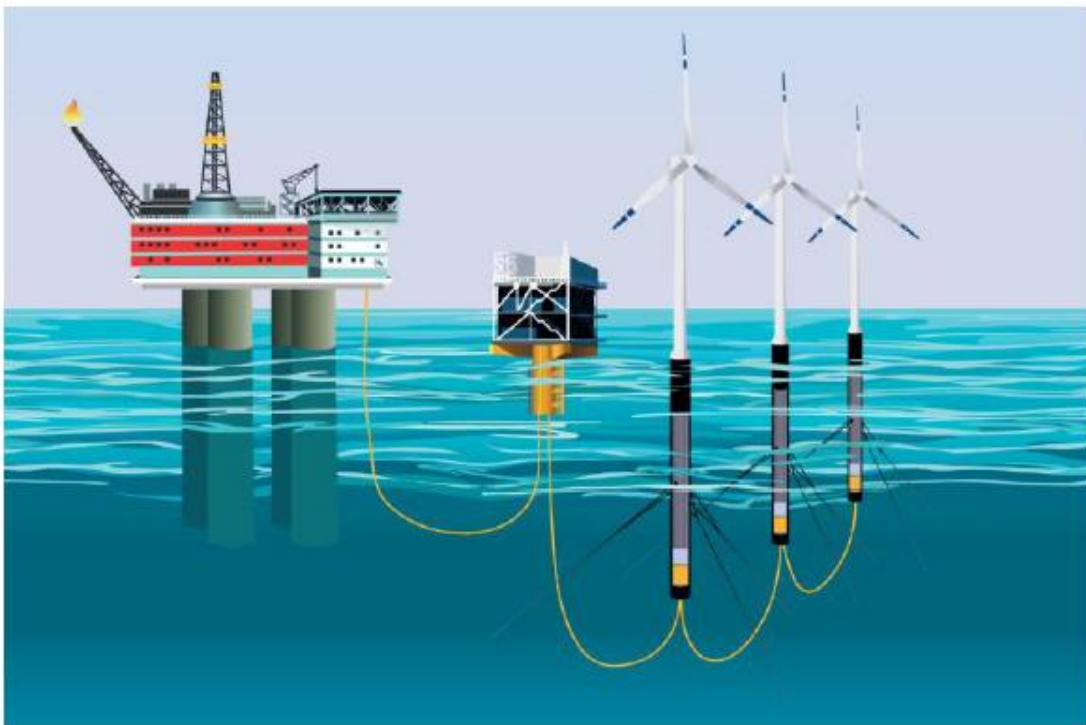

EN SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE AV
ELEKTRIFISERING AV JOHAN SVERDRUP FELTET VED
BRUK AV FLYTENDE VINDTURBINER I STEDET FOR
KRAFT FRA LAND

Våren 2015



(Laukhammer, 2014)

Skrevet av Eileen Haga og Erika Lyngsnes

Veileder: Professor Klaus Mohn

Sammendrag

Denne utredningen undersøker om vindkraft vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt i forbindelse med elektrifisering av Johan Sverdrup feltet. Det er gjort lite forskning på samfunnsøkonomisk lønnsomhet innenfor dette temaet tidligere. Hensikten med analysen har vært å kaste lys på om elektrifisering av Johan Sverdrup feltet ved hjelp av flytende vindturbiner kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt, selv om vi vet at det bedriftsøkonomisk er svært dyrt. Vi har sammenlignet havvind med kraft fra land, som er et tema som kommer mer og mer på dagsordenen.

Problemstillingen i analysen vår er: *«Er det mer samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere Johan Sverdrup feltet ved bruk av offshore vindkraft fremfor kraft fra land?»*

Ved bruk av en nytte-/kostnadsanalyse basert på data vi har fått fra Statoil ASA samt annen publisert teori, kommer vi frem til at det i dag ikke vil lønne seg å installere en vindpark som dekker hele kraftbehovet til Johan Sverdrup feltet. Likevel finner vi at nyttevirkningene er mye høyere for vindkraftprosjektet enn det er for kraft fra land. Dersom kostnadene ved vindkraftprosjektet reduseres enda mer, vil det derfor være mulig at vindkraft vil bli mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn det kraft fra land i dag er. Det kommer frem av analysen at det derfor er viktig å fortsette forskning og utvikling av flytende vindturbiner for å få full realisasjon av lærekurven slik at kostnadene også synker.

Innholdsfortegnelse

1.0 Introduksjon.....	s.10
2.0 Bakgrunn.....	s.13
2.1 Generelt om energiutvikling.....	s.13
2.1.1 Elektrisitet.....	s.13
2.1.2 Fornybar energi.....	s.13
2.1.3 Vindenergi.....	s.14
2.1.4. Offshore vind.....	s.17
2.2 Norsk klimapolitikk.....	s.18
2.2.1 Utslipp i Norge.....	s.19
2.2.2 Virkemidler i klimapolitikken.....	s.19
2.2.3 Tiltak fra staten.....	s.21
2.2.4 Petroleumssektoren.....	s.22
2.3 Vindkraft.....	s.24
2.3.1 Offshore vind.....	s.24
2.3.2 Hywind.....	s.26
2.3.3 Økende interesse for offshore vindkraft.....	s.27
2.3.4 Elektrifisering av plattformer - en mulighet i fremtiden?.....	s.29
2.3.5 Kostnader i havvindsektoren.....	s.30
2.3.5.1 «Intermittency» problemet.....	s.36
2.3.6 Industri- og markedstrender.....	s.36
3.0 Metode.....	s.38
3.1 Formalisering av nytte-/kostnadsanalyse.....	s.38
3.2 Netto nåverdi (NNV) og diskonteringsfaktoren.....	s.40
3.3 Formålet med samfunnsøkonomisk analyse.....	s.42
3.4 Oversikt over metoden.....	s.44
3.5 Styrker og svakheter med nytte-/kostnadsanalyse.....	s.46
3.6 Elektrisitetsprosjekter.....	s.47
3.7 Hvorfor vi valgte denne metoden.....	s.47
4.0 Tidligere litteratur.....	s.48
4.1 Oppsummering av tidligere litteratur.....	s.50

5.0 Johan Sverdrup feltet.....	s.51
5.1 Industri- og oljevirkosomhet i Norge.....	s.51
5.1.1 Utslippsintensitet på norsk sokkel.....	s.52
5.1.2 Elektrifisering av plattformer.....	s.53
5.2 Presentasjon av Johan Sverdrup feltet.....	s.55
5.2.1 Kraftbehov Johan Sverdrup feltet.....	s.56
6.0 Analyse.....	s.57
6.1 Fase 1: Beskrive problemet og formulere mål.....	s.57
6.1.1 Nullalternativet.....	s.58
6.1.1.1 Regional verdiskapning.....	s.58
6.1.1.2 Eiendomsskatt.....	s.59
6.1.1.3 Regionale sysselsettingsvirkninger.....	s.59
6.1.1.4 Investeringskostnader.....	s.60
6.1.1.5 Driftskostnader.....	s.61
6.1.1.6 Andre virkninger.....	s.64
6.1.1.7 Kvalitativ verdsetting av ikke prissatte virkninger.....	s.66
6.2 Fase 2: Identifisere og beskrive relevante tiltak.....	s.68
6.2.1 Andre mulige tiltak.....	s.68
6.2.2 Oppgavens tiltak.....	s.68
6.3 Fase 3: Identifisere virkninger.....	s.71
6.4 Fase 4: Tallfeste og verdsette virkninger.....	s.74
6.4.1 CAPEX og OPEX.....	s.74
6.4.2 Konstruksjons- og installasjonsfasen.....	s.75
6.4.3 Drift- og vedlikeholdsfasen.....	s.78
6.4.4 Intermittency-kostnader.....	s.79
6.4.5 Kvalitativ vurdering av virkningene av havvindparken.....	s.80
6.4.6 Tilleggsanalyse.....	s.82
6.4.6.1 Fase 1.....	s.83
6.4.6.2 Fase 2.....	s.84
6.5 Fase 5: Vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet.....	s.88
6.5.1 NNV for nullalternativ.....	s.88
6.5.2 NNV for havvindalternativ.....	s.89

6.5.3 NNV for tilleggsanalyse.....	s.90
6.6 Fase 6: Usikkerhetsanalyse.....	s.92
6.6.1 Følsomhetsanalyse av NNV.....	s.92
6.6.2 Leakage og displacement.....	s.93
6.6.3 Konstruksjon og installasjon i utlandet.....	s.94
6.6.4 CO ₂ -avgift og kvoter.....	s.96
6.6.5 Vindkraft under petroleumsskatteprinsippet.....	s.97
6.6.6 Endringer i input variabler for tilleggsanalyse.....	s.97
6.7 Fase 7: Fordelingsvirkninger.....	s.99
6.8 Fase 8: Anbefale tiltak.....	s.101
7.0 Diskusjon.....	s.104
7.1 CO ₂ -utslipp ved elektrifisering av offshoreinstallasjoner.....	s.104
7.2 Reduksjon i investeringskostnader.....	s.105
7.3 Intermittencyproblemet og produksjonstap.....	s.106
7.4 Subsidier og insentiver i havvindsektoren.....	s.107
7.5 Leakage og displacement.....	s.109
7.6 Er det oljenæringen som har best forutsetninger for å utvikle vindkraft?.....	s.109
8.0 Konklusjon.....	s.111
Litteraturliste	
Vedlegg	

Figurliste

Figur 1: Andel elektrisitet utvunnet fra ulike kraftkilder i 2013.....	s.14
Figur 2: Antall GW vindkraft installert i verden mellom 2000 og 2013.....	s.14
Figur 3: Oversikt over utviklingen av vindkraft i Norge.....	s.16
Figur 4: Utrekning av petroleumsskatt.....	s.23
Figur 5: Installert effekt for havvind frem til 2013 i EU og Asia.....	s.25
Figur 6: Tidligere og estimerte investeringskostnader for havvind.....	s.32
Figur 7: Kostnadsutvikling for Hywind teknologien siden demobygging utenfor Karmøy.....	s.33
Figur 8: Mulig utvikling i investeringskostnader for havvindkraft.15-10% lærerate. Akkumulert effekt: all vindkraft sett under ett i verden.....	s.35
Figur 9: Totalt installert offshore vindkraft i slutten av 2014.....	s.37
Figur 10: Arealstatus for norsk kontinentalsokkel per juni 2013.....	s.52
Figur 11: Illustrasjon av Johan Sverdrup feltet, og planlagt kabelrute.....	s.55
Figur 12: Estimert kraftbehov for Johan Sverdrup feltet.....	s.56
Figur 13: Beregnet lokal verdiskapning i Haugesundsområdet ved utbygging av Johan Sverdrup feltet, fase 1.....	s.59
Figur 14: Beregnede regionale sysselsettingsvirkninger i Haugesundsområdet. Årsverk fordelt på type virkning og år.....	s.60
Figur 15: Prisutvikling på 2016 kontrakten fra 20. mai 2014 til 20. mai 2015.....	s.62
Figur 16: Totale CAPEX kostnader for en vindpark på 444 MW.....	s.74
Figur 17: Totale CAPEX kostnader for en vindpark på 198 MW i millioner.....	s.84
Figur 18: Følsomhetsanalyse av NNV, med endring i CAPEX, OPEX og diskonteringsrente.....	s.93
Figur 19: Påvirkning av NNV og bruttoprodukt når leakage og displacemet endres.....	s.94
Figur 20: NNV og bruttoprodukt når konstruksjon og installasjon foregår i utlandet (i millioner).....	s.95
Figur 21: Endring i input-variabler for tilleggsanalyse.....	s.98

Tabelliste

Tabell 1: CO ₂ -avifter i 2015.....	s.20
Tabell 2: Oppsummering av argumenter for og mot offshore vind, sammenlignet med onshore vind.....	s.26
Tabell 3: Produksjon i driftsår mellom år 2010-2014.....	s.27
Tabell 4: Egenskaper ved bunnfaste kontra flytende vindturbiner.....	s.29
Tabell 5: Innvirkning av dybde og avstand på investeringskostnader.....	s.34
Tabell 6: Fremtidspriser strøm.....	s.61
Tabell 7: Strømkostnader på Johan Sverdrup feltet.....	s.63
Tabell 8: Nettleie. Alle priser er eksklusive mva.....	s.63
Tabell 9: Virkninger ved kraft fra land (nullalternativ).....	s.67
Tabell 10: Bakgrunnsdata for Utsirahøyden.....	s.68
Tabell 11: Prosjekttiltak.....	s.70
Tabell 12: Total (de første 2 år) økonomisk innvirkning og antall nye arbeidsplasser under konstruksjon og installasjon.....	s.76
Tabell 13: Direkte og indirekte økonomiske innvirkninger under konstruksjons- og installasjonsfase.....	s.77
Tabell 14: Oppsummering: Total økonomisk innvirkning under konstruksjon og installasjon.....	s.77
Tabell 15: Direkte og indirekte økonomiske innvirkninger under drift og vedlikehold.....	s.78
Tabell 16: Oppsummering: Total økonomisk innvirkning under drift og vedlikehold.....	s.79
Tabell 17: Vinddata fra Utsira målestasjon de siste 12 månedene.....	s.79
Tabell 18: Virkninger ved havvindpark.....	s.81
Tabell 19: Virkninger som tas med videre i analysen.....	s.82

Tabell 20: Total økonomisk innvirkning under konstruksjon- og installasjonsfasen.....	s.85
Tabell 21: 50% displacement, 10% leakage i konstruksjons- og installasjonsfasen.....	s.86
Tabell 22: Oppsummering av total økonomisk innvirkning under konstruksjons- og installasjonsfasen.....	s.86
Tabell 23: 50% displacement, 10% leakage.....	s.87
Tabell 24: Oppsummering total økonomisk innvirkning under drift og vedlikehold.....	s.87
Tabell 25: NNV for nullalternativ.....	s.88
Tabell 26: NNV for havvindtiltak.....	s.89
Tabell 27: NNV for tilleggsanalyse.....	s.90
Tabell 28: Positiv NNV ved økning i CO ₂ -avgift og kvoter.....	s.96

Forord

Denne utredningen er skrevet ved Universitetet i Stavanger og Handelshøyskolen ved UiS, som en avslutning på masterstudiet i økonomi og administrasjon.

I forbindelse med skriving av masteroppgaven vår ønsker vi å rette en stor takk til vår veileder, professor Klaus Mohn, for god og engasjert veiledning. Du har kommet med gode ideer og tips, god konstruktiv tilbakemelding.

I tillegg ønsker vi å takke Siri Margrethe Kalvig for gjennomlesning, gode ideer og hyggelige samtaler. Din hjelp har vært uvurderlig.

Vi ønsker også å takke Siri Espedal Kindem og Trine Ingebjørg Ulla ved Statoil ASA, og spesielt Eirik Byklum som handlet raskt og hjalp oss med de data vi hadde behov for da vi skulle fullføre oppgaven vår.

En takk rettes også til Anders Thingbø i Lyse AS, som svarte raskt, og var svært positiv til å hjelpe oss med fremtidspriser for strøm.

Til sist ønsker vi også å takke familie og kjærester for god støtte og ideer til oppgaven vår, samt gjennomlesning av oppgaven vår på slutten.

Dere har alle vært viktige i forbindelse med fullføring av oppgaven vår, og vi er takknemlige for all tiden hver enkelt av dere har satt av til oss.

Stavanger 15. juni 2015

Eileen Haga & Erika Lyngsnes

1.0 Introduksjon

I løpet av de siste årene har miljø og klima fått økende oppmerksomhet. Det fokuseres på utvikling av tiltak som kan bidra til å redusere utslipp av klimagasser og andre forurensende utslipp, både nasjonalt og globalt. I Norge produserer vi mesteparten av vårt strømbehov fra fornybar vannkraft. I Norge var det totale CO₂-utslippet i 2013 på 53,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter (Høie & Thovsen, 2015). Det vil si at en stor andel av Norges CO₂-utslipp skjer på norsk sokkel ved produksjon av olje og gass. De fleste installasjoner offshore genererer elektrisitet ved hjelp av gassturbiner. Gassturbinene står for ca. 80% av utslipp av CO₂ og NO_x (Korpås, Warland, He & Tande, 2012). Derfor er det økende fokus på at norsk sokkelvirksomhet skal få dekket sitt kraftbehov på en alternativ måte, som med kraft fra land. På grunn av dette vurderes kraft fra land i forbindelse med alle nye utbygginger eller ombygginger av eksisterende felt på norsk sokkel (Klima- Og Miljødepartementet, 2012).

Elektrifisering av Utsirahøyden med kraft fra land er et viktig steg for at Norge skal nå sitt klimamål, og det er politisk bestemt at Johan Sverdrup feltet skal drives med kraft fra land. Det er også politisk flertall for at hele Utsirahøyden skal elektrifiseres. På grunn av store investeringskostnader er det motvilje blant oljeselskapene å investere i dette. De mener det er for dyrt. Diskusjonen om elektrifisering av Utsirahøyden med kraft fra land har fått stor oppmerksomhet i media og debatteres stadig. Noe man kan stille spørsmålstegn med er hvorfor det kun har vært diskusjon om å drive plattformer med kraft fra land og ikke noen andre alternativer. Hva med vindturbiner offshore? Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har gjort undersøkelser som dokumenterer at Utsirahøyden er et velegnet sted å ha flytende vindturbiner (Norges Vassdrags- Og Energidirektorat, 2010). Det er ikke nødvendigvis slik at elektrifisering fra land er den beste løsningen sett i et større og mer langsiktig perspektiv. Statoil har med sitt Hywind prøveprosjekt vist at flytende vindturbiner til havs er teknisk mulig, og selv sier Statoil at resultatene har vært over forventning: «med få driftsutfordringer, utmerkede produksjonsresultater og velfungerende tekniske systemer kunne Hywind- konseptet revolusjonert framtidens kraftproduksjon» (Statoil ASA, 2009). Statoil understreker imidlertid at det er flere utfordringer som må løses for at dette skal bli aktuelt. Per dags dato er kostnadene for høye slik som analysen vår vil vise. Den nye teknologien med flytende vindturbiner kan ha stort potensial i fremtiden, ikke kun for å forsyne plattformer med elektrisitet, men også som et mer fornybart og miljøvennlig alternativ til olje- og gass produksjon. Produksjon av olje og gass er ikke en evigvarende ressurs slik

som vindkraft. Det betyr at på et tidspunkt må den erstattes med en alternativ måte å skaffe energi på. Dette kan være en næring som kan vokse i motfase til en nedgående olje- og gassnæring.

