

# ENOVA SF



## Potensialstudie av havenergi i Norge



# RAPPORT

## Potensialstudie havenergi

Rapport nr.: 154650-2007.1	Oppdrag nr.: 154650	Dato: 23.10.2007
Kunde: ENOVA SF		
<b>Potensialstudie av havenergi i Norge</b>		
<p><b>Sammendrag:</b></p> <p>SWECO Grøner i samarbeid med ECON og Kjeller Vindteknikk har på oppdrag fra Enova SF kartlagt potensialet for havenergi i det norske kraftsystemet. Studien omfatter en kartlegging av ressurser, teknologi samt en drøfting av fremtiden for havenergi i det norske kraftsystemet.</p> <p>Det fysiske potensialet for bølgekraft er estimert til 600 TWh, hvorav i størrelsesorden 12 – 30 TWh kan antas å være utbyggbart. Potensialet for tidevannskraft er estimert til ca. 1 TWh. Det utbyggbare potensialet må antas å være betydelig mindre. Det fysiske potensialet for offshore vindkraft er estimert til ca 14 000 TWh. I dette tilfellet er det snarere markedsmessige enn andre forhold som begrenser hvor mye som kan bygges ut.</p> <p>Alle vurderte teknologier for bølgekraft og tidevann kan i dag betraktes som pre-kommersielle. Dagens kostnader er vesentlig høyere enn for konvensjonelle anlegg for kraftproduksjon, og de fleste konseptene er teknisk umodne. Også for offshore vindkraft er dagens kostnader høyere enn hva som kan bæres av inntektene fra kraftproduksjonen, gitt dagens rammebetingelser. Teknologien for bunnfaste installasjoner er imidlertid i stor grad kommersielt tilgjengelig.</p>		
0	23.10.07	Sluttrapport
<b>Rev.</b>	<b>Dato</b>	<b>Revisjonen gjelder</b>
Utarbeidet av: Jonas Sandgren, Lars Erik Hjorth, Wilfried Pimenta de Miranda, Gry Hamarsland, Karin Ibenholt		<b>Sign.:</b>
Kontrollert av: Harald Oskarsen		<b>Sign.:</b>
Oppdragsansvarlig / avd.: Tor Tveit / Ny fornybar energi		Oppdragsleder / avd.: Jonas Sandgren / Ny fornybar energi





## Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning .....</b>	<b>1</b>
1.1	Bakgrunn for studien .....	1
1.2	Hvorfor havenergi.....	2
1.3	Havenergi – definisjon av begreper .....	4
1.3.1	Offshore vindkraft .....	4
1.3.2	Bølgeenergi .....	4
1.3.3	Tidevannskraft.....	5
1.3.4	Prosjektfaser for teknologiutvikling .....	6
<b>2</b>	<b>Fysisk ressursgrunnlag for havenergi i Norge.....</b>	<b>7</b>
2.1	Bølgekraft .....	7
2.2	Tidevannskraft .....	9
2.3	Offshore vindkraft.....	14
2.4	Avgrensninger for utnyttbart ressursgrunnlag .....	21
2.4.1	Topografi - en utfordring .....	21
2.4.2	Bølgekraft.....	21
2.4.3	Tidevannskraft.....	21
2.4.4	Havbasert vindkraft.....	21
<b>3</b>	<b>Dagens status for havenergi.....</b>	<b>23</b>
3.1	Teknologistatus.....	23
3.1.1	Metode for systematiseringen av teknologiene .....	23
3.1.2	Bølgekraft.....	25
3.1.3	Tidevannskraft og havstrøm .....	28
3.1.4	Offshore vindkraft .....	30
3.2	Dagens kostnader og inntektsmuligheter .....	33
3.2.1	Forutsetninger som ligger til grunn for beregning av inntektsmuligheter ....	34
3.2.2	Kostnader og inntektsmuligheter i dag.....	36
3.3	Dagens rammebetingelser .....	38
3.3.1	Kostnader ved nettilgang for havsbasert energi .....	38
3.3.2	Miljøpåvirkninger .....	40
3.3.3	Konkurrerende næringsinteresser .....	41
3.3.4	Regelverk, godkjenningprosesser og konsesjoner .....	43
<b>4</b>	<b>Utviklingsmuligheter for havenergi .....</b>	<b>47</b>
4.1	Teknisk og kommersielt utviklingsnivå.....	47
4.2	Kostnadspotensial for havenergi .....	48

4.3	Inntekspotensial i fremtiden .....	50
4.3.1	Forutsetninger som ligger til grunn for fremtidige forhold.....	50
4.3.2	Inntektsmulighet havenergi .....	52
4.3.3	Maksimal investeringskostnad gitt kommersialisering av havenergikildene	53
5	Havenergi i et norsk fremtidsperspektiv.....	57
5.1	Dagens kraftsituasjon i Norge.....	57
5.2	Driverne bak utviklingen i havenergi .....	58
5.3	Havenergis modenhet og mulighet til utbredelse .....	61
5.3.1	Offshore vindkraft.....	62
5.3.2	Bølge- og tidevannskraft .....	65
6	Referanser .....	67

## Vedleggsliste

- Vedlegg 1: Vurdering av ressursgrunnlaget for bølgekraft
- Vedlegg 2: Vurdering av ressursgrunnlaget for offshore vindkraft
- Vedlegg 3: Oppsummeringsark for generiske teknologier for bølgekraft
- Vedlegg 4: Oppsummeringsark for generiske teknologier for tidevanns-/havstrømkraft
- Vedlegg 3: Oppsummeringsark for generiske teknologier for offshore vindkraft
- Vedlegg 6: Eksempler på data for enkeltteknologier
- Vedlegg 7: Kalkylrenten for investeringer i havenergi
- Vedlegg 8: Lærekurver

## Figurliste

Figur 1.	Prinsippskisse for en bølge. ....	5
Figur 2.	Tidevannssyklusen. ....	5
Figur 3.	Gjennomsnittlig årlig tilgjengelig effekttetthet i bølger i norske farvann. ....	8
Figur 4.	Laveste astronomiske tidevann (LAT) og høyeste astronomiske tidevann (HAT) relativt middelvann. ....	10
Figur 5.	Eksempel på varighetskurve for et tenkt energianlegg. ....	12
Figur 6.	Varighetskurve for et konkret tidevannskraftverk. ....	13
Figur 7.	Kartutsnitt med stasjonene som er listet opp i tabell 3. ....	15
Figur 8.	Områder med havdyp inntil 30 m, mellom 30 og 60 m og mellom 60 og 300 m innefor norsk økonomisk sone sør for latitud 61°N. ....	17
Figur 9.	Områder med havdyp inntil 30 m, mellom 30 og 60 m og mellom 60 og 300 m innefor norsk økonomisk sone mellom latitud 61°N og latitud 67,5°N. ....	18
Figur 10.	Områder med havdyp inntil 30 m, mellom 30 og 60 m og mellom 60 og 300 m innefor norsk økonomisk sone nord for latitud 67,5°N. ....	19
Figur 11.	Effektvariasjon i bølger over 8 minutter. ....	26
Figur 12.	Nominell feed-in-tariff med avkorting ved høye kraftpriser. ....	36
Figur 13.	Illustrasjon på dagens kostnader for bygging av havenergi fra Storbritannia, kombinert med havenergis inntektsmuligheter i Norge. ....	37
Figur 14.	Illustrasjon på avstand til lønnsomhet for havenergikilder i dag. ....	38
Figur 15.	Stadier i saksbehandlingsprosessen. ....	44
Figur 16.	Skjematisk fremstilling av teknisk og markedsmessig modenhetsgrad for ulike energiteknologier. ....	48
Figur 17.	Mulig fremtidig nettoinntekt pr. kWh til dekning av kapitalkostnader. ....	52
Figur 18.	Fremtidens maksimale investeringskostnad for bølgeenergi gitt kommersialisering av teknologiene. ....	54
Figur 19.	Fremtidens maksimale investeringskostnad for tidevannsenergi gitt kommersialisering av teknologiene. ....	55
Figur 20.	Fremtidens maksimale investeringskostnad for offshore vind gitt kommersialisering av teknologiene. ....	56
Figur 21.	Norges kraftbalanse historisk, samt mulig utvikling frem mot 2015. ....	58
Figur 22.	Illustrasjon på drivere bak utviklingen av havenergikildene. ....	59
Figur 23.	Havbasert energi i perspektiv av teknologisk og markedsmessig modenhet. ....	61
Figur 24.	Eksempel på mulig utbygging av havenergi i forbindelse med elektrifisering av sokkelen. ....	64

**Tabelliste:**

Tabell 1. Bølgeenergiressursen i Norge.....	9
Tabell 2. Overordnet vurdering av teknisk potensial i et utvalg tidevannsstrømmer. ....	11
Tabell 3. Målestasjoner og hindcast-punkter i Nordsjøen. ....	14
Tabell 4. Estimert samlet fysisk vindressurs innenfor norsk økonomisk sone.. ....	20
Tabell 5. Årsmiddel for sekundærvirkningsgrader for ulike typer utstyr. ....	25
Tabell 6. Kategorier av bølgekraftverk.....	26
Tabell 7. Oppsummering av nøkkelparametere for bølgekraft. ....	28
Tabell 8. Kategorier av tidevannskraftverk.....	29
Tabell 9. Oppsummering av nøkkelparametere for tidevannskraft. ....	30
Tabell 10. Kategorier av tidevannskraftverk.....	31
Tabell 11. Oppsummering av nøkkelparametere for offshore vindkraft. ....	33
Tabell 12. Oppsummering av kostnader og noen viktige forutsetninger for havenergiteknologiene i Ernst and Youngs rapport om fornybare energikilder. ....	34
Tabell 13. Havenergikildenes sesongmessige produksjonsprofil og profilens konsekvens for forventet kraftpris.....	35
Tabell 14. Estimert kostnadspotensial og brukstid for de generiske konseptene og tilhørende brukstider. ....	49
Tabell 15. Investerings- og driftskostnad for vann- og onshore vindkraft. ....	50

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn for studien

Enova SF har som formål å fremme miljøvennlig energibruk og energiproduksjon. Enovas viktigste oppgave i den forbindelse er forvaltningen av Energifondet, som skal bidra til redusert energibruk og ny fornybar energiproduksjon. Enova ønsker å være en drivkraft for fremtidsrettede energiløsninger ved å gi støtte til implementering av ny energiteknologi, og en del av fondsmidlene benyttes til aktivt å fremme innovasjonsskjeden gjennom demonstrasjon og introduksjon av teknologi for effektive energiløsninger og miljøvennlig energiproduksjon, som bygger opp under målene for energiomleggingen på lang sikt. Det er spesielt interessant for Enova å bidra til introduksjon på områder der det utløses nye potensialer.

Utnyttelse av havenergi utenfor kysten basert på vind, bølger, tidevann og havstrømmer representerer noen av de største uutnyttede potensialene som er tilgjengelige for energinasjonen Norge. Enova ser en økende interesse fra leverandørindustri og utbyggere av å ta dette potensialet i bruk. Implementering av ny energiteknologi står normalt ovenfor en rekke utfordringer, og flere av utfordringene ved en økende utnyttelse av havenergi er mangelfullt belyst og tilsvarende dårlig forstått. Utredningen "Potensialstudie havenergi" gjennomføres for å systematisere kunnskap som kan brukes i arbeidet med introduksjon av teknologi for utnyttelsen av havenergi.

Enova deltar også i prosessen Energi21, som skal etablere en bred og samlende forsknings- og utviklingsstrategi for energisektoren. Enova håper at potensialstudien også vil kunne være et nyttig innspill i denne prosessen.

Mål for arbeidet er å beskrive energipotensial, utfordringer, problemstillinger og muligheter ved en innfasing av havenergi i det norske energisystemet. Det legges spesielt vekt på å analysere avstander mellom inntekspotensialet og eksisterende kostnadsnivå for ulike teknologiske løsninger. Arbeidet er utført av SWECO Grøner og Econ i fellesskap, med SWECO Grøner som prosjektleder.

Arbeidet er basert på offentlig tilgjengelig informasjon. De resultater som legges frem her bygger på en rekke kilder av ulik alder og som bygger på ulike forutsetninger. Konklusjonene bygger på disse kildene og vår samlede fagkompetanse innenfor havenergi og marine konstruksjoner.

Teknologiene for havenergi befinner seg i ulike stadier av modenhetsgrad, noe som er viktig å ha i mente når man leser rapporten. Noen teknologier er på forskningsstadiet og trenger videre forskning og demonstrasjon av virkemåte, andre trenger demonstrasjon av det kommersielle potensialet, mens til slutt noen teknologier står nær kommersialisering, gitt de rette rammebetingelsene. Siden det verken finnes testresultater eller praktiske erfaringer for mange av de vurderte teknologiene må man regne med at de kvantitative data som presenteres i rapporten har betydelige usikkerhetsmarginer.

## 1.2 Hvorfor havenergi

I dag kommer hoveddelen av verdens kraftproduksjon fra ikke-fornybare energikilder som fossilt brensel og kjernekraft. Disse teknologiene er godt utviklet for storskala kraftproduksjon, men det er to viktige utfordringer knyttet til bruken av ikke-fornybare energikilder; forurensning og utarming av endelige ressurser.

Fornybare energikilder har et stort ubenyttet potensial, de har relativt beskjedne miljølemper og regenereres stadig. Havenergi har potensielle fordeler gjennom at ressursene er store og at anlegg plassert i havområder vil være knyttet til mindre brukerkonflikter enn landbaserte anlegg.

Menneskeheten har i mange hundre år vært klar over kreftene i havet, og allerede i 1799 fikk en franskmann et patent på en maskin som skulle bruke bølgenes energi til å drive en annen maskin på land. Siden den gang har det blitt registrert over 1000 patenter på bølgeenergi-innretninger alene.

Havenergi benytter en gratis og ikke regulerbar energikilde. Det er derfor investeringene i anlegget samt behovet for drift og vedlikehold som bestemmer kostnadene for denne energiformen. Havenergi kan dermed sammenlignes med for eksempel elvekraft og vindkraft. I dag er de fleste kraftverk for havenergi som blir bygd prototyper eller forskningskraftverk.

Det største problemet knyttet til fornybare energikilder er å utvikle teknologier som kan levere energi til en konkurransedyktig kostnad sammenlignet med ikke-fornybare energikilder. Det er imidlertid stor forskjell på investeringskostnadene for ulike konsepter for utnyttelse av havenergi, for eksempel mellom bøyekraftverk og et kilerennekraftverk. Kostnadsforskjellen må derfor holdes opp mot mulig produsert energimengde, vi har benyttet kr/(års-kWh). Med dette forstås investeringskostnaden delt på den forventede årlige kraftproduksjonen.

## HAVENERGI SOM RESSURS

### Fysiske forhold

Når solen skinner på jorden, oppstår det temperaturforskjeller mellom ulike områder. Varm luft ekspanderer, og temperaturforskjellene fører derfor i sin tur til trykkforskjeller. Vindene utenfor kystene skyldes i alt vesentlig de horisontale trykkforskjellene i atmosfæren. Når luftmassene setter seg i bevegelse påvirkes de også av coriolis-akselerasjonen, som er et resultat av at jordkloden roterer rundt sin egen akse. Vindene får derfor retning moturs rundt lavtrykk på den nordlige halvkule. Vinder oppviser betydelige sesongvariasjoner, med sterkest vindstyrke vinters-tid. Både vindstyrke og -retning varierer imidlertid over tidsskaler fra sekunder til døgn.

Når vinden blåser over havet, gjør friksjonen mellom vannet og vinden at vinden nærmest havoverflaten blir bremsset. Noe av den energi vinden bærer med seg blir overført til bølger. Bølger kan høste energi fra vinden over lang tid. Energitettheten i bølger kan derfor bli mye større enn i vind. Bølgene vandrer videre over havoverflaten og transporterer energi over store avstander, slik at bølgeenergi kan høstes langt fra stedet der vinden som ga opphav til bølgene blåste.

Mens bølger har sitt opphav i vinden skyldes tidevannet tiltrekningskreftene og de innbyrdes bevegelsene i jord – måne – sol systemet. Dette resulterer i en tidevannsbølge som beveger seg rundt jorda etter månens posisjon. Det er høyvann på den siden som er nærmest og lengst bort fra månen, og lavvann midt i mellom. Endringen i vannstand forutsetter omfordeling av vannmasser, og det er dette som skaper de tidevannsstrømmer vi ønsker å utnytte til kraftproduksjon. Havoverflaten heves og senkes i prinsippet to ganger i døgnet. I praksis påvirkes tidevannsbølgen av lokal topografi, slik at lokale avvik fra dette mønsteret oppstår.

### Utfordringer ved å utnytte havenergi

Også om vi ser bort fra de rent tekniske utfordringene forbundet med teknologiene for høsting av ressursen (disse drøftes lenger frem), er det flere viktige utfordringer knyttet til storskala utnyttelse av havenergi. De viktigste er:

- Havenergi er tilgjengelig der behovet for elektrisk kraft typisk er null eller lavt. Energien må derfor overføres over betydelige avstander, noe som krever store investeringer i infrastruktur. Dette kan være både konvensjonelle løsninger basert på el og innovative konsepter basert på for eksempel hydrogen.
- Ressursen er ikke regulerbar. Vind- og bølgeressursene er svært variable over tid og til dels uforutsigbare. Tidevannsressursen er svært forutsigbar, men kan ikke lagres opp. Utnyttelse av havenergi i stor skala forutsetter derfor en omfattende samkjøring med andre kraftkilder for å balansere produksjon og etterspørsel.
- Utnyttelse av havenergi vil påvirke annen utnyttelse av arealet, som f.eks. sjøfart og fiske. Verneverdige naturressurser kan også føre til konflikter.

I praksis er det bunnforholdene, avstand til nett og eventuelle brukerkonflikter som langt på vei avgjør hvor mye som kan bygges ut på kort sikt (10 – 15 år).

## 1.3 Havenergi – definisjon av begreper

### 1.3.1 Offshore vindkraft

Utnyttelse av vindkraft innebærer at man bremses vinden. Vinden kan imidlertid ikke bremses ned till stillestående, ettersom luften da ville hope seg opp ett sted. I stedet bremses luften noe og spres over en større flate enn den opprinnelig opptok. Den teoretisk maksimale virkningsgraden for utnyttelse av vindkraft er  $16/27$  (0,593), ofte kalt Betz-virkningsgraden etter Albert Betz, som utledet dette i 1920.

På et gitt sted har ikke vinden konstant hastighet i vertikalplanet. Nærmest flaten bremses hastigheten ned pga. friksjon mot flaten. Røe flater, som skog, bremses mer enn glatte flater, som vann. Når det er hastighetsforskjell mellom luft i ulike luftlag oppstår det også friksjon mellom disse. Det oppstår dermed en vertikal hastighetsprofil, der vindhastigheten øker med økende høyde over jordoverflaten. I praksis snakker man om vindressurser på en gitt høyde over bakken eller havet. Plasseres vindturbinen høyere over bakken kan man utvinne mer energi ettersom vindhastigheten øker med høyden.

De viktigste parametrene for å karakterisere vindressursen offshore er midlere vindhastighet på en bestemt høyde og antallet dager uten produksjon pga. for høy respektive lav vindstyrke.

Når man plasserer ut en vindmølle forstyrrer den vindfeltet, dels gjennom å bremse vinden innenfor et område, dels gjennom å generere turbulens i luften. På grunn av dette må man plassere vindturbinene med et visst minsteavstand mellom dem. Det må være nok avstand mellom dem for at turbulensen skal dø ut, da turbinene ellers vil gi lav produksjon og eventuelt få kort levetid pga. vibrasjoner.

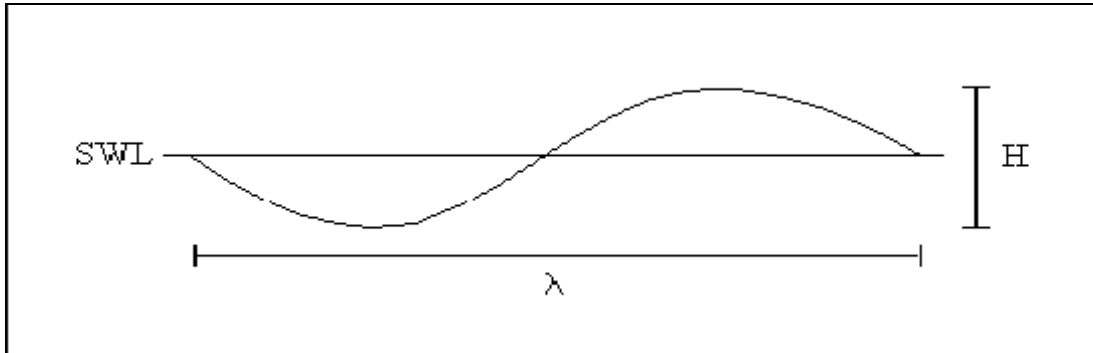
Når vindkraftverkene bremses ned vinden forstyrrer dette hastighetsprofilen som råder i den frie luftstrømmen, og dette fører til økte skjærekrefter med høyere liggende luftlag. Dette i sin tur fører til en energioverføring til lavere liggende luftlag, og vindprofilen restitueres derfor over en viss lengde nedstrøms. Vindressursen bør derfor ses som noe som er tilgjengelig over en flate.

### 1.3.2 Bølgeenergi

En bølge er først og fremst karakterisert av høyden  $H$  [m] (avstanden mellom bølgedal og bølgetopp), bølgelengden  $\lambda$  [m] (avstanden mellom to bølgetopper), og perioden  $T$  [s] (tiden det tar en bølgelengde å passere et fast punkt).

Man skiller ofte mellom to typer bølger: vindbølger og dønninger. Vindbølger er bølger som er direkte skapt av vinden, mens dønninger er vindbølger som har flyttet seg vekk fra området der vinden blåser. Hastigheten til bølger på dypt vann er proporsjonal mot perioden. Ettersom de store bølgene altså beveger seg raskere enn små, vil man få en sortering av bølgelengder ettersom bølgene vandrer ut av området de er dannet. Slike dønninger kan forplante seg over svært lange avstander på dypt vann, uten at energien i bølgen i særlig grad går tapt. Det er dønninger som gir det største potensialet for bølgekraft.





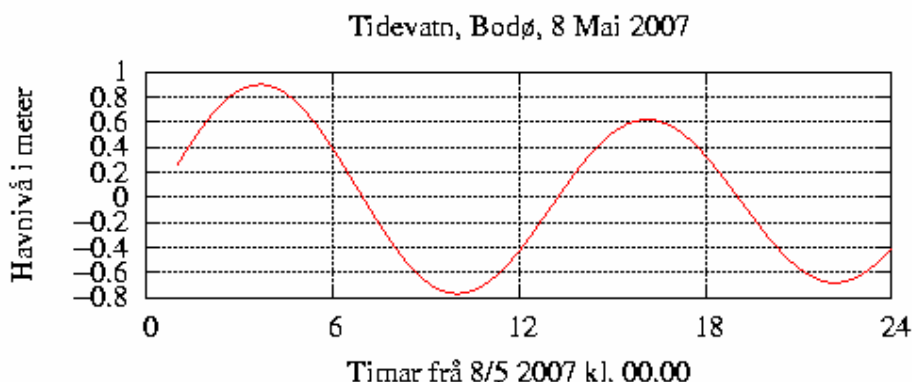
Figur 1. Princippskisse for en bølge.

Energien i bølgene er en kombinasjon av potensiell energi og bevegelsesenergi. Etersom bølger ikke transporterer vannmassene, er det i prinsipp mulig å ta ut all energien ut av dem. Da energitransporten, i motsetning til vind, hovedsakelig skjer i grenseflaten mellom luft og vann, kan ikke innfallende energiflux "fylles på" fra andre steder, tilsvarende det som skjer med vindfeltet. Dersom en tar ut energi ut av bølgene, blir det mindre tilgjengelig lenger inn.

Når man nærmer seg kystlinjen kan brytnings- og refleksjonsfenomener føre til at bølgeenergi konsentreres eller dempes i gitte geografiske områder. Dette kan utnyttes kommersielt, men påvirker ikke den samlede ressursen.

### 1.3.3 Tidevannskraft

Tiden mellom to månepasseringer over en gitt lengdegrad på jorda er 24,8 timer. Tiden mellom hver topp (flo) er således 12,4 timer. Sola påvirker også tidevannet, men med en syklus på 24 timer. De største tidevannsforskjellene oppnås når jord, måne og sol står på en rett linje og kreftene trekker i samme retning. Dette kalles spring. Motsatt er det nipp når sol – jord – måne danner en rett vinkel. Månen roterer om jorda i løpet av 28 døgn hvilket betyr at de største høydeforskjeller (spring), oppstår to ganger per rotasjon, dvs. hver 14 dag.



Figur 2. Tidevannssyklusen. Kilde: Nettside tilhørende matematisk institutt ved Universitetet i Oslo

Vannstandsvariasjonene er forskjellige for ulike steder. Dette skyldes at tidevannsbølgen reagerer på lokale forhold, og i for eksempel Nordsjøen, hvor tidevannsbølgen kommer delvis

gjennom den engelske kanal og delvis nordfra, kan det oppstå interferens. Resultatet er at for noen steder i Nordsjøen er det store tidevannsforskjeller mens det andre steder er nesten ingen forskjell.

#### 1.3.4 Prosjektfaser for teknologiutvikling

Nye teknologier, slik som de ulike teknologiene for havenergi, gjennomgår en rekke faser under utviklingsløpet. Det starter oftest med **forsknings- og utviklingsarbeid** (FoU) på konseptet, som siden gjerne prøves ut i en småskala **prototype** (regnes gjerne også med i FoU-fasen). Etter at man er trygg på at man forstår teknologien godt nok bygges det oftest et **demonstrasjonsanlegg** i full eller nesten full skala. Hensikten med demonstrasjonsanlegget er ofte å vise at teknologien er tilstrekkelig moden for å kunne tas i bruk. Alle disse fasene er prekommersielle i den forstand at kostnadene som regel ikke kan bæres av verdien av den energi som eventuelt produseres. På hvert prosjekttrinn vil en rekke aktiviteter gå igjen; konseptanalyser, planlegging og tillatelser, design, produksjon, testing og godkjenning, sammenstilling og montasje, drift og vedlikehold, demontering [Scottish Enterprise 2005]

Etter vellykket demonstrasjon kan man ta fatt på **markedsintroduksjonen**, som ofte er en ressurskrevende prosess. Et egnet sted for å bygge et kommersielt anlegg må identifiseres og utvikles, og prosjektet må finansieres. Ofte må teknologieieren dra det meste av arbeidet i markedsintroduksjonsfasen. Hvis teknologien lykkes i å komme inn på markedet kommer man over i den **kommersielle fasen**, når det oppstår en etterspørsel etter teknologien.

Fra man starter med FoU til man kommer frem til markedsintroduksjon går det som regel 10 – 20 år. Mange teknologier blir av ulike grunner aldri utviklet så langt som til markedsintroduksjon, og det forekommer også at denne ikke lykkes for en gitt teknologi.

Siden man ikke kan regne med å tjene penger før i den kommersielle fasen vil teknologiutvikling i mange tilfeller være mer eller mindre avhengig av at det finnes offentlige støtteordninger som kan bidra til gjennomføringen av de ulike fasene. Det er også en fordel om støtteordningene er harmonisert slik at det ikke finnes vesentlige deler av utviklingskjeden som mangler støtte. Slik er det ikke i flere europeiske land, da dette faller mellom tradisjonell FoU-støtte og støtteordninger for fornybar kraftproduksjon. Samtidig er det naturlig at støtten andel av den totale finansieringen avtar når man nærmer seg kommersialisering.

## 2 Fysisk ressursgrunnlag for havenergi i Norge

### 2.1 Bølgekraft

Fugro OCEANOR har estimert bølgekraftressursen utenfor Norge. Resultatene, som er gitt med en romslig oppløsning på  $\frac{1}{2}^\circ$  over det meste av området, er presentert i kart som er gjengitt i vedlegg 1. Beregningene omfatter kun havområder som er så pass langt fra kysten at de ikke er påvirket av oppgrunning (dvs. vandypet er  $> 100$  m) og av brytning og refleksjon fra kystlinjen og øyer. I de fleste tilfeller innebærer dette at man befinner seg minst 50 – 100 km fra kystlinjen. Prognostisering av bølgeressursen på steder som er influert av havbunnen og kystlinjen forutsetter detaljerte beregninger som faller utenfor rammen for denne studien.

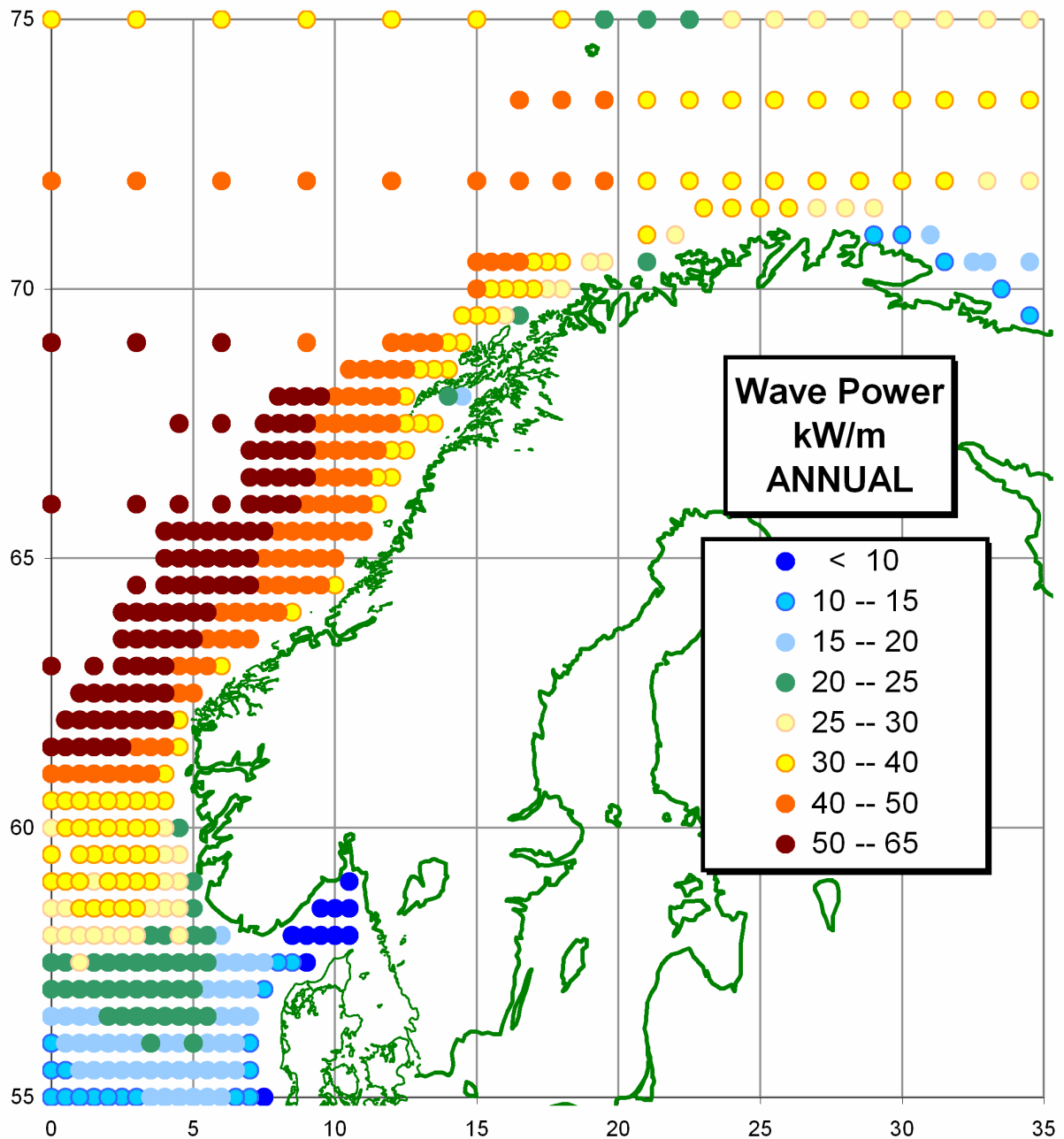
Bølgeenergiressursen varierer kraftig over året. Typisk er mindre enn 10% av energien tilgjengelig i månedene juni til august, og nesten halvparten i månedene desember til februar. Vedlegg 1 inneholder kart som illustrerer variasjon over de fire årstidene. I teksten nedenfor begrenser vi oss imidlertid til å drøfte tilgjengelig effektetthet midlet over året.

Nord for Sognefjorden har Norge en svært god bølgeenergiressurs, 40 – 50 kW/m bølgefront i årsmiddel (se figur 3). Ressursen når helt opp til 65 kW/m lenger til havs. Sørøst avtar ressursene til 20 – 25 kW/m vest for Lindesnes. I Skagerrak er ressursen  $< 10$  kW/m. Nord for Lofoten avtar også bølgeenergien, men faller ikke lenger enn til 30 – 40 kW/m.

Sesongvariasjonene er store over hele havområdet. På de beste stedene varierer verdiene fra  $< 15$  kW/m sommerstid til  $< 125$  kW/m vinterstid. Generelt kan man si at på disse stedene er 40 – 50% av total årlig energimengde tilgjengelig i perioden desember til februar, og kun 6 – 7% i perioden juni – august.

Fugro OCEANOR har også estimert ekstrembølger (100-års). Forholdet mellom 100-års bølgen og gjennomsnittlig signifikant bølgehøyde varierer fra 5,5 – 6,5 i de områder som har størst bølger til 7,0 – 7,5 og 8 – 9 i Skagerrak, og enda til 9 – 10 sør for Lofoten. Dette forholdet sier noe om utfordringene med å dimensjonere innretningene i ulike områder.

I Fugro OCEANOR sin rapport er bølgenes gjennomsnittlige retning beskrevet som energi-vektet retning, det vil si bølger med stort energiinnhold teller mer enn de med lavt. Der det er åpent hav i vest er den dominerende retningen er VSV – VNV. Som nevnt er ressursen betydelig mindre i sør og nord enn i området mellom Sognefjorden og Lofoten. Dette skyldes fremfor alt at disse områdene er mer skjermet for de retninger der vindfeltene som genererer de største dønningene er aktive.



Figur 3. Gjennomsnittlig årlig tilgjengelig effekttetthet i bølger i norske farvann. Kilde: FUGRO Oceanor.

Ettersom bølgeenergiressursen i liten grad genereres innenfor nærområdet til kysten (ca. 200 km) kan man estimere tilgjengelig brutto energiressurs gjennom å integrere innfallende energiflux mot kysten. Dette er estimert gjennom å summere fluxene i de ulike punktene, som dekker  $\frac{1}{2}^\circ$ . Dette er gjort for tre delavsnitt av kysten, Lindesnes til Sognefjorden (t.o.m. latitud  $61^\circ$ ), fra Sognefjorden til Lofoten (t.o.m. latitud  $67,5^\circ$ , og fra Lofoten til østspissen av Varangerhalvøya. Opptellingen er gjort nærmest kysten og  $2^\circ$  fra kysten. Resultatene

oppsummeres i tabell 1. Det antas at bølgekraft er uegnet øst for Lindesnes pga. en svak ressurs og mye skipstrafikk i et relativt trangt farvann.

Tabell 1. Bølgeenergiressursen i Norge fordelt på ulike effektklasser og geografiske områder.

Bølgeenergiressurs [TWh/år]								
Midlere effekt kW/m	Lindesnes til Sognefjorden		Sognefjorden - Lofoten		Lofoten - Varangerhalvøya		Hele Norge	
	Nærmest kysten	2 ° ut	Nærmest kysten	2 ° ut	Nærmest kysten	2 ° ut	Nærmest kysten	2 ° ut
12,5	6,1	0,0	0,0	0,0	24,3	0,0	30	0
17,5	0,0	17,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	17
22,5	32,9	0,0	0,0	0,0	0,0	32,9	33	33
27,5	13,4	53,5	0,0	0,0	93,7	107,1	107	161
35	34,1	17,0	153,3	0,0	119,2	68,1	307	85
45	0,0	0,0	87,6	240,9	0,0	65,7	88	307
57,5	0,0	0,0	0,0	56,0	0,0	0,0	0	56
<b>Sum</b>	<b>86</b>	<b>88</b>	<b>241</b>	<b>297</b>	<b>237</b>	<b>274</b>	<b>565</b>	<b>658</b>

Totalt passerer ca. 600 TWh inn mot norske kysten. Konflikt med annet bruk, tilgjengelig teknologi og havdyp er blant de faktorer som begrenser hvor mye av dette som er utvinnbart.

Bølgekraftpotensialet er sammenlignbart med det totale teoretiske vannkraftpotensialet for Norge, 600 TWh/år. Kun 205 TWh/år av dette antas å være utbyggbart innenfor en kostnad av 3 kr/års-kWh, og av dette er 119,7 TWh/år allerede bygget ut. Det utbygde potensialet svarer til ca. 20% av teoretisk potensial. I dagens situasjon går videre utbygging svært langsomt i forhold til det teknisk-økonomiske potensialet. En viktig grunn til dette er konflikter med andre næringsinteresser og miljøhensyn.

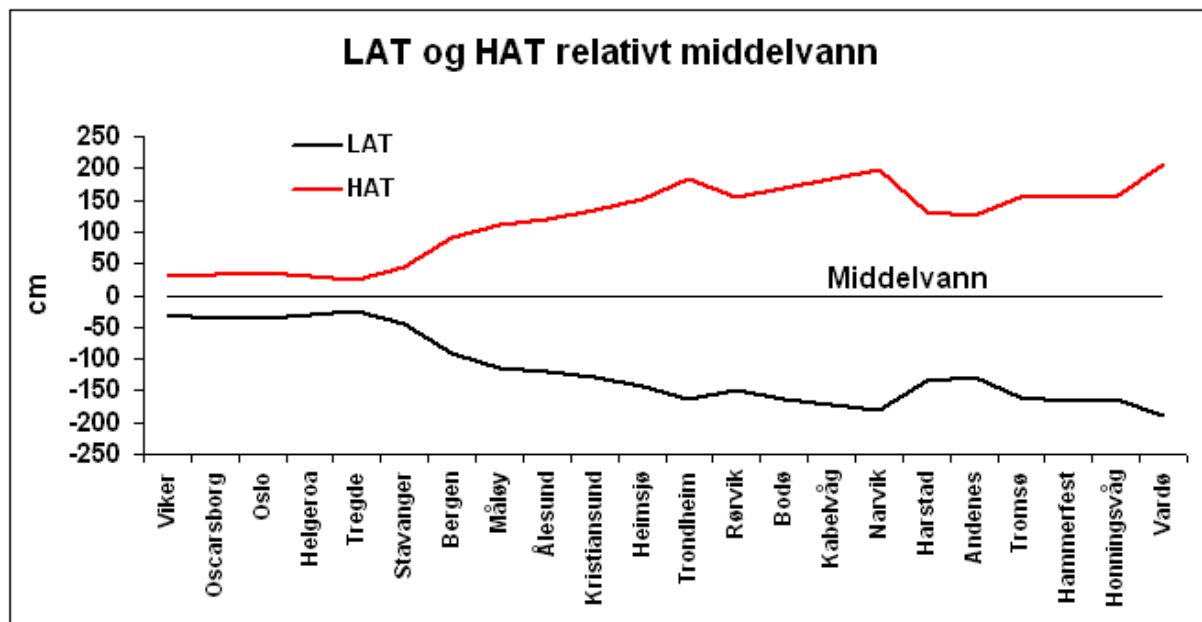
Dersom vi forutsetter at egnede teknologier blir utviklet og antar at en utbygging av 20% av det teoretiske bølgekraftpotensialet kan være akseptabelt for samfunnet, kan man anta at bølgekraft kan bidra med mellom 12 til 30 TWh, avhengig av teknologienes gjennomsnittlige årsvirkningsgrad (som her er anslått til å ligge mellom 10 – 25%). Til sammenligning kan det nevnes at det praktiske britiske bølgekraftpotensialet er blitt anslått til ca. 50 TWh<sup>1</sup> [Callaghan, 2006]. Det britiske estimatet er imidlertid fra midten av 80-årene.

## 2.2 Tidevannskraft

I figur 4 er laveste astronomiske tidevann (LAT) og høyeste astronomiske tidevann (HAT) plottet for en del havner langs kysten. Avstanden mellom disse nivåene er et mål for den maksimale tidevannsforskjellen på stedet (det er da ikke tatt hensyn til værrets virkning på vannstanden). Figuren viser tydelig at tidevannet er lite på Sørlandet, men fra Vestlandet og nordover øker tidevannsforskjellene til Vestfjorden (i Narvik er forskjellen 3,6 m). I Vesterålen er tidevannsforskjellen plutselig mye mindre (2,7 m i Harstad). Dette kan forklare de kraftige

<sup>1</sup> Forutsetningene for det britiske estimatet er ikke nødvendigvis i samsvar med de som er gjort for Norge i dette arbeidet.

tidevannsstrømmene i sundene mellom øyene i Lofoten. Videre langs kysten øker tidevannshøyden igjen til den ved Vardø er på samme størrelse som i Narvik.



Figur 4. Laveste astronomiske tidevann (LAT) og høyeste astronomiske tidevann (HAT) relativt middelvann. Kilde Statens kartverk Sjø, nettside 10.07.2007

De viktigste kriteriene for høsting av tidevannsressursen er strømningshastighet og tverrsnitt på strømmen. I denne studien er tidevannsressursen i Norge estimert ut fra tilgjengelige strømstyrker oppgitt i Den Norske Los. Ved hjelp av aktuelle sjøkart er dybder og bredde på strømmene estimert. Deretter er det maksimale tekniske energipotensial beregnet for hver strøm. Slike vurderinger er utført for et utvalg av fjorder og sund nord for Bodø. Mellom Bodø og Trøndelag er det færre sund og retningen på disse er slik at tidevannsbølgen ikke gir opphav til kraftige strømmer, og lenger sør avtar tidevannsvariasjonen. Sør for Bodø er det derfor et svært begrenset energipotensial i tidevannsstrømmer. Resultatet av kartlegging av det teoretiske tidevannspotensialet er gjengitt i tabell 2.

I beregningene er det bare tatt med strømmer med oppgitt styrke over tre knop. Tre knop antas å være i den lavere delen av hva som kan være lønnsomt for horisontale fristrøms-turbiner da energien går i tredje potens av hastigheten. Smaleste bredde i sundene er målt på sjøkartene. Det er trukket fra noen arealer inn mot land i de grunneste områdene.

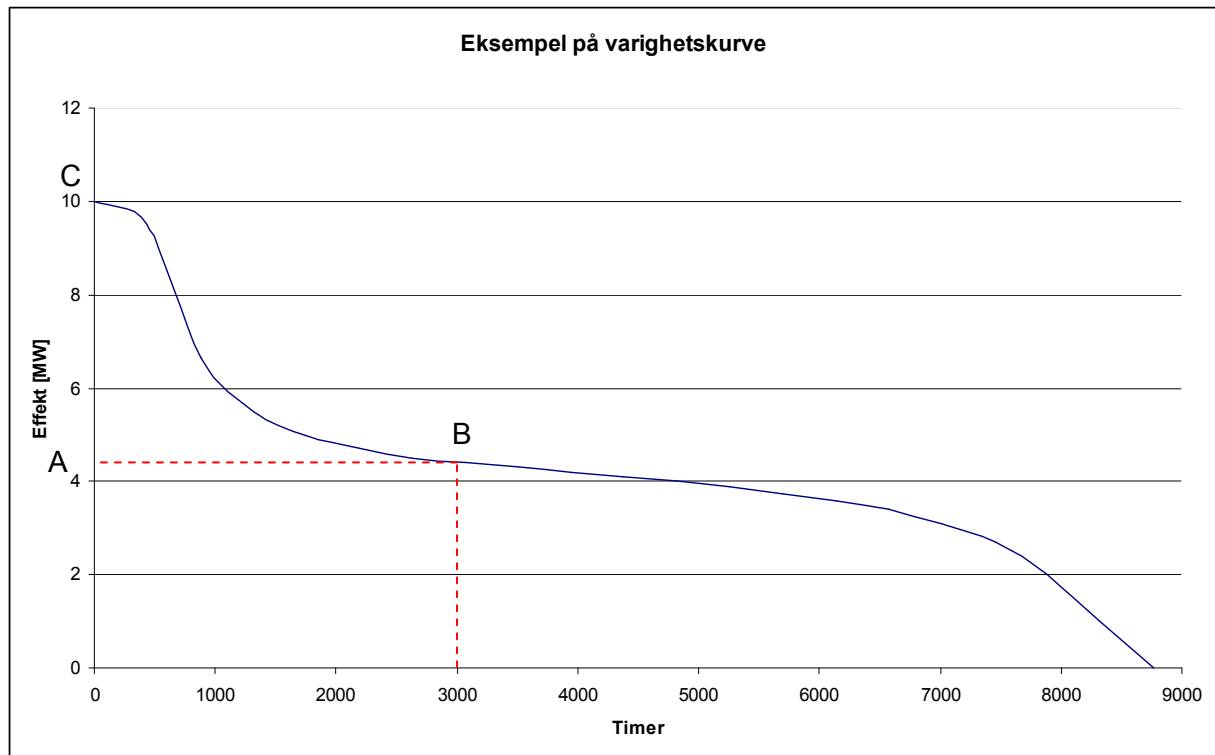
For å kunne realisere energipotensialet som er synliggjort i tabell 2 forutsettes det derfor å benytte ulike teknologier, for eksempel teknologier som fokuserer strømmene. Det er i beregningene forutsatt at en kan utnytte 50 % av tverrsnittsarealet noe som for eksempel kan oppnås ved å benytte flere rekker med turbiner. Det er videre forutsatt 40 % totalvirkningsgrad (fra ressurs til nett) og 3500 driftstimer /år. 40 % totalvirkningsgrad er oppnåelig for teknologier som fokuserer strømmer eller med kontraroterende turbiner.

Tabell 2. Overordnet vurdering av teknisk potensial i et utvalg tidevannsstrømmer. Beregningene tar hensyn til virkningsgraden ved energiomvandlingen og til at hele sundet ikke i praksis ikke kan sperres av.

	Strøm	Styrke [Knop]	Kommentar	Snitt dybde [m]	Bredde [m]	Nyttbart areal %	Effekt [MW]	Energi [GWh]
1	Saltstraumen	8	Del av marin verneplan	35	100	50 %	9	30
1	Sundstraumen	4	Del av marin verneplan	50	52	50 %	1	3
3	Tysfjorden	3	Ikke aktuell, for dyp	-	-	-	-	-
4	Moskenstraumen	5		50	4 500	80 %	216	758
5	Nappstraumen	4.5		30	400	50 %	5	18
6	Gimsøystraumen	4.5		20	500	50 %	4	15
7	Moholmen	3	Usikker	20	500	50 %	1	5
8	Raftsundet	4		20	300	50 %	2	6
9	Strauman/Øksfjorden	6	Ikke aktuell, for dyp	-	-	-	-	-
10	Risøysundet/-renna	4		20	700	50 %	4	15
11	Ballstadstraumen (Tjeldsundet)	3		25	300	50 %	1	3
12	Sandtorgstraumen	4		25	200	50 %	2	5
13	Ramsundet	4		15	500	50 %	2	8
14	Rystraumen	6	Del av marin verneplan	40	250	50 %	10	36
15	Kvalsundet i Troms	5	Kilde Statkraft	30	300	50 %	5	17
16	Skagøysundet	3.5		40	500	50 %	4	14
17	Kågsundet	3		30	1 600	50 %	6	22
18	Utenfor Sørøya	3		30	1 000	50 %	4	14
19	Kvalsundet i Finnmark	4		50	600	75 %	14	48
20	Straumsfjorden	7	Grunn og trang	10	200	50 %	3	12
21	Vargsundet/Straumen	3.5		50	2 000	50 %	21	72
22	Måsøysundet	3		50	1 400	50 %	9	32
23	Magerøysundet	4		40	800	50 %	10	34
24	utenfor Nordkinnhalvøya	3		40	500	50 %	3	9
	<b>Sum</b>						<b>337</b>	<b>1178</b>

Utvalget av tidevannsstrømmer representerer den delen av kysten med størst potensial for å utnytte tidevannskraft. Det estimeres et totalt teknisk potensial på noe over 1 TWh/år for tidevannskraft i området. Enkelte av de oppgitte strømmene er inkludert i forslag til marin verneplan, og må antas ikke å være tilgjengelige. Det er heller ikke tatt hensyn til andre næringsinteresser, nettilknytning eller nærhet til kaier og industri. Det er bl.a. lite sannsynlig at en kan oppnå tillatelse iht. lov om havner og farvann for enkelte av strømmene da dette antas å ville hindre skipsfart. Det bemerkes også at største delen av potensialet er knyttet til Moskenstraumen. Det realistiske utbyggbare tidevannspotensialet i Norge estimeres dermed til godt under 1 TWh/år

Varighetskurver brukes ofte i for å studere sammenhengen mellom energi- og effektbehov. Figur 5 viser et eksempel på en varighetskurve for et tenkt energianlegg.

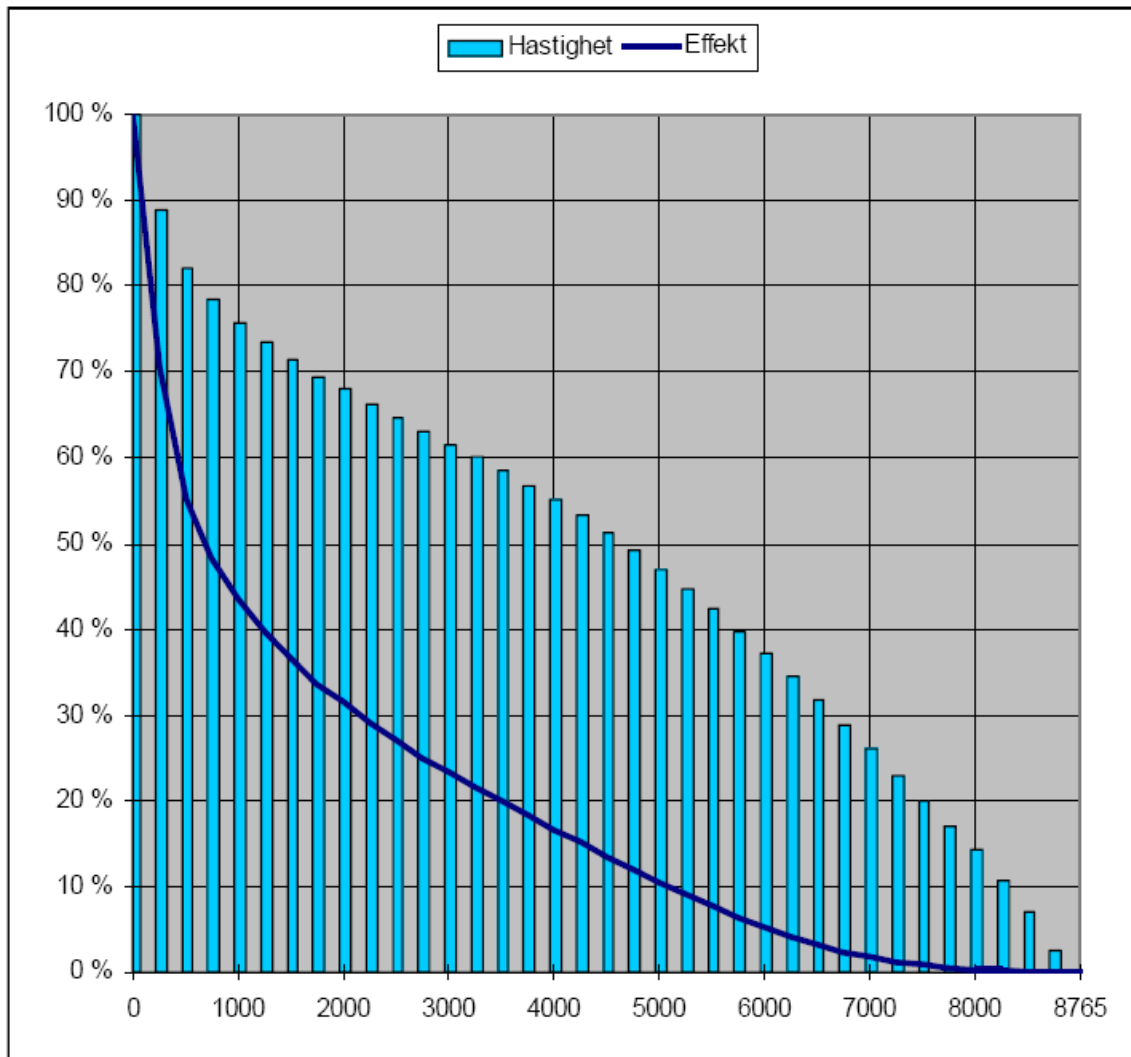


Figur 5. Eksempel på varighetskurve for et tenkt energianlegg. Kurven viser hvor mange timer det leveres mer enn en gitt effekt. I 3000 timer kreves det for eksempel mer enn 4,4 MW. Kurven gir således informasjon om hvilke driftstider man kan forvente seg ved ulike effektnivåer. Arealet under kurven tilsvarer totalt årlig produsert energimengde. En varighetskurve er et godt hjelpemiddel ved dimensjonering av anlegg. Av figuren fremgår for eksempel at kun en liten del av energimengden er tilgjengelig med effekt over 4.4 MW (arealet av området ABCA).

Figur 6 viser en varighetskurve for et konkret tidevannsanlegg (heltrukken linje). I tillegg til effekt-tid sammenhengen viser figuren også antallet timer som vannstrømmens hastighet overskrider gitte verdier (stabler). Av figuren fremgår at det er lite ekstra energi å vinne på å dimensjonere anlegget for å yte mer enn 30 – 40 % av maksimal tilgjengelig effekt.

For å lage et økonomisk tilfredsstillende anlegg er det viktig å dimensjonere det slik at man får en tilfredsstillende utnyttelse av det. Dersom man dimensjonerer et anlegg for en høy maksimal ytelse (nær 100% av maksimal tilgjengelig effekt i ressursen) får man en svært kort brukstid (se tekstsboкс på side 24 for definisjon av dette begrepet). Samtidig er det vanligvis en sterk kobling mellom investeringskostnad og installert effekt. Dersom man bygger "for stort" får man lite ekstra energi igjen for den ekstra investeringen.





Figur 6. Varighetskurve for et konkret tidevannskraftverk (heltrukken linje). For tidevann er det en (ikke-lineær) sammenheng mellom vannstrømmens hastighet og produsert effekt, og varighetskurven kan derfor konstrueres med utgangspunkt i data om tidevannstrømmen. x-aksen viser hvor mange timer som strømningshastigheten er større enn verdien på y-aksen (stablene), og hvilken effekt som tilsvare denne strømningshastigheten (heltrukken linje). y-aksen er angitt i relative enheter (%). Man ser av kurven at hastigheter over 50 % av maksimalhastigheter oppstår i mer enn halvparten av tiden (over 4500 timer), men utvinnbar effekt ved denne hastigheten er kun 15 % av maksimal effekt.

Kilde Statkraft konsesjonssøknad, mai 2004

## 2.3 Offshore vindkraft

Kjeller vindteknikk har vurdert vindforholdene i de norske havområdene. Denne rapporten er lagt ved som vedlegg 2.

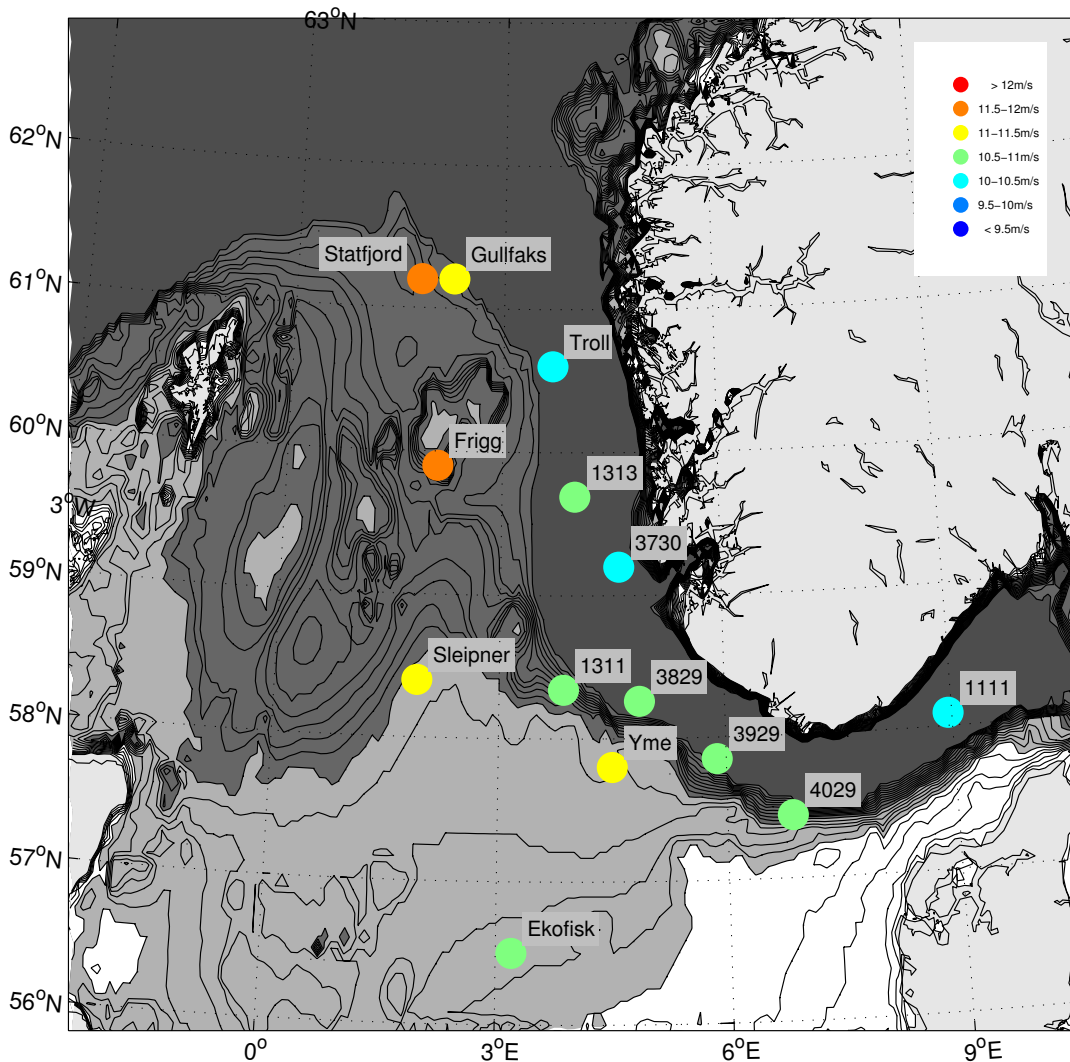
Målinger og meteorologiske beregninger basert på data for Nordsjøen sør for 63. breddegraden gir et bilde av en god og stabil vindressurs. Middelvinden anslås til mellom 10 – 12 m/s, antallet døgn med mer enn 25 m/s er begrenset og antallet døgn med for lite vind er i størrelsesorden 1 måned. Tabell 3 angir data for 14 ulike posisjoner, 7 offshore plattformer (målte data) og 7 punkter der vinden er estimert med utgangspunkt i andre meteorologiske observasjoner (hindcast-punkter). Den simulerte produksjonen tilsvarer en brukstid mellom 4500 og 5000 timer. I motsetning til vinder over land vil ikke vinden variere vesentlig i horisontalledd annet enn over betydelige distanser. Landmasser bremser imidlertid vinden og påvirker vindfeltet enda opp til 50 – 100 km ut til havs, slik at man er avhengig av å komme ganske langt fra kysten for å få en optimal ressurs. Nærmere kysten kan denne bremse-effekten føre til at vindressursen over vann er dårligere enn på gode plasser onshore, der vindfeltet er blitt akselerert av topografien.

Tabell 3 Målestasjoner og hindcast-punkter i Nordsjøen. Beregnet årsmiddelvind i 90 m høyde. På bakgrunn av tidsserier for vind i 90 m høyde er det beregnet forventet årlig produksjon for en Vestas V90 3000 kW turbin. Nest siste kolonne viser forventet antall døgn i løpet av et år hvor turbinene må stanses pga. høye vindhastigheter.

Stasjon	Middelvind [m/s]	Årlig produksjon [GWh]	Døgn med for sterk vind	Døgn med < 4 m/s
Ekofisk	10,9	14,3	8	27
Frigg	11,9	14,3	22	32
Gullfaks C	11,2	14,1	14	33
Sleipner A	11,1	14,5	10	31
Statfjord A	11,6	14,1	18	28
Troll A	10,2	13,1	7	48
Yme	11,0	14,9	6	32
<b>Hindcastpunkter</b>				
1111	10,0	13,3	3	34
1311	10,8	14,5	6	29
1313	10,7	14,0	7	33
3730	10,4	13,4	7	43
3829	10,7	14,1	7	37
3929	10,8	14,3	7	34
4029	10,7	14,4	6	33

Lenger nord er datagrunnlaget av dårligere kvalitet, spesielt for havområder langt fra kysten. De tilgjengelige data peker imidlertid på en vindressurs i området 10 – 11 m/s, men på den annen side er det ikke tilgjengelig så mange målinger langt fra kysten som lenger sør. Stort sett kan man si at vindressursen ikke avviker vesentlig fra den i Nordsjøen.

I praksis er det bunnforholdene, avstand til nett og eventuelle brukerkonflikter som begrenser utbygging av vindkraft offshore. Teknologier som kan gi kostnadseffektiv utbygging på større havdyp vil gjøre det mulig å bygge ut store felter som kan bære de betydelige kostnadene for nettilknytting.



Figur 7 Kartutsnitt med stasjonene som er listet opp i tabell 3. Bunntopografien er også kodet i 4 grånyanser, der lyseste farge er dybde inntil 50m, neste er dyp fra 50-100m. Nest mørkeste gråfarge er for dyp mellom 100-200m mørkeste gråfarge for dyp større enn 200m. Kilde: Kjeller Vindteknikk.

For bølger ble det fysiske potensialet anslått på bakgrunn av innfallende energiflukt, dvs. den mengde energi som passerer et gitt omriss rundt Norge per tidsenhet. Dette er mulig fordi bølgene stort sett beveger seg på en todimensjonal flate og i liten grad genereres innenfor områdene nær (ca. 200 km) kysten. Vinden derimot beveger seg som nevnt i tre dimensjoner, og vindprofilen restitueres over en viss lengde nedstrøms av en forstyrrelse, for eksempel en vindturbin.

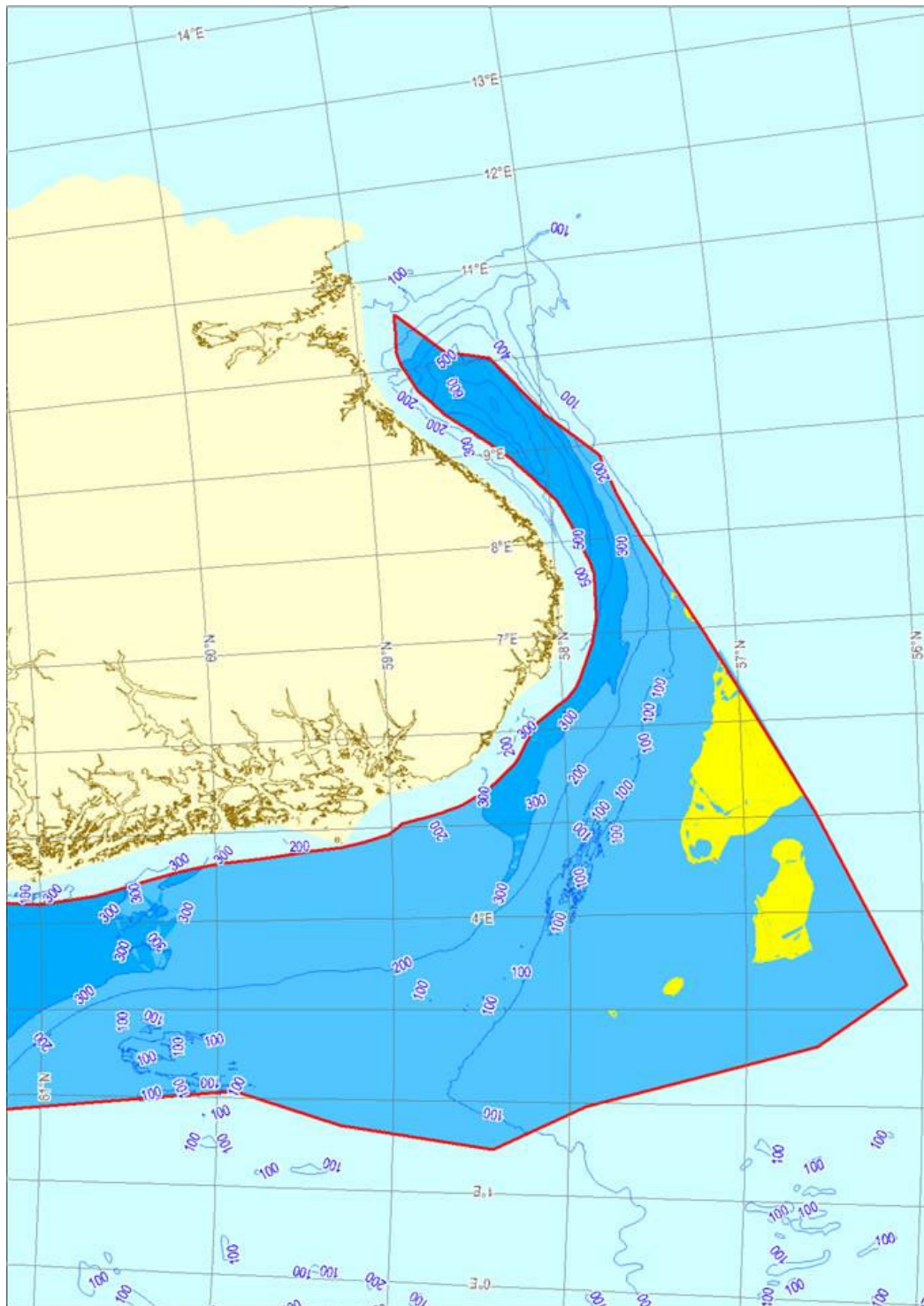
Det er mest hensiktsmessig å se vindenergiressursen som noe som er tilgjengelig over en flate. For å anskueliggjøre samlet fysisk ressurs innenfor norsk økonomisk sone kan man gjøre noen forenklingene antakelser. Vindressursen kan anslås til ca.  $10 \text{ MW}/(\text{km})^2$  [Tallhaug, 2007]. Dette er et konservativt anslag som tar hensyn til at vaketapet er større offshore enn onshore. Design av offshore vindparker må ta hensyn til dominerende vindretninger, annen bruk av området, naturmiljøet og sjøfart. Det er viktig å redusere vaketapet, som kan bli betydelig. I hvert fall der det er tydelige vindretninger som dominerer vil det være naturlig å sette opp én eller et fåtall rader som optimaliserer utnyttelsen av den forherskende vindretningen.

For å estimere potensialet har vi videre beregnet arealet på de områder av norsk økonomisk sone som har havdyp mindre enn 30 m, mellom 30 og 60 m, mellom 60 – 300 m, og større enn 300 m. Inntil 30 m kan man anta at dagens teknologi for offshore vindkraft kan benyttes, og vi regner med at inntil i hvert fall 60 m er oppnåelig for bunnfaste installasjoner. På dyp mellom 60 og 300 m kan flytende innretninger være aktuelle, mens det vurderes som usannsynlig at dyp over 300 m vil bli benyttet i overskuelig fremtid pga. kostnaden for ankring av turbinene.

NVE har gjort en detaljert kartlegging av potensialet for offshore vindkraft i kystnære områder [Hofstad, 2007]. For ikke å dobbelttelle har vi ekskludert områder innenfor en linje ca. 20 km fra kysten i vår kartlegging. Denne avstanden kan sies å representere visuell influensavstand i den forstand at det vil være vanskelig å se anlegg som ligger så langt ut fra land. NVE har delt inn dybdeintervallene i mindre enn 20 m og mellom 20 og 50 m. Denne forskjellen har lite å si for denne typen overslagsberegninger.

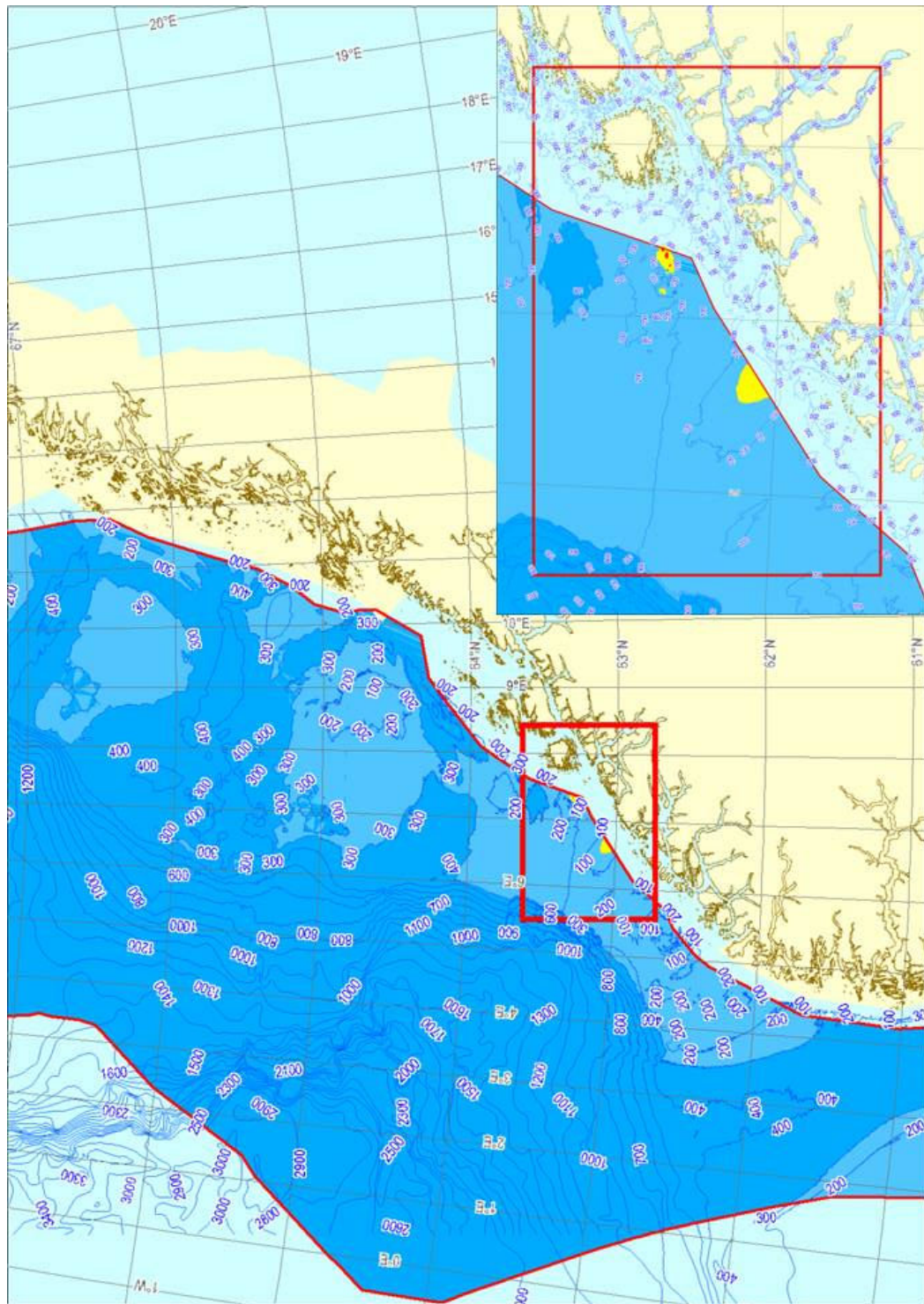
Figur 8, figur 9 og figur 10 viser disse områdene for tre ulike utsnitt av norsk økonomisk sone.