Klimaproblemet er globalt og ikke nasjonalt. Derfor kan Norge hevde seg i et globalt marked ved å være først ute med denne teknologien. Det er fordi flere andre land også må begynne å tenke på andre måter å skaffe energi på som ikke er basert på fossile energikilder. I tillegg har Enova selv uttalt at «ved å etablere en offshore vindpark, for så å knytte denne til elektrifisering av olje- og gassvirksomhet, kunne vindparken og olje- og gassanlegget dele på mobilitetskostnadene og nettilkoblingen til land. (...) En norsk leverandørindustri for vindkraft til havs vil i løpet av en tiårsperiode ha muligheter til å oppnå en andel av markedet på 10% på verdensbasis. De vil da bli i samme størrelse som Norges oppdretts- og fiskerinæring. Muligheter for norsk eksport i forbindelse med landbasert vindkraft er mindre, men av signifikant størrelse» (Enova, 2014, s. 9). Dette kan være med på å sikre våre egne realinvesteringer i fremtiden.

Vi mener utvikling av denne teknologien går inn i en avgjørende fase. Vi er derfor interessert i å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å drive plattformer med offshore vindkraft. Dette vil vi gjøre ved hjelp av en nytte-/kostnadsanalyse. Denne trekker alle kostnadselementene fra nyttevirkningene og vi står igjen med netto nåverdi for prosjektet.

Olje- og gassproduksjon er fortsatt en viktig del for Norges økonomi og vil være det en god stund fremover. Selv om man fremdeles kan regne med å ha olje- og gassproduksjon i lang tid fremover, er det ikke en fornybar kilde, og den vil ta slutt en gang. For å hindre at det skal bli en dramatisk overgang for Norge, vil et fokus på fornybare energikilder være viktig for å potensielt skape gode konkurransefortrinn i fremtiden.

Havvind er per dags dato en kostbar løsning. Teknologiutvikling, samt subsidier og insentiver fra myndighetene, kan bidra til å redusere kostnadene i fremtiden og gjøre industrien mer villig til å investere i slike prosjekter. Det er også viktig å huske på at selv om et prosjekt ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt for øyeblikket, kan det fremdeles være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dataene brukt i vår analyse er basert på offentlig tilgjengelig informasjon, samt data og informasjon vi har fått fra Statoil ASA. Dette leder til vår problemstilling:

Er det mer samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere Johan Sverdrup feltet ved bruk av offshore vindkraft fremfor kraft fra land?

Videre i oppgaven vil vi i kapittel 2 først se generelt på energiutviklingen i Norge, norsk klimapolitikk, vindkraft og trender i vindkraftindustrien. Vi vil så gå over til å gjøre en utredning om metodevalg og teorien bak vår metode i kapittel 3, før vi fokuserer på det som er blitt gjort av tidligere litteratur i kapittel 4. Deretter kommer vi til kapittel 5 med en beskrivelse av norsk sokkel og Johan Sverdrup feltet. Etter dette gjennomføres selve analysen i kapittel 6. Analysen er delt inn i åtte faser og rundes av i en diskusjon i kapittel 7, hvor vi drøfter resultatene analysen gir. Til slutt avrundes det hele med en konklusjon i kapittel 8.

2.0 Bakgrunn

I det følgende kapittel skal vi redegjøre kort for den generelle energiutviklingen, norsk klimapolitikk og vindkraft, derav spesielt offshore vindturbiner.

2.1 Generelt om energiutvikling

En av de største utfordringene i forbindelse med global energiforsyning relateres til forsyningssikkerhet, prisvolatilitet, og behovet for å minske klimagassutslipp. I 2012 var 80% av energiforbruket i verden fossilt brensel. Dersom man skal kunne redusere bruken av fossilt brensel, er det nødvendig å gjøre energitilbudet mer diversifisert, slik at man kan ta i bruk renere og mer bærekraftige energikilder (Timilsina, Van Kooten & Narbel, 2013).

2.1.1 Elektrisitet

Elektrisitetsforsyning er definert som «produksjon, fordeling og leveranse til forbrukerne av elektrisk energi». De fleste industrialiserte land er fullt elektrifisert. Det vil si at alle husholdninger har muligheter til å koble seg til et forsyningsnett. Elektrisitet produseres i kraftstasjoner som i hovedsak er basert på vannkraft, vindkraft, forbrenning av kull, olje, gass eller biomasse (Vinjar & Rosvold, 2009).

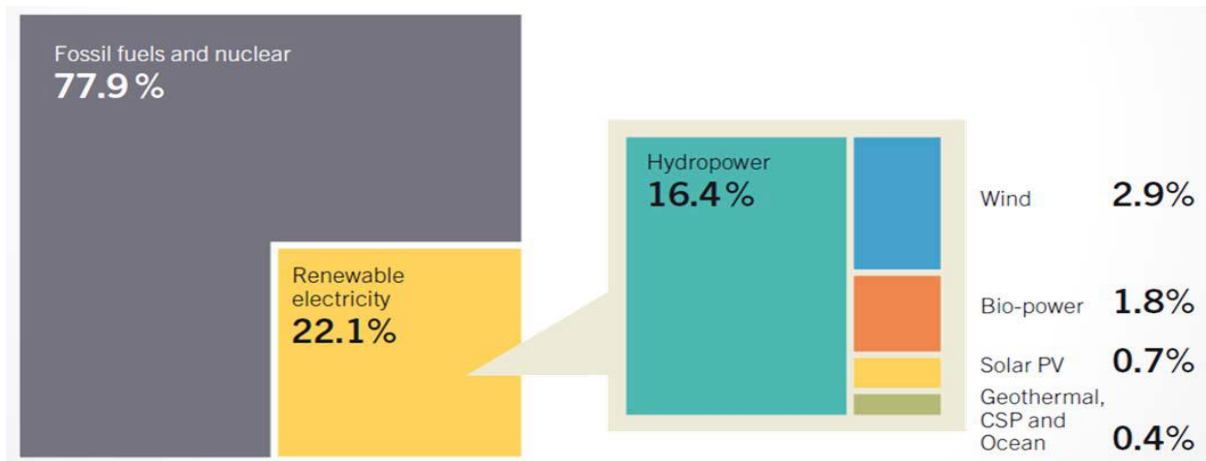
Elektrisitetsproduksjonen i Norge var i 2011 på 128 TWh. Produksjonen ble dekket av vannkraft (122 TWh), vindkraft (1,3 TWh) og gasskraftverk og andre varmekraftverk (4,8 TWh). De tre største gasskraftverkene i Norge er gasskraftverket på Kårstø, Energiverk Mongstad og energiverket på Melkøya. Andelen elektrisitet er mye høyere i Norge enn i andre land. En av de viktigste årsakene er at Norge har en stor kraftintensiv industri. I tillegg benyttes elektrisitet i større grad til oppvarming av bygninger og tappevann enn det gjøres i andre land (Olje- Og Energidepartementet, 2013).

2.1.2 Fornybar energi

Fornybar energi er energi som har opprinnelse i naturens eget kretsløp og vil kontinuerlig fornyes. Denne energien kan derfor betraktes som utømmelig. Fornybare energikilder vil bare i liten grad påvirke jorden fordi energikildene inngår i naturens eget kretsløp. Det som kjennetegner fornybar energi er at det er en form for kretsløpsressurs som vil gå tapt hvis den ikke tas i bruk. Det er i motsetning til kull og olje som kan ligge lagret i jorden i mange

millioner år. Fornybare energikilder inkluderer vannkraft, vindkraft, bølgekraft, solkraft, bioenergi, tidevannsenergi og geometrisk energi (Rosvold & Hofstad, 2009).

I figur 1 ser man andelen av elektrisitet utvunnet med fornybar energi globalt i 2013. Vi ser at vind utgjør 2,9%.



Figur 1: Andel elektrisitet utvunnet fra ulike kraftkilder i 2013 (Ren 21, 2014, s. 25)

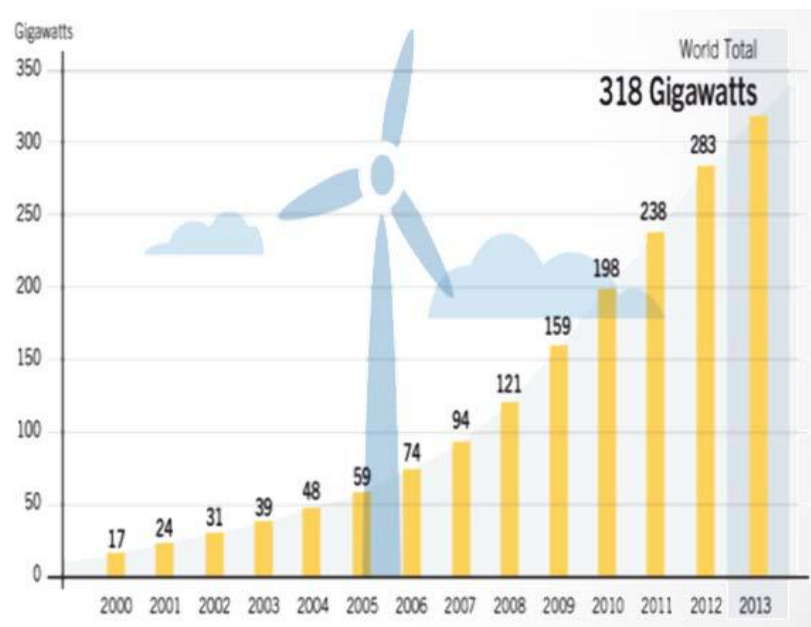
2.1.3 Vindenergi

En vindturbin omdanner bevegelsesenergien i vinden til elektrisk energi. En moderne

vindturbin produserer energi når vindhastigheten er mellom 3-5 m/s og 25 m/s (lett bris til full storm). Ved høye vindhastigheter dreies bladene slik at kreftene på vindturbinen ikke blir for store. Ved vindstyrke over 25 m/s vrir bladene rett mot vinden og låses. En dobling av vindhastigheten gir en åttedobling i effekt.

Energiproduksjonen er derfor svært avhengig av

vindforholdene. En vindturbin kan i praksis utnytte opp til 40-45% av bevegelsesenergien i

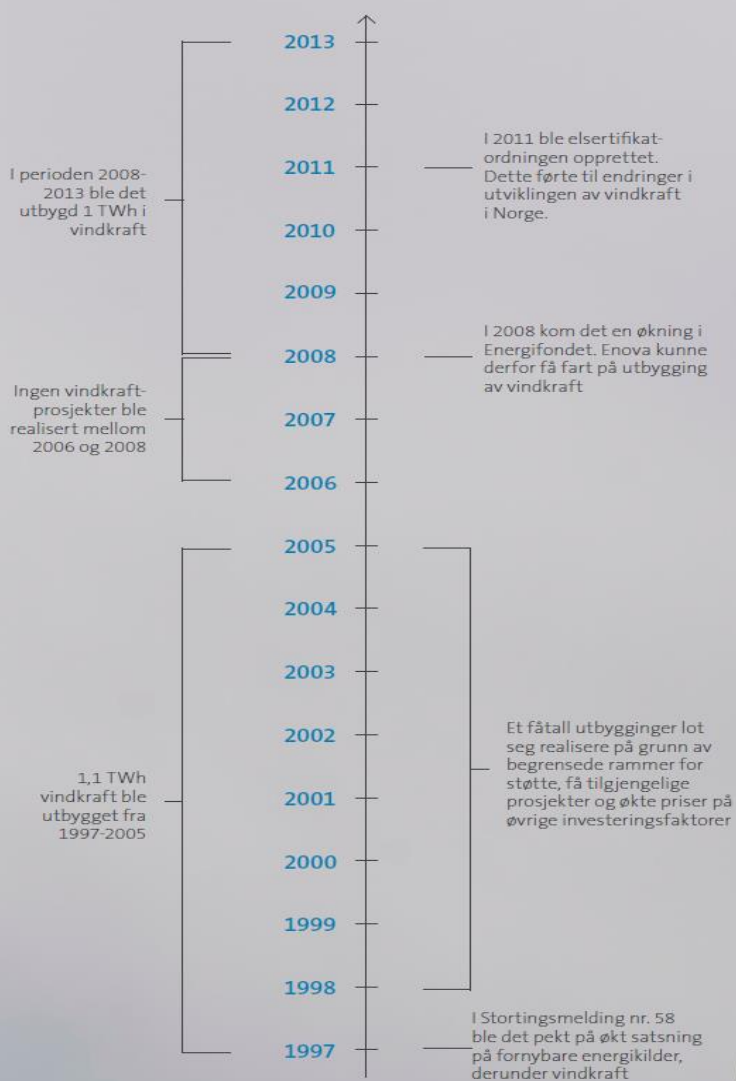


Figur 2: Antall GW vindkraft installert i verden mellom 2000 og 2013 (Ren 21, 2014, s. 59)

vinden som passerer rotorbladene. Vindkraft er en uregulerbar energikilde som kun leverer energi når det blåser. Det er derfor nødvendig med annen regulerbar produksjon for at produksjonen skal kunne tilpasses variasjoner i forbruket. De visuelle effektene og støy kan være en utfordring for nærmiljøet, både når det gjelder mennesker og dyre- og fugleliv (Olje- Og Energidepartementet, 2013). Til tross for at fornybare energikilder har vist sterk vekst med tanke på installert kapasitet de siste årene, har vindkraft overgått andre fornybare kilder betydelig, med unntak av store vannkraftanlegg. I løpet av 2000-2013 ble 318 GW vindkraft installert globalt. Dette er nesten tre ganger så mye som mengden solkraft (139 GW). Likevel er andelen vindkraft globalt liten i forhold til hvor mye vannkraft som er installert, som i 2013 rundet 1000 GW (Ren 21, 2014). Se figur 2 for total installert vindkraft globalt mellom år 2000 og 2013.

I perioden 2001-2013 ble det investert 7,5 milliarder kroner av vindkraftbransjen, og staten investerte gjennom Enova 2,6 milliarder kroner. Administrerende direktør i Enova, Nils Kristian Nakstad har uttalt at «vindkraft er en klimavennlig, fornybar og utømmelig energikilde hvor Norge har spesielt gode forutsetninger for å bli ledende» (Enova, 2014, s. 3). Per i dag er det fortsatt et stykke igjen før vindkraft er konkurransedyktig rent kommersielt. Selv om vindkraft i 2013 kun dekket i overkant av 1% av den totale elektrisitetsproduksjonen i Norge, tyder det på at utviklingen går i riktig retning gjennom økning i produksjon av nye parker og reduserte kostnader (Enova, 2014). Vindkraftutbyggingen i Norge har til dags dato ikke vært bedriftsøkonomisk lønnsomt, og utbyggingen har derfor vært avhengig av offentlig støtte. Fram til 31. desember 2011 ga Enova støtte til vindkraftutbygging. Fra og med 1. januar 2012 har denne støtten blitt erstattet med elsertifikater¹ (Olje- Og Energidepartementet, 2013). Se oversikt over utviklingen i vindkraft i Norge i figur 3.

¹ Ny støtteordning for å øke bruken og utbyggingen av kraftproduksjon av fornybar kraft. Har tatt over for det som tidligere het grønne sertifikater. Tildeles produsenter av fornybar energi fra staten for hver MWh som blir produsert i en tildelingsperiode på 15 år. Forbrukere blir pålagt å kjøpe en gitt andel elsertifikater tilsvarende en viss prosentandel av deres strømforbruk. På denne måten får produsentene en ekstraintekt i tillegg til kraftsalget, gjennom salg av elsertifikater til forbruker. Totalinntekten for produsenten av fornybar energi blir da strømprisen pluss sertifikatprisen. I et optimalt, velfungerende marked, skal ekstraintekten være tilstrekkelig for å gjøre produksjon av fornybar energi lønnsom. Elsertifikater sørger for at de mest kostnadseffektive teknologiene bygges ut først, men skal likevel ikke hindre at mer umodne teknologier kan hjelpes frem med andre virkemidler. Av Norges årlige elektrisitetsforbruk på rundt 125 TWh, er ca. 75 TWh sertifikatpliktig. De som ikke må kjøpe sertifikater i Norge er kraftkrevende industri, veksthus, skinnegående transport, produksjon av kraft, husholdninger og offentlig forvaltning i Nord Troms og Finnmark (Norsk Vindkraftforening & Energi Norge, 2014).



Figur 3: Oversikt over utviklingen av vindkraft i Norge (Enova, 2014, s. 5)

2.1.4 Offshore vind

Vindkraft kan utvinnes på land (onshore) og til havs (offshore). Offshore vindturbiner kan være bunnfaste eller flytende. Selv om onshore vindkraft per dags dato dominerer, er det forventet at man i 2035 vil ha 16% av all vindkraft til havs (Timilsina, et al., 2013). Enova (2014, s. 4) bemerker også at

«Selv om vindkraft på mange måter er en etablert teknologi, er det fortsatt en ung teknologi med betydelig utviklingspotensial og mulighet for kostnadsreduksjoner. Det norske ressurspotensialet er fortsatt betydelig. Det burde derfor ligge til rette for en fortsatt satsing på vindkraft i Norge, ikke minst om det en gang i fremtiden også vil være mulig å ta skrittet ut til havs.»

I følge teoretiske beregninger er det norske potensialet for vindkraft til havs over fire ganger større enn den årlige produksjonen av olje og gass til sammen (Enova, 2014). Flytende vindturbiner er under utvikling, men er ikke kommersielt tilgjengelig. Havbasert vindkraft er mindre moden teknologisk sett og har høyere kostnader sammenlignet med vindkraft på land. Årsaken til de høye kostnadene er at installasjon og drift er mer komplisert og dyrere enn på land (Olje- Og Energidepartementet, 2013). John O. Tande, forskningsleder i SINTEF Energi AS uttaler at

«En norsk leverandørindustri til offshore vindkraft vil i løpet av en tiårsperiode kunne oppnå 10% andel av verdensmarkedet og bli i samme størrelse som norsk oppdretts- og fiskeriering. Muligheter for norsk eksport knyttet til landbasert vind er mindre, men av signifikant størrelse» (Enova, 2014, s. 9).