Figur 8. Områder med havdyp inntil 30 m (rød farge), mellom 30 og 60 m (gul farge) og mellom 60 og 300 m (lyseblå farge) innefor norsk økonomisk sone sør for latitud 61°N.

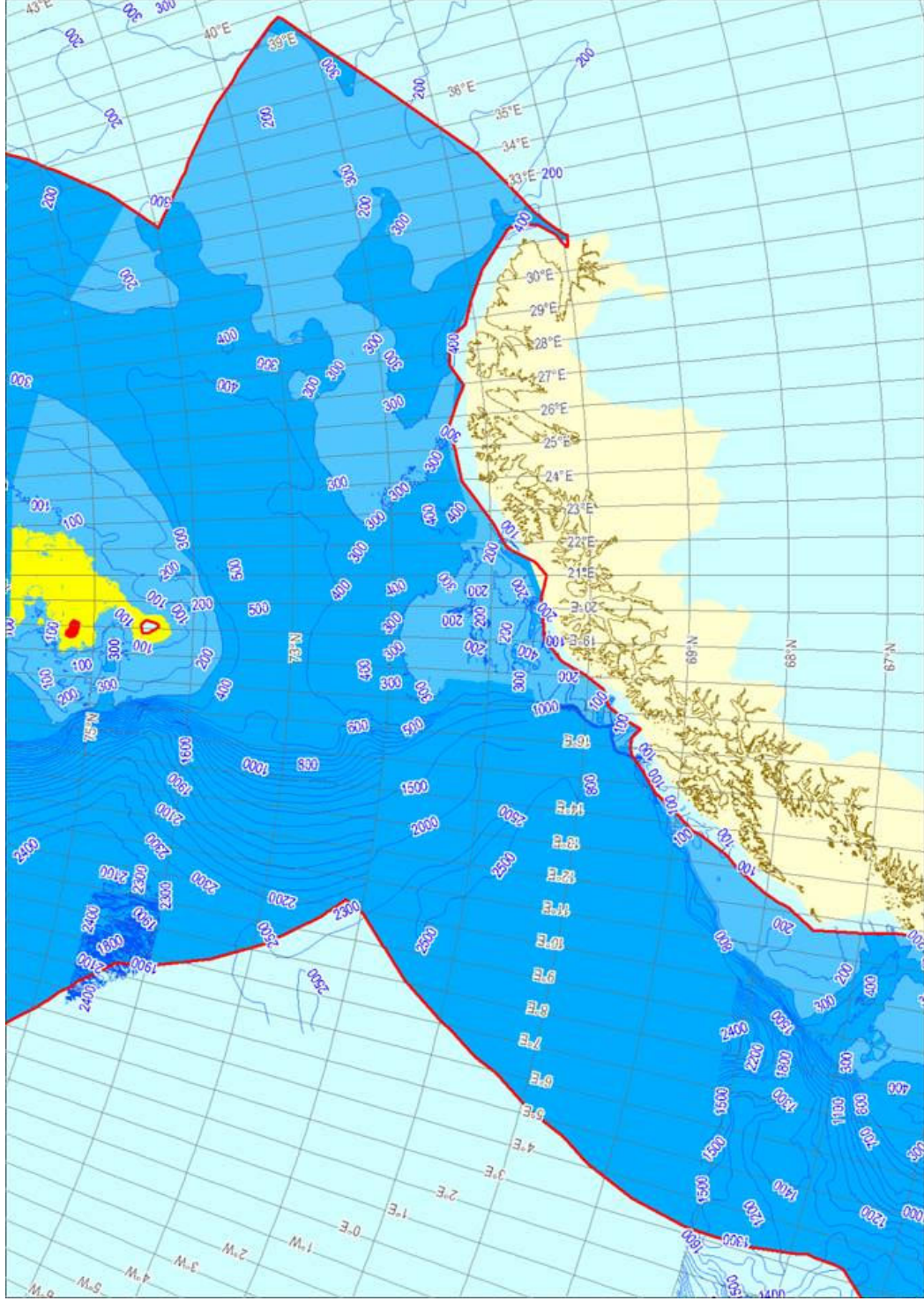




Figur 9. Områder med havdyp inntil 30 m (rød farge), mellom 30 og 60 m (gul farge) og mellom 60 og 300 m (lyseblå farge) innefor norsk økonomisk sone mellom latitud 61°N og latitud 67,5°N.



Figur 10 Områder med havdyp inntil 30 m (rød farge), mellom 30 og 60 m (gul farge) og mellom 60 og 300 m (lyseblå farge) innefor norsk økonomisk sone nord for latitud 67,5°N.



Potensialet for områdene mer enn 20 km fra kysten er beregnet gjennom å multiplisere arealet med  $10 \text{ MW}/(\text{km})^2$  og en brukstid på 4000 timer (fullasttimer). Tallene i tabell 3 antyder i gjennomsnitt 4500 fullasttimer, så 4000 timer bør kunne tas for et nøkternt estimat. NVE gir sine tall i MW installert effekt. Siden vindfeltet i disse områdene stort sett er forstyrret av bakenforliggende land har vi antatt 3000 fullasttimer for de kystnære områdene. Det totale potensialet, uten hensyn til eventuelle verneinteresser eller annen bruk av områdene i området utenfor 20 km grensen i de ulike områdene, fremgår av tabell 4 (NVE har tatt hensyn til marin verneplan og antar en minste avstand til land på 1 km i sitt arbeid).

Med dagens teknologi er det lite av det norske vindkraftpotensialet offshore som kan bygges ut. Samtidig er jo potensialet på de grunneste områdene likevel betydelig.

Den dagen flytende innretninger blir kommersielt tilgjengelig teknologi vil det i praksis være problemstillinger knyttet til nett og kraftmarkedet som avgjør hvor mye som blir bygget ut.

Tabell 4. Estimert for samlet fysisk vindressurs innenfor norsk økonomisk sone. NVE angir 0 – 20 m og 20 – 50 m i stedet for 30 og 60 m. Det er ikke korrigert for dette. Summer og totaler er rundet.

Område	Vanndyp	Potensial offshore [TWh]		
		Utenfor 20 km	NVE-estimat, kystnært*	Total
Sør for Lat 61°N	0 – 30 m	0	6,8	6,8
	30 – 60 m	324	9,7	334
	60 – 300 m	2 320	n.d.	2 320
	Totalt	2 644	16,5	2 660
Mellom Lat 61°N og Lat 67,5°N	0 – 30 m	0,1	100	100
	30 – 60 m	3	48	51
	60 – 300 m	3 740	n.d.	3 740
	Totalt	3 743	148	3 890
Nord for Lat 67,5°N	0 – 30 m	10	7,6	17,6
	30 – 60 m	459	27	486
	60 – 300 m	6 910	n.d.	6 910
	Totalt	7 380	35	7 420
<b>Sum</b>	<b>0 – 30 m</b>	<b>11</b>	<b>114</b>	<b>125</b>
	<b>30 – 60 m</b>	<b>786</b>	<b>85</b>	<b>871</b>
	<b>60 – 300 m</b>	<b>12 970</b>	<b>n.d.</b>	<b>12 970</b>
	<b>Total</b>	<b>13 767</b>	<b>199</b>	<b>13 970</b>



## 2.4 Avgrensninger for utnyttbart ressursgrunnlag

### 2.4.1 Topografi - en utfordring

En faktor som på et avgjørende vis påvirker en eventuell utbygging av havenergi er havdypene utenfor norskekysten. De fleste steder blir det 100 m og dypere relativt nær kysten. Langs kysten går norskekysten med maksdyp på mer enn 400 m stort sett overalt. Teknisk overkommelige dyp for dagens teknologi er derfor ikke vanlige innenfor 20 – 50 km fra land. Denne avstanden kan sies å representere området der anlegg ikke er særlig synlige fra land men samtidig innenfor rekkevidde for nettilknytting uten at kostnadene blir altfor store.

### 2.4.2 Bølgekraft

Som nevnt i avsnitt 2.1 kan man anta at bølgekraft kan bidra med i størrelsesorden 12 – 30 TWh, med den beste ressursen mellom Sognefjorden og Lofoten. For bølger er det ønskelig med en ressurs som er mest mulig uforstyrret av land, men dette vil føre til at man må operere i store havdyp, typisk 300 m og mer, noe som byr på store tekniske utfordringer.

En utbygging av bølger vil derfor trolig starte med mindre prosjekter som er plassert på nøye utvalgte lokaler nær land der bølgeklimaet er gunstig. I takt med at man får tillit til teknologien vil man siden bevege seg ut på dypere vann. Det vil da kreves store investeringer i infrastruktur for å bringe energien til land. Havdypet vil imidlertid være en reell hindring for utbygging av bølgekraft, da det i stor grad vil styre hvor prosjekter kan realiseres. Kraftig lutende havbunn vil i tillegg gjøre det vanskeligere å forankre strukturer med rimelige ankerløsninger. Utbyggingen vil dermed kunne gå ganske langsomt, selv om det per i dag er kraftunderskudd i landområdet innenfor.

### 2.4.3 Tidevannskraft

Potensialet for å utnytte tidevannskraft i norske sund er beskjedent (mindre enn 1 TWh/år), og det forventes ikke at det vil bli utviklet teknologier som er skreddersydd til dette potensialet. Ressursen er imidlertid svært forutsigbar, og korttidsfluktasjoner forekommer ikke. I takt med at teknologier blir kommersielt tilgjengelige kan man regne med at gode prosjekter blir bygget ut. Nettilknytting vil være et forholdsvis lite problem da utbyggingen skjer i skjærgården.

### 2.4.4 Havbasert vindkraft

Selv kystnære områder har en betydelig teknisk utbyggbar ressurs, større enn 100 TWh årlig. De kystnære områdene kan imidlertid ha stort konfliktnivå, spesielt områdene grunnere enn 20 m. Disse er oftest kystnære og trolig attraktive for sjøfugl, fisk og sjøpattedyr da bioproduksjonen på beskjedne dyp ofte er høy. Områdene ut mot 50 m havdyp har trolig et lavere konfliktnivå da de ligger lenger fra land og bioproduksjonen er vesentlig lavere på slike dyp. Dermed kan områdene være av mindre sentral betydning for det marine vekst- og dyrelivet.

Lengst sør i norsk økonomisk sone er det et stort potensial for bunnfaste innretninger for offshore vindkraft, spesielt inntil 60 m dyp. Avstanden til fastlands-Norge er imidlertid stor, men kraftproduksjon kan leveres til Danmark, Tyskland, Nederland og Storbritannia.

Avstanden til disse landene er også ganske stor, men teknisk er det lettere å trekke kabel til disse landene enn å krysse norskerenna.

Det tekniske potensialet for flytende innretninger er enormt – over 12 000 TWh – men teknologien er ikke moden på flere år ennå.

Det mest interessante med offshore vindkraft er at i de fleste kategorier – innenfor og utenfor 20 km fra kysten, og inntil 60 og 300 m dyp – er potensialet så stort, at alt annet enn en helt marginal utbygging forutsetter at kraften eksporteres. Norge kan ikke ta imot de store mengder energi som kan produseres om og når teknologien blir kommersiell. En utbygging av offshore vindkraft vil også forutsette omfattende investeringer i transmisjonskapasitet. Disse investeringene vil kanskje ikke kunne forsvares innenfor rammene av enkelte utbyggingsprosjekter. Et offentlig engasjement og samordning med land med tilgrensende havområder kan da bli viktige for en realisering av potensialet.

Sammenlignet med bølgekraft og tidevannskraft er utvikling av offshore vindkraft i større grad et politisk enn et teknologisk spørsmål. Kjerneteknologier er modnere enn for bølge- og tidevannskraft, ressursen overstiger med god margin Norges behov, og en norsk satsing på utvikling av teknologi peker derfor på behovet for en strategisk plan for utnyttelse av ressursen og utvikling av infrastruktur for eksport av kraften.

## 3 Dagens status for havenergi

### 3.1 Teknologistatus

#### 3.1.1 Metode for systematiseringen av teknologiene

Studien tar utgangspunkt i publisert materiale om ulike tekniske konsepter for bølgekraft, tidevannsenergi og offshore vindkraft. I alt er ca. 50 ulike konsepter beskrevet. Alle teknologiutviklere har ved e-post blitt gitt muligheten til å kommentere og komplettere opplysninger om sin egen teknologi. I vedlegg 6 er det gitt data på de identifiserte marine energiteknologiene som det har vært mulig å finne data om. Opplysningene kommer fra utviklerne, International Energy Agency, IEA og European Marine Energy Centre, EMEC.

De ulike konseptene er delt inn i 12 ulike generiske teknologier, 5 for bølgekraft, 4 for tidevann/havstrømmer og 3 for offshore vindkraft. For bølge- og tidevannskraft har vi benyttet inndelingen fra European Marine Energy Centre, EMEC.

Basert på informasjon om enkelte konsepter, publikasjoner og egen kompetanse innenfor anlegg for kraftproduksjon og marine konstruksjoner, er de ulike **generiske teknologiene** vurdert med hensyn på:

- produksjonsevne, målt i primær- og sekundærvirkningsgrad og driftstid
- kostnadspotensialet, målt i kr/års-kWh
- driftskostnad, målt i kr/kWh

Videre er eventuelle sterke og svake sider ved konseptene kommentert. I dette avsnittet konsentrerer vi oss om de tekniske egenskapene til de generiske konseptene. De økonomiske parametrene drøftes nærmere i avsnitt 3.2 og i kapittel 4.

**I denne rapporten gjøres alle vurderinger for de generiske teknologiene**, ikke for de enkelte teknologiene som hører til gruppen. Vi tar utgangspunkt i det vi anslår som det øvre potensialet for teknologigruppene, utplassert på et sted med en etter norske forhold god ressurs.

Vi ønsker å understreke at vi angir egenskaper for hva vi vurderer å være de mest konkurransedyktige konseptene innenfor hver gruppe. Det finnes flere konsepter som etter vårt skjønn kan ha høyere kostnader og dårligere ytelse. Det er også viktig å huske at ulike konsepter har ulike grad av modenhet, og at det kun i noen få tilfeller finnes data for faktiske anlegg i MW-skala. Det er derfor betydelige usikkerhetsmarginer for kvantitative data.

I rapporten brukes en del uttrykk knyttet til konseptenes energiomvandlingssystemer. Disse termene er oppsummert i tekstboksen på neste side.

## HAVENERGI TIL KRAFT - ENERGIOMVANDLING

I teksten benyttes det en del begreper som er knyttet til teknologiens effektivitet og evne til å produsere elektrisk kraft. I denne boksen gis en kortfattet gjennomgang av definisjoner av disse begrepene og av sammenhengene mellom dem.

### Definisjoner

$P_r$ : *Innfallende momentan effekt fra ressursen [W/m bølgefront for bølger, W/m<sup>2</sup> for vind og tidevann].*

$P_n$ : *Nominell effekt på kraftverket (bølge, tidevann eller vind) [W]. Den største elektriske effekt som innretningen kan yte.*

$P_e$ : *Momentant produsert effekt av kraftverket [W].*

$W_e$ : *Årlig produsert mengde elektrisk energi [Wh].*

$\eta_1$ : *Momentan aero-/hydrodynamisk virkningsgrad, dvs. den andel av effektinnholdet i ressursen som innretningen kan absorbere fra henholdsvis bølger, vannstrømmer eller vind.*

$\eta_2$ : *Momentan elektromekanisk virkningsgrad, dvs. den andel av absorbert effekt som innretningen kan omvandle til elektrisk kraft.*

$\bar{\eta}_1$ : *gjennomsnittlig aero-/hydrodynamisk virkningsgrad (primærvirkningsgrad) over et år.*

$\bar{\eta}_2$ : *gjennomsnittlig elektromekanisk virkningsgrad (sekundærvirkningsgrad) over et år.*

$T_B$ : **Brukstid**, eller ekvivalente fullasttimer, som er den tid som anlegget ville ha vært i drift i løpet av et år for å produsere  $W_e$ , dersom det alltid produserte med nominell effekt ( $P_n$ ). I virkeligheten produserer anlegget ofte mindre pga. at momentant tilgjengelig effekt i ressursen er for lav. Driftstiden, dvs. den tid som anlegget er i drift, er derfor større enn brukstiden.

### Fysiske forhold

$P_e = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \text{Min}(P_r, P_n) \cdot k(P_r)$  der  $k(P_r)$ , innretningens karakteristikk, er lik 1 dersom forholdene er slik at innretningen kan produsere og 0 ellers. De fleste innretninger krever en minste intensitet på ressursen for å produsere i det hele tatt (mange vindturbiner går f.eks. ikke rundt dersom vinden er svakere enn ca. 4 m/s), og det er nødvendig å stenge dem ned når ressursen blir svært kraftig for å unngå skader.

$$W_e = \int_{8760\text{timer}} P_e dt = \bar{\eta}_1 \cdot \bar{\eta}_2 \cdot \int_{8760\text{timer}} P_r dt \quad [\text{Wh}]$$

$$T_B = \frac{W_e}{P_n} \quad [\text{h}]$$

**NB!**  $T_B$  påvirkes ikke alene av tekniske forhold. Hvis innretning A har lavere nominell effekt enn innretning B og begge plasseres i den samme ressursen, vil A få høyere brukstid enn B om alt annet er likt. Valg av nominell effekt er en del av den økonomiske optimaliseringen av et anlegg.

For de ulike generiske teknologiene gis det anslag på årsmiddelverdier for sekundærvirkningsgraden for energiomvandlingssystemene. Disse tallene baserer seg på følgende data:

Tabell 5. Årsmiddel for sekundærvirkningsgrader for ulike typer utstyr. Meyer et al [2001]

	Direkte	Luft	Vann	Hydraulikk	Lineær-generator
Mekaniske pumper				0,9	
Turbin		0,6	0,9	0,9	
Gir	0,95				
Generator	0,9	0,9	0,9	0,9	0,95
<b>Totalvirkningsgrad</b>	<b>0,85</b>	<b>0,54</b>	<b>0,81</b>	<b>0,72</b>	<b>0,95</b>

Sekundærvirkningsgraden er satt med utgangspunkt i hva som er aktuelle alternativer for de ulike konseptene.

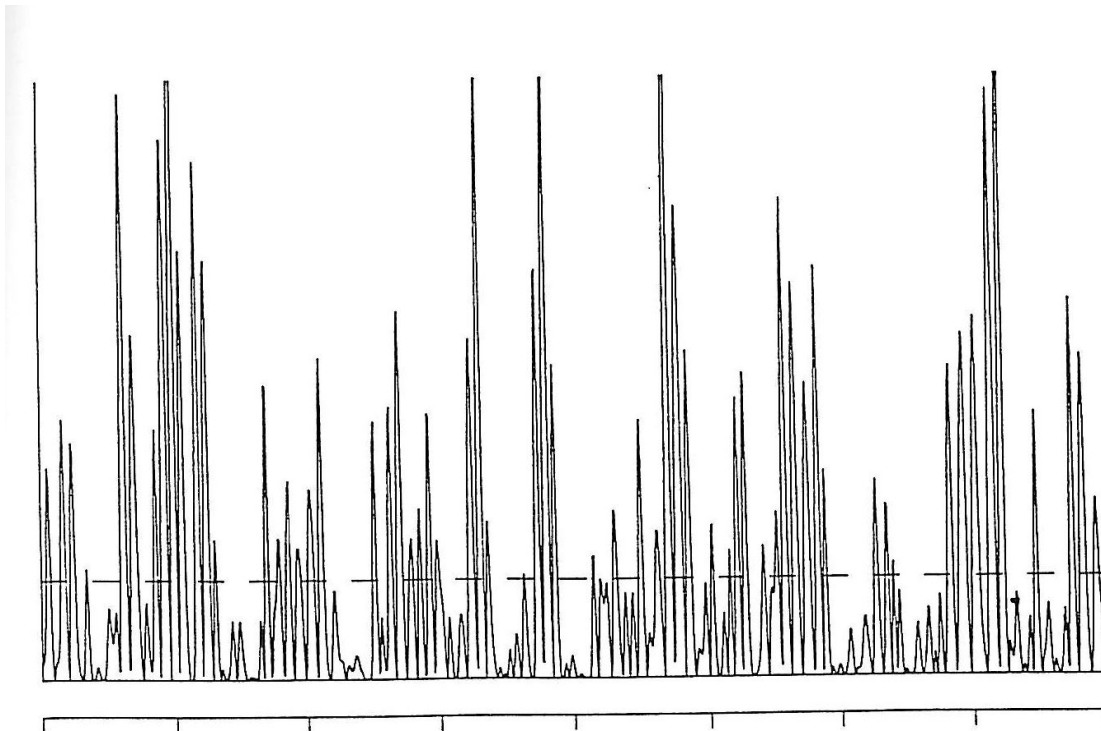
### 3.1.2 Bølgekraft

Det er et stort mangfold av virkemåter og tekniske løsninger blant konseptene for bølgekraft. Kun et fåtall teknologier er teknisk modne for utbygging. De fleste anses å befinne seg på varierende stadier av forskning og utvikling. Noen konsepter ble demonstrert allerede i slutten av 80-årene, men utviklingen av dem stoppet opp. Flertallet av konseptene har blitt utviklet siden slutten av 90-årene gjennom programmer i Danmark og Storbritannia.

Innretningenes evne til å overleve i områder der de med nødvendighet må eksponeres for store bølger har vært et problem for mange pilot- og demonstrasjonsanlegg. En av de viktigste tekniske utfordringene er derfor å bygge anlegg som kan overleve de største bølgene uten at kostnadene for anlegget blir for store.

En annen teknisk utfordring for bølgekraft er at påtrykt effekt oppviser store variasjoner over kort tid (se figur 11). Store anlegg som kan midle innkommende effekt over avstander mye større enn en bølgelengde vil ha mindre problemer med dette, men noen teknologier vil trolig måtte kombineres med noen form for energilager eller utstyr for kondisjonering av kraften for å håndtere de store korttidsvariasjonene i absorbert energi. Uten noen form for glatting av denne vil det være problematisk å koble til anleggene til nettet. Enkelte konsepter integrerer energilager i designløsningen, og har dermed løst dette problemet.

Bølgekraftpotensialet er betydelig, men det vil være kostbart med nettilknytting på de fleste steder med god ressurs. Dette taler for at anlegg som regel vil måtte bygges ganske store for å kunne forsvare investeringen i nettilknytting.



Figur 11. Effektvariasjon i bølger over 8 minutter

Anlegg som produserer elektrisk kraft fra bølgekraft er gruppert etter følgende karakteristiske egenskaper:

Tabell 6 Kategorier av bølgekraftverk

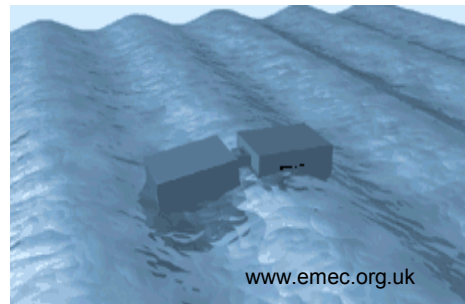
- A Flytende anlegg
- B Bøye – punkt absorpsjon
- C Hengslede systemer
- D Svingende vannsøyle
- E Høydemagasin

I det følgende gis en kort beskrivelse av det som karakteriserer konseptene og til slutt oppsummeres anslag for primær- og sekundærvirkningsgrad, og brukstid. Mer detaljerte data om konseptene er gitt i datablad i vedlegg 3. Det finnes teknologier som kan plasseres i flere enn 1 kategori

Den hydrodynamiske virkningsgraden  $\bar{\eta}_1$  er vurdert for alle konsepter. Denne virkningsgraden forteller hvor mange prosent bølgekraftanlegget absorberer av den bølgeenergi som gjennomsnittlig passerer over en strekning tilsvarende anleggets største utstrekning (lengde eller bredde).

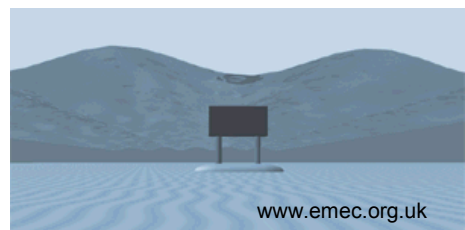
### A - Flytende innretning

En flytende konstruksjon er utstyrt med innretninger (hengslede elementer, flottører etc.) som kan reagere på vannflatens bevegelse relativt den flytende konstruksjonen. Flyteren må være vesentlig større enn den bølgelengden til bølgene som man ønsker å utnytte. Bølger inneholder mer energi jo lenger bølgelengde de har. Flytende innretninger som ligger i åpent vann der energirike dønninger er tilgjengelige kan få store maksimalbelastninger. Enkelte konsepter kan få god primærvirkningsgrad gjennom fasestyring.



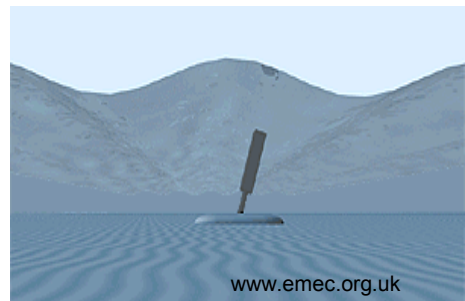
### B - Bøye for punktabsorpsjon

En bøye er fiksert til bunnen og beveger seg vertikalt (eventuelt også horisontalt) i takt med bølgene. De kan operere i vannskorpen eller under denne. Kraftomvandlingsutstyret blir liggende under vann, noe som gjør det mer komplisert å vedlikeholde. Enten må utstyret tas opp eller så må arbeid gjøres under vann. Enkelte konsepter kan få god primærvirkningsgrad gjennom fasestyring.



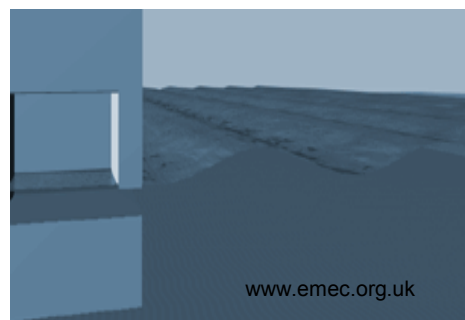
### C - Hengslede bunnfaste innretninger

Denne teknologien er beregnet for forholdsvis grunt vann. En klaff er plassert på bunnen og kan følge vannets vertikale bevegelse. Konseptet har lav virkningsgrad og står i et tøft miljø der mye materiale (drivved, sand og grus) transporteres av bølgene. På den annen side kan kraftomvandlingsenheten plasseres på land og klaffene er forholdsvis tilgjengelige for vedlikehold. Det vil trolig være gjennomførbart å løfte dem på land for vedlikehold.



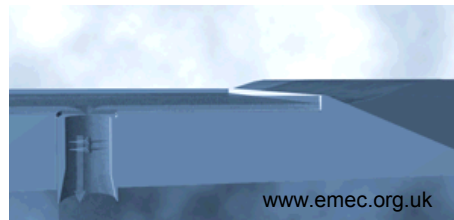
### D - Svingende vannsøyle

Et kammer i kontakt med havet nede og med atmosfæren oppe er utformet slik at det oppstår resonans med de mest interessante bølgelengdene. Luftstrømmen i toppen driver en turbin som genererer kraft. Takket være resonansen kan primærvirkningsgraden bli god. Tidevannsvariasjoner kan være en utfordring for bunnfaste installasjoner.



## E - Høydemagasin

Det som karakteriserer denne teknologien er at vann samles i et magasin som ligger høyere enn vannflaten. Energi produseres gjennom at vannet renner tilbake til havet gjennom en turbin. Det finnes ulike konsepter for å bruke bølgeenergien til å løfte vannet opp til magasinet. Det er mulig å oppnå både høy primær- og sekundær-virkningsgrad. Konstruksjonene blir forholdsvis store og det kan være vanskelig å oppnå et rolig bakvann for utløpet for turbinen, noe som er viktig for virkningsgraden. Tidevann er en utfordring for bunnfaste anlegg.



## Oppsummering bølgekraft

I tabellen nedenfor oppsummeres de tekniske nøkkelparametrene for de ulike generiske teknologiene.

Tabell 7. Oppsummering av nøkkelparametere for bølgekraft.

Generisk konsept	$\eta_1$ [%]	$\eta_2$ [%]	Brukstid [timer]
A – Flytende innretning	10 - 30	<72 - 95	3000 - 4000
B – Bøye, punktabsorbator	10 - 25	<72 -95	3000 - 4000
C – Hengslede bunnfaste	10	<72	2000 - 3000
D – Svingende vannsøyle	30 - 35	< 25	3000 - 4500
E – Høydemagasin	20 til 65	<81	3000 - 4500

Virkningsgrader bygger på rapporterte data om konsepter og teoretiske betraktninger. Brukstid er anslått skjønnsmessig med utgangspunkt i et fåtall rapporterte tall og konsulentens erfaring fra ulike typer kraftprosjekter. Som nevnt på side 24 er ikke brukstid en rent teknisk parameter.

### 3.1.3 Tidevannskraft og havstrøm

Konseptene for utnyttelse av tidevann er mer ensartede enn for bølgekraft. De tekniske prinsippene er også bedre kjent, og de fleste konseptene kan sies å være noe mer teknisk modne enn hva som er typisk for bølgekraft. Flere konsepter er demonstrert. Forskjellene mellom ulike konsepter kan deles inn i strukturvariasjoner og maskintekniske variasjoner.

Med strukturvariasjoner menes at det er ulike måter som kreftene føres tilbake til havbunnen. Noen er bunnstående og andre er flytende. De ulike konseptene kan dermed i noen grad ha forskjellig lønnsomhet ved ulike havdyp. Løsningene kan også ha innvirkning på installasjons- og vedlikeholdskostnader.

Med maskintekniske variasjoner forstås elementer som kontrarotasjon, girløsninger og løsninger for brems og generator etc. Dette påvirker bl.a. kostnader og sekundærvirkningsgrad. De fleste som vi har funnet data om utnytter en horisontalakslet turbin. Noen få utnytter i stedet en vertikalakslet. Det finnes eksempler på konsepter som bruker "seil" og "finnekonstruksjoner", men det har ikke vært mulig å finne tilstrekkelige data om disse.



Selv om havstrømanlegg i hovedsak kan plasseres der bølgene ikke er et stort problem, vil også disse anleggene kunne utsettes for store dynamiske laster ved store strømhastigheter. Spesielt ved unormale driftstillstander vil disse lastene kunne påføre innretningene skader.

Anlegg som produserer elektrisk kraft fra tidevannstrømmer og havstrømmer er gruppert etter følgende karakteristiske egenskaper.

Tabell 8. Kategorier av tidevannskraftverk

- F Horisontal aksel, bunnmontert
- G Horisontal aksel overflate penetrerende
- H Horisontal aksel flytende
- I Vertikal aksel

I det følgende gis en kort beskrivelse av det som karakteriserer konseptene og til slutt oppsummeres anslag for primær- og sekundærvirkningsgrad, og brukstid. Mer detaljerte data om konseptene er gitt i datablad i vedlegg 4.

Den hydrodynamiske virkningsgraden  $\bar{\eta}_1$  er vurdert for alle konsepter. Denne virkningsgraden forteller hvor mange prosent tidevannsanlegget absorberer av den energien som gjennomsnittlig passerer over turbinens sveipte areal.

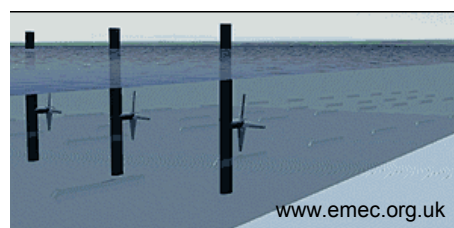
### F - Horisontal aksel, bunnmontert

Denne gruppen har en horisontalakslet turbin som står på bunnen. Ingenting stikker opp over vannflaten. De kan derfor i mange tilfeller gjøres overseilbare. De har heller ingen visuelle ulemper, men vedlikehold blir vanskeligere gjennom at de ikke kan bringes over vann uten å løftes opp med skip.



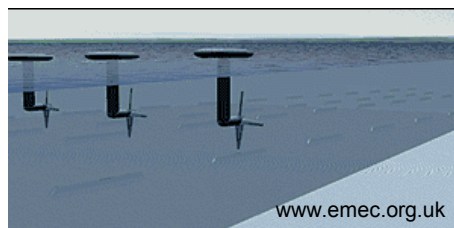
### G - Horisontal aksel overflatepenetrerende

I denne gruppen stikker fundamentet opp gjennom overflaten. De kan da utformes slik at turbinen kan heises opp over vann for vedlikehold. På den annen side oppstår det lettere konflikter med annet bruk av området. For øvrig er det ingen reelle forskjeller med gruppe F.



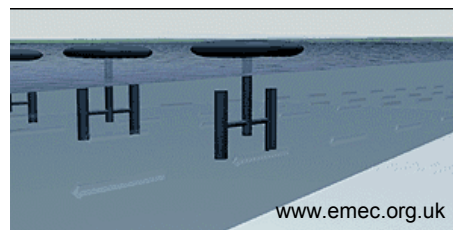
### H - Horisontal aksel flytende

Denne gruppen utnytter flytende innretninger, men for øvrig er det små forskjeller. Det at anleggene flyter gjør at de utsettes for bevegelser som hiv, stamp og roll fra bølgene. Det er uklart hvor stort problem dette kan være for turbinene og strukturene. Anleggene kan forholdsvis enkelt tas til land for vedlikehold.



## I - Vertikal akse

De vertikalakslede turbinene har en annen virkemåte og det er mindre erfaring med hvordan de vil fungere over tid. Det er mulig at de er mer følsomme for drivved og lignende objekter. Konseptet er også prøvet innenfor vindkraft men har utfordringer når det gjelder utmatning av armene som holder ut turbinbladene. Konseptet kan være flytende eller bunnfast.



## Oppsummering tidevannsteknologier

I tabellen nedenfor oppsummeres de tekniske nøkkelparametrene for de ulike generiske teknologiene.

Tabell 9. Oppsummering av nøkkelparametere for tidevannskraft.

Generisk konsept	$\eta_1$ [%]	$\eta_2$ [%]	Brukstid [timer]
F – Horizontal akse, bunnmontert	30	85-90	3000 - 4500
G – Horizontal akse overflatepenetrerende	30	85-90	3000 - 4500
H – Horizontal akse flytende	30	85-90	3000 - 4500
I – Vertikal akse	23 – 35	85-90	3000 - 4500

Virkningsgrader bygger på rapporterte data om konsepter og teoretiske betraktninger. Brukstid er anslått med utgangspunkt i data fra vurderte prosjekter og konsulentens erfaring fra ulike typer kraftprosjekter. De fleste konseptene er teknisk relativt like.

### 3.1.4 Offshore vindkraft

Offshore vindkraft er på mange måter mer moden enn bølgekraft og tidevannsenergi, men det gjenstår fortsatt mange utfordringer før teknologien er fullt ut kommersiell. Utviklingen av offshore vindkraft startet i 1991 med Vindebyprosjektet i Danmark. Det ble imidlertid bare gjennomført ytterligere 4 prosjekter på 90-tallet. Frem til i dag finnes det ca. 20 anlegg, av hvilke noen er prototyper eller demonstrasjoner.

I august 2007 fantes det 903 MW offshore vindkraft installert, nesten alt i Nord- og Vest-Europa. Det største anlegget er Nysted sør for Falster med 165 MW. Det nyeste anlegget, og det som står i dypest vann, er Beatrice i Skottland. Den siste av to turbiner ble installert i juli 2007 på 45 m dyp.

De fleste anleggene står mindre enn 10 km fra kysten og på mindre enn 15 m vanddyb. I tillegg til de 903 MW som er i drift i dag, er ca. 500 MW under oppføring. Flere store prosjekter er under planlegging i land som Danmark, Tyskland, Sverige, Storbritannia og Spania. London Array, som vil bestå av 341 vindturbiner plassert mer enn 20 km fra kysten i ytre delen av Themsens elvemunning, er en av disse. Den vil trenge en flate på inntil 245 km<sup>2</sup> i vanddyb

mellom 0 og 23 m. Kapasiteten vil være inntil 1000 MW og forventet produksjon ca. 3,1 TWh per år.

Så langt har turbinene vært standard eller lett modifiserte standard vindturbiner. Enkelte parker har hatt store problemer med driftssikkerhet. Et større marked for offshore vindkraft kan føre til at det kommer spesialdesignede turbiner for offshore vindkraft.

Den viktigste forskjellen mellom dagens konsepter for offshore vindkraft ligger i hvordan de er festet til havbunnen. Valget styres vanligvis av vanddyb og bunnforhold. De første vindfarmene benyttet GBS (gravity based structure), det vil si at fundamentet er så tungt at det makter å holde vindturbinen opprett. Senere har monopiles vært mer brukt. En monopile er et rør av lignende diameter som tårnet som drives ned i havbunnen med en rambukk. Det er også prøvet plattformfundamenter som er sikret til sjøbunnen med pæler. Fundamentering har ofte krevd ca. 25% av den totale investeringskostnaden, mot 6 – 8% på land [Morgan, 2005].

Mens fundamentering inntil 20 m er kjent teknologi, selv om den trolig kan forbedres, er fundamentering på større vanddyb et område som trenger mye utviklingsarbeid. Like viktig som selve fundamenteringen er imidlertid installasjonsmetoden. Inntil ca. 30 m dyp installeres turbinene vanligvis med en kran som står på bunnen under arbeidet (jack-up). Med stigende vanddyb blir dette vanskeligere.

Installering av turbinene på et bunnfast fundament fra en flytende kran stiller strenge krav til kontroll av relativbevegelsen mellom de to. I Nordsjøen kan dette bli svært kostnadsdrivene for prosjekter gjennom at kostbare redskaper må ligge standby over lang tid i installasjonsfasen. Mer robuste installasjonsmetoder vil derfor være viktige for å utløse mye av potensialet for offshore vindkraft.

Flytende innretninger kan settes sammen på et egnet sted med beskyttede forhold og taues ut til installasjonsstedet i et stykke. Fortsatt er det imidlertid uklart hvor stor risiko transporten av den ferdige vindmøllen ut til produksjonssted utgjør for turbinen.

De bunnfaste løsningene kan i alt vesentlig betraktes som teknisk pålitelige, men de flytende løsningene er ennå ikke demonstrert. Det kan være utfordringer knyttet til dynamiske laster og oppførsel i vannet som ennå ikke er kartlagt. Å holde turbinene opp i vinden når de står på en flytende struktur stiller store krav til forankringen og kan by på regulerings tekniske utfordringer. Det er imidlertid ikke sannsynlig at disse problemene skal være uoverstigelige.

Optimalisering av vedlikehold, som er mye dyrere å utføre til havs enn på land, er et annet område som krever innsats.

Anlegg som produserer elektrisk kraft fra vind er gruppert etter følgende karakteristiske egenskaper, som er knyttet til fundamentering av vindturbinen. Alle konsepter benytter horisontalakslede vindturbiner.

*Tabell 10. Kategorier av tidevannskraftverk*

- J Vind - bunnfast, vanndyp inntil 30 m
- K Vind - bunnfast, vanndyp 30 – 60 m
- L Vind - flytende innretning

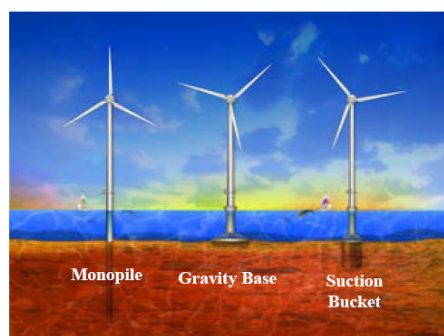
I det følgende gis en kort beskrivelse av det som karakteriserer konseptene og til slutt oppsummeres anslag for primær- og sekundærvirkningsgrad, og brukstid. Mer detaljerte data om konseptene er gitt i datablad i vedlegg 5.

Både den hydrodynamiske virkningsgraden  $\eta_1$  og den elektromekaniske virkningsgraden  $\eta_2$  er antatt lik for alle konsepter.

### J - Bunnfast, vanndyp inntil 30 m

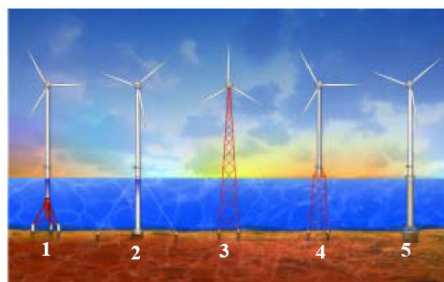
Denne kategorien er teknisk relativt moden, men det er behov for å utvikle metoder for redusere fundamenterings- og installasjonskostnadene, å øke tilgjengeligheten og å redusere vedlikeholdskostnadene. Også kommersielt har denne teknologien nådd ganske langt, selv om den foreløpig ikke er konkurransedyktig uten spesielle virkemidler.

Som nevnt påvirkes vindressursen offshore av nærhet til land. De grunneste havområdene er ofte i nærheten av land, og de nyter derfor ikke av en like god vindressurs som lenger ut til havs. Fordelen av å installere offshore, som nødvendigvis stiller seg dyrere enn onshore, kan dermed bli redusert eller borte.



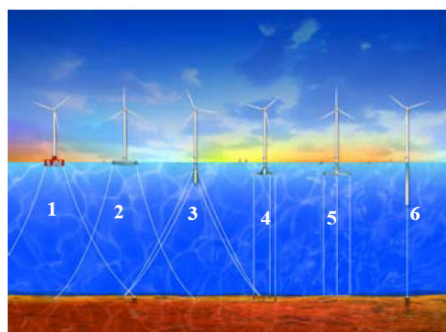
### K - Bunnfast, vanndyp 30 til 60 m

Med vanndyp inntil 60 m vil det være mulig å finne steder som gjør det mulig å få en brukstid på over 4000 timer per år. Utfordringene for denne kategorien er de samme som for kategorien ovenfor, men fullgode tekniske løsninger er fortsatt ikke kommersielt tilgjengelig.



### L - Flytende innretninger + forankring

For flytende innretninger vil det være store havområder med god vindressurs tilgjengelig. Dette vil gjøre det lettere å dekke ekstrakostnadene for å bygge offshore med økt produksjon. De store tilgjengelige områdene gjør det lettere å finne steder med lavt konfliktnivå. Ulempen vil være at man vil trenge forholdsvis lange kabler for å bringe kraften til forbrukerne. Disse teknologiene er imidlertid foreløpig på FoU-stadiet, og noen prototyper er ennå ikke bygget. Utviklingen av denne teknologien vil



trolig foregå parallelt med utvikling av spesielle vindturbiner for bruk offshore.

### Oppsummering teknologier for offshore vindkraft

I tabellen nedenfor oppsummeres de tekniske nøkkelparametrene for de ulike generiske teknologiene.

Tabell 11. Oppsummering av nøkkelparametere for offshore vindkraft.

Generisk konsept	$\eta_1$ [%]	$\eta_2$ [%]	Brukstid [timer]
J – Vind - bunnfast, vanddyb inntil 30 m	< 55	85-90	3000 - 4500
K – Vind - bunnfast, vanddyb 30 – 60 m	< 55	85-90	4000 - 5000
L – Vind - flytende innretning	< 55	85-90	4000 - 5000

Virkningsgrader bygger på data for standard vindturbiner. Brukstid er anslått med utgangspunkt i simuleringer basert på offshore vinddata og driftsdata for kystnære installasjoner. Alle konsepter benytter prinsipielt identiske turbiner.

### 3.2 Dagens kostnader og inntektsmuligheter

Med et delvis unntak for offshore vindkraft på mindre enn 30 m dyp, er dagens utnyttelse av havenergi liten, også på verdensbasis. Som følge av både umoden teknologi og manglende kommersialisering av teknologiene, så er det fremdeles store kostnader forbundet med bygging av anlegg for havenergi.

Storbritannia er et av landene som har kommet lengst i utvikling og utnyttelse av havenergi som ressurs. I en nylig utarbeidet rapport fra Ernst and Young (2007) i Storbritannia, oppsummeres kostnadene for ulike fornybare energiteknologier, gitt dagens utviklingsgrad. Siden vi mangler gode erfaringsdata for faktiske, storskala energiprojekter i Norge, velger vi å bruke denne rapporten for å gi et bilde av dagens kostnadsnivå og relative kostnader mellom de ulike energikildene.

Kostnadstallene i dette kapitlet gir en indikasjon på dagens kostnadsnivå. Vi har ikke gjort en selvstendig vurdering av dagens kostnadsnivå i denne rapporten.

Ernst and Young tar i sine kostnadsanslag utgangspunkt i opplysninger om kostnader i konkrete prosjekter. Kostnadene inkluderer forventede kapitalkostnader og driftskostnader. Det benyttes et kostnadsspenn på høy, medium og lave kostnader for å vise variasjonen i kostnader.

Deres kostnadsanslag for havenergikildene er gjengitt i tabell 12. Her er også andre viktige forutsetninger om brukstid, avkastningskrav<sup>2</sup> og nedbetalingstid vist. For ytterligere beskrivelse av forutsetninger henviser vi til kilden.

Tabell 12. Oppsummering av kostnader og noen viktige forutsetninger for havenergiteknologiene i Ernst and Youngs rapport om fornybare energikilder. Kilde: Ernst & Young (2007), bearbeidet av ECON

	Enhet	Bølge			Tidevann			Offshore vind – grunt vann		
		lav	med	høy	lav	med	høy	lav	med	høy
Kapitalkostnader	MNOK/MW	21	32	47	24	35	47	16	18	20
Driftskostnader	MNOK/MW/år	0,59	0,97	1,30	0,71	0,88	1,00	0,86	0,95	1,04
Driftstid	Timer	2628			3066			3066		
Nedbetalingstid	År	20								
Avkastningskrav	Prosent	15			15			12		
<b>Totale kostnader</b>	<b>Øre/kWh</b>	<b>147</b>	<b>234</b>	<b>336</b>	<b>146</b>	<b>213</b>	<b>278</b>	<b>95</b>	<b>107</b>	<b>119</b>

Det er offshore vindkraft på grunt vann som pr. i dag har de laveste kostnadene. Forholdet mellom teknologiene følger langt på vei teknologiens modenhet.

Kostnadsanslagene fra Storbritannia er ikke direkte overførbare til Norge. Forskjeller mellom land kan for eksempel avhenge av om kostnader til vindparkens nettilknytning bæres av utbygger eller landets nettoperatør<sup>3</sup>. Det vil også være systematiske forskjeller mellom Storbritannia og Norge i for eksempel bunnforholdene og vanndybdene hvor møller skal settes opp eller forskjeller i tidevannshøyder. I tillegg bruker Ernst and Young en høyere kalkulasjonsrente enn den vi benytter senere i rapporten.

### 3.2.1 Forutsetninger som ligger til grunn for beregning av inntektsmuligheter

#### Produksjonsprofil over året

Kraftprisen i Norge har et klart sesongmessig mønster. Det er derfor et poeng å ta hensyn til de forventede sesongmessige svingningene i produksjonen fra de ulike havenergikildene.

<sup>2</sup> Dette er kapitalkostnaden reelt før skatt, det vil si at kalkulasjonsrenten er direkte sammenlignbar med den (lavere) renten som vi benytter senere i rapporten.

<sup>3</sup> I de fleste land omtales organisasjonen med ansvar for å drifte det høyeste nivået i systemet for transport av kraft som Transmission System Operator (TSO). TSO i Norge er Statnett.



Tabell 13. Havenergikildenes sesongmessige produksjonsprofil og profilens konsekvens for forventet kraftpris

	Produksjonsprofil				Forventet kraftpris
	<i>mars - mai</i>	<i>juni - aug</i>	<i>sep - nov</i>	<i>des -feb</i>	
Tidevann					35 øre/kWh
Offshore vindkraft	24.4 %	18.7 %	28.2 %	28.8 %	35,4 øre/kWh
Bølger	21 %	6 %	28 %	45 %	36,5 øre/kWh

Bølger og havbasert vind vil i hovedsak produsere kraft om vinteren. Tidevann har en jevnere produksjonsprofil over året. Tabell 13 viser produksjonsprofilen for offshore vindkraft og bølger over året, og et anslag på konsekvensen produksjonsprofilen har på forventet inntekt fra salg av kraft fra havenergiteknologiene.<sup>4</sup>

### Offentlig støtte til havenergi

Støtte til havenergi forvaltes i dag av Enova. Støtten er i hovedsak en investeringsstøtte. Teknologier som har et stykke igjen til kommersialisering kan i tillegg få støtte gjennom Enovas program for teknologiintroduksjon.

I 2006 la Regjeringen frem en Stortingsmelding som fulgte opp en varslet feed-in<sup>5</sup> ordning for fornybar kraft som skal komme til erstatning for dagens støttesystem (Stortingsmelding nr. 11 2006/2007). Olje- og energidepartementet vil etablere en rammestyrte støtteordning til fornybar elektrisitet, og har foreslått å øke midlene på Grunnfondet til 20 mrd., slik at avkastningen fra fondet forventes å øke fra 440 millioner kroner fra 1. januar 2008 til 880 millioner kroner fra 1. januar 2010.<sup>6</sup> Avkastningen fra grunnfondet vil komme i tillegg til påslaget på nettleien som finansierer Enovas virksomhet i dag. For 2007 forventes påslaget å gi en inntekt på om lag 710 millioner kroner.

All havsbasert kraftproduksjon kommer inn under støtteordningen. Mer umodne teknologier, som for eksempel tidevannskraft og bølgekraft, vil trolig trenge mer støtte for å bli realisert. Departementet legger opp til at slike anlegg kan få tilleggstil støtte gjennom Enovas teknologi-program.

Olje- og energidepartementet legger opp til å utforme støtteordningen som et fast påslag per kWh produsert elektrisitet, dvs uten hensyn til ulike prosjekters støttebehov innen hver teknologi. Ulike typer fornybar energi har ulike støttesats, med vannkraft på 4 øre/kWh, bunnfast vind på 8 øre/kWh, mens bioenergibasert kraftproduksjon samt mer umodne teknologier, som for eksempel flytende vindkraft, bølgekraft, tidevannskraft får det høyeste støttenivået på 10 øre/kWh, se figur 12. Det legges opp til at investorene får tilbud om å motta

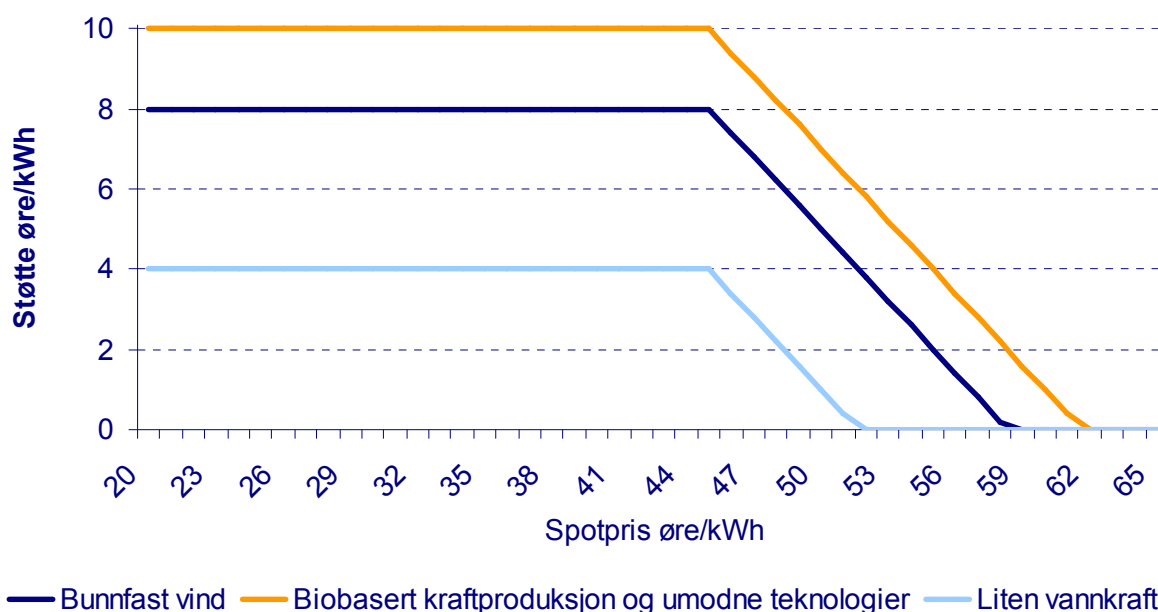
<sup>4</sup> Profilen for pris over året er hentet sommeren 2007 fra NordPools forwardpris på kraft for 2009.

<sup>5</sup> Støtten er ikke utformet lik andre feed-in systemer i Europa, men vi bruker likevel benevnelsen feed-in videre i rapporten.

<sup>6</sup> I Klimameldingen er det fremlagt et forslag om å ytterligere øke Energifondet med 10 mrd. kroner innen 2012.

støtte per produserte kWh i 15 år. Støtten er i nominelle kroner, det vil si at verdien på støtten vil reduseres over tid, på grunn av den generelle prisstigningen.

Støtten utbetales i tillegg til spotprisen som produsentene får ved kraftsalg. På grunn av den store usikkerheten om prisnivået framover legger departementet opp til å avkorte tilskuddet med 0,6 øre for hvert øre den gjennomsnittlige systemprisen på Nord Pool overstiger 45 øre/kWh i et år. Hvordan avkorting vil skje ved ulike spotpriser er vist i figur 12. Vannkraft mister all støtte ved 52 øre/kWh, bunnfast vindkraft ved 59 øre/kWh og bioenergi og de umodne teknologiene mister all støtte ved 62 øre/kWh.



Figur 12. Nominell feed-in-tariff med avkorting ved høye kraftpriser

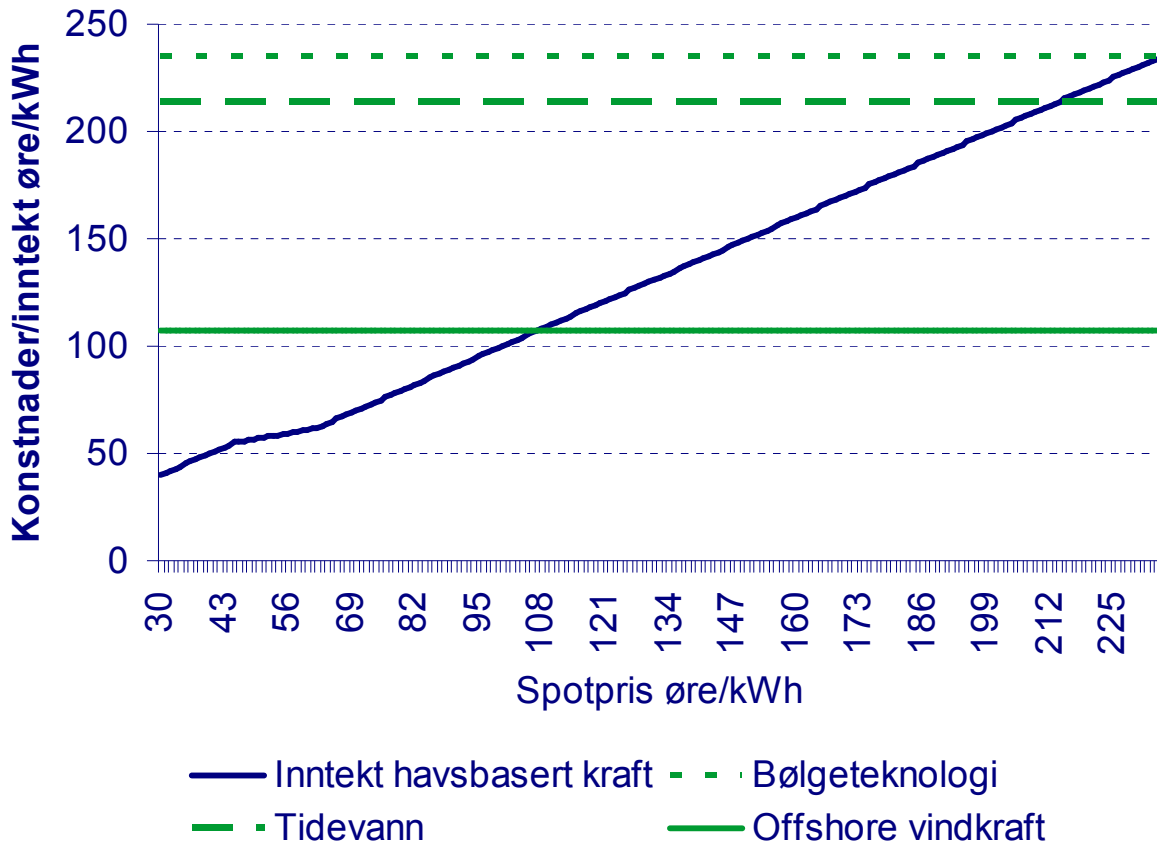
I Stortingsmeldingen skriver departementet at det vil vurdere ordningen løpende i lys av utviklingen i markedet for fornybar elektrisitet. Eventuelle justeringer i ordningen vil i tilfelle gjelde for kraftproduksjon fra anlegg som bygges etter at endringer i ordningen er vedtatt. Vi legger til grunn i analysene i rapporten at det ikke skjer endringer i støttens utforming eller nivå.

### 3.2.2 Kostnader og inntektsmuligheter i dag

Vi har ikke foretatt noen justeringer i kostnadsanslaget for havenergikildene fra Ernst and Young (2007). Vi bruker kostnadsanslagene direkte som en illustrasjon i figur 13. I figuren tar vi utgangspunkt i middelsanslaget på kostnader for de tre kategoriene med havenergi, bølge, tidevann og offshore vind (bunnfast på grunt vann). Kostnadsnivåene er sammenlignet med inntektsmulighetene for havsbasert kraft. Knekken nederst på inntektskurven viser avkorting i støttebeløpet som skjer når kraftprisen overstiger 45 øre/kWh.



Som vi ser av figuren er alle havenergikilder i dag så dyre at de ikke vil bli realisert uten ytterligere støtte.

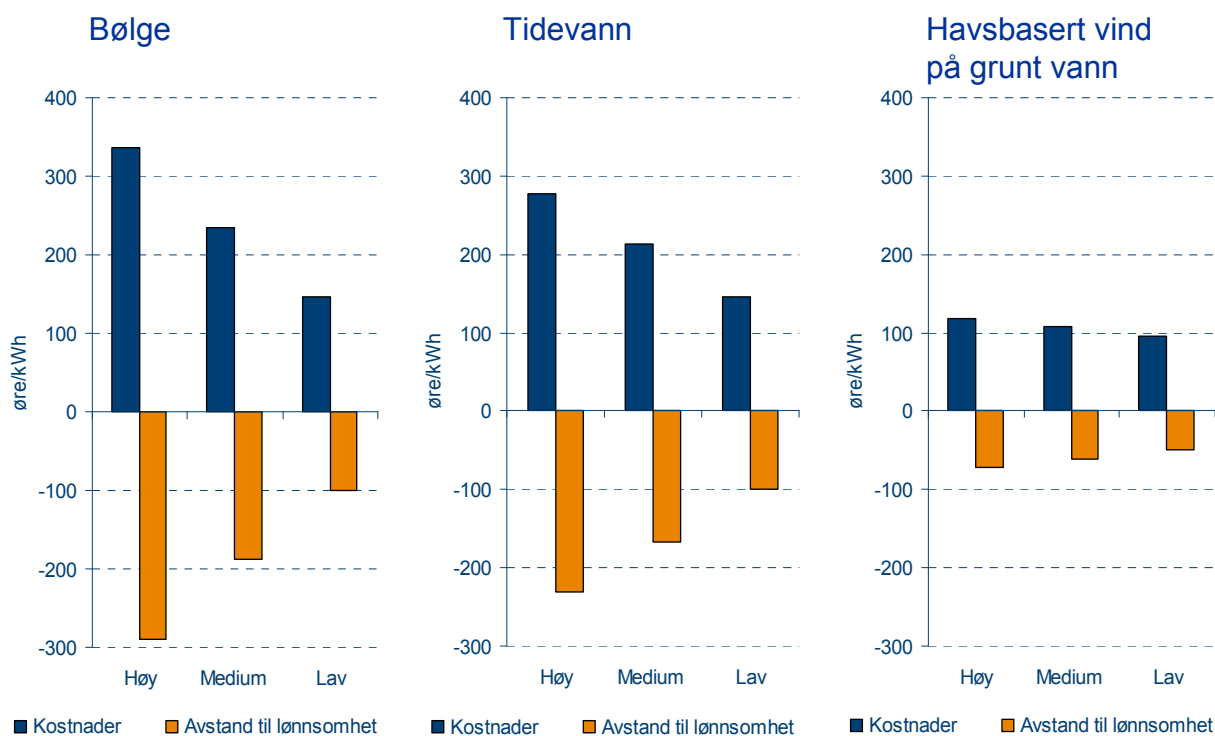


Figur 13. Illustrasjon på dagens kostnader for bygging av havenergi fra Storbritannia, kombinert med havenergis inntektsmuligheter i Norge

I figur 14 viser vi en illustrasjon på de ulike havenergikildenes kostnader, basert på erfaringene fra Storbritannia, kombinert med dagens avstand til lønnsomhet. Inntektene forutsetter en kraftpris på 35 øre/kWh<sup>7</sup>. Det er justert for forventede årsvariasjoner i produksjon og forskjeller i inntektsmulighetene basert på dette. I tillegg er det tatt hensyn til en feed-in støtte på 10 øre/kWh, noe som kan være for høyt, for bunnfast offshore vindkraft ut fra den presiseringen som kom i forslaget til forskrifter fra OED.

Figuren viser at det med dagens kostnadsbilde og rammebetingelser ikke er noen av havenergikildene som kan forventes å bli realisert. Offshore vind på grunt vann (mindre enn 30 meter) har i dag de laveste kostnadene, og har dermed kortest avstand til realisering, men selv denne teknologien kan ikke forventes å realiseres i dag uten ytterligere støtte.

<sup>7</sup> Dette er en kraftpris som ligger langt over snittet så langt for 2007 (18,4 øre(kWh tom august). I fjor var imidlertid årsgjennomsnittet på Nord Pools områdepris for Sør-Norge (Oslo) på 39,7 øre/kWh.



Figur 14. Illustrasjon på avstand til lønnsomhet for havenergikilder i dag

### 3.3 Dagens rammebetingelser

Foruten økonomiske virkemidler som er direkte rettet mot fornybar energiproduksjon finnes det en lang rekke forhold, eller rammebetingelser, som vil påvirke mulighetene for å realisere hele eller deler av potensialet for havenergi. Disse rammebetingelsene kan for eksempel deles inn i følgende grupper:

- Muligheter for nettilgang
- Miljøpåvirkning
- Konkurrerende bruk av kyst- og havområder
- Regelverk og konsesjonsbehandling

Nedenfor redegjør vi kort for disse rammebetingelsene.

#### 3.3.1 Kostnader ved nettilgang for havsbasert energi

All ny kraftproduksjon som skal etableres i Norge står ovenfor kostnader knyttet til nettilkobling. For det første må utbygger selv betale kostnadene forbundet med å knytte kraftproduksjonen sin til et egnet innmatningspunkt og for det andre betales en innmatingsstariff for den løpende produksjonen.

### Kostnader til produksjonsrelaterte nettanlegg

Produsenter som ønsker å mate inn kraft i nettet må selv dekke investerings- og driftskostnadene til kundespesifikke anlegg, det vil si kostnader til ledninger og andre nettanlegg der hovedfunksjonen er overføring av kraft fra tilknyttet produksjonsanlegg til nærmeste innmatningspunkt i nettet.

Slike kostnader vil variere med avstand fra produksjon til nærmeste innmatningspunkt i nettet, og vil isolert sett være en ulempe for produksjonsanlegg som ligger langt fra et utvekslingspunkt. Dersom det er en systematisk samvariasjon mellom teknologier og avstander, er dette en kostnad som systematisk kan være en ulempe for noen typer teknologier, som for eksempel havenergi prosjekter som typisk er lokalisert utenfor kysten. Kostnaden har også en klar skalafordel, slik at kostnaden per kWh kan bli mindre dersom produksjonsenheten er stor.

### Innmatingstariffen

Innmatingstariffen består av to ledd:

- *Energiledet*, som vil variere med marginaltapssatsene i innmatningspunktet. Marginaltapssatsene for innmating av kraft er positiv i underskuddsområder for kraft og negativ i overskuddsområder for kraft. Statnett har bestemt at marginaltapssatsen ikke kan overstige 10 prosent.
- *Fastleddet*, er en fast avgift på 0,5 øre/kWh pr kWh kraft matet inn i nettet. I to spesielt definerte områder i Norge har Statnett bestemt at fastleddet for innmatingstariffen kun skal være 0,1 øre/kWh. Dette gjelder Midt Norge og Bergensområdet, som er de to områdene hvor det er størst ubalanse mellom produksjon og forbruk (underskuddsområder for kraft).

I sum må altså en produsent betale en innmatingstariff til nettselskapet dersom summen av energiledet og fastleddet er større enn null, og motsatt, produsenter får betalt for å mate inn i nettet dersom summen av energiledet og fastleddet er mindre enn null. På grunn av fastleddet er ikke dette et nullsumspill, men en tariff som overføres til nettselskapet.

Innmatingstariffen kommer sannsynligvis ikke til å bli særlig endret de kommende årene, så de erfaringene som foreligger antas å være gyldige også for fremtidige investeringer. Det er mulig at taket på marginaltapsprosenten kan forsvinne, som følge av at en muligens går fra en prognostisert avregning til en etterskuddsvis avregning basert på faktisk innmating.

Innmatingstariffen er viktig for investeringsbeslutningen for kraftproduksjon i områder med ubalanse mellom produksjon og forbruk. I underskuddsområder for kraft kan innmatingstariffen virke som en driver for investeringer, mens den vil virke hemmende i overskuddsområder for kraft. Havenergi knyttet til for eksempel Midt-Norge vil altså ha bedre økonomiske betingelser enn ny produksjon som knyttes til for eksempel Sogn og Fjordane. Ny produksjon som begynner å mate inn på nettet må ta hensyn til at deres produksjon kan bidra til at innmatingstariffen endres. Dersom et produksjonsanlegg er så stort at det kan få et område til å gå fra en underskudds- til er overskuddssituasjon, må produksjonsanlegget ta hensyn til dette i sine lønnsomhetsbetraktninger.

Innfasingstariffen, som er en reduksjon i fastleddet i innmatingstariffen, virker isolert sett som en konkurransefordel for ny kraft som blir lokalisert i Midt Norge og Bergensområdet. Dette er også hensikten med innfasingstariffen.

### 3.3.2 Miljøpåvirkninger

Installasjon og drift av anlegg for utnyttelse av havenergi vil kunne ha flere effekter på miljøet:

- *Forurensning og avfall:* Det kan ikke utelukkes at enkelte teknologier vil medføre lekkasje av små mengder smøreolje /hydraulikkoljer. Avskalling av bunnstoff fra stålstrukturer vil forekomme og i tillegg kan det forekomme lekkasje av ballastslam. Det er imidlertid usikkert om omfanget vil være stort nok for å ha noen nevneverdig negativ effekt på havmiljøet.
- *Støy og vibrasjoner:* Anlegget forventes ikke å overdøve bakgrunnsstøy fra vind, bølger og skipsfart. Noe støy i anleggsfasen er sannsynlig. Det er lite informasjon om hvordan lyder og vibrasjoner fra turbin, generator og trafo vil kunne påvirke fisk og sjøpattedyr. Det er videre ikke kjent hvordan bunnlevende dyr reagerer på vibrasjoner, men det pågår forskning for å studere dette.
- *Virkninger på strømforhold:* Ingen forventet endring av strømmer i forbindelse med installasjoner.
- *Sjøfugl,* som dykkender og skarv, vil kunne komme i konflikt med installasjonen dersom de kommer inn i innretningens arbeidsområde. Dette gjelder også for fisk og sjøpattedyr ved anlegg under vann.
- *Visuelle effekter:* dette vil variere mellom de ulike prosjektene, og enkelte teknologier vil ikke være synlige over vann.

Gjennom konsesjonsbehandling og annet regelverk (se omtale nedenfor) skal det tas hensyn til de miljøpåvirkning et anlegg forventes å medføre. For områder som er spesielt sårbare pågår det for tiden arbeid med å utarbeide verneplaner.

#### Marin verneplan

Den marine verneplanen skal danne et nettverk av marine beskyttede områder med hensikt å ta vare på marine naturverdier og økosystemer. Områdene som skal danne den nasjonale planen for marine beskyttede områder skal dekke representative habitater, dvs. habitater som er typiske for kyststrekningen, eller de kan være særegne, dvs. områder som er helt spesielle som for eksempel verdens dypeste fjord. I planen skal det også utpekes referanseområder som vil være et hjelpemiddel for å vurdere påvirkning av ulike aktiviteter på habitatet.

Arbeidet med den marine verneplanen er en oppfølging av Stortingsmelding nr. 43 (1998-99) Vern og bruk i kystsona (kystmeldingen), og vil bidra til å følge opp intensjonene i meldingen om biologisk mangfold og meldingen om et rent og rikt hav. I mai 2001 ble det opprettet et rådgivende utvalg som har kommet med forslag om hvilke områder som bør inngå i verneplanen. Arbeidet har vært basert på eksisterende kunnskapsgrunnlag og føringer i kystmeldingen. Midlertidige retningslinjer for behandling av saker som kan berøre kandidat områder til marin verneplan er fastsatt av Miljøverndepartementet, Fiskeri- og kystdepartementet, Nærings- og handelsdepartementet og Olje- og energidepartementet. Ifølge disse retningslinjene skal nye aktiviteter eller inngrep i de foreslåtte verneområdene

vurderes enkeltvis basert på området verneverdi og verneformål, og føre-var prinsippet skal legges til grunn. Videre skal aktiviteter og anlegg som kan føre til varig skade i største mulige grad unngås.

Direktoratet for naturforvaltning, DN, antar at anlegg for utnyttelse av havenergi kun i begrenset grad vil komme i konflikt med den marine verneplanen. Det kan imidlertid ikke utelukkes at verneplanen vil båndlegge noen områder med et høyt dokumentert potensial for havenergi.

### **Forvaltningsplan for norskehavet**

Under ledelse av Miljøverndepartementet er det igangsatt et arbeid med å etablere en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, etter samme modell som er brukt for Barentshavet. Miljøverndepartementet tar sikte på å fremme en stortingsmelding om helhetlig forvaltning av Norskehavet våren 2009.

### **3.3.3 Konkurrerende næringsinteresser**

Det er en rekke næringsinteresser mv. som konkurrerer om bruken av arealene langs kysten, og som en tommelfingerregel øker konkurransen jo nærmere kystlinjen virksomheten er lokalisert. Nedenfor omtaler vi kort annet bruk av havarealer som kan komme i konflikt med utnyttelsen av havenergi.

### **Sjøtransport**

Store deler av norskekysten består av trange farvann. Tendensen er at både størrelsen på fartøyene og skipenes hastighet øker. Den samlede vekst i sjøtransport på norsk område er forventet å øke med minst 0,7 prosent pr år i perioden 2006 - 2015. Den sterkeste tilveksten målt i volum vil dels komme i utenrikshandelen mellom fastlands-Norge og utlandet, og dels som russisk transitttransport av olje. Den sterkeste tilveksten i sjøveis godstransport på norsk område forventes å komme på kysten Troms – Finnmark. Det er to årsaker til dette, dels den nevnte transitttransporten av russisk olje og dels de kommende gasstransporter fra raffinerianleggene på Melkøya ved Hammerfest. Transitttransportene forventes å øke fra dagens 0,8 millioner tonn til vel 16 millioner tonn i 2015, mens gasstransportene vil øke til vel 5,5 millioner tonn i samme periode.

Transportvolumene på kysten i Midt-Norge vil også kunne forvente å få en noe høyere tilveksttakt enn på resten av kysten.

For å øke sikkerhet og framkommelighet for sjøtransporten i framtiden er det utarbeidet en såkalt farledsnormal. Et mål med denne er å legge forholdene til rette for en mer helhetlig og forutsigbar disponering av sjøarealene. Det legges opp til at det skal avsettes tilstrekkelig areal til farledene slik at man får en effektiv og sikker sjøtransport og at man kan oppnå den overordnede målsettingen om å overføre gods fra veg til sjø og bane. Farledsnormalen skal være et verktøy til bruk i all planlegging og forvaltning av kystsonen for aktuelle samferdselsetater, myndigheter og private aktører.

## **Fiskerinæringen**

Fiskerinæringen er en viktig eksportnæring for landet. I 2005 ble det ilandført nesten 2,4 millioner tonn fisk og skalldyr til en samlet verdi på nesten 11,6 milliarder kroner. Ilandført kvantum har de siste fire årene variert mellom 2,4 og 2,7 millioner tonn, mens verdien av fangsten i samme periode har variert mellom 8,9 og 11,6 milliarder kroner. Fiskerinæringen har behov for arealer i tilknytning til trål- og notfelt, gyte- og oppvekstområder, kaste- og låssettingsplasser<sup>8</sup> og havner. Det er relativt omfattende forekomster av trålfelt i de norske kystområdene. Trål- og notområder er for det meste knyttet til de dype fjordområdene, mens områder for taretråling er lokalisert langs kysten.

## **Oppdrettsnæringen**

Flere analyser peker på at oppdrettsnæringen har et stort framtidig potensial. Forbruket av fisk i verden anslås å øke fra 130 millioner tonn i 2000 til 150 millioner tonn i 2030. Videre vekst i fiskefangstene vil være svært begrenset. Behovet for økt global produksjon innen akvakultur globalt gir oppdrettsnæringen muligheter for ekspansjon.

På grunn av at oppdrett av laksefisk i større grad flytter til mer eksponerte områder har konfliktnivået med farleder økt noe.

## **Kabler og sjøledninger**

Mengden kabler og sjøledninger øker stadig, bl.a. grunnet et økt behov for å få elektrisitetsforsyning ut til hytteområder, boområder og også havbruksanlegg. Dette kommer i stadig konflikt med bla. tråloområder. Ankringsområder og havner, samt kabler og sjøledninger ligger under Kystverkets jurisdiksjon. For ankringsområder er det ikke registrert nevneverdige konflikter, mens det for havner og da særlig fiskerihavner er knyttet stadige konflikter til endring i arealformål. I denne forbindelse er konflikten i stor grad knyttet opp mot økt bruk av fiskerihavner til småbåthavn.

## **Forsvaret**

Forsvaret har interesser knyttet til kystnære områder, for eksempel i form av skyte- og øvingsområder. Dette gir begrensinger både for næringsutøvelse og ferdsel i disse områdene. Forsvaret har for eksempel avslått søknader om akvakultur i aktuelle øvingsområder, dersom dette oppleves å være i konflikt med øvingsformålet. Konflikten med havbruksnæringen har hatt en viss økning etter at havbruk søker ut i mer eksponerte områder.

## **Friluftsliv og landskap**

Det er store arealbruksinteresser knytta til rekreasjon i strandsona, og det er ofte her vi finner de mest åpenbare konfliktene knytta til arealbruk. Konflikten med rekreasjon vil komme som følge av estetikk og ferdselhindringer. Det må også antas at det sannsynligvis vil bli forbud

---

<sup>8</sup> Kasteplasser er lokaliteter for (not)fiske, låssetting er områder for fiskesteng eller merder for oppbevaring av levende villfisk. Kartlegging av disse gjennomføres av fiskeridirektoratets ulike regionkontorer. Kaste- og låssettingsplasser skal være markert i kommunenes arealplaner.

mot dykking i området samt i mange tilfeller restriksjoner mot fiske i umiddelbar nærhet til anlegg.

Konflikten med friluftslivet går også den andre veien, gjennom ferdsel og atferd kan allmennheten bidra til forstyrrelse ved utøvelse av næringsvirksomhet. For eksempel oppgir havbruksnæringen at områder som avsettes til friluftsmål er til hinder for deres virksomhet.

### **Hytteområder og boområder**

På like linje, og gjerne i sammenheng med friluftslivsinteresser og landskap, er det også knyttet konflikter til boområder og hytteområder. Etablering av bolig- og hyttefelt på land har vært årsak til flere innsigelser fra Fiskeridirektoratet de senere årene. En viktig årsak til dette er at man gjerne planlegger småbåthavner i umiddelbar tilknytning til slike hytte og boligfelt, uten å ta hensyn til de verdier som befinner seg i sjøen utenfor. Det er på dette området hvor Fiskeridirektoratet har hatt de fleste innsigelser i de senere årene. Til forskjell fra friluftslivsinteresser kan imidlertid beboere og hyttefolk gjennom å være grunneiere, til en viss grad hevde rettigheter et stykke ut i sjø, gjennom den såkalte strand- eller tilflottsretten. På bakgrunn av denne kan grunneiere fremme krav om driftsrestriksjoner inntil 50-100 meter fra land. I hvilken grad dette kan brukes til å sette restriksjoner for næringsvirksomhet i områder utenfor vedkommendes eiendomsrett er imidlertid diskutabelt.

### **3.3.4 Regelverk, godkjenningprosesser og konsesjoner**

Investeringer i kraftsektoren er underlagt politisk kontroll. Sett av rammebetingelser og politisk-administrative beslutningsprosesser om ny kapasitet for kraftproduksjon har som funksjon å veie ulemper og fordeler mot hverandre og prioritere mellom forskjellige interesser som blir berørt av prosjektene. Det er et omfattende lovverk knyttet til etablering av energianlegg, og det omfatter blant annet energiloven, forurensningsloven, plan- og bygningsloven (PBL) og kulturminneloven.<sup>9</sup> Hvilke av disse lovene som vil være mest sentrale, og hvis det tilkommer andre lover, for energianlegg til havs er foreløpig usikkert. Det er imidlertid sannsynlig at forurensningsloven og kulturminneloven vil være mindre viktige, men at ulike sektorlover knyttet til bruken av havet blir viktige.

Utnyttelsen av havenergi vil beslaglegge arealer til havs, selv om den ikke nødvendigvis utelukker all annen bruk av området. Avhengig av hvor kystnært anleggene er plassert vil arealbruken representere bruk av en knapp ressurs. Jo nærmere land dess større vil behovet være for en samordnet og helhetlig forvaltning av arealene, på nasjonal, regional og lokal nivå. Norge har så langt kort tradisjon for planlegging i sjøområder. Plan og bygningslovens regler har vært tilpasset utnyttelsen av landområder mens havområdene har vært styrt av sektorlover slik som havne- og farvannslovgivning. Dette er i ferd med å endre seg etter at spesielt landnære områder er blitt en kamparena for ulike bruksinteresser. En stadig økende bruk av nære kystområder til rekreasjon og fritidsbåtbruk sammen med utviklingen innenfor offshorerelatert virksomhet og en havbruksnæring i fremgang krever gode planprosesser.

<sup>9</sup> For vannkraftverk er også vassdragsloven og vassdragsreguleringsloven sentrale lover, samt verneplanene for vassdrag og samlet plan.

I prinsipp er planleggingssystemet likt på sjø og land. Arealplanlegging i sjø skiller seg allikevel på flere punkter fra arealplanlegging på land ettersom:

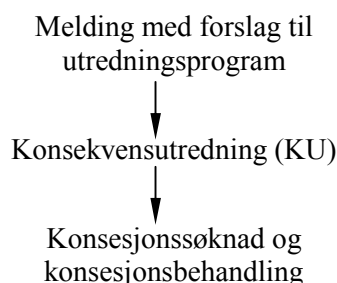
- Staten har, med svært få unntak, eiendomsretten til alle sjøområder dypere enn 2 meter.
- Alle sjøområdene bør nødvendigvis ikke legges ut til noe bestemt formål. Sjøområder skal bare planlegges i den grad det anses som nødvendig og der det er gjort konkrete avveininger av arealbruken.
- Arealplanlegging av sjøområdene kan bli utført i 3 dimensjoner. Det finnes flere eksempler på at havoverflaten og sjøbunnen er lagt ut til ulike arealbruksformål.
- Mye av arealinformasjonen som omfatter sjøområdene har svært uklare grenser.
- Sjøområdene er underlagt en svært sektorisert forvaltning, og det eksisterer fortsatt ikke noe effektivt lovverk som kan samordne disse interessene.

### Konsesjonsbehandlingen

I hvor stor grad konsesjonsbehandlingen for havenergi vil være lik dagens praksis for konsesjonsbehandling for landbasert virksomhet er usikkert så lenge det ikke finnes noen presedens på dette området.

For landbasert virksomhet gjelder det at alle som skal bygge og drive elektriske anlegg med spenning over 1 kV først må være meddelt en konsesjon. Det finnes flere former for konsesjon, og hvilken type som vil være aktuell for havenergi er ikke sikkert, men det vil sannsynligvis være aktuelt å kreve anleggskonsesjon. Denne konsesjonsordningen skal sikre en enhetlig praksis for bygging og drift av elektriske anlegg. Ved konsesjonsbehandlingen skal det legges vekt på samfunnsøkonomiske hensyn og hensynet til allmennhetens og privates interesser når det gjelder for eksempel naturinngrep og miljø. I konsesjonene kan det settes en rekke vilkår, for eksempel at anlegget skal medføre en rasjonell energiforsyning, bestemmelser om tidspunkt for påbegynnelse, bygging, teknisk drift, vilkår om utnyttelsen av det enkelte verk, vilkår med henblikk på å unngå eller begrense skader på natur og kulturminner, om konsesjonærens organisasjon og kompetanse, samt ytterligere vilkår der det er påkrevd i det enkelte tilfelle. Det vil alltid kreves anleggskonsesjon for nettilknytting av offshore anlegg.

For å illustrere en mulig prosess utgår vi fra konsesjonsbehandlingen for ny kapasitet for kraftproduksjon, unntatt større vannkraftprosjekt. Vindkraftanlegg og annen kraftproduksjon enn vannkraft konsesjonsbehandles med hjemmel i energiloven. I figur 15 har vi illustrert de ulike stadiene i saksbehandlingsprosessen.



Figur 15. Stadier i saksbehandlingsprosessen



Det første stadiet omfatter melding av prosjektet til ansvarlige myndigheter. Plan- og bygningsloven (PBL) pålegger utbyggere på et tidlig stadium å melde fra om at planleggingen av prosjektet er satt i gang og komme med forslag til program for konsekvensutredninger. Målet med melding er at myndigheter og andre berørte interesser tidlig skal få kjennskap til det planlagte prosjektet og kunne påvirke premissene for den videre planlegging og behandling. PBL gjelder foreløpig kun ut til grunnlinjene, men virkeområdet for det nye EU-direktivet om vannressursplanlegging, som vil gjelde for Norge, går ut til 1 nautisk mil utenfor grunnlinjen. Ifølge NOU 2003:14 vil det bli lite hensiktsmessig å opprettholde grunnlinjen som grense for plan- og bygningsloven, og det foreslås å utvide grensen til 1 nautisk mil utenfor grunnlinjen. De fleste andre havenergi prosjekter enn tidevannskraft vil finne sted lenger til havs enn 1 nautisk mil. Vi tror imidlertid at de fleste aktører likevel vil benytte en PBL-lignende prosess med myndighetene.

Det andre stadiet omfatter konsekvensutredningen. Det er i PBL bestemmelser for hvilke tiltak som omfattes av plikten til konsekvensutredning. Det stilles også krav til hvilke forhold utredningen skal omfatte, til høring av utredningen og frister for høringsuttalelser. Det er også regler for hvem som er ansvarlig myndighet for behandling og godkjenning av utredningen.

Det tredje stadiet omfatter innsending og behandling av søknad om konsesjoner/tillatelser. For kraftprosjekter må det søkes om konsesjon eller tillatelse etter flere lover. Lovene regulerer hvilke krav som stilles til konsesjonssøknaden og hørings- og behandlingsrutiner, inkludert hvilken myndighet som fatter endelig vedtak i saken. Lovene fastsetter hvilke vilkår som kan stilles i konsesjonen, hvilket overordnet kriterium som gjelder for når konsesjon skal tildeles, hvor lang konsesjonsperioden er og hvilken adgang det er til å revidere konsesjonsvilkårene før konsesjonsperiodens utløp. For enkelte typer prosjekter er saksbehandlingen etter flere ulike lover parallell, mens for andre typer prosjekter følger konsesjonsbehandlingen etter ulike lover etter hverandre.

*Kostnadene* forbundet med saksbehandlingen kan deles inn i tre hovedtyper:

1. Utbyggers kostnader til utredninger og analyser som kreves på de ulike stadiene av saksbehandlingsprosessen. Det omfatter både innkjøp av konsulent tjenester, utførelse av undersøkelser og arbeidsinnsats fra utbyggeren.
2. Kostnader knyttet til offentlig saksbehandling i offentlige etater samt til innkjøp av utredninger når det offentlige krever dette.
3. Offentlige og private høringsinstansers kostnader knyttet til å sette seg inn i saken og utarbeide høringsuttalelser på forskjellige trinn i prosessen.

Tiltak som *ikke* skal konsekvensutredes etter plan- og bygningsloven, starter med å sende søknad til NVE. Konsekvensene av utbyggingen skal i et slikt tilfelle utredes i forbindelse med søknaden og NVEs behandling av denne. NVE vil i forbindelse med søknadsbehandlingen forestå høring og forelegge saken for berørte interesser, avholde eventuelle offentlige møter m.v. På land er det kun mindre kraftprosjekter som ikke må konsekvensutredes etter PBL.

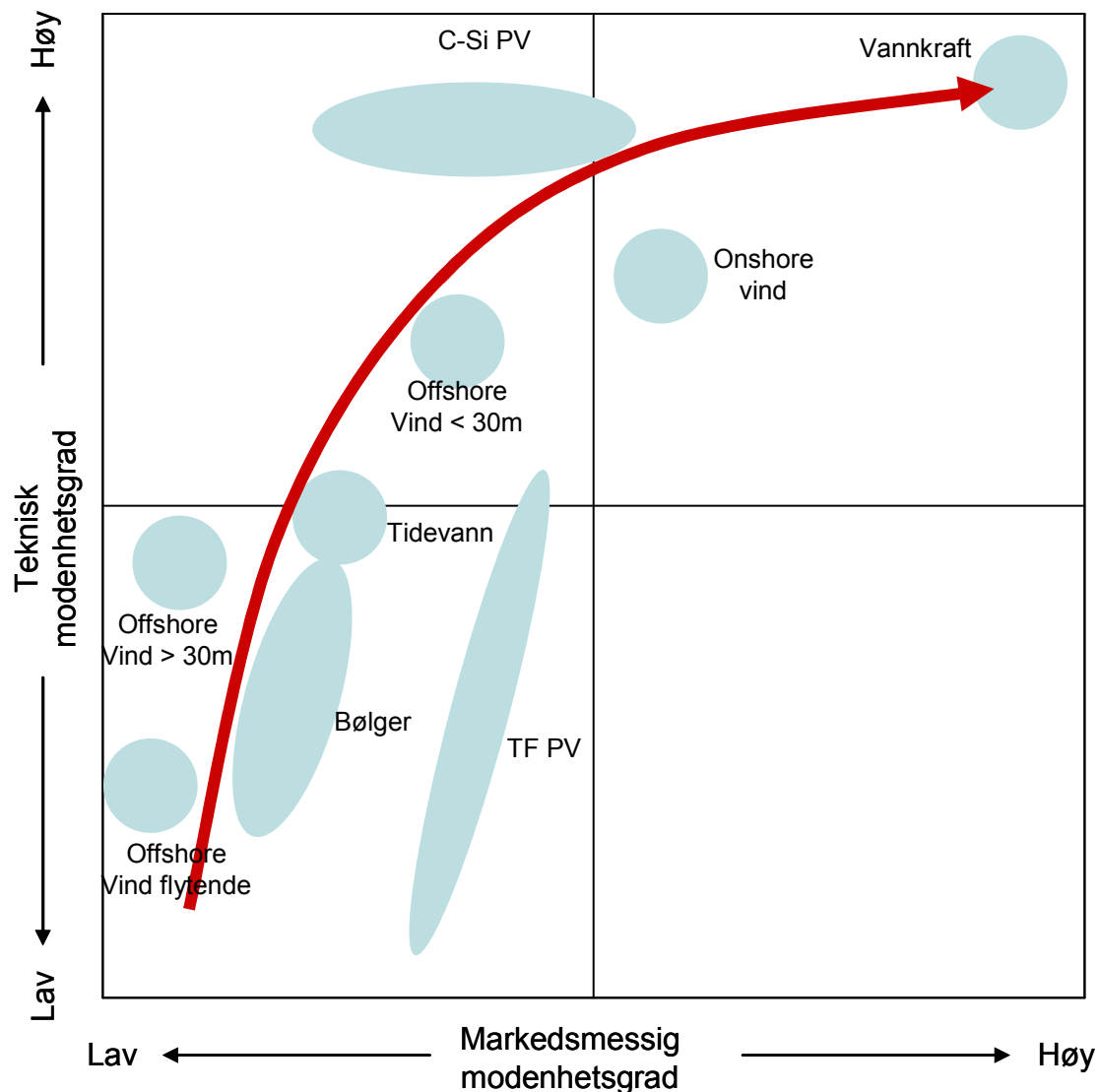
En viktig forskjell fra kraftutbygginger etter vassdragslovgivningen er at NVE selv fatter vedtak i saker som behandles etter energiloven, og at det ikke avgis noen innstilling til departementet

i disse sakene. Stortinget er heller ikke direkte involvert. Dersom det klages over NVEs konsesjonsvedtak iverksettes en ordinær klagebehandling etter forvaltningslovens regler. I klagebehandlingen er det vanlig at departementet har ytterligere en høring dersom saken tilsier det, og i tillegg avholdes vanligvis offentlig møte og befaring. Når OED har fattet klagevedtak vil konsesjonsvedtaket være endelig i den forstand at det ikke kan angripes på annen måte enn ved søksmål (OEDs Faktahefte, 2006).

## 4 Utviklingsmuligheter for havenergi

### 4.1 Teknisk og kommersielt utviklingsnivå

Som nevnt tidligere går de fleste teknologier gjennom en rekke faser før de når kommersialisering. Dette gjelder også havenergi. Figur 16 viser dette skjematisk. Langs den horisontale akse fremstilles teknologiens markedsmessige modenhet, det vil si i hvilken grad det finnes et genuint marked for teknologien.



Figur 16. Skjematisk fremstilling av teknisk og markedsmessig modenhetsgrad for ulike energiteknologier.  
C-Si PV = krystallinske silisiumsolceller. TF PV = tynnfilm-solceller.

Jo lenger til venstre en teknologi befinner seg, i dess større grad er den avhengig av virkemidler og støtte for å komme inn på markedet. Den vertikale aksene viser teknisk modenhet, det vil si i hvilken grad teknologien er optimalisert, til å stole på og forutsigbar. Jo lenger ned på den vertikale aksene en teknologi befinner seg, jo mer avhengig er den av midler til forskning og utvikling.

Den røde pilen viser banen som en teknologi ideelt sett beskriver når den går fra idé til produkt. Alle teknologier når imidlertid ikke frem til full kommersialisering på markedsmessige vilkår, men stagnerer et eller annet sted langs banen.

Som vi ser ligger teknologiene for havenergi i venstre halvdel, dvs. et godt stykke fra kommersialisering, og til dels også langt ned i diagrammet, dvs. de er teknisk umodne. Det er derfor vanskelig å finne god informasjon om teknologienes virkelige og potensielle tekniske og økonomiske egenskaper.

Faktiske data for ulike konsepter mangler eller har sitt utspring i studier, modellforsøk, pilotprosjekter, og for offshore vind noen faktisk realiserte prosjekter. Det er vanskelig å sammenligne data fra de ulike kildene. For å danne oss et bilde av konseptenes **fremtidige potensial** har vi organisert paneldiskusjoner der personer med erfaring fra bølgefysikk, vindkraft, offshorevirksomhet, og teknologi for bølgekraft og tidevann deltok. De generiske konseptene ble gjennomgått og viktige egenskaper ved konseptene identifisert og, i den grad det var mulig, tallfestet. Det kan likevel være betydelige feilmarginer på kvantitative data for konseptene.

## 4.2 Kostnadspotensial for havenergi

Spredning av en teknologi påvirkes av mange faktorer, deriblant kostnadsreduksjoner for den aktuelle teknologien. Generelt drives kostnadsreduksjoner av fem faktorer; teknologisk utvikling, endringer i kostnader for innsatsfaktorer, interne effektivitetsforbedringer, læring og stordriftsfordeler.

Læringsprosessen kan beskrives i form av lære- eller erfaringskurver, som viser hvordan produksjonskostnadene faller når man høster erfaring fra produksjonen. Ideen bak kurven er at jo mer en engasjerer seg i utvikling, dess flere muligheter for å redusere kostnadene og forbedre produktene oppdages. Vi omhandler lærekurver nærmere i vedlegg 8.

I utgangpunktet er det lite erfaringsmateriale å støtte seg på når det gjelder å vurdere dagens kostnader for havenergikildene. I kapittel 3 ble det vist et anslag på dagens kostnader for havenergi basert på en rapport fra Storbritannia (Ernst and Young, 2007). Rapporterte kostnader for de ulike konseptene varierer fra kostnader for fullskala anlegg til prototyp- eller demonstrasjonsprosjekter. Vi har av den grunn lagt lite vekt på anslagene for dagens kostnadsnivå og dagens forskjeller i kostnadsnivå mellom teknologiene når vi skal vurdere fremtidens kostnadspotensial for havenergi.

For å danne et bilde av de generiske konseptenes potensial har konsulentene vurdert det sannsynlige nivået for investeringskostnader dersom teknologien blir utviklet frem til kommersialisering, det vil si i området der den røde pilen beveger seg inn i øvre, høyre kvadrant i figur 16. Alle konsepter vil i virkeligheten trolig ikke komme seg dit, men tallene for kostnadspotensial angir i hvilket intervall vi tror at investerings- og driftskostnadene (i dagens pengeverdi) vil kunne komme dersom en teknologi får utvikles langt nok. Vi presiserer i denne sammenheng at vi fokuserer på de etter vårt skjønn mer lovende teknologiene innenfor de ulike generiske konseptene. Investeringskostnadene er angitt i kr/års-kWh, dvs. investeringskostnaden delt på årlig gjennomsnittlig produksjon. Anlegg forutsettes plassert på et sted med en etter norske forhold god ressurs. Driftskostnadene er angitt i øre/kWh. Tallene for kostnadspotensialene er oppsummert i tabell 14. Kostnadene for nettilknytting er ikke inkludert i estimatene, men er tatt hensyn til separat i økonomiske beregninger.

Tabell 14. Estimert kostnadspotensial og brukstid for de generiske konseptene og tilhørende brukstider.

Kilde: SWECO Grøner

Generisk konsept	Kostnads- potensial [NOK/(års- kWh)]	Drifts- kostnad, [øre/kWh]	Brukstid [timer]
<b>Bølgekraft</b>			
A – Flytende innretning	6 - 8	12 -18	3000 - 4000
B – Bøye, punktabsorbator	5 - 7	14 -20	3000 - 4000
C – Hengslede bunnfaste	4,5 – 6	10 -16	2000 - 3000
D – Svingende vannsøyle	5 - 6	10 – 18	3000 - 4500
E – Høydemagasin	5 - 6	4 – 8	3000 - 4500
<b>Tidvann/havstrøm</b>			
F – Horisontal aksel, bunnmontert	5 – 6	12 – 16	3000 - 4500
G – Horisontal aksel overflatepenetrerende	5 – 6	10 – 14	3000 - 4500
H – Horisontal aksel flytende	5 – 6	10 – 14	3000 - 4500
I – Vertikal aksel	5 - 6	12 – 16	3000 - 4500
<b>Offshore vindkraft</b>			
J – Vind - bunnfast, vandyp inntil 30 m	2,8 – 4,5	12 – 18	3000 - 4500
K – Vind - bunnfast, vandyp 30 – 60 m	3,0 – 5,0	12 – 18	4000 - 5000
L – Vind - flytende innretning	3,2 – 5,5	15 – 20	4000 - 5000

Bakgrunnen for anslagene for brukstid er gitt i forbindelse med gjennomgangen av dagens teknologistatus i avsnitt 3.1.

Til sammenligning gis tilsvarende kostnader for erfaringstall for vannkraft og onshore vindkraft, se tabell 15.

Tabell 15. Investerings- og driftskostnad for vann- og onshore vindkraft.

	Investeringskostnad	Driftskostnad
Vannkraft	2 - 3,5 kr / (kWh år)	2 - 5 øre /kWh
Vindkraft på land	3 - 4 kr/ (kWh år)	8 - 10 øre /kWh

### 4.3 Inntekspotensial i fremtiden

For å kunne anta noe om havenergis fremtidige inntekspotensial må vi først gjøre noen antakelser om noen viktige parametere, fremtidig kraftprisutvikling, produksjonsprofil over året, fremtidig støttesystem og levetid/avkastningskrav.

#### 4.3.1 Forutsetninger som ligger til grunn for fremtidige forhold

##### Kraftprisutvikling

På lang sikt gir økt forbruk økte priser og dermed økt sannsynlighet for at det blir lønnsomt å investere i ny kraftproduksjon. Det er kostnadene knyttet til den marginale investerings-teknologien som er utslagsgivende for hva kraftprisen vil bli i fremtiden.

Det finnes ikke noe enkelt svar på hvilken teknologi investeringer vil gjøres i, og hva kostnaden for denne teknologien vil være. Hva som blir realisert bestemmes i markedet, men blir også påvirket av politiske beslutninger – for eksempel klimapolitikk og støtte til fornybare energikilder

Dersom vi ser på situasjonen i for eksempel 2015, så kan vi se for oss at det er to teknologier som det kan bli investert i på marginen; enten gasskraft eller kullkraft. Om kommersielle aktører vil foretrekke å investere i gasskraft eller kullkraft er usikkert, og avhengig av bl.a. videreføring av europeisk klimapolitikk, prisutviklingen på CO<sub>2</sub>-kvoter og prisutviklingen på gass. Vi antar implisitt at investeringer i fornybar kapasitet ikke påvirkes av en marginal økning i kraftteterspørselen. Det vil være tilfelle så lenge investeringer i fornybar produksjon er avhengig av støtte, det vil si at omfanget av investeringene bestemmes av politisk fastsatte målsettinger.

Tradisjonelt har gasskraft vært priset i forhold til olje, men det er flere forhold som taler for at gass i fremtiden kommer til å prissettes i forhold til markedsverdien, som i stor grad er knyttet til kraftmarkedet. Det betyr at selv om kostnadene for kullkraftverk vil ha betydning for kraftprisen på lang sikt, taler andre forhold (kvotemarkedet og gassmarkedet) for at det er gasskraft som vil være den teknologien som er styrende for kostnadsbildet på Nordpool på lang sikt.

Vi antar at gasskraft er prissettende på lang sikt, det vil si at gjennomsnittlige kraftpriser på lang sikt varierer rundt fulle kostnader for ny gasskraft i Norge. Vi antar at den langsiktige

marginalprisen til å ligge på oppunder 35 øre/kWh<sup>10</sup>. Denne antakelsen stemmer også godt overens med forwardprisen på kraft i 2012 på NordPool.

### **Avskrivningstid og avkastningskrav**

Kapitalkostnadene ved en investering i havenergi er gitt ved avskrivningene og avkastningen på den investerte kapitalen. Avskrivningene avhenger av den økonomiske levetiden til produksjonsanleggene, mens avkastningen avhenger av kalkylerenten eller avkastningskravet som investor legger til grunn. Nedenfor drøfter vi kort hvilken avskrivningstid vi legger til grunn i denne rapporten, samt hvordan avkastningskravet til en investering i havenergi kan fastsettes med utgangspunkt i standard økonomisk teori.

#### *Avskrivningstid*

Grunnlaget for å beregne avskrivningstider er antagelser om levetid som benyttes av kommersielle investorer i fornybar kraftproduksjon. Vi har ikke gjort noen kartlegging av levetidsforutsetningene som benyttes, men lagt til grunn noen grove anslag.

Levetidsforutsetningene i kalkylene er uansett kortere enn den fysiske levetiden til anleggene tilsier. Som hovedregel legger vi til grunn 20 års avskrivningstid for samtlige teknologier. Denne avskrivningstiden er også benyttet i tidligere analyser av investeringer i ny fornybar kraftproduksjon, for eksempel i ECON (2004).

20 års avskrivningstid er også den vanlige avskrivningstiden som brukes av NVE for vindkraft (NVE, 2002) og det er avskrivningstiden som benyttes av Ernst and Young i deres rapport fra 2007.

#### *Avkastningskrav*

Vi tar utgangspunkt i standardformelen for å beregne et veid gjennomsnittlig totalavkastningskrav (WACC, Weighted Average Cost of Capital) til kapitalen. Innenfor rammene av dette prosjektet er det ikke foretatt en grundig vurdering av parametrene som inngår i WACC, men kun foretatt en kort drøfting av den risikofrie renten, markedspremien, tapspremien, kapitalstrukturen og egenkapitalbeta. I tillegg er det foretatt en drøfting av hvordan usikkerhet omkring fremtidig støtte, samt teknologi- og prosjektrisiko (milepælsrisiko) skal behandles, se vedlegg 7.

I prinsippet bør avkastningskravet til fornybare energiteknologier ligge i nærheten av avkastningskravet for kraftproduksjon for øvrig. Det kan likevel være grunn til å anta at investorer i praksis vil vurdere risikoen ved investeringer i umodne teknologier for fornybar energi høyere enn for ordinær kraftproduksjon og operere med en økt risikopremie. Dette tillegget bør imidlertid ikke være for stort, ettersom det i noen grad reflekterer milepælsrisiko, det vil si en usikkerhet som vi må anta blir redusert over tid. Det er også viktig å unngå at risikoen dobbelttelles ved at det tas hensyn til usikkerhet om støttesystemer og kostnadsutvikling både i kontantstrømmene fra prosjektet og i avkastningskravet.

<sup>10</sup> En kraftpris på 35 øre/kWh er forenelig med en langsiktig gasspris i Zeebrugge på 120 øre/sm<sup>3</sup>, en langsiktig oljepris på 35 \$/fat, langsiktig kullpris på 45 \$/tonn, karbonpris på 25 €/tonn og ingen gratiskvoter.

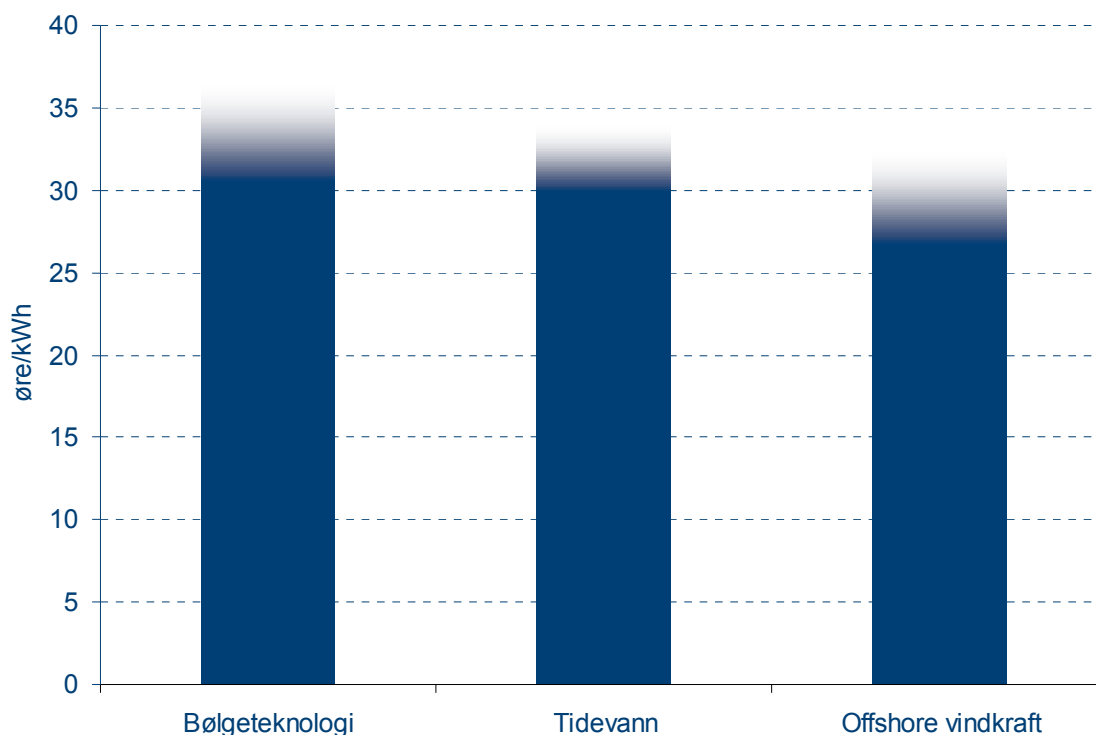
Alt i alt taler dette for at en kalkylerente på 8 prosent reelt før skatt kan være et rimelig utgangspunkt for å vurdere kapitalkostnadene ved investeringer i havenergi (se vedlegg 7). Dette er et anslag på et avkastningskrav som ligger mellom Finansdepartementets rente på 6,4 prosent og det inntrykket vi har av empiriske renter i markedet.

Ser vi på rentene som er benyttet i Ernst and Young (2007), ser vi at de er høyere enn 8 prosent. Det er vårt inntrykk fra bransjen at avkastningskravet til et flertall av norske selskaper ligger under avkastningskravet til utenlandske selskaper.

#### 4.3.2 Inntektsmulighet havenergi

Når vi skal anslå de ulike havenergikildenes inntekspotensial, tar vi hensyn til en forventet kraftpris på 35 øre/kWh, de forventede variasjonene i produksjon over året, samt legger til grunn et fast påslag i støtte på inntekten fra markedet på 10 øre/kWh for alle havenergikildene. Vi tar altså ikke hensyn til en eventuell ekstra investeringsstøtte fra Enovas teknologiprogram. Alle beregninger er i 2007-kroner.

Figur 17 viser de gjennomsnittlige ulikhetene i den fremtidige nettoinntekten til havenergikildene.<sup>11</sup> Fremtidig nettoinntekt er beregnet ut fra forventet fremtidig inntekt fratrukket forventede driftskostnader for de ulike teknologiene, gitt at havenergikildene er blitt kommersielt modne.



Figur 17. Mulig fremtidig nettoinntekt pr. kWh til dekning av kapitalkostnader (driftsmargin)

<sup>11</sup> Ved å bruke gjennomsnittet antar vi implisitt at alle typer teknologier innenfor de ulike havenergitypene har like stor sannsynlighet til å slå igjennom i markedet.



Det er bølgeteknologi som har den høyeste forventede nettoinntekten av havenergikildene, mens tidevann har den laveste. Grunnen til forskjellene er i hovedsak forskjeller i forventede driftskostnader til teknologiene, men også forskjeller i produksjonsprofilen over året spiller inn.

#### 4.3.3 Maksimal investeringskostnad gitt kommersialisering av havenergikildene

Havenergikilder er ennå i en tidlig teknologiutviklingsfase, og har i dag større kostnader enn inntektsmuligheter. Vi ser i dette avsnittet nærmere på hvilke inntektsmuligheter de ulike teknologiene har i markedet med dagens støttesystem for fornybar energi, og sammenholder dette med de kostnader som vi forventer at en utbygging av disse teknologiene vil medføre.

Fremtidig nettoinntekt er den inntekten som ligger til grunn når vi ser på hvilke investeringskostnader et prosjekt kan bære dersom det skal realiseres i markedet. Den fremtidige nettoinntekten annuiseres ved bruk av de avskrivningstider og avkastningskrav som beskrevet tidligere i rapporten. I tillegg tas det hensyn til forventninger om Brukstid som er beskrevet under hver av teknologiene. Maksimal investeringskostnad vil altså være et uttrykk for at en investering i teknologien vil gi netto nåverdi lik 0 – altså hva et marginalt lønnsomt prosjekt kan realiseres for.

#### HAVENERGI - BEREGNING AV MAKSIMAL INVESTERINGSKOSTNAD

Nettoinntekt beregnes på følgende måte:

$$\text{Nettoinntekt}^e = \text{kraftpris}^e + \text{feedin}^e - \text{driftskostnader}^e$$

Hvor e står for forventningen

Maksimal investeringskostnad tar utgangspunkt i den forventede nettoinntekten:

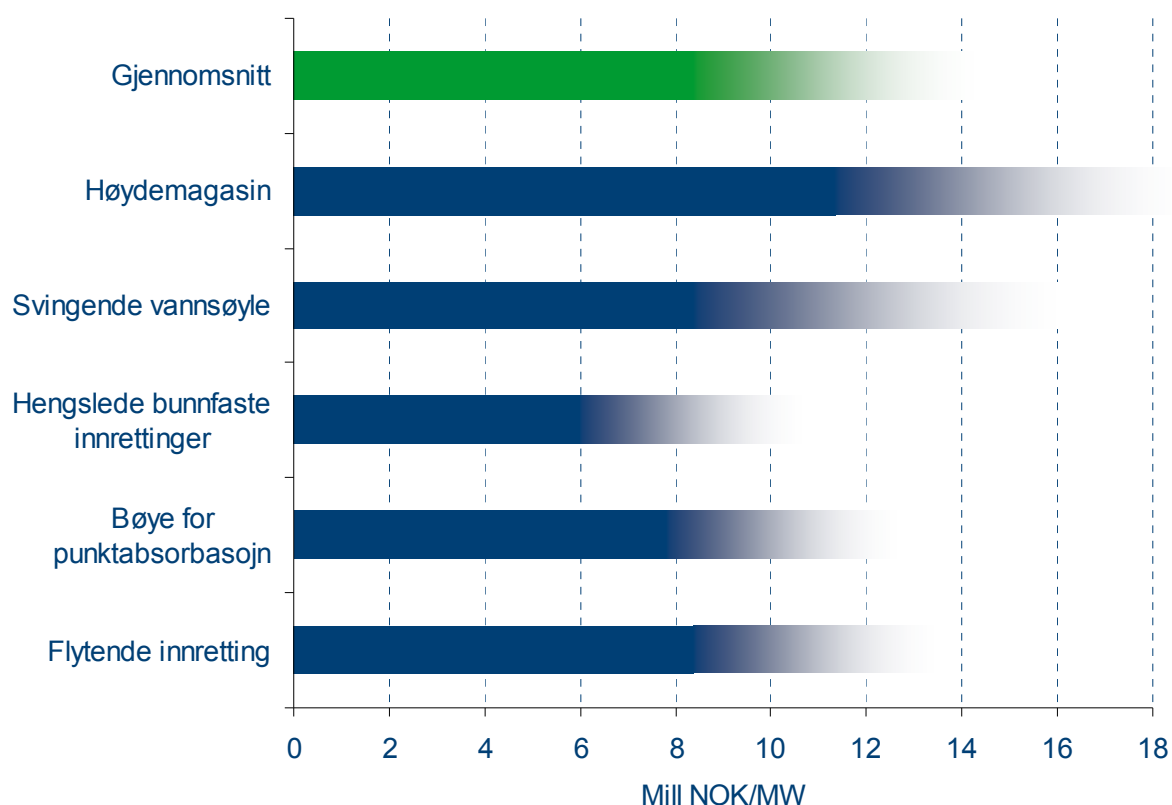
$$\text{Maksimalinvesteringskostnad}^e = \left( \text{Nettoinntekt}^e * \text{Brukstid}^e \right) \text{annuisert}$$

#### Bølgekraft

Figur 18 viser maksimal investeringskostnad for bølgekraft i gjennomsnitt samt for de ulike generiske teknologiene beskrevet i kapittel 3. Forskjeller mellom de ulike teknologiene skyldes forskjeller i forventninger om brukstid og driftskostnader, som i sin tur kan føres tilbake til de tekniske løsningene og de deler av bølgekraftressursen de er egnet for.

Forskjellene mellom ulike generiske teknologier skal ikke tolkes som at for eksempel "Høydemagasin" må være bedre enn "Bøye for punktabsorpsjon". Det viktige er jo til hvilken kostnad et konsept *faktisk kan realiseres*. Våre tall sier noe om hvor høye kostnader en teknologiutvikler kan tillate seg for å realisere sin løsning, uten at den mister sin kommersielle interesse.

I fremtiden, gitt at teknologiene er kommersialisert, regner vi med at bølgekraft vil ha litt lavere mulighet til å bære en investeringskostnad enn de andre havenergikildene, på tross av at det er bølgeteknologi som har den høyeste forventede nettoinntekten, jamfør tabell 13. Årsaken til at bølgekraftteknologi kan ha mindre mulighet til å bære en investeringskostnad enn de andre havenergikildene, ligger i våre forutsetninger om brukstid (fullasttimer) for teknologiene. For de ulike bølgeteknologi er brukstid i gjennomsnitt 3400 timer, kortere enn hva vi regner med å være oppnåelig for tidevannskraft og offshore vindkraft. Bølgeteknologi kan, i gjennomsnitt og med disse forutsetningene forsvare en investering på om lag 11, 5 mill. kroner/MW.



Figur 18. Fremtidens maksimale investeringskostnad for bølgeenergi gitt kommersialisering av teknologiene

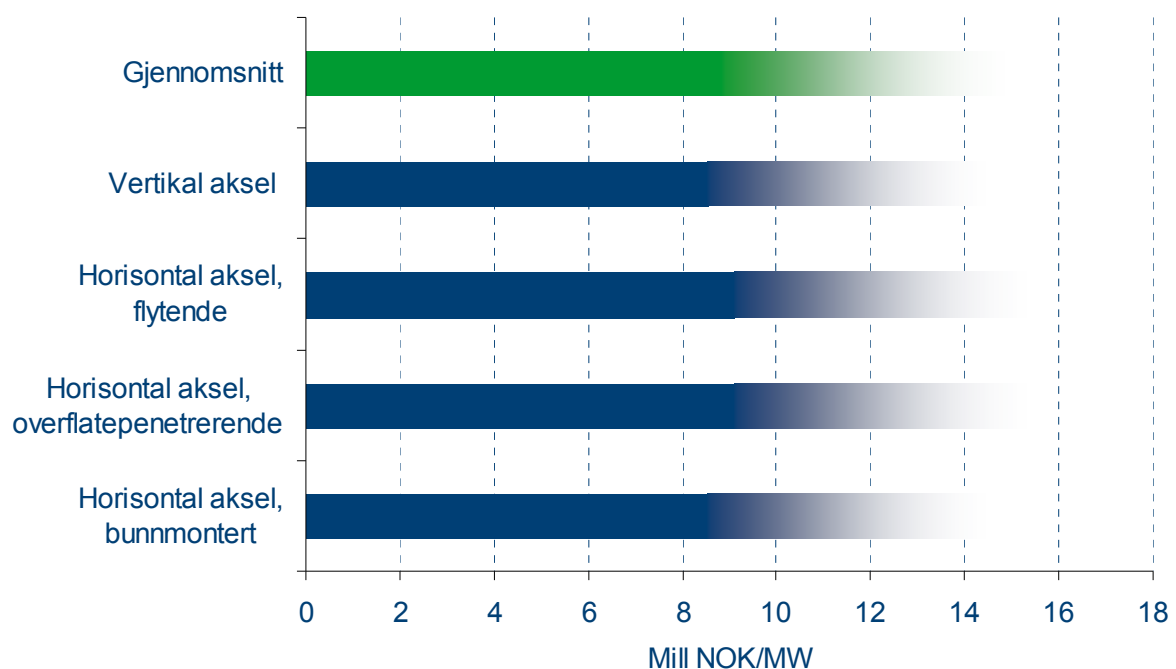
Resultatene er sensitive for antakelsen om brukstid. Dersom vi antar at vi overestimerer brukstiden med 20 prosent reduserer dette den maksimale investeringskostnaden til 9 mill. kroner/MW. Dersom vi isteden øker brukstiden med 20 prosent, øker det den maksimalt mulige fremtidige investeringskostnaden som et slikt gjennomsnittsprosjekt kan bære, til i overkant av 13 mill. kroner/MW.

Resultatene er også sensitive for forutsetningen om kraftpris. Vi har i utgangspunktet antatt en fremtidig kraftpris på 35 øre/kWh. Dersom forventningen om den fremtidige kraftprisen reduseres til 25 øre/kWh, får det som konsekvens at den maksimale, fremtidige investeringskostnaden reduseres til nær 8 mill. kroner/MW. En økning til 45 øre/kWh som

fremtidig kraftpris fører til at den maksimale investeringskostnaden øker til på 14,5 mill. kroner/MW.

### Tidevannskraft

For tidevannskraft er det forholdsvis små tekniske forskjeller mellom de ulike generiske konseptene, og tilsvarende små forskjeller mellom maksimal investeringskostnad. Med våre forutsetninger kan et tidevannsprosjekt i snitt forsvare en investering på om lag 12 mill. kroner/MW. Bak dette ligger en forventning om en brukstid på 3750 timer i gjennomsnitt for de ulike tidevannsteknologiene



Figur 19. Fremtidens maksimale investeringskostnad for tidevannsenergi gitt kommersialisering av teknologiene

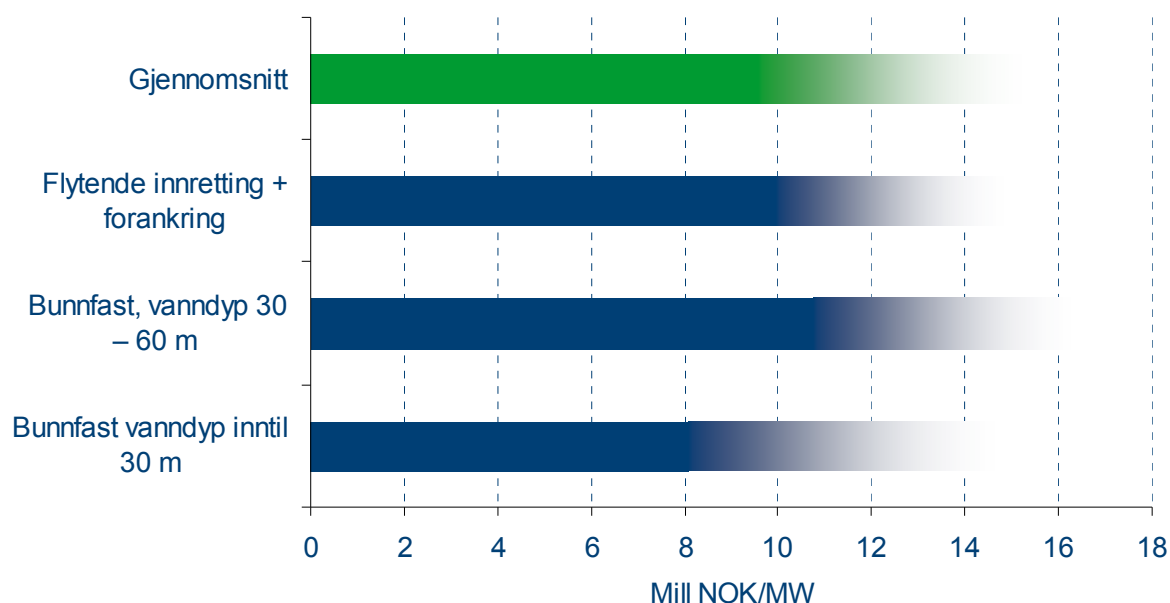
Også tidevann er sensitiv for endringer i forutsetninger om brukstid. En endring på +/- 20 prosent medfører en endring på 2 til 2,5 mill. kroner/MW i maksimale fremtidige investeringskostnader. En endring i forventninger til den fremtidige kraftprisen på +/- 10 øre/kWh fører til en endring i de maksimale investeringskostnadene på ± 3,5 til 4 mill. kroner/MW.

### Offshore vindkraft

Alle konsepter for offshore vindkraft forutsettes å benytte vindturbiner med likartede egenskaper. Dermed blir det forskjellene i brukstid, som styres av hvor konseptene kan benyttes, og driftskostnader, som påvirkes av den tekniske kompleksiteten, som gir forskjeller i den mulige maksimale investeringskostnaden. Hva konseptene kan bære av kostnader vil

derfor være en avveining mellom potensialet for bedre vindforhold lenger fra land (typisk i dypere vann) på den ene siden og økte driftskostnader på den andre.

Generelt kan prosjekter innen havbasert vindenergi forsvare høyere investeringskostnader enn de andre havenergikildene. Slike prosjekter har en forventet produksjon og inntektsstrøm som i snitt kan forsvare en investering på over om lag 12,5 mill. kroner/MW. Dette forutsetter at brukstiden for de ulike havbaserte vindteknologiene er 4250 timer i gjennomsnitt.



Figur 20. Fremtidens maksimale investeringskostnad for offshore vind gitt kommersialisering av teknologiene

I likhet med bølgekraft og tidevannskraft vil en endring i forutsetningen om brukstid på 20 prosent føre til en endring i de fremtidige, maksimale investeringskostnadene på om lag 2 mill. kroner/MW. En endring i forventning om fremtidig kraftpris på 10 øre fører til en endring i de maksimale investeringskostnadene på om lag 4 mill. kroner/kWh. Offshore vind er den av havenergikildene som er mest sensitiv for en endring i kraftprisen. Dette kommer av at havbasert vind forventes å ha den høyeste driftstiden av havenergikildene.

## 5 Havenergi i et norsk fremtidsperspektiv

Vi har tidligere i rapporten drøftet potensialet for havenergi i Norge, og hvilke kostnader som disse teknologiene har i dag og hvilke kostnader som kan forsvares i fremtiden. I dette kapitlet ser vi på hvordan deler av dette havenergipotensialet kan utløses. Før det drøfter vi imidlertid om det vil være behov for de kraftmengder som kan produseres i norske havområder i det norske kraftsystemet, ut fra tanken om at en nærliggende begrunnelse for økt satsing på fornybar, havsbasert kraft kan være en målsetting om forsyningssikkerhet.

### 5.1 Dagens kraftsituasjon i Norge

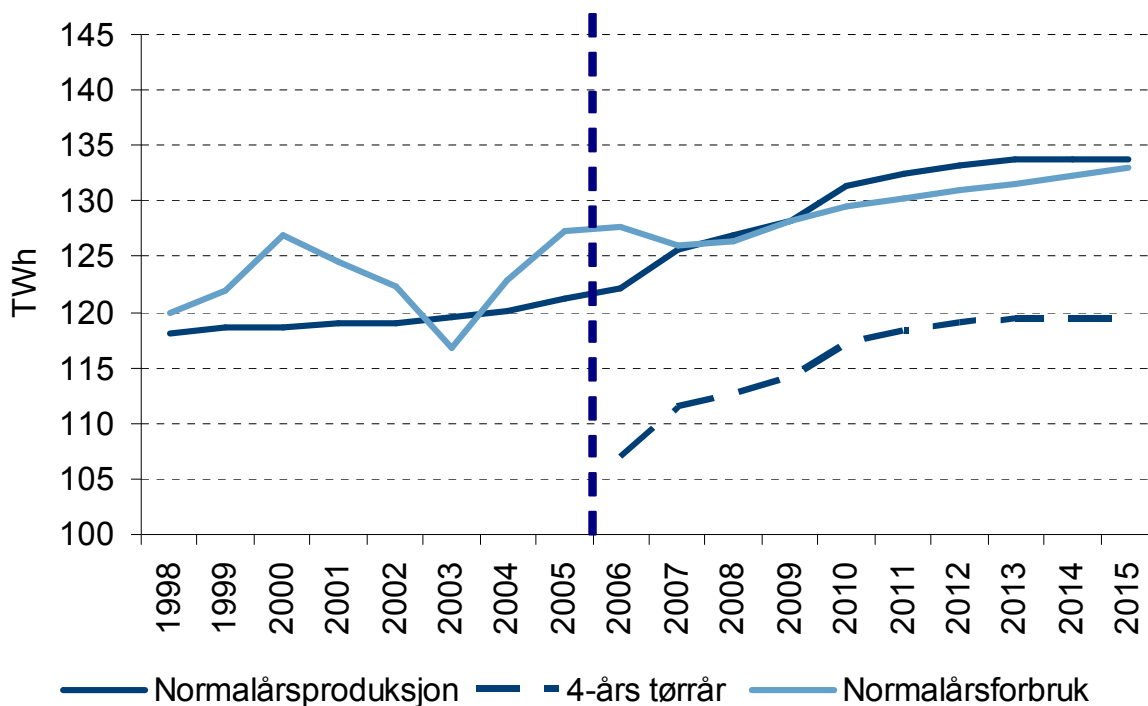
Kraftproduksjonen i et normalår i Norge er nå på i overkant av 120 TWh/år, se figur 21. Figuren illustrerer eksisterende produksjon og muligheter for nye investeringer i innenlandsk kraftproduksjon basert på en spørreundersøkelse foretatt blant norske kraftselskaper våren 2007 (ECON, 2007). Prosjektene som er tatt med i figuren er prosjekter som selskapene selv sier er sannsynlig vil bli realisert. Inkludert i tallene er produksjon fra gasskraftverkene på Kårstø og Mongstad (begge gasskraftverkene er lagt inn i tallmaterialet som basislast og dermed med høy produksjon over året) samt en økning i kraftetterspørselen fra petroleumssektoren..

Forbruket ligger i overkant av produksjonen, og Norge må i dag importere kraft i et normalår. Figuren viser en mulig utvikling i fremtidig kraftforbruk og –produksjon nasjonalt. Veksttakten i normalårsforbruket forventes å bli redusert i årene fremover, spesielt drevet av en reduksjon i kraftforbruket i kraftintensiv industri nasjonalt. Den fremtidige veksttakten i kraftforbruket i andre sektorer er basert på historisk vekst i dette forbruket, men det er sannsynlig at økt fjernvarmeproduksjon og økt satsing på energisparing vil føre til en lavere vekst i kraftforbruket i årene fremover sammenlignet med de siste årene.

Som vi ser av figuren forventer vi at kraftsituasjonen i Norge vil være omtrent i balanse i et normalår, gitt dagens rammebetingelser. I et tørrår vil vi importere kraft (illustrert med stiplet linje i figuren) og tilsvarende vil vi eksportere i et våtår.

Norges transmisjonskapasitet til Norden er god. Ved en vurdering av Norges kraftbalanse er det viktig å også se på sannsynlig utvikling i våre nære naboland. I forhold til investerings-situasjonen for kun få år tilbake, er det nå stor investeringsaktivitet i Norden. Finland står for den største enkeltkapasitetsøkningen med sitt nye femte kjernekraftanlegg, som forventes å stå klart i 2011. Det er også flere seriøse initiativ til et sjettede kjernekraftverk i Finland. I Sverige er det nylig ferdigstilt et gasskraftvarmeverk i Gøteborg, og enda et verk i Malmø forventes å stå klart i 2009. I tillegg forventes det kapasitetsøkninger i eksisterende kjernekraftverk, samt investeringer i fornybar energi som følge av sertifikatmarkedet. I Danmark er det ambisiøse vindkraftplaner, og selv om ikke alt blir realisert, vil det komme flere nye havsbaserte vindkraftparker.

I sum vil det si at vi for Norden forventer at vi går fra en situasjon med knappet på kraft, til en situasjon med overskudd frem mot år 2020.



Figur 21. Norges kraftbalanse historisk, samt mulig utvikling frem mot 2015. NB! Aksen starter på 100 TWh/år. Kilde: ECON (2007)

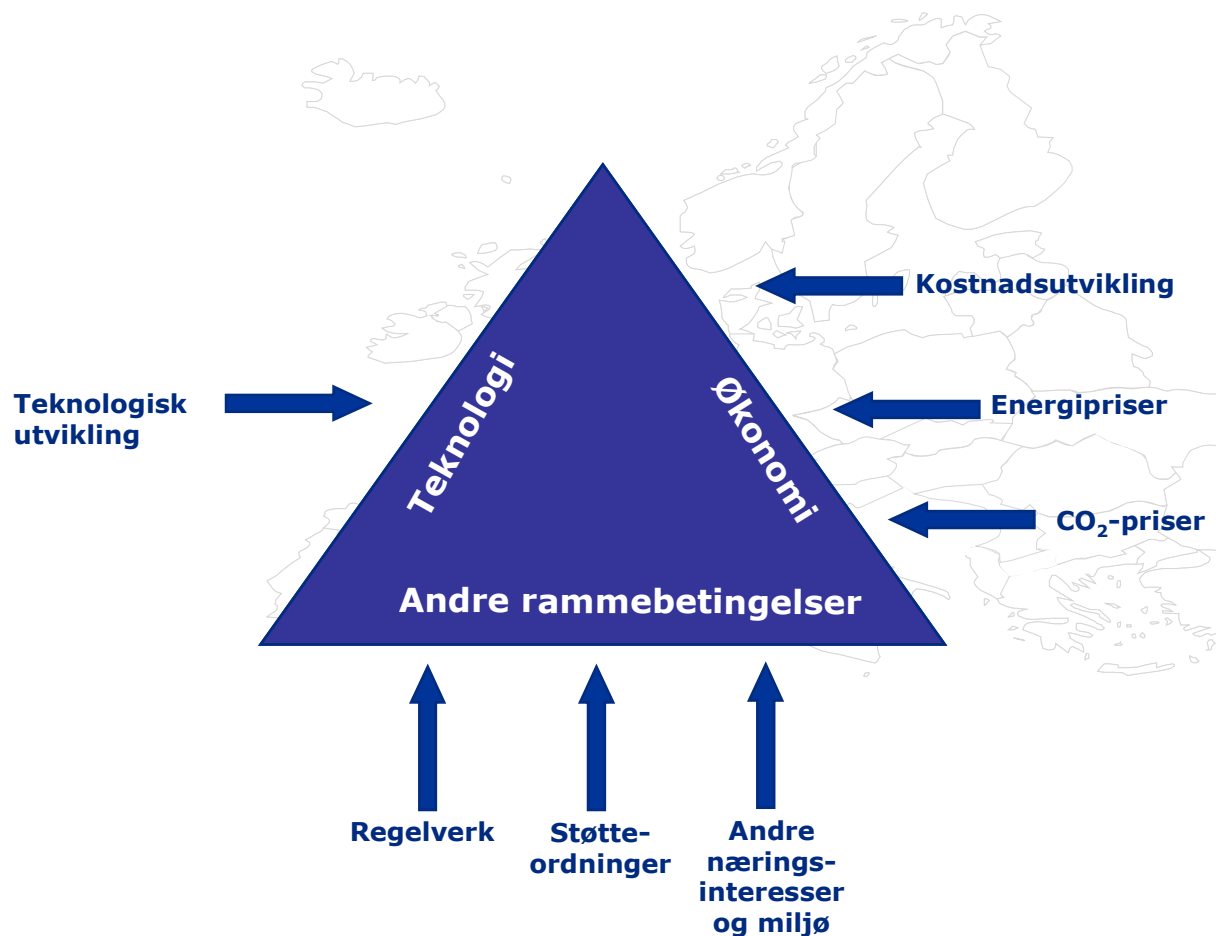
Frem mot 2020 kan det derfor være vanskelig å motivere en norsk satsning på havenergi med hensynet til forsyningssikkerheten.

Alternative motiver for å satse på havenergi kan derimot være målsettinger om bruk av fornybare energikilder, miljømål, innenlands aktivitetsnivå eller eksportinntekter, både i form av eksport av havbasert kraft og av teknologier for havenergi.

## 5.2 Driverne bak utviklingen i havenergi

Hvorvidt havenergi vil, og i tilfelle hvor mye den vil bidra til norsk energiforsyning i et 15-20 års perspektiv avhenger av flere faktorer. Basert på den tidligere gjennomgangen i rapporten har vi i figur 22 illustrert de viktigste driverne som vil påvirke utviklingen av havenergikildene i fremtiden.

Det er viktig å være klar over at alle disse driverne vil påvirke om havenergi kommer til å spille en viktig rolle i Norges energiforsyning i fremtiden, og i tilfelle, hvilken av teknologiene som kommer til å bli utnyttet.



Figur 22. Illustrasjon på drivere bak utviklingen av havenergikildene.

De ulike driverne kan i ulik grad bli påvirket av offentlige myndigheter, herunder Enova. Påvirkningsfaktorene for utbredelse av havenergi er komplekst, og endring i en av faktorene, alt annet likt, vil i mange tilfeller kun ha begrenset effekt. På den annen side kan én enkelt faktor noen ganger bli så sterk at den makter å overstyre andre faktorer som virker i motsatt retning. Dette gjelder først og fremst for barrierer. En manglende kritisk faktor eller uheldig omstendighet kan med andre ord komme til å forpurre effekten av politiske virkemidler.

Enova har mulighet til å påvirke kun et fåtall av disse driverne. Direkte kan Enova gjennom sin forvaltning av Energifondet påvirke innretningen av bruken av støttemidler til havsbasert energi til teknologiutvikling. Enova skal også forvalte den foreslåtte feed-in støtten til fornybar energi som etter planen trer i kraft ved årsskiftet 2007/2008. Feed-in ordningen er imidlertid en rettighetsordning, Enova har derfor ikke mulighet til å velge hvilke prosjekter som skal omfattes av feed-in ordningen.

Dersom man ønsker å fremme havbasert energi vil en viktig oppgave være å bedre andre rammebetingelser via samordning mellom Olje- og Energidepartementet og andre viktige departementer for rammebetingelsene for havenergi, som for eksempel Fiskeri- og kystdepartementet og Miljøverndepartementet. Samordnede og konsistente rammebetingelser og

saksbehandlingsprosesser for alle som har interesser i havet vil være en viktig forutsetning for å utløse potensialet for havenergi. Dette ikke minst for at det vil gi riktige signaler for potensielle aktører innenfor havenergi og bidra til å gjøre søknads- og konsesjonsprosesser mer forutsigbare.

På lokalt plan kan også initiativ for forbedrede rammebetingelser legge forholdene bedre til rette for havenergi, noe som nedenforstående boks viser:

### **Regionale initiativer for havenergi**

Aktører innen marin energiproduksjon har vist interesse for å etablere anlegg vest for Karmøy, og Karmøy kommune har derfor satt i gang et arbeid som kan være med på å bringe Karmøy og Haugalandet i tet når det gjelder testing og forretningsutvikling innen marin energiproduksjon.

Det er planer for denne type energiproduksjon både vest for Karmøy og utenfor Utsira. Karmøy kommune har etablert en arbeidsgruppe som består av representanter fra Hydro, Fred Olsen, Lyse og Haugaland Kraft for å få etablert et testfelt vest for Karmøy, Marin Energi TestSenter Karmøy (METSenter).

METSenter vil være åpent for alle aktører innen marin energiproduksjon. Det er viktig for aktørene å få testet ut teknologien før de starter produksjon i større skala. Det er behov for testing i forhold til material- og teknologivalg, styring av denne type el-produksjon, forflytting og forankring, vedlikehold, forenkling av driftsfasen og selvsagt bygging og drifting til havs. I tillegg må en regne med at et forhåndsdefinert område som testfeltet vil være, vil forenkle konsesjonssøknadene for den enkelte aktør. Området må selvsagt klareres i forhold til interesser i området, som fiskeriene, Kystverket og andre.

To aktører har fått konsesjon for prøvedrift/test vest for Karmøy, Hydro med Hywind som er en offshore vindmølle og Fred Olsen som har utviklet en generator for bølgekraft.

Lokale næringsinteresser har videre etablert et samarbeid for å heve oppmerksomheten rundt fornybar energi og spesielt havenergi i region Møre. Et prosjekt som utføres i samarbeid mellom Runde miljøsender og Energiguide har som mål å se på tilrettelegging og kompetanseutvikling for utvikling av havenergi.

I tillegg til å gjennomføre en første kartlegging over aktuelle plasseringer av anlegg for produksjon av havenergi, vil det også vurderes modeller for forretningsutvikling for samarbeidende aktører i regionen.

Aktører fra energiselskap som Nordmøre Energiverk og Trønderenergi, samt lokalt næringsliv og Kristiansund og Nordmøre Havn deltar i arbeidet. Den første fasen av arbeidet støttes av Møre og Romsdal Fylke under programmet Energiregion Møre.

Kilde: Karmøy kommune<sup>12</sup>

<sup>12</sup> v/Inger K. Haavik, tlf. 52857405/40405091, e-post: ikh@karmoy.kommune.no

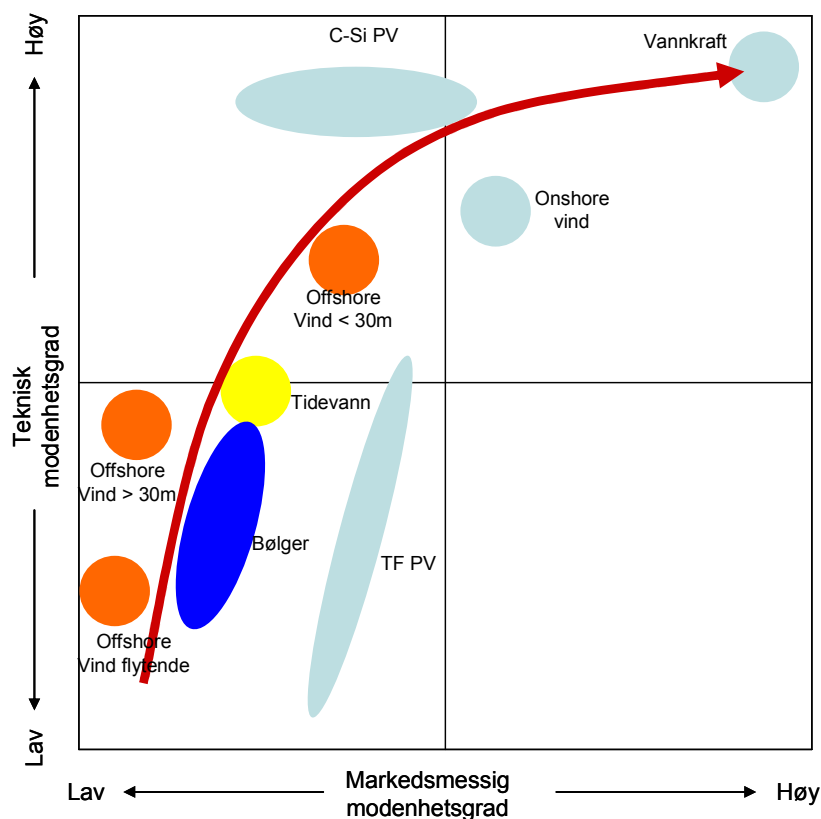


Den viktigste lærdommen vi kan trekke fra figur 22 er at en må ikke ha overdrevne forventninger til effekten av å endre én av driverne, f.eks. støtteordninger, dersom ikke denne støttes opp av andre faktorer som f.eks. regelverk, utviklingen i energimarkedet generelt og teknologiutvikling. Det er gjennom endring i en kombinasjon av drivere at havenergi kan sikres et gjennombrudd og komme til å spille en mer betydningsfull rolle i fremtiden.

### 5.3 Havenergis modenhet og mulighet til utbredelse

Teknologiene for havenergi er ennå ikke fullt ut modne for markedet, og de ulike formene for havenergi er på ulike stadier av teknisk utvikling (se figur 16). I figur 23 gjentar vi illustrasjonen av hvor vi mener de ulike havenergikildene er i dag i forhold til modenhet. Det er bunnfast offshore vindkraft som har kommet lengst i teknisk og markedsmessig modenhet.

På sikt har vi imidlertid i rapporten argumentert for at kostnadene for også de andre havenergikildene nok kan komme til å bli redusert, gitt at de oppnår teknisk modenhet. For å nå et visst modenhetsnivå er det nødvendig med storskala uttesting av teknologier. I Norge vil dette være mest nærliggende for havbasert vind og bølgekraft, på grunn av de store nyttbare ressursene. Storskala uttesting av tidevannsteknologi blir relativt sett mindre aktuelt i Norge, på grunn av det begrensede potensialet, noe som vi tidligere har vært inne på.



Figur 23. Havbasert energi i perspektiv av teknologisk og markedsmessig modenhet.

I det følgende oppsummerer vi hvordan de ulike teknologiene står.

### 5.3.1 Offshore vindkraft

#### Bunnfast offshore vindkraft

Teknologiene for offshore vindkraft er på noe ulike stadier av modenhet. På dyp inntil 30 m kan man regne med at teknologien er teknisk relativt moden og på vei mot et kommersielt gjennombrudd<sup>13</sup>. Det er riktignok rom for optimalisering av både turbiner og fundamenter, men det finnes allerede en betydelende erfaring med slike anlegg, og det er derfor rimelig å forvente at industrien skal være i stand til å forbedre teknologien slik at den kan komme over i en kommersiell fase.

I Norge er prosjekter på dyp inntil 30 m kun tilgjengelige i kystnære strøk. Vindforholdene nær kysten er ikke nødvendigvis bedre enn de man finner på land, og mange kystnære prosjekter vil trolig møte på minst like stort motstand som landbaserte. Når vi i tillegg tar hensyn til at utbygging offshore alltid medfører merkostnader, er fordelene med denne teknologien i Norge ikke så åpenbare, på tross av det betydelige potensialet som er avdekket.

Hvis man går ut i dypere vann er det lett å se hvordan vindmøller i prinsipp kan fås til å stå på bunnen, og det er testet ut offshore vindkraftanlegg på havdyp inntil 45 meter. Det er imidlertid ennå mange ubesvarte spørsmål om installasjonsteknikker og drift og vedlikehold. Dersom teknologien kommer til et gjennombrudd finnes det store havområder tilgjengelige med god vind og overkommelig vanddyp, og det er derfor mulig å tro at det vil la seg gjøre å finne egnede områder som ikke kommer i sterk konflikt med andre interesser.

Innenfor norsk økonomisk sone ligger det meste av områdene med vanddyp mellom 30 og 60 m langt fra land, og nettilknyttingen blir derfor en betydelig utfordring. Det er skalafordeler i nettilknyttingen, og for å kunne forsvare en stor investering i sjøkabel må det bygges et stort vindkraftanlegg. Når vindkraftteknologien ikke er utprøvd vil det være vanskelig å reise kapital til å investere i et stort offshore vindkraftanlegg, og dermed kan det bli en uoverkommelig barriere for et enkelt prosjekt å betale for nettilknyttingen.