Statoil og Statkraft har allerede vært med i utbyggingen av havvindparker i utlandet. Et eksempel er Sheringham Shoal som ligger ca. 20 km utenfor kysten av Norfolk i England. Denne vindparken ble åpnet i juni 2012 og består av 88 turbiner med en samlet installert effekt på 317 MW (Statkraft, 2014). I tillegg har Statoil og Statkraft, sammen med to andre britiske partnere, fått retten til å utvikle Doggerbank/Forewind som ligger mellom 125 og 195 km utenfor østkysten av Yorkshire (Statoil ASA, 2008). De første konsesjonsvedtakene er ventet i 2015 (Statkraft, 2014).

2.2 Norsk Klimapolitikk

I Norge har vi en aktiv nasjonal klimapolitikk, hvor målet er en progressiv omstilling av Norge til et lavutslippssamfunn. Klimapolitikken skal bidra til å videreutvikle og omstille næringslivet i klimavennlig retning. Det innebærer en omstilling hvor Norge skal produsere mer fornybar energi, fase den inn på områder som i dag har fossil energibruk, og bruke energien mer effektivt. Det er potensial for verdiskapning og nye arbeidsplasser innenfor flere klimarelaterte teknologiområder (Klima- Og Miljødepartementet, 2012). For å oppnå en ambisiøs klimapolitikk på nasjonalt nivå er det ifølge Klima- og Miljøverndepartementet (2012, s. 8) «viktig at den også er fornuftig i global sammenheng». Dette krever at det må «tas hensyn til konsekvensene av kvotesystemet, faren for karbonlekkasje og industriens konkurransevne når politikken utformes» (Klima- Og Miljødepartementet, 2012, s. 8). Det er et prinsipp om at den som forurenser betaler, og at ved beslutninger skal miljøvennlige teknologier og metoder legges til grunn jfr. Naturmangfoldloven og Forurensningsloven. Klimapolitikken skal være slik at den skal gi størst mulig utslippsreduksjon for innsatsen, og føre til utslippsreduksjoner både i Norge og i utlandet. Ifølge Klima- Og Miljødepartementet (2012, s. 9) er den norske klimapolitikken innrettet blant annet mot at Norge fram til 2020 skal påta seg en «forpliktelse om å kutte de norske utslippene av klimagasser tilsvarende 30% av Norges utslipp i 1990» og «Norge skal være karbonnøytralt i 2050». For at dette skal være mulig understreker Klima- Og Miljødepartementet (2012, s. 10) at en slik omstilling innebærer at vi må «være innstilt på å gjennomføre nasjonale klimatiltak som kanskje ikke gir stor effekt på kort og mellomlang sikt, men som vil være nødvendig for at vi innen 2050 skal kunne nå et slikt mål».

Selv om Norge har en egen klimapolitikk, er klimaproblemene globale. Dersom Norge hadde blitt karbonnøytralt, ville det likevel hatt en forsvinnende liten betydning i global sammenheng. Det er viktig at Norge også kan utvikle ny teknologi som kan brukes globalt og bidra til å redusere de globale klimaproblemene.

Klima- Og Miljødepartementet (2012, s. 110) understreker at dersom verden skal lykkes med å redusere klimagassutslipp de neste årene, må det utvikles nye teknologiske løsninger. Samtidig må denne teknologien gjøres konkurransedyktig med andre mer konvensjonelle teknologier for at det skal være attraktivt og lønnsomt for investorer. De mener også at den viktigste driveren for teknologiutvikling er å prise utslipp av klimagasser. Det er viktig å

bemerke seg at når utslipp prises, blir det mer lønnsomt å kutte utslipp og å utvikle ny, mer klimavennlig teknologi (Klima- Og Miljødepartementet, 2012, s. 110).

Regjeringen har som mål å øke bruken av kraft fra land for å skaffe elektrisitet til offshore installasjoner. Klima- Og Miljødepartementet (2012, s. 11) mener at en samordnet utbygging kan gjøre kraft fra land til et mer realistisk alternativ enn hvis funnene bygges ut hver for seg. Det er dette som er utgangspunktet bak regjeringens vedtak om at den sørlige delen av Utsirahøyden skal forsynes med kraft fra land.

2.2.1 Utslipp i Norge

Forbrenning av fossil energi og avskoging er de viktigste menneskeskapt årsakene til utslipp av klimagasser globalt og klimaendringene som har forekommet de siste 50 årene. I Norge har utslipp av klimagasser vært spesielt preget av petroleumssektoren. I 2010 var klimagassutslipp på norsk område 53,9 millioner tonn CO₂. Dette utgjør bare 0,1% av verdens utslipp (Klima- Og Miljødepartementet, 2012). Selv om 0,1% er en liten del av verdens utslipp forventes det at Norge også reduserer utslipp på hjemmebane.

Petroleumsvirksomheten sto i 2010 for 26% av utslippene i Norge, hvor landanleggene står for 17% og installasjonene på norsk sokkel står for 83%. På grunn av petroleumssektorens store utslipp har myndighetene brukt sterke virkemidler og pålagt sektoren både avgifter og kvoter (Klima- Og Miljødepartementet, 2012, s. 33).

2.2.2 Virkemidler i klimapolitikken

De viktigste virkemidlene i klimapolitikken er CO₂-avgiften, kvotesystemet og forurensningsloven. Kvoter og avgifter fører til at man får redusert utslippene der det koster minst. I utgangspunktet er de derfor de mest kostnadseffektive virkemidlene i klimapolitikken. Likevel har også andre hensyn vært viktig for virkemidlene i klimapolitikken. Blant annet at petroleumsindustrien offshore betaler en høyere CO₂-avgift enn landbasert industri (Klima- Og Miljødepartementet, 2012).

CO₂-avgiften ble introdusert i Norge i 1991. Norge var en av de første landene som innførte avgift på utslipp av klimagasser. Formålet var (og er) å bidra til kostnadseffektiv reduksjon av CO₂-utslipp. Avgiften dekker i dag 55% av norske CO₂-utslipp (Klima- Og Miljødepartementet, 2012). I 2015 er det bestemt at CO₂-avgiften i petroleumsvirksomheten skal være 376 kr per tonn CO₂ for lettolje, 319 kr per tonn CO₂ for tungolje, og 427 kr per tonn CO₂ for naturgass (Finansdepartementet, 2015, s. 159). Se tabell 1 for oversikt over CO₂-

avgiften i 2015. Det er i petroleumsektoren det er størst dokumentert effekt av CO₂-avgiften (Klima- Og Miljødepartementet, 2012, s. 96).

Tabell 1: CO₂-avgifter i 2015

	CO₂-avgift 2015 (kroner per tonn CO₂)
Lettolje	376
Tungolje	319
Naturgass	427

I 2008 ble petroleumsektoren med i det europeiske kvotesystemet. Regjeringen hadde som utgangspunkt at de samlede utslippskostnadene for petroleumsvirksomheten skulle bli videreført på dagens nivå ved overgangen til kvotesystemet. På denne måten ble de økonomiske insentivene for utslippsreduksjoner opprettholdt (Klima- Og Miljødepartementet, 2012). Ved bruk av både CO₂-avgift og kvoter ønsker myndighetene at insentivene til utslippsreduksjoner opprettholdes på et høyere nivå enn hva det ville vært med kvotesystemet alene. Klima- Og Miljødepartementet (2012) estimerte at årlig utslippsreduksjon i petroleumsektoren i 2010 har vært 5 millioner tonn CO₂ høyere enn hva det ellers ville vært uten tiltakene.

Et klimakvotemarked går ut på at det settes en grense for hvor mye det samlede utslippet av klimagasser innenfor kvotesystemet skal være i en gitt periode (Klima- Og Miljødepartementet, 2012). En klimakvote tilsvarer utslipp av ett tonn CO₂. Kvotepriisen som blir lagt til grunn for beregning av CO₂-kompensasjon i 2015 er på kr 51,68 per tonn CO₂ (Miljødirektoratet, 2015). I Norge er fastlandsindustrien, olje- og gassvirksomheten og luftfartsindustrien med i kvotesystemet, og har plikt til å kjøpe kvoter for sine utslipp. Alle andre kan frivillig velge å kjøpe kvoter for sine utslipp. Fra og med 2013 omfatter kvotesystemet følgende bransjer (Miljødirektoratet, 2013):

- *Energianlegg over 20 MW*
- *Raffinering av mineralolje*
- *Røsting og sintring av jernmalm*
- *Produksjon av støpejern og stål*
- *Sement og kalkproduksjon*
- *Glass, glassfiber og keramiske produkter*
- *Treforedling*

- *N₂O fra kunstgjødselproduksjon*
- *Offshore petroleumsvirksomhet*
- *CO₂ og PFK fra aluminiumsproduksjon*
- *CO₂ fra produksjon av ferrolegeringer og petrokjemisk industri*
- *Utslipp i forbindelse med fangst og lagring av CO₂*
- *Mineralull*

2.2.3 Tiltak fra staten

Det bevilges store beløp til forskning og utvikling innen klimarelaterte områder, hvor den største er satsingen rundt CO₂-håndtering. Teknologit utvikling for CO₂-håndtering er et viktig arbeid mot global oppvarming. Det ble besluttet i 2012 at nesten 800 millioner kroner i året skulle gå til forskning og utvikling innen fornybar energi og CO₂-håndtering (Klima- Og Miljødepartementet, 2012).

Et viktig verktøy i energipolitikken er statsforetaket Enova. De har til formål å «fremme miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon gjennom utvikling av markedet for effektiv og miljøvennlige energiløsninger» (Klima- Og Miljødepartementet, 2012, s. 196). Særlige innsatsområder for Enova er blant annet å stimulere til å begrense energibruken i industri, næringsbygg og boliger, samt å stimulere til miljøvennlig energiproduksjon (Klima- Og Miljødepartementet, 2012, s. 196). I 2013 hadde dette fondet en kapital på 30 milliarder kroner. En av oppgavene til Enova som skal styrkes i årene fremover er innsatsen for overgang fra fossil energi til fornybar energi. Det er allerede satt i gang en vurdering av hvilke havområder i Norge som kan være aktuelle for en fremtidig utbygging av offshore vindturbiner. I 2008 ble det også tatt inn et eget vilkår i Enovas avtale at fornybar energi til havs skal være et prioritert område. Denne satsingen finansieres fra et fond for klima, fornybar energi og energiomlegging, samt fra deler av midlene som frigjøres som følge av innføringen av elsertifikater (Klima- Og Miljødepartementet, 2012, s. 183).

Regjeringen har sørget for en stor satsing på forskning og utvikling innen havvind. De norske forskningssettene innen havvind, Norwegian Centre for Offshore Wind Energy (NORCOWE) og Norwegian Research Centre for Offshore Wind Technology (NOWITECH) får begge statlig støtte. Staten erkjenner at forskning og utvikling er viktig for å få ned kostnadene på de ulike teknologiene for å få økt bruk av renere energiformer (Klima- Og Miljødepartementet, 2012, s. 184).

2.2.4 Petroleumssektoren

Hensyn til miljøet er en viktig del av forvaltningen av petroleumsressursene i Norge. Utslipp fra petroleumssektoren til luft kommer stort sett fra brenning av naturgass i turbiner, faking av naturgass og brenning av diesel. Det er i stor grad CO₂ og NO_x som slippes ut i luften (Olje- Og Energidepartementet, 2014). Siden kraftproduksjon på fastlandet i stor del dekkes av vannkraft (omtrent 95%) (Norges Vassdrags- Og Energidirektorat, Norges Forskningsråd & Innovasjon Norge, 2014), er det virksomheter på norsk kontinentalsokkel som står for en av de største delene av nasjonale utslipp av klimagasser (Olje- Og Energidepartementet, 2014). På grunn av de store utslippene i denne sektoren krever regjeringen at alle planer for utbygging og drift av olje – og gassfelt (PUD/PAD) skal inneholde en god og effektiv energiløsning. Dette innebærer også at det skal være en vurdering av kraft fra land (Olje- Og Energidepartementet, 2014).

Petroleumssektoren skaper store verdier for Norge, og inntektene skal komme staten og hele samfunnet til gode. Norge anser petroleumsressursene på den norske kontinentalsokkelen som et fellesgode, og på grunn av den betydelige lønnsomheten, har Norge et eget system for å sikre staten inntekter fra denne næringen. Dette er regulert i en egen petroleumsskattelov. I tillegg til den ordinære skattesatsen på 27% blir det lagt en særskatt på utvinning av petroleumsressursene. Særskattesatsen er 51%. Dermed blir total skattesats 78% (Olje- Og Energidepartementet, 2014, s. 30). Særskatten er en grunnrenteskatt som skal sikre at verdien kommer tilbake til fellesskapet (Lie, 2012). Oljeselskaper som driver med leting etter olje og gass får refundert 78% av utgiftene, men må betale tilsvarende del av inntektene i skatt når feltet er i drift. Denne ordningen gjør det attraktivt å lete etter olje og gass når man vet at staten betaler store deler av kostnaden inntil man vet om feltet er drivkraftig. I tillegg sikrer staten seg store inntekter. Småselskaper som ikke er i skatteposisjon får refundert store deler av letekostnadene (Lie, 2012). Et viktig prinsipp ved petroleumsskattesystemet er at det skal virke nøytralt. Et investeringsprosjekt som er lønnsomt for en investor før skatt skal også være lønnsomt etter skatt (Olje- Og Energidepartementet, 2014, s. 30). Se figur 4 for utregning av petroleumsskatt. Finansdepartementet sa i 2013 nei til at havvind skulle regnes under petroleumsskatteregimet (Hirth, 2015).

Driftsinntekter (normpris)

- Driftskostnader
 - Avskrivning (lineært over 6 år)
 - Letekostnader, FoU og avslutningskostnader
 - Miljøavgifter og arealavgift
 - Netto finanskostnader
-

= Ordinært skattegrunnlag

- Friinntekt (5,5% av investeringer over 4 år)
-

= Særskattegrunnlaget (skattesats: 51%)

Figur 4: Utrekning av petroleumsskatt

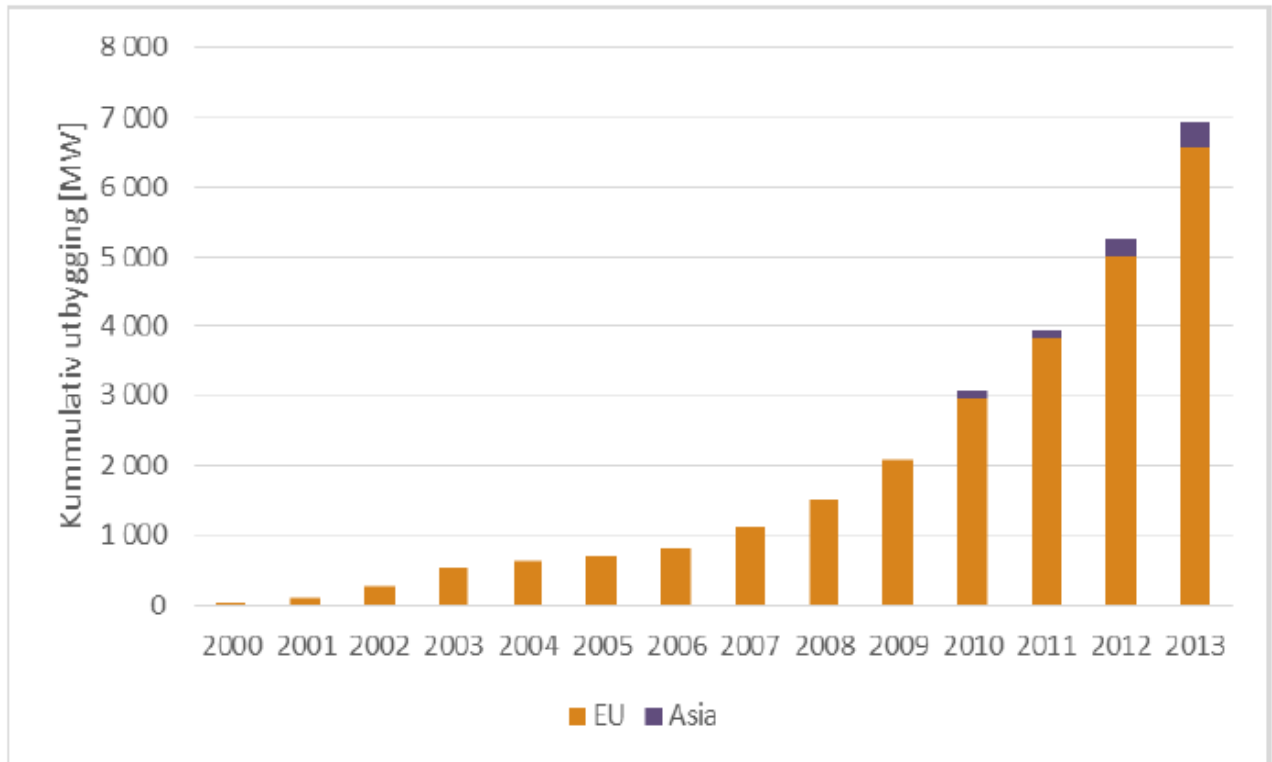
2.3 Vindkraft

Interessen og utviklingen av vindkraft har økt kraftig det siste tiåret. Siden 2008 har bruk av vindenergi mer enn doblet seg. I 2013 var ca. 300 GW vindkraftkapasitet installert globalt (International Energy Agency, 2013). Totalt sett utgjør vindenergi 2,9% av elektrisitetsforbruket på verdensbasis (Ren 21, 2014). Landbasert vindkraft er konkurransedyktig i forhold til elektrisitet generert med fossile kilder i mange områder av USA (Musial, Butterfield & Ram, 2006). Siden år 2000 har installert vindkraft økt gjennomsnittlig med 24% per år. Mesteparten av vindkraften er installert på land, men utviklingen av vindkraft offshore har en økende trend (International Energy Agency, 2013).

Offshore vind utgjør 2% av total installert vindenergi (Global Wind Energy Council, 2012). Offshore vindparker er vanligvis mer produktive enn onshore vindparker. Offshore vind har en kapasitetsfaktor på rundt 36%, mens gjennomsnittlig er kapasitetsfaktoren til onshore vindparker på 27% (Green & Vasilakos, 2011). Norsk Vindkraftforening og Energi Norge (2014a) definerer kapasitetsfaktor som «det samme som brukstiden, men angir brukstiden som en prosentandel av året. Brukstiden sier hvor mange timer turbinen må gå med full effekt for å produsere årets produksjon. Brukstid viser forholdet mellom produsert energi og installert effekt, og høy brukstid er i utgangspunktet positivt».

2.3.1 Offshore vind

I dag er EU størst innenfor offshore vindkraft, men det er også interesse og potensial i Kina og USA. Den største offshore vindparken per dags dato er London Array i UK med en kapasitet på 630 MW. Denne ble ferdig bygget i 2013. Per 1. juli 2014 var det totalt 2304 offshore vindturbiner med en samlet kapasitet på 7343 MW knyttet til nettet i Europeiske farvann. Totalt utgjør dette 73 vindparker i 11 land inkludert demonstrasjonsprosjektene. Samtidig er det 1 200 MW under utbygging (European Wind Energy Association, 2014, s. 3). Kina har i dag bygget ut 565 MW og flere kraftverk er under utvikling i USA. European Wind Energy Association (EWEA) estimerer en mulig utbygging på 40 GW innen 2020 i Europa og 75 GW på verdensbasis. Kina har en målsetning om å bygge ut 30 GW innen 2020 (Sidelnikova, et al., 2015, s. 71). Se figur 5 for installert effekt for havvind i EU og Asia frem til slutten av 2014.



Figur 5: Installert effekt for havvind frem til 2013 i EU og Asia (Sidelnikova et al., 2015, s. 71)

Den første offshore vindparken ble installert i Vindeby i Danmark i 1991. Siden har utviklingen på denne fronten hovedsakelig vært i Nord-Europa og i UK, men interessen spres i økende grad verden over. Mer enn 90% av all installert offshore vind er i Nord Europa (Global Wind Energy Council). De fleste installasjonene er i nærheten av kysten på en vanndybde på 30 meter eller mindre. Dette er bunnfaste vindturbiner. Teknologiutviklingen rundt bunnfaste vindturbiner har tatt utgangspunkt i teknologien for landbaserte vindturbiner, og er godt utviklet (National Renewable Energy Laboratory, 2010). Installasjon av vindparker lenger til havs og på dypere vann, med flytende vindturbiner, er i utviklingsstadiet og per dags dato ikke klar til storskala produksjon. Likevel er det forventet at flytende turbiner vil ta over på sikt. Som sagt er de fleste vindparker installert i områder med grunt vann og har relativt kort avstand til land, slik som for eksempel i Danmark og Nederland. Det er begrenset med slike arealer i Europa og områder som er i nærheten av store forbrukssentre. Det er derfor naturlig at teknologiutviklingen for havvindkraft allerede har begynt å strekke seg mot dypere hav lenger fra land. I tillegg må bunnfaste vindturbiner tilpasses forskjellige dyp og bunnforhold, og dette gjør det vanskeligere å masseprodusere (Sidelnikova, et al., 2015, s. 69). Tabell 2 har en oppsummering av argumenter for og mot offshore vind, sammenlignet med onshore vind.

Tabell 2: Oppsummering av argumenter for og mot offshore vind, sammenlignet med onshore vind (Snyder & Kaiser, 2009, s. 1569)

	Gjelder også onshore vind
Argumenter mot offshore vind	
Kan ødelegge historiske områder	Ja
Kan drepe fugler	Ja
Kan skade fiskerier	Nei
Kan skade marine pattedyr	Nei
Krever subsidier	Ja
Kan påvirke shipping og navigering	Nei
Argumenter for offshore vind	
Minsker klimaendringer	Ja
Minsker bruken av vann	Ja
Forbedrer luftkvalitet	Ja
Reduserer avhengigheten av utenlandsk kraft	Ja
Skaper arbeidsplasser	Ja
Skaper stabilitet i strømprisene	Ja
I nærheten av forbruker	Nei
Ofte høyere vindhastigheter	Nei
Reduserer brukerkonflikter	Nei

2.3.2 Hywind

I juni 2009 installerte Statoil verdens første fullskala flytende vindturbin, Hywind, for å prøve ut den flytende vindturbinteknologien. Vindturbinen ble installert 10 km utenfor sørvestkysten av Norge. Statoil investerte 400 millioner kroner til utbygging og videreutvikling av piloten, som Norsk Hydro hadde startet arbeidet på. Dette inkluderer forskning og utvikling knyttet til vindturbinkonseptet. Teknologisk har resultatene vært over forventning, og det er knyttet stor tro på at Hywind teknologien kan utgjøre en stor del av fremtidens vindkraftproduksjon til havs. Likevel er kostnadene svært høye. Målet til Statoil er videre å kommersialisere konseptet. Det er nødvendig å utvikle et leverandørmarked for å redusere kostnadene slik at vindkraft kan konkurrere på energimarkedet (Statoil ASA, 2009). Hywind har produsert 41 GWh siden oppstart i 2010 (Lie, 2015). Fremtidige planer hos Statoil anslår at kostnadene for flytende vindturbiner kan være konkurransedyktige med bunnfaste turbiner (Statoil ASA, 2009). Fordelen med å øke forskning på dette området er potensialet for å redusere kostnader gjennom systemdesign som ikke er stedsavhengig, øke mulighetene for masseproduksjon, gi

større potensial for full systemmontering ved kai, og reduserte kostnader ved å frakte turbinen ut. Flytende vindturbiner kan redusere påvirkningen på ulike økosystemer, og øke ressurspotensialet for vindkraft (National Renewable Energy Laboratory, 2010, s. 85).

Tabell 3 viser at siden oppstart, har gjennomsnittlig kapasitetsfaktor vært på 40,7%, som er over hva Green og Vasilakos (2011) estimerte for offshore turbiner (36%). Dette til tross for at Hywind i 2014 hadde en nedetid på 2 måneder sammenhengende fordi servicebåten ikke kom seg ut.

Tabell 3: Produksjon i driftsår 2010-2014 (Lie, 2015)

Hywind Demo	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Produksjon (GWh)	7,4 GWh	10,1 GWh	7,5 GWh	8,3 GWh	7,7 GWh	8,2 GWh
Kapasitetsfaktor	36,7%	50,1%	37,2%	41,2%	38,2%	40,7%

2.3.3 Økende interesse for offshore vindkraft

Det er økende interesse rundt den flytende vindturbinteknologien i resten av verden. Et annet testprosjekt med flytende vindturbin, Windfloat, ble installert i 2009 utenfor kysten av Portugal. Vindturbinen startet å produsere energi i 2012 (European Wind Energy Association, 2013). Dette er en turbin på 2 MW og i februar 2015 hadde Windfloat produsert hele 12,5 GWh totalt. Årlig får 1 417 hjem kraft fra denne turbinen. Det er estimert at prosjektkostnadene var på hele 19 millioner Euro, og at det er en årlig reduksjon i CO₂-utslipp på 2 863 tonn (4c Offshore, 2015).

Til tross for at flytende vindturbiner krever betydelig mer investeringer enn bunnfaste turbiner, vil flytende turbiner likevel øke antall områder hvor det vil være mulig å ta i bruk offshore vindkraft. Bare i USA ville dette tredoblet områdene hvor de kunne tatt i bruk denne type vindkraft. Flytende vindturbiner gjør det mulig å øke graden av masseproduksjon og fører til mindre arbeid til sjøs fordi disse turbinene er mer mobile (National Renewable Energy Laboratory, 2010). Fordeler med offshore vind er at det er mer stabil vind til havs enn på land. Det betyr at det er mindre slitasje på turbinen, samtidig som mer elektrisitet genereres per turbin. Ettersom vinden ofte øker og er mer stabil jo lengre ut til havs man kommer, vil gode områder for offshore vindparker være et stykke ut til havs (Musial, et al., 2006). I tillegg er det større aksept rundt vindturbiner jo lengre bort fra synsrekkevidden de kommer.

Offshore vindprosjekter har betydelige muligheter for kostnadsreduksjoner sammenlignet med landbaserte prosjekter. Det er blant annet færre restriksjoner på turbinstørrelse. De kan bygges større, noe som reduserer driftskostnadene og samtidig øker energiopptaket. Dette kan gjøres fordi man i mindre grad trenger å ta hensyn til økt støy og det estetiske aspektet når de bygges langt ut til havs og utenfor bruksområde for befolkningen (National Renewable Energy Laboratory, 2010).

Basert på den økende interessen for offshore vind har European Wind Energy Association (2013) utarbeidet to scenarioer om antallet onshore- og offshore vindparkinstallasjoner innen 2020. Det konservative scenarioet foreslår en økning av offshore vind installasjoner i EU til over 19% av total vindkraft kapasitet, altså 40 GW. Det mest optimistiske scenarioet anslår derimot at antallet offshore vindinstallasjoner vil øke til 22,7% av total vindkapasitet. EWEA forventer også at etterspørselen for onshore vind vil begynne å avta etter 2020 grunnet en økende interesse for de mer produktive offshore installasjonene (European Wind Energy Association, 2013). Den økende interessen er knyttet til det faktum at ved å øke prosentandelen av fornybar energi i en nasjons totale energitilbud, vil skadelige utslipp reduseres betraktelig. Selv om offshore vindprosjekter har høye investeringskostnader, har de lave driftskostnader. Disse karakteristikkenes gjør at turbinene produserer elektrisitet til en lavere marginalkostnad enn det fossile energi gjør. Som et resultat av dette kan offshore vind ta over for mye energi som ellers ville blitt produsert av fossilt drivstoff, slik at utslippene blir kraftig redusert. I tillegg kan offshore vindprosjekter generere nye arbeidsplasser for folk som bor i kystsamfunn (National Renewable Energy Laboratory, 2010). Se tabell 4 for egenskaper ved bunnfaste kontra flytende vindturbiner.

Tabell 4: Egenskaper ved bunnfaste kontra flytende vindturbiner (Ulla, 2014, s. 7).

Bunnfaste		Flytende
- Tilpasning trengs for hver enhet	Fabrikasjon	+ Standardisering og masseproduksjon er mulig
- Monteres på land	Installasjon	+ Monteres til havs
- Høy støy fra påling ved installasjon - Ofte synlig fra land	Miljø	+ Ingen påling nødvendig + Kan plasseres utenfor synsrekkevidde - Ankrene er spredd
- Begrensede områder med grunt vann	Ressurser	+ Nesten ubegrensede dyptvannsressurser + Ofte bedre vindforhold + Kan plasseres i nærheten til konsumentene
+ Moden teknologi	Teknologi	- Bare bevist mulig i pilotprosjekt og videre utvikling er nødvendig
Lavere kostnader, men mindre kostnadsreduksjonspotensiale	Kostnader	Høyere kostnader, men større kostnadsreduksjonspotensiale

2.3.4 Elektrifisering av plattformer - en mulighet i fremtiden?

Elektrifisering av plattformer ved hjelp av vindturbiner vil stort sett kreve flytende vindturbinteknologi. Ved dypt vann, dypere enn 60 m, er det ikke økonomisk gjennomførbart å installere bunnfaste vindturbiner (National Renewable Energy Laboratory, 2010). I dag er det ingen plattformer som er elektrifisert ved hjelp av offshore vindkraft. Likevel er det uttrykt at det er olje- og gassindustrien som sannsynligvis vil ha den mest dominerende rollen for implementering av offshore vind. Dette er i stor grad fordi vi allerede har mye kunnskap fra petroleumsindustrien som kan overføres til utvikling av offshore vind (Musial, et al., 2006). Utenfor kysten av Skottland har det tidligere blitt utført et demonstrasjonsprosjekt hvor to vindturbiner på 5 MW ble knyttet til Beatrice feltet. Disse ble installert i 2006 og 2007 og var en del av et større forsknings- og teknologiprojekt kalt DOWNVInD (Distant Offshore Windfarms with No Visual Impact in Deep Water). Prosjektet ble finansiert av blant annet

EUs 6. rammeprogram². Målet for prosjektet var «å utvikle teknologier, teknikker og prosesser for kostnadseffektiv installasjon og drift av vindturbiner med stor kapasitet på dypt vann. Hensikten var at vindturbinene skulle opereres i fem år og være integrert i plattformens energitilførsel». Prosjektet ble likevel avsluttet allerede i 2009 (Drivenes et al., 2010, s. 31).

Det er utgitt flere rapporter, såkalte mulighetsstudier, om muligheter og begrensninger ved elektrifisering av petroleumsinnretninger ved bruk av vindkraft som energikilde. Eksempler er Lyse Produksjon AS som utviklet en slik studie i 2009 med utgangspunkt i olje- og gassfelt i sørlige Nordsjøen, samt SINTEF Energi AS som beskrev muligheter for havbasert vindkraft og elektrifisering i Nordsjøen i 2010. Hovedkonklusjonen i Lyse Produksjon AS sin studie er at havbasert vindkraft knyttet til plattformer er teknisk gjennomførbart, men at vindkraftutbygging til havs er kostbart og vil trenge støtte i form av subsidier. En fordel som vektlegges i rapporten er at daglig vedlikehold og tilsyn av vindturbinene vil være lettere på grunn av nærheten av personell som er på plattformene. SINTEF-rapporten omhandler prosjekter med utgangspunkt i Sogn og Fjordane, hvor ulike tekniske løsninger vurderes. Det konkluderes med at «for utbygging av mindre havbaserte vindkraftverk kan det være aktuelt med oppkobling mot petroleumsinnretningens lokale kraftgenerering hvor gassturbinene tar grunnlasten» (Drivenes, et al., 2010, s. 31). Begge disse mulighetsstudiene konkluderer med at vindturbiner tilknyttet plattformer og kraftkabler til/fra land kan være bedre enn selvstendige kraftsystemer offshore. Dermed er ikke gassturbiner nødvendig for å justere kraftmengden, men gjøres gjennom en kraftkabel fra land. Hvis det legges en kraftkabel til plattformer kan gradvis innfasing av vindkraft være mulig (Drivenes, et al., 2010, s. 31-32).

2.3.5 Kostnader i havvindsektoren

Utfordringen til havvindnæringen er at kostnadene for utbygging av offshore vindturbiner tradisjonelt sett er store. Nesten dobbelt så store som landbasert vindkraft (National Renewable Energy Laboratory, 2010, s. 72). Siden de første kommersielle offshore vindturbinene ble tatt i bruk tidlig på 2000-tallet har investeringskostnadene økt fremfor å synke. Hovedårsaken til de økte kostnadene var økte materialpriser (spesielt for stål), stor etterspørsel i forhold til tilbud og begrenset tilgang på spesialfartøy for installasjon (Green &

² Forskningsprogrammer finansiert av EU for forskning og teknologisk utvikling. Det skal støtte og oppfordre til forskning i Europa. Det 6. rammeprogrammet foregikk mellom 2002-2006, og ble avløst av det 7. rammeprogrammet i 2007 (Wikipedia, 2013).

Vasilakos, 2011). I tillegg var det på denne tiden et stort press i offshore industrimarkedet som økte råvareprisene.

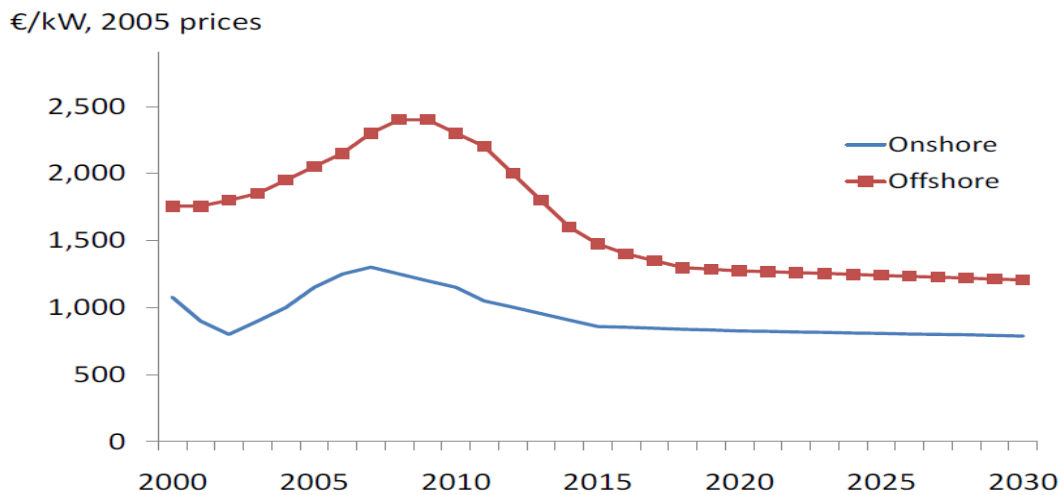
I likhet med andre former for fornybar energi, slik som vannkraft og solkraft, er kostnadene rundt vindkraft preget av høye investeringskostnader og relativt lave driftskostnader. Norsk Vindkraftforening og Energi Norge (2014c) forklarer at kostnadsbildet ved vindkraft kjennetegnes av fire punkter:

- *Gratis energikilde: vinden er gratis og kostnadene er dermed uavhengig av olje- og gasspriser*
- *Ingen utslipp av klimagasser: kostnadene er derfor uavhengig av prisen på utslippskvoter*
- *Relativt høy investeringskostnad: kostnadene for vindkraft er i hovedsak knyttet til utbygging av selve parken og tilknytning til nettet*
- *Lave driftskostnader: det koster relativt lite å drive et vindkraftanlegg*

I tillegg til de høye investeringskostnadene har det vært stor usikkerhet og risiko rundt utbygging av vindturbiner til havs på grunn av liten erfaring rundt teknologien. I forhold til landbasert vindkraft, er offshore teknologien umoden og kostnadene er større fordi mindre distribusjon og erfaring gjør at man ikke har fått full realisasjon av læringskurven. Med lærekurven menes at produksjonskostnader i nye industrier vil reduseres når produksjonen øker. I tillegg er det en tendens til at vindturbinene bygges mer og mer på dypere vann og lenger fra kysten, noe som også øker kostnadene (National Renewable Energy Laboratory, 2010, s. 72).