Konvensjonelle vindturbiners funksjonsprinsipp er like godt offshore som på land. De tekniske utfordringene for offshore vindkraft er derfor knyttet til optimalisering av:

- fundamenter
- produksjons- og installasjonsmetoder
- enkelte komponenter for bedre å tåle marint miljø
- drift- og vedlikeholdskonsepter

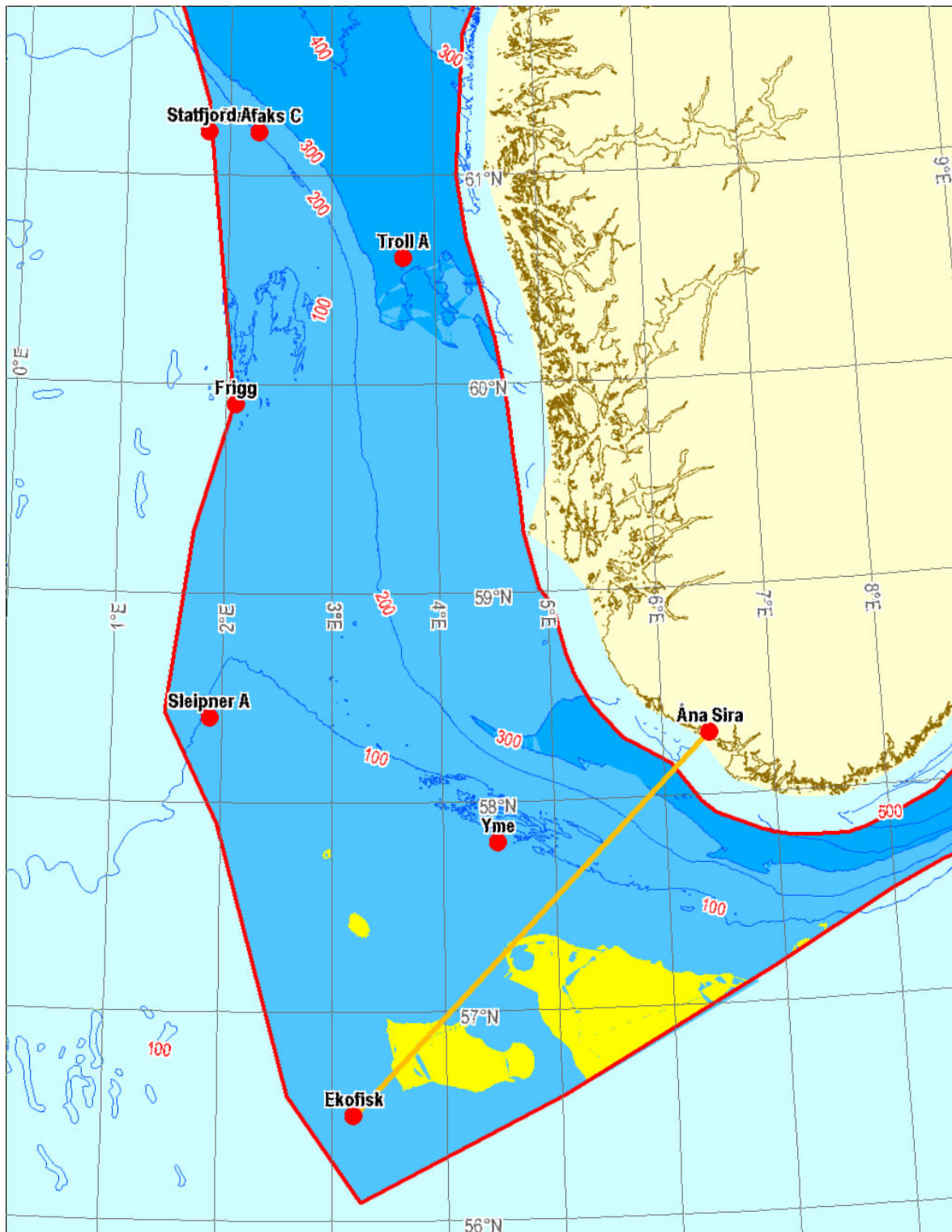
---

<sup>13</sup> Med "kommersiell" kan man forstå ulike saker. Her mener vi at teknologien kan bli konkurransedyktig med annen fornybar energi i en europeisk sammenheng, slik at offshore vindkraft ikke vil trenge spesiell støtte som andre teknologier for fornybar energi ikke kan få.

De viktigste ikke-tekniske barrierene for offshore vindkraft kan forventes å være:

- virkemidler for å overkomme dagens gap mellom inntekter og investeringskostnad
- kostnader for å etablere infrastruktur for nettilknytting
- tilpasning av kraftsystemet på land og tiltak for å fase inn store mengder vindkraft
- data om ressursgrunlaget som er gode nok for dimensjonering av anlegg
- usikkerhet om saksgang for å skaffe nødvendige tillatelser
- retningslinjer om hvilke prinsipper som vil legges til grunn ved vurdering av miljøforhold og brukerkonflikter

En mulighet for å få i gang en utvikling av havenergi kan være å etablere anlegg i nærheten til de kabler som er under vurdering for elektrifisering av olje-/gassinstallasjoner. Anlegg lokalisert til eventuelle kabler vil trekke fordel av kabelen som etableres til land, og samtidig kan kabelen, som trolig har langt lenger levetid enn plattformenes gjenværende økonomiske levetid, utnyttes for ilandføring av kraft fra havenergi. Ettersom kabelen legges for plattformenes skyld, kan investeringen i anlegg for havenergi gjøres i flere etapper, siden vindkraftanlegget ikke må bære hele investeringen for nettilkobling. Figur 24 viser en mulig lokalisering av et bunnfast anlegg i forbindelse med sjøkabel til en offshore-installasjon. Elektrifisering av sokkelen påvirkes imidlertid av en lang rekke faktorer og kommer kanskje først i våre nordlige havområder, der vandypene er større.



Figur 24. Eksempel på mulig utbygging av havenergi i forbindelse med elektrifisering av sokkelen.

### Flytende offshore vindkraft

For flytende installasjoner for 60 – 300 m dyp finnes det store områder nær norskekysten. Når teknologien er blitt tilfredsstillende demonstrert og kostnadene har nådd et forsvarlig nivå, vil det være teknisk og økonomisk mulig å bygge ut store områder. Som nevnt tidligere er det vanskelig å se at Norge kan ta imot så store kraftmengder på kort sikt. En utbygging ville derfor trolig være motivert i et ønske om å eksportere miljøvennlig kraft.

Flytende vindturbiner er ikke demonstrert i praksis, og det er nødvendig med kvalifisering og demonstrering av teknologien før fullskala anlegg kan bygges. Det er ikke umulig at det også vil være behov for utvikling av turbiner som er bedre tilpasset kravene for offshore-drift. Dermed er flytende vindkraft fortfarande i behov av midler til forskning og utvikling. Når det er dokumentert at de tekniske utfordringene er løst, vil flytende offshore vindkraft møte de samme ikke-tekniske barrierene som bunnfaste anlegg.

### 5.3.2 Bølge- og tidevannskraft

Et fåtall **bølgekraft**teknologier er demonstrert, og det er mulig at noen konsepter kan bli kommersielle i løpet av noen år. Dette vil i tilfelle finne sted i land med sterke virkemidler for å fremme fornybar havenergi. Flertallet teknologier befinner seg imidlertid på et tidlig utviklingsstadium.

I et norsk perspektiv kan man si at det finnes en god ressurs, men at havdypene vil være en viktig utfordring. Potensialet for bølgekraft er klart best mellom Sognefjorden og Lofoten. De første utbyggingene vil trolig komme i kystnære områder der de lokale bølgef forholdene er gunstige. Det samlede potensialet på slike steder forventes imidlertid å være svært begrenset sammenlignet med potensialet lenger ut. Kystnære installasjoner vil trolig komme på mellom 50 – 100 m dyp, eller eventuelt som landfaste installasjoner. Skal man bygge i havområder der bølgene er relativt upåvirket av land blir man nødt til å bygge på dyp mellom 100 – 200 m, eller dypere. Også slike prosjekter vil kunne ha glede av kabler som legges for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner.

For de fleste bølgekraftkonsepter vil de viktigste teknologiske utfordringene være:

- utvikling og dokumentasjon av funksjon og ytelse til konseptet for absorpsjon av bølgeenergien.
- utvikling og dokumentasjon av funksjon og ytelse til konseptet for omvandling av bølgeenergi til elektrisk kraft (eller annen nyttig energiform).
- demonstrasjon av overlevelse over langtid offshore
- kostnadsnivå
- optimalisering av tekniske løsninger og systemer

De fleste av disse utfordringene ligger nærmere FoU enn markedsintroduksjon. Når det finnes nok teknisk dokumentasjon av bølgekraftkonseptene for at disse lettere skal kunne trekke til seg risikokapital, vil de samme barrierene som for offshore vindkraft gjøre seg gjeldende.

Identifisering av kystnære steder med gunstig bølgeklime vil være nødvendig for å finne frem til egnede steder for de første kommersielle anleggene. Dette er et arbeid som det offentlige eventuelt kan engasjere seg.

Som nevnt er potensialet for **tidevannskraft** i Norge begrenset. Hjemmemarkedet kan derfor bli i minste laget for å kunne danne et godt grunnlag for næringsutvikling. Dette vil være en utfordring for utviklere av teknologi.

For tidevannskraft vil både de tekniske og ikke-tekniske utfordringene være omtrent de samme som for bølgekraft.

## 6 Referanser

- Ayres and Martinàs (1992): Experience and the life cycle: Some analytic implications, *Technovation*, 12:7, 465-485.
- Brealey, R.A. og S.C. Myers (2000): *Principles of Corporate Finance*. Sixth Edition. McGraw-Hill.
- Budal, K. og Falnes, J. *Bølgekraftforskninga ved NTH Historisk Oversyn 1973-85, 1985*
- Callaghan, J, *Future Marine Energy, Results of the Marine Energy Challenge: Cost competitiveness and growth of wave and tidal stream energy*, Carbon Trust, 2006
- Dimson, E., P. Marsh og M. Staunton (2003): "Global evidence on the equity risk premium", *Journal of Applied Corporate Finance*, Fall 2003 - Vol. 15 Issue 4.
- Dresdner Kleinwort Benson (2000): Report to the Ministry of Petroleum and Energy on the value of Statkraft.
- ECON (2004): Konsekvenser av sertifikatmarked i Norge. ECON-rapport 108/2004
- ECON (2005): Økonomiske virkninger av hjemfall. ECON-rapport 60/2005
- ECON (2007): Mulig ny norsk energiproduksjon. ECON rapport 16/2007.
- EPRI, Ocean Energy Program, September 14. 2006
- Ernst & Young (2000): Verdivurdering av Statkraft.
- Ernst & Young (2007): Impact of banding the Renewables Obligation - Costs of electricity production. Report for the Department of Trade and Industry, GB, April 2007
- EU (2007): Commission Staff Working Document. Accompanying Document to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. Renewable Energy Road Map. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future. Impact Assessment. Brussels, 10.1.2007. SEC(2006) 019.
- European Marine Energy Centre, nettside <http://www.emec.org.uk/>, mai 2007
- Finansdepartementet (2005): Veileder i samfunnsøkonomiske analyser.
- Gjesdal, F. og Johnsen, T. (1999): *Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*. Oslo: Cappelen Akademisk Forlag.
- Gorban, A. N. Gorlov, A.M. and Silantyev, V.M. Limits of the Turbine Efficiency for free fluid Flow, *Journal of Energy Resources Technology*, 2001
- Green-X (2004): Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market. Final report. Vienna University of Technology, Energy Economics Group.
- Grübler m. fl (1999):Grübler, A., N. Nakicenovic and D.G. Victor (1999): Dynamics of energy technologies and global change, *Energy Policy* 27, 247-280.
- Hofstad, K. *Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore)*, NVE, 2007

IEA (2000): Experience curves for energy technology policy, IEA/OECD, Paris.

International Energy Agency, nettside [www.iea-oceans.org](http://www.iea-oceans.org), mai 2007

Johnsen, T. (1996): Avkastningskrav ved vurdering av lønnsomheten i statlig eiet forretningsvirksomhet. Rapport 90/96, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.

Lehman Brothers (2006): Statkraft. Valuation Report. 12 May, 2006

Matematisk Institutt ved Universitetet i Oslo, nettside: <http://www.math.uio.no/tidepred/>, mai 2007.

McDonald og Schrattenholzer (2001): Learning rates for energy technologies, Energy Policy 29, 255-261.

McKinsey (2004): Determining appropriate WACC for NorNed investment. Report to TenneT, June 22.

Meyer, N.I Afsluttende rapport fra Energistyrelsens Rådgivende Bølgekraftudval, 2002

Morgan, Colin, Offshore wind – critical issues for the UK, IEA meeting Fredricia 9.-10. March 2004.

Nielsen, F. G. Andersen, M. Argyriadis, K. Butterfield, S. Fonseca, N. Kuroiwa, T. Boulluec, M. LE. Liao. S.J, Turnock S R Waegter, J. Ocean Wind and Wave energy Utilisatio, 2001

NOU 2000:18: Skattlegging av petroleumsvirksomhet. Finansdepartementet.

NVE (2002): Kostnader for produksjon av kraft og varme. Knut Hofstad (red.). NVE-rapport 2/2002.

OPTRES (2006): Interim Report of the project OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in the European electricity market. Karlsruhe, January 2006.

Salter, S. Wave Energy Converters, 1992

Scottish Enterprise, Marine Renewable (Wave and Tidal) Opportunity Review, 2005

Statkraft konsesjonssøknad for pilotanlegg for tidevannskraft, mai 2004

Stortingsmelding nr. 11 2006/2007: Om støtteordningen for elektrisitetsproduksjon fra fornybare energikilder (fornybar elektrisitet). Olje- og energidepartementet.

Svenum, I.H, Jonstad, D. S, Mowinckel P, Wandera A.C.J.O. Fornybare energikilder og bærekraftig energiteknologier, 2001

SWECO Grøner, Fornybar energi 2007, [www.fornybar.no](http://www.fornybar.no)

Tallhaug, Lars, Kjeller Vindteknikk, personlig kommunikasjon 2007.

Waveenergy, nettside: [www.waveenergy.net](http://www.waveenergy.net), mai 2007

Öhrlings PricewaterhouseCoopers (2004): Kommentarer avseende økonomiska parametrar i Nätnyttomodellen. 16 april 2004.

Øvrige referanser <sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Referanser for de ulike eksempelteknologiene i vedlegg 1 er gitt på de respektive databladene



## Vedlegg 1. Wave energy maps of Norwegian waters

[tom side]

SWECO Grøner

## Wave Energy Map of Norwegian Waters

Fugro OCEANOR Reference No: C55131  
2007-05-31

Fugro OCEANOR AS  
Pir-Senteret, N-7462 Trondheim  
Norway  
Tel: + 47 7354 5200, Fax: + 47 7354 5201, e-mail: [oceanor@oceanor.com](mailto:oceanor@oceanor.com)

---



<b>Wave Energy Map of Norwegian Waters: C55131</b>				
<b>Rev</b>	<b>Date</b>	<b>Originator</b>	<b>Checked &amp; Approved</b>	<b>Issue Purpose</b>
	2007-05-31	G. Mørk	J.-P. Mathisen	FINAL

<b>Rev 0 – 2007-05-31</b>	<b>Originator</b>	<b>Checked &amp; Approved</b>
Signed:		

This report is not to be used for contractual or engineering purposes unless the above is signed where indicated by both the originator of the report and the checker/approver and the report is designated 'FINAL'.

## TABLE OF CONTENTS

1.	Introduction .....	1
2.	Data sources and methods .....	1
	2.1 Model data .....	1
	2.2 Satellite measurements .....	2
	2.3 Buoy measurements .....	4
	2.4 Estimate of wave power and mean wave direction .....	5
3.	Results with maps .....	6
4.	References .....	30

## 1. Introduction

SWECO Grøner wanted an overview of wave power resources in Norwegian waters, and Fugro OCEANOR was contracted to undertake this task. (Contact person at SWECO Grøner has been Jonas Sandgren.) The report describes the data sources and the methods used and presents maps of total wave power, wave energy period and wave direction, both as annual and seasonal means. In addition, maps of annual mean wave height and extreme wave height (with 100 year repeat period) are presented. The wave statistics apply to offshore positions, i.e. as far away from the shoreline that minor shoreline details and local bathymetry do not affect the wave conditions. The statistics have been estimated based on 10 years of wave data, for the period 1997 – 2006.

## 2. Data sources and methods

Three types of data described below have been used for the mapping:

### 2.1 Model data

Data from the WAM wave model run at ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts) is the major source of offshore wave data. (Information on WAM can be found in Komen et al., 1994.) The WAM database used by Fugro OCEANOR contains 12 parameters, see table below. Note that the wave height, direction and mean wave period contain values both for the overall sea state as well as separate values for the wind sea part and for the swell part of the total wave spectrum. The data set has a temporal resolution of 6 hours, with data at 00, 06, 12 and 18 GMT and a spatial resolution of 0.5°.

Parameters in WAM offshore database		
Hm0	Significant wave height ( $\approx H_s$ )	Overall, wind sea and swell
MDir	Wave direction, mean of full spectrum	Overall, wind sea and swell
Tm-10	(Mean) wave period ("energy period")	Overall, wind sea and swell
Tp	Peak wave period	Only overall sea state
WindSp	Wind speed	
WindDir	Wind direction	

The wave heights and the wind speed have been calibrated (by Fugro OCEANOR) to remove bias, by means of extensive TOPEX satellite (see below) and buoy data sets. In the present project, data for the 10-year period 1997 to 2006 has been used.

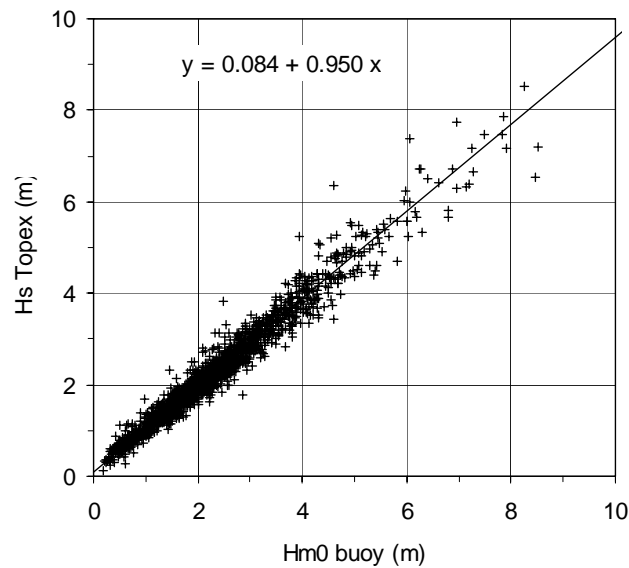
## 2.2 Satellite measurements

The back-scattered signal from satellite altimeters, when properly interpreted, can provide significant wave height measurements close to the accuracy of a buoy from an orbit of typically 1,000 km. (see, for example, Krogstad and Barstow, 1999). Measurements are made each second, whilst the satellite flies over a repeat net of ground tracks at about 6 km/s. This provides enormous amounts of wave data worldwide, and with, at present, a steady flow of new data from 3 or more operational satellites, millions of new observations are becoming available each month. Global long-term satellite altimeter measurements have been performed during 1985-1989 by the US Navy's Geosat and the Geosat-Follow-on mission from 2000 by ESA's ERS-1 (from 1991 to 1996), ERS-2 (1996 - present), EnviSat (launched in 2002), and most importantly for our purposes, the US/French Topex/Poseidon mission from 1992 to 2002. The Topex-Follow-on mission (Jason) was launched in late 2001. Geosat Follow-on, Jason and EnviSat data have recently been added to the sister product World Wave Atlas

Each satellite altimeter has to be validated in order to remove the altimeter-dependent biases on significant wave height and this is generally and most reliably done by comparing with long-term offshore buoy data. As we are comparing temporally varying significant wave height data from the buoy with spatially varying data from the satellite it is important that the buoy data are measured in areas where the gradients in significant wave height are rather small, which means in practice moorings far from coasts (ideally, several hundred kilometres) as wave conditions often vary rather strongly near to coasts both due to geographical sheltering effects, fetch limited wave growth in offshore blowing winds and shallow water effects.

We are mostly concerned here with the Topex satellite altimeter. Algorithms for the correct interpretation of the back-scattered radar return pulse from satellite altimeters have been gradually improved (see, for example, Krogstad and Barstow, 1999).

For Topex, the original altimeter (Side A) began to degrade around 1996-1997 and the bias increases slowly until the reserve altimeter was turned on in February 1999. For Side A, we use the algorithm due to Challenor and Cotton (1998). For Side B we use the algorithm developed in a validation for the period up to June 2002 by Mørk (2002). The resultant accuracy can be seen in the satellite – buoy comparison shown in Figure 2.1.

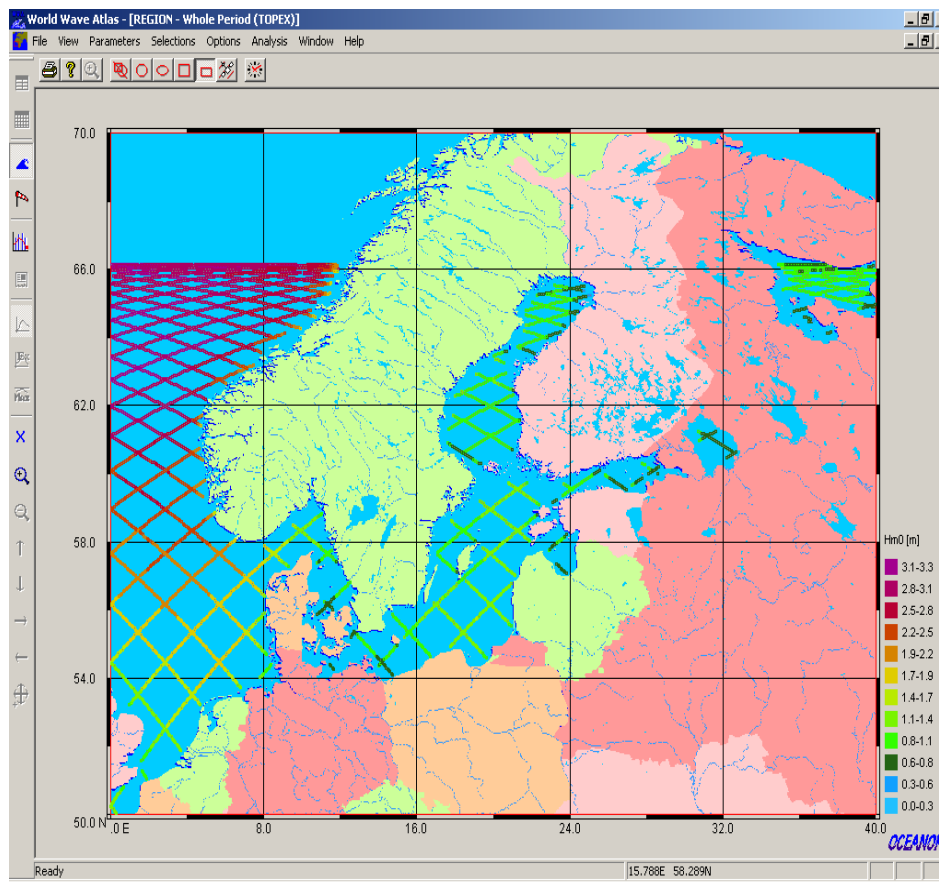


**Figure 2.1 Comparison of significant wave height between the Topex Side B altimeter for 1999-2002 and 13 NOAA buoys coincident data for Side B.**

All Topex altimeter data globally for 1992 to 2002 have been analysed applying the bias corrections above as well as an automatic data control, removing, for example, unphysical along-track variations in wave height.

Satellite altimeter data are well suited to give an overview of wave conditions over larger areas, as shown for the TOPEX mission in Figure 2.2. (The figures show screen shots from the software system World Wave Atlas (WWA) – also developed by Fugro OCEANOR.)





**Figure 2.2** Ground tracks of the TOPEX mission reach 66°N. The colour-coding gives the long-term mean significant wave height at each point along the satellite ground tracks.

## 2.3 Buoy measurements

Measurements from buoys have been used in two ways:

- A number of offshore buoys from NDBC/NOAA (National Data Buoy Center / National Oceanic and Atmospheric Administration) were used in the calibration of the satellite altimeter data. These buoys were located primarily in the Atlantic, Mexican Gulf and Pacific.
- Some Norwegian buoys located North of 66°N were used for calibration of the WAM data here, since the TOPEX satellite does not go this far North.

## 2.4 Estimate of wave power and mean wave direction

Based on the calibrated WAM data, the wave power per unit crest length  $P_{tot}$  was estimated from the formula

$$P_{tot} = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_{m0}^2 T_{m-10}$$

where  $H_{m0}$  and  $T_{m-10}$  are the significant wave height and the energy period, respectively. For practical purposes, the wave power in kW/m can then be estimated as

$$P_{tot} = 0.49 H_{m0}^2 T_{m-10}$$

where  $H_{m0}$  and  $T_{m-10}$  are given in metres and seconds, respectively.

The *mean wave direction* (“mean” here means: average over a time period) can be estimated in several ways. The simplest is just to average the directions (as a vector average), i.e. without any weighting with respect to wave height or other parameter. On the customer’s explicit request, we have instead estimated the mean wave direction using wave power as a weight factor in the averaging. The estimated mean wave direction can thus be referred to as *mean wave power direction*.

### 3. Results with maps

All the results are presented as maps showing the geographical distributions. (No geographical projection is used in the maps – they are plotted just as an x-y-plot by means of longitude and latitude.) The estimates of wave power, wave direction and wave period are presented both as annual and seasonal mean values. The following four seasons were used:

Spring	March – May
Summer	June – August
Autumn	September – November
Winter	December – February

The values are illustrated by means of differently coloured dots. Each of the five distributions of wave power (annual + 4 seasonal) are presented in two different maps, where the colour coding differs as follows:

- In the first map, the same colour coding is used in the annual and all the four seasonal maps. This is useful if the primary interest is demonstrating variations from season to season.
- In the second map, the colour coding is adjusted individually for each map. This is useful if the primary interest is demonstrating geographical variations within the same season.

In all five maps of wave direction, the same colour coding is used. Note that the directional intervals (sectors) are not equally wide. The sectors are most narrow (15°) near to the most common westerly directions.

Likewise, the same colour coding is used in the five maps of wave energy period.

Extreme values of wave height have been estimated by means of an automatic procedure fitting a 3-parameter Weibull distribution. No detailed quality control has been performed on these values. For more critical use, extremes must always be checked thoroughly, and tend to give somewhat smaller wave heights than presented here. The values were estimated for the purpose of giving approximate ratios between extreme wave height and annual mean wave height.

The ordering of the presentations is as follows:

- First, 3 maps related to significant wave height (mean, extreme and ratio), Figure 3.1 to Figure 3.3.
- Secondly, 4 maps related to annual mean wave power, Figure 3.4 to Figure 3.7.
- Third, 16 maps related to seasonal mean values, Figure 3.8 to Figure 3.23.

hs\_mean\_an.png

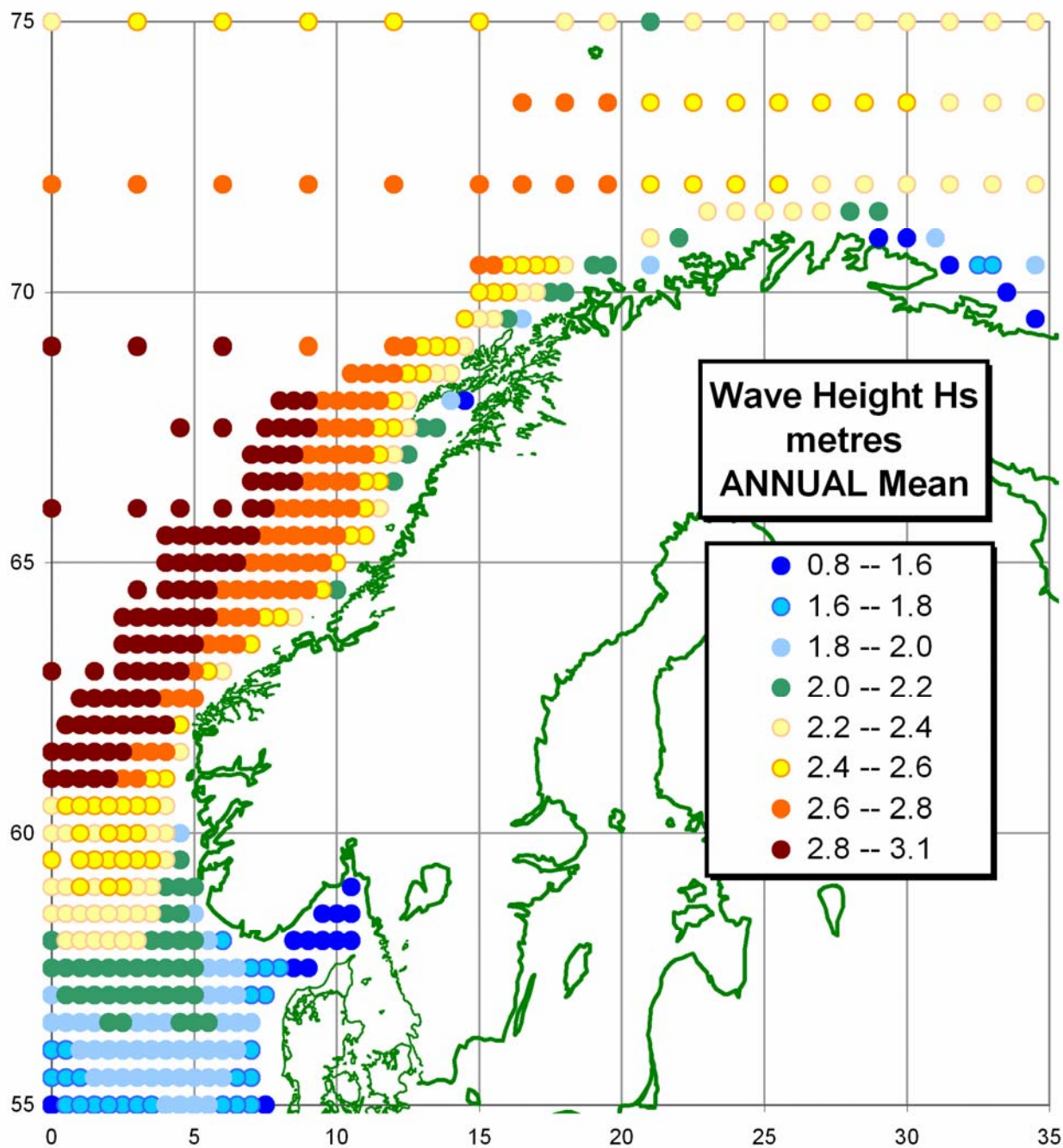
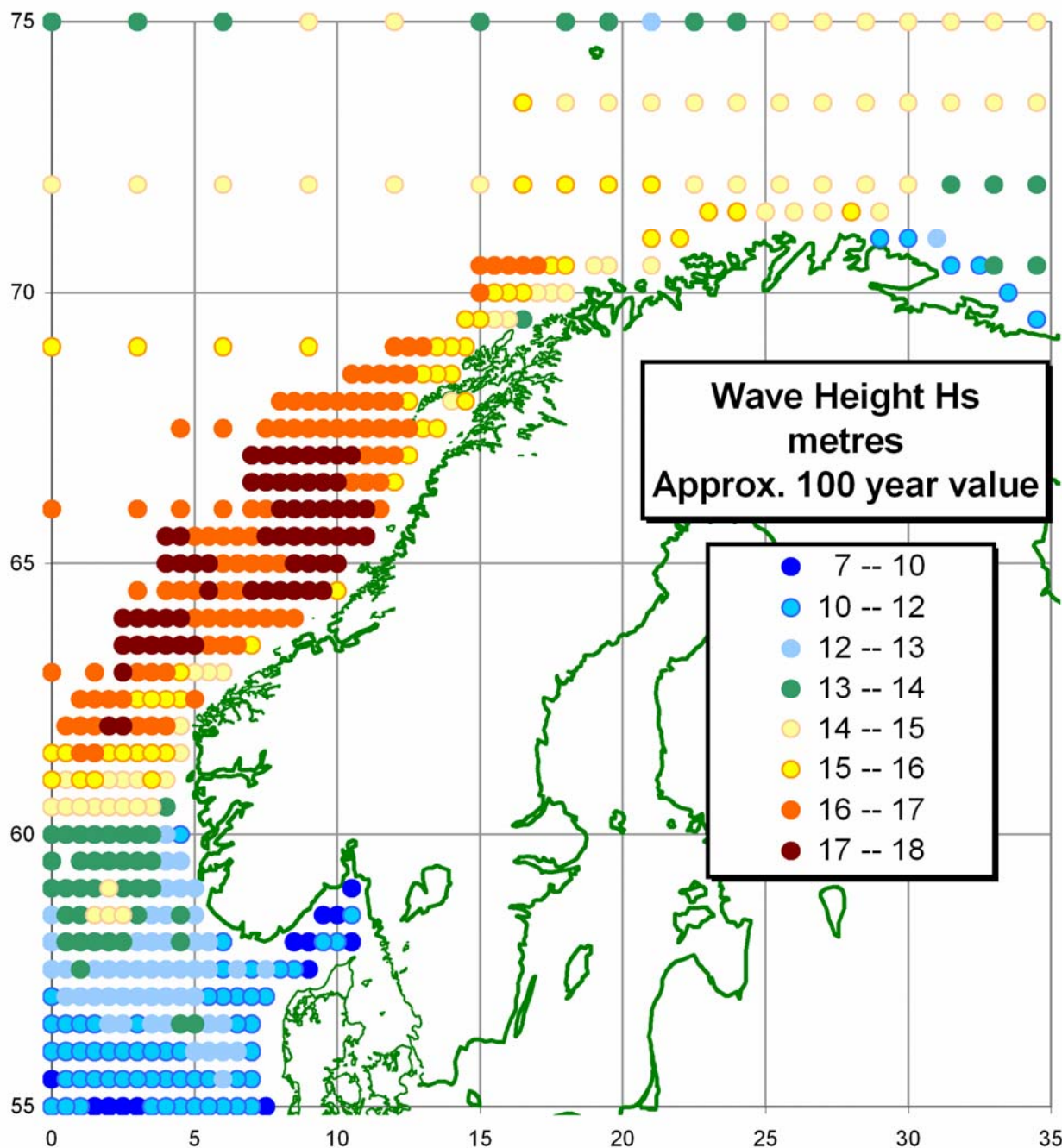


Figure 3.1 Annual mean significant wave height.

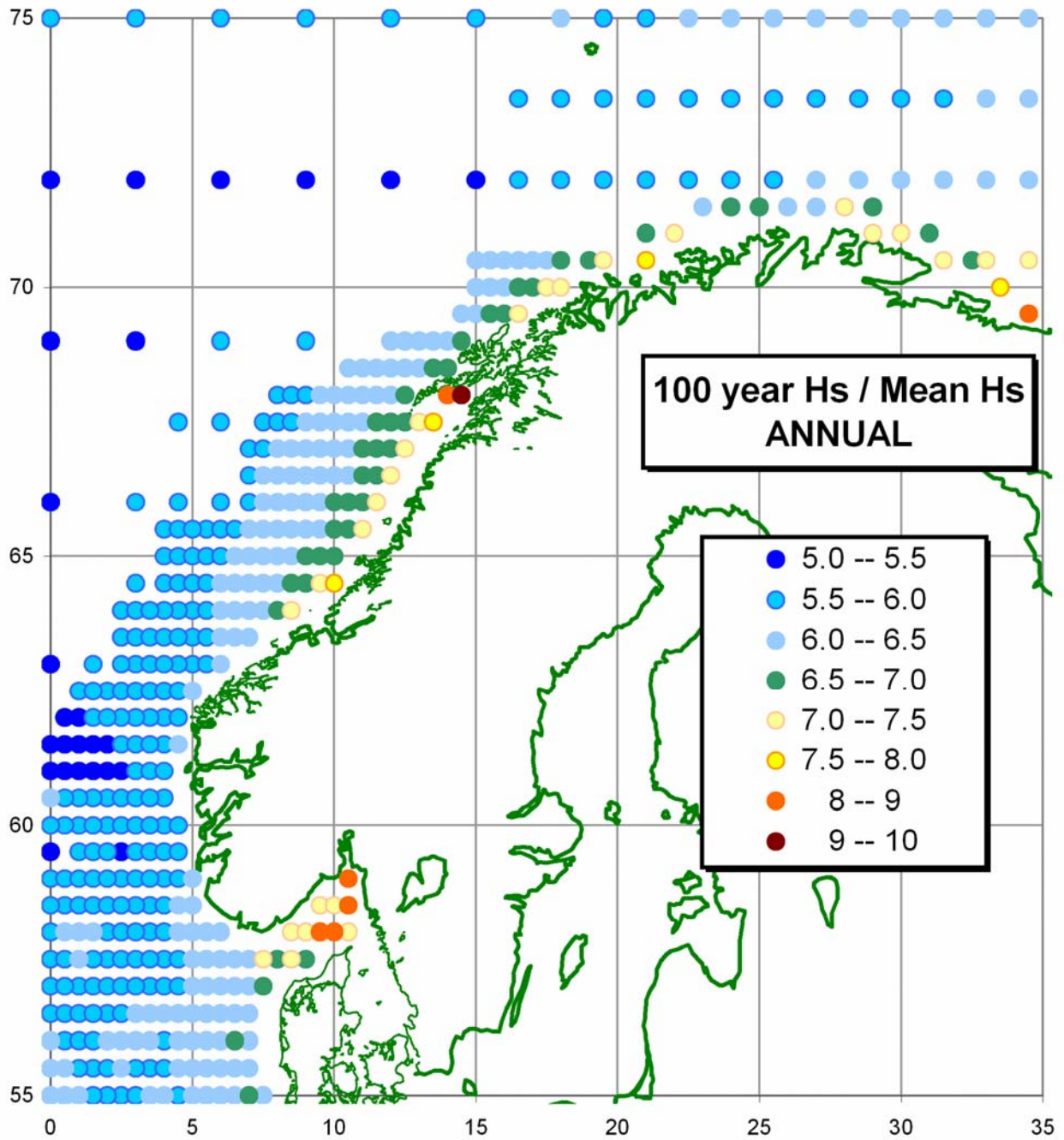
hs\_100y.png



**Figure 3.2** Approximate 100-year extreme significant wave height. (Estimated by means of a 3-parameter Weibull distribution.)



hs\_100y\_rel.png



**Figure 3.3** Approximate ratio between 100-year extreme and annual mean significant wave height.

p\_uni\_an.png

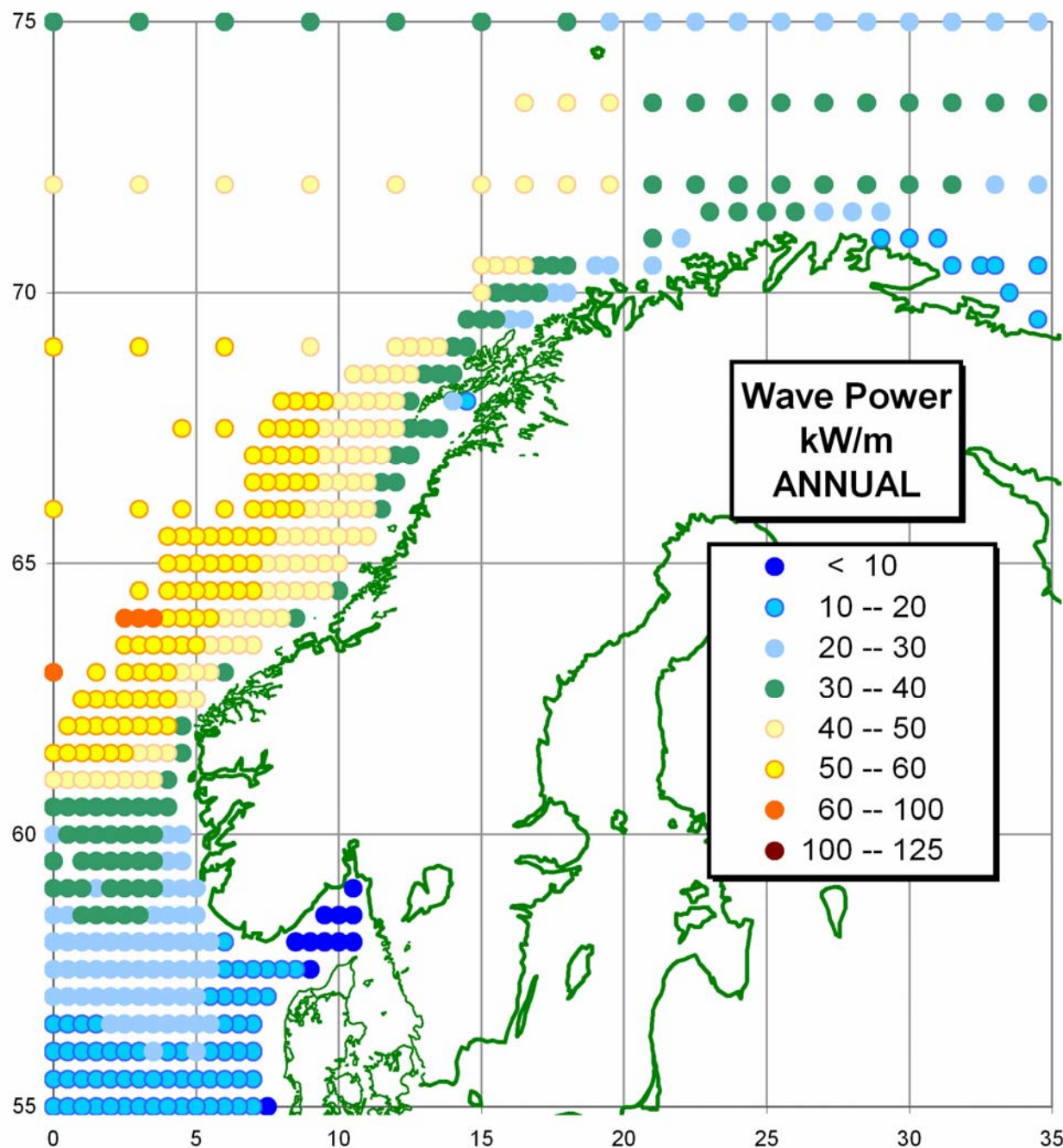


Figure 3.4 Annual mean wave power. Uniform colour coding.

ptot\_an.png

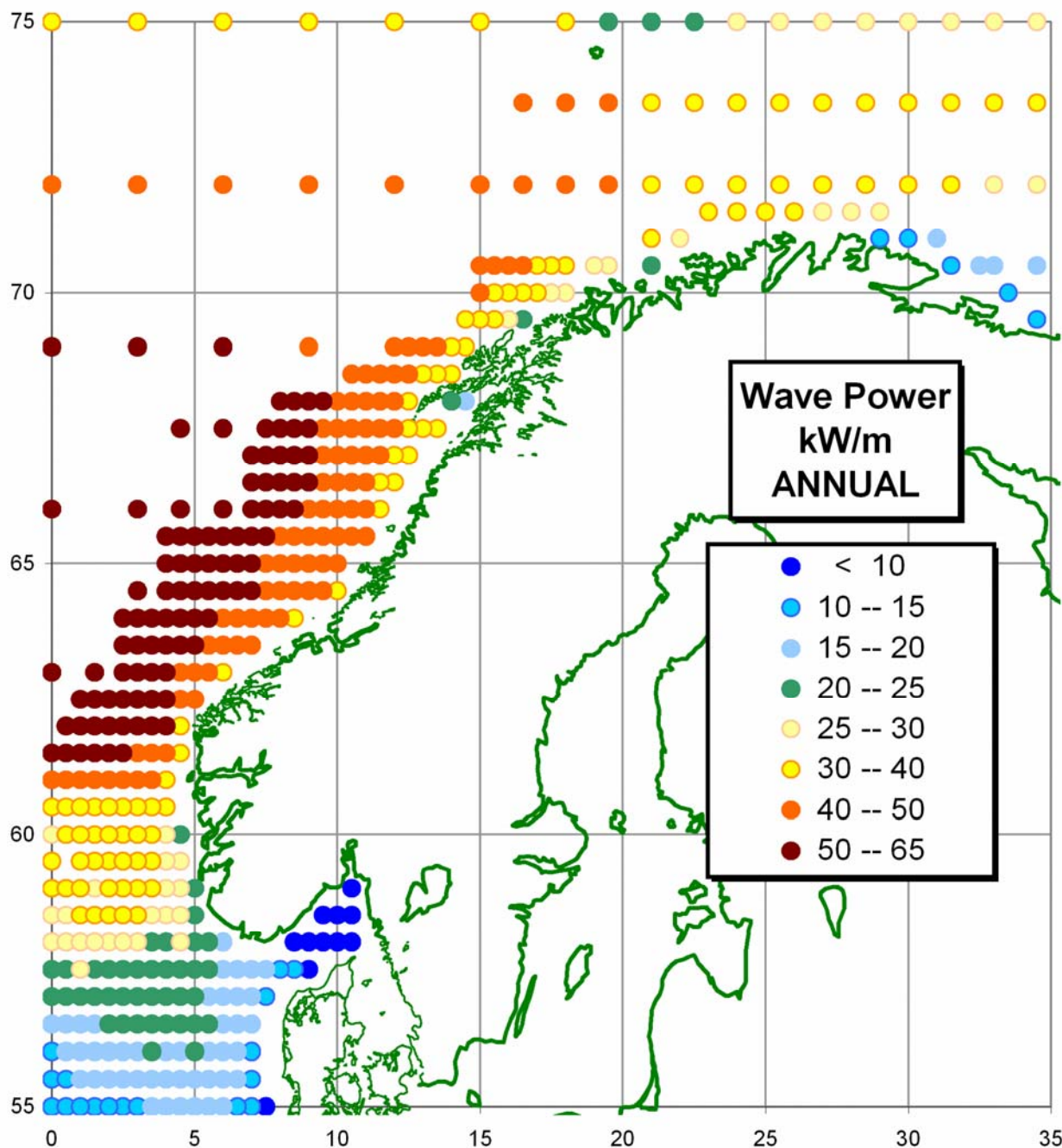


Figure 3.5 Annual mean wave power. Individual colour coding.



pdir\_an.png

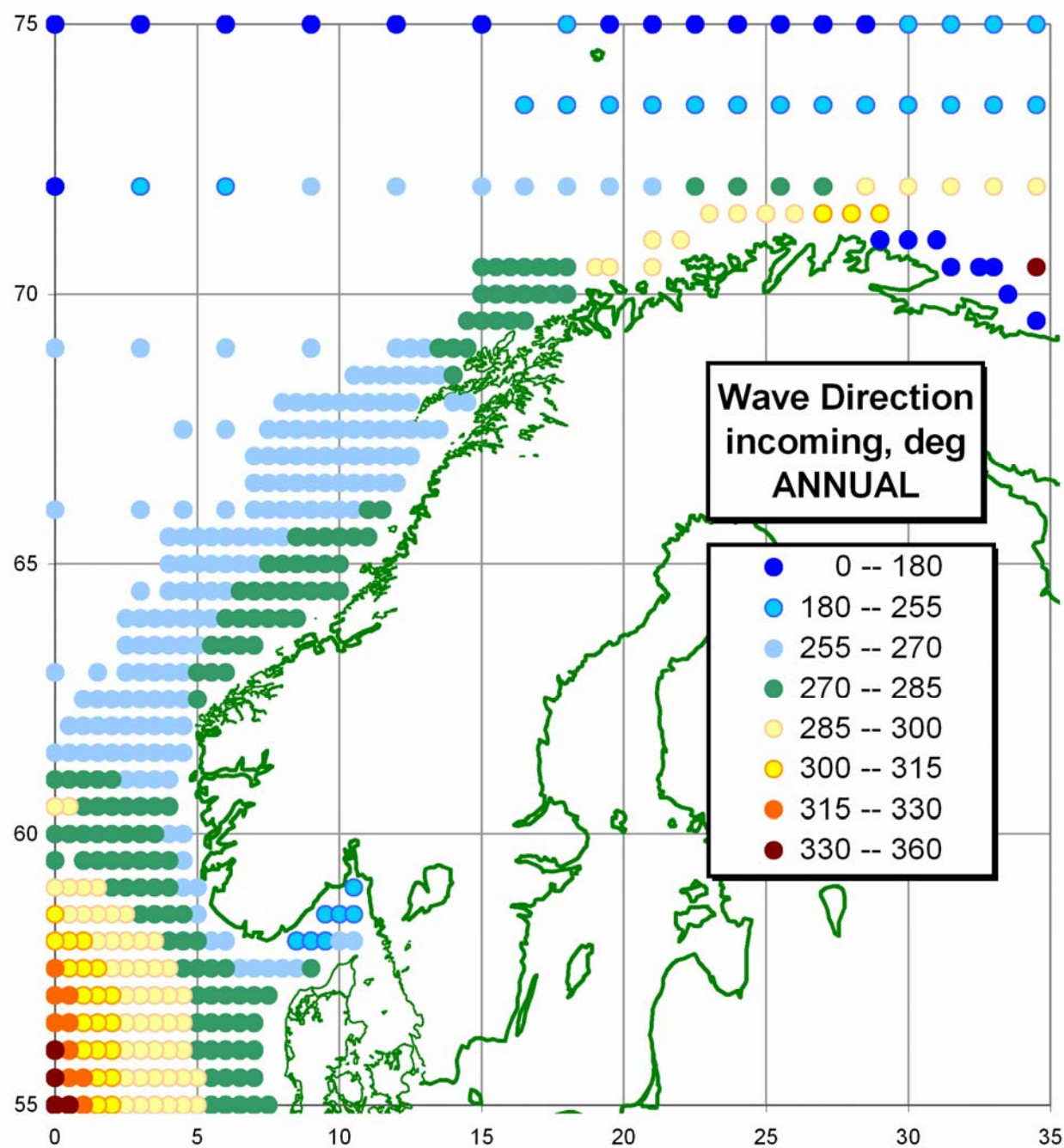


Figure 3.6 Annual mean wave power direction.

te\_an.png

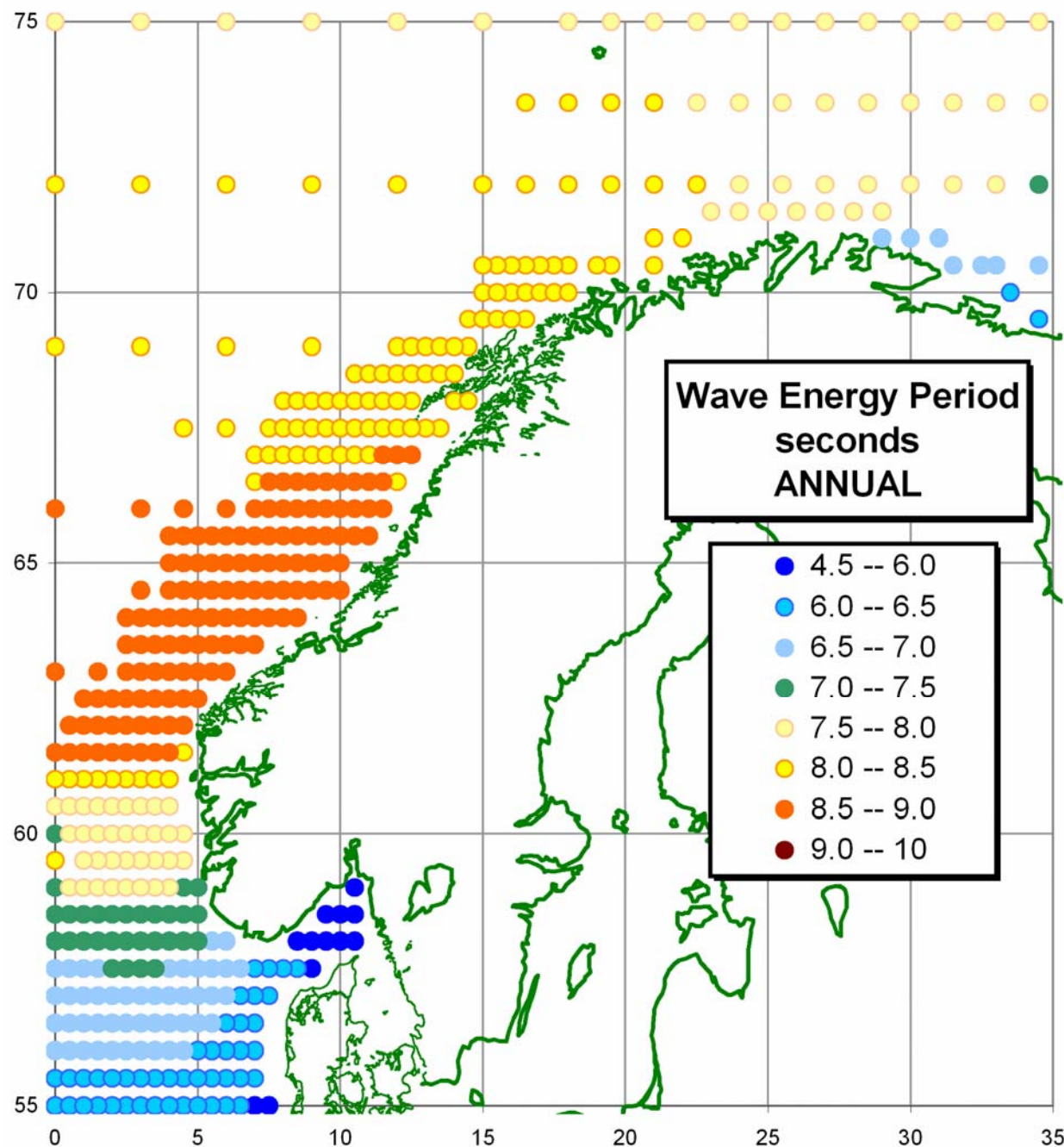


Figure 3.7 Annual mean wave energy period.

p\_uni\_sl.png

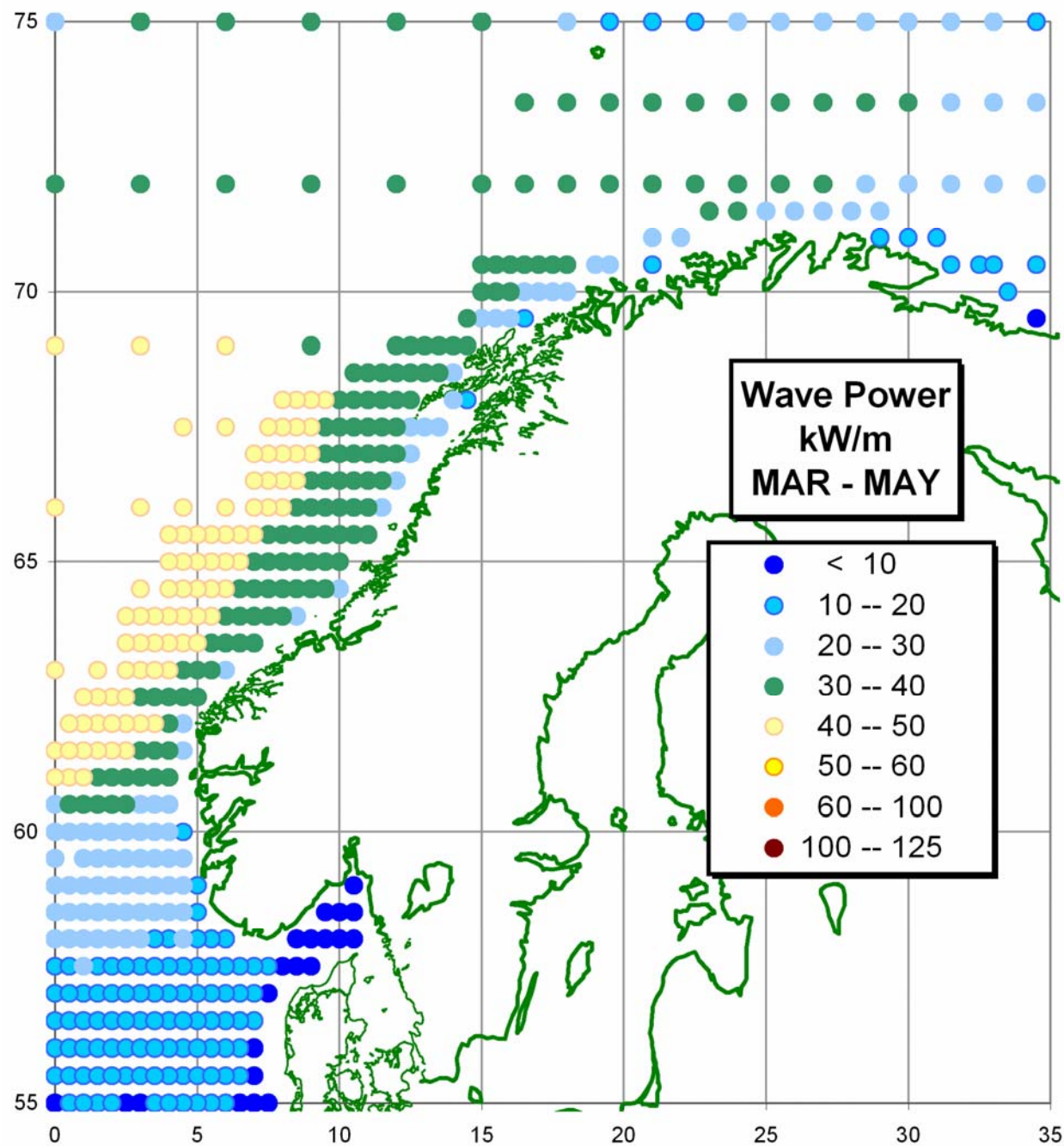


Figure 3.8 Spring mean wave power. Uniform colour coding.



p\_uni\_s2.png

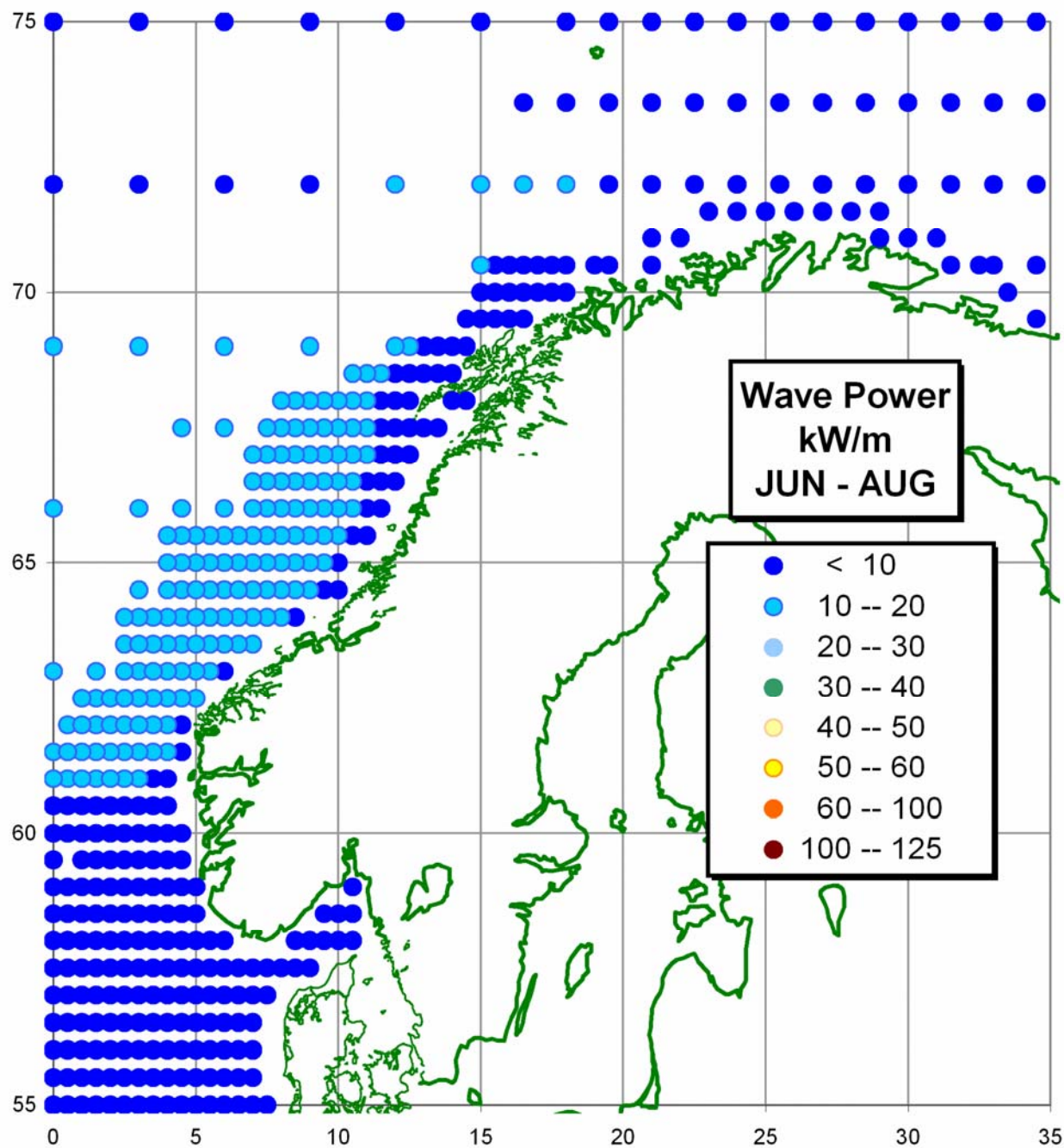


Figure 3.9 Summer mean wave power. Uniform colour coding.

p\_uni\_s3.png

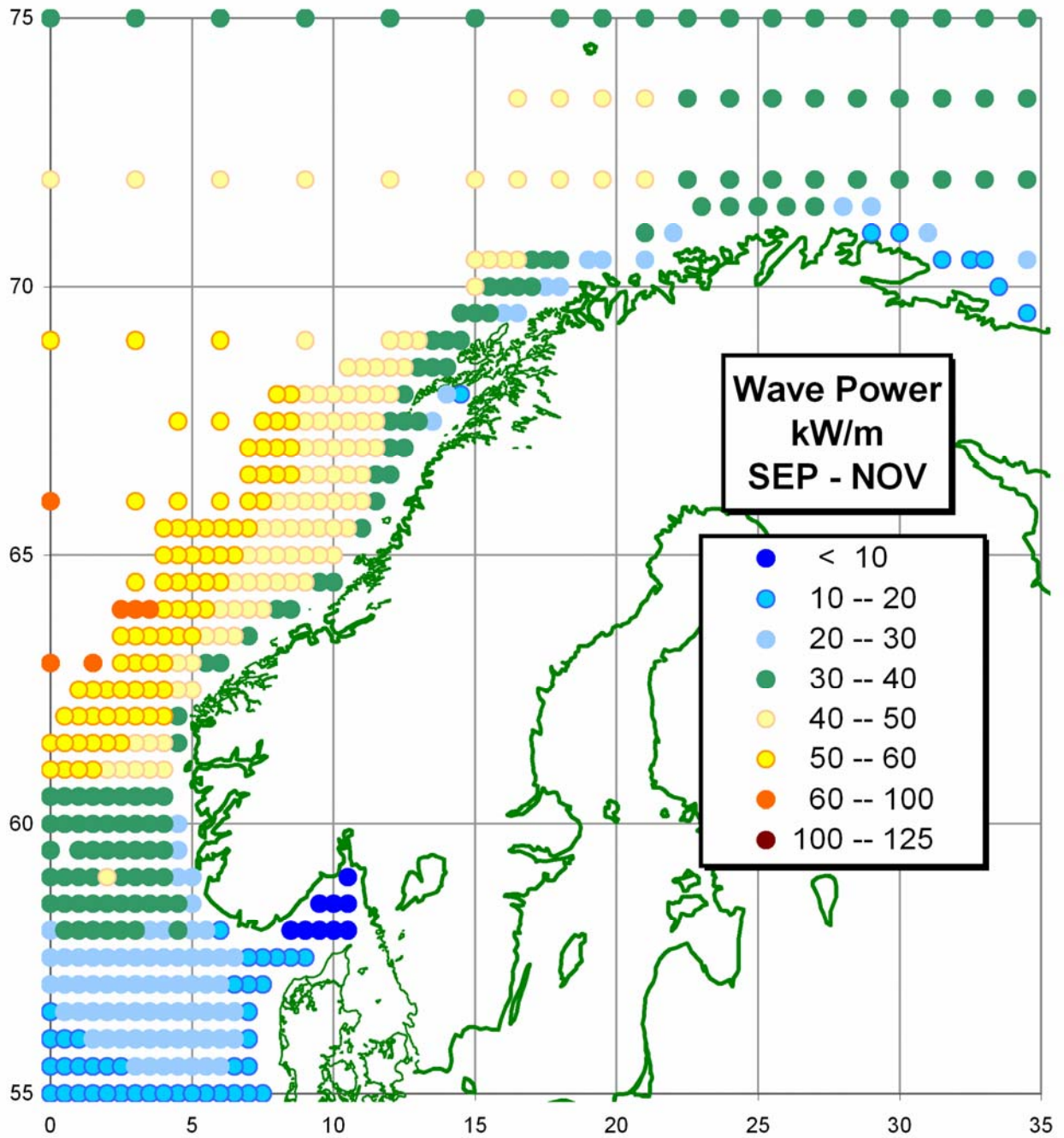


Figure 3.10 Autumn mean wave power. Uniform colour coding.

p\_uni\_s4.png

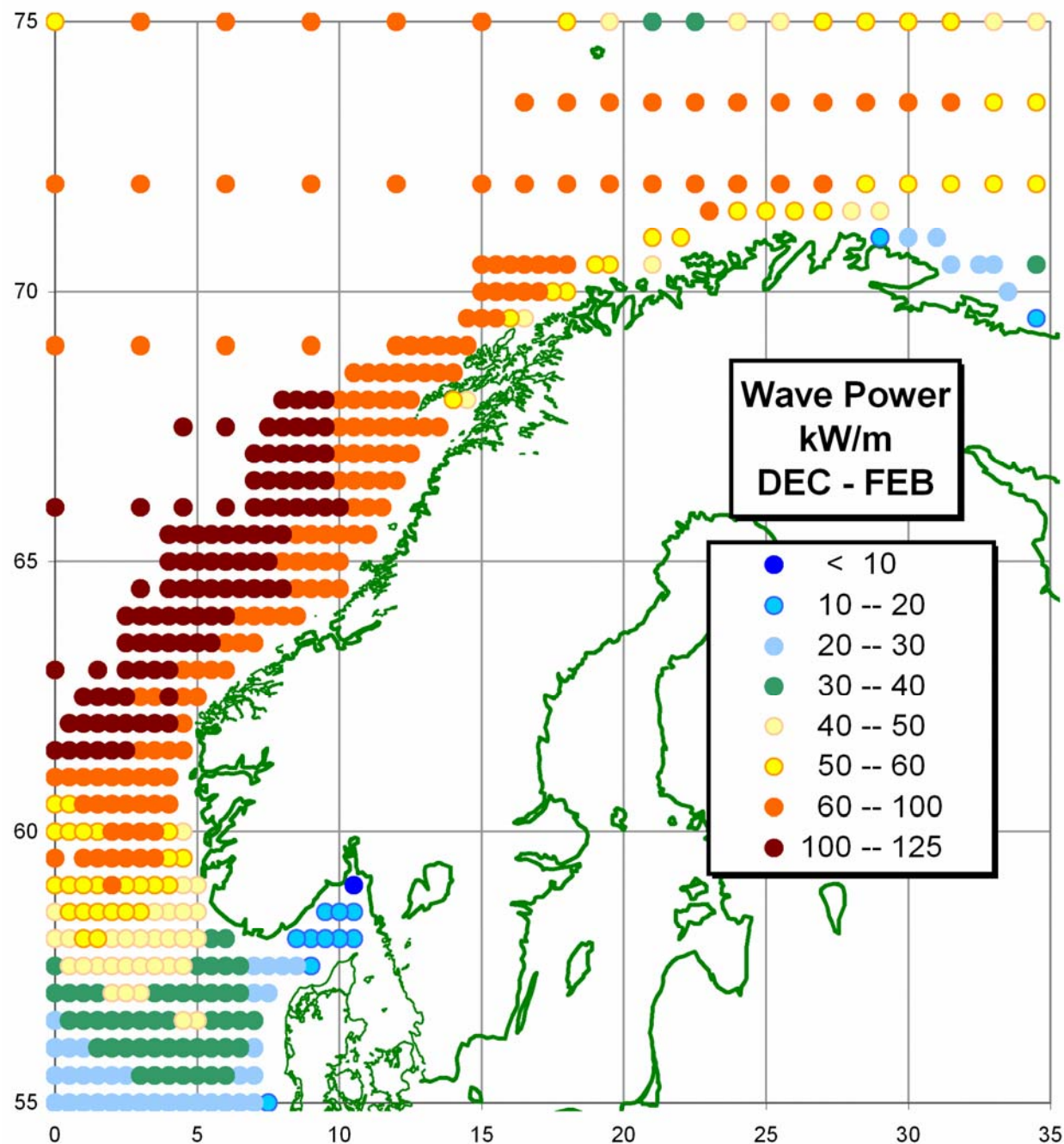


Figure 3.11 Winter mean wave power. Uniform colour coding.