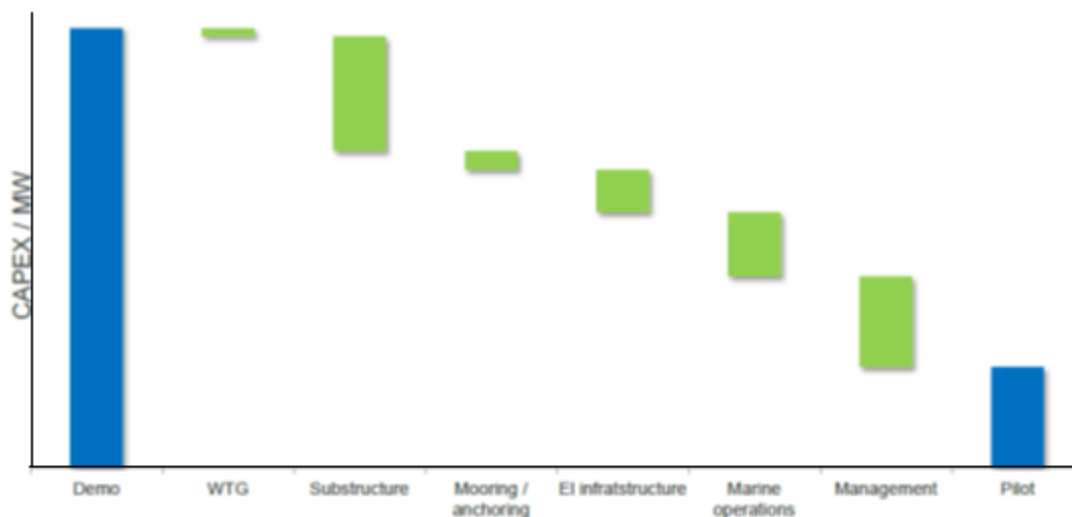
Ved offshore turbiner kreves det frakting av personell (ofte i dårlig vær) og økte verktøy- og tidskostnader. Det vil også være en økning i forsikringskostnader grunnet økt risiko. Arbeid offshore involverer økt risiko for storm og dårlig vær, noe som også påvirker mengden tid tilgjengelig for vedlikehold og installasjon, som igjen påvirker kapital og operasjonskostnader (Snyder & Kaiser, 2009). Figur 6 viser tidligere og estimerte investeringskostnader for havvind, hvor det er tatt utgangspunkt i installert kapasitet. Denne figuren viser at det i 2011 var forventet at kostnadene ville synke. Bakgrunnen for at kostnadene var estimert til å synke, var at det var forventet økende konkurranse blant tilbydere i turbinmarkedet siden etterspørselen ville øke. Innovasjon, effektivitet, stordriftsfordeler og standardisering av turbinenes størrelse, teknologi og design vil også senke kostnadene. Det vil også forbedringer innen drift og vedlikehold, pålitelighet og

tilgjengelighet gjøre (Heptonstall, Gross, Greenacre & Cockerill, 2012). Samtidig var det, som tidligere nevnt, et stort press i offshore industrimarkedet som gjorde at kostnadene på råvarer steg mellom 2005 og 2010.



Figur 6: Tidligere og estimerte investeringskostnader for havvind (Green & Vasilakos, 2011, s. 3)

Når kostnadene reduseres, blir flere områder økonomisk aktuelle for utbygging av vindkraft til havs (Musial, et al., 2006). Det har i senere tid blitt bekreftet at kostnadene begynner å reduseres, som forventet i 2011. Dette kan inkludere flere faktorer, blant annet at større prosjekter gir stordriftsfordeler og en bedre forståelse av risikofaktorer med offshore vindkonstruksjon (International Energy Agency, 2013, s. 15). Likevel er det usannsynlig at det vil være en jevn nedadgående trend i kostnader. Noen prosjekter vil være mye dyrere enn andre, og kostnadene vil heller ikke synke like fort som de har steget de siste årene. Det vil være en utfordring for myndighetene å balansere behovet for å gi støtte til prosjekter og samtidig sende et klart signal om at industrikostnadene må gå ned (Heptonstall, et al., 2012). Se figur 7 om hvor mye kostnadene har gått ned siden Hywind demoen ble bygget utenfor Karmøy, til hva pilotparken som i dag planlegges bygd utenfor kysten av Skottland er estimert til å koste. De grønne søylene representerer kostnadsreduksjon innenfor hver kategori. De blå søylene representerer totale CAPEX kostnader pr MW for henholdsvis demo og pilotprosjektet.



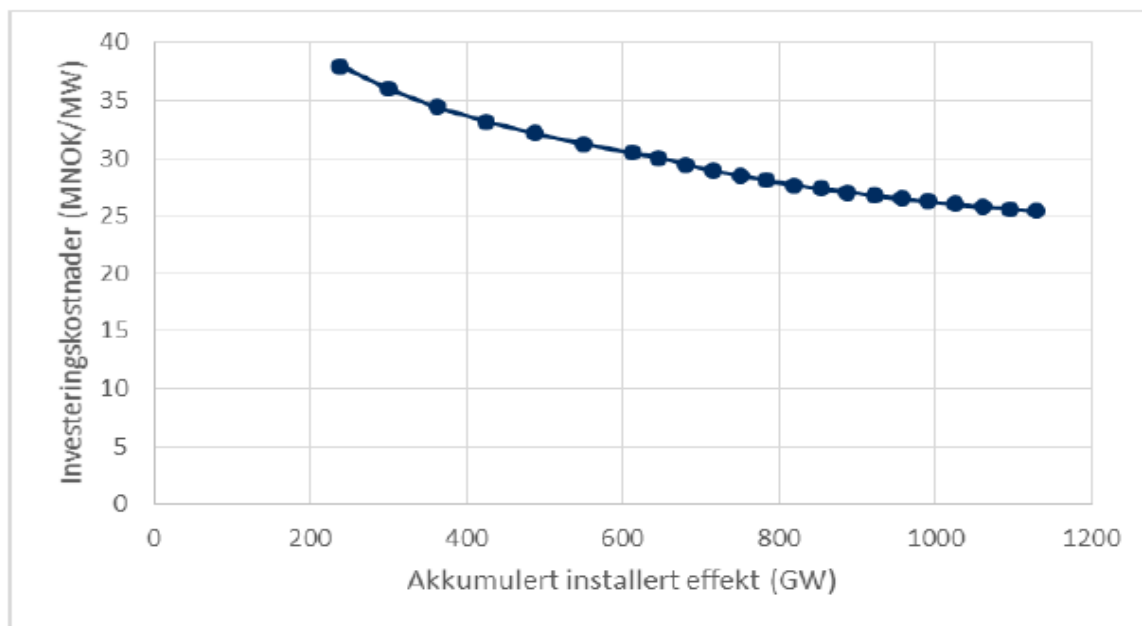
Figur 7: Kostnadsutvikling for Hywind teknologien siden demobygging utenfor Karmøy (Ulla, 2014, s. 8)

Det er per dags dato ikke bygget ut noen offshore vindparker i norske havneområder. Derfor finnes det ingen norske erfaringstall. Kostnadstall basert på prosjekter som har hatt oppstart mellom 2012 og 2015 i Europa viser at investeringskostnadene varierer mellom 23 000 og 37 000 kr/kW, med et gjennomsnitt på 30 000 kr/kW. Norske havvindparker vil kunne møte høyere investeringskostnader enn andre land, i alle fall så lenge det er snakk om bunnfaste turbiner. Det er fordi en stor andel av havområdene i Norge er svært dype i kort avstand fra land (Sidelnikova, et al., 2015). Derfor er flytende vindturbiner bedre enn bunnfaste turbiner i Norge. Tabell 5 viser at kostnadene øker signifikant når avstanden fra land øker. Denne tabellen viser hva man sannsynligvis må multiplisere kostnadene for bunnfaste vindturbiner med i ulike avstander fra land, samt dybde. Det er blant annet forholdet mellom vanddybde og kostnader som har hindret utbygging av offshore vindturbiner tidligere, til tross for den økte produktiviteten de kan generere (Heptonstall, et al., 2012). For flytende vindturbiner vil avstanden til land ikke påvirke kostnadene i like stor grad som ved bunnfaste vindturbiner.

Tabell 5: Innvirkning av dybde og avstand på investeringskostnader (Green & Vasilakos, 2011, s. 3)

Water depth (m)	Distance from shore (km)							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
10–20	1	1.02	1.04	1.07	1.09	1.18	1.41	1.60
20–30	1.07	1.09	1.11	1.14	1.16	1.26	1.50	1.71
30–40	1.24	1.26	1.29	1.32	1.34	1.46	1.74	1.98
40–50	1.40	1.43	1.46	1.49	1.52	1.65	1.97	2.23

Kostnadene i havvindindustrien er forventet å synke siden erfaringen med utbygging av vindturbiner til havs foreløpig er såpass begrenset. I følge Sidelnikova, et al. (2015, s. 80) «åpner flytende vindturbiner også for store materialbesparelser, enklere installasjon og vedlikehold, og enklere masseproduksjon fordi bunnforhold påvirker flytende vindturbiner i mindre grad enn bunnfaste». Drift og vedlikehold er på sikt også forventet å utgjøre en mindre andel av total kostnaden fordi man utvikler mer spesialiserte løsninger. Figur 8 på neste side viser en mulig lærecurve for investeringskostnadene til havvindkraft. Det er antatt en lærerate på 15% som etter hvert avtar til 10% (Sidelnikova, et al., 2015).



Figur 8: Mulig utvikling i investeringskostnader for havvindkraft. 15%-10% lærerate. Akkumulert effekt: all vindkraft sett under ett i verden (Sidelnikova, et al., 2015, s. 80).

Grunnet kostnadene som omfatter utbygging av offshore vindparker, er det klart at det vil være lite investeringer i utbyggingsprosjekter så lenge det ikke blir støttet av statlige incentiver og subsidier. I tillegg er det slik at offentlige midler som skaffes gjennom skatt- og avgifter vil kunne gi et økonomisk effektivitetstap. Effektivitetstapets størrelse vil være avhengig av hvilken skatteform det er snakk om, og hvor stor skatteraten er. Et effektivitetstap betyr at en krone som finansieres over offentlig budsjett vil ha en tilleggskostnad. Vi må derfor ta hensyn til dette effektivitetstapet når vi har et prosjekt som er støttet med offentlige midler. Det anbefales ifølge Direktoratet for Økonomistyring (2014, s. 79) å sette effektivitetstapet til 20 øre per krone i forbindelse med elektrisitetsprosjekter. Det vil si at de offentlige støttemidlene skal ganges med 1,2. Høye CO₂-priser vil være nødvendig for at det skal lønne seg å bygge ut offshore vindparker. Likevel er det mange europeiske myndigheter som ønsker å satse på investeringer i offshore vind for å kunne oppnå deres mål innen fornybar energi (Green & Vasilakos, 2011).

2.3.5.1 «Intermittency» problemet

En utfordring ved vindkraft som energikilde er problemet med periodisk kraftproduksjon. Med dette menes at vindturbiner er ute av stand til å produsere forutsigbar og jevn energi. Energiproduksjonen varierer med vindhastighet. Med lite eller ingen vind vil vindturbiner ikke produsere energi. Drift av plattformer krever stabil og jevn energitilførsel, og det vil være nødvendig med en backup-løsning som kan respondere når vindturbinene ikke produserer energi (Snyder & Kaiser, 2009). Eventuelt må det være en metode for å lagre energi, men dette er i dag vanskelig og dyrt. En optimal konkurransedyktig løsning til storskalabruk for lagring har man ikke i dag til en overkommelig pris. Ny teknologiutvikling og forskning er nødvendig. På sikt kan dette likevel være en mulig løsning (Norsk Vindkraftforening & Energi Norge, 2014d). Det forskes på hydrogen som lagringsmedium, og Det Internasjonale Energibyrådet (IEA) begynte i 2009 på et globalt prosjekt der blant annet storskala lagring av hydrogen står i fokus (Valmot, 2009).

Hydro etablerte et hydrogenanlegg og to vindturbiner på Utsira (senere overtatt av Statoil) i 2004 for å vise hvordan vindkraft kan produsere hydrogen og lagres. Målet var å vise hvordan isolerte samfunn kunne få dekket kraftbehovet ved hjelp av fornybar energi. Ti husstander har fått dekket sitt kraftbehov i prøveperioden. I 2010 ble anlegget lagt ned på grunn av for høye kostnader, men fikk demonstrert at den tekniske løsningen fungerer. Det trengs teknologiforbedring for å få ned kostnadene og gjøre hydrogenlagring konkurransedyktig (Grimen, 2010), (Norsk Vindkraftforening & Energi Norge, 2014d).

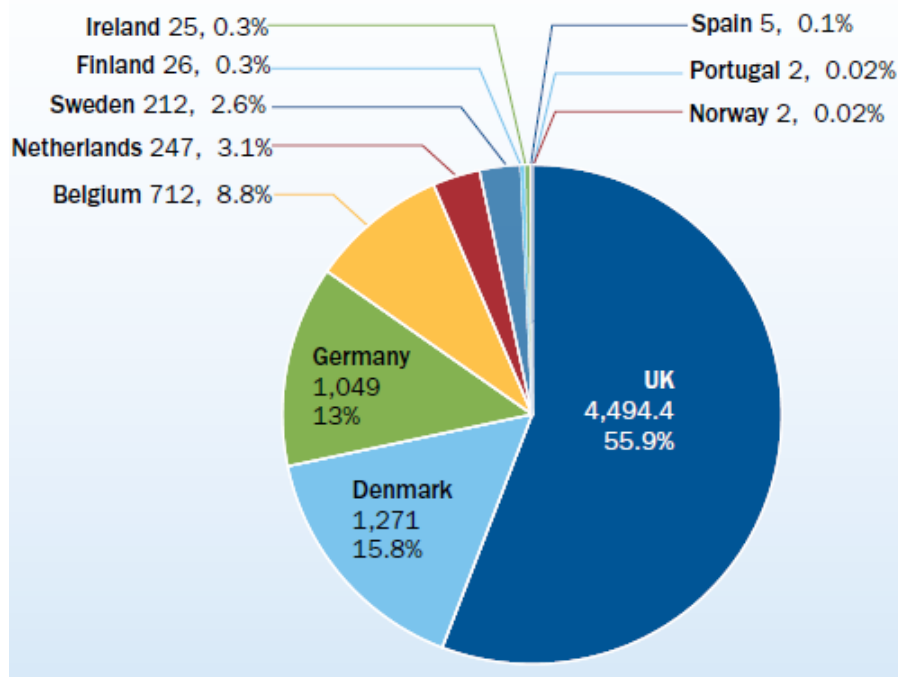
2.3.6 Industri og markedstrender

Mer enn 35 GW vindkraft kapasitet ble installert i 2013. Til tross for at man de foregående årene hele tiden har installert mer vindkraft enn året før, sank total årlig installert kapasitet i 2013 med nesten 10 GW i forhold til i 2012, noe som har mye å gjøre med at det særlig i USA ble installert lite. I slutten av 2013 hadde minst 85 land kommersiell vindkraft, 71 land hadde mer enn 10 MW kapasitet, og 24 land hadde mer enn 1 GW kapasitet. Årlig vekst for installert vindkraftkapasitet har vært gjennomsnittlig 21,4% siden slutten av 2008. Asia har vært det størst voksende markedet med nesten 52% ny installert kapasitet, tett fulgt av Europa med 32% og Nord Amerika med mindre 8% installert vindkraft kapasitet. Totalt sett er Europa størst med tanke på kumulativ vindkapasitet, med 37% av verdens totale vindkraft. Asia ligger rett bak med 36%. I Europa er Tyskland størst med 34,3 GW installert vindkraft (Ren 21, 2014).

Havvind er fremdeles liten sammenlignet med onshore vind, men vokser fort. Mer enn 93% av total havvindkapasitet er lokalisert i Europa. Storbritannia hadde mer enn 50% av verdens havvindkapasitet i 2013 (Ren 21, 2014). På slutten av 2014 var 8045,3 MW kapasitet installert i Europa. Det er nok til å dekke 1% av Europas totale elektrisitetsforbruk i løpet av et år. Hovedsakelig er dette installert i Nordsjøen (5094,2 MW: 63,3%), 1808,6 MW (22,5 %) er installert i Atlanterhavet og 1142,5 MW (14,2%) er installert i Østersjøen (European Wind Energy Association, 2015).

Både på land og til havs, er det uavhengige kraftprodusenter og energiverk som er de viktigste klientene i markedet med tanke på installert kapasitet (Ren 21, 2014).

Motorskifting av eksisterende vindkraftkapasitet har også økt de siste årene. Utskifting av gamle turbiner med færre, større, mer effektive og mer pålitelige turbiner er drevet av teknologiforbedringer og ønsket om å øke output samtidig som man reduserer støy (Ren 21, 2014). Se figur 9 for oversikt over total installert offshore vindkraft på slutten av 2014.



Figur 9: Totalt installert offshore vindkraft i slutten av 2014 (European Wind Energy Association, 2015, s. 11).

3.0 Metode

I det følgende kapittel skal vi gjøre rede for metoden vi har brukt i analysen; nytte-/kostnadsanalyse. Vi starter med en generell forklaring før vi går over til en mer spesifikk fremgangsmåte av metoden som blir anvendt i denne analysen.

3.1 Formalisering av nytte-/kostnadsanalyse

En samfunnsøkonomisk analyse gjennomføres ofte før oppstart av prosjekter med lang levetid. Derfor vil det som regel være stor usikkerhet rundt de ulike elementene i analysen, spesielt rundt elementer som er knyttet til tidspunkt langt frem i tid. Likevel er det viktig å ta hensyn til denne usikkerheten allerede når prosjektet planlegges. Prosjekter i energisektoren har ofte lang levetid, ny teknologi kan utvikles og konjunkturbildet kan skifte. Det betyr at selv om vurderinger som gjøres av inntekts- og kostnadsutviklingen for prosjektet i planleggingsfasen kan virke rimelige, kan de etter noen år vise seg å være feilaktige (Jensen, Haugen & Magnussen, 2003, s. 23).

Nytte- /kostnadsanalysen vil bli analysert fra en planleggers synspunkt som har tilgang til å gjennomføre prosjekter, hvor preferansene er uttrykt i en velferdsfunksjon. Økonomien består av en planlegger og private aktører. Planleggeren kan være offentlige myndigheter/regjeringen med mye makt eller mindre aktører som skal gjennomføre et mindre prosjekt. I prinsippet er planleggeren informert om hvordan økonomien fungerer og kan regne ut velferden assosiert med ethvert prosjekt. Man vet at det er vanskelig og umulig for myndighetene å være kjent med alle muligheter og utfordringer hver bedrift har. I denne modellen søker man å la individuelle bedrifter ta beslutninger som kan utnytte egen detaljert kunnskap (Drèze & Stern, 1987). Nedenfor kommer en formalisering av den generelle versjonen av nytte-/kostnadsanalysen, basert på Drèze og Stern (1987):

Private aktører oppfører seg og responderer i henhold til vektoren $s = (s_k)$ av signaler som summerer alle relevante variabler som påvirker atferd (priser, skatt, mengdebegrensninger etc). Vektoren S kalles miljø, og man vet hvordan private aktører vil respondere på ulike tiltak gjennom deres etterspørsel eller tilbud og deres nivå av nytte og profitt. Samlet netto etterspørsel summeres til vektoren E . Netto tilbud fra offentlig sektor representeres ved en vektor z med komponenter z_i (hvor $z_i = 0$, råvare nummer i er hverken blitt brukt eller produsert av offentlig sektor). Offentlig sektor er definert som en mengde

bedrifter som kontrolleres av planlegger. Planlegger skal ha kontroll på deres profitt og produksjon. Det er to typer begrensninger. Disse begrensningene kan skrives følgende: $E(s) - z = 0$ (1) og $s \in S$ (2), hvor $E(s)$ er en vektor fra privat sektor og S er «mulighetssettet» til planlegger. Ligning 1 er knapphetsberegningen som krever at tilbud er lik etterspørsel. Ligning 2 forklarer begrensninger på valg av s , som for eksempel tillatte skattesatser som kan bli begrenset eller kvoter som ikke kan påvirkes. Velferdsfunksjonen viser planleggers preferanser mellom ulike miljø, $V : s \rightarrow V(s)$ (3). Oppsummert er modellen til planlegger følgende:

$$E(s) - z = 0 \quad (1)$$

$$s \in S \quad (2)$$

$$V : s \rightarrow V(s) \quad (3)$$

En mulig «policy» er skrevet følgende $\Phi(\cdot)$, med en produksjonsplan z og miljø s , slik at (s, z) tilfredsstillende (1) og (2). Det antas at minst en mulig policy eksisterer. Når policy Φ er spesifisert, er det et unikt miljø assosiert med hver produksjonsplan (verdien S_k er gitt av $V(\Phi(z))$). Hver produksjonsplan har et nivå av velferd $V(\Phi(z))$.

Et tilfeldig prosjekt dz med policy ϕ gir en endring i velferd dV , hvor:

$$dV = \frac{\partial V}{\partial s} \times \frac{\partial \phi}{\partial z} \times dz \quad (4)$$

Hvor $\frac{\partial V}{\partial s}$ er en radvektor med indeks k verdier $\frac{\partial V}{\partial s_k}$ og $\frac{\partial \phi}{\partial z}$ er en matrise med ki verdier

$\frac{\partial \phi_k}{\partial z_i}$. Hvis $dV > 0$ gir prosjektet en velferdsøkning. Skyggeprisen v er definert som

$$v \equiv \frac{\partial V}{\partial s} \times \frac{\partial \phi}{\partial z} \quad (5)$$

og kalles nytte- kostnadstesten. Prosjektet, dz , blir akseptert hvis og bare hvis $\Pi \equiv v dz > 0$. Hvis $V(\cdot)$ fanger opp planleggerens mål og alle begrensningene er korrekt beskrevet vil man velge den beste tilgjengelig policy som maksimerer velferden.

$$\max_s V(s) \quad (6)$$

s.t

$$E(s) - z = 0 \text{ og} \tag{7}$$

$$s \in S$$

Denne grunnleggende modellen viser hva som kreves for at et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt og bør utføres. Modellen kan inkludere flere variabler/gjøres vanskeligere, og man kan inkludere begrensninger på regjeringens policy som man ønsker. Velferdsfunksjonen kan ta mange former og være relatert til eller avledet av mål som produksjon, sysselsetting og inntektsfordeling. Vi har valgt å kun vise den grunnleggende modellen her. For mer detaljer se «*Theory of Cost-Benefit Analysis*» av Jean Dreze og Nicholas Stern (1987).

3.2 Netto nåverdi (NNV) og diskonteringsfaktoren

I en nytte-/kostnadsanalyse beregner man differansen mellom de samlede fordeler og ulemper målt i dagens pengeverdi. Dette gir tiltakets netto nåverdi (NNV, hvor positiv NNV tilsier at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Teoretisk sett kan derfor NNV metoden benyttes for å bestemme om prosjekter skal gjennomføres eller ikke. I prinsippet er det verdien for samfunnet som skal måles. Det kan være store uenigheter om hvem som skal definere hva som er i samfunnets interesse. Av den grunn vil det ofte være interessekonflikter involvert. Hvordan man definerer verdien av de ulike virkningene vil være avgjørende for hvilke interesser som blir tillagt mest vekt i analysen (Nyborg, 1995).

Prosjektets NNV er lik differansen mellom de samlede nyttevirkningene (N_t) og kostnader (K_t). Nyttensiden består av de verdier som skapes av prosjektet. Vi har i utgangspunktet tre nyttefaktorer som kan være aktuelle å verdsette når vi skal vurdere et elektrisitetsprosjekt. Dette er prosjektets produksjon, prosjektets øvrige positive virkninger for samfunnet, og prosjektets restverdi etter analyseperioden (eventuelt fratrukket rivningskostnader). Kostnadene omfattes av investeringskostnader (I_t) (lønnskostnader og kostnader forbundet med bruk av maskiner og utstyr, vareleveranser, drivstoff, og alle andre nødvendige komponenter i anleggsperioden), drift og vedlikeholdskostnader (D_t) (i prinsippet de samme typer kostnader som investeringskostnadene, men vil heller kobles direkte til drift av anlegget. Her kommer også indirekte kostnader som intermittency problemet inn i bildet.) og de eksterne effektene (U_t) (alle ulemper som prosjektet påfører natur og brukerinteresser, både i anleggsperioden og i driftsperioden). Hvert av disse elementene måles som en

differanse mellom prosjekt og nullalternativ, og netto nåverdien for prosjektet forteller hva prosjektet er verdt for samfunnet. Nytte- og kostnadselementene verdsettes ved hjelp av alternativverdimetoden (Jensen, et al., 2003, s. 20).

Det er vanlig å skille mellom systematisk og usystematisk risiko. Usystematisk risiko kan diversifiseres, mens det kan ikke systematisk risiko. I en samfunnsøkonomisk analyse er det bare systematisk risiko som er relevant. Det er også den systematiske risikoen som påvirker diskonteringsrenten. Jensen, et al. (2003, s. 24) forklarer forskjellen på denne måten: «Systematisk risiko er risiko som ligger utenfor prosjekteiers kontroll, mens usystematisk risiko kan håndteres av prosjekteier ved gjennomføring av prosjektet». Systematisk risiko er knyttet til konjunkturutviklingen og er derfor utenfor tiltakshaverens kontroll. Konjunkturutvikling kan medføre både økte kostnader og sviktende inntekt for prosjektet dersom utviklingen er ugunstig. Dette er noe vi tar hensyn til gjennom diskonteringsrenten for prosjektet. I tillegg gjenspeiler diskonteringsrenten et nyttetap ved utsatt konsum. Den usystematiske risikoen vil på den andre siden tas hensyn til gjennom forventningsverdier (Jensen, et al., 2003).

Siden virkningene vil falle på ulike tidspunkter, må de neddiskonteres til et felles tidspunkt ved hjelp av en diskonteringsrente (r). I følge Senter for Statlig Økonomistyring (2010, s. 42) er «kalkulasjonsrenten den samfunnsøkonomiske alternativkosten ved å binde kapital til et tiltak og skal være et uttrykk for kapitalen i beste alternative anvendelse. Kalkulasjonsrenten blir på denne måten avkastningskravet til tiltaket. Dette innebærer at jo høyere kalkulasjonsrenten settes, desto høyere blir avkastningskravet til tiltaket». Ved fastsettelse av diskonteringsrenten skal det tas utgangspunkt i en risikofri diskonteringsrente og et risikotillegg som kompensasjon for å bære risikoen. I følge Finansdepartementet skal normale prosjekter (lav/moderat systematisk risiko) ha en risikofri realrente på 2% og et risikotillegg på 2%. Dette gir en diskonteringsrente på 4%. Prosjekt med betydelig risiko skal ha den samme risikofrie realrenten, men et risikotillegg på 4%, slik at total diskonteringsrente blir 6% (Senter for Statlig Økonomistyring, 2010). På bakgrunn av dette har vi i denne analysen brukt en diskonteringsrente på 6%.

Formelen for å regne ut netto nåverdi blir følgende:

$$NNV = \sum_{t=0}^n \frac{N_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{D_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{U_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (8)$$

(Jensen, et al., 2003, s. 4)

Selv om man i teorien bør gjennomføre ethvert prosjekt som er samfunnsøkonomisk lønnsomt, er dette vanligvis ikke alltid mulig på grunn av begrensede investeringsbudsjett eller fordi enkelte prosjekter er gjensidig utelukkende. Ved samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter som ikke blir gjennomført på grunn av ulike begrensninger, gjennomfører man heller de prosjektene som gir mest nytte pr. enhet av den begrensede ressursen, som f.eks. investeringskroner (Jensen, et al., 2003, s. 4).

3.3 Formål med samfunnsøkonomisk analyse

Hensikten med en samfunnsøkonomisk analyse er å finne ut om tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke, og å kunne rangere mellom ulike tiltak (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 12). Det er nødvendig å foreta en slik analyse før man gjennomfører et tiltak/prosjekt for å finne ut i hvilken grad tiltaket bidrar til å øke velferden i samfunnet. Dette er ikke det samme som en bedriftsøkonomisk analyse. Staten har andre mål enn det private foretak har, ved at det er samfunnets samlede velferd som skal ivaretas, og ikke bedriftsøkonomisk overskudd (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 12). Det er derfor slik at selv om et prosjekt ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt, kan det likevel være samfunnsøkonomisk lønnsomt, og omvendt. Det er ofte ikke tilstrekkelig å bare finne den mest kostnadseffektive løsningen når man skal finne den løsningen som er best samfunnsøkonomisk. Man må i tillegg også finne frem til det tiltaket som gir høyest mulig velferdsforbedring (Jensen, et al., 2003). Jensen, et al. (2003, s. 14) uttaler at «Det er viktig å være oppmerksom på at det vil være uheldig å si nei til et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt bare fordi det eksisterer et mer bedriftsøkonomisk lønnsomt alternativ. Man vil da risikere å gå glipp av en samfunnsøkonomisk lønnsom investering».

Foreligger det en samfunnsøkonomisk analyse av tiltaket som er besluttet iverksatt, gir det beslutningstakeren nyttig informasjon for å sørge for best mulig gjennomføring og gevinstrealisering av et tiltak. En samfunnsøkonomisk analyse er ikke uttømmende (det er en del usikre faktorer), men en viktig del av et samlet beslutningsgrunnlag. Det skilles i hovedsak mellom tre ulike hovedtyper samfunnsøkonomiske analyser: *nytte-/*

kostnadsanalyse, kostnadseffektivitetsanalyse³ og kostnadsvirkningsanalyse⁴. I denne analysen er det valgt å fokusere på nytte-/kostnadsanalysen. Denne metoden kan brukes til mye, blant annet på tiltak utført av private aktører på oppdrag for staten, samt for å prioritere innenfor virksomheters ansvarsområder (Direktoratet for Økonomistyring, 2014). I en nytte-/kostnadsanalyse verdsettes fordelene og ulempene i kroner så langt det lar seg gjøre og er faglig forsvarlig. Dette gjøres ut fra et hovedprinsipp om at en virkning er «verd det befolkningen til sammen er villig til å betale for å oppnå den» (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 23). Dersom betalingsvilligheten for alle tiltakets nyttevirksomheter er større enn summen av kostnadene, defineres tiltaket om samfunnsøkonomisk lønnsomt. Kostnadene gjenspeiler verdien av det en må gi opp av andre midler for å gjennomføre prosjektet (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 23-24).

Fordeler med samfunnsøkonomisk analyser

- *Få en systematisk gjennomgang av alle virkninger for berørte grupper i samfunnet*
- *Få mest mulig velferd ut av samfunnets knappe ressurser ved å sørge for effektiv ressursbruk*
- *Sørge for å identifisere underliggende samfunnsbehov som besvares med målrettede tiltak*
- *Få et godt beslutningsgrunnlag for å rangere og prioritere mellom alternative tiltak*
- *Sile ut ulønnsomme tiltak på et tidlig tidspunkt*
- *Få et godt grunnlag for å realisere gevinster når tiltaket er iverksatt*
- *Få et godt grunnlag for resultatmåling og evaluering av tiltaket i etterkant*
- *Gjøre grunnlaget for beslutninger bak offentlige tiltak mer synlig for offentligheten*

(Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 13)

³ Innebærer å rangere tiltak etter kostnader. På denne måten finner vi det tiltaket som realiserer ønsket mål til den laveste kostnaden. I en endelig vurdering av det tiltaket som er mest kostnadseffektivt, skal også eventuelle ikke-verdsatte kostnadsvirkninger tas med (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 24).

⁴ Kostnadene ved tiltakene skal veies opp mot en kvalitativ beskrivelse av de ulike nyttevirkningene (og en eventuell verdsetting av disse). Eventuelle ikke-verdsatte kostnadsvirkninger skal tas med i den endelige vurderingen, akkurat slik som i en kostnadseffektivitetsanalyse. Kostnadsvirkningsanalyser gir ikke grunnlag for å rangere tiltakene etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Likevel gir det verdifull informasjon til beslutningstakerne (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 24).

3.4 Oversikt over metoden

En samfunnsøkonomisk analyse kan i hovedsak deles inn i 8 faser (Direktoratet for Økonomistyring, 2014): Beskrive problemet og formulere mål, identifisere og beskrive relevante tiltak, identifisere virkninger, tallfeste og verdsette virkninger, vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet, gjennomføre usikkerhetsanalyse, beskrive fordelingsvirkninger, gi en samlet vurdering og anbefale tiltak. Disse fasene skal hjelpe til med å systematisere arbeidet og bidra til å gjøre det enklere både å planlegge og gjennomføre analysen (Direktoratet for Økonomistyring, 2014). I det følgende vil hver fase kort forklares litt nærmere.

1. Beskrive problemet og formulere mål

I den første fasen er det viktig å legge et solid grunnlag for selve analysen. Her gjøres det først rede for uløste problemer som er bakgrunnen for at det bør fremmes nye tiltak på et område. I denne fasen er det også viktig å beskrive nullalternativet, altså dagens situasjon og forventet videre utvikling hvis ingen tiltak blir gjennomført på området. Her skal det også fastsettes et mål som uttrykker et ønsket resultat eller en tilstand. Disse målene skal gjenspeile utfordringene som er identifisert i problemstillingen (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 20). Ved valg av nullalternativet skal man velge den mest sannsynlige utvikling uten prosjektet (Jensen, et al., 2003).

2. Identifisere og beskrive relevante tiltak

Her skal alle relevante tiltak beskrives så langt det er mulig. Selv om et identifisert tiltak kan være lønnsomt sammenlignet med nullalternativet, kan det finnes flere andre tiltak som også er lønnsomme, og kanskje mer lønnsomme. Det er viktig at det kommer klart frem hva tiltakene går ut på, og hvordan de ønskes gjennomført (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 20).

3. Identifisere virkninger

Her skal virkninger for alle berørte grupper av tiltaket beskrives. Det er kun virkninger som er av en viss betydning og omfang som skal beskrives. Dette omfatter både nyttevirkninger og kostnadsvirkninger (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 21).

4. Tallfeste og verdsette virkninger

Her skal virkningene av de ulike tiltakene fra fase 3 tallfestes så langt det er mulig. De virkningene som er tallfestet i fysiske størrelser, verdsettes i kroner så langt det er mulig. Ofte kan man bruke markedspriser fra privat sektor, men der markedspriser ikke eksisterer, for eksempel ved verdsetting av miljø og dyreliv, må andre verdsettingsmetoder vurderes. Et generelt kriterium for om man bør verdsette en virkning i kroner, er om verdsettingen gir beslutningstakeren meningsfull informasjon om virkningen. Ved verdsetting til kroner benytter vi oss av verdien av alternativkostnaden. Virkninger som ikke er verdsatt i kroner, kan ofte vurderes kvalitativt ved bruk av en pluss/minus metode eller ved en beskrivelse av virkningene. Selv om en virkning ikke kan prissettes, er det fremdeles viktig at den vurderes og synliggjøres i analysen, og ikke tones ned bare på grunn av manglende verdsetting. Det er ofte helt sentrale virkninger av tiltaket (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 21-22).

5. Vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Her skal den samfunnsøkonomiske lønnsomheten beregnes. Det gjøres ved bruk av alle virkninger som er verdsatt i kroner. Nåverdimetoden brukes til å sammenligne og summere alle nytte- og kostnadsvirkninger som tiltrer på ulike tidspunkt. Etter dette er gjort, vurderer man i hvilken grad virkninger som ikke er prissatt bidrar til å gjøre tiltaket mer eller mindre lønnsomt (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 22).

6. Gjennomføre usikkerhetsanalyse

I denne fasen analyserer man hvordan kritiske usikkerhetsfaktorer kan slå ut på tiltakets lønnsomhet. Her beregnes det blant annet hvordan usikkerhet knyttet til investeringskostnader slår ut på tiltakets lønnsomhet. Her må man inkludere virkninger som ikke er prissatt. Det skal gjøres kvalitative vurderinger av usikkerheten for de virkningene som ikke er prissatt. Man skal også vurdere hvordan usikkerheten kan håndteres gjennom risikoreduserende aktiviteter. Usikkerhet om ulike virkninger kan noen ganger gjøre det mer lønnsomt å utsette hele eller deler av gjennomføringen av tiltaket (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 22-23).

7. Beskrive fordelingsvirkninger

Ulike grupper i samfunnet kan påvirkes ulikt som følge av tiltaket, hvor noen kommer dårligere ut enn andre, selv om tiltaket totalt sett er lønnsomt for samfunnet. Dette konseptet kaller vi fordelingsvirkninger. I denne fasen skal derfor virkningene for gruppene som kommer dårlig ut beskrives. På denne måten gis beslutningstakeren best mulig grunnlag for å vurdere tiltaket. Her bør det også vurderes eventuelle kompenserende midler for de som berøres negativt (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 23).