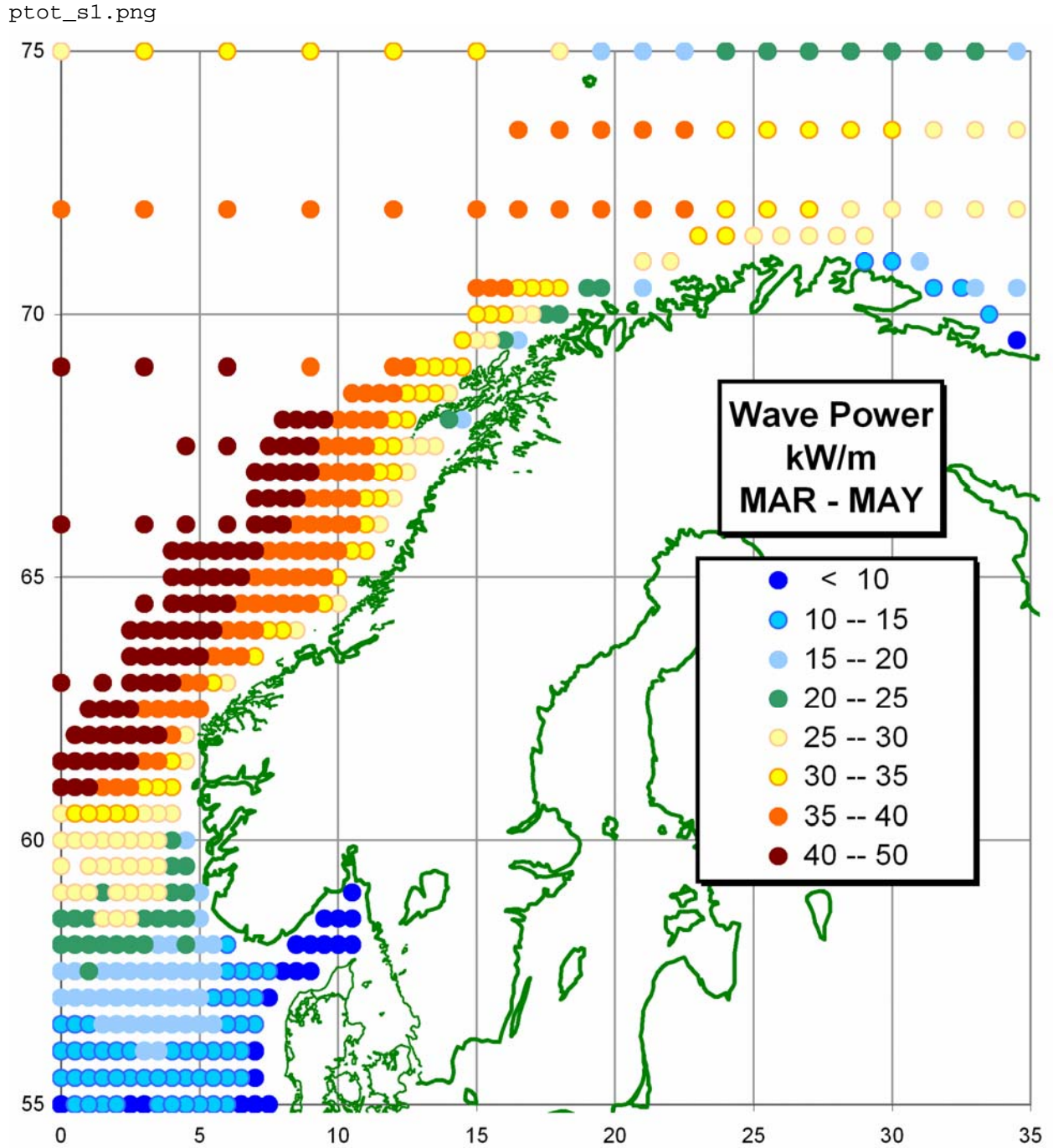


Figure 3.12 Spring mean wave power. Individual colour coding.

ptot\_s2.png

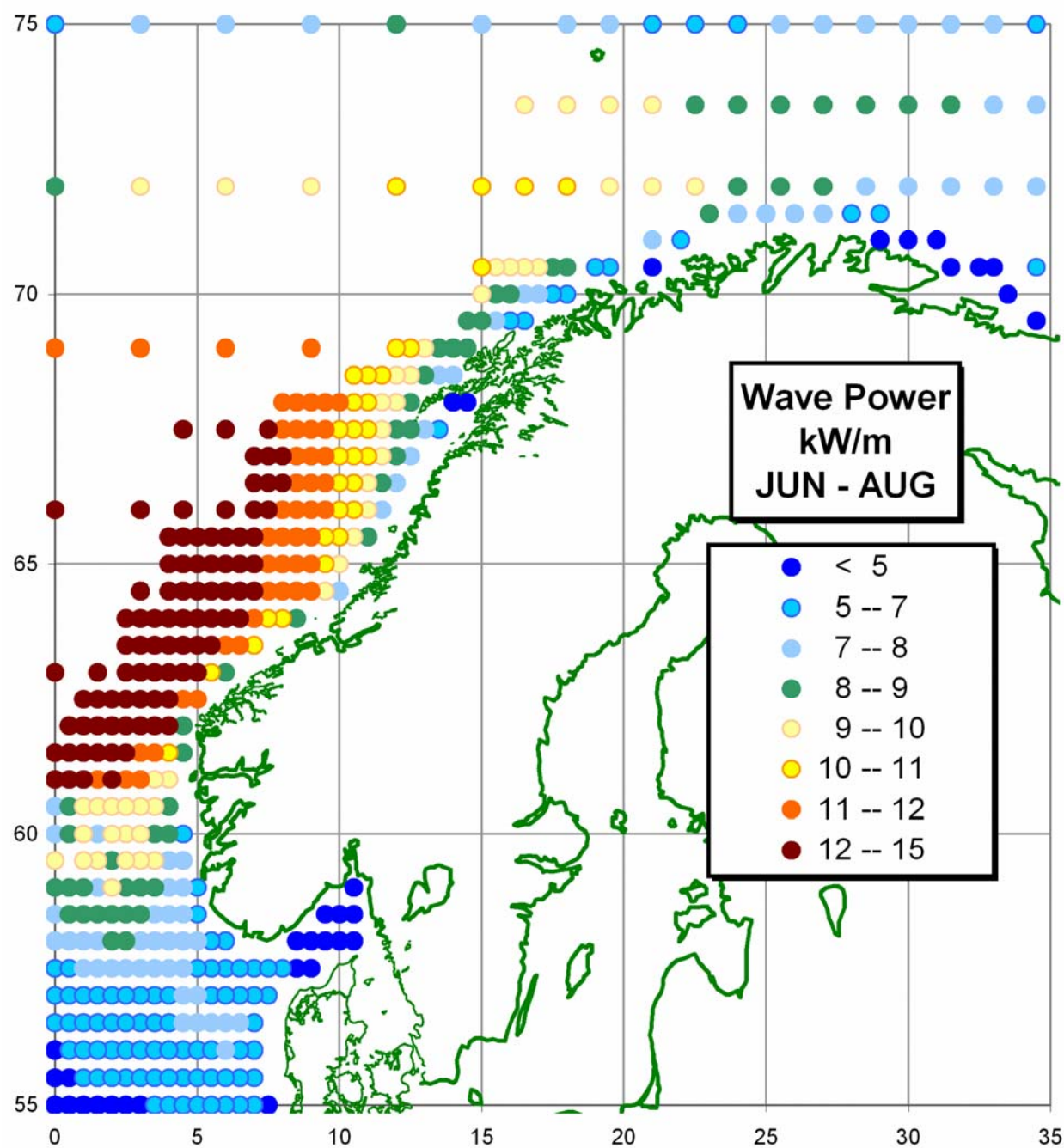


Figure 3.13 Summer mean wave power. Individual colour coding.



ptot\_s3.png

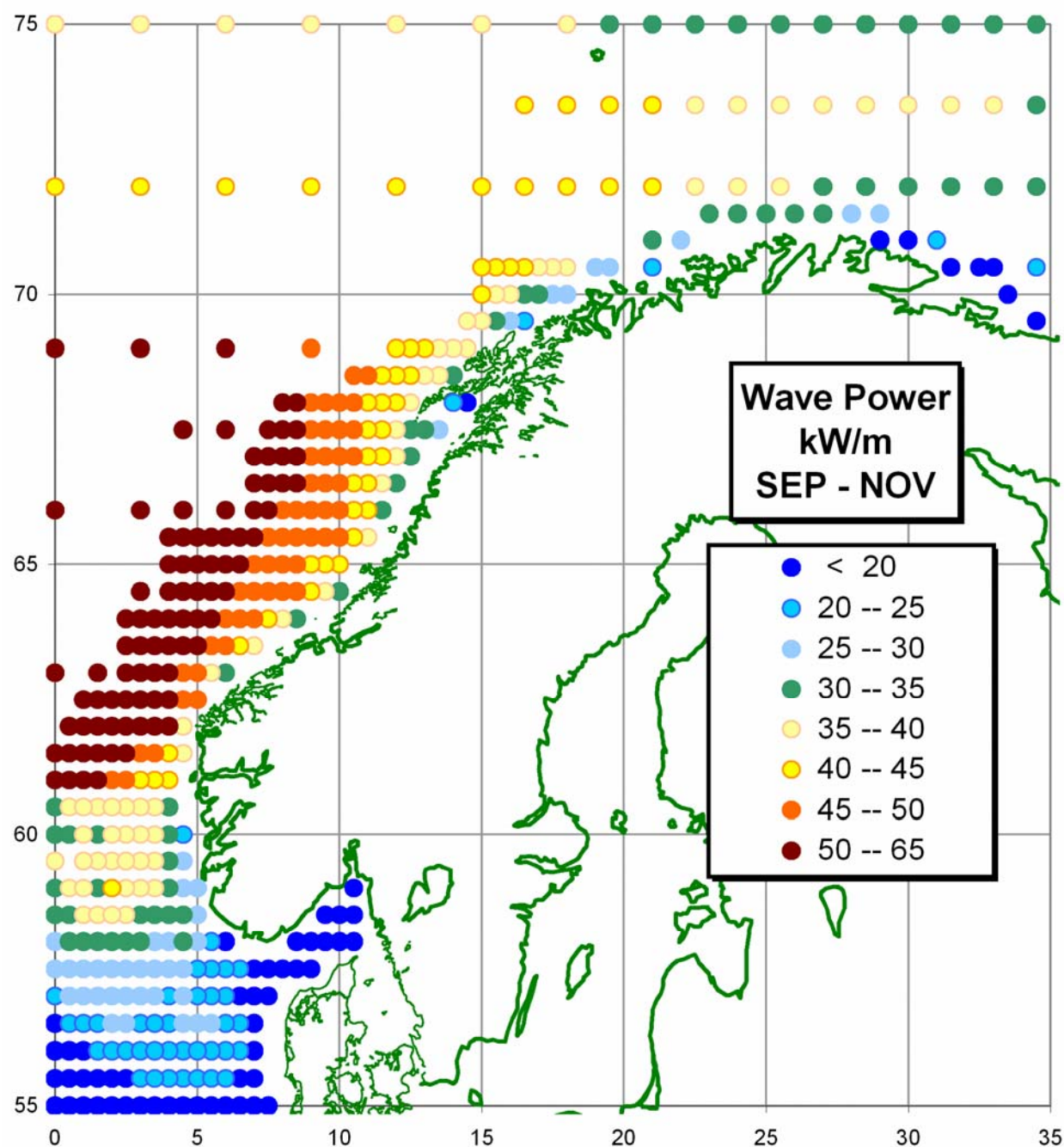


Figure 3.14 Autumn mean wave power. Individual colour coding.

ptot\_s4.png

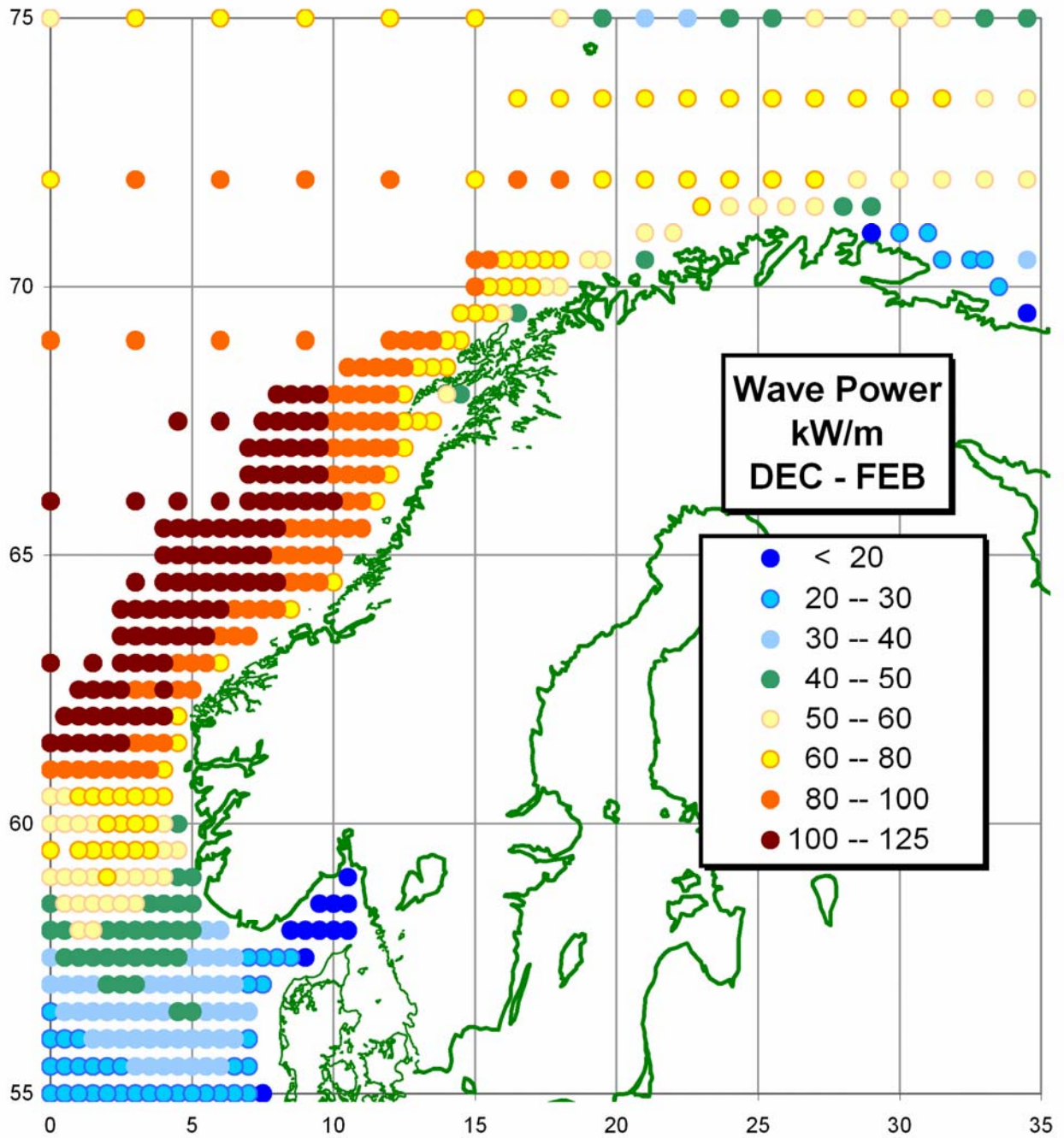


Figure 3.15 Winter mean wave power. Individual colour coding.

pdir\_s1.png

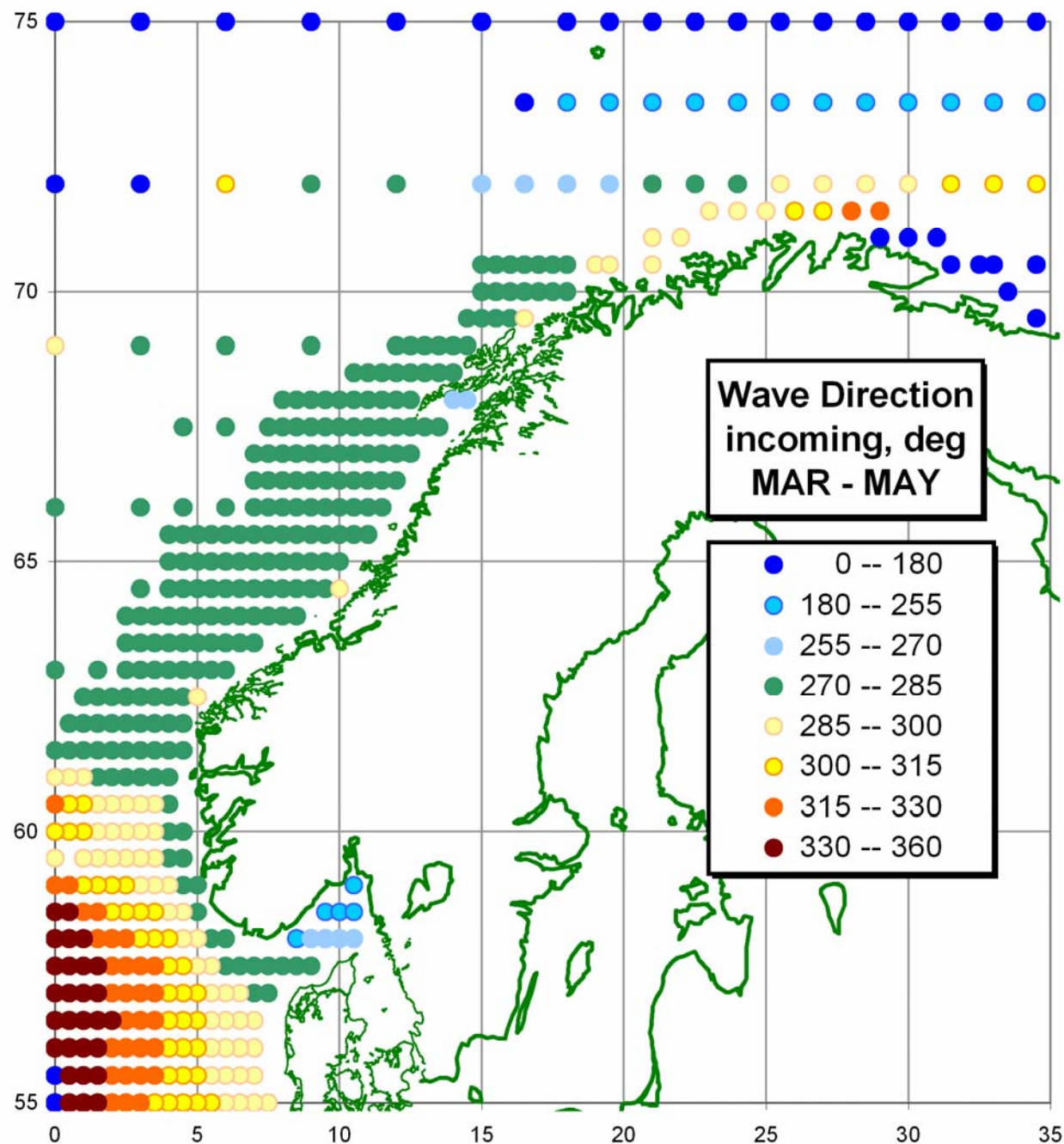


Figure 3.16 Spring mean wave power direction.



pdir\_s2.png

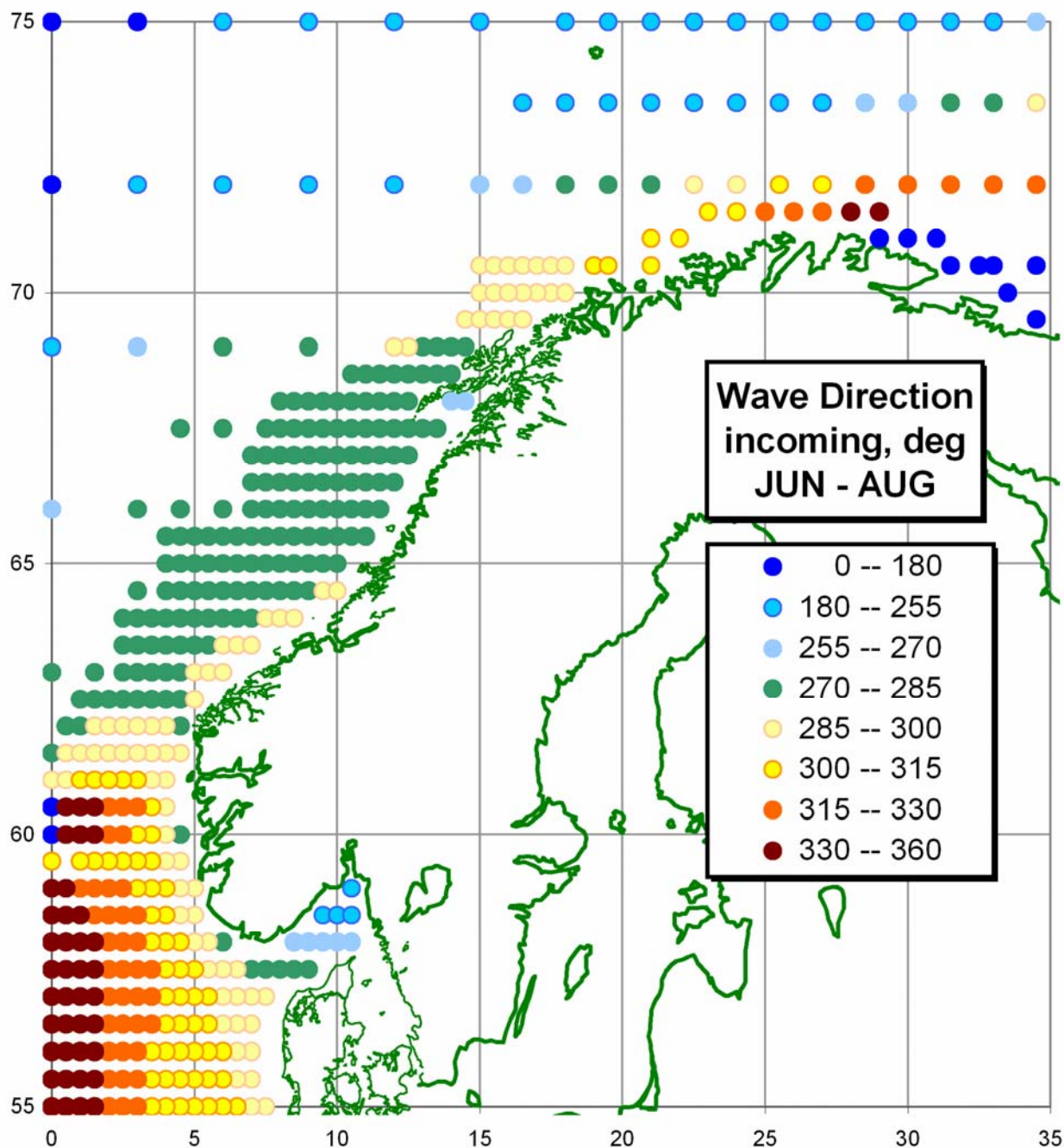


Figure 3.17 Summer mean wave power direction.

pdir\_s3.png

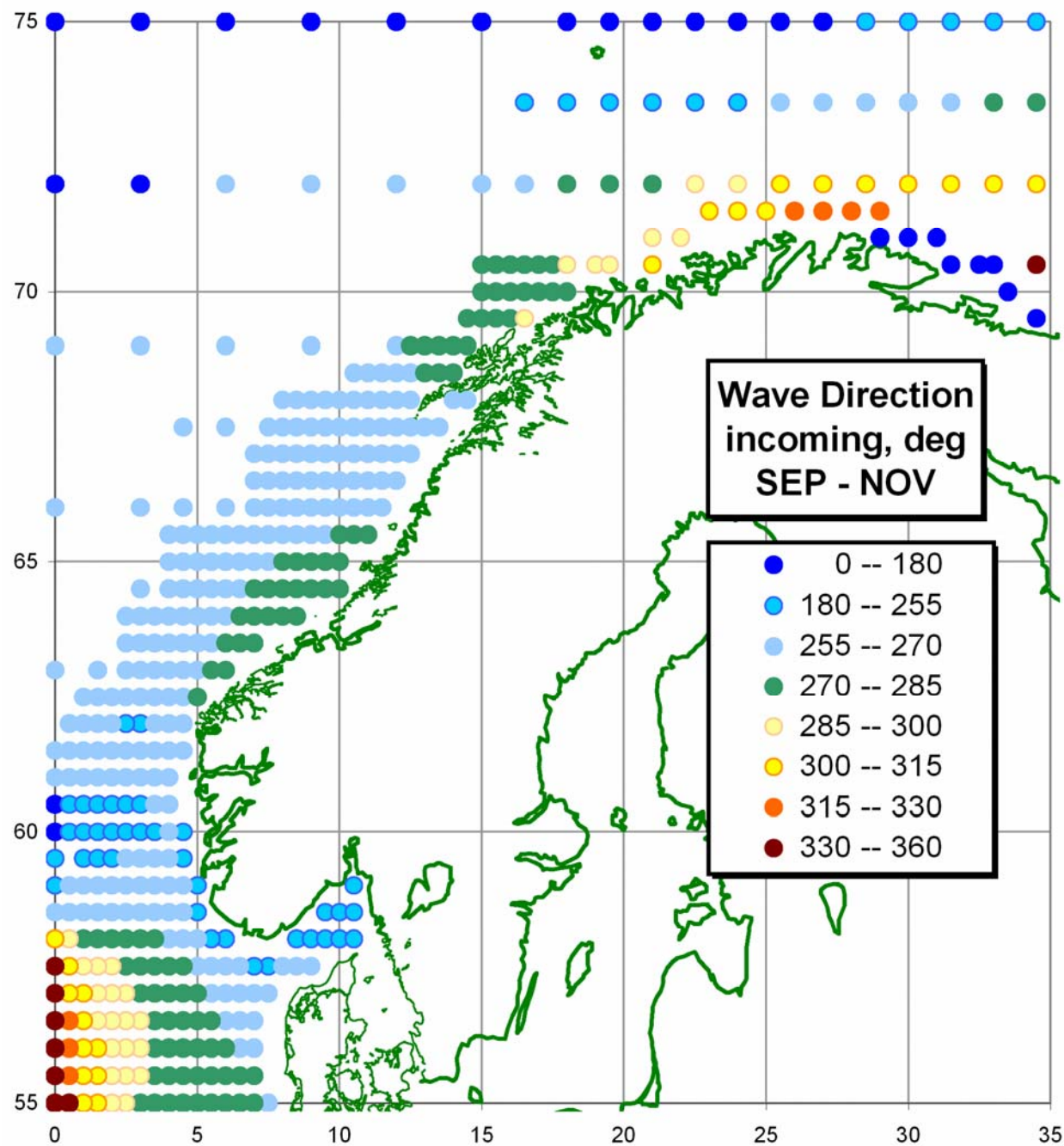


Figure 3.18 Autumn mean wave power direction.

pdir\_s4.png

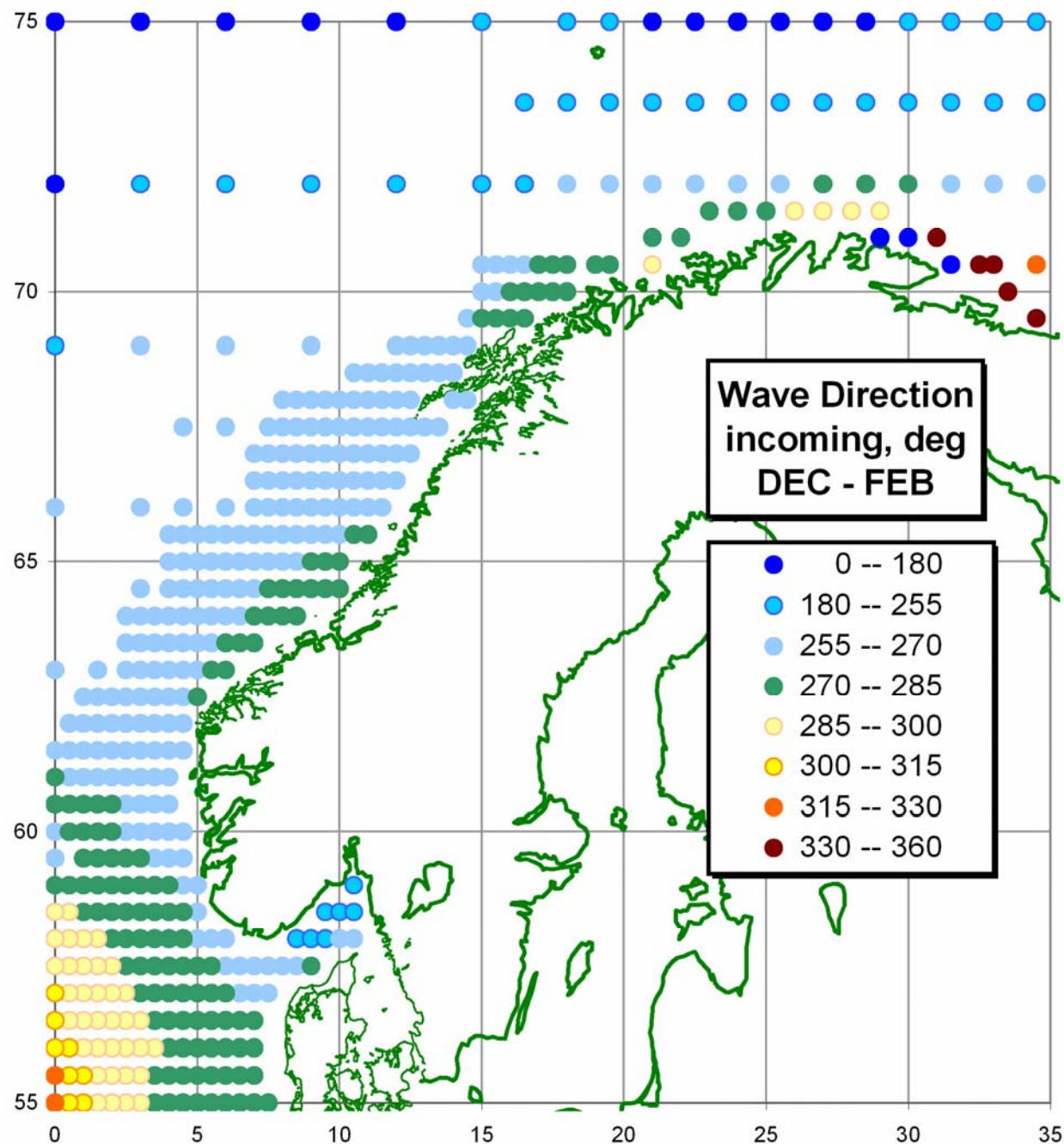


Figure 3.19 Winter mean wave power direction.



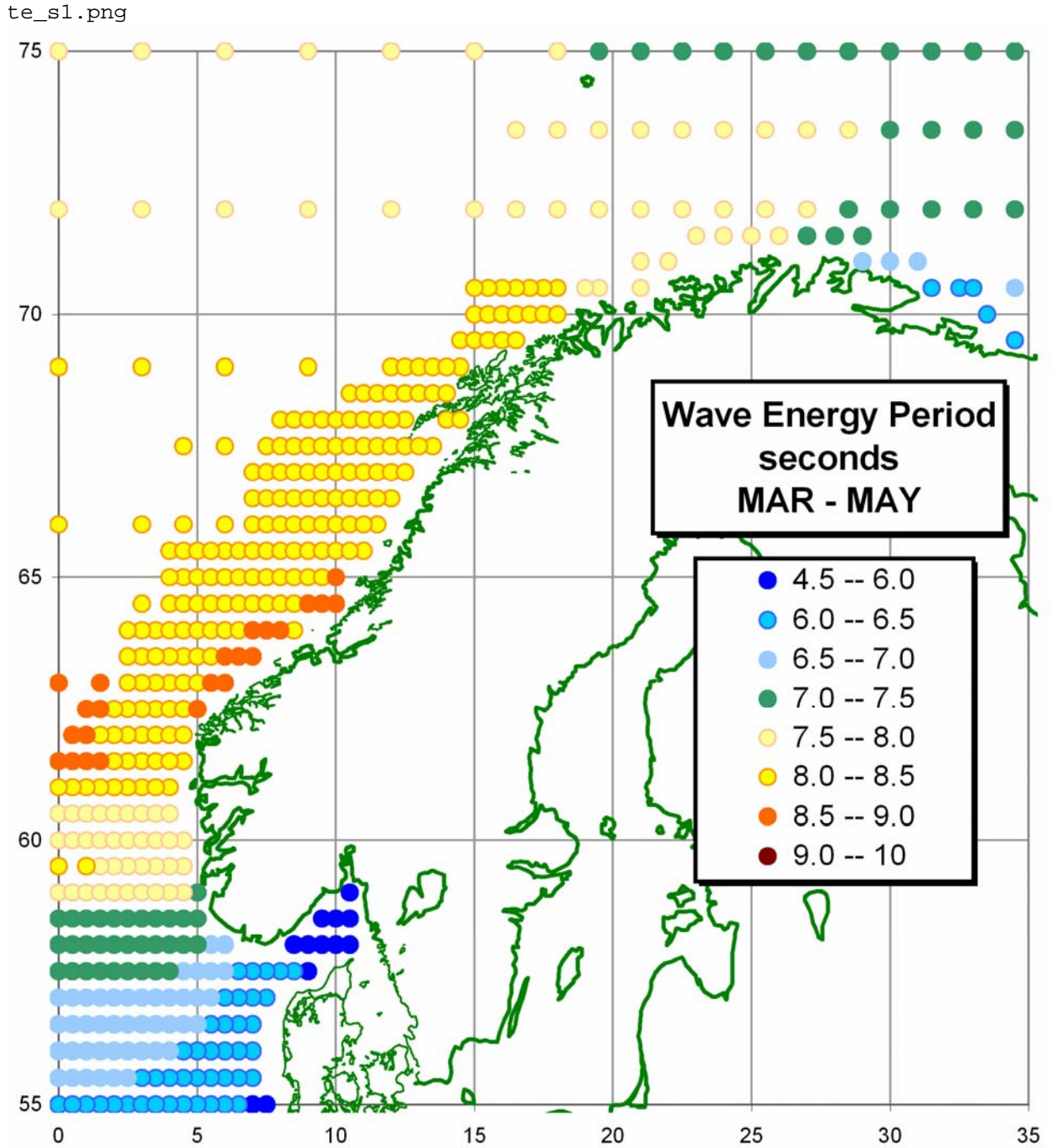


Figure 3.20 Spring mean wave energy period.

te\_s2.png

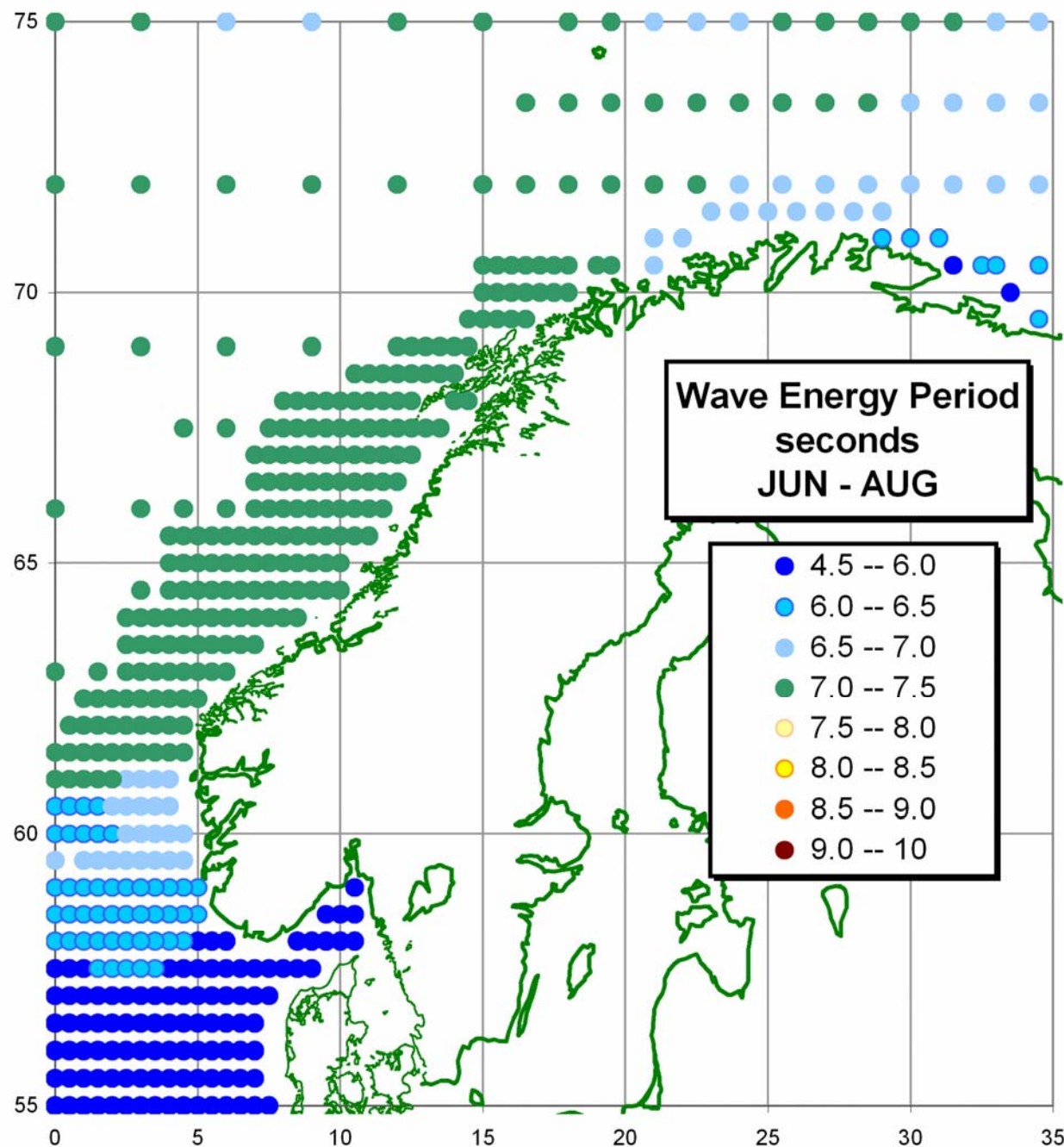


Figure 3.21 Summer mean wave energy period.



te\_s3.png

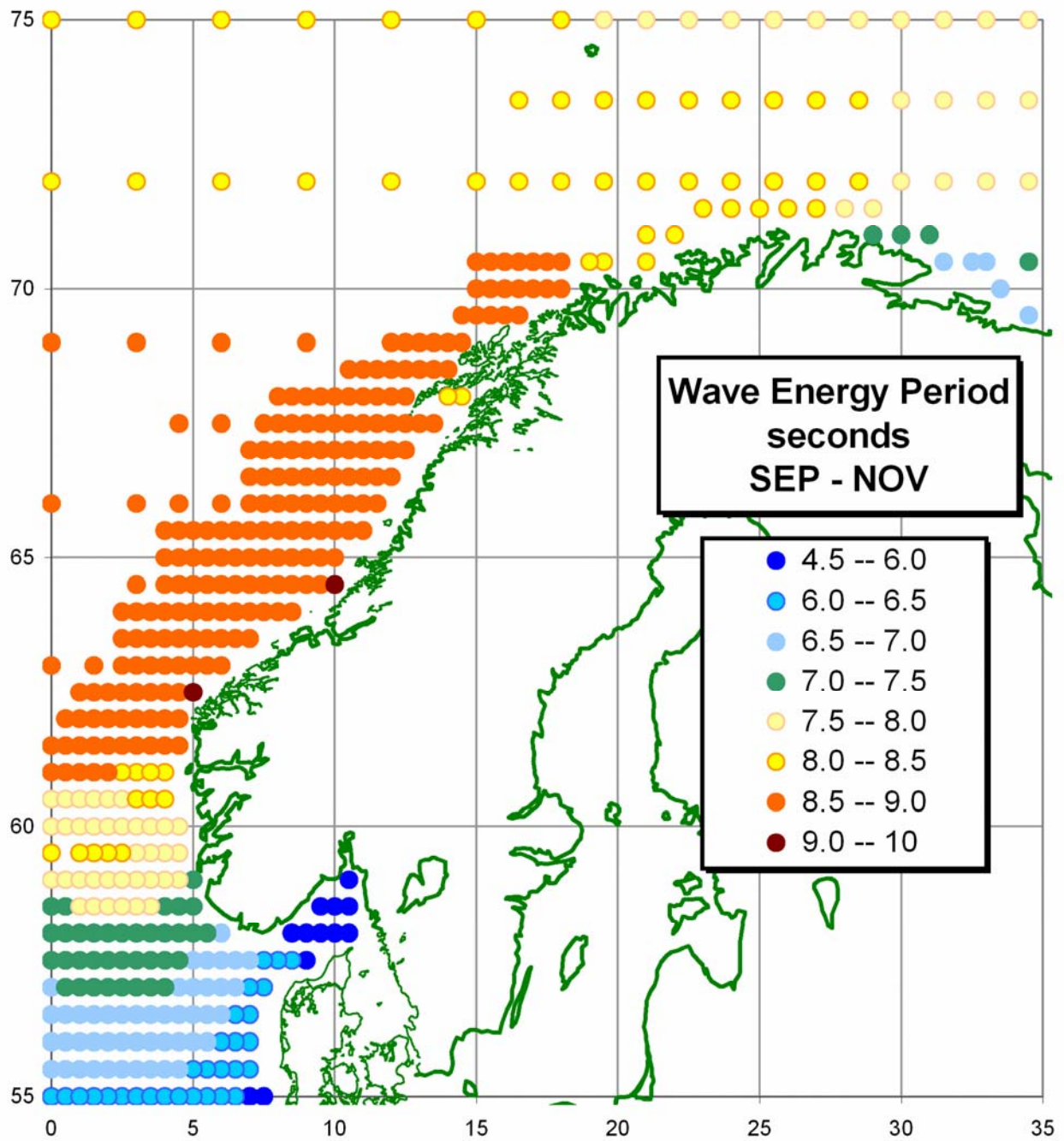


Figure 3.22 Autumn mean wave energy period.

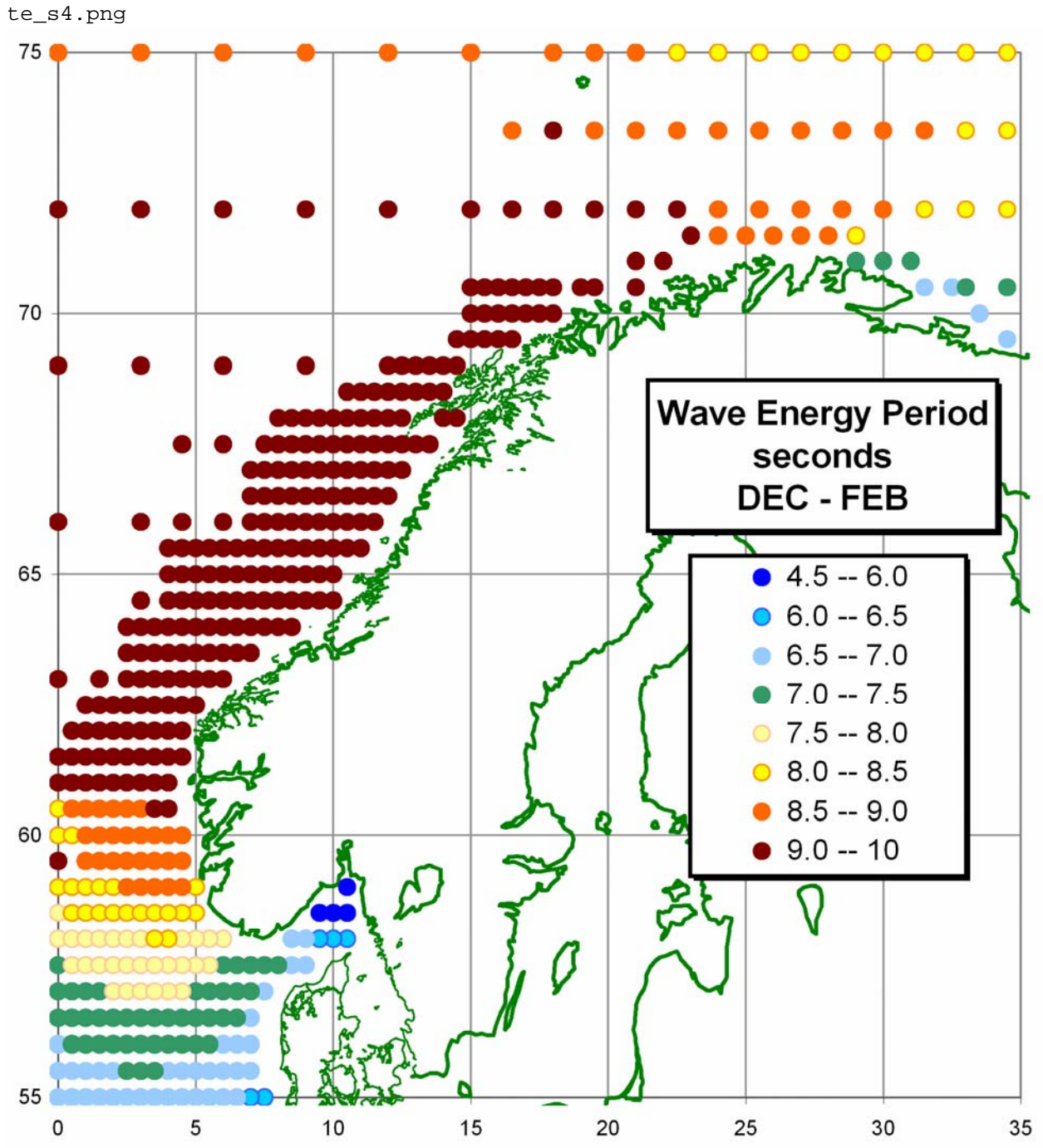


Figure 3.23 Winter mean wave energy period.

## 4. References

Challenor, P. and Cotton, P.D. (1998). "Trends in Topex significant wave height measurement". Manuscript presented at the Topex/Poseidon Science Working Team meeting, Keystone, Colorado, USA, October 1998.

Komen, G.J., L. Cavleri, M. Donelan, K. Hasselmann, S. Hasselmann, and P.A.E.M. Janssen, 1994. *Dynamics and Modelling of Ocean Waves*. Cambridge University Press. 532 pp.

Krogstad, H.E. and Barstow, S.F. (1999). "Satellite Wave Measurements for Coastal Engineering Applications." *Coastal Engineering*, 37, 283-307.

Mørk, G. 2002. "Validation of the Topex Side B altimeter with respect to significant wave height and wind speed." *OCEANOR Report*, OCN R-22022.

[tom side]

## Vedlegg 2. Kartlegging av offshore vindressurser

[tom side]

Rapportnummer <b>KVT/ØB/2007/014</b>	Dato <b>18.06.2007</b>
Rapporttittel <b>Kartlegging av offshore vindressurser</b>	Klassifisering
	Utgave nummer. <b>2</b>
Kunde <b>SWECO</b>	Antall sider <b>36</b>
Kundens referanse <b>Jonas Sandgren</b>	Status
<p>Sammendrag</p> <p>En kartlegging av offshore vindressurser er foretatt, blant annet ved bruk av tilgjengelige offshore observasjoner fra skip og plattformer. Det beste datagrunnlaget finner vi i Nordsjøen hvor det er flest offshore meteorologiske observasjoner. Grunnlaget er dårligere i Norskehavet og Barentshavet.</p> <p>Vi finner gode vindressurser til havs, og årsmiddelvind er typisk 10-12 m/s i 90 m høyde. Offshore vind er forventet å være mer stabil med mindre turbulens og mindre variasjoner i styrke og vindretning enn vind på land.</p> <p>Det er utarbeidet en tabell med kriterier for høsting av vindenergi til havs. Forholdene som vurderes er årsmiddelvind, retningsfordeling av vind (vindroser), avstand fra land og havdyp.</p>	
Forbehold	

Revisjonshistorie				
Utgave	Dato	Antall eksemplar	Kommentar	Distribusjon
1	01.06.2007		DRAFT	
2	18.06.2007		Endelig utgave	

	Navn	Dato	Signatur
Utført av	Øyvind Byrkjedal	18.06.2007	
Kontrollert av	Erik Berge		
Godkjent av	Lars Tallhaug		

# Innhold

---

1 INNLEDNING .....	3
2 DATAGRUNNLAG.....	4
2.1 BEREGNING AV VIND I 90M HØYDE	5
3 MIDDELVIND OG FORVENTET PRODUKSJON.....	6
3.1 NORDSJØEN	6
3.1.1 Ressursgrunnet ved Ekofisk	12
3.2 NORSKEHAVET SØR	15
3.3 NORSKEHAVET NORD OG BARENTSHAVET	22
3.4 USIKKERHETER KNYTTET TIL OBSERVASJONSDATA	27
4 EKSTREMVIND .....	29
5 KRITERIER FOR HØSTING AV HAVENERGI .....	30
5.1 MIDDELVIND	31
5.2 AVSTAND MELLOM TURBINENE	31
5.3 AVSTAND FRA LAND	32
5.4 HAVDYP	32
6 KONKLUSJONER .....	34
REFERANSER.....	36



# 1 Innledning

---

Formålet med rapporten er å kartlegge offshore vindressurser. Vi bruker fritt tilgjengelige datasett fra oljeinstallasjoner og observasjonsskip, kyststasjoner fra met.no. I tillegg har vi benyttet et utvalg av hindcast data. Best observasjonsgrunnlag finner vi i Nordsjøen, med de fleste observasjonspunkter og de lengste tidsserier. Langs resten av kysten er grunnlaget betydelig dårligere.

Offshore vindforhold er ofte bedre egnet for kraftproduksjon enn vind over land. Middelvinden offshore vil ofte være høyere enn hva vi finner over land eller for områder nær kysten. Offshore vind blir i mindre grad påvirket av topografi og strukturer i nærområdet. Dette gir mer stabile vindforhold med mindre variasjoner både i vindstyrke og retning. En kan forvente mindre problemer med turbulens i en offshore vindpark. Datasettene som er brukt for å foreta våre analyser er imidlertid av for grov tidsopløsning til å kunne gi oss analyser av kortidsvariabilitet i vindfeltet.

Ved å benytte tidsserier for vind kan vi estimere kraftproduksjon for en enkelt turbin plassert ved målepunktet. Vi kan videre beregne hvor hyppig vind som gjør at turbinen må stoppe inntreffer. Dette vil være nyttig informasjon i planlegging av offshore vindparker.

## 2 Datagrunnlag

Observasjonsdata er tilgjengelig fra oljeplattformer i Nordsjøen og i Norskehavet for kortere og lengre perioder. Her er det imidlertid betydelige usikkerheter knyttet til tidsseriene. I enkelte tilfeller har plasseringen av måleutstyret vært uheldig med tanke på påvirkning fra omkringliggende strukturer. Måleutstyr er også for enkelte stasjoner blitt flyttet underveis i måleserien. Dette kan gi ulike resultat med hensyn på middelvind og retningsfordeling. Eksempelvis ser målinger fra Troll plattformen ut til å være mindre pålitelige for bestemte vindretninger. Avhengig av plattform er målingene foretatt i 70-150 meters høyde over havoverflaten. met.no har antatt en vertikal hastighetsprofil for å komme fram til vind ved 10m høyde. Det er vinddata redusert til 10m høyde som har vært tilgjengelige for oss i dette prosjektet.

Hindcast data er tilgjengelig fra 1955 og framover. Disse data er tilgjengelige for hver 6. time, 00, 06, 12 og 18UTC. Ved å bruke data for horisontal trykkgradient kan en beregne såkalt geostrofisk vind. Geostrofisk vind er vind som er representert som en likevekt mellom horisontal trykkgradient og corioliskrefter på grunn av jordens rotasjon. Geostrofisk vind er en god tilnærming til faktisk vind høyere i atmosfæren enn det vi er interessert i å undersøke her. Nærmere bakken vil vinden i stor grad påvirkes av friksjon fra jordoverflaten. Dette gjelder både over hav og land. Vinden reduseres således til lavere verdier nærmere jordoverflaten. Vinden nær bakken opplever også en retningsendring i forhold til geostrofisk vind på grunn av friksjonen. For å lage hindcast datasettet har en tatt utgangspunkt i trykkgradienter og beregnet den geostrofiske vinden. Videre blir det tatt hensyn til friksjon ved overflaten når en har beregnet 10m vind. Denne metodikken kan en anse som en bra tilnærming til faktisk vind over hav 50-100km ut fra kystlinja. Nærmere kysten vil vinden i stor grad også bli påvirket av topografien over land. Usikkerheten i hindcastdata øker med kortere avstand til kysten. Hindcast data har blitt gjort tilgjengelig fra met.no. En mer grundig beskrivelse av hindcast datasettet og metodikken bak kan finnes i Reistad og Iden (1998).

Siden 1999 finnes også satellittmålinger av overflatevind tilgjengelige. Blant annet et datasett som kalles QuikSCAT. Vinden måles ikke direkte av satellitten, men kan beregnes ut fra kapillærbølgene på havoverflaten som kan måles fra satellitt. Data stammer fra en satellitt som går i polar bane, dvs at hele kloden observeres i løpet av ca ett døgn. Det er derimot betydelige usikkerheter knyttet til QuikSCAT data. Målingene blir oppgitt til å ha en usikkerhet på 2m/s for vindhastighet og 20° for vindretning. Det er også betydelige hull i datasettene siden observasjonene blir påvirket av atmosfæriske forhold, eksempelvis skyer. Datasettet har også en begrenset tidsoppløsning med ca en observasjon per dag. Datasettet har derimot en meget god romlig oppløsning ned til 25 km. Slike data kan være nyttig for en ressurskartlegging, men er ikke benyttet i dette studiet.

Reanalysedata fra NCEP/NCAR er tilgjengelige som to forskjellige produkter. Det originale datasettet er et globalt datasett med 2.5 graders horisontal oppløsning. Disse data er tilgjengelige fra 1948 og fram til i dag. Et siste generasjons sett med reanalysedata er tilgjengelige på 1.875° horisontal oppløsning og dekker perioden fra 1979 til 2006. Reanalysedata er modellbaserte data, men der alle tilgjengelige meteorologiske observasjoner av bakkestrykk, temperatur, vind både ved bakken og i form av vertikale radiosonde målinger og satellitt data er tatt inn i modellen og dermed styrer utviklingen i modellen. Reanalysedata har begrenset informasjon på regional og

lokal skala grunnet den grove horisontale oppløsningen. Dette må det tas hensyn til når slike reanalysedata vurderes. Reanalysedata er blitt vurdert i dette studiet, men er ikke funnet hensiktsmessig å presentere i denne rapporten grunnet for dårlig horisontal oppløsning. Selv om reanalysedata kan være nyttig på større skala, ser vi at reanalysedata gir et feilaktig bilde av vindforholdene langs kysten.

## 2.1 Beregning av vind i 90m høyde

Alle tilgjengelige data, både hindcast, offshore observasjoner og kyststasjoner er oppgitt som vind i 10 m høyde. Dette er ikke en relevant høyde for å vurdere ressursgrunnlaget for vindparker hvor en er mer interessert i vindforholdene omkring navhøyde. Alle data som er blitt brukt i denne rapporten er derfor beregnet fra 10 m til 90 m høyde. Beregningene som er gjort forutsetter kjennskap til vertikalprofilen til vindfeltet. Observasjoner av vertikalprofilen til et hvert tidspunkt er ikke tilgjengelig, men en typisk vindprofil over hav kan beskrives på følgende måte:

$$\frac{U_2}{U_1} = \left( \frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad (1)$$

Her er  $U$  vindhastighet i to forskjellige nivå, i vårt tilfelle 10 m og 90 m.  $z$  er høydenivået.  $\alpha$  er verdien som beskriver formen til vertikalprofilen ved at en stor verdi for  $\alpha$  vil gi større forskjell mellom 10 m og 90 m vind enn det en lav verdi vil gjøre. Valget av verdien  $\alpha$  vil ha en stor betydning for vindhastigheten som blir beregnet, og det finnes flere studier som anslår hvilken verdi av  $\alpha$  som bør brukes.  $\alpha$  vil variere med bakkens ruhet over land. Og den vil variere med vindstyrke (bølger) over hav. Stabiliteten i luftmassene vil også spille en rolle. Aasen (1995) fant verdier for  $\alpha$  mellom 0,03-0,13 for nøytrale forhold, høyere verdier for stabile forhold, lavere verdier for ustabile forhold. I denne rapporten velger vi å bruke  $\alpha=0,09$ . Forholdet mellom 10 m vind og 90 m vind vil ved bruk av  $\alpha=0,09$  være en faktor 1,21.

Offshore målingene som er tilgjengelig fra met.no er ofte samlet i en høyde på 50-150 m og er beregnet om til 10 m verdier ved å bruke (1). Men met.no har benyttet  $\alpha=0,13$  i sine beregninger. Dette er en verdi som trolig er for høy for typiske offshore forhold. For met.no sine offshore målinger hvor målehøyde er oppgitt har vi derfor benyttet (1) med  $\alpha=0,13$  til å beregne oss tilbake til riktig målehøyde, for deretter å bruke  $\alpha=0,09$  for å beregne vind i 90 m høyde.

Kyststasjonene vil generelt oppleve en annerledes vertikal profil enn det vi finner over hav. Luftstrømmen er blitt påvirket og bremses ned over land, dette vil typisk gi lavere målte verdier i 10m høyde.  $\alpha$  mellom 0,13 og 0,20 vil ofte være mer representativt over land. Men i enkelte tilfeller kan vi også oppleve motsatt effekt. Dersom målemasten er plassert på en høyde, vil målingene i 10m oppleve en betydelig speed-up av vinden. For å beskrive et riktig vertikalprofil i disse tilfellene vil  $\alpha$  lavere enn 0,09 ofte være mer riktig. For kyststasjonene har benyttet vår erfaring om vindforhold i navhøyde for å angi årsmiddelvind.

Valget av  $\alpha$  og vindens vertikalprofil representerer dermed en betydelig usikkerhet i datagrunnlaget.

## 3 Middelvind og forventet produksjon

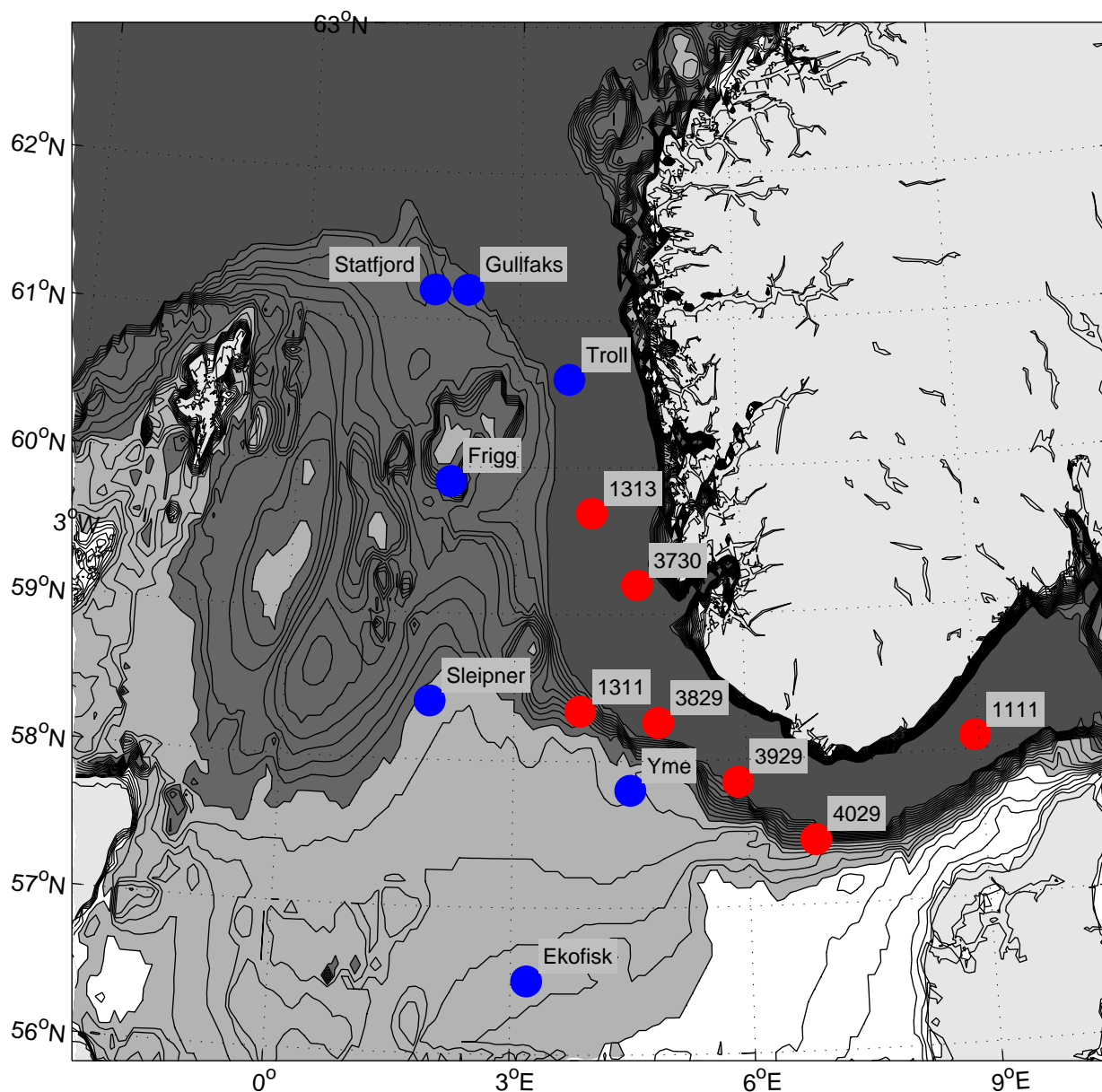
I det følgende vil vi dele analysene i tre geografiske områder. Nordsjøen har det beste datagrunnlaget fra offshore målinger. Norskehavet utenfor Trøndelagskysten og sørlige deler av Nordland har enkelte offshore observasjonsstasjoner. Nordlige delen av Norskehavet og Barentshavet har et dårlig observasjonsgrunnlag og vi må i større grad benytte hindcast data for å trekke noen konklusjoner.

Forventet produksjon er beregnet fra tidsseriene med vindhastighet med å benytte en effektkurve for en Vestas V90 3000kW turbin. Vi har beregnet produksjon hver måned basert på tidsserien og vektet dette mot antall tilgjengelige observasjoner for hver måned. Slik har vi kommet fram til en forventet kraftproduksjon for hvert observasjonspunkt. Vi har videre benyttet en cut-out hysteresis slik at når turbinen kobler ut ved vindhastighet på 25m/s vil den først koble inn igjen når vindhastigheten synker ned til 20m/s. Ved å ta hensyn til cut-out hysteresen reduseres estimatene for forventet produksjon med 1-3% i forhold til en turbin som kobler inn igjen så snart vindhastighet synker til under 25m/s. I tabellene oppgir vi middelvind, estimert produksjon, antall døgn med hastighet lavere enn 4m/s (cut-in hastighet) og antall døgn hvor turbinen må koble ut på grunn av sterk vind (inklusive den tiden det tar før vinden synker ned til under 20m/s igjen).

### 3.1 Nordsjøen

Tabell 1 viser beregnet årsmiddelvind i 90 m høyde i tillegg til estimert produksjon for en Vestas V90 turbin. Vi ser generelt at middelvind for stasjonene er høyere enn for hindcast punktene. Figur 1 viser posisjonen til stasjonene og hindcast punktene.

Av Figur 2 ser vi at for Ekofisk, Frigg og Statfjord A har vindrosene klare likhetstrekk med en overvekt av vindretning fra sør-sørvest-vest og nordvest. Gullfaks C, Statfjord A og Troll A har en større overvekt av vind fra sørlige retning, dette er de tre nordligste stasjonene. Hyppigheten av vind fra vestlige retninger er lavere for disse stasjonene enn for stasjonene lenger sør. Særlig ser vi for Troll A plattformen at vind fra sør eller fra nord er dominerende. Langs kysten vil en ofte oppleve vind som blåser parallelt med kystlinja. Sammenlignet med de Statfjord, Gullfaks og Frigg ligger Troll plattformen nærmere land, og kan derfor være påvirket av dette. Vindrosene som er presentert her stemmer også med det en finner i Børresen (1987). Vind fra vest er mer hyppig i sørlige deler av Nordsjøen, mens for områdene rundt 60°N er sørvest mer dominerende.

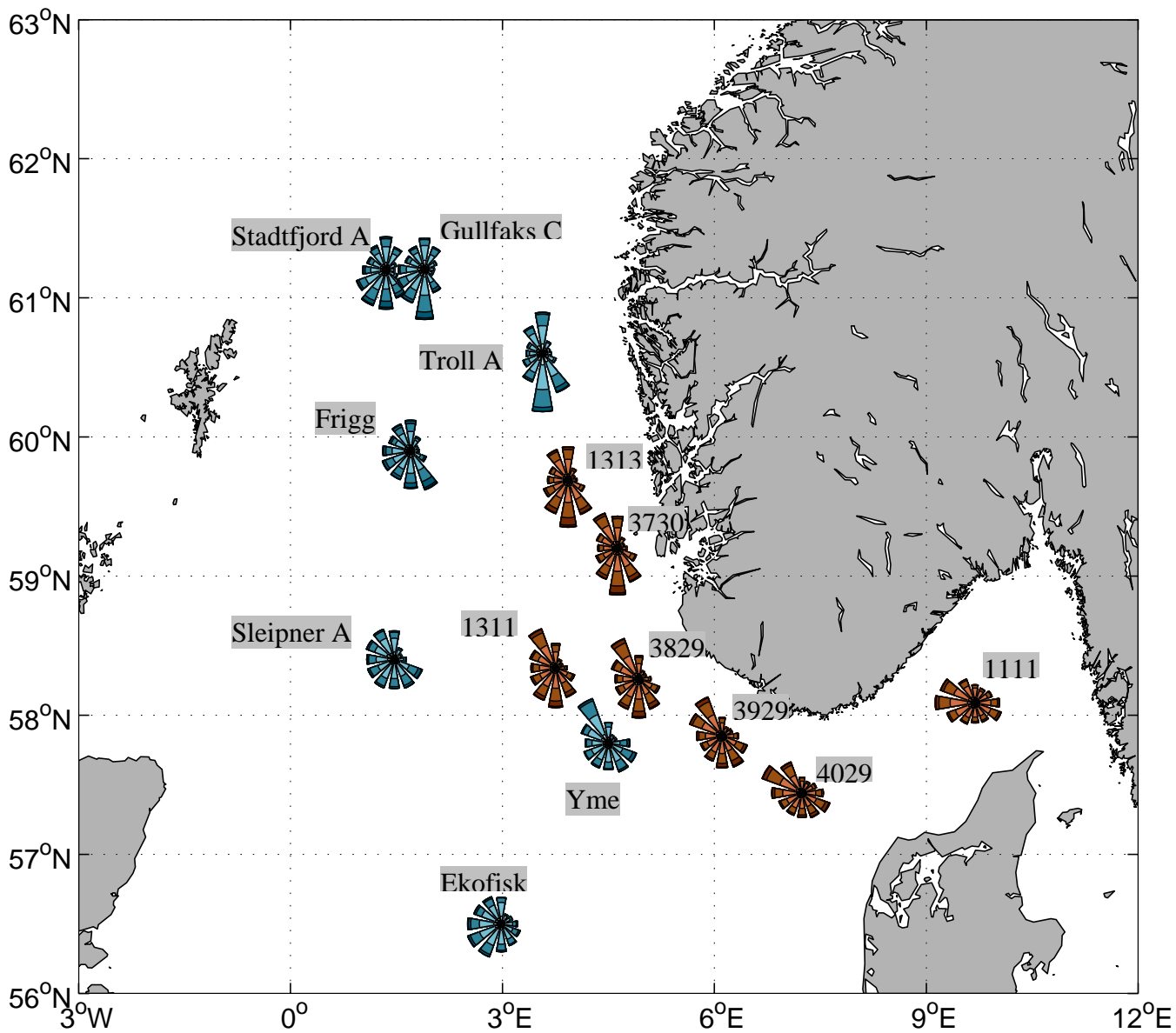


Figur 1: Figuren viser kotelinjer for bunntopografi. Kotelinjenes ekvidistanse er 10m. Bunntopografien er også kodet i 4 grånyanser, der lyseste farge er dybde inntil 50m, neste er dyp fra 50-100m. Nest mørkeste gråfarge er for dyp mellom 100-200m mørkeste gråfarge for dyp større enn 200m. Figuren viser også posisjonen til Oljeplattformer, merket med blå sirkler, og hindcast punkt merket som røde sirkler.

Punkt 1111 avviker tydelig fra de andre hindcastpunktene med størst vekt på vind fra vestlige og østlige retninger, og lavere vekt på vind fra sør og nord. Dette er det hindcast punktet som ligger lengst øst. For punkt 1311, 1313 og 3730 ser vi tydelig en klar vekt på vind fra nord og sør, og lavere vekt fra øst og vest. Dette er de tre hindcast punktene som ligger lengst nord og lengst vest. De tre siste hindcast punktene ligger sørvest av Rogaland og Agder. Disse viser en overvekt av vind fra nordvest og sørøst. Det virker klart at vinden vi finner for hindcast punktene har en overvekt av tilfeller hvor det blåser parallelt med kystlinja. Det er også klart fra Børresen (1987) at en overvekt av vind med vindretning parallelt med kystlinja blir mer tydelig nær kysten.

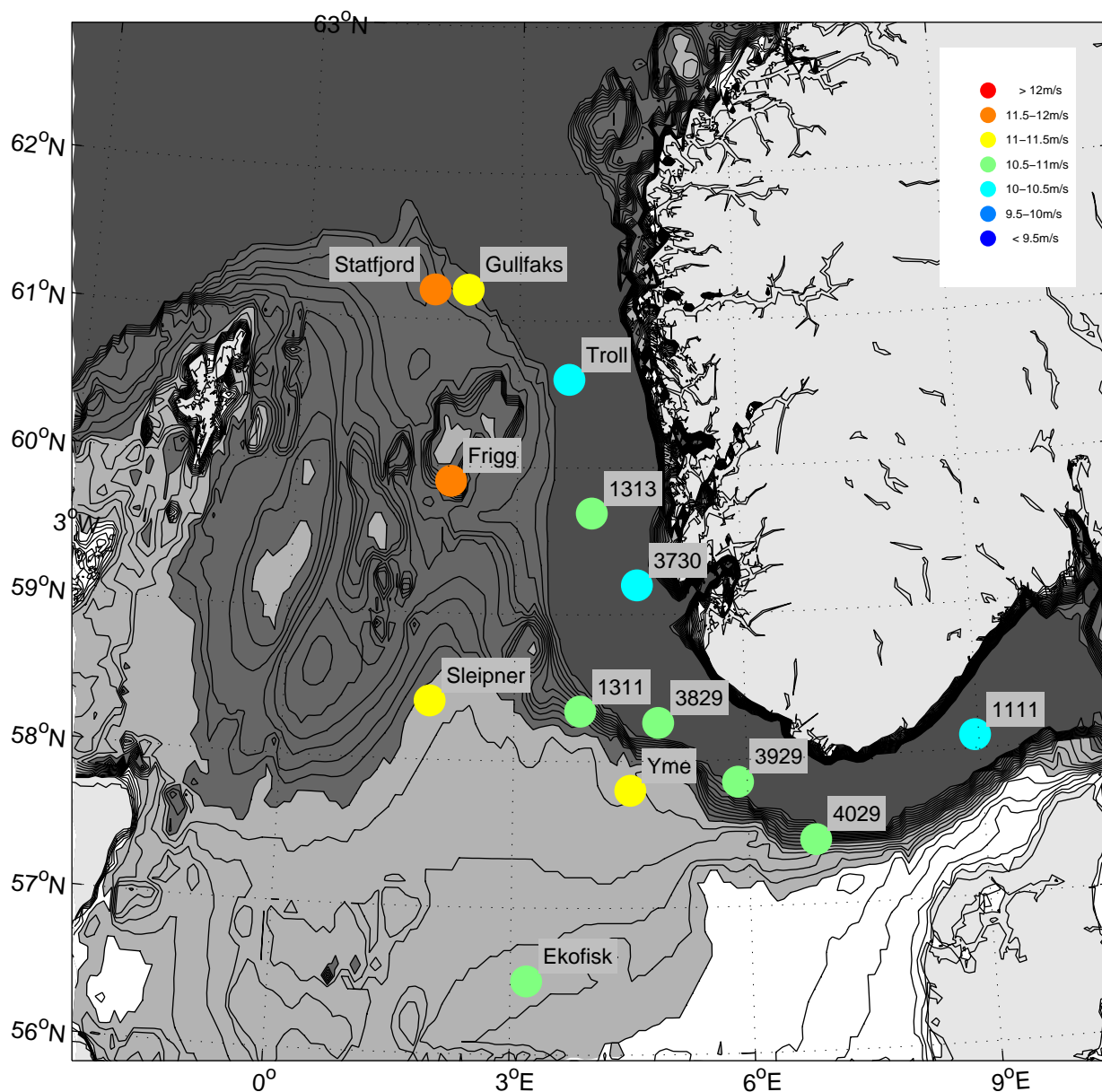
Stasjon	periode	breddegr	lengdegr	middelvind	forventet årlig produksjon	døgn med sterk vind	døgn med lite vind
Ekofisk	11-Jan-1980 22-Apr-2007	56,5	3,2	10,9 m/s	14,3 GWh	8	27
Frigg	03-Apr-1980 31-Dec-2004	59,9	2,1	11,9 m/s	14,3 GWh	22	32
Gullfaks C	01-Nov-1989 22-Apr-2007	61,2	2,3	11,2 m/s	14,1 GWh	14	33
Sleipner A	01-Oct-1993 22-Apr-2007	58,4	1,9	11,1 m/s	14,5 GWh	10	31
Statfjord A	01-Jan-1980 31-Oct-1989	61,2	1,8	11,6 m/s	14,1 GWh	18	28
Troll A	01-Apr-1998 22-Apr-2007	60,6	3,7	10,2 m/s	13,1 GWh	7	48
Yme	01-May-1996 05-May-2001	57,8	4,5	11,0 m/s	14,9 GWh	6	32
<b>Hindcast</b>							
1111	1955-2005	58,09	8,95	10,0 m/s	13,3 GWh	3	34
1311	1955-2005	58,34	3,86	10,8 m/s	14,5 GWh	6	29
1313	1955-2005	59,69	4,01	10,7 m/s	14,0 GWh	7	33
3730	1955-2005	59,20	4,61	10,4 m/s	13,4 GWh	7	43
3829	1955-2005	58,26	4,87	10,7 m/s	14,1 GWh	7	37
3929	1955-2005	57,85	5,88	10,8 m/s	14,3 GWh	7	34
4029	1955-2005	57,44	6,85	10,7 m/s	14,4 GWh	6	33

Tabell 1: Stasjoner og hindcast punkter i Nordsjøen. Beregnet årsmiddelvind i 90m høyde. På bakgrunn av tidsserie for vind i 90m er det beregnet forventet årlig produksjon for en Vestas V90 3000kW turbin. Nest siste kolonne viser forventet antall døgn i løpet av ett år hvor turbinen må stoppe på grunn av høye vindhastigheter. Siste kolonne viser antall døgn i løpet av ett år med vindhastigheter lavere enn 4 m/s.