8. Gi en samlet vurdering og anbefale tiltak

Her skal det gis en anbefaling av hvilket tiltak som bør velges ut fra analysen. Anbefalingen gjøres basert på en samlet vurdering av netto nåverdi, ikke prissatte virkninger og usikkerhet. En beskrivelse av fordelingsvirkninger skal også legges ved som tilleggsinformasjon til beslutningstaker (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 23).

3.5 Styrker og svakheter med nytte-/kostnadsanalyser

En samfunnsøkonomisk analyse av denne typen følger relativt klare regler fra økonomisk teori, men det er likevel fordeler og ulemper med denne metoden. De to mest åpenbare svakhetene er mangelfull datatilgang og begrenset mulighet og usikkerhet til kvantifisering av miljø- og fordelingsvirkninger av et tiltak, hvor eksterne effekter som f.eks. miljøinngrep skal tas med. Utfordringen er i dette tilfellet å fastsette en pengemessig verdi, selv om det finnes ulike verdsettingsteknikker. Det kan være en utfordring å sammenligne negative effekter for en del av samfunnet og positive effekter for andre grupper (Jensen, et al., 2003).

Det er spesielt vanskelig å tallfeste priser for goder som ikke omsettes i markedet. I tillegg er det heller ikke alltid åpenbart hvordan samfunnet skal vurderes. Er det for eksempel Norge, Norden eller noe annet? Skal fremtidige generasjoner tas med, og i tilfelle hvor mange generasjoner? Man må foreta begrensninger, men det finnes ikke noen åpenbare og klare svar. Det kan føre til at det ofte vil være uenighet om hva som skal tas med i analysen (Jensen, et al., 2003).

Valg av nullalternativet og hvilke alternativer som skal vurderes kan også påvirke lønnsomheten til prosjektet. Ved avhengighet mellom prosjekter kan også dette påvirke lønnsomheten til «vårt» prosjekt, og vil kunne bidra til usikkerhet i lønnsomhetsberegningene.

Er det mistanke om avhengighet mellom prosjekter bør resultatet av analysen behandles med varsomhet. Det er også slik at nåverdien ikke sier noe om hvor mye nytte man får igjen for hver krone i økte kostnader. Denne metoden gir derfor ikke nok informasjon til å prioritere mellom tiltak når ressursene er begrenset (Jensen, et al., 2003).

En styrke ved den samfunnsøkonomiske analysen er at den ser på konsekvenser av tiltak både på kort og lang sikt. Den kan derfor gi gode innspill til den langsiktige aktivitets- og budsjettplanleggingen i virksomheten. Analysen bidrar til et godt/bedre beslutningsgrunnlag, og bidrar til en best mulig fordeling av knappe ressurser (Jensen, et al., 2003).

3.6 Elektrisitetsprosjekter

På grunn av eksterne effekter og andre former for markedssvikt er aktørene i energisektoren ikke stilt overfor priser som er samfunnsøkonomisk riktige. Derfor vil de ofte velge løsninger som ikke er samfunnsøkonomisk optimale. Videre vil dette påføre samfunnet et velferdstap. Myndighetene bør på grunn av dette stille krav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet i energisektoren (Jensen, et al., 2003, s. 3).

3.7 Hvorfor vi valgte denne metoden

Vi valgte denne metoden fordi vi vil utføre en lønnsomhetsberegning av å drive Johan Sverdrup feltet med vindturbiner offshore. En nytte-/kostnadsanalyse, som forklart over, er et hjelpemiddel for å regne ut samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Denne metoden er ofte anbefalt fremfor kostnadseffektivitetsanalyser eller kostnadsvirkningsanalyser så langt det er mulig å gjennomføre. Det er fordi denne type analyse ofte gir et bedre sluttresultat enn det de andre to analysene gjør (Direktoratet for Økonomistyring, 2014).

4.0 Tidligere litteratur

Laura og Vicente (2014) har tatt for seg kostnadene ved utbygging og drift av flytende vindturbiner. Den flytende vindparken som vurderes er i Galicia, nord-vest i Spania, og skal bestå av 21 vindturbiner med en kapasitet på 5 MW hver. De sammenligner kostnadene ved 3 ulike typer flytende vindturbiner: Semisubmersible, Tensioned Leg Platform (TLP) og Spar. De deler livssyklus-kostnadene til den flytende vindparken inn i 6 faser for å få bedre oversikt over kostnadene, og finne ut hva som er kostnadsdriverne i hver fase. Resultatet er at nåverdien av investeringskostnadene er den klart høyeste kostnaden ved vindturbinprosjektet. Formålet var å bli mer bevisst på hva de største kostnadene er, for å deretter kunne minimere dem. Dette er et viktig bidrag for at man skal kunne bidra til å forbedre konkurransedyktigheten til flytende vindturbiner i fremtiden.

Snyder og Kaiser (2009) ser i deres artikkel blant annet på miljøkonsekvensene av offshore vindturbiner med utgangspunkt i tidligere litteratur. Offshore vindkraft har både negative og positive miljøkonsekvenser. De negative konsekvensene er i hovedsak lokale, mens de positive konsekvensene er globale og eksisterer fordi offshore vindkraft tar over for annen elektrisitetsproduksjon. I utgangspunktet har offshore vind samme effekt på miljøet som onshore vind har, med unntak av at offshore vind også påvirker det marine miljøet. Det er ofte bekymring for om nye turbiner vil øke fugledødsfall på grunn av kollisjon med turbinene. På Nysted offshore vindpark i Danmark ble det estimert at kun 0,02% av fuglene vil kollidere med turbinene. Det er også tegn på at fugler unngår å fly gjennom vindparker, noe som minsker faren for kollisjon. Likevel må fugler som unngår å fly gjennom vindparker bruke mye energi i å fly rundt dem dersom vindparken er plassert mellom et hekkested og hvor de finner mat. Mange hvaler bruker ekkolokalisering for å finne mat og kommunisere med hverandre. Som et resultat vil mange hvaler og spesielt niser som har svært sensitiv hørsel, oppleve hørselstap i ulik grad av lyder som er assosiert med offshore vindparker. Turbinene kan høres av seler og niser i opptil 1 km avstand. På Nysted ble det registrert at færre seler brukte stedet som hekkeplass etter at vindparken ble bygget, noe som kan ha viktig effekt på populasjonen på lang sikt. I tillegg viste niser seg sjeldnere etter byggingen av Nysted. Også fisk kan være sensitive til høye lyder, men det varierer mye fra art til art. Det er tegn til at hverken laks eller ansjos reagerer på denne type støy. På Horns Rev og Nysted vindpark har det ikke vært forskjell på fiskepopulasjonen på innsiden og utsiden av parkene. Konstruksjoner som ikke krever påling vil forstyrre marine pattedyr og fisk mindre. I tillegg,

jo lengre ut man bygger vindturbinene, jo mindre konflikt vil det oppstå med dyreliv. Flytende vindturbiner vil også lage mindre støy under konstruksjonsfasen, og har derfor færre miljømessige påvirkninger og kommer i mindre konflikt med kystsamfunn (Snyder & Kaiser, 2009).

Grunnet den kjente bekymringen for hvordan vindturbiner vil påvirke det visuelle i naturen gjennomførte Ladenburg og Dubgaard (2007) et choice experiment. De estimerte betalingsvilje for innbyggere i Danmark for å flytte vindturbinene i en tenkt vindpark henholdsvis 12, 18 og 50 km vekk fra kysten, med et nullalternativ på 8 km. De sendte ut et spørreskjema til husstandene i området, og fant ut ved hjelp av en økonometrisk estimering at innbyggerne var villige til å betale henholdsvis 46, 96 og 122 euro per år per husholdning. Det betyr at befolkningen i hovedsak er villige til å betale for å redusere innvirkningen vindturbinene har på utsikten. De er også villige til å betale mer dersom turbinen blir flyttet lengre ut til havs. Også Krueger, Parsons og Firestone (2011) fikk et lignende resultat. De fant at det er en klar preferanse for at turbinene blir bygget lengst mulig ut til havs. I tillegg var det høyere betalingsvillighet for de som bodde nær kysten enn de som bodde lengre fra. Hverken Ladenburg og Dubgaard (2007) eller Krueger, Parsons og Firestone (2011) har estimert om denne betalingsvilligheten er stor nok for at det skal kunne lønne seg å flytte turbinene lenger ut.

Bergmann, Hanley og Wright (2006) estimerte størrelsen på de negative og positive eksterne sidene av fornybar energi i Skottland. De så på eksterne effekter som landskapskvalitet, dyreliv, luftkvalitet, effekten på sysselsetting og elektrisitetspriser. Metoden i analysen var et choice eksperiment. De fornybare ressursene i undersøkelsen var vannkraft, onshore vind, offshore vind og biomasse. Resultatet viser at den skotske husholdningen verdsatte offshore vind høyest, og det var den lille innvirkningen på landskapet som hadde mest å si i denne sammenheng. Onshore vindkraft ble minst verdsatt, og husholdningene måtte blitt kompensert 19 pund i året for å akseptere denne type prosjekt for at deres nytte skulle forbli konstant. Med offshore vindkraft ville husholdningene derimot vært villige til å betale 6,60 pund for at et slik prosjekt skulle bygges. Dyreliv var høyt verdsatt av gruppen i undersøkelsen. 75% av prisen husholdningene var villig til å betale for å redusere innvirkning på naturen, var relatert til dyreliv. Det var også forskjell på preferanser for beboere i landlige strøk og beboere i bysentrum. For de som bor i landlige strøk, var det ingen betalingsvillighet for å redusere innvirkning på landskap. Dette kan ha sammenheng med at de fant ut at sysselsetting vil øke statistisk og økonomisk signifikant i disse strøkene.

Innbyggerne var villige til å betale 1,08 pund ekstra per år per husholdning for hver ekstra fulltidsjobb som ble dannet på grunn av fornybare prosjekter.

Wüstemeyer, Madlener og Bunn (2015) gjennomførte i 2012 en detaljert kvalitativ undersøkelse blant vindturbinindustrien om hvordan de forventer at kostnadene i onshore og offshore vind skal utvikle seg i nærmeste fremtid. Resultatet var en optimistisk kostnadsforventning, og mye mer optimistisk enn det som er gjort i tidligere empiriske analyser. Det var høyere forventninger til kostnadsreduksjoner for offshore vind fremfor onshore vind.

4.1 Oppsummering av tidligere litteratur

Basert på tidligere studier gjort på havvind er hovedkonklusjonen at investeringskostnadene er klart høyest, slik som studien til Laura og Vicente (2014) på flytende vindturbiner viste. Det er også tegn til at aktører i vindturbinindustrien er optimistiske for fremtiden. Aktørene har høye forventninger til kostnadsreduksjoner for offshore vind fremfor landbasert vindkraft, slik som Wüstemeyer, et al. (2015) fant ut i deres kvalitative undersøkelser.

Felles for de tidligere studiene som er henvist til i denne analysen er at det er høyere betalingsvillighet for å flytte vindturbinene lenger ut fra kysten. Det er fordi dyreliv og landskap er viktig for folk å ta vare på. Innvirkningen på disse blir mindre jo lenger vekk fra kysten vindturbiner bygges. Dette gjelder også for å redusere den visuelle effekten vindturbiner har på utsikten, samt støy. Det var også høyere betalingsvillighet for folk som bodde nær kysten enn de som bodde lenger fra. Utbygging av vindkraft kan få negative konsekvenser for det marine miljøet slik som Snyder og Kaiser (2009) viste i deres artikkel. Disse konsekvensene er mindre når vindparken bygges lenger ut til havs.

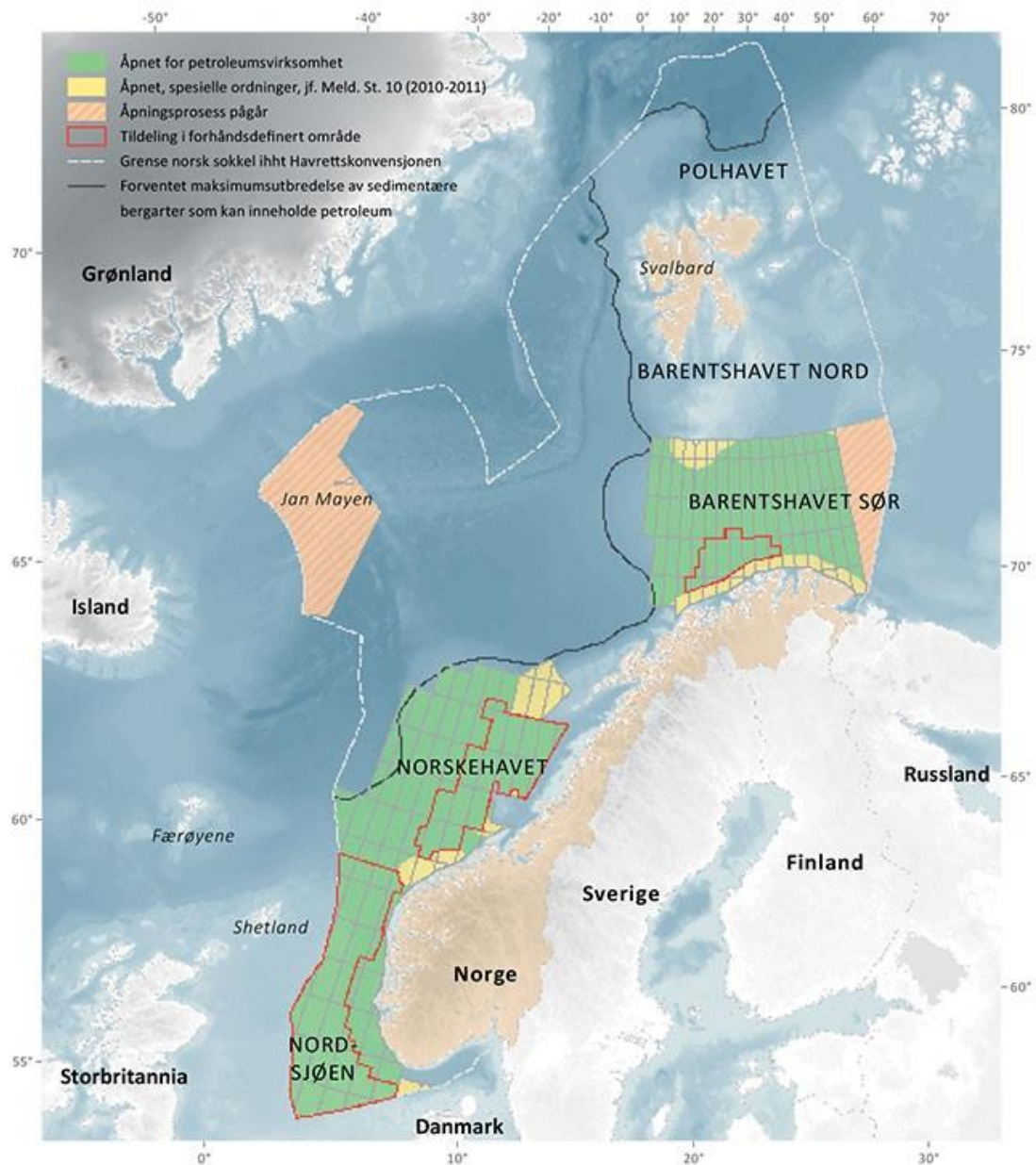
5.0 Johan Sverdrup feltet

I dette kapittelet vil vi foreta en diskusjon rundt industri- og oljevirksomhet i Norge og på norsk sokkel, før vi går over til en casebeskrivelse av Johan Sverdrup feltet.

5.1 Industri- og oljevirksomhet i Norge

Det er 50 år siden det ble startet opp petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. I dag er det rundt 50 aktive norske og utenlandske selskap her. I tillegg til direkte inntekter til staten gir petroleumsvirksomheten ringvirkninger lokalt og regionalt. Næringen sysselsetter en stor del av Norges befolkning. I 2014 var det rundt 150 000 sysselsatte i oljeselskapene og i selskapene som leverer til oljeindustrien. Det tilsvarte 5,5% av Norges yrkesaktive befolkning i slutten av 4. kvartal 2014 (Olje- Og Energidepartementet, 2014, s. 54). Om man tar hensyn til etterspørselsvirkningen petroleumsvirksomheten har på totaløkonomien, er tallet på sysselsatte på rundt 250 000 (Olje- Og Energidepartementet, 2014, s. 13). I 2012 ble Norge rangert som den 11. største oljeprodusenten og den sjette største gassprodusenten i verden (Olje- Og Energidepartementet, 2014). Den norske kontinentalsokkelen er i alt 2 039 951 km². Det er nesten tre ganger så mye som arealet i Fastlands-Norge, inklusiv Svalbard og Jan Mayen. Sokkelen er videre inndelt i tre områder; Nordsjøen (142 000 km²), Norskehavet (287 000 km²) og Barentshavet (772 000 km²). Se oversikt over områdene i Nordsjøen i figur 10. Den sørlige delen av Barentshavet som er åpnet for petroleumsvirksomhet er på 323 000 km² (Olje- Og Energidepartementet, 2014, s. 16). Nordsjøen er fremdeles hovedområdet for norsk petroleumsvirksomhet. Her er det totalt 60 felt som produserer olje og gass. I midtre delen av Nordsjøen er det 21 felt i produksjon. Det er også her Johan Sverdrup feltet ligger (Olje- Og Energidepartementet, 2014).

Av de 8 milliarder Sm³ oljeekvivalenter (o.e.) som er igjen på norsk kontinentalsokkel er 5,1 milliarder Sm³ o.e. oppdaget, mens estimatet for uoppdagede ressurser er på 2,9 milliarder Sm³ o.e. (Olje- Og Energidepartementet, 2014, s. 22). Totalt regner man med at 44% av utvinnbare ressurser på norsk kontinentalsokkel er hentet opp av bakken (Olje- Og Energidepartementet, 2014, s. 58).



Figur 10: Arealstatus for norsk kontinentalsokkel per juni 2013 (Smelror, 2014).