Figur 2: Vindroser for stasjonene (blå) og hindcastpunkter (røde) i Nordsjøen. Posisjonen til vindrosene er omtrentlige.



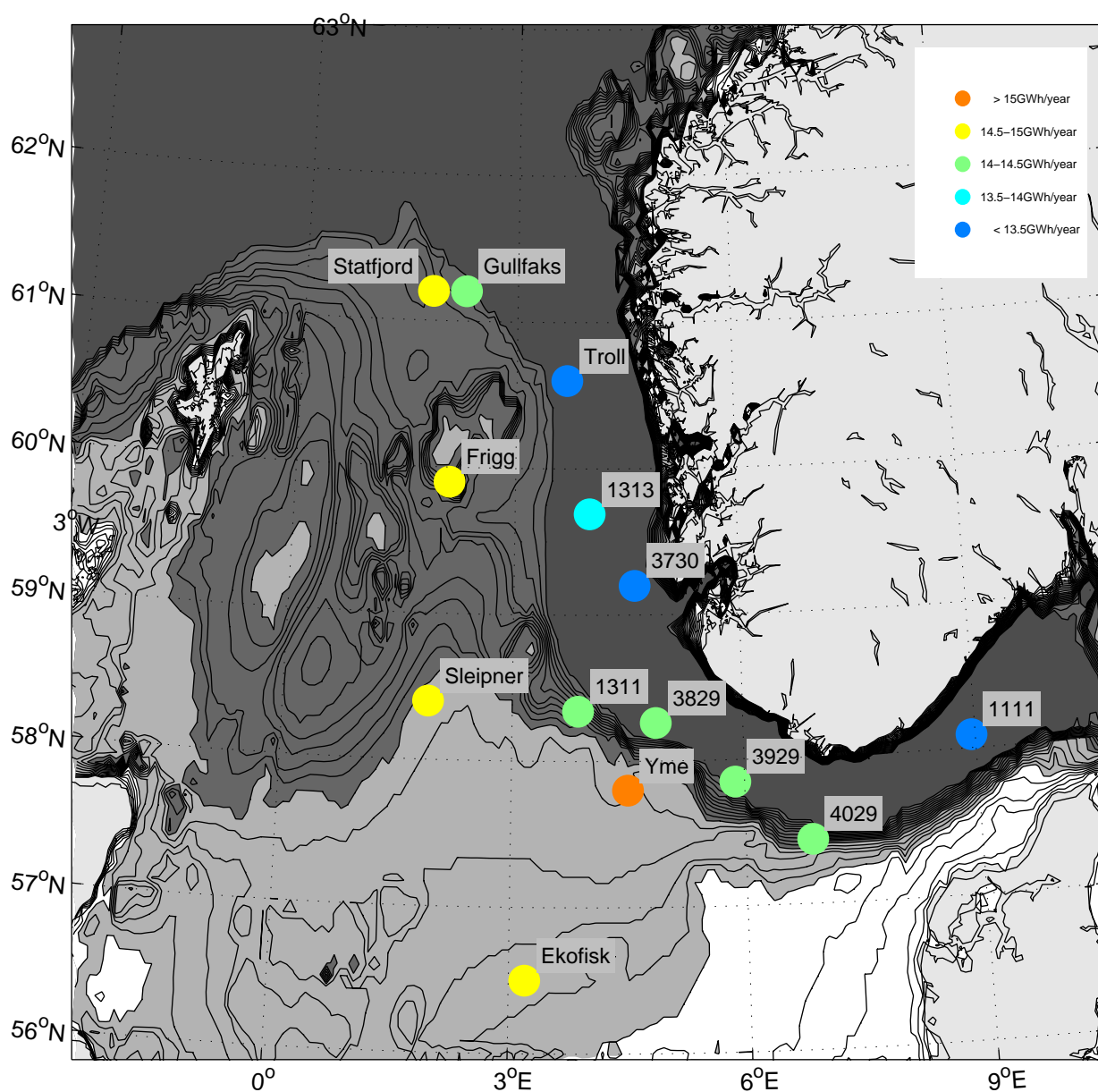


Figur 3: Årsmiddelvind for stasjoner og hindcast punkter i Nordsjøen

Figur 3 viser geografisk fordeling av årsmiddelvind for stasjoner og hindcastdata i Nordsjøen. Vi legger tydelig merke til geografiske forskjeller. Stasjoner og hindcast data viser en klar øst-vest gradient ved at høyeste middelvind finnes lengst vest. Men østover og nærmere land finner vi lavere middelvindverdier. Det bør forøvrig merkes at de fleste av hindcast punktene som er tatt med ligger nærmere kysten enn de fleste av målepunktene. Hindcast data og observasjonsdata er to ulike datakilder, og systematiske feil i metodikken for å beregne hindcast data kan også være en medvirkende faktor til at hindcast data viser lavere verdier. Men en vil forøvrig forvente en reduksjon i vindhastighet nærmere kysten. En legger også merke til middelvind ved Troll A plattformen. Dette er plattformen som ligger nærmest land og også den som viser lavest årsmiddelvind. For data fra plattformene legger vi også merke til en nord-sør gradient i vindhastighet. De høyeste vindhastighetene finner vi i nord med over

11,5m/s årsmiddel for Frigg og Statfjord A. Gullfaks C som ligger like ved Statfjord A har en noe lavere årsmiddelvind på 11,2 m/s.

For estimert kraftproduksjon (Figur 4) ser vi også en klart høyere forventet produksjon for områdene lengst vest. Lavere vindhastigheter for hindcast punktene gir lavere estimert produksjon her. Vi ser derimot ingen klar nord sør gradient i estimert kraftproduksjon for oljeplattformene. Eksempelvis fant vi en stor forskjell i årsmiddelvind for Frigg (11,9 m/s) og Ekofisk (10,9m/s). Den estimerte årsproduksjonen ved de to plattformene er 14,3 GWh. Dette skyldes Weibullfordelingen som er forskjellig for de to stedene. Ekofisk har lavere hyppighet av høye vindhastigheter som gjør at turbinen oftere må stoppes sammenlignet med Frigg. Dermed blir den forventede energiproduksjonen på de to stedene like høy.



Figur 4: Estimert årlig produksjon fra en Vestas V90 turbin.

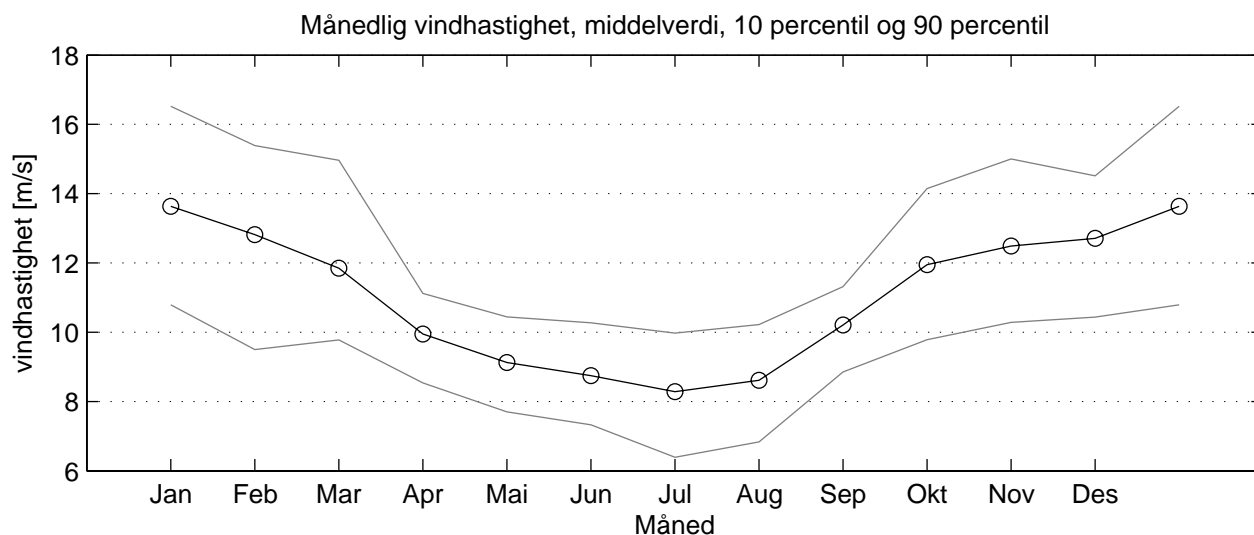
### 3.1.1 Ressursgrunnlaget ved Ekofisk

Ekofisk har en lang tidsserie fra 1980 og til i dag, dette gir et bra grunnlag for å vurdere vindforholdene i området. Ekofisk er den av stasjonene som ligger lengst sør av samtlige av stasjonene, det er også den stasjonen som ligger på det grunneste område. Ekofisk vil være representativt for de sørligste områdene av Nordsjøen.

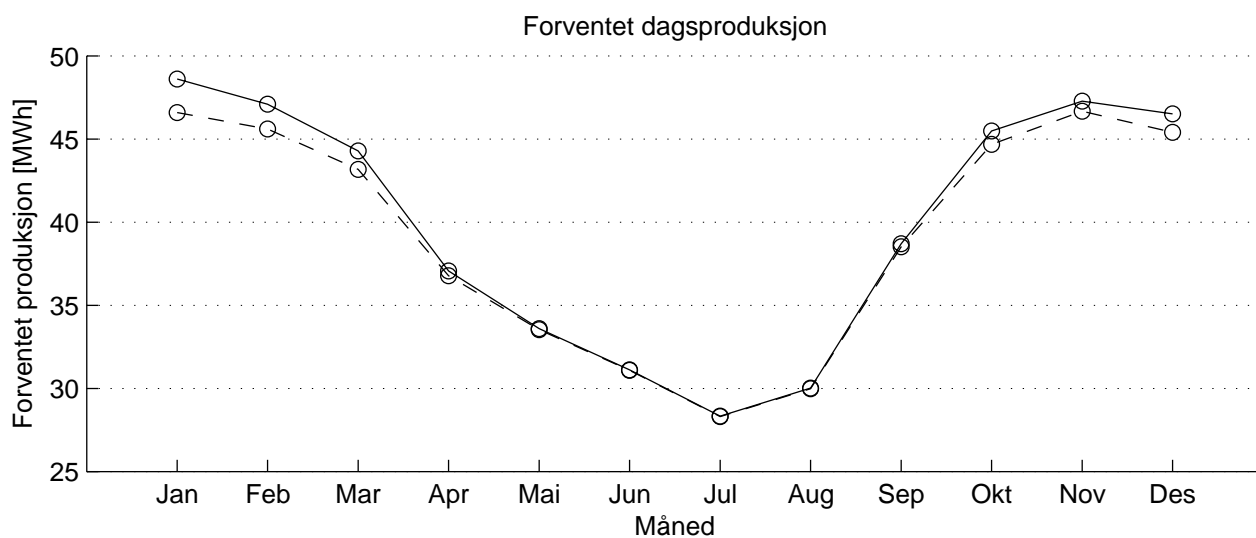
Figur 5 viser en betydelig årsvariasjon i middelvind for Ekofisk. Dette er typisk for klimaet på våre breddegrader med kraftigst vinder i vinterhalvåret og roligere vindforhold sommerstid. Vi ser også en betydelig variasjon omkring middelverdien for hver enkelt måned. Dette kan også gi en betydelig variasjon i kraftproduksjonen over tid. Figur 6 viser månedlig forventet daglig kraftproduksjon basert på tidsserien fra Ekofisk. Fra Figur 7 ser vi totalt antall døgn vi må forvente uten kraftproduksjon fordi vinden er for høy eller for lav. Kurven er basert på spesifikasjonene for en Vestas V90 turbin med cut-in hastighet på 4 m/s og cut-out hastighet på 25 m/s. Vi har også tatt hensyn til cut-out hysteresen ved beregning av totalt antall dager uten kraftproduksjon. Vi ser at kurvene for lav og sterk vind følger en klar årssyklus.

Vi finner også en variasjon i vindretning gjennom året (Figur 8). Hyppigheten av vind fra sørvest er størst i vintersesongen, mens vind fra nord og nordvest er mer hyppig om sommeren.

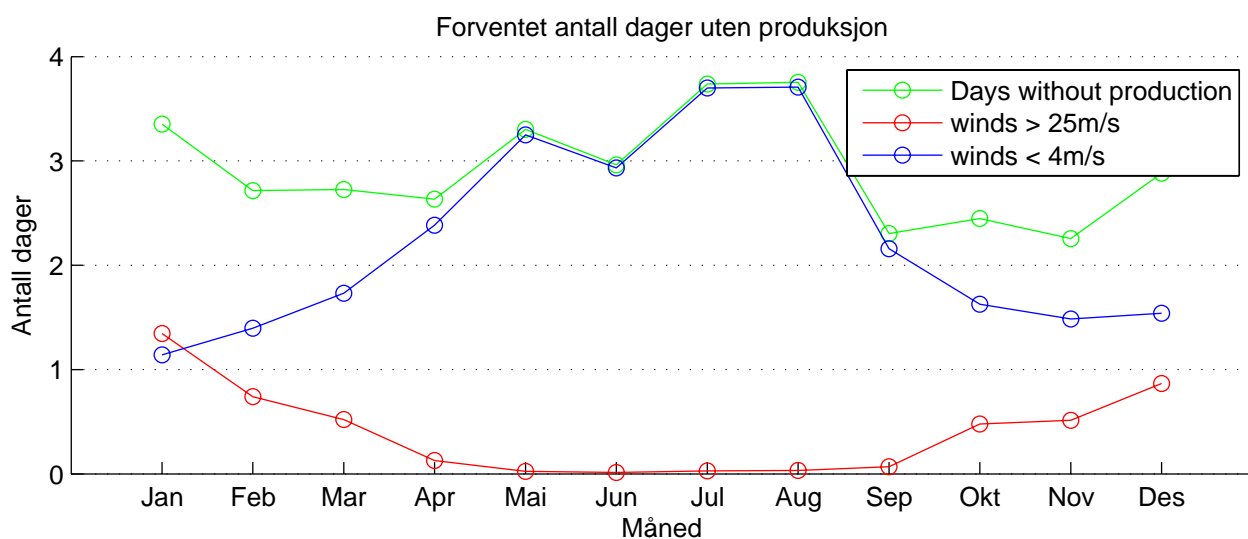
Årsvariasjonen i vindhastighet og vindretning ser ut til å være typisk også for de andre stasjonene i området.



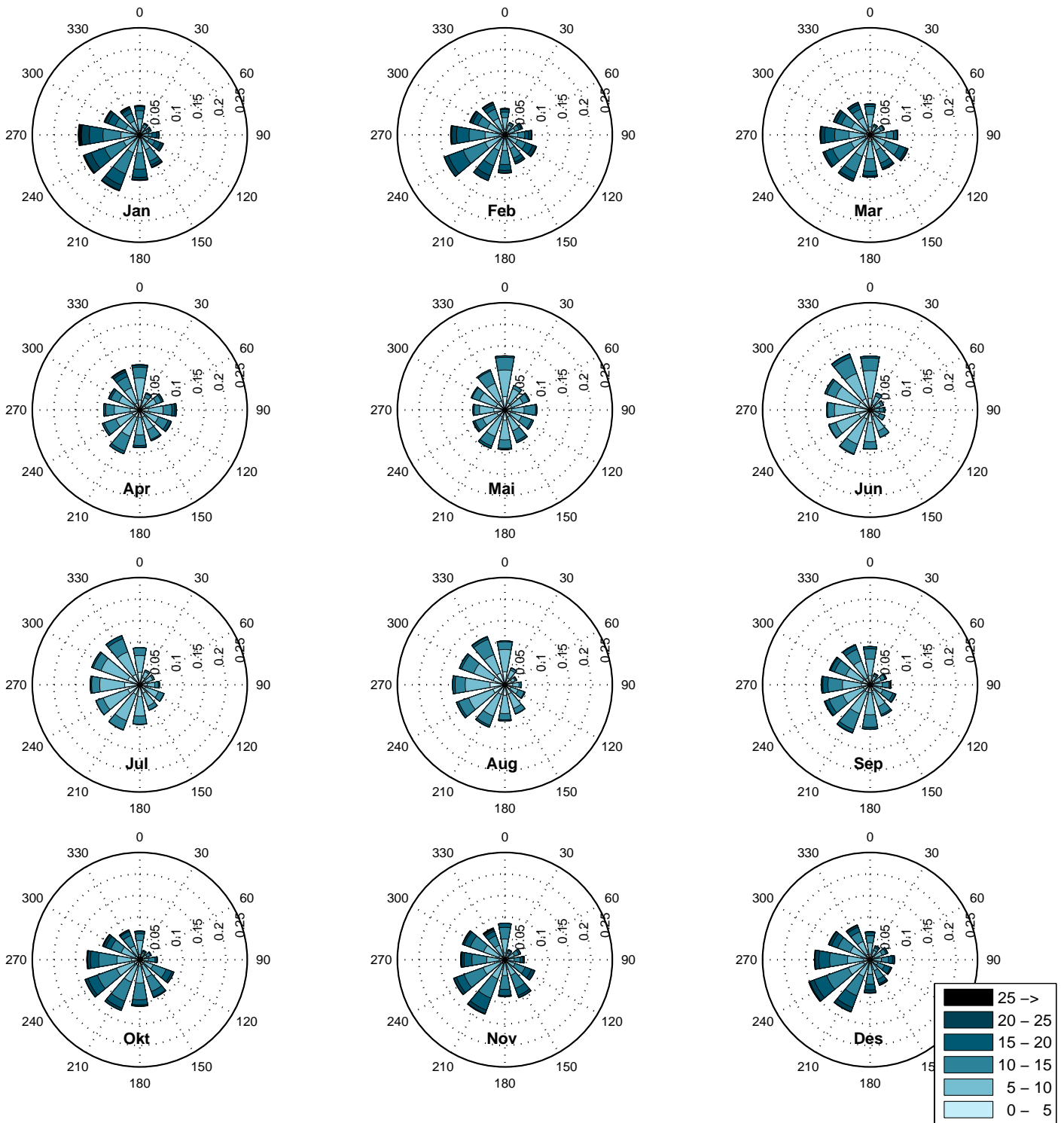
Figur 5: Årlig variasjon i middelvind ved Ekofisk. De øvre og nedre kurvene representerer 10 percentil og 90 percentil for månedlig middelvind ved Ekofisk.



Figur 6: Forventet daglig kraftproduksjon for en Vestas V90 turbin. Den heltrukne kurva er for produksjon som beregnes dersom vi ikke tar hensyn til cut-out hysteresen. Den stiplede linja viser forventet produksjon dersom vi tar cut-out hysteresen med i betraktning.



Figur 7: Forventet antall døgn hvor vindhastighet er lavere enn cut-in vind (blå) og høyere enn cut-out vindhastighet (rød). Grønn viser totalt antall døgn uten kraftproduksjon.



Figur 8: Månedsvise vindroser for Ekofisk.

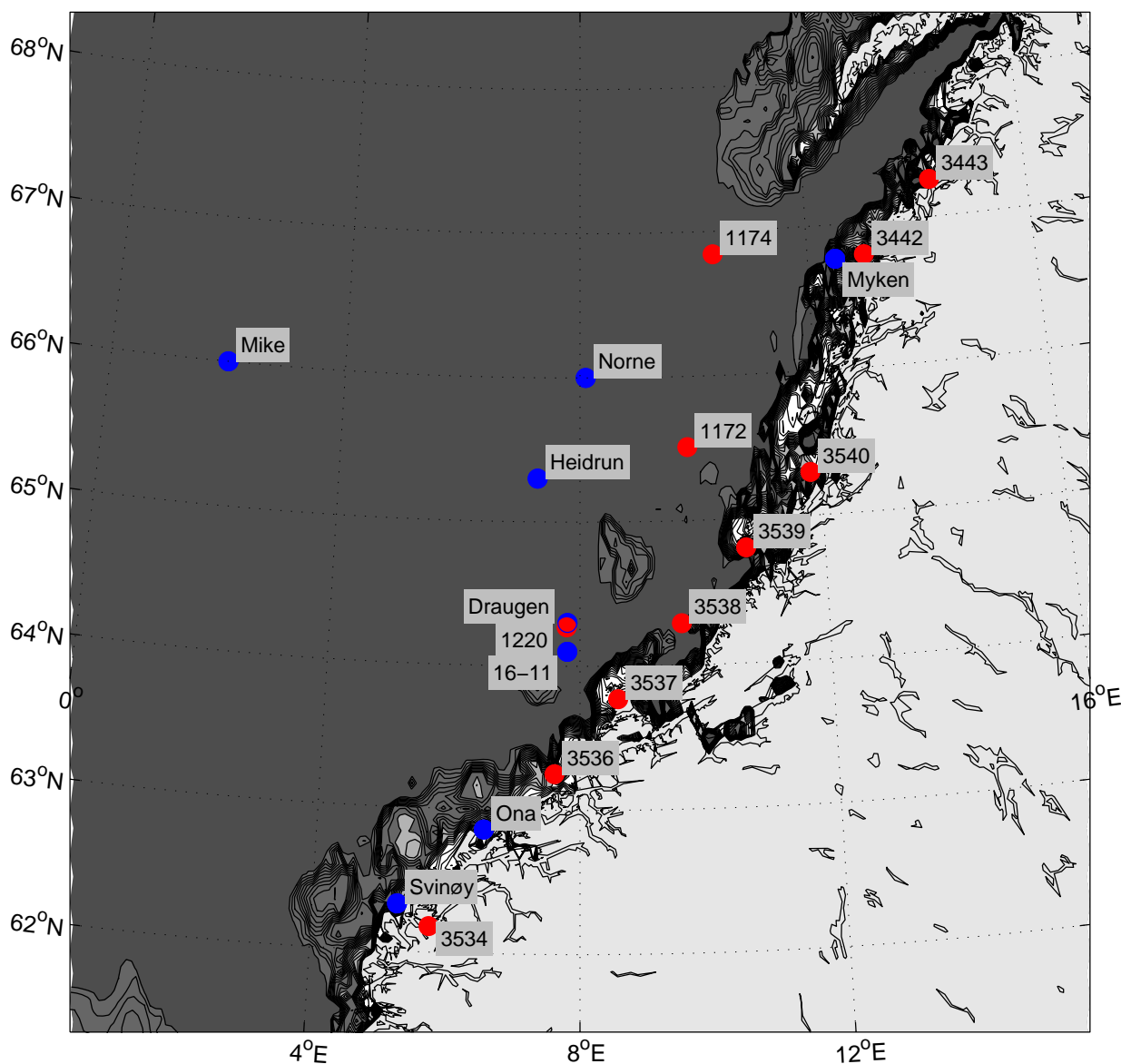
### 3.2 Norskehavet sør

Figur 9 viser posisjonen til tilgjengelige meteorologiske data fra sørlige del av Norskehavet for plattformer og Hindcast punkter. Det er 5 observasjonsplattformer tilgjengelige i Norskehavet. Værskipet Mike er stasjonen som ligger lengst vest og har vært operativ med vindmålinger siden 1955. De øvrige plattformene har forholdsvis korte tidsserier fra midten av 90-tallet og fram til i dag. Data fra plattformen Draupner (16-11) dekker en tidligere periode, men disse data er generelt av dårlig kvalitet og representerer en stor usikkerhet. Data fra Draupner (16-11) er kun tilgjengelige for enkelte sesonger innenfor det angitte tidsrom.

Tabell 2 viser årsmiddelvind og estimert årsproduksjon for en Vestas 3MW turbin basert på Hindcastdata og observasjonsdata. Generelt ser vi en forholdsvis liten variasjon i årsmiddelvind og estimert produksjon for ulike Hindcast punkter. Årsmiddelvind er beregnet til 10,2-10,5 m/s. De 3 hindcastpunktene som ligger med størst avstand til kysten (1172, 1174 og 1220) er også de som viser høyest årsmiddelvind (10,5 og 10,4 m/s) og høyest estimert kraftproduksjon. Disse tre punktene viser også markert færre tilfeller med vind lavere enn cut-in vind enn de øvrige hindcast punktene.

Observasjonene fra Norskehavet viser derimot en betydelig større spredning i årsmiddelvind og estimert produksjon. Det er fra dette grunnlaget vanskelig å trekke noen klar konklusjon. Vi ser blant annet at observert årsmiddelvind på Heidrun plattformen og på Norne avviker med hele 2,0 m/s. Avstanden mellom disse to er på ca 85km, og de ligger mer enn 150km fra kysten. Ved å sammenligne vindrosene til de to stasjonene (Figur 10) ser vi at begge har størst frekvens av vind i fra sørvestlig retning. I forhold til Norne ser det ut til at vind fra sør forekommer sjeldnere ved Heidrun-plattformen. Dette kan skyldes påvirkning fra strukturer på plattformen. En nærmere sammenligning av de to måleseriene viser et systematisk avvik mellom de to stasjonene. Ved å beregne midlere vindhastighet for 12 sektorer for de to stasjonene finner vi at målingene ved Heidrun generelt viser 20% lavere vindhastighet uavhengig av vindretning. Korrelasjonen i tidsseriene mellom de to stasjonene er derimot god. For 3-timersdata for hele måleperioden finner vi en korrelasjon på 0,8. For månedlige middelverdier finner vi en korrelasjon på 0,99 mellom de to stasjonene. Sammenlignet med hindcast punktene kan vi anta at målingene på Heidrun plattformen viser for lave verdier. Det er vanskelig å gi noen bestemt forklaring på hvorfor målingene på Heidrun er systematisk for lave. Plasseringen av målesensorene på plattformen er en mulig årsak til avviket. En annen mulig feilkilde kan være knyttet til reduksjonen av vind til 10m nivå for stasjonene. Siden analysene peker på at verdiene ved Heidrun er systematisk for lave, vil også beregningene av årsproduksjon vise for lave verdier. Vi velger derfor å ikke estimere årsproduksjonen for denne stasjonen.





Figur 9: Posisjon for tilgjengelige meteorologiske data fra offshore plattformer og meteorologiske kyststasjoner (blå sirkler) og for Hindcast data (røde sirkler). Figuren viser også dybdekonturer ned til 200m dyp med en ekvidistanse på 10m.

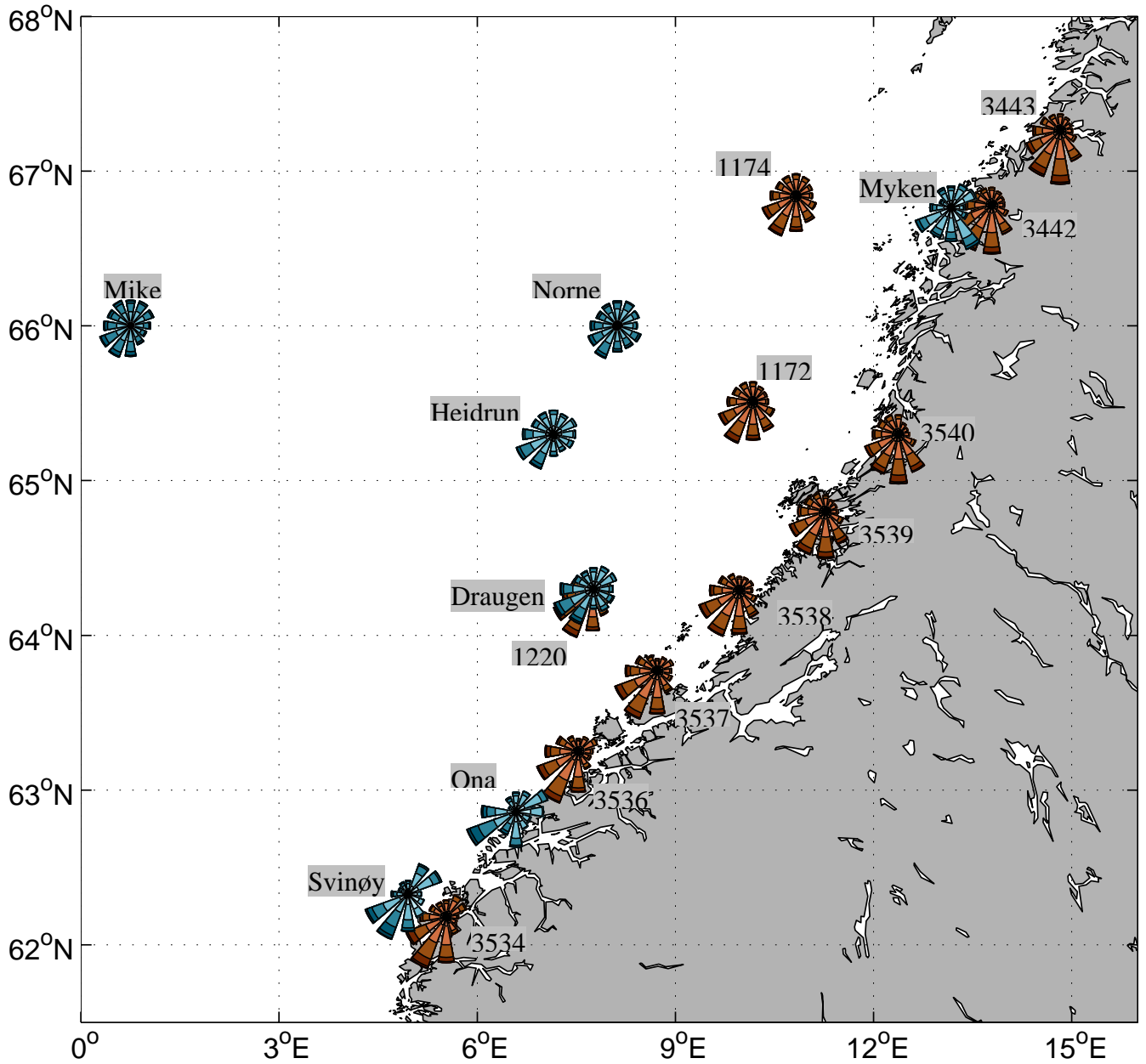
Vindrosene for hindcastpunktene viser en klar overvekt av vind i sektorene 5-9. Vi ser også at vind fra øvrige sektorer har en betydelig lavere frekvens enn det vi ser for observasjonsstasjonene. Dette gjelder for alle 10 hindcastpunktene, men er mest tydelig for de 7 punktene som ligger nærmest kysten. Punktene 1172, 1174 og 1220 ligger lenger til havs og viser en større frekvens av vind fra sektorene 10-4 (nordvest til sørøst). For hindcastpunktene ser vi en dreining av vindretning med breddegrad. Punktene som ligger lengst nord har større overvekt på vind fra sørlige retninger, mens punktene lenger sør i dette området viser overvekt på vindretning fra sørvest. Dette kan relateres påvirkning fra kysten, ved at vinden og lavtrykksbanene ofte styres av landmassene til å gå parallelt med kystlinja.



Stasjon	periode	breddegr	lengdegr	middelvind	forventet årlig produksjon	døgn med sterk vind	døgn med lite vind
Draugen	01-Oct-1993 22-Apr-2007	64,3	7,8	10,4 m/s	12,8 GWh	11	43
Draupner	01-Jul-1985 31-Jan-1991	64,1	7,8	11,0 m/s			
Heidrun	21-Oct-1995 22-Apr-2007	65,3	7,3	10,0 m/s			
Mike	01-Jan-1955 22-Apr-2007	66,0	2,0	11,6 m/s	15,8 GWh	9	21
Norne	11-Feb-1998 22-Apr-2007	66,0	8,1	12,0 m/s	15,4 GWh	15	18
Myken	01-Jan-1995 31-Mai-2005	66,76	12,49	9,4 m/s	12,0 GWh	4	54
Ona	01-Sep-1978 31-Mai-2005	62,86	6,54	9,5 m/s	11,2 GWh	9	59
Svinøy	01-Jan-1980 22-Apr-2007	62,33	5,27	10,1 m/s	12,0 GWh	14	65
<b>Hindcast</b>							
1172	1955-2005	65,51	9,80	10,5 m/s	13,7 GWh	7	30
1174	1955-2005	66,84	10,34	10,5 m/s	13,7 GWh	7	31
1220	1955-2003	64,27	7,79	10,4 m/s	13,5 GWh	7	34
3442	1955-2005	66,78	13,00	10,2 m/s	12,9 GWh	8	43
3443	1955-2005	67,26	14,27	10,2 m/s	12,8 GWh	8	45
3534	1955-2005	62,18	5,75	10,4 m/s	13,3 GWh	8	43
3536	1955-2005	63,25	7,61	10,3 m/s	13,3 GWh	7	43
3537	1955-2005	63,77	8,60	10,3 m/s	13,2 GWh	7	44
3538	1955-2005	64,29	9,63	10,3 m/s	13,3 GWh	7	42
3539	1955-2005	64,80	10,71	10,4 m/s	13,4 GWh	7	41
3540	1955-2005	65,30	11,83	10,4 m/s	13,3 GWh	8	40

Tabell 2: Stasjoner og hindcast punkter i Norskehavet. Beregnet årsmiddelvind i 90m høyde. På bakgrunn av tidsserie for vind i 90m er det beregnet forventet årlig produksjon for en Vestas V90 3000kW turbin. Nest siste kolonne viser forventet antall døgn i løpet av ett år hvor turbinen må stoppe på grunn av høye vindhastigheter. Siste kolonne viser antall døgn i løpet av ett år med vindhastigheter lavere enn 4 m/s.

Kyststasjonene viser generelt lavere vindhastigheter og lavere forventet produksjon enn det vi finner for offshore målingene og for hindcastpunktene. For kyststasjonene viser Svinøy høyest årsmiddelvind med 10,1 m/s. Forventet produksjon for kyststasjonene er alle lavere enn ca 12GWh, altså lavere enn for hindcast og offshore målingene. Dette demonstrerer videre påvirkningen fra land som gir lavere middelvind og lavere forventet produksjon i områder nær kysten i forhold til områder til havs. Vindrosene for kyststasjonene viser også en betydelig påvirkning fra landområdene, ved at vinden ofte styres parallelt med kystlinja. Lokale topografiske forhold vil også påvirke målingene i betydelig grad. Kyststasjonene vil derfor generelt være mindre egnet til å kartlegge offshore vindressurser.



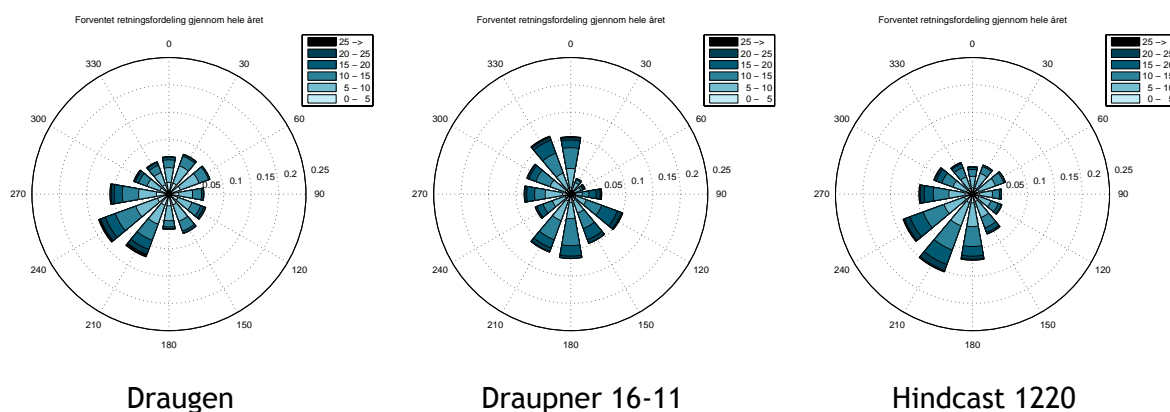
Figur 10: Vindroser for stasjonene (blå) og hindcastpunkter (røde) i Norskehavet. Posisjonen til vindrosene er omtrentlige.

Fra Figur 9 ser vi to observasjonsstasjoner og ett hindcastpunkt som er plassert veldig nær hverandre. Dette er Draugen, Draupner (16-11) og hindcastpunktet 1220. For valideringsformål vil det være nyttig å sammenligne data fra disse tre stedene. Vi ser at vi har ingen samtidige observasjoner fra Draugen og Draupner (16-11). Men hindcastdata for 1220 dekker perioden fra 1955 fram til 2003, og kan derfor brukes til å sammenligne med observasjonene.

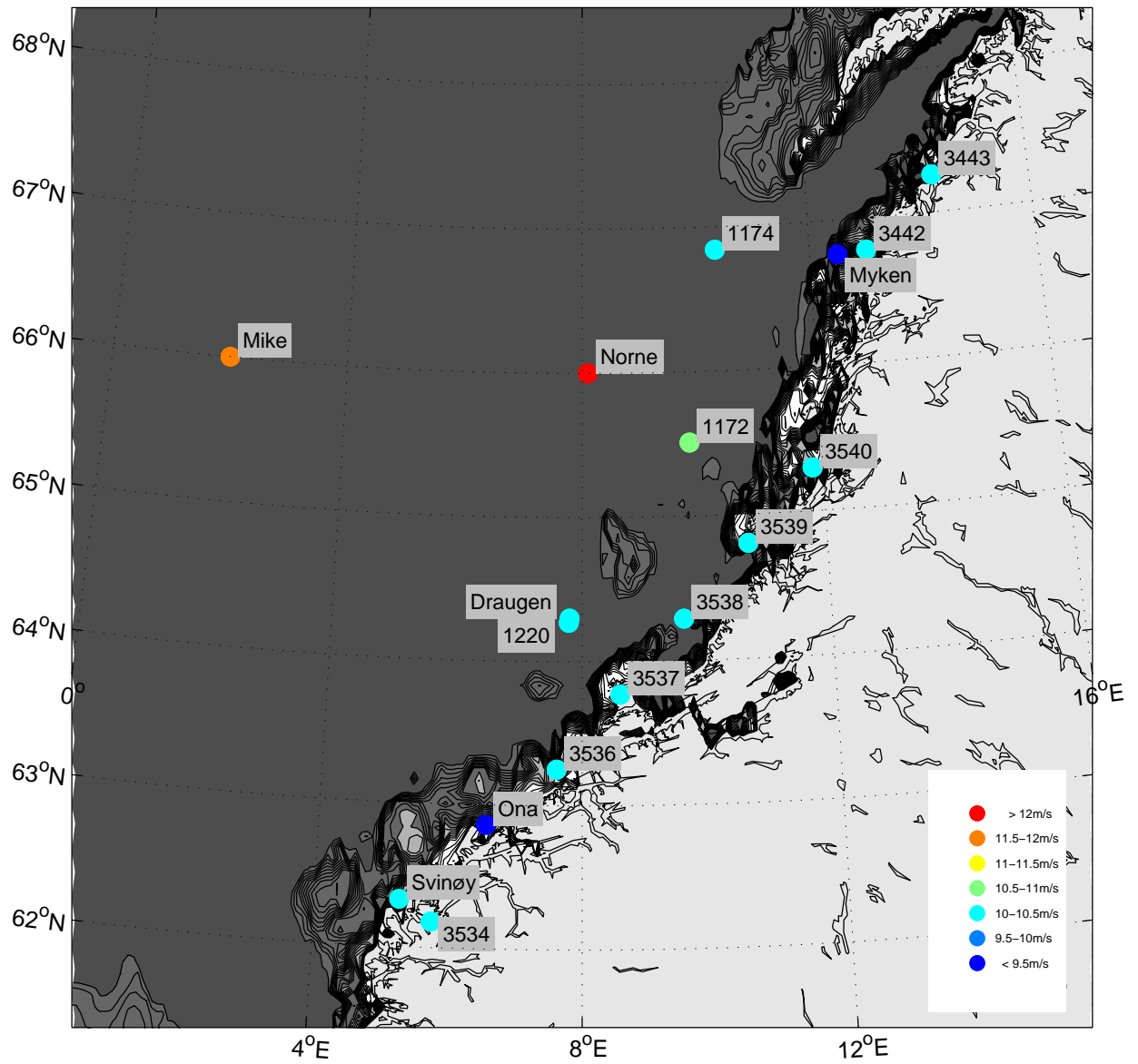
Tabell 3 viser en sammenligning av hindcastdata for 1220 med observasjoner gjort ved Draugen og Draupner (16-11). I følge middelvinden beregnet for hindcastdata og for stasjonene kan det se ut til at hindcast data viser systematisk noe lavere verdi enn observasjonene. Vi kan derimot ikke dra noen slutning om det er hindcastdata som viser for lave verdier eller om det er observasjonene som viser for høye verdier. Sammenligningen mellom Draugen og hindcastpunktet viser god korrelasjon både for månedsmidlede data og for 3-timersdata. Stasjonen Draupner viser derimot lav korrelasjon for månedsdata, og ingen korrelasjon for 3-timersdata. Dette tyder på at observasjonene fra Draupner (16-11) ikke bør benyttes. En sammenligning av vindrosene til Draugen og hindcastpunkt 1220 (Figur 11) viser hovedsaklig store likhetstrekk. Men observasjonene fra Draugen viser en forholdsvis lav frekvens av vind fra sør. Dette kan skyldes påvirkning fra strukturer på plattformen. Vi ser at vindrosa for Draupner (16-11) avviker betydelig fra de øvrige. Dette er en ytterligere bekreftelse på at data fra Draupner (16-11) ikke bør legges til grunn for ressurskartleggingen.

stasjon	periode	middelvind	MMcorr	HHcorr
Draugen Hindcast 1220	01-Oct-1993 31-Dec-2003	10,4 m/s 9,9 m/s	0,99	0,84
Draupner (16-11) Hindcast 1220	01-Jul-1985 31-Jan-1991	11,0 m/s 9,9 m/s	0,75	0,25

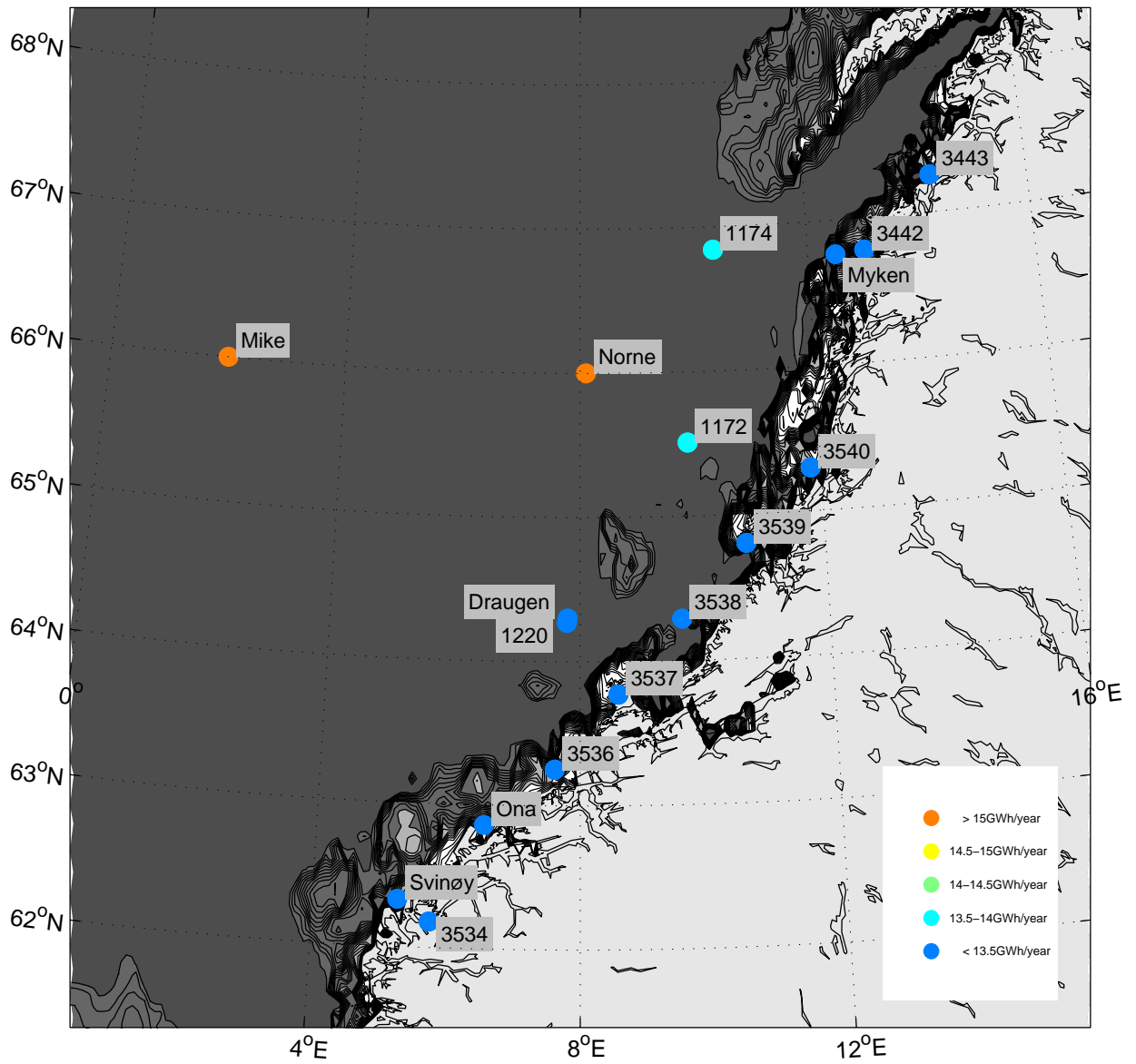
Tabell 3: Middelvind og korrelasjon for stasjonene Draugen og Draupner (16-11) mot Hindcast 1220. MMcorr er korrelasjonen beregnet for månedlige middelverdier gjennom observasjonsperioden, HHcorr er korrelasjonen mellom 3-timersdata for tidsserien.



Figur 11: Vindrosener for Draugen, Draupner (16-11) og hindcast punkt 1220.



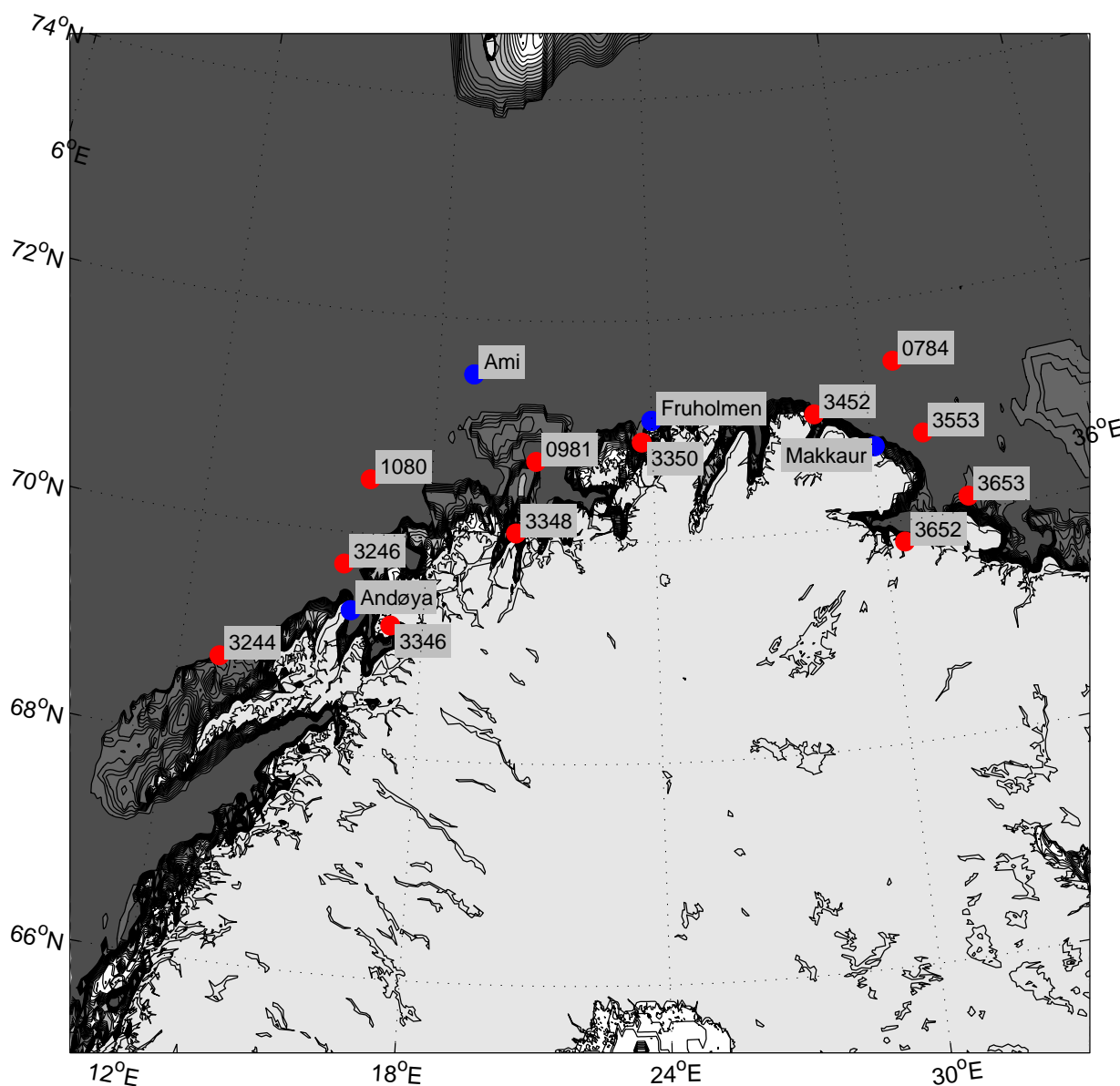
Figur 12: Årsmiddelvind for hindcast og observasjonsstasjoner i Norskehavet.



Figur 13: Estimert årlig produksjon for en Vestas V90 turbin.

### 3.3 Norskehavet nord og Barentshavet

De eneste offshore målingene av vind som er tilgjengelige i dette området, er målingene fra observasjonsskipet AMI for perioden september 1976 til desember 1984. I tillegg finnes det tilgjengelige målinger på kyststasjoner i området, men disse er ofte påvirket av lokal topografi. Både stasjonen på Andøya og Makkaur ligger i et område nær høye fjell og vil derfor ikke gi noe godt bilde på offshore vindressurser. Stasjonen på Fruholmen ligger lenger ut til havs, men stasjonen er likevel sterkt påvirket av lokale forhold. Figur 14 viser plasseringen til observasjonsstasjonene og hindcast punktene.



Figur 14: Posisjon til hindcastpunkter (rød) og observasjonsstasjoner (blå). Figuren viser også dybdekonturer ned til 200m dyp med en ekvidistanse på 10m.

Stasjon	periode	breddegr	lengdegr	middelvind	forventet årlig produksjon	døgn med sterk vind	døgn med lite vind
AMI	08-Sep-1976 26-Dec-1984	71,5	19,0	11,2 m/s	14,6 GWh	11	34
Andøya	01-Jun-1958 22-Apr-2007	69,30	16,15	8,0 m/s			
Fruholmen	01-Jan-1957 31-Mai-2005	71,09	24,00	9,0 m/s			
Makkaur	01-Jan-1957 27-Feb-2005	70,70	30,07	8,5 m/s			
<b>Hindcast</b>							
0784	1955-2005	71,44	30,89	10,5 m/s	14,0 GWh	5	30
0981	1955-2005	70,73	20,81	10,6 m/s	14,0 GWh	6	27
1080	1955-2005	70,49	16,34	10,2 m/s	13,4 GWh	5	34
3244	1955-2005	68,75	13,00	10,0 m/s	13,0 GWh	6	41
3246	1955-2005	69,71	15,86	9,9 m/s	12,8 GWh	5	43
3346	1955-2005	69,19	17,18	10,0 m/s	13,0 GWh	6	43
3348	1955-2005	70,08	20,31	10,4 m/s	13,4 GWh	7	41
3350	1955-2005	70,90	23,71	10,6 m/s	14,0 GWh	7	37
3452	1955-2005	71,05	28,52	10,6 m/s	14,0 GWh	6	36
3553	1955-2005	70,76	31,43	10,2 m/s	13,6 GWh	4	38
3652	1955-2005	69,81	30,53	10,3 m/s	13,7 GWh	5	38
3653	1955-2005	70,13	32,36	10,3 m/s	13,7 GWh	5	38

Tabell 4: Stasjoner og hindcast punkter i Norskehavet. Beregnet årsmiddelvind i 90m høyde. På bakgrunn av tidsserie for vind i 90m er det beregnet forventet årlig produksjon for en Vestas V90 3000kW turbin. Nest siste kolonne viser forventet antall døgn i løpet av ett år hvor turbinen må stoppe på grunn av høye vindhastigheter. Siste kolonne viser antall døgn i løpet av ett år med vindhastigheter lavere enn 4 m/s.

Årsmiddelvind og estimert kraftproduksjon er vist i Tabell 4. Høyeste middelvind og estimert produksjon finner vi for AMI. Kyststasjonene viser betydelig lavere verdier med årsmiddelvind mellom 8-9m/s. Påvirkningen av lokal topografi spiller her en stor rolle. Dette er noe lavere enn vi finner for de nærmeste hindcastpunktene. For hindcastpunktene ser vi her en viss spredning i årsmiddelvind og estimert produksjon. Laveste verdier finner vi for punktene som ligger lengst sør på kartet (3244, 3246, 3346) med verdier på rundt 10,0 m/s. Kyststasjonene vil generelt være lite representative og være knyttet til for stor usikkerhet til å estimere kraftproduksjonen offshore.

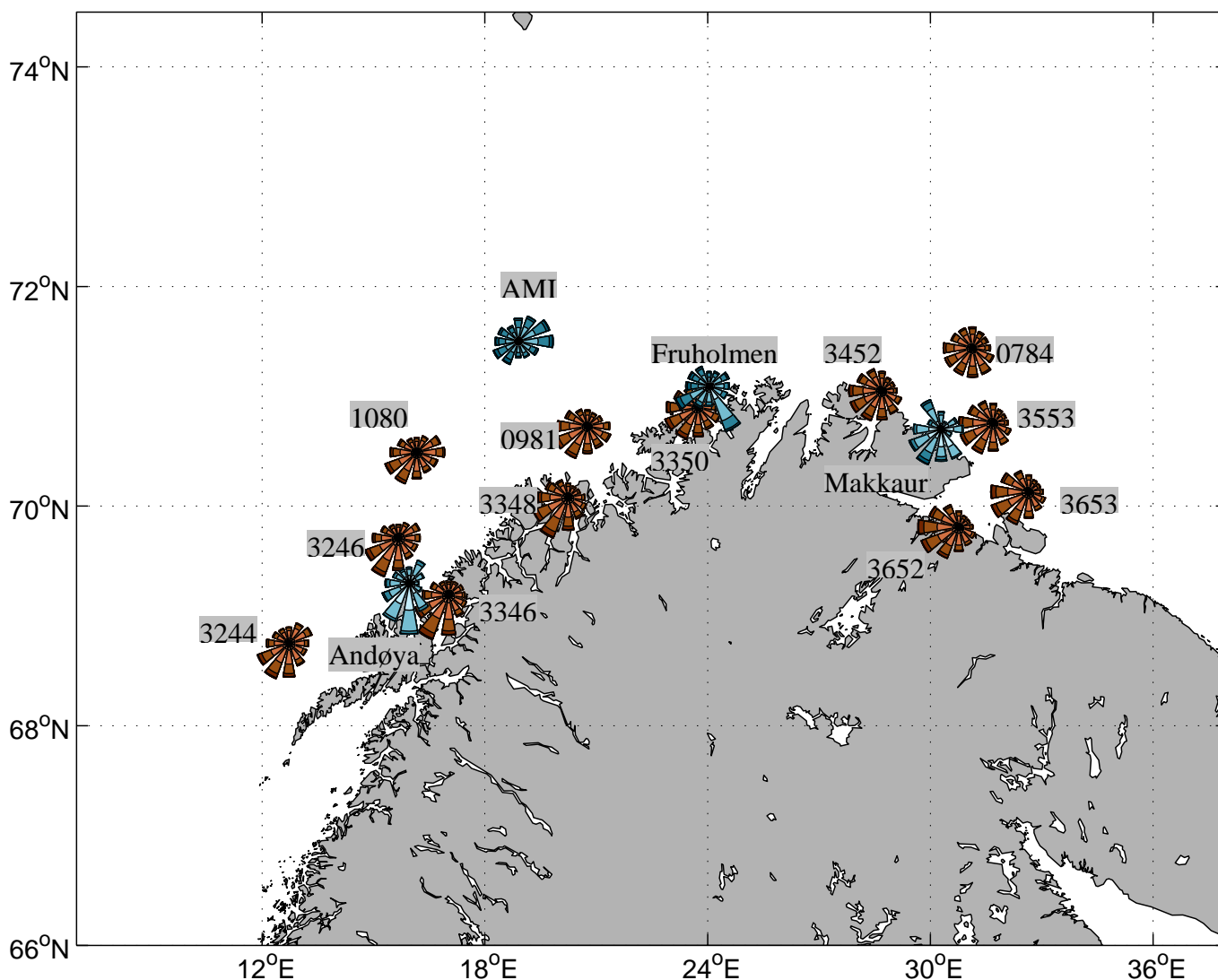
Figur 15 viser vindrosene for observasjonsstasjonene og hindcastpunktene. For AMI legger vi merke til en spesielt høy frekvens av vind fra øst og nordøstlige retninger, og forholdsvis lav frekvens fra sør. Det er særlig vind i månedene fra april til oktober som



er preget av vind fra øst og nordøst for denne stasjonen. Vintermånedene viser mer typisk vind fra vest og sørvest. AMI viser klare likhetstrekk med Hindcastpunkt 1080 med hensyn på vindretning og variasjon gjennom året. For Fruholmen ser vi at vindrosa også er klart påvirket av lokale forhold som lokal topografi eller strukturer ved målestasjonen. Vind er konsentrert om sektor 5 og 8, men med forholdsvis lav frekvens for sektor 6 og 7. Andøya og Makkaur ligger i områder tett på fjell med høyde på 300-500 m, og vil i større grad bli påvirket av dette og kan i mindre grad forventes å representere offshore vind.

For Hindcastpunktene ser en klare forskjeller mellom de ulike områdene. For punktene som ligger lengst sørvest, utenfor kysten av Nordland og Troms (3244, 3246, 3346, 3348, 1080) ser vi størst frekvens av data fra sør til sørvestlig retning. Punktet 1080 ligger lenger ut fra kysten og har også en høyere frekvens av vind fra øst og nordøstlig retning. Som for AMI er vind fra øst og nordøst en framtrødende vindretning i sommerhalvåret.

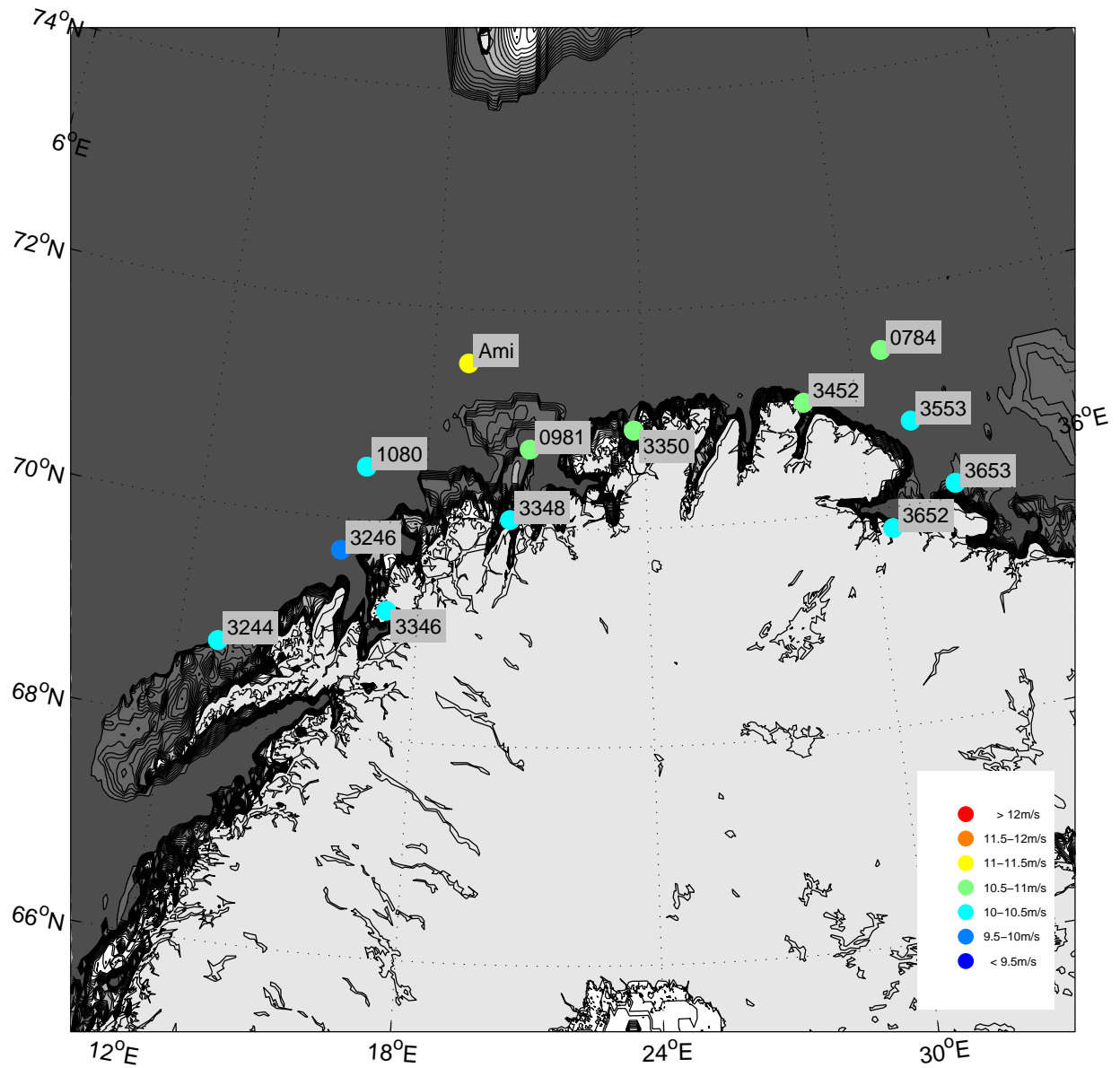
Hindcastpunktene som ligger lengst øst (3452, 3652, 3553, 3653, 0784) viser høyest frekvens for vind med retning omkring vest. Punktet 0784 er noe forskjellig fra de øvrige og har også forholdsvis høy frekvens av vind fra sør og sørøstlig retning. For punktene 0981 og 3350 er sørvest den hyppigste vindretningen. Punktene viser lav frekvens av vind omkring nordøst.



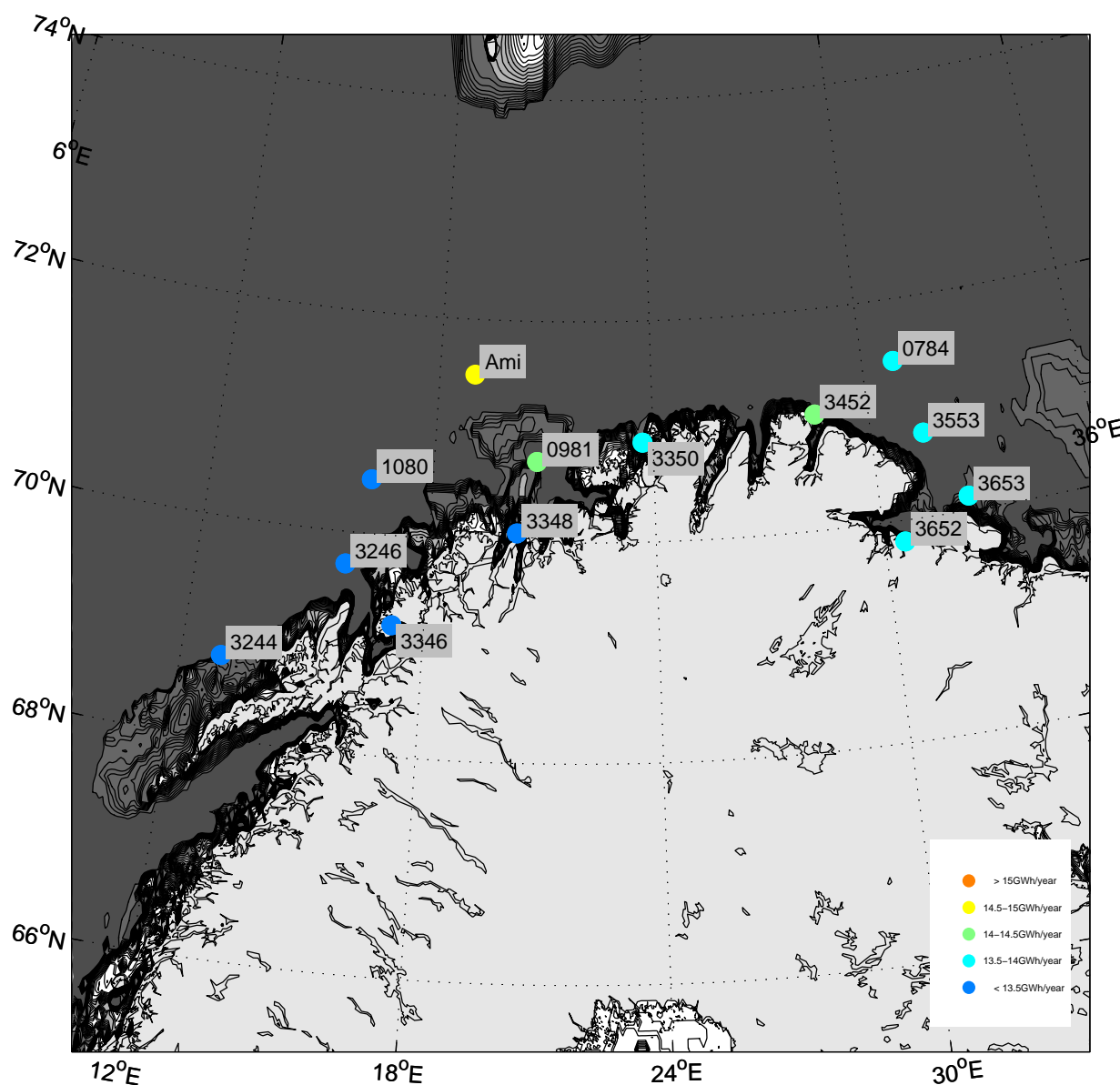
Figur 15: Vindroser for stasjoner (blå) og hindcastpunkter (røde). Posisjonen til vindrosene er omtrentlige.

Figur 16 viser geografisk fordeling av årsmiddelvind for stasjonene og hindcastpunktene. Vi ser generelt lavere vindhastigheter utenfor kysten av Troms og Nordland (omkring 10 m/s). Vi finner også lavere vindhastigheter i området omkring Varangerfjorden med middelvind 10,2-10,3 m/s for hindcastpunktene. Høyeste hastighet finner vi for AMI, deretter ser vi at hindcastpunktene langs kysten av Finnmark mot nord viser de høyeste verdiene for årsmiddelvind med 10,5-10,6 m/s.

Vi finner tilsvarende bilde for estimert kraftproduksjon (Figur 17) med høyeste verdier langs nordkysten av Finnmark på opptil 14 GWh per år. området omkring Varangerfjorden viser verdier omkring 13,5 GWh. Kysten av Troms og Lofoten gir lavere estimert produksjon på omkring 13 GWh i året. Generelt ser vi at punktene som ligger et stykke ut fra kystlinja viser høyere verdier enn de som ligger tett ved kysten.



Figur 16: Årsmiddelvind i 90m høyde for observasjonsstasjoner og hindcastpunkter.



Figur 17: Estimert årlig produksjon for en Vestas V90 turbin.

### 3.4 Usikkerheter knyttet til observasjonsdata

Det er knyttet flere usikkerhetsmomenter til datasettene som er brukt. For kyststasjonene vil lokal topografi ofte spille en stor rolle, slik at disse dårligere representerer offshore vindforhold.

Plassering av instrumentene på plattformene kan være en betydelig kilde til usikkerhet i datasettene. I noen tilfeller ser vi at instrumentene er uheldig plassert i forhold til andre strukturer på plattformene. Dette kan påvirke vind fra bestemte retninger. Rutiner for avlesning og rapportering, vedlikehold og utskiftning av måleutstyr vil også bidra til en viss usikkerhet i datasettene.

Det har ofte vært vanlig å rapportere vinddata i knop. En har da ofte rapportert inn data som en heltallsverdi i knop, omregnet til m/s gir dette en nøyaktighet på ca 0,5 m/s i disse datasettene.

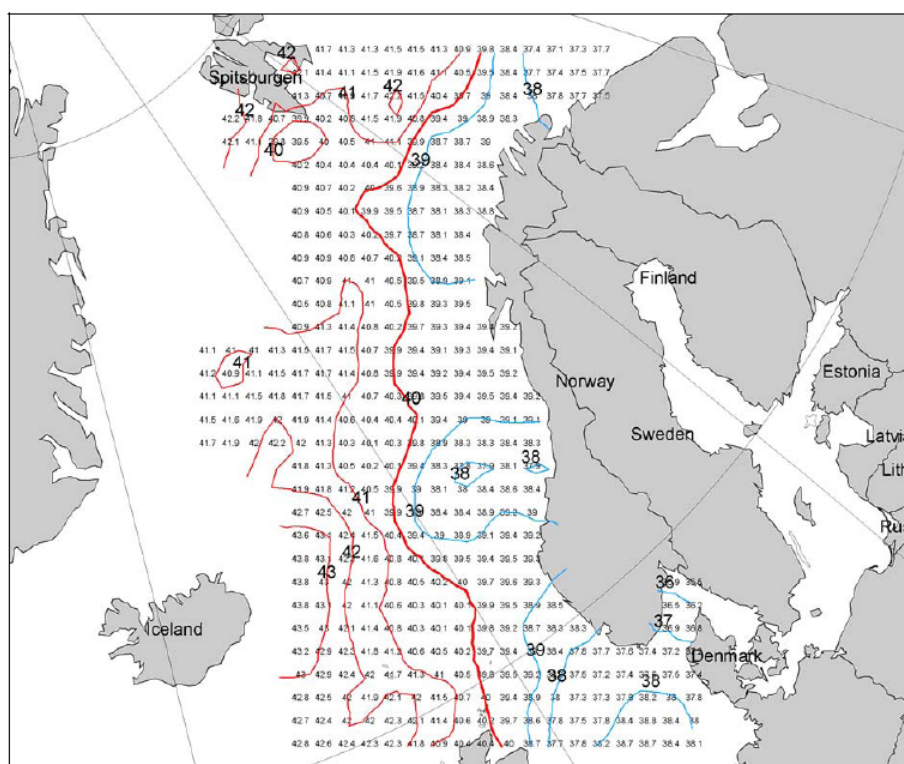
Vinddata fra kyststasjonene til met.no er tatt fra en høyde på 10 m. Vinddata fra offshore plattformene er tatt fra større høyde enn 10 m, men ved å anta en vertikalprofil til vindhastigheten har disse blitt beregnet om til vindhastighet ved 10m. For vindkraftformål er det vind omkring navhøyde som er interessant. For å beregne vindhastighet i 90 m høyde for offshore stasjonene har vi antatt en vertikalprofil som tilsier at vindhastigheten i 90 m er en faktor 1,21 større enn vind i 10 m. Denne antatte vertikalprofilen representerer også en usikkerhet, da det er flere momenter som vil innvirke på hva den faktiske vertikale profilen vil være (f.eks stabilitet, bølger i havoverflaten).

For kyststasjonene vil valget av vertikalprofil representere en større usikkerhet.

Observasjonene i Norskehavet vil generelt være knyttet til høyere usikkerhet enn observasjonene fra Nordsjøen. Kjeller Vindteknikk har tidligere utført en nøyere kvalitetsstudie av offshore data fra Nordsjøen. Disse erfaringene har vi tatt med oss videre, og benyttet i dette studiet. Tilsvarende grundig kvalitetskontroll av observasjonsdata er ikke blitt gjort for data fra Norskehavet.

## 4 Ekstremvind

Harstveit (2005) gjorde beregninger av ekstremvind fra hindcast datasettet. Han beregnet vindhastighet for en 50-års returperiode for 10m vind (Figur 18). Han fant verdier 37-39m/s i Nordsjøen og høyere verdier mot nord og vest. Utenfor kysten av Trøndelag og Møre og Romsdal fant han lavere verdier på 38-39 m/s. Utenfor Nordvestlandet (Stadt) og langs kysten av Nordland ligger 50års vindene på over 39 m/s. Lavere verdier finner vi igjen langs kysten fra Lofoten og nordover. Langs østkysten av Finnmark og mot Barentshavet finner vi 50 års vinder som er mindre enn 38 m/s.



Figur 18: 10m vindhastighet med en returperiode på 50 år. Fra Harstveit (2005).

## 5 Kriterier for høsting av havenergi

Avstand fra land	økte prosjektkostnader ved større avstand til land	<ul style="list-style-type: none"> <li>• kabling: 1200-3000kr/m</li> <li>• legging av kabel: 120-500kr/m</li> <li>• behov for offshore transformatorstasjon ved større avstand til land</li> </ul>
	bedre vindforhold med økt avstand til land	Ofte vil årsmiddelvinden øke med økt avstand til land
Havdyp	økte prosjektkostnader ved større dyp	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fundamenteringen anslås til 20-25% av prosjektkostnadene i en offshore vindpark.</li> <li>• Kostnadene er forventet å øke med 2% per meter økende dyp</li> </ul>
	ulike løsninger for ulike dyp	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gravitasjonsfundament ned til 10m</li> <li>• Monopile ned til 20m</li> <li>• Tripod ned til 40m</li> <li>• Jacket quadropod ned til 100m</li> </ul>
Vind	økt årsmiddelvind gir økt produksjon	For en Vestas 3000kW turbin kan årsproduksjonen (GWh) estimeres: $P = -0.1U^2 + 3U - 10.5$
	frekvens av høye vindhastigheter	Steder med høy årsmiddelvind vil også ofte ha hyppigere tilfeller der turbinen må stoppes fordi vinden er for sterk.
Avstand mellom turbinene	vaketap	<ul style="list-style-type: none"> <li>• På grunn av vaketap må turbinene plasseres slik at effekttapet på grunn av vaken blir minst mulig.</li> <li>• Estimat for vaketap: <math>\frac{\Delta U}{U} = \frac{1}{D}</math></li> <li>• Ved en avstand på 7 rotordiameter (D=7) bak turbinen vil vinden i navhøyde være redusert med ca 15%.</li> <li>• Vaketapet vil være prosentvis lavere ved høyere vindhastigheter</li> <li>• Vaketapet vil være lavere med økt turbulensintensitet.</li> </ul>
	vindretning	Avstanden mellom turbinene velges slik at vaketapet blir minst mulig for den mest hyppige vindretningen

Tabell 5: Oversikt over kriterier for høsting av vindenergi til havs



## 5.1 Middelvind

Fra våre beregninger av forventet årlig produksjon ved observasjonspunktene finner vi at forventet produksjon kan beskrives omtrent som:

$$P = -0.1U^2 + 3U - 10.5 \quad (2)$$

hvor P er forventet årsproduksjon for en Vestas V90 3000kW turbin, U er årsmiddelvinden.

I rapporten har vi brukt en Vestas V90 3000kW turbin som eksempel for beregning av årlig kraftproduksjon. Denne turbinen har en cut-in hastighet på 4m/s og en cut-out hastighet på 25m/s. Dette vil si at for vindhastigheter over 25m/s og under 4m/s vil turbinen stå stille og ikke produsere strøm. Vi har i tillegg benyttet en cut-out hysteresese. Det vil si at dersom turbinen må stoppes fordi vindhastigheten overstiger cut-out hastigheten så må vindhastigheten reduseres ned til 20m/s før produksjonen settes i gang igjen, dette for å unngå hyppige start og stopp på turbinen ved høye vindhastigheter.

## 5.2 Avstand mellom turbinene

For å utnytte vindenergipotensialet på en best mulig måte bør en ved planlegging av vindparker vurdere fordelingen av vind fra ulike retninger. Avstanden mellom turbinene i parken bør derfor gjenspeile vindretningene til det bestemte stedet. Det vil ofte være naturlig å plassere turbinene i rader. For å utnytte et areal i best mulig grad bør en derfor bruke større avstand mellom radene i den retning hvor vi finner størst hyppighet av vind. Derimot kan en plassere radene tettere i den retning hvor vind er mindre hyppig. På denne måten kan en redusere effekten fra vaketap i vindparken.

Fra modellberegninger og målinger gjort ved Vindeby (Barthelmie et al. 2004) har en funnet at vaketapet i en avstand D bak turbinen kan uttrykkes som:

$$\frac{\Delta U}{U} = aD^{-b} \quad (3)$$

Det er ulike estimater for a og b. Barthelmie et al. (2004) rapporterer a=1,07 og a=1,03; b=0,97 og b=1,11.  $\Delta U$  er vaketapet, U er vindhastigheten foran turbinen.

Et greit estimat av vaketapet kan derfor uttrykkes:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{1}{D} \quad (4)$$

Vaketapet er ikke bare avhengig av avstanden D. Ved høye vindhastigheter kan en forvente vaketapet prosentvis være lavere enn ved lavere vindhastigheter. Barthelmie et al. (2004) utførte beregninger og gjorde observasjoner av vaketapet for et utvalg av tilfeller for en offshore vindpark. Fra beregningene fant de at ved vindhastighet på U=5m/s ville en forvente en reduksjon i vinden på 25% i en avstand D=7 bak turbinen, mens ved U=10m/s redusertes vinden med ca 14% på samme sted. I følge observasjonene

de gjorde fra vindparken overestimerte modellen vaketapet noe ved lave vindhastigheter, mens vaketapet ble noe underestimert ved høye vindhastigheter. Forholdet mellom vindhastighet og prosentvis vaketap var mindre tydelig for observasjonene som ble gjort.

Ved høye vindhastigheter vil vaketapet ha mindre betydning for kraftproduksjonen. I tilfellene med vind i området 4-15m/s (for en Vestas V90 turbin), vil effekttapet være størst. Ved vind fra 15m/s-25m/s vil turbinen levere maks effekt, det får derfor mindre betydning at vindhastighetene blir redusert i vaken.

Vaketapet vil også avhenge av lokal turbulens. Over hav forventes det større vaketap enn over land siden den turbulente aktiviteten i maritime luftmasser generelt er lavere enn i luftmasser over land. Over land vil derfor luft med høyere hastigheter fra høyere i atmosfæren da lettere blandes ned mot navhøyde. For maritim luft med lite turbulens vil denne prosessen være mindre effektiv.

Effekten av vaketap har blitt modellert og observert for offshore vindparken Horns Rev utenfor Danmark av Méchali et al. (2006). Ved Horns Rev er turbinene plassert i rader med en avstand på  $D=7$  fra hverandre. Dette tilsvarer ca 500m. Avhengig av vindretning fant de til dels kraftig reduksjon i kraftproduksjon for radene som ble utsatt for vaken. Vindhastighetene som ble analysert var på mellom 7 og 10m/s. Kraftproduksjonen for andre rad ble redusert med mellom 20-50 % i forhold til produksjonen ved første rad som da ikke ble påvirket av vaken.

Det er foreløpig knyttet betydelig usikkerhet til luftstrømmene gjennom en offshore vindpark og hvor mye vaketap en kan forvente (Barthelmie og Pryor, 2006). Modellene som blir benyttet for landbaserte vindparker kan ikke uten videre benyttes for maritime forhold.

### 5.3 Avstand fra land

Avstand fra land vil være bestemmende for kostnadene knyttet til utbygging av offshore vindkraft. En større avstand til land vil knytte til seg større utgifter til kabling. Dersom avstanden til land er stor vil det være nødvendig å plassere en transformatorstasjon ute i vindparken. Spenningsnivået må da transformeres opp for å redusere effekttap i forbindelse med overføringen av strøm til nettet. I Nielsen (2003) er det gitt nøkkeltall for kabel til land Disse tallene varierer fra 1200kr/m for en 50MW vindpark opp til 3000kr/m for en 200MW vindpark. I tillegg kommer legging, nedvasking eller forankring. Disse utgiftene er oppgitt til 120-500kr/m

På den annen side vil en forvente høyere vindhastigheter lengre vekk fra kysten. Det vil variere fra område til område hvordan landområdene innvirker på vindforholdene i en bestemt avstand ut fra kysten.

### 5.4 Havdyp

Fundamentering av vindmøller til havs utgjør en betydelig del av kostnaden knyttet til etableringen av offshore vindparker. Nielsen (2003) anslår at fundamenteringen vil utgjøre 20-25% av prosjektkostnadene. En forventer videre at kostnaden vil øke med

økende havdybde. Nielsen (2003) oppgir kostnaden til fundamentering ved 8m dyp til 2000-2400kr/kW. Denne kostnaden øker med ca 2% per meter økende havdyp.

Det vil være ulike typer løsninger som kan være aktuelle for ulike havdyp. Ved grunt vann, mindre enn ca 10 m vil ofte et gravitasjonsfundament være en løsning. Dette er normalt en kasse av betong som fylles med sand.

Fra 0 til 20 m dyp kan monopiles være en løsning. Dette er et stålrør som en forlengning av turbintårnet. Avhengig av grunnforholdene kan disse bankes eller bores ned i grunnen.

For større dyp kan en tripod (0-40m) eller jacket quadropod (0-100m i følge Haugsøen 2005) være en løsning til fundamentering. En slik løsning er valgt ved vindkraftverket ved oljeplattformen Beatrice øst for Skottland. Her er møllene fundamentert til grunnen ved et havdyp på 45 m.

For dyp utover 50 m vil flytende og bardunerte møller kunne være en løsning (Carey 2001). Bunnforhold og havstrømmer må også tas i betraktning i beregning av kostnader og ved valg av løsning for fundamenteringen.

## 6 Konklusjoner

Vindforholdene for offshore vindparker er gode. Årsmiddelvind i 90 m høyde er i sentrale deler av Nordsjøen funnet til å være i 11-12 m/s. Nærmere land vil vindhastighetene være lavere. Estimert årsproduksjon for en Vestas V90 turbin vil være på omkring 14,5GWh per år basert på vindmålinger hver 3.-6. time fra plattformene i Nordsjøen. De hyppigste vindretningene er vest og sørvest i de sørlige deler av Nordsjøen. Lenger nord er vind fra sør mer hyppig.

I Norskehavet og Barentshavet er datagrunnlaget dårligere enn for Nordsjøen. Vi finner færre observasjonsstasjoner. De stasjonene som finnes har ofte vært operative i kun en kortere periode. For stasjonene i Norskehavet utenfor Trøndelagskysten finner vi stor spredning i vindmålingene fra stasjonene. Et grundigere studie av datakvaliteten til observasjonene i Norskehavet bør vurderes for å kunne redusere usikkerheten knyttet til disse og for å bedre kunne utnytte de data som er tilgjengelige for området. Det finnes også observasjoner fra mobile borerigger og observasjonsskip som kunne nyttes i et slikt studie. Det betydelig dårligere datagrunnlaget fra Norskehavet og Barentshavet gjør det vanskeligere å gi noen klare konklusjoner for hvordan ressursgrunnlaget er her. Men en årsmiddelvind på 10-11m/s forventes.

Fra Lofoten og langs kysten av Troms finner vi årsmiddelvind på omkring 10 m/s for Hindcast-punktene. Langs nordkysten av Finnmark finner vi noe høyere årsmiddelvind på ca 10,5 m/s. Alle hindcastpunktene ligger forholdsvis nærme land, og en vil forvente noe høyere årsmiddelvind ved større avstand til kysten. AMI er eneste offshore observasjonsstasjon utenfor Finnmarkskysten og gir en årsmiddelvind på 11,2 m/s i 90 m høyde. Områdene omkring Varangerfjorden ser ut til å være noe skjermet av Varangerhalvøya. Vi finner årsmiddelvind fra Hindcastpunktene på mellom 10-10,5 m/s i dette området.

Beregningene av vindhastighet i 90 m høyde er basert på et konstant vertikalprofil. I virkeligheten vil dette variere med størrelsen på bølgene i havoverflaten og med luftens stabilitet. Valget av vertikalprofil vil være en usikkerhetsfaktor i analysene som er gjort i dette studiet. For å redusere denne usikkerheten vil et grundigere studie av vertikalprofilen offshore kunne være nyttig.

Generelt finner vi forholdsvis liten variasjon i middelvind og estimert kraftproduksjon for de ulike områdene. Variasjonen i hindcast datasettet er av en størrelsesorden tilsvarende det en kan forvente som måleusikkerhet ved vindmålinger. Dette kan dels skyldes at hindcastdata er modellgenererte data som ikke i stor nok grad vil være påvirket av land-hav kontrastene og topografivariasjonene langs kysten. Vi kan derfor forvente større reell variabilitet mellom de ulike offshore stedene. Vi har ikke foretatt noen vurdering om hvor bra Hindcast data representerer de reelle vindforholdene langs kysten.

Offshore vind er forventet å være mer stabil med mindre variasjoner i styrke og vindretning. Endring i vindretning vil ofte være knyttet til frontpassasjer. Ved kysten og nær land vil lokal topografi bidra til større grad av turbulent strømming og variasjon i vindens retning. Datasettene som er analysert i dette arbeidet har forøvrig en tidsoppløsning som vanskeliggjør analyser av korttids variabilitet i vindfeltet. Men en kan likevel tenke seg situasjoner hvor turbulens skapes offshore. Vinterstid vil

havoverflaten ofte være forholdsvis varm sammenlignet med en kaldere overflate på land. En strøm av kald luft over varmere hav vil være en typisk ustabil situasjon hvor vi får konveksjon og dermed økte vertikale luftstrømmer og økt turbulens. Ved å utnytte observerte temperaturdata for stasjonene og for havoverflaten vil det være mulig å gi en mer grundig analyse av hyppigheten for konveksjon og turbulens offshore.

## Referanser

---

Barthelmie R., G. Larsen, S. Pryor, H. Jørgensen, H. Bergström, W. Schlez, K. Rados, B. Lange, P. Vølund, S. Neckelmann, S. Mogensen, G. Schepers, T. Hegberg, L. Folkerts, M. Magnusson 2004: ENDOW (efficient Development of Offshore Wind Farms): *Modelling Wake and Boundary Layer Interactions*, Wind Energy vol 7. pp225-245

Barthelmie R. og S. C. Pryor, 2006: *Challenges in predicting power output from offshore wind farms*, Journal of Energy Engineering, 132 (3) pp 91-103

Børresen, JA. 1987: *Wind Atlas for the North Sea and Norwegian Sea*, Meteorologisk Institutt.

Carey J. M. 2001: *GeoSolutions, A Guyed Support Structure Design for Large Megawatt Offshore Wind turbines In Deep Waters*, EWEA Offshore Wind Energy Special Topic Conference, Brussel, Belgia 10.-12. desember 2001

Harstveit K, 2005: *Extreme value analysis of hindcast wind data from the maritime areas surrounding Norway*, met.no report 17/2005

Haugstøen P. B. 2005: *Substructures for offshore wind turbines*, Kiel 31. august 2005

Méchali M., R. Barthelmie, S. Frandsen, L. Jensen, P-E Réthoré, 2006: *Wake effects at Horns Rev and their influence on energy production*. Report, Dong Energy.

Nielsen P. 2003: *Offshore Wind Energy Projects, Feasibility study guidelines*, SEAWIND, Altener Project 4.1030/Z/01-103/2001. Versjon 3.0 Juni 2003

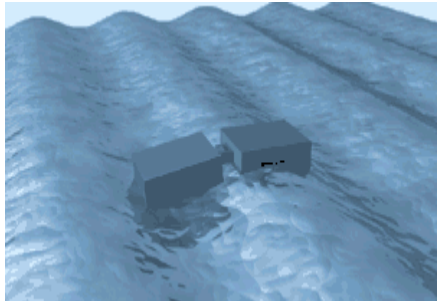
Reistad M. og Iden K. 1998. *Updating, correction and evaluation of a hindcast data base of air pressure, wind and waves for the North Sea, the Norwegian Sea and the Barents Sea*. met.no report no 9/1998

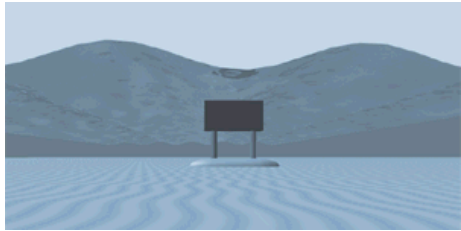
Aasen S. E. 1995. *The Skipheia Wind Measurement Station. Instrumentation, Wind Speed Profiles and Turbulence Spectra*. Dr. Scient avhandling, Institutt for fysikk, Universitetet i Trondheim

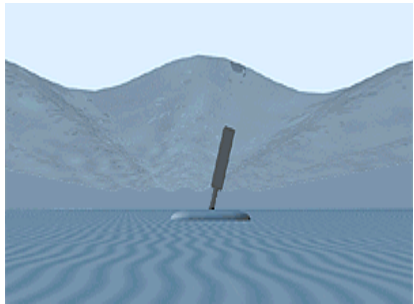
## **Vedlegg 3. Oppsummeringsark for generiske teknologier for bølgekraft**

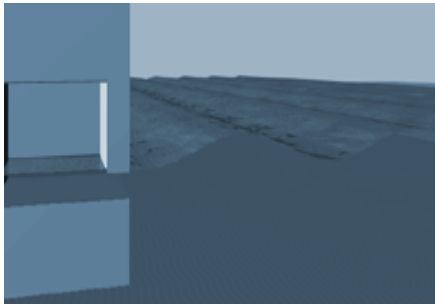


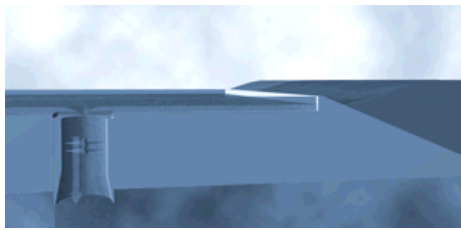
[tom side]

<b>Teknologi klasse:</b> Bølge – Flytende innretning	<b>Teknologi:</b> A																
<b>Eksempelteknologier i gruppen:</b> <table border="1" data-bbox="225 472 1252 658"> <thead> <tr> <th data-bbox="225 472 746 517">Nr</th> <th data-bbox="225 517 746 562">Selskap</th> <th data-bbox="746 472 963 517">Navn på teknologi</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="225 562 746 607">8</td> <td data-bbox="225 607 746 651">C-Wave</td> <td data-bbox="746 562 963 607">C-Wave</td> </tr> <tr> <td data-bbox="225 607 746 651">23</td> <td data-bbox="225 651 746 696">Ocean Power Delivery Limited</td> <td data-bbox="746 607 963 651">Pelamis</td> </tr> <tr> <td data-bbox="225 651 746 696">33</td> <td data-bbox="225 696 746 741">Resen Steenstrup</td> <td data-bbox="746 651 963 696">Wave Star</td> </tr> <tr> <td data-bbox="225 696 746 741">40</td> <td data-bbox="225 741 746 786">UMIP</td> <td data-bbox="746 696 963 741">Manchester Bobber</td> </tr> </tbody> </table>			Nr	Selskap	Navn på teknologi	8	C-Wave	C-Wave	23	Ocean Power Delivery Limited	Pelamis	33	Resen Steenstrup	Wave Star	40	UMIP	Manchester Bobber
Nr	Selskap	Navn på teknologi															
8	C-Wave	C-Wave															
23	Ocean Power Delivery Limited	Pelamis															
33	Resen Steenstrup	Wave Star															
40	UMIP	Manchester Bobber															
<b>Illustrasjon og vurdering</b>  <p>Krever mye flate, må ligge i åpent vann og får store maksimalbelastninger. Bør ha store dimensjoner for å utnytte vertikalbevegelsen og gi betydelig energileveranse fra lange bølgelender. Fasestyring trolig vanskelig for hengslet enhet. Bunnfaste enheter kan bli retningsselektive og dermed få lavere varighetskurve.</p>	<b>Energi utnyttelse og økonomi</b> <p>Hydrodynamisk virkningsgrad, <math>\eta_1</math>: Kan teoretisk få virkningsgrader over 100 % (i forhold til bredden) med fasestyring, uten fasestyring max 50 %.</p> <p>Eksempelteknologier oppgir å kunne utnytte 150-500 KW ved 2 meter signifikant bølgehøyde.</p> <p><b>Praktisk hydrodynamisk virkningsgrad, <math>\eta_1</math> er estimert til 7-30% for gruppen.</b></p> <p>Sekundær virkningsgrad: <math>\eta_2 \geq 72 - 95\%</math></p>																
<b>Driftsparametere:</b> <p>Brukstid: antatt 3000 - 4000 h. Design levetid: antatt 15 år Sesongvariasjoner: Større produksjon i vinter halvåret.</p>	<b>Økonomi:</b> <p>Kostnadspotensialeter: Antatt å være i øvre del av spekter grunnet store dimensjoner og store belastninger, oppgitt til ca 6 NOK/(KWh år) for et eksempel prosjekt. Estimeres til 6 – 8 NOK/(KWh år). Driftskostnader: estimert til 12-18 øre / kWh.</p>																

<b>Teknologi klasse:</b> Bølge – Bøye for punktabsorpsjon	<b>Teknologi:</b> B																															
<b>Eksempelteknologier i gruppen:</b>  <table border="0"> <thead> <tr> <th data-bbox="245 376 411 405">Nr</th> <th data-bbox="304 376 411 405">Selskap</th> <th data-bbox="762 376 995 405">Navn på teknologi</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3</td> <td>Aqua Energy</td> <td>AquaBuOY</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>AWS Oscean Energy</td> <td>Archimedes wave swing</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>Wavebob Limited</td> <td>WAVE Bob</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>Embley Energy Limited</td> <td>SPERBOY</td> </tr> <tr> <td>17</td> <td>Independent Natural Resources</td> <td></td> </tr> <tr> <td>24</td> <td>Ocean Power Technologies Limited</td> <td>PowerBuoy</td> </tr> <tr> <td>28</td> <td>ORECON Limited</td> <td>MRC</td> </tr> <tr> <td>31</td> <td>Pelagic Power</td> <td></td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>Fred Olsen Renewables</td> <td>Buldra</td> </tr> </tbody> </table>			Nr	Selskap	Navn på teknologi	3	Aqua Energy	AquaBuOY	4	AWS Oscean Energy	Archimedes wave swing	7	Wavebob Limited	WAVE Bob	10	Embley Energy Limited	SPERBOY	17	Independent Natural Resources		24	Ocean Power Technologies Limited	PowerBuoy	28	ORECON Limited	MRC	31	Pelagic Power		13	Fred Olsen Renewables	Buldra
Nr	Selskap	Navn på teknologi																														
3	Aqua Energy	AquaBuOY																														
4	AWS Oscean Energy	Archimedes wave swing																														
7	Wavebob Limited	WAVE Bob																														
10	Embley Energy Limited	SPERBOY																														
17	Independent Natural Resources																															
24	Ocean Power Technologies Limited	PowerBuoy																														
28	ORECON Limited	MRC																														
31	Pelagic Power																															
13	Fred Olsen Renewables	Buldra																														
<b>Illustrasjon og vurdering:</b>   <p>Spesial utstyr vil måtte benyttes for vedlikehold av flere konsepter siden hele eller en stor del av innretningen er under vann.</p>	<b>Energi utnyttelse og økonomi</b>  Hydrodynamisk virkningsgrad, $\eta_1$ : Størst virkningsgrad ved korte bølgelengder. Teoretisk max 50 % primærvirkningsgrad for konsepter som bare tar opp vertikale bevegelser (de fleste). <b>Oppgitt praktisk <math>\eta_1</math> på &gt; 11-20 % for eksempelprosjekter.</b>  Sekundær virkningsgrad $\eta_2$ : < 72% for hydrauliske systemer, < 0,95 % for systemer med lineær-generator																															
<b>Driftsparametere:</b>  Brukstid: antatt 3000 - 4000 h Design levetid: antatt 15 -20 år. Sesongvariasjoner: Større produksjon i vinter halvåret.	<b>Økonomi:</b>  Kostnadspotensialeter: antatt lavere enn gruppe A, estimert til 5-7 NOK/(KWh år).  Driftskostnader: antatt noe høyere enn gruppe A, estimert til 14-20 øre / kWh																															

<b>Teknologi klasse:</b> Bølge – Hengslede bunnfaste innretninger	<b>Teknologi:</b> C										
<b>Eksempelteknologier i gruppen:</b>  <table data-bbox="245 510 1078 613"> <thead> <tr> <th data-bbox="245 510 411 539">Nr</th> <th data-bbox="309 539 411 568">Selskap</th> <th data-bbox="842 510 1078 539">Navn på teknologi</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="272 546 288 568">1</td> <td data-bbox="309 546 453 575">A W Energy</td> <td data-bbox="842 546 991 575">Wave Roller</td> </tr> <tr> <td data-bbox="272 580 288 602">2</td> <td data-bbox="309 580 384 609">AMPL</td> <td data-bbox="842 580 927 609">Oyster</td> </tr> </tbody> </table>			Nr	Selskap	Navn på teknologi	1	A W Energy	Wave Roller	2	AMPL	Oyster
Nr	Selskap	Navn på teknologi									
1	A W Energy	Wave Roller									
2	AMPL	Oyster									
<b>Illustrasjon og vurdering:</b>   <p data-bbox="236 1081 707 1384">Enkelt konsept med lav virkningsgrad. Står i tøft miljø pga. bl.a. transport av bunnmasser. Må forankres i grunnen, men antatt enkel utplassering. Må designes for overlevelse i ekstremisituasjoner. Enheten er retningsspesifikk. Kraftomvandling kan plasseres onshore.</p>	<b>Energi utnyttelse og økonomi</b>  <p data-bbox="758 745 1238 882">Teoretisk hydrodynamisk virkningsgrad, <math>\eta_1</math>: ca 10 % (3 meter høy på 15 m dyp, utnytter også bare en retning.</p> <p data-bbox="758 916 1238 1050">Sekundærvirkningsgrad <math>\eta_2</math>: estimert til 72 % (hydrauliske systemer), som er mest aktuell dersom utstyret for kraftomvandling plasseres onshore.</p> <p data-bbox="758 1084 1206 1187">Anleggene vil måtte plasseres der ressursen er betraktelig dårligere (ca. <math>1/10</math>) enn offshore.</p>										
<b>Driftsparametere:</b>  Bruktid: antatt 2000 - 3000h Design levetid: 15 år Sesongvariasjoner: Større produksjon i vinter halvåret.	<b>Økonomi:</b>  Kostnadspotensiale: antatt lavest av alle grupper, estimert til 4,5 – 6 NOK/(KWh år).  Antatt rimelig drift og vedlikehold, estimert til 10 -16 øre / kWh										

<b>Teknologi klasse:</b> Bølge – svingende vannsøyle	<b>Teknologi:</b> D	
<b>Eksempelteknologier i gruppen:</b>		
<b>Nr</b>	<b>Selskap</b>	<b>Navn på teknologi</b>
11	Energetech	
21	Neptum Energy	
26	Offshore Wave Energy Limited	Grampus
37	Marine Energy Generation	HydroAir
45	Wavegen (Voith Siemens Hydro	Limpet
<b>Illustrasjon og vurdering:</b>		<b>Energi utnyttelse og økonomi</b>
 <p>Må beskytte turbin mot vann. Tidevannsvariasjoner er en utfordring ved bunnfaste installasjoner.</p>		<p>Hydrodynamisk virkningsgrad, <math>\eta_1</math>: teoretisk høy virkningsgrad pga. resonansstyring (antatt 60-70% av innkommende energi). Praktisk virkningsgrad ca. 30 – 35%.</p> <p>Sekundær virkningsgrad <math>\eta_2</math>: betydelig lavere enn 0,54 pga. ujevn luft strøm (Wellsturbin). Antatt praksisk max 25%. Noen konsepter hevder å benytte andre typer turbiner, men har ikke gitt nærmere opplysninger.</p>
<b>Driftsparametere:</b>		<b>Økonomi:</b>
<p>Brukstid: 3000-4500 h, lokale variasjoner. Design levetid: 15-25 år. Sesongvariasjoner: Større produksjon i vinter halvåret.</p>		<p>Kostnadspotensiale: Estimert ca 5 - 6 NOK / (kWh år).</p> <p>Driftskostnader: Antatt dobbelt så høy som vannkraft, estimert til 10 - 18 øre / kWh</p>

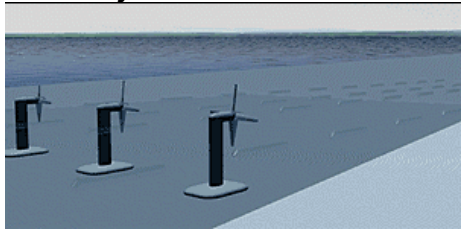
<b>Teknologi klasse:</b> Bølge - Høyedemagasin	<b>Teknologi:</b> E																
<b>Eksempelteknologier i gruppen:</b> <table border="1" data-bbox="225 443 1252 656"> <thead> <tr> <th data-bbox="225 443 411 488">Nr</th> <th data-bbox="411 443 842 488">Selskap</th> <th data-bbox="842 443 1252 488">Navn på teknologi</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="225 488 411 533">6</td> <td data-bbox="411 488 842 533">Caley Ocean</td> <td data-bbox="842 488 1252 533">Wave Plane</td> </tr> <tr> <td data-bbox="225 533 411 577">34</td> <td data-bbox="411 533 842 577">Seapower</td> <td data-bbox="842 533 1252 577"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="225 577 411 622">42</td> <td data-bbox="411 577 842 622">Wave Dragon</td> <td data-bbox="842 577 1252 622">Wave Dragon</td> </tr> <tr> <td data-bbox="225 622 411 656">43</td> <td data-bbox="411 622 842 656">Wave Energy</td> <td data-bbox="842 622 1252 656">SSG</td> </tr> </tbody> </table>			Nr	Selskap	Navn på teknologi	6	Caley Ocean	Wave Plane	34	Seapower		42	Wave Dragon	Wave Dragon	43	Wave Energy	SSG
Nr	Selskap	Navn på teknologi															
6	Caley Ocean	Wave Plane															
34	Seapower																
42	Wave Dragon	Wave Dragon															
43	Wave Energy	SSG															
<b>Illustrasjon og vurdering:</b>  <p>Tidevannsvariasjoner utfordring ved faste installasjoner. Har magasiner for å dempe svingninger, dermed innebygd midling. Kilerenne / rampe bør ha rolig bakvann og gir store konstruksjoner.</p> <p>Offshoreinstallasjoner antas ha begrenset levetid og meget høye investeringskostnader. Ulempe ved enkelte av teknologiene er at drivgods kan tette inntak.</p>	<b>Energi utnyttelse og økonomi</b> <p>Hydrodynamisk virkningsgrad, <math>\eta_1</math>: Antatt maks 20 % for rampe og maks 65 % på kilerenne.</p> <p>Sekundær virkningsgrad <math>\eta_2</math>: 81 %</p> <p>Kraftverk plassert onshore blir svært stedsspesifikke.</p>																
<b>Driftsparametere:</b> Bruktid; antatt 3000 - 4500 Designlevetid: lang, solide konstruksjoner onshore: 30 år Konstruksjoner offshore: 15 – 20 år Sesongvariasjoner: Større produksjon i vinter halvåret.	<b>Økonomi:</b> Kostnadspotensiale: estimert til ca 5-6 NOK/ (kWh år) for bunnfaste anlegg i midt Norge. Antatt 3 ganger høyere effekt på optimale bølgereregimer.  Driftskostnader: marginalt høyere enn vannkraft, dvs. 4-8 øre/kWh																

[tom side]



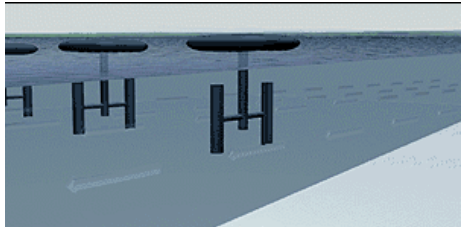
## **Vedlegg 4. Oppsummeringsark for generiske teknologier for tidevann-/havstrømenergi**

[tom side]

<b>Teknologi klasse:</b> Tidevann - Horisontal aksel, bunnmontert.	<b>Teknologi:</b> F																															
<b>Illustrasjon og vurdering:</b>  <table border="0" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Nr</th> <th style="text-align: left;">Selskap</th> <th style="text-align: left;">Navn på teknologi</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14</td> <td>Hammerfest Strøm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>16</td> <td>HydroVenturi</td> <td></td> </tr> <tr> <td>19</td> <td>Lunar Energy</td> <td>Rotech</td> </tr> <tr> <td>22</td> <td>Norrønt AS</td> <td></td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>Pearson College</td> <td></td> </tr> <tr> <td>38</td> <td>Marine Energy Generation</td> <td>DeltaStream.</td> </tr> <tr> <td>39</td> <td>TideTEC</td> <td></td> </tr> <tr> <td>41</td> <td>Verdant Power</td> <td>KHPS</td> </tr> <tr> <td>48</td> <td>TidalGeneration</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			Nr	Selskap	Navn på teknologi	14	Hammerfest Strøm		16	HydroVenturi		19	Lunar Energy	Rotech	22	Norrønt AS		30	Pearson College		38	Marine Energy Generation	DeltaStream.	39	TideTEC		41	Verdant Power	KHPS	48	TidalGeneration	
Nr	Selskap	Navn på teknologi																														
14	Hammerfest Strøm																															
16	HydroVenturi																															
19	Lunar Energy	Rotech																														
22	Norrønt AS																															
30	Pearson College																															
38	Marine Energy Generation	DeltaStream.																														
39	TideTEC																															
41	Verdant Power	KHPS																														
48	TidalGeneration																															
<b>Illustrasjon:</b>  <p>Kan seiles over, ingen utfordring med ising eller visuelle virkninger. Antatt betydelig utfordring med vedlikehold, fjerning av tauverk etc.</p> <p>Generelle utfordringer er overlevelse ved feilsituasjoner da det kan oppstå store thrust-krefter og run-away situasjoner.</p> <p>Oppankring av store fartøy i vedlikeholdssituasjoner bør trolig påregnes.</p>	<b>Energi utnyttelse og økonomi</b>  <p>Hydrodynamisk virkningsgrad, <math>\eta_1</math>: Teoretisk maksimum 16/27 dvs. ~ 59,3 % med betydelig lavere praktiske verdier for en fristrømssturbin (30 %) [Gorban 2001]. Noe høyere primær virkningsgrad for systemer med konsentrering av strømmen.</p> <p>Sekundær virkningsgrad <math>\eta_2</math>: 85–90%</p> <p>De ulike konseptene har ulik maskinteknisk design så som kontrarotasjon, med og uten gir og løsninger for brems og generator etc. Dette påvirker kostnader og sekundærvirkningsgrad.</p>																															
<b>Driftsparametere:</b>  Brukstid 3000-4500 h/år Design levetid: 20-25 år Sesongvariasjoner: ingen	<b>Økonomi:</b>  Kostnadspotensialet er estimert til 5 -6 NOK/ (kWh år). Driftskostnader: estimert 12-16 øre/KWh.																															

<b>Teknologi klasse:</b> Tidevann - Horizontal aksel overflatepenetrerende	<b>Teknologi:</b> G	
<b>Eksempelteknologier i gruppen:</b>  20 Marine Current Turbines                      SeaGen 27 Open Hydro		
<b>Illustrasjon og vurdering:</b>    Generelle utfordringer er overlevelse ved feilsituasjoner da det kan oppstå store thrust-krefter og run-away situasjoner.  Antatt betydelig levere vedlikeholdskostnader enn gruppe F	<b>Energi utnyttelse og økonomi</b>  Hydrodynamisk virkningsgrad, $\eta_1$ : Teoretisk maksimum 16/27 dvs. ~ 59,3 % med betydelig lavere praktiske verdier for en fristrøms turbin (30 %). Noe høyere primær virkningsgrad for systemer med konsentrering av strømmen.  Sekundær virkningsgrad $\eta_2$ : 85 – 90 %  De ulike konseptene har ulik maskinteknisk design så som kontrarotasjon, med og uten gir og løsninger for brems og generator etc. Dette påvirker kostnader og sekundærvirkningsgrad.	
<b>Driftsparametere:</b>  Bruk tid 3000-4500 h/år Design levetid: 20-25 år Sesongvariasjoner: ingen	<b>Økonomi:</b> Kostnadspotensialeter er estimert til 5 - 6 NOK/ (kWh år). Driftskostnader: estimert 10 -14 øre/KWh.	



<b>Teknologi klasse:</b> Tidal - Vertical axis	<b>Teknologi:</b> I							
<b>Eksempelteknologier i gruppen:</b>								
<table border="0"> <tr> <td style="text-align: right;"><b>Nr</b></td> <td style="text-align: left;"><b>Selskap</b></td> </tr> <tr> <td style="text-align: right;">5</td> <td>Blue Energy Canada</td> </tr> <tr> <td style="text-align: right;">49</td> <td>Water Power industries AS</td> </tr> </table>	<b>Nr</b>	<b>Selskap</b>	5	Blue Energy Canada	49	Water Power industries AS	<b>Navn på teknologi</b>	
<b>Nr</b>	<b>Selskap</b>							
5	Blue Energy Canada							
49	Water Power industries AS							
<b>Illustrasjon og vurdering:</b>    Også kaldt Darrieus-turbin  Sveipt areal går i 1 potens av høyde og diameter. Mye tapt vann i midten, stor del av foil går mot strømmen. Antatt lavere belastning fra bølger enn horisontal akset. Antatt noe utfordringer med opplagring av lange akslinger (erfaring fra vindkraft)	<b>Energi utnyttelse og økonomi</b>  Hydrodynamisk virkningsgrad, $\eta_1$ : Teoretisk maksimum 23,5 – 35 % Gorban [2001]  Power take off efficiency $\eta_2$ : 85 - 90 %  De ulike konseptene har ulik maskinteknisk design, som for eksempel rotor. Dette påvirker kostnader og sekundær-virkningsgrad.							
<b>Driftsparametere:</b>  Brukstid 3000-4500 h/år Design levetid: 20-25 år Sesongvariasjoner: ingen	<b>Økonomi:</b> Kostnadspotensialeter er estimert til 5 -6 NOK/ (kWh år). Driftskostnader: estimert 12 - 16 øre/KWh.							

## **Vedlegg 5. Oppsummeringsark for generiske teknologier for offshore vindkraft**



[tom side]

**Teknologi klasse:** Offshore vind – bunnfast, vanddyb inntil 30 m

**Eksempelteknologier i gruppen:**

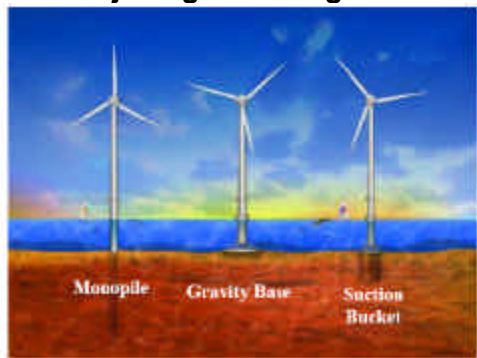
**Nr Selskap**

Diverse kommersielle kontraktører som benytter modifiserte land-turbiner

**Navn på teknologi**

Monopile  
Gravity base structure  
Suction bucket

**Illustrasjon og vurdering**



Vanddyb inntil 30 m  
Kommersiell offshore teknologi  
Relativt enkel å produsere  
Design av fundament avhenger av vanddyb og bunnforhold.

Det er relativt få fartøy egnet for installasjonsarbeid tilgjengelige i Nordsjøen.

**Energi utnyttelse og økonomi**

Aerodynamisk virkningsgrad,  
 $\eta_1$ : < 55%

Sekundær virkningsgrad,  
 $\eta_2$ : 85 – 90%

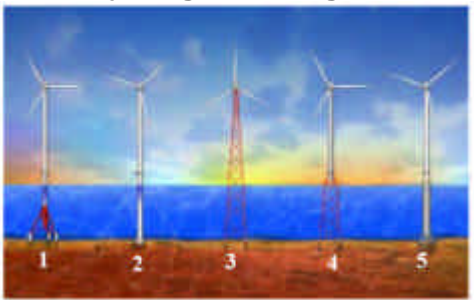
Vindturbin/torn vanligvis adskilt fra fundament.  
Rimeligste opsjon og så langt vanligst brukt (monopile og gravity base structure)

**Driftsparametere:**

Brukstid: ~ 2700-4500 h.  
Design levetid: antatt 20-25 år  
Sesongvariasjoner: Noe større produksjon i vinter halvåret.

**Økonomi:**

Investering: 2,8 – 4,5 NOK/(kWh år)  
Drift og vedlikehold: 12 – 18 øre/kWh. Kostnader vil avhenge av installasjonssted, beroende på hvor enkel tilgang til anlegget er.

<b>Teknologi klasse:</b> Offshore wind – transitional water 30-60m	
<b>Eksempelteknologier i gruppen:</b>	
<p><b>Nr</b>   <b>Selskap</b> Diverse kommersielle kontraktører som benytter modifiserte land-turbiner OWEC</p>	<p><b>Navn på teknologi</b> 1) tripod tower, 2) guyed monopole, 3) full-height jacket, 4) submerged jacket with transition to tube tower, 5) enhanced suction bucket or gravity base.</p> <p>Quadripod concept</p> <p><b>Norwegian innovative concepts:</b> OWEC towers</p>
<p><b>Illustrasjon og vurdering</b></p>  <p>Vanddyb 30-60m Kjent teknologi fra offshore olje &amp; gass industri. På prototypestadiet for vindkraftapplikasjoner. Mer kompleks å produsere, installere og vedlikeholde enn klasse J. Mer kompliserte marine operasjoner og assosiert risiko. Fundamentering variere med bunnforhold (suction bucket, pile, gravity base...)</p>	<p><b>Energi utnyttelse og økonomi</b></p> <p>Aerodynamisk virkningsgrad, <math>\eta_1</math>: &lt; 55%</p> <p>Sekundær virkningsgrad, <math>\eta_2</math>: 85 – 90%</p> <p>Vindturbin/torn vanligvis adskilt fra fundament.</p> <p>Trolig kun egnet for store turbiner (5MW and over). Installasjon er en utfordring siden den trolig vil foregå fra en flytende innretning.</p>
<p><b>Driftsparametere:</b></p> <p>Brukstid: ~ 2700-4500 h. Design levetid: antatt 20-25 år Sesongvariasjoner: Større produksjon i vinter halvåret.</p>	<p><b>Økonomi:</b></p> <p>Investering: 3,0 – 5,0 NOK/(kWh år) Drift og vedlikehold: 12 – 18 øre/kWh. Kostnader vil avhenge av installasjonssted, beroende på hvor enkel tilgang til anlegget er.</p>

**Teknologi klasse:** Offshore wind – deep water >60m

**Eksempelteknologier i gruppen:**

**Nr Selskap**

Trolig offshore entreprenører

**Navn på teknologi**

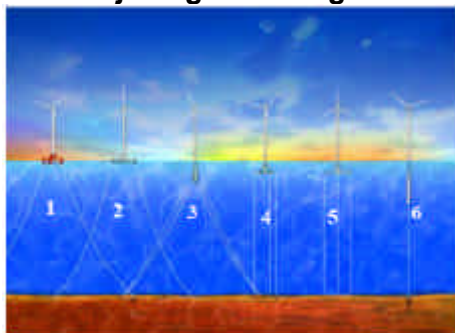
- 1) semi-submersible Dutch Tri-floater
- 2) barge
- 3) spar-buoy with two tiers of guy-wires
- 4) three-arm mono-hull tension leg platform (TLP)
- 5) concrete TLP with gravity anchor
- 6) deep water spar

**Norwegian innovative concepts:**

Norsk Hydro  
SWAY

Hywind  
SWAY

**Illustrasjon og vurdering**



Vanndyp over 60 m  
Kjent teknologi fra offshore  
Olje&Gass industri.  
Ikke demonstrert (på FoU nivå)  
for offshore vind.

**Energi utnyttelse og økonomi**

Aerodynamisk virkningsgrad,  
 $\eta_1$ : < 55%

Sekundær virkningsgrad,  
 $\eta_2$ : 85 – 90%

Turbin og fundament produsert i en enhet.

Uklart om det finnes egnede turbiner.

**Driftsparametere:**

Brukstid: ~ 4000-5000 h.  
Design levetid: antatt 20-25 år  
Sesongvariasjoner: Større produksjon i  
vinter halvåret.

**Økonomi:**

Investering: 3,2 – 5,5 NOK/(kWh år)  
Drift og vedlikehold: 15 – 20 øre/kWh. Kostnader vil avhenge  
av installasjonssted, beroende på hvor enkel tilgang til  
anlegget er.

Høyere kostnader pga:

- Omfattende marine operasjoner.
- Mer komplekst vedlikehold.
- Turbinteknologi må utvikles og valideres.
- Større risiko pga. bølgelaster og uprøvet teknologi.



[tom side]

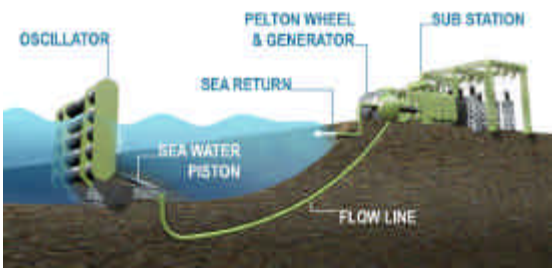
## Vedlegg 6. Eksempler på data for enkeltteknologier

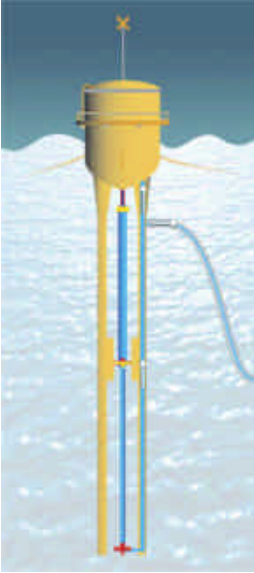
[tom side]



The following pages contain information on a standardised format for concepts and projects identified during the work. As is evident from the forms, information is usually incomplete. The forms are included to enable the interested reader to see for him- or herself what the individual concepts falling in the different generic categories look like, and provide a starting point for finding more information.


<b>Company:</b> A W Energy	<b>Project:</b> Wave Roller	<b>Technology class:</b> Wave - Hinged Flap device	<b>Project nr:</b> 1
<b>Technology Status Q2-2007:</b> 1/3 prototype tested at EMEC in 2005		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.aw-energy.com/">www.aw-energy.com/</a>	
<b>Principe:</b>  <p>A WaveRoller device is a plate anchored on the sea bottom by its lower part. The back and forth movement of bottom waves moves the plate, and the kinetic energy produced is collected by a piston pump. This energy can be converted to electricity by a closed hydraulic system in combination with a hydraulic motor/generator system. WaveRoller is a modular concept. In practice this means that the plant capacity is formed by connecting a number of production modules into a WaveRoller plant. Each module consists of 3-5 wave elements installed into a common generation system.</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> Installed capacity: 13 KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: 7-15 [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights: Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b> Investment cost: 800 – 1300 €/KW Operational cost: 30 – 50 €/MWh	

<b>Company:</b> <b>AMPL</b>	<b>Project:</b> Oyster	<b>Technology class:</b> Wave - Hinged Flap device	<b>Project nr:</b> 2
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Full scale test at EMEC in 2007		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.aquamarinepower.com/">www.aquamarinepower.com/</a>	
<b>Principe:</b>  The principle behind Oyster™ is simple. Fixed to the seabed, the device swings back and forth with each wave. This motion captures energy and pumps high pressure water to onshore hydro-electric equipment, which generates electricity.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: 300-600 KW / unit Annual energy production: [KWh/year]: Installation depths: 12 meter Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton] Size: 18x12x2 m  Oyster™ can also be installed and removed within 24 hours.		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Oyster™ has been designed to allow continued power generation to the grid in almost all sea-states without the need for excessive plant capacity.  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :  Targeted load factor of in excess of 40%	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years]: 20 years Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

<b>Company:</b> Aqua Energy	<b>Project:</b> AquaBuOY	<b>Technology class:</b> Wave - Underwater buoyant device	<b>Project nr:</b> 3
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Three installations		<b>Source of data:</b> <a href="http://peswiki.com/index.php/Directory:AquaBuOY">http://peswiki.com/index.php/Directory:AquaBuOY</a> ; <a href="http://www.finavera.com/">www.finavera.com/</a>	
<b>Principle:</b> <p>Energy transfer takes place by converting the vertical component of wave kinetic energy into pressurized seawater by means of two-stroke hose pumps. Pressurized seawater is directed into a conversion system consisting of a turbine driving an electrical generator.</p> <p>The acceleration tube is a vertical, hollow cylinder rigidly mounted under the body of the buoy. The tube is open at both ends to allow unimpeded entry and exit of seawater in either direction. Positioned at the midpoint of the acceleration tube is the piston, a broad, neutrally buoyant disk. When the Energy transfer takes place by converting the vertical component of wave kinetic energy buoy is at rest, the piston is held at the midpoint by the balanced tension of two hose pumps that are attached to opposite sides of the piston and extend to the top and bottom of the acceleration tube, respectively.</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> <p>Installed capacity: KW / unit  Annual energy production: [KWh/year]  Installation depths: [meters]  Weight of super structure:  - steel [ton]  - concrete [ton]  - other (specify) [ton]  - weight of Anchorage [ton]  Weight of Power take off equipment: [ton]</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights: Approx 30 %</p> <p>Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:</p>	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]:  Design life time: [years]  Possible season variations:</p>		<b>Economy:</b> <p>Investment cost:  Operational cost:</p>	

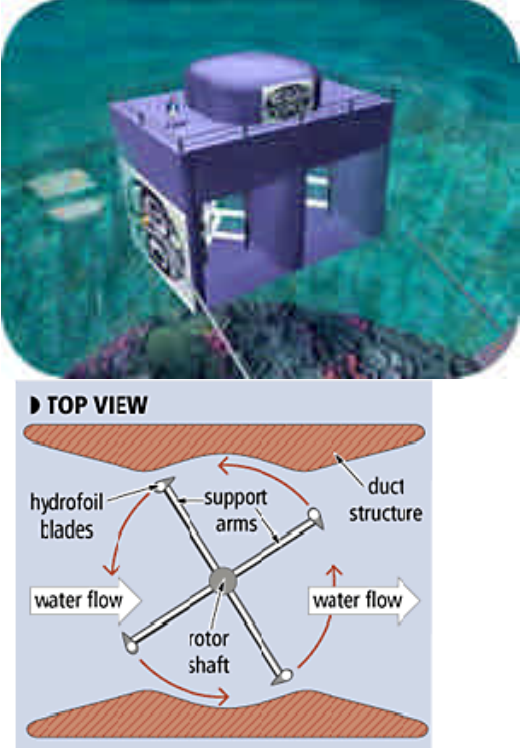
<b>Company:</b> AWS Oscean Energy	<b>Project:</b> Archimedes wave swing	<b>Technology class:</b> Wave - Underwater buoyant device	<b>Project nr:</b> 4
--------------------------------------	--	--	-------------------------

<b>Technology Status Q2-2007:</b> Scale test is executed	<b>Source of data:</b> <a href="http://www.awsoscean.com">www.awsoscean.com</a>
---	--


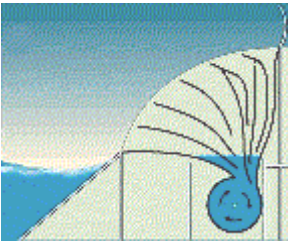
<b>Principle:</b> The AWS wave energy converter consists of a large air-filled cylinder which is submerged beneath the waves. As a wave crest approaches, the water pressure on the top of the cylinder increases and the upper part or 'floater' compresses the air within the cylinder to balance the pressures. The reverse happens as the wave trough passes and the cylinder expands. The relative movement between the floater and the fixed lower part or 'basement' is converted directly to electricity by means of an innovative linear generator. This linear generator is completely below the sea surface.	<b>Figure / picture:</b> 
--	---

<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: 1 MW Annual energy production [KWh/year]: Installation depths 80 – 90 m Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]	<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :  The power produced by an AWS unit depends upon both the wave height and the wave period (time between waves). The average electrical power delivered to the grid by a 12m diameter AWS with a stroke of 12m is shown below.  <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Significant Wave Height (Hs)</th> <th colspan="10">Period Band (Tz)</th> </tr> <tr> <th>5-6</th> <th>6-7</th> <th>7-8</th> <th>8-9</th> <th>9-10</th> <th>10-11</th> <th>11-12</th> <th>12-13</th> <th>13-14</th> <th>14-15</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.5-1.0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>52</td> <td>63</td> <td>73</td> <td>81</td> <td>114</td> </tr> <tr> <td>1.0-1.5</td> <td>0</td> <td>27</td> <td>49</td> <td>70</td> <td>99</td> <td>134</td> <td>172</td> <td>215</td> <td>244</td> <td>297</td> </tr> <tr> <td>1.5-2.0</td> <td>0</td> <td>55</td> <td>94</td> <td>128</td> <td>187</td> <td>272</td> <td>324</td> <td>354</td> <td>423</td> <td>463</td> </tr> <tr> <td>2.0-2.5</td> <td>0</td> <td>90</td> <td>160</td> <td>216</td> <td>307</td> <td>402</td> <td>465</td> <td>523</td> <td>623</td> <td>683</td> </tr> <tr> <td>2.5-3.0</td> <td>53</td> <td>136</td> <td>249</td> <td>310</td> <td>445</td> <td>596</td> <td>661</td> <td>756</td> <td>792</td> <td>894</td> </tr> <tr> <td>3.0-3.5</td> <td>69</td> <td>186</td> <td>336</td> <td>461</td> <td>596</td> <td>763</td> <td>869</td> <td>1020</td> <td>1019</td> <td>1071</td> </tr> <tr> <td>3.5-4.0</td> <td>114</td> <td>250</td> <td>446</td> <td>572</td> <td>791</td> <td>938</td> <td>1081</td> <td>1172</td> <td>1263</td> <td>1291</td> </tr> <tr> <td>4.0-4.5</td> <td></td> <td>296</td> <td>526</td> <td>745</td> <td>997</td> <td>1116</td> <td>1277</td> <td>1378</td> <td>1451</td> <td>1454</td> </tr> <tr> <td>4.5-5.0</td> <td></td> <td>367</td> <td>724</td> <td>892</td> <td>1194</td> <td>1353</td> <td>1525</td> <td>1615</td> <td>1745</td> <td>1701</td> </tr> <tr> <td>5.0-5.5</td> <td></td> <td>432</td> <td>843</td> <td>1135</td> <td>1353</td> <td>1611</td> <td>1776</td> <td>1847</td> <td>1931</td> <td>1844</td> </tr> <tr> <td>5.5-6.0</td> <td></td> <td></td> <td>896</td> <td>1297</td> <td>1536</td> <td>1768</td> <td>1958</td> <td>2093</td> <td>2037</td> <td>2185</td> </tr> <tr> <td>&gt;6.0</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> </tr> </tbody> </table> The annual energy production is found by multiplying the power for each Hs/Tz combination by the number of hours that this occurs in any year.	Significant Wave Height (Hs)	Period Band (Tz)										5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	0.5-1.0	0	0	0	0	0	52	63	73	81	114	1.0-1.5	0	27	49	70	99	134	172	215	244	297	1.5-2.0	0	55	94	128	187	272	324	354	423	463	2.0-2.5	0	90	160	216	307	402	465	523	623	683	2.5-3.0	53	136	249	310	445	596	661	756	792	894	3.0-3.5	69	186	336	461	596	763	869	1020	1019	1071	3.5-4.0	114	250	446	572	791	938	1081	1172	1263	1291	4.0-4.5		296	526	745	997	1116	1277	1378	1451	1454	4.5-5.0		367	724	892	1194	1353	1525	1615	1745	1701	5.0-5.5		432	843	1135	1353	1611	1776	1847	1931	1844	5.5-6.0			896	1297	1536	1768	1958	2093	2037	2185	>6.0	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Significant Wave Height (Hs)	Period Band (Tz)																																																																																																																																																									
	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15																																																																																																																																																
0.5-1.0	0	0	0	0	0	52	63	73	81	114																																																																																																																																																
1.0-1.5	0	27	49	70	99	134	172	215	244	297																																																																																																																																																
1.5-2.0	0	55	94	128	187	272	324	354	423	463																																																																																																																																																
2.0-2.5	0	90	160	216	307	402	465	523	623	683																																																																																																																																																
2.5-3.0	53	136	249	310	445	596	661	756	792	894																																																																																																																																																
3.0-3.5	69	186	336	461	596	763	869	1020	1019	1071																																																																																																																																																
3.5-4.0	114	250	446	572	791	938	1081	1172	1263	1291																																																																																																																																																
4.0-4.5		296	526	745	997	1116	1277	1378	1451	1454																																																																																																																																																
4.5-5.0		367	724	892	1194	1353	1525	1615	1745	1701																																																																																																																																																
5.0-5.5		432	843	1135	1353	1611	1776	1847	1931	1844																																																																																																																																																
5.5-6.0			896	1297	1536	1768	1958	2093	2037	2185																																																																																																																																																
>6.0	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a																																																																																																																																																


<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:	<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:
--	--


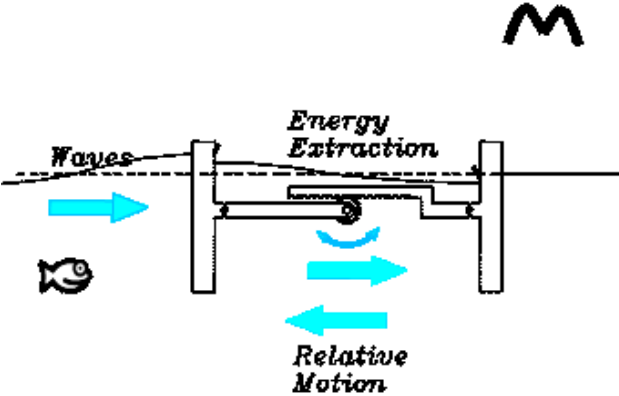
<b>Company:</b> Blue Energy Canada	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Tidal - Vertical axis	<b>Project nr:</b> 5
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Prototype test is ongoing		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.bluenergy.com">www.bluenergy.com</a>	
<b>Principe:</b> Four fixed hydrofoil blades of the Blue Energy Ocean Turbine are connected to a rotor that drives an integrated gearbox and electrical generator assembly. The turbine is mounted in a durable concrete marine caisson which anchors the unit to the ocean floor, directs flow through the turbine further concentrating the resource supporting the coupler, gearbox, and generator above it. These sit above the surface of the water and are readily accessible for maintenance and repair. The hydrofoil blades employ a hydrodynamic lift principal that causes the turbine foils to move proportionately faster than the speed of the surrounding water.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: 500kW KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different velocities:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: \$US 1200 per kWh Operational cost: \$US 0.04 per kWh	




<b>Company:</b> Caley Ocean	<b>Project:</b> Wave Plane	<b>Technology class:</b> Wave - Overtopping device	<b>Project nr:</b> 6
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Prototype tested		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.waveplane.com/products.htm">http://www.waveplane.com/products.htm</a>	
<b>Principe:</b>  <p>Seen from above the construction is triangular. Along two of the sides there are inlet ducts and right between those the anchoring point is located. This design ensures that the WavePlane always will position it self with the anchoring point and the inlet facing directly towards the waves.</p> <p>The WavePlane is a floating construction. In opposition to a boat it doesn't ride the waves up and down, but remains at water level. The WavePlane uses the same principle as a floating oil-platform with regard to lie still in waves. The WavePlane is a rigid construction with a damping plate (a big vertical plate) in the bottom. In the prototype there are three damping plates - one underneath the front and two connected to the two down going tubes. As the area of the damping plates is larger then the water level area of the device, the whole construction mostly follows the movements of the damping plates, which is minimal. The WavePlane is kept afloat by foam filled tanks.</p>		<b>Figure / picture:</b>    	
<b>Main parameters:</b>  <p>Installed capacity: KW / unit  Annual energy production: [KWh/year]  Installation depths: [meters]  Weight of super structure:  - steel [ton]  - concrete [ton]  - other (specify) [ton]  - weight of Anchorage [ton]  Weight of Power take off equipment: [ton]</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights: Model test shall have given results of 60 %</p> <p>Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:</p> <p>WavePlane is able to convert up to 32,9 of the energy present in regular waves. DTU has made tests in order to establish the efficiency of a turbine placed in the rotating water column, this shows that approximately 68 -78 % of the energy can be extracted this way. This means that in the right wave condition as much as 25,7 % of the available energy is delivered to the generators.</p>	
<b>Operation parameters:</b>  <p>Operating hours [h/years]:  Design life time: [years]  Possible season variations:</p>		<b>Economy:</b>  <p>Investment cost:  Operational cost:</p>	

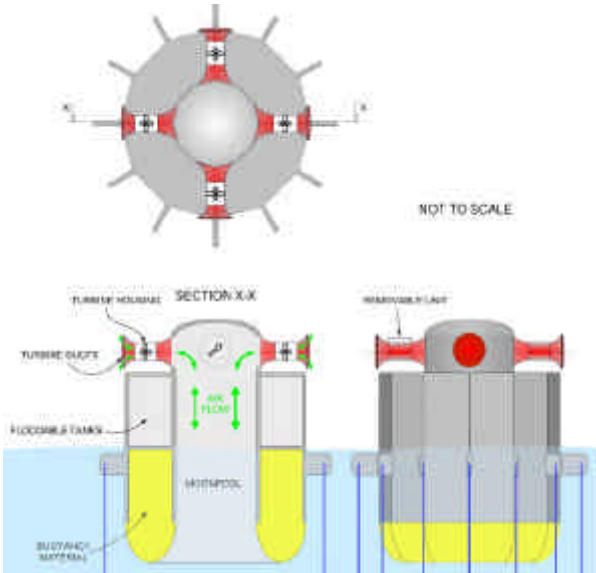


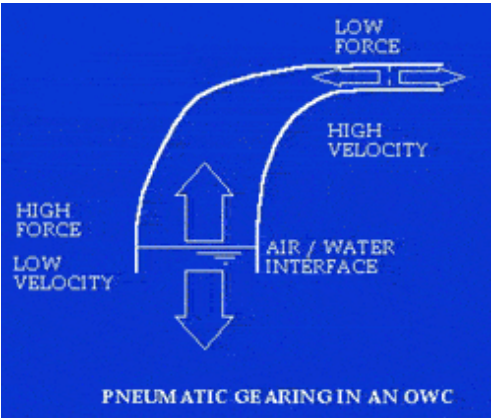
<b>Company:</b> Wavebob Limited	<b>Project:</b> Wavebob	<b>Technology class:</b> Surface-piercing buoy, point absorber	<b>Project nr:</b> 7
<b>Technology Status Q2-2007:</b> ¼- scale prototype sea trials under way		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.wavebob.com/">http://www.wavebob.com/</a> <a href="mailto:William.Dick@wavebob.com">William.Dick@wavebob.com</a>	
<b>Principle:</b>  Wavebob is a compound oscillating point absorber with hydraulic PTO generating synchronous electricity for delivery via cables back to the shore.  It is a self-reacting device, designed for deployment in large arrays in deep water. It is fully tuneable with on-board autonomous control.  R&D has followed a standard pattern, - hydrodynamic analysis: linear FD modelling: proof-of-concept; independent tank tests at 1/50 <sup>th</sup> , 1/25 <sup>th</sup> and 1/16 <sup>th</sup> scale; non-linear and TD modelling; CFD analyses; independent expert review (WS Atkins / UK Carbon Trust). A number of expert technical due diligences have been carried out.  Note that the ¼-scale unit (illustrated) is constrained to the heave mode. Commercial scale units will accommodate six degrees of freedom.		<b>Picture: Phase 1, ¼-scale, 2006</b>  	
<b>Main parameters:</b>  <u>Installed capacity:</u> ~1.5MW <u>Average energy production:</u> 500 – 700 kW / h <u>Installation depths:</u> >75 meters <u>Main hull structures</u> are of modular construction from low-cost factory-produced concrete components. (1/4-scale is steel).  The Wavebob is being designed for North Atlantic wave climates, typically Hs = 5.5m, Te = 10" and to recover useful power from much larger and longer period waves and to survive 100-year extremes.		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :  These are confidential and yet to be independently verified. Note that the entire device is streamlined and wave-by-wave control is a feature. A modular PTO based on well established marine hydraulics is considered most suitable at this time.	
<b>Operation parameters:</b>  <u>Operating hours</u> High availability assured by redundant PTO components and remote monitoring. <u>Design life time:</u> 25 years <u>Possible season variations:</u> The Wavebob eigen values, bandwidth, and excursions may be adjusted to suit prevailing conditions		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:  These are confidential, - but highly competitive!	

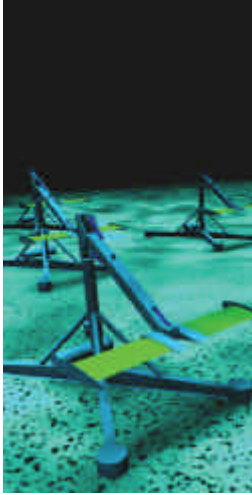
<b>Company:</b> C-Wave	<b>Project:</b> C-Wave	<b>Technology class:</b> Wave - Floating device	<b>Project nr:</b> 8
<b>Technology Status Q2-2007:</b> C-Wave plan to install a first grid connected multi-megawatt system in 2008/9		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.cwavepower.com/">www.cwavepower.com/</a>	
<b>Principle:</b>  The operating principle of the C-Wave system will have been experienced by anybody who has tried to climb or jump from one boat into another on a wavy sea.  As the boats sit next to each other, the gap between them is continually opening and closing requiring a carefully timed jump to get from one to the other. The C-Wave principle uses this continual movement to drive a generator and produce electricity.  The opening and closing of the gap between the boats is a result of the fact that when a wave passes a boat it doesn't go up and down on the wave as we might think, but in fact it goes round in a circle - up and down and side to side.		<b>Figure / picture:</b>  	
		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: <50 meters Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

As requested!


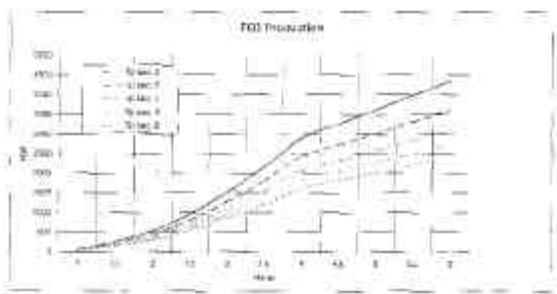
<b>Company:</b> Ecofys	<b>Project:</b> Wave Rotor	<b>Technology class:</b> Wave- other	<b>Project nr:</b> 9
<b>Technology Status Q2-2007:</b> 1:4 scale model tested at IFREMER		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.ecofys.nl/nl/expertisegebieden/product_systeemontwikkeling/waverotor.htm">www.ecofys.nl/nl/expertisegebieden/product_systeemontwikkeling/waverotor.htm</a>	
<b>Principe:</b> <p>Principles of wind energy are ingeniously combined to arrive at a very simple solution. Rather than looking at the up and down movements of waves there is also considerable energy to be captured from the circulating water particles in the waves creating local currents. The developers discovered that these circular currents can directly drive a rotor. All other systems developed for harnessing wave energy use inefficient intermediate conversion steps, e.g. compressing air, converting linear motion into rotation motion, using hydraulic pumps etc. In order to tap energy directly from both the up and down and back and forward currents, two types of rotors were combined on the same axis of rotation: a Darrieus rotor and a Wells rotor. These are respectively omni- and bi-directional rotors, which can operate in currents of changing directions.</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> <p>Installed capacity: 500 KW / unit          Annual energy production: [KWh/year]          Based on 4000 full load hrs:          2 GWh annually          Installation depths: [20-25 meters]          Weight of super structure:          &gt;200 tonnes- steel [ton]          none- concrete [ton]          - other (specify) [ton]          none- weight of Anchorage [ton]          Weight of Power take off equipment: &gt;100 tonnes[ton]</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights:          To early to give a fixed figure, but comparable to wind turbine rotor efficiencies          Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:          To early to give a fixed figure, PTO efficiency is high, gear box; 80%&gt;</p>	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]:4000          Design life time: 15[years]          Possible season variations: ?</p>		<b>Economy:</b> <p><b>Projected figures:</b>          Investment cost: &gt;2-3 ME per installation          Operational cost: &gt;40kE/annually</p>	

<b>Company:</b> Embley Energy Limited	<b>Project:</b> SPERBOY	<b>Technology class:</b> Wave - oscillating water column' principle	<b>Project nr:</b> 10
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Scale model in operation		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.sperboy.com/">http://www.sperboy.com/</a>	
<b>Principle:</b> SPERBOY™, developed and patented by Embley Energy, is a floating wave energy converter based on the 'oscillating water column' principle. Air displaced by the oscillating water column is passed through rectifying turbine-generators. Designed to be deployed in large arrays 8 to 12 miles off shore providing large-scale energy generation at a competitive cost.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights: Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: Design life time: 50 years] Possible season variations:		<b>Economy:</b> Investment cost: Operational cost:	


<b>Company:</b> Energetech	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Wave - Oscillating water column	<b>Project nr:</b> 11
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.energetech.com.au">www.energetech.com.au</a>	
<b>Principle:</b> <p>It is possible to focus all the energy of a plane surface gravity wave crest, the type you see breaking on the beach, on to a single point using a parabolic wave focusser. The section of the wave is reflected by a parabolic wall and converges on the focus of the parabola. As the wave converges, the crest height grows to a maximum in the focus area. Atop the focal region is a chamber that extends deeper than any likely wave trough. The oscillatory wave motion causes a similar oscillatory airflow through the chamber.</p> <p>At the focus, the water will rise and fall periodically with amplitude of approximately 3 times that of the incoming waves. All the energy of the section of the incoming plane wave converges on this point.</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> <p>Installed capacity: 1-2 MW / unit          Annual energy production: [KWh/year]          Installation depths: [meters]          Weight of super structure:          - steel [ton]          - concrete [ton]          - other (specify) [ton]          - weight of Anchorage [ton]          Weight of Power take off equipment: [ton]</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights:          Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:</p>	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]:          Design life time: [years]          Possible season variations:</p>		<b>Economy:</b> <p>Investment cost:          Operational cost:</p>	

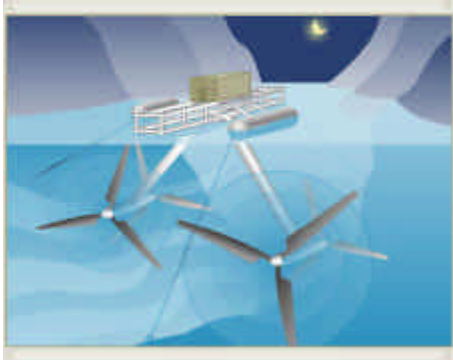
<b>Company:</b> Engineering Business	<b>Project:</b> Stingray	<b>Technology class:</b> Tidal - Other	<b>Project nr:</b> 12
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Project is terminated		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.engb.com/">www.engb.com/</a>	
<b>Principe:</b> It consists of a hydroplane which has its attack angle relative to the approaching water stream varied by a simple mechanism. This causes the supporting arm to oscillate, which in turn forces hydraulic cylinders to extend and retract. This produces high pressure oil which is used to drive a generator.” This device was design, built, deployed, and tested over the course of several years (1998-2002), but decommissioned due to economic viability in 2003 or 2004.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  <i>There is funding available for future development but not on the scale or basis that will allow EB to rapidly or profitably make Stingray a commercial reality.</i>  Installed capacity: 150 KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

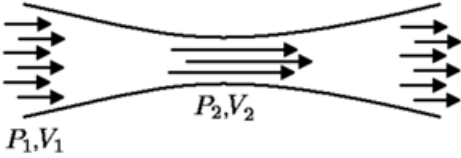



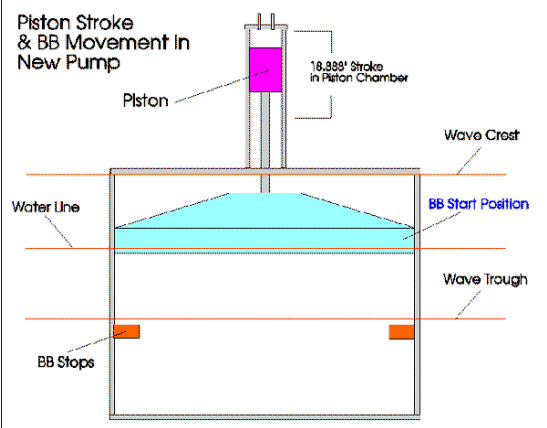
<b>Company:</b> FOBOX AS (Fred. Olsen)	<b>Project:</b> FO3	<b>Technology class:</b> Wave - Floating device	<b>Project nr:</b> 13
<b>Technology Status Q2-2007:</b> 1:33, 1:20 and 1:3 scale tests performed in Wave Tank, 1:3 scale model build (Buldra) and has undergone two years of sea testing (not grid connected). Engineering design of full scale platform in progress		<b>Source of data:</b> Planning application to NVE	
<b>Principle:</b> Floating platform in composites. Vertical motion of the 21 floaters pumps a hydraulic fluid and generates electric power through power take off equipment at the platform deck. Multiple platforms are connected to form a wave farm.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters (scale model)</b> Installed capacity: 1500 KW / unit Annual energy production: 6,5 GWh/year Installation depths: [ 30 – 100 meters] Weight of super structure: <b>Overall weight 450 tonnes</b> Size of full scale model: 36x36x 14 meter high		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: 95% design goal Design life time: [years]. 25 years Possible season variations: No		<b>Economy:</b> Investment cost: aprox. 39 MNOK Operational cost [øre/kwh]	



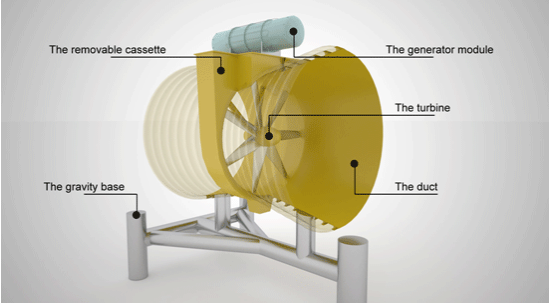
<b>Company:</b> Hammerfest Strøm	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, bottom mounted.	<b>Project nr:</b> 14
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Scale model tested		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.e-tidevannsenergi.com/">www.e-tidevannsenergi.com/</a>	
<b>Principle:</b> Gravity foundation standing at the sea-bed with hydraulic generator and 180 °C pitch of the turbine blades.		<b>Figure / picture: :</b> 	
<b>Main parameters:</b> Installed capacity: 300 KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities: Power take off efficiency $\eta_2$ : 0,81	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations: non		<b>Economy:</b> Investment cost: Operational cost:	

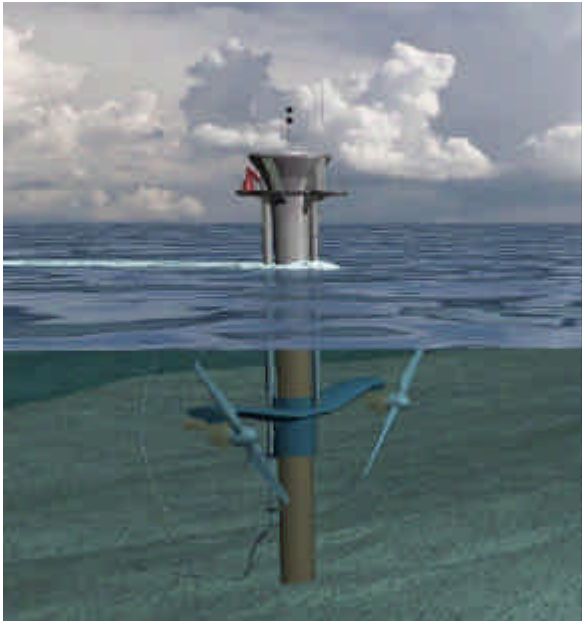
<b>Company:</b> Hydra Tidal	<b>Project:</b> Morild	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, floating	<b>Project nr:</b> 15
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.statkraft.no">www.statkraft.no</a>	
<b>Principle:</b>  Floating power plant with contra rotating generator.		<b>Figure / picture:</b>   <p>The figure is not representative for the latest design.</p>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: 1 MW / unit Annual energy production: 4000 GWh/year Installation depths: 30-100 [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours: 3500 - 4500 h/years Target design life time: 25 years Possible season variations: non		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

<b>Company:</b> HydroVenturi	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, bottom mounted.	<b>Project nr:</b> 16
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.hydroventuri.com">www.hydroventuri.com</a> <a href="http://ewh.ieee.org/cmte/ips/2005GM/oceans_2.pdf">http://ewh.ieee.org/cmte/ips/2005GM/oceans_2.pdf</a>	
<b>Principle:</b> <p>This involves the use of a venturi to draw air into the flow of water, and generate power from an air turbine. This will generate approximately 35kw of electrical power and prove the viability of our approach for a head as low as 2 metres. This design can be applied to marine locations where there is a head of 1-2 metres' difference (e.g. storm surge barrier, causeway et cetera).</p> <p>a) Water enters the module  b) The flow is passed through the Venturi. This causes the water to accelerate and the pressure to drop.  c) Where the maximum pressure drop occurs, air or water is sucked from the surface through a system of pipes. The suction created in this circuit is sufficient to drive onshore air turbines.</p> 		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> <p>Installed capacity: 150 KW / unit  Annual energy production: [KWh/year]  Installation depths: [meters]  Weight of super structure:  - steel [ton]  - concrete [ton]  - other (specify) [ton]  - weight of Anchorage [ton]  Weight of Power take off equipment: [ton]  Size of scale model:</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different water velocities:    Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:</p>	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]:  Design life time: [years]  Possible season variations: non</p>		<b>Economy:</b> <p>Investment cost:  Operational cost:</p>	

<b>Company:</b> Independent Natural Resources	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Wave - Underwater buoyant device	<b>Project nr:</b> 17
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.inri.us/pages/2/index.htm?gen_time=1083949207994">http://www.inri.us/pages/2/index.htm?gen_time=1083949207994</a>	
<b>Principle:</b> <p>The main components of the SEADOG™ pump include a buoyancy chamber, buoyancy block, piston assembly, piston shaft, piston cylinder, and intake and exhaust valves. When positioned in the water the buoyancy block (filled with air) floats within the buoyancy chamber, moving up and down in relation to the ocean waves and swells. The buoyancy block is connected to the piston shaft which in turn moves the piston assembly through the piston cylinder.</p> <p>As the buoyancy block moves down in the trough of a wave it draws the piston downward through the piston cylinder. The downward movement draws water into the piston cylinder through the intake valve filling the piston cylinder chamber. As the next wave lifts the buoyancy block the water is compressed within the piston cylinder and expelled through the exhaust valve. Each cycle of the buoyancy block rising and falling, drawing in and expelling water, is called a stroke. Each stroke of the piston causes the water to be pumped from the piston cylinder in a regular manner</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> <p>Installed capacity: KW / unit          Annual energy production: [KWh/year]          Installation depths: [meters]          Weight of super structure:          - steel [ton]          - concrete [ton]          - other (specify) [ton]          - weight of Anchorage [ton]          Weight of Power take off equipment: [ton]</p> <p>The pump stands 35 feet high and weighs 17,200 pounds.</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights:          Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:</p> <p>The SEADOG™ pump received 3rd party validation of the concept and basic performance and confirming (within 5%) energy recovery results generated in INRI's™ own internal lab tests.</p>	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]:          Design life time: [years]          Possible season variations:</p>		<b>Economy:</b> <p>Investment cost:          Operational cost:</p>	

<b>Company:</b> Lancaster University	<b>Project:</b> SF FROG MK 5	<b>Technology class:</b> -	<b>Project nr:</b> 18
<b>Technology Status Q2-2007:</b> -		<b>Source of data:</b> BWEA	
<b>Principe:</b>		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	


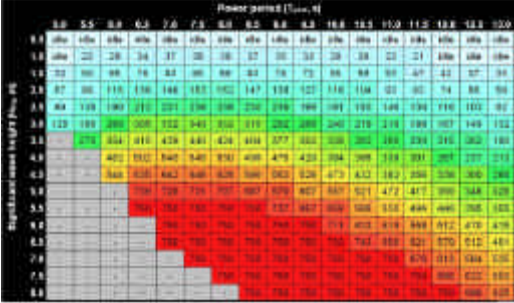
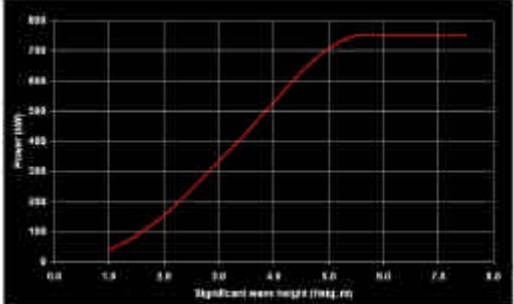
<b>Company:</b> Lunar Energy	<b>Project:</b> Rotech Tidal Turbine (RTT)	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, bottom mounted.	<b>Project nr:</b> 19
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.lunarenergy.co.uk">www.lunarenergy.co.uk</a>	
<b>Principe:</b> <p>The RTT is a bi-directional horizontal axis turbine housed in a symmetrical venturi duct. The venturi draws the existing ocean currents into the RTT in order to capture and convert energy into electricity. Use of a gravity foundation will allow the RTT to be deployed quickly and with little or no seabed preparation at depths in excess of 40 metres. This gives the RTT a distinct advantage over most of its competitors and opens up a potential energy source that is 5 times the size of that available to companies using pile foundations.</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: 1 MW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: <40 meters Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations: non		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	


<b>Company:</b> Marine Current Turbines	<b>Project:</b> SeaGen	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis surface piercing.	<b>Project nr:</b> 20
<b>Technology Status Q2-2007:</b> 2002-2006 Installation and testing of the first commercial-scale unit		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.marineturbines.com">www.marineturbines.com</a>	
<b>Principe:</b>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: 750 – 1500 KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: <20 years Possible season variations: non		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

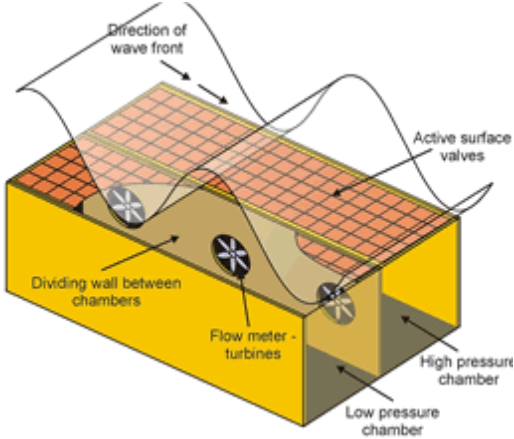
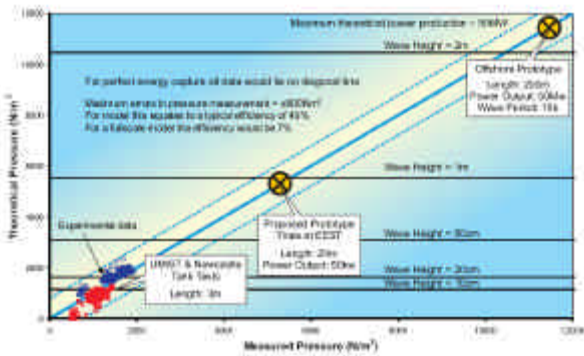


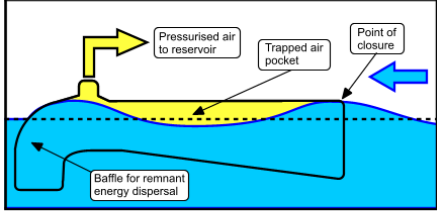
<b>Company:</b> Neptum Energy	<b>Project:</b> -	<b>Technology class:</b> Wave - Oscillating water column	<b>Project nr:</b> 21
<b>Technology Status Q2-2007:</b> -		<b>Source of data:</b> EMEC	
<b>Principe:</b>		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	


<b>Company:</b> Norrønt AS	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, bottom mounted.	<b>Project nr:</b> 22
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> Planning application to NVE <a href="http://www.norront.com/Intellectual%20rights%20&amp;%20Patents.htm">www.norront.com/Intellectual%20rights%20&amp;%20Patents.htm</a>	
<b>Principle:</b> Submerged turbine with height of 30 meters and a width of 20 meters. Hydraulic fluid is pumped on-shore to an hydraulic motor connected to the generator.		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: 4 mW <sub>peak</sub> / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights: 50%  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: 14,7 MNOK Operational cost:	

<b>Company:</b> Ocean Power Delivery Limited	<b>Project:</b> Pelamis	<b>Technology class:</b> Wave - Floating device	<b>Project nr:</b> 23
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.oceanpd.com/default.html">http://www.oceanpd.com/default.html</a>	
<b>Principle:</b> The Pelamis consists of a 150m long chain of cylindrical sections (usually 4), each 3.5m in diameter. Each joint contains a hydraulic pump and as waves move the sections oil is pumped from the joints through motors, which drive generators.  The company got its first contract and is currently building systems for deployment in Portugal. For optimal use, devices are placed 5-10km from shore in 50-60m deep water. Predicted costs are 2.4-4.3p/kWh (as of 2002).		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: The device is rated at 740kW (achievable with 5.5+m significant wave heights). Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: Ideally the Pelamis would be moored in waters approximately 50-60m in depth (often 5-10km from the shore). Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]  120 m long and		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:    Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours: [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	


<b>Company:</b> Ocean Power Technologies Limited	<b>Project:</b> PowerBuoy	<b>Technology class:</b> Wave - Underwater buoyant device	<b>Project nr:</b> 24
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.oceanpowertechologies.com/">www.oceanpowertechologies.com/</a>	
<b>Principle:</b> <p>Our PowerBuoy® system consists of a floating buoy-like device that is loosely moored to the seabed so that it can freely move up and down in response to the rising and falling of the waves, as well as a power take off device, an electrical generator, a power electronics system and our control system, all of which are sealed in the unit</p> <p>Their technology is based on the linear generator. A coil moves up and down around a magnet.</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> <p>Installed capacity: 40-500 KW / unit  Annual energy production: [KWh/year]  Installation depths: [meters]  Weight of super structure:  - steel [ton]  - concrete [ton]  - other (specify) [ton]  - weight of Anchorage [ton]  Weight of Power take off equipment: [ton]  The 40kW PowerBuoy® system has a maximum diameter of 12 feet near the surface, and is 52 feet long, with approximately 13 feet of the PowerBuoy® system protruding above the surface of the ocean.</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:</p>	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]:  Design life time: [years]  Possible season variations:</p>		<b>Economy:</b> <p>Investment cost:  Operational cost:</p>	

<b>Company:</b> Ocean Wavemaster	<b>Project:</b> Wave Master	<b>Technology class:</b> Wave - Other	<b>Project nr:</b> 25
<b>Technology Status Q2-2007:</b> In 2004 they had a 20m prototype		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.oceanwavemaster.com/">www.oceanwavemaster.com/</a>	
<b>Principle:</b> <p>“A WaveMaster device consists of two pressure chambers connected via a number of turbines and is located under water surface so that, at all times, the device is covered. The upper surface of each chamber is an "active surface" covered with many one-way valves which control the flow of water through the device. The valves on the high-pressure chamber allow the flow of water into the chamber provided the outside pressure is higher than the internal chamber pressure. This typically occurs under wave crests. If the outside pressure is less than the internal pressure then the valves remain closed and there is no flow. Similarly, the valves on the low-pressure chamber will only allow water to flow out of the chamber if the internal pressure is higher than that outside. This typically occurs under wave troughs. If the internal pressure is less than the outside pressure then the valves remain closed and there is no flow.”</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights: Power take off efficiency $\eta_2$ : 	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b> Investment cost: Operational cost:	


<b>Company:</b> Offshore Wave Energy Ltd	<b>Project:</b> Grampus	<b>Technology class:</b> Wave - Oscillating water column	<b>Project nr:</b> 26
<b>Technology Status Q2-2007:</b> 3 m model tested in 1:10 scale		<b>Source of data:</b> <a href="http://owel.co.uk">http://owel.co.uk</a>	
<b>Principle:</b> <p>(OWEL) has developed &amp; patented a new concept of wave energy device, which traps and compresses air in successive wave troughs. The compressed air is accumulated in a reservoir and is then used to drive a turbine and thus generate power. The devices are inherently robust &amp; are designed to be installed on floating platforms, moored offshore in sea areas where energetic wave spectra are found.</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights: Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b> Investment cost: Operational cost:	

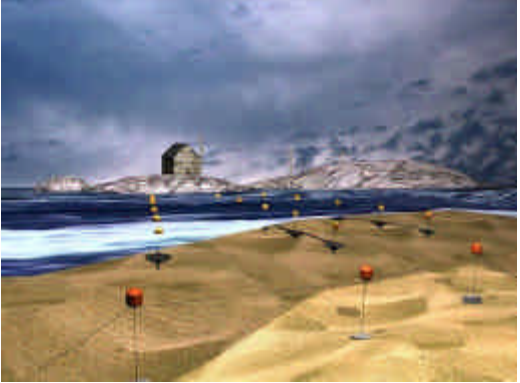
<b>Company:</b> Open Hydro	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis surface piercing.	<b>Project nr:</b> 27
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.openhydro.com/home.html">http://www.openhydro.com/home.html</a>	
<b>Principle:</b> <p>The functionality and survivability of equipment in an underwater environment demands simplicity and robustness. The Open-Centre Turbine meets these demands, with its slow-moving rotor and lubricant-free construction and operation minimising risk to marine life. The Open-Centre Turbine, with just one moving part and no seals, is a self-contained rotor with a solid state permanent magnet generator encapsulated within the outer rim, minimising maintenance requirements.</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> <p>I Installed capacity: KW / unit  Annual energy production: [KWh/year]  Installation depths: [meters]  Weight of super structure:  - steel [ton]  - concrete [ton]  - other (specify) [ton]  - weight of Anchorage [ton]  Weight of Power take off equipment: [ton]</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights:    Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:</p>	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]:  Design life time: [years]  Possible season variations:</p>		<b>Economy:</b> <p>Investment cost:  Operational cost: Currently, the cost of generating electricity using an Open-Centre Turbine is predicted to be comparable to Offshore Wind</p>	





<b>Company:</b> ORECON Limited	<b>Project:</b> MRC	<b>Technology class:</b> Wave - Underwater buoyant device	<b>Project nr:</b> 28
<b>Technology Status Q2-2007:</b> 1:20 scale test is executed. No news since 2002?!		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.orecon.com">www.orecon.com</a>	
<b>Principle:</b> Multi-resonant converter with a generation capacity of 1MW' tuneable to resonance.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: <50 meters Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

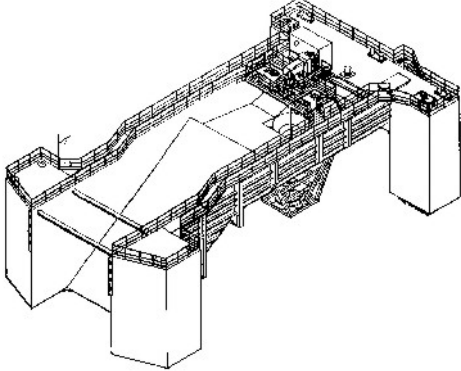
<b>Company:</b> OU Bouy	<b>Project:</b> -	<b>Technology class:</b> -	<b>Project nr:</b> 29
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> -	
<b>Principe:</b>		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

<b>Company:</b> Pearson College	<b>Project:</b> Clean Current's tidal turbine generator	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, bottom mounted.	<b>Project nr:</b> 30
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Pilot plant tested		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.racerocks.com/">www.racerocks.com/</a>	
<b>Principle:</b> A bi-directional ducted horizontal axis turbine with a direct drive variable speed permanent magnet generator. Operability is enhanced by a simple design that has one moving part - the rotor assembly that contains the permanent magnets. There is no drive shaft and no gearbox.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities: Power take off efficiency $\eta_2$ : This proprietary design delivers better than 50 per cent water-to-wire efficiency.	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Designlevetid: The turbine generator has a design life of 10 years (major overhaul every 10 years) and a service life of 25-30 years. During that time it will generate electricity Possible season variations:		<b>Economy:</b> Investment cost: Operational cost:	

<b>Company:</b> Pelagic Power	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Wave - Underwater buoyant device	<b>Project nr:</b> 31
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.pelagicpower.no/">http://www.pelagicpower.no/</a>	
<b>Principe:</b>  The pump, turbine and generator floats 20-30 meters below the sea-level connected to the sea-bed with an anchor. A float is connected to the six pumps that supply the turbine with high pressure fluid.		<b>Figure / picture:</b>  	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ :  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	


<b>Company:</b> Renewable Energy Holdings	<b>Project:</b> -	<b>Technology class:</b> WEC – Unknown	<b>Project nr:</b> 32
<b>Technology Status Q2-2007:</b> -		<b>Source of data:</b> EMEC	
<b>Principe:</b>		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

<b>Company:</b> Wave Star Energy A/S	<b>Project:</b> Wave Star	<b>Technology class:</b> Wave - floating device.	<b>Project nr:</b> 33
<b>Technology Status Q2-2007:</b> 1:10 scale model tested for one year in the sea. Grid connected.		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.wavestarenergy.com/">http://www.wavestarenergy.com/</a>	
<b>Principe:</b> The 1:10 scale model is 24 metres long and designed to stand in water which is a couple of metres deep. The 20 floats on either side of the machine, which generate the electricity by being pressed upwards by the waves, are one metre in diameter and generate electricity from waves of a height of just 3 centimetres. But in spite of its size the test machine has been built as a future full scale 240 m long machine, to test the functionality under realistic conditions. The floats are each positioned at the base of their own hydraulic cylinder. When a float is raised, a piston in the cylinder presses oil into the machine's common transmission system with a pressure of up to 200 bar. The pressure drives a hydraulic motor, which is connected to the generator, which produces the electricity. The test machine is oriented towards the dominant wave direction.		<b>Figure / picture:</b>  	
<b>Main parameters:</b> Scale 1:10, 1,8 kW @ 0,5m Hs, 2 m water depth. Scale 1:2, 500 kW @ 2,5m Hs, 10 m water depth. First commercial and series produced unit. Scale 1:1, 6 MW @ 5,0m Hs, 20 m water depth. Scale 1,5: 1 24 MW @ 7,5m Hs, 30 m water depth. Annual energy production 30% to 50% of installed capacity. Weight will depend on choice of material. Expected 400 to 800 tons / MW		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Tests and calculations show that the wave machine produces energy around 90 percent of the time, and that it will run on maximum power 30 percent of the time. Each time the machine doubles in size, its power becomes around 11 times greater, according to Froude's model laws, which have been proven in real life.	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: +95% eqv. + 8.300 h/y Design life time: 5 x 10 years, with overhauls Possible season variations: Depends on location		<b>Economy:</b> Investment cost: To early Operational cost: To early	

<b>Company:</b> Seapower	<b>Project:</b> FWPV	<b>Technology class:</b> Wave - Overtopping device	<b>Project nr:</b> 34
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.seapower.se/">http://www.seapower.se/</a>	
<b>Principle:</b> <p>The FWPV* lines up against the waves since the unit is anchored at one point only. When the waves hits the power plant they roll up the ramp and is forced together. The waves grow and falls into the reservoir beneath the ramp before the water is directed to Kaplan Turbin with automatic blade adjustment</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> <p>Installed capacity; three turbines each of 500 KW.  Annual energy production: [KWh/year]  Installation depths: 50-80 m  Weight of super structure: 1200 tonnes  - steel [ton]  - concrete [ton]  - other (specify) [ton]  - weight of Anchorage [ton]  Weight of Power take off equipment: [ton]</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:  Test at Shetland:  Full capacity 20% of the year  Half capacity 40% of the year  Zero capacity 40% of the year  5,2GWh/år</p>	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]:  Design life time: [years]  Possible season variations:</p>		<b>Economy:</b> <p>Investment cost:  Operational cost:</p>	

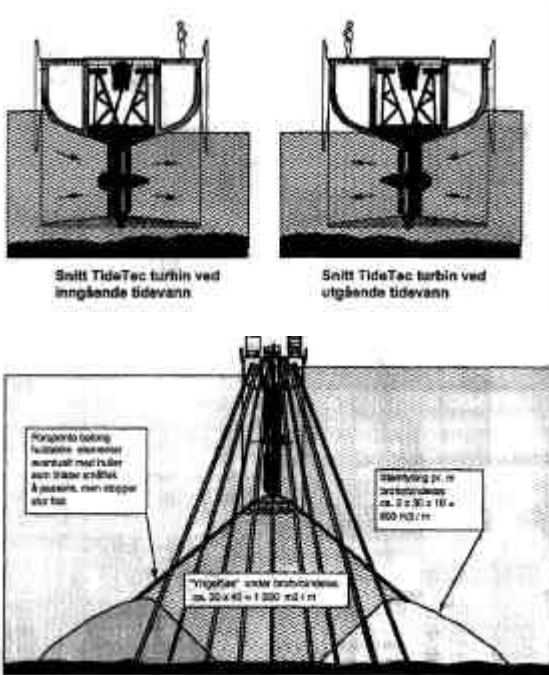


<b>Company:</b> SeaVolt	<b>Project:</b> Wave Rider	<b>Technology class:</b> WEC - Unknown	<b>Project nr:</b> 35
<b>Technology Status Q2-2007:</b> -		<b>Source of data:</b> BWEA	
<b>Principe:</b>		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	


<b>Company:</b> SMD Hydrovision Ltd	<b>Project:</b> TidEl	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, floating	<b>Project nr:</b> 36
<b>Technology Status Q2-2007:</b> 1:10 scale model tested at NaREC		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.smdhydrovision.com/">http://www.smdhydrovision.com/</a>	
<b>Principle:</b> It's a floating turbine/propeller system that dynamically aligns itself with the flow. It's moored to the seafloor and stays below the surface, except during maintenance.  Rated for a 2.5m/s maximum tidal velocity.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: 1MW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: approx 30 meters Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton] Velocity: rated for a 2.5m/s maximum tidal velocity.		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

<b>Company:</b> Marine Energy Generation Ltd	<b>Project:</b> HydroAir	<b>Technology class:</b> Wave - Oscillating water column	<b>Project nr:</b> 37
<b>Technology Status Q2-2007:</b> The company intends to build a full scale 400 kW HydroAir system by 2008.		<b>Source of data:</b>	
<b>Principle:</b>  HydroAir is an air turbine used in Oscillating Water Column (OWC) systems - a technology that uses wave motion to compress air through an air turbine to generate electrical power. DeltaStream is a free standing tidal generation device that produces electricity from the sea bed. HydroAir is a complete power generation system, which incorporates a turbine, a generator, power conversion and control for use in OWC technology		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

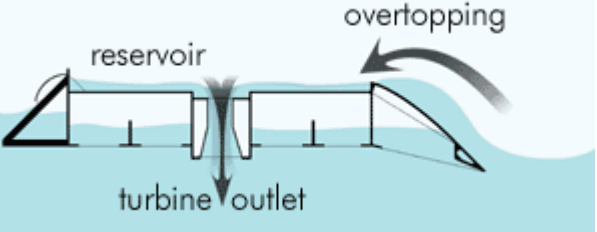

<b>Company:</b> Marine Energy Generation Ltd	<b>Project:</b> DeltaStream	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, bottom mounted.	<b>Project nr:</b> 38
<b>Technology Status Q2-2007:</b> The company aims to install a full scale DeltaStream system in water during 2007/2008.		<b>Source of data:</b>	
<b>Principle:</b> It is self-fixing to the seabed. The robust triangular shaped frame supports three turbine nacelles, which feature unique enhancements to capture the maximum amount of energy from the energy resource.		<b>Figure / picture:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities: Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Main parameters:</b> Installed capacity: 1 MW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: Design life time: 20 years Possible season variations:		<b>Economy:</b> Investment cost: Operational cost:	


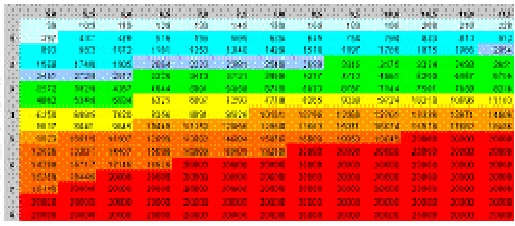
<b>Company:</b> TideTEC	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, bottom mounted.	<b>Project nr:</b> 39
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.nve.no/modules/module_111/news_item_view.asp?iNewsId=32010&amp;iCategoryId=1563">http://www.nve.no/modules/module_111/news_item_view.asp?iNewsId=32010&amp;iCategoryId=1563</a> <b>Application for planning premission</b>	
<b>Principle:</b>  Horizontal turbine with diameter 3,3 m	<b>Figure / picture:</b>  		
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: 600 KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]	<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities:  Power take off efficiency $\eta_2$ :		
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:	<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:		

<b>Company:</b> UMIP	<b>Project:</b> Manchester Bobber	<b>Technology class:</b> Wave - Floating device	<b>Project nr:</b> 40
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> EMEC	
<b>Principe:</b>		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

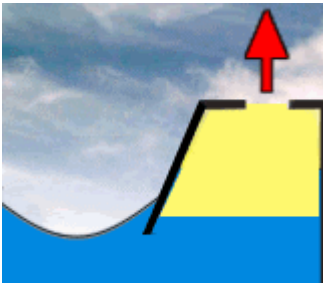

<b>Company:</b> Verdant Power, Inc. & Verdant Power Canada ULC	<b>Project:</b> Roosevelt Island Tidal Energy Project (Kinetic Hydropower System [KHPS])	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, bottom <u>or surface</u> mounted.	<b>Project nr:</b> 41
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.verdantpower.com/tech/lowimpact.html">http://www.verdantpower.com/tech/lowimpact.html</a> (out of date)	
<b>Principle:</b> Axial-Flow Rotor Turbine: The design of these turbines consists of a <u>rotor with fixed-pitch</u> radial blades. Mechanical power is applied through a speed increaser to an internal electric generator, or <u>directly to a direct-drive</u> electric generator. <u>Alternatively, a water pump can be directly driven.</u>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> (All dependent upon site water speed distribution) Installed capacity: <u>35</u> KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] <u>varies</u> - concrete [ton] <u>varies</u> - other (specify) [ton] <u>varies</u> - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton] <u>varies</u>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different water velocities: <u>Approximately 40%</u> Power take off efficiency $\eta_2$ : <u>Water to wire efficiency of approximately 30%.</u>	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: <u>75% - 100% (varies with site)</u> Design life time: [years] <u>10+</u> Possible season variations: <u>?</u>		<b>Economy:</b> Investment cost: <u>?</u> Operational cost: <u>?</u>	




<b>Company:</b> Wave Dragon	<b>Project:</b> Wave Dragon	<b>Technology class:</b> Wave - Overtopping device	<b>Project nr:</b> 42
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.wavedragon.net/">http://www.wavedragon.net/</a>	
 <p><b>Principe:</b></p> <p>Wave Dragon is a floating, slack-moored energy converter of the overtopping type that can be deployed in a single unit or in arrays of Wave Dragon units in groups resulting in a power plant with a capacity comparable to traditional fossil based power plants.</p>		 <p><b>Figure / picture:</b></p>	
<b>Main parameters:</b> <p>Installed capacity: KW / unit 4,000-11,000  Annual energy production: [KWh/year] 12,000,000 – 35,000,000  Installation depths: [meters] 25m or more  Weight of super structure:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- steel [ton]</li> <li>- concrete [ton]</li> <li>- other (specify) [ton]</li> <li>- weight of Anchorage [ton]</li> </ul> <p>total: 22,000 tons – 54,000 tons  Weight of Power take off equipment: [ton]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- conf</li> </ul>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights:  conf  Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:  Definition needed</p>	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]: 7,000  Design life time: [years] 50  Possible season variations: 1:3 summer:winter</p>		<b>Economy:</b> <p>Investment cost: 1,575 – 2,300 EUR/kW  Operational cost: 0.01 EUR/kWh</p>	

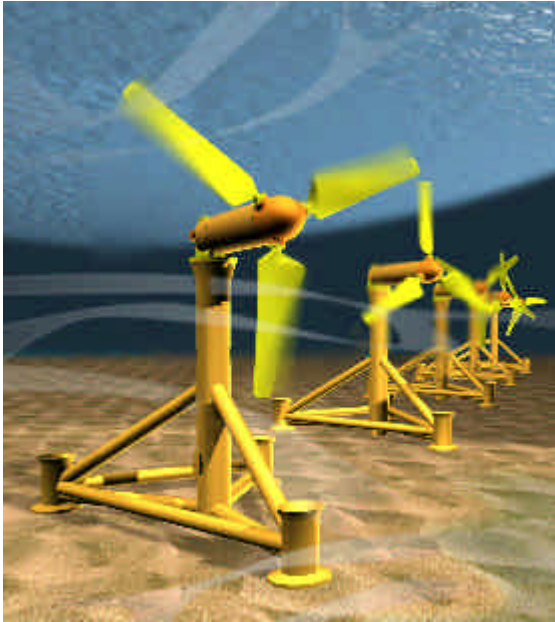
<b>Company:</b> Wave Energy	<b>Project:</b> SSG	<b>Technology class:</b> Wave - Overtopping device	<b>Project nr:</b> 43
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Pilot test coming up		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.waveenergy.no/">http://www.waveenergy.no/</a>	
<b>Principle:</b> <p>The SSG concept is based on storing the potential energy of the incoming waves in several reservoirs placed one above the other.</p> <p>This patented multi-reservoir concept ensures that all the different heights of waves are utilized for energy production, which gives a continuous production that again results in a high degree of efficiency for the plant.</p> <p>The amount of reservoirs and the crest height on these will be dictated by the sea state at the location.</p> <p>The water in the reservoirs will run through a patented multi stage turbine, which is able to utilize multiple heads of water on one turbine wheel.</p> <p>The SSG is built as a robust concrete structure with the turbine shaft as virtually the only moving part of the mechanical system.</p>		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> <p>The total device size is scalable as the WEC is made up of one or more modules. The module length is typically 10 meters wide.</p> <p>Device height will depend on sea state. Full scale pilot consists of one module that is 10m wide, 17m deep and 8m high (20kW/m sea state)</p> <p>Structural Weight: Approx 1500 tons (above example)</p> <p>Rated Power: 200 kW for one module as described above.</p> <p>Annual energy production: [KWh/year] (estimated based on lab result, 20kW/m wave climate and 500m structure: 22GWh/year)</p> <p>Installation depths: [meters] <a href="#">NA. Shoreline/breakwater device</a></p> <p>Weight of super structure: ? 10m wide scale model for 20kW/m waves will have a weight of approx. 1500 ton. Commercial plant with 200 meter width have a weight of 30 000 tons.</p>		<b>Energy extraction and efficiency:</b> <p>Hydrodynamic efficiency <math>\eta_1</math>, average or for different significant wave heights:</p> <p>Power take off efficiency <math>\eta_2</math>:</p> <p>Hydraulic efficiency: 50% Wave to Wire efficiency: 26%</p> 	
<b>Operation parameters:</b> <p>Operating hours [h/years]: 85% ( Location dependent).</p> <p>Design life time: [years] : 50 years</p> <p>Possible season variations: Yes</p>		<b>Economy:</b> <p>Investment cost:</p> <p>Operational cost:</p>	

<b>Company:</b> Wave Mill	<b>Project:</b> -	<b>Technology class:</b> Wave – Unknown	<b>Project nr:</b> 44
<b>Technology Status Q2-2007:</b> -		<b>Source of data:</b> IEA	
<b>Principe:</b>		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	


<b>Company:</b> Wavegen (Voith Siemens Hydro and EnBW)	<b>Project:</b> Limpet	<b>Technology class:</b> Wave - Oscillating water column	<b>Project nr:</b> 45
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.wavegen.com/">http://www.wavegen.com/</a>	
<b>Principle:</b> Developed device called Limpet (Land Installed Marine Powered Energy Transformer). The Limpet unit on Islay has an inclined oscillating water column (OWC) that couples with the surge-dominated wave field adjacent to the shore. The water depth at the entrance to the OWC is typically seven metres.  The design of the air chamber is important to maximise the capture of wave energy and conversion to pneumatic power.  The turbines are carefully matched to the air chamber to maximise power output.		<b>Figure / picture:</b>  	
<b>Main parameters:</b>  The performance has been optimised for annual average wave intensities of between 15 and 25kW/m. The water column feeds a pair of counter-rotating turbines, each of which drives a 250kW generator, giving a nameplate rating of 500kW. Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

<b>Company:</b> Y-Win Ltd	<b>Project:</b> -	<b>Technology class:</b> Wave - Oscillating water column	<b>Project nr:</b> 46
<b>Technology Status Q2-2007:</b> -		<b>Source of data:</b> BWEA / IEA	
<b>Principe:</b>		<b>Figure / picture:</b>	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

<b>Company:</b> Atlantisstrom	<b>Project:</b>	<b>Technology class:</b> Tidal Power- other	<b>Project nr:</b> 47
<b>Technology Status Q2-2007:</b>		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.atlantisstrom.de/index_norwegian.html">http://www.atlantisstrom.de/index_norwegian.html</a>	
<b>Principle:</b> The unique, patented folding mechanism facilitates the exploitation of the incoming and outgoing tide without complicated switching procedures.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: KW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: [meters] Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant wave heights:  Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b>  Investment cost: Operational cost:	

<b>Company:</b> Tidal Generation Limited	<b>Project:</b> -	<b>Technology class:</b> Tidal - Horizontal axis, bottom mounted	<b>Project nr:</b> 48
<b>Technology Status Q2-2007:</b> -		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.tidalgeneration.co.uk/">http://www.tidalgeneration.co.uk/</a>	
<b>Principle:</b> Gravity foundation standing at the sea-bed.		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b> Installed capacity: 1 MW / unit Annual energy production: [KWh/year] Installation depths: < 30 meters Weight of super structure: - steel [ton] - concrete [ton] - other (specify) [ton] - weight of Anchorage [ton] Weight of Power take off equipment: [ton]		<b>Energy extraction and efficiency:</b> Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ , average or for different significant water velocity: Power take off efficiency $\eta_2$ :	
<b>Operation parameters:</b> Operating hours [h/years]: Design life time: [years] Possible season variations:		<b>Economy:</b> Investment cost: Operational cost: 8-9p/kWh for initial farms, falling to 5-6p lightweight (80 tonnes/MW) support structure (ie 7.7 KW/te)	



<b>Company:</b> Water Power Industries	<b>Project:</b> -	<b>Technology class:</b> Tidal - Vertical axis	<b>Project nr:</b> 49
<b>Technology Status Q2-2007:</b> Prototype installed in river		<b>Source of data:</b> <a href="http://www.wpi.no/">http://www.wpi.no/</a>	
<b>Principle:</b>  Darrieus turbin		<b>Figure / picture:</b> 	
<b>Main parameters:</b>  Installed capacity: MW / unit Annual energy production: KWh/year Installation depths: meters Weight of super structure: - steel: ton - concrete ton - other (specify) ton - weight of Anchorage ton - Weight of Power take off equipment: ton Thrust force on structure:		<b>Energy extraction and efficiency:</b>  Hydrodynamic efficiency $\eta_1$ : 50 %  Power take off efficiency $\eta_2$ : 0,85 % (gear and generator)	
<b>Operation parameters:</b>  Operating hours: h/years Design life time: years Possible season variations: non		<b>Economy:</b>  Investment cost: NOK/(KWh år). Operational cost: øre /kWh for initial farms, falling to øre /kWh	

# Vedlegg 7 Kalkylerenten for investeringer i havenergi

## Generelt om kalkylerenten

Kapitalkostnadene ved en investering i havenergi er gitt ved avskrivningene og avkastningen på den investerte kapitalen. Avskrivningene avhenger av den økonomiske levetiden til produksjonsanleggene, mens avkastningen avhenger av kalkylerenten eller avkastningskravet som investor legger til grunn. I dette vedlegget drøfter vi kort hvordan avkastningskravet til en investering i havenergi kan fastsettes med utgangspunkt i standard økonomisk teori. I denne sammenhengen spiller det ingen rolle om investoren er offentlig eller privat, poenget er at investoren ønsker å maksimere den bedriftsøkonomiske avkastningen av prosjektet.<sup>15</sup>

I prinsippet kunne vi observere investors avkastningskrav direkte med utgangspunkt i børldata for selskaper som produserer fornybar energi. Slike selskaper finnes imidlertid ikke på Oslo Børs, i hvert fall ikke i rendyrket form. Selskaper som Hafslund og Arendals Fossekompani har betydelige verdier i andre aktiviteter utenom kraftproduksjon (aksjeinvesteringer samt kraftsalg og nettvirksomhet i Hafslunds tilfelle), mens et selskap som REC ikke leverer energi, men derimot innsatsvarer til anlegg for produksjon av fornybar energi (solenergi). Børsnoterte utenlandske selskaper er heller ikke noe godt direkte sammenligningsgrunnlag, blant annet fordi de er eksponert for andre kraftmarkeder og støttesystemer og dermed andre typer risiko. I stedet må vi basere oss på en kombinasjon av skjønsmessige vurderinger og markedsdata innenfor et finanstøretisk rammeverk.

## En modell for fastsettelse av kalkylerenten

Vi tar utgangspunkt i standardformelen for å beregne et veid gjennomsnittlig totalavkastningskrav (WACC, Weighted Average Cost of Capital) til kapitalen. For en investor er det mest relevant å bruke nominelle avkastningskrav til egenkapital og gjeld *etter skatt*. Det er avkastningen etter skatt som investor er opptatt av. Videre er observerbare markedsdata nominelle størrelser, og skattesystemet er nominelt (de skattemessige avskrivningene inflasjonsjusteres ikke). Det vil derfor være mest relevant å bruke et nominelt avkastningskrav. Vi beregner derfor først et nominelt avkastningskrav etter skatt, som vi siden konverterer til et realkrav før skatt.

Vi foretar ikke noen grundig utledning av WACC-formelen her, men nøyer oss med å presentere formelen kort. Vi henviser til standard finanstøretisk litteratur for en nærmere beskrivelse.<sup>16</sup>

Formelen for totalavkastningskravet er som følger:<sup>17</sup>

<sup>15</sup> Jf. også Finansdepartementets veileder i samfunnsøkonomiske analyser. Finansdepartementet anbefaler at offentlige aktører som produserer tjenester i konkurranse med private, benytter tilsvarende avkastningskrav/diskonteringsrenter som de private aktørene. Den betingelsen er åpenbart oppfylt i vårt tilfelle. Dersom vi hadde sett på statens *samfunnsøkonomiske* avkastningskrav knyttet til virkemiddelbruk overfor investeringer i fornybar energi, kan derimot diskusjonen bli en annen. Det er imidlertid ikke tema for denne rapporten.

<sup>16</sup> Se for eksempel Brealey og Myers (2000 og senere utgaver), Gjesdal og Johnsen (1999) og Finansdepartementet (2005).

$$WACC^{es} = \frac{e}{a}k_E + \left(1 - \frac{e}{a}\right)k_G$$

der toppskriften *es* betegner kapitalkostnaden etter skatt. Vi har brukt følgende notasjon:

*e* – egenkapitalandel

*a* – andelen sysselsatt kapital av totalkapitalen

*k* – avkastningskrav (*E*, *G* betegner henholdsvis egenkapital og gjeld)

Formelen for egenkapitalkravet kan med utgangspunkt i kapitalverdimodellen (Capital Asset Pricing Model, CAPM) skrives slik:

$$k_e = r(1 - s) + \beta_E MP^S$$

der vi har benyttet følgende notasjon i tillegg:

*r* – risikofri rente

*s* – selskapsskatt

*MP<sup>S</sup>* – skattejustert markedspremie<sup>18</sup>, det vil si forventet meravkastning ved å investere i aksjer (en bredt sammensatt portefølje) sammenlignet med risikofri rente

*β* – mål på systematisk risiko (*E* betegner egenkapital)<sup>19</sup>

Gjeldskravet kan skrives slik:

$$k_g = (1 - s)(r + TP)$$

*TP* – tapspremie knyttet til selskapets gjeld (reflekterer konkurrisiko)

Det gir følgende avkastningskrav til totalkapitalen:

---

<sup>17</sup> Notasjonen følger i hovedsak Finansdepartementets veileder i samfunnsøkonomiske analyser.

<sup>18</sup> I det norske skattesystemet er det forskjeller i beskatningen av renteinntekter og utbytte, og risikofri rente må derfor justeres for å gjøre aksjeavkastning og renteinntekter sammenlignbare. Dette gjelder også med den nye modellen for beskatning av aksjeinntekter (Aksjonærmodellen), hvor avkastning opp til en skjermingsrente er skattefritt på mottakers hånd (personlige aksjonærer). Jf. Finansdepartementet (2005) s. 156: "Ved innføring av aksjonærmodellen, jf. St. meld. nr. 29 (2003-2004), vil aksjeinntekter ut over en skjermingsrente beskattes som alminnelig inntekt på investors hånd. Ved en symmetrisk behandling av aksjeinntekter over eller under skjermingsrenten vil en ikke påvirke investorens avkastningskrav etter skatt. Aksjonærmodellen ligger tett opp til slik symmetrisk behandling, og investorens avkastningskrav etter skatt er derfor ikke endret." Den skattejusterte markedspremien finnes ved å multiplisere risikofri rente med 1 minus satsen for beskatning av renteinntekter (når beskatningen av avkastning under skjermingsrenten er 0), jf. NOU 2000:18, slik at den skattejusterte markedspremien er gitt ved avkastningen på markedsporteføljen fratrukket risikofri rente etter skatt. Tilsvarende skattejusterer vi risikofri rente ved beregningen av egenkapitalkravet.

<sup>19</sup> For en veldiversifisert investor er det bare såkalt systematisk risiko som er relevant, det vil si risiko som ikke kan diversifiseres bort ved å holde en bred portefølje av verdipapirer. Betaværdien gjenspeiler korrelasjonen mellom avkastningen på den aktuelle investeringen og totalindeksen for markedet (markedsporteføljen), og er på den måten et uttrykk for investeringens bidrag til den systematiske risikoen for en veldiversifisert investor.

$$\begin{aligned}
 WACC^{es} &= \frac{e}{a} k_E + \left(1 - \frac{e}{a}\right) k_G \\
 &= \frac{e}{a} [r(1-s) + b_E MP^S] + \left(1 - \frac{e}{a}\right) (1-s)(r + TP)
 \end{aligned}$$

Avkastningskravet etter skatt kan regnes om til et før skatt-krav ved å dividere høyresiden i uttrykket ovenfor med  $(1-s)$ , hvor vi implisitt har antatt at den effektive skattesatsen er lik den nominelle. Det gir følgende uttrykk (toppskriften  $fs$  betegner før skatt):

$$WACC^{fs} = \frac{WACC^{es}}{1-s}$$

Dette er et nominelt avkastningskrav før skatt. Det reelle kravet før skatt beregnes med utgangspunkt i standardformelen for beregning av realrente. Det gir følgende uttrykk:

$$(3) WACC_{REAL}^{fs} = \frac{1 + WACC^{fs}}{1 + p} - 1 = \frac{WACC^{fs} - p}{1 + p}$$

hvor  $p$  er inflasjonsraten og  $REAL$  betegner realavkastningskravet.

### Tallfesting av parametrene i modellen

Vi har ikke gjort noen grundig analyse av parametrene som inngår i WACC-formelen, men kommenterer nedenfor kort det sannsynlige utfallsrommet for de forskjellige delene. Vi har lagt til grunn at investorene typisk vil være energi-/kraftselskaper av en viss størrelse (enten direkte eller indirekte via single purpose-selskaper).

- *Risikofri rente:* Finansdepartementet anbefaler i sin veileder en risikofri realrente på 2 prosent, noe som svarer til ca. 4,5 prosent nominelt ved en forventet inflasjon på 2,5 prosent pr. år. Ofte benyttes langsiktige statsobligasjonsrenter (3-årige eller 5-årige). Rentenivået varierer en del over tid, men pr. juli 2007 ligger norske langsiktige statsobligasjonsrenter i intervallet 5,1-5,2 prosent. Historiske data fra de siste 10-15 årene viser at statsobligasjonsrentene typisk har ligget i intervallet 3-7 prosent. Dette er naturligvis nominelle renter før skatt.
- *Markedspremien:* Vanlige analytikeranslag på den framtidige markedspremien for aksjeinvesteringer ligger for tiden i intervallet 4-5 prosent, jf. Dimson, Marsh og Staunton (2003) (se også ECON, 2005, og referansene der). Den tilsvarende skattejusterte markedspremien blir da 5,4-7,4 prosent med en skattesats på 28 prosent på renteinntekter.
- *Tapspremien:* For et etablert kraftselskap vil tapspremien normalt ligge i størrelsesorden 0,5-1 prosentpoeng utover risikofri rente (jf. Lehman Brothers, 2006, og ECON, 2005).
- *Kapitalstruktur:* For å veie sammen krav til egenkapital og gjeld til et totalkrav, trenger vi å anslå en representativ kapitalstruktur. Forutsetningen om kapitalstruktur har i teorien ingen betydning for avkastningskravet til totalkapitalen (gitt et sett av forutsetninger vil det såkalte Miller-Modigliani-teoremet gjelde, som innebærer at verdien av et prosjekt er uavhengig av finansieringen). En høy gjeldsandel medfører at gjeldskravet får høy vekt ved beregning av totalkravet, noe som isolert sett reduserer totalkravet. Høy gjeldsandel medfører imidlertid samtidig økt egenkapitalbeta, slik at totalkravet forblir noenlunde uendret. Svært lave egenkapitalandeler i prosjektene kan imidlertid medføre økte gjeldskostnader gjennom høyere tapspremie.

- *Egenkapitalbeta*: For et børsnotert selskap med en avkastning som er perfekt korrelert med markedet samlet sett, vil egenkapitalbeta pr. definisjon være lik 1.<sup>20</sup> Med en gjennomsnittlig egenkapitalandel på ca. 50 prosent (målt i forhold til sysselsatt kapital) for børsnoterte selskaper tilsvarer det en forretningsbeta (beta for total kapitalen) på om lag 0,5 (jf. igjen Finansdepartementet, 2005). I norsk sammenheng har det vært vanlig å anta at vannkraftproduksjon er gjenstand for systematisk risiko om lag på linje med en representativ børsnotert virksomhet, det vil si forretningsbeta rundt 0,5, eller noe lavere (jf. Johnsen, 1996, Ernst & Young, 2000, Dresdner Kleinwort Benson, 2000, Finansdepartementet, 2005, Lehman Brothers, 2006). Internasjonale estimater for kraftproduksjon generelt ligger også i nærheten av disse nivåene (McKinsey, 2004, ECON, 2005). For fornybare teknologier som havenergi kan det imidlertid også være grunn til å diskutere nærmere hva investors avkastningskrav vil reflektere. Det gjør vi nedenfor.
- *Andre forhold*. Vi tar utgangspunkt i perspektivet til industrielle investorer av en viss størrelse når vi beregner avkastningskravet. Eventuelle likviditetspremier som følge av at aksjene i selskapene som investerer i havenergi ikke er lett omsettelige, eller påslag i avkastningskravet fordi selskapene er små, er derfor ikke relevante (jf. også Gjesdahl og Johnsen, 1999, Öhrlings PricewaterhouseCoopers, 2004).

For et gjennomsnittlig prosjekt finansiert i aksjemarkedet gir dette følgende utfallsrom for kapitalkostnaden, gitt parameterverdier i intervallene vi har beskrevet ovenfor:

Vedlegg 7 Tabell 1 *Nominelle og reelle kapitalkostnader (WACC) for gjennomsnittlig prosjekt finansiert i det norske aksjemarkedet*

<i>Variabel</i>	<i>Finansdepartementet (2005)</i>	<i>Lavt alternativ</i>	<i>Høyt alternativ</i>
Risikofri rente før skatt	4,55 %	4,00 %	6,00 %
Tapspremie	1,00 %	0,50 %	1,00 %
Gjeldskostnad etter skatt	4,00 %	3,24 %	5,04 %
Egenkapitalbeta	1	1	1
Markedspremie (ujustert)	4,00 %	4,00 %	5,00 %
Egenkapitalkostnad	8,55 %	8,00 %	11,00 %
Nominell WACC etter skatt	6,22 %	5,56 %	7,95 %
<b>Reell WACC før skatt</b>	<b>5,98 %</b>	<b>5,18 %</b>	<b>8,33 %</b>

Merknad: Alle størrelser er nominelle utenom reell WACC før skatt. Egenkapitalandelen er satt til 50 prosent i kolonnene for lavt og høyt alternativ, 48,75 prosent i Finansdepartementet (2005).

<sup>20</sup> Gjeldsbeta antas vanligvis å være lik null.

Ved beregning av reell WACC før skatt har vi lagt til grunn en forventet inflasjon på 2,5 prosent pr. år i tråd med Norges Banks inflasjonsmål og en skattesats på 28 prosent.<sup>21</sup>

### **Nærmere om risiko ved investeringer i umodne teknologier generelt og havenergi spesielt**

Inntektene og kostnadene fra et anlegg for produksjon av fornybar havenergi har i utgangspunktet samme prinsipielle risikoegenskaper som annen kraftproduksjon, kanskje særlig vannkraft (høye faste kostnader, relativt lave eller middels store variable kostnader, null brenselkostnader). Et unntak er eventuell offentlig støtte til produksjonen av havenergi. Slik støtte kan være beheftet med usikkerhet, for eksempel i form av svingende priser på sertifikater eller risiko for endringer i støttesystemet. Det kan også være betydelig usikkerhet om kostnadsutvikling, levetid, vedlikeholdsbehov og andre faktorer (på den andre siden er risikoen knyttet til brenselpriser null, i motsetning til hva som er tilfelle for gasskraftverk eller kullkraftverk).

Mange av risikofaktorene som er spesifikke for havenergi er imidlertid av en annen karakter enn de som følger av ordinære svingninger i kraftpriser, løpende kostnader til drift og vedlikehold osv. Dels vil risikoen være prosjekt- eller teknologispesifikk og ikke systematisk. I så fall skal de i prinsippet ikke reflekteres i investors avkastningskrav. Dels kan usikkerhet omkring kostnader og framtidige støttesystemer komme til å bli sterkt redusert over tid. Slik milepælsrisiko bør ikke reflekteres i avkastningskravet (jf. Gjesdahl og Johnsen, 1999). I stedet bør det tas eksplisitt hensyn til usikkerheten i anslagene på de forventede kontantstrømmene fra prosjektene. Dersom en justerer avkastningskravet for hele levetiden til prosjektet for å korrigere for usikkerhet som oppløses på et gitt tidspunkt, risikerer en å overvurdere betydningen av risikoen.

På den andre siden kan en i praksis observere at investorer og analytikere argumenterer for høyere risikopremier for investeringer i nye umodne energiteknologier, blant annet på grunn av usikkerhet om offentlig støtte. Selv om dette normalt er usystematisk risiko, er det likevel grunn til å tro at investeringsbeslutninger i praksis tas på grunnlag av avkastningskrav som inneholder tillegg for regulatorisk risiko og andre typer ikke-systematisk risiko. Regulatorisk risiko er like relevant for støtteordninger med garanterte priser (feed in-tariffer) som ordninger basert på sertifikater eller faste påslag på kraftprisen (som det norske støttesystemet som skal tre i kraft fra 2008). Erfaringene fra så vel Norge som andre land viser at det kan ta tid før støttesystemer for fornybar energi finner en stabil form.

Vi har ikke hatt anledning til å gjøre omfattende studier av kapitalkostnaden for investeringer i umodne teknologier for fornybar energi i dette prosjektet. Innenfor EU-prosjektet OPTRES er det gjort spørreundersøkelser blant investorer og andre aktører i markedet for fornybar energi, som viser at avkastningskravet til offshore vind er mer enn det dobbelte av hva som er tilfelle for vannkraft (OPTRES, 2006). Det er imidlertid ikke gjort noen vurderinger av de detaljerte forutsetningene bak disse anslagene, eller hvordan risiko er håndtert i investorenes anslag på kontantstrømmer. Det påpekes også at datagrunnlaget er for lite til å kunne trekke robuste konklusjoner (det er for eksempel bare tre observasjoner for offshore vind). Endelig framgår

---

<sup>21</sup> Lehman Brothers (2006) opererer for øvrig med WACC for Statkrafts produksjonsvirksomhet på 5,4-6,9 prosent nominelt etter skatt, noe som svarer til 5,4-7,4 prosent reelt før skatt gitt deres inflasjonsforventning på 2 prosent pr. år. Da benytter de en risikofri nominell rente før skatt på 3,6 prosent.

det ikke klart om respondentene har oppgitt nominelle eller reelle krav eller om anslagene gjelder total kapital eller egen kapital. Dette endrer likevel ikke på bildet av vesentlige forskjeller i risiko.

Innenfor OPTRES og et annet EU-prosjekt, Green-X, er det dessuten gjort modellberegninger av kostnader og potensial ved investeringer i ulike teknologier for fornybar energi. I disse beregningene er det benyttet en WACC på 6,5 prosent, med 8,6 prosent som sensitivitet (se Green-X, 2004, og OPTRES, 2006). I begge anslagene er det benyttet en egen kapitalbeta på 1,6, som reflekterer en kapitalstruktur med 75 prosent gjeld.<sup>22</sup> Differansen mellom de to anslagene skyldes en høyere markedspremie. Det er rimelig å tolke WACC i Green-X-modellen som en reell før skatt-størrelse, slik at anslagene er noenlunde sammenlignbare med kalkylerenten i våre beregninger. Resultatene fra Green-X- og OPTRES-prosjektene er blant annet benyttet av EU-kommisjonen i forbindelse med framleggelsen av de nye målene for fornybar energi i 2020 (EU, 2007).

### **Samlet vurdering av avkastningskravet for havenergi**

I prinsippet bør avkastningskravet til fornybare energiteknologier ligge i nærheten av avkastningskravet for kraftproduksjon for øvrig. Det kan likevel være grunn til å anta at investorer i praksis vil vurdere risikoen ved investeringer i *umodne* teknologier for fornybar energi høyere enn for ordinær kraftproduksjon og operere med en økt risikopremie. Dette tillegget bør imidlertid ikke være for stort, ettersom det i noen grad reflekterer usikkerhet en må anta vil bli redusert over tid. Det er også viktig å unngå at risikoen dobbelttelles ved at en tar hensyn til usikkerhet om støttesystemer og kostnadsutvikling både i kontantstrømmene fra prosjektet og i avkastningskravet.

Alt i alt taler dette for at en kalkylerente på 8 prosent reelt før skatt kan være et rimelig utgangspunkt for å vurdere kapitalkostnadene ved investeringer i havenergi. En slik kalkylerente ligger høyt sammenlignet med typiske anslag på risikoen ved gjennomsnittlig børsnotert virksomhet (jf. tabellen ovenfor). Et eksempel på parameterverdier som er konsistente med en kalkylerente på om lag 8 prosent er gjengitt i tabellen nedenfor. Nivået for risikofri rente ligger om lag på nivået for norske statsobligasjonsrenter for juli 2007, mens vi har oppjustert egen kapitalbeta til 1,2 sammenlignet med et gjennomsnittlig prosjekt finansiert i aksjemarkedet (beta lik 1).

---

<sup>22</sup> Den tilsvarende forretningsbetaen (beta for total kapitalen) blir 0,4, jf. Finansdepartementet (2005).



Vedlegg 7 Tabell 2 Kapitalkostnader for investeringer i havenergi

Variabel	Finansdepartementet (2005) med høyere egenkapitalbeta	Havenergi – 8 %
Risikofri rente før skatt	4,55 %	5,10 %
Tapspremie	1,00 %	1,00 %
Gjeldskostnad etter skatt	4,00 %	4,39 %
Egenkapitalbeta	1,6	1,2
Markedspremie (ujustert)	4,00 %	5,00 %
Egenkapitalkostnad	8,55 %	11,39 %
Nominell WACC etter skatt	6,22 %	7,80 %
<b>Reell WACC før skatt</b>	<b>8,07 %</b>	<b>8,13 %</b>

Merknad: Egenkapitalandelen er satt til 48,75 prosent i beregningen basert på Finansdepartementets forutsetninger, 50 prosent ellers.

Med utgangspunkt i Finansdepartementets forutsetninger ser vi at egenkapitalbetaen må være så høy som 1,6 for at den reelle kapitalkostnaden før skatt skal bli ca. 8 prosent. Gitt Finansdepartementets forutsetninger tilsier en kalkylerente på 8 prosent et vesentlig risikotillegg sammenlignet med annen kraftproduksjon og økonomisk virksomhet. Vi vil imidlertid ikke utelukke at investorer i praksis opererer med enda høyere avkastningskrav til investeringer i havenergi.

[tom side]

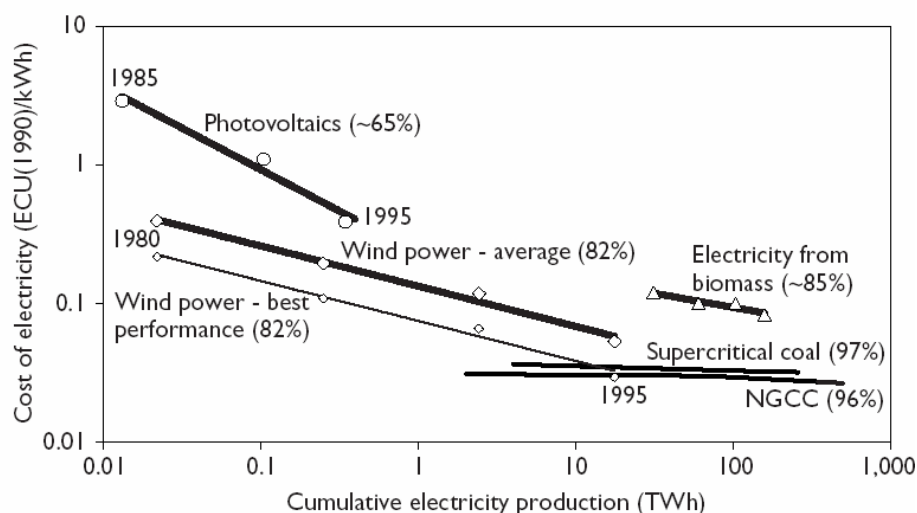
## Vedlegg 8 Lærekurver

Spredning av en teknologi påvirkes av mange faktorer, deriblant kostnadsreduksjoner for den aktuelle teknologien. Generelt drives kostnadsreduksjoner av fem faktorer; teknologisk utvikling, endringer i kostnader for innsatsfaktorer, interne effektivitetsforbedringer, læring og stordriftsfordeler.

En lærekurve uttrykker en *empirisk* sammenheng (ikke teoretisk) mellom kostnader og akkumulert produksjon, men den forklarer ikke denne sammenhengen. Mekanismene for læring er flerfoldige, for eksempel de erfaringer som individene høster, forbedret organisering, og stordriftsfordeler. Læringsprosessen kan beskrives i form av lære- eller erfaringskurver, som viser hvordan produksjonskostnadene faller når man høster erfaring fra produksjonen. Ideen bak kurven er at jo mer en engasjerer seg i utvikling, dess flere muligheter for å redusere kostnadene og forbedre produktene oppdages. Lærekurver har blitt observert for en rekke ulike produkter.

Lærekurver gjør det mulig å kvantifisere læring. Ved hjelp av en lærekurve kan man beregne en såkalt progresjonsrate som forteller hvor stor kostnadsreduksjon man opplever hver gang kumulativ produksjon av den aktuelle teknologien fordobles. Denne progresjonsraten varierer mellom teknologier, men det er vanlig å regne med at kostnadene reduseres med omtrent 20 prosent når kumulativ produksjon dobles, noe som tilsvarer en progresjonsrate lik  $0,8^{23}$ . Likeledes vil progresjonsraten for en bestemt teknologi ikke være konstant, men vil variere avhengig av hvor i utviklingsfasen man befinner seg. Figur 1 viser lærekurver for et utvalg ulike energiteknologier.

Vedlegg 8 Figur 1. Lærekurver for ulike energiteknologier. Logaritmisk skala



<sup>23</sup> Dette betyr at jo høyere progresjonsrate er, jo mindre er kostnadsreduksjonen ved en fordobling av den kumulative produksjonen.

Kilde: IEA (2000)

Det finnes flere studier som viser at de største kostnadsreduksjonene kommer i de tidligste "markedsfasene", dvs. når teknologien er et nisje-produkt, og at kostnadsreduksjonen avtar når teknologien blir mer kommersialisert, se Grübler m. fl (1999). Jo lenger ut i en teknologisk livsløp og jo mer standardisert et produkt blir, dess mindre relevant blir læring og erfaring og kostnadene vil slutte å falle. Dette bekreftes også delvis fra Vedlegg 8 Figur 1, hvor de minst kommersialiserte teknologiene har hatt de største kostnadsreduksjonene. Samtidig er det sannsynlig at man i de aller tidligste utviklingsfasene har en forholdsvis høy progresjonsrate, dvs. at kostnadsreduksjonene er små, se for eksempel Ayres and Martinàs (1992).

Lærekurver kan brukes for å identifisere teknologier som kan bli konkurransedyktige gitt at det investeres i en tidlig fase. De er imidlertid, ifølge Grübler m.fl. (1999) et mindre velegnet verktøy når en teknologi har blitt kommersielt gangbar – da gjør konkurransen med andre teknologier det empirisk vanskelig å konstruere robuste lærekurver.

For havenergi finnes det foreløpig ingen beregnede lærekurver, ettersom teknologiene ikke er tilstrekkelig testet ut. Hvilken progresjonsrate som man bør legge til grunn for en vurdering av fremtidige kostnadsreduksjoner er dermed en skjønsmessig vurdering. Det er vanlig å bruke en progresjonsrate lik 0,8 som en form for gjennomsnitt, men denne kan variere betraktelig. For eksempel fant McDonald og Schrattenholzer (2001), i en analyse av 26 beregnede progresjonsrater for energirelaterte teknologier, at denne varierte fra 0,63 (dvs. en lærerate på 37 prosent) til 1,11 (-0,11 prosent), med en median på 0,84.<sup>24</sup> Det kan samtidig argumenteres for at en progresjonsrate på 0,8 er for optimistisk, for eksempel viser Junginger at beregnede progresjonsrater for vindkraft ligger mellom 0,84 og 0,97. Ibenholt (2001) beregner at dansk vindkraft har hatt en progresjonsrate på 0,92 for perioden 1984-1999, men hvis man splitter denne i to perioder var raten lavere (0,88) for perioden 1984-1988 og marginalt høyere for perioden 1989-1999.

Carbon Trust (2006) har estimert mulige progresjonsrater for hhv. bølge- og tidevannskraft. Bølgekraft forventes å ha progresjonsrate mellom 0,85 og 0,9, mens tidevannskraft forventes å ha en noe høyere rate, 0,9-0,95.

Basert på tidligere anslag kan det være rimelig å forvente at offshore vindkraft har den største læreeffekten (dvs. den laveste progresjonsraten) mens den sannsynligvis vil være noe lavere for bølgekraft og tidevann. Et rimelig anslag er en progresjonsrate på 0,85 for offshore vindkraft, og 0,9 for bølge- og tidevannskraft.

---

<sup>24</sup> Neij (1997) forklarer stigende progresjonsrater, som man typisk kan finne for storskalige energiproduksjonsanlegg, med at kostnadsøkningen knyttet til designendringer og produktutvikling overstiger de reduksjoner som for eksempel standardisering, stordriftsfordeler, spesialisering og rasjonalisering gir. Bak mye av kostnadsøkningen ligger sikkerhets- og miljømessige utbedringer.

[tom side]