5.1.1 Utslippintensitet på norsk sokkel

Utslippene på norsk sokkel er generelt lave sammenlignet med de fleste andre land. Gjennomsnittlig utslipp fra verdens olje- og gassproduksjon var 133 kg CO₂ per tonn o.e. i 2011, mens gjennomsnittlig norske utslipp ligger rundt 55 kg CO₂ per tonn o.e. (Lindholt & Rosendahl, 2013). En viktig årsak til de relativt lave utslippene på norsk sokkel er at selskapene siden 1991 har måttet betale CO₂-avgift. I tillegg er restriksjonene rundt fakling en viktig bidragsyter til lavere utslipp. På norsk sokkel utgjør fakling rundt 10%, mens globalt

utgjør det rundt 35%. Selv om gjennomsnittlig utslipp er ganske lavt, blir bildet likevel ganske sammensatt når man ser på enkeltfelt (Lindholt & Rosendahl, 2013). Lindholt m. fl. (2013) beregnet CO₂-utslipp per fat for en rekke felt på norsk sokkel i 2012. De fant ut at utslippsintensiteten varierer kraftig, og at noen felt har høyere CO₂-utslipp enn tjæresandproduksjon. Rosendahl kommenterte selv at «særlig noen av de mindre feltene har høye utslipp. Men også Statfjord, som har forlenget levetiden (...), ligger klart over gjennomsnittet på verdensbasis». Selv om det også er felt som ligger klart under verdensgjennomsnittet med tanke på utslippsmengde, viser dette at det kan bli for lett å påstå at Norge har verdens reneste olje- og gassproduksjon (Ntb, 2013).

Hensyn til miljøet er integrert i forvaltningen av de norske petroleumsressursene. Reguleringen bidrar på denne måten til at det blir tatt hensyn til miljøet i alle faser av virksomheten. Det er også et krav om at det skal vurderes en løsning med kraftforsyning fra land. Dette gjelder både nye feltutbygginger og større ombygninger på eksisterende installasjoner (Olje- Og Energidepartementet, 2014, s. 47-48). Hvis det legges en kraftkabel til plattformer kan gradvis innføring av vindkraft være mulig. Det er bestemt at Johan Sverdrup feltet skal elektrifiseres med kraft fra land. Dermed ligger det til rette for at vindkraft gradvis kan innføres i fremtiden.

5.1.2 Elektrifisering av plattformer

Elektrifisering vil si å erstatte gassgeneratorer på offshoreinstallasjoner med kraft fra land. Elektrifisering skaper nye problemstillinger knyttet til forsyningssikkerhet. Fra å være selvforsynt med kraft blir oljeselskapene nå avhengig av leveringssikkerheten i nettet og i hvor stor grad Statnett tar høyde for økt kraftbehov over et felts livssyklus (Osmundsen, 2012b).

Leder av Statnett, Auke Lont, har ifølge Osmundsen (2012b, s. 9) uttalt at driftsmarginen i nettet de siste årene har blitt mindre. Dette gjør det vanskeligere å drifte et kraftsystem på en stabil måte og kan føre til problemer med å få kapasitet i nettet til å gjennomføre nye prosjekter (Osmundsen, 2012b). Osmundsen (2012b, s. 2) fremhever at

«Nedetid som følge av manglende kraft blir ofte sagt å kun medføre utsatte inntekter. (...) Nedstengning av produksjon lar seg ikke kompensere i ukene eller månedene etter hendelsen, men må tas på slutten av feltets levetid om reservoarmessige forhold tillater dette. Neddiskontert verdi av eventuell tilleggsproduksjon i slutfasen blir i praksis liten, og oljeselskapene behandler dette som tapt inntekt i sine kalkyler.

Petroleumsindustrien trenger sikre leveranser av strøm, ikke tilfeldig kraft. Eventuelle driftsstanser ved norske eksportanlegg vil svekke troverdigheten til norsk petroleumseksport. Dette vil igjen ha konsekvenser for salgsverdi i nye kontrakter og bli utnyttet ved reforhandlinger av eksisterende kontrakter».

Hovedelementene som vurderes å være de primære driverne for eventuell overføring av kraft fra land er i følge Osmundsen (2012b, s. 3) «HMS effekter, redusert brenngassforbruk, reduserte miljøkostnader (CO₂ og NO_x), reduserte driftskostnader ved eksisterende kraftstasjoner offshore, og regularitet/tilgjengelighetseffekter». Elektrifisering vil ofte innebære store investeringer i dag og lavere driftsutgifter senere, sammenlignet med gassturbiner. En stor økning i bruken av kraft fra land til oljevirkosomheten kan føre til regional kraftmangel. Dette kan true forsyningssikkerheten til husholdninger og svekke rammebetingelsene for annet næringsliv. Det kan føre til ekstrakostnader for samfunnet, som med Ormen Lange anlegget i Møre og Romsdal. Reservekraftverkene i Midt-Norge kostet 2,3 milliarder kroner som følge av Ormen Lange utbyggingen (Osmundsen, 2012b, s. 8).

Osmundsen (2012b) understreker at dersom kraft fra markedet skal erstatte gassturbiner til havs, vil vi ikke få en reduksjon i globale klimautslipp. Noe som også støttes av Pöyry Management Consulting (Norway) AS (2011). Årsaken er at utslippene fra gassgeneratorene flyttes til utlandet. Siden investeringskostnadene forbundet med elektrifisering er høye, er det generelt sett et lite effektivt og lite kostnadseffektivt klimatiltak globalt sett. Samfunnsøkonomisk er dette derfor svakere enn bedriftsøkonomien. Årsaken er at bedriftene ved elektrifisering har en inntektsside i form av spart CO₂-avgift og kvoter. Ettersom man ser på klimaproblemet som globalt og ikke nasjonalt, har disse prosjektene i utgangspunktet ikke noen inntektsside i samfunnsøkonomisk forstand. Det er fordi elektrifisering ikke medfører noen reduksjon i globale utslipp, men bare en forflytting av disse fra Norge til utlandet (Osmundsen, 2012b).

Pöyry Management Consulting (Norway) AS (2011) uttaler i sin analyse av kraft fra land at til tross for at elektrifisering av plattformer ikke vil føre til en nedgang i CO₂-utslipp globalt, vil elektrifisering føre til lavere CO₂-utslipp fra kraftkilden sammenlignet med gassturbiner på plattformen. Det er fordi onshore kraftstasjoner er mye mer effektive enn offshore gassturbiner, altså kan man produsere samme mengde kraft med mindre CO₂-utslipp.

5.2 Presentasjon av Johan Sverdrup feltet



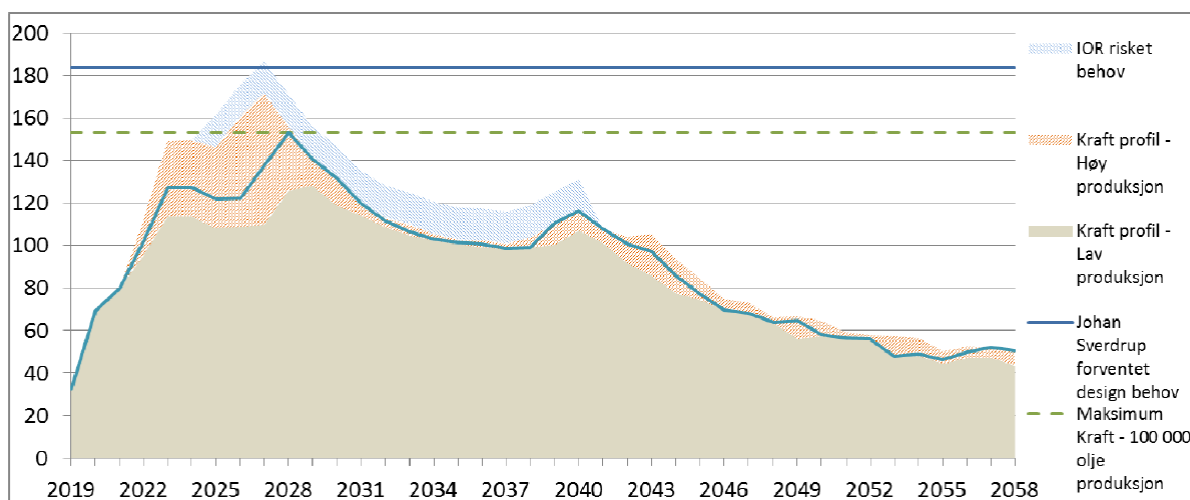
Figur 11: Illustrasjon av Johan Sverdrup feltet, og planlagt kabelrute (Statoil ASA) & (Larsen, 2015).

Oljefunnet på Utsirahøyden ble gjort av Lundin Norway i 2010 (Taraldsen, 2014). Partnerne i Johan Sverdrup feltet er Statoil, Lundin Norway, Petoro, Det norske oljeselskap og Maersk Oil. Feltet er et av de største funnene på norsk sokkel og blant de 5 største oljefeltene. Når produksjonen er på topp er det forventet at den vil utgjøre 25% av norsk oljeproduksjon. Forventede utvinnbare ressurser er på 1,4- 2,4 milliarder fat o.e. Feltet vil være det største industriprosjektet i Norge på mange tiår. Forventet levetid for Johan Sverdrup feltet er ca. 50 år, og samlet produksjonsinntekt vil i denne perioden være omtrent 1350 milliarder NOK. Utbygging og drift av dette feltet vil gi inntekter og sysselsetting til nye generasjoner og er viktig for Norge. Forventet produksjonsstart er estimert til slutten av 2019. Feltet bygges i flere faser, og første fase utgjør et feltsenter med fire plattformer. Investeringene i første fase er anslått til 117 milliarder NOK (2015 kroner) (Statoil ASA, 2015). Driftskostnadene for kraftforsyningsanlegget i første utbyggingsfase er estimert til å være 50 millioner kroner per år. Dette inkluderer driftskostnader på land, inspeksjon av kraftkabler, drift og vedlikehold offshore, samt logistikk og eiendomsskatt for landanleggene. Eiendomsskatt alene er anslått til å være maks 11 millioner kroner per år for første utbyggingsfase. Investeringskostnadene for neste utbyggingsfase er estimert til 6-8 milliarder kroner (Statoil ASA, 2014b, s. 55).

Beregningene av forventet redusert utslipp av CO₂ ved elektrifisering med kraft fra land i forhold til kraftgenerering med offshore gassturbiner og varmegjenvinning er gjort. Totalt vil utslippsbesparelsen over produksjonsperioden være omtrent 19 millioner tonn CO₂. Dette tilsvarer et gjennomsnitt på ca. 460 000 tonn CO₂/år (Statoil ASA, 2014a, s. 117).

5.2.1 Kraftbehov Johan Sverdrup feltet

Det er bestemt at kraftforbindelsen til Utsirahøyden vil bli utbygget i to faser. I første fase etableres det et system for å levere en kapasitet på 100 MW. Dette vil dekke behovet for kraft for første utbyggingsfase (med 20% sikkerhetsmargin) av Johan Sverdrup feltet som har planlagt oppstart i 2019. Så raskt som mulig, senest i 2022, vil det etableres et parallelt system som vil dekke kraftbehovet for full utbygging av Johan Sverdrup feltet, og kraftbehovet for de tre andre feltene i området: Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen (Statoil ASA, 2014, s. 12). Kraftbehovet til de tre andre feltene er foreløpig anslått til i overkant av 75 MW, og totalt vil det bli behov for å ta ut opp mot 280 MW fra land i neste utbyggingsfase til Utsirahøyden. Dette inkluderer at man tar hensyn til et overføringstap på 10-12% og nødvendige sikkerhetsmarginer. Totalt har Statoil søkt om en konsesjon for uttak og overføring av inntil 300 MW fra nettet på Kårstø. Det er nødvendig med 200 km lange kabler for å overføre kraft til Johan Sverdrup feltet (Statoil ASA, 2014, s. 12). I konsekvensutredningen for Johan Sverdrup feltet er det presentert 4 scenarier for feltutbygging. Det ene scenarioet (scenario 1) illustrerer fremtidig kraftbehov for Johan Sverdrup feltet med tre ulike produksjonsnivåer. Basert på disse beregningene ser det ut som det maksimale kraftbehovet for Johan Sverdrup feltet kan bli i overkant av 180 MW (Statoil ASA, 2014, s. 30). Se figur 12 for estimert kraftbehov for Johan Sverdrup feltet ved full feltutbygging.



Figur 12: Estimert kraftbehov for Johan Sverdrup feltet (Statoil ASA, 2014a, s. 30).

6.0 Analyse

I det følgende kapittel kommer en nytte-/kostnadsanalyse av kraft fra land kontra en havvindpark til elektrifisering av Johan Sverdrup feltet. I denne analysen blir samfunnet definert som landet Norge. Vi ser på nytte og kostnader på et nasjonalt nivå. Det betyr at Norge som land vil bli berørt av problemet. Ettersom det kan være vanskelig å definere hva som er i samfunnets interesse, er det viktig å få frem at det er samfunnet som skal utvikle prosjekttiltakene, altså at bedriften inngår i samfunnet. Dette betyr at investeringskostnadene o.l. også er samfunnets kostnader. Det betyr at perspektivet er en samfunnsøkonomisk analyse, og ikke en bedriftsøkonomisk analyse.

6.1 Fase 1: Beskrive problemet og formulere mål

Norge står overfor et samfunnsproblem med økte utslipp av klimagasser. Det er stort fokus på global oppvarming og den økende andelen CO₂ som slippes ut i atmosfæren. Det er fordi at forskere mener at den store økningen i klimagasser kan føre til en økning i den globale temperaturen, og at dette igjen kan ha store negative konsekvenser på jorden. På grunn av dette ble det vedtatt under klimatoppmøtet i København i 2009, under den skalte Copenhagen Accord, at man skal forsøke å begrense den globale oppvarmingen til 2 grader over førindustriell temperatur (Tveitdal, 2012). Norge er med på målet om å begrense global oppvarming til 2 grader. I tillegg vil oppmerksomhet rundt klimaendringene og energipolitiske prioriteringer føre til behovet for at Norge finner andre mer miljøvennlige metoder for elektrisitet enn fossile energikilder. Norge kan få en god markedsposisjon internasjonalt dersom Norge finner en teknologi som flere land kan bruke. Det er fordi klimaproblemet er globalt og ikke nasjonalt. Flere land må gå over til mer fornybar energiutvikling.

Hovedmålet er å drive Johan Sverdrup feltet uten å generere strøm fra gassturbiner slik at produksjon av olje- og gass kan skje uten utslipp av klimagasser. På denne måten kan man redusere utslipp av klimagasser nasjonalt.

Det er et mål å omstille Norge til et lavutslippssamfunn, og at næringslivet omstilles i klimavennlig retning. Det er også ønskelig å skape økt kunnskap, verdiskapning og nye arbeidsplasser innenfor klimarelaterte teknologiområder, slik at Norge kan oppnå et konkurransefortrinn innenfor denne teknologien. Det er viktig å fase inn fornybare

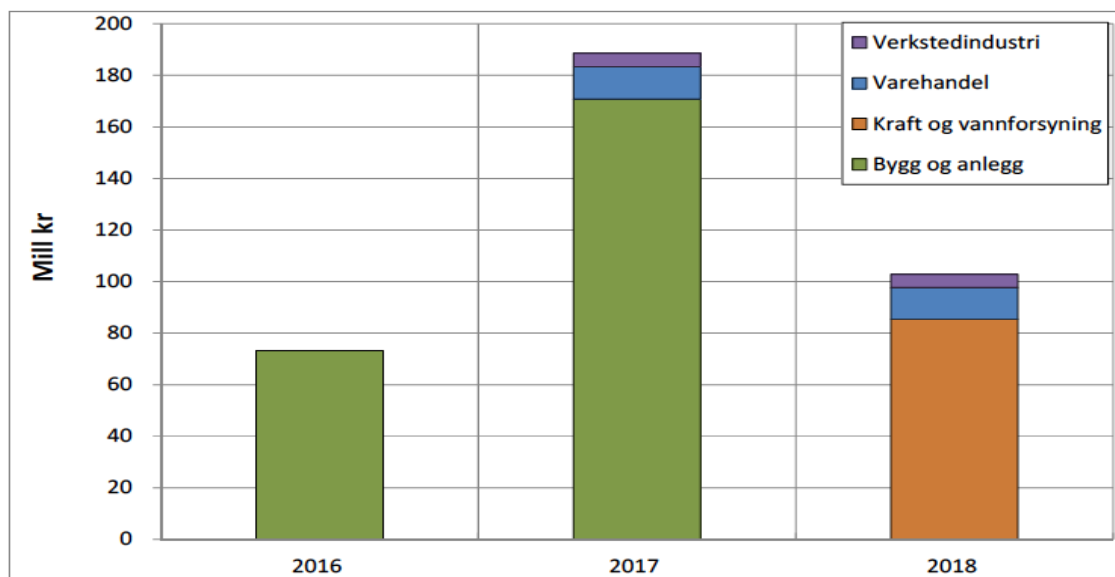
energikilder gradvis slik at overgangen når oljen nærmer seg slutten ikke blir så stor. Slik kan fornybar energi bidra til å sikre energiforsyningen i fremtiden.

6.1.1 Nullalternativet

Nedenfor vil vi gjøre rede for nullalternativet, som er elektrifisering av Johan Sverdrup feltet med kraft fra land. Dette gjøres for å oppnå bedre forståelse for alternativet med kraft fra land. Når vi senere analyserer havvindalternativet får vi bedre forståelse for forskjeller og likheter når tiltakene sammenlignes og konklusjonen tas.

6.1.1.1 Regional verdiskapning

Arbeidet som utføres i fase 1 gir til sammen en beregnet regional verdiskapning i Haugesundsområdet på ca. 365 millioner 2014-kr. Det tilsvarer rundt 33% av den beregnede norske verdiskapningen av anleggene. Dette er vist i figur 13. Det som gjøres av arbeid i fase 1 er at det legges kabler mellom Kårstø og Haugsneset. Det vil også utføres nødvendige vei- og tomtearbeid, installering av fasiliteter for inntrekning av kabler, og det legges en plan for en ny omformerbygning for fase 2. I neste utbyggingsfase skal den nye omformerstasjonen bygges og installeres. De lokale virkningene av dette vil antakelig være små, og er estimert til å være omtrent 20-30 millioner NOK i tillegg til det som er beregnet i fase 1. Totalt vil disse regionale verdiskapningene være ca. 395 millioner 2014-NOK. De samfunnsmessige virkningene av omformerstasjonen på Haugsneset vil være marginale. Grunnen til dette er at omformeranlegget vanligvis vil være ubemannet, og det vil akkumuleres små årlige kostnader til tilsyn og vedlikehold i driftsfasen (Statoil ASA, 2014a, s. 97).



Figur 13: Beregnet lokal verdiskapning i Haugesundsområdet ved utbygging av Johan Sverdrup feltet, fase 1 (Statoil ASA, 2014a, s. 98).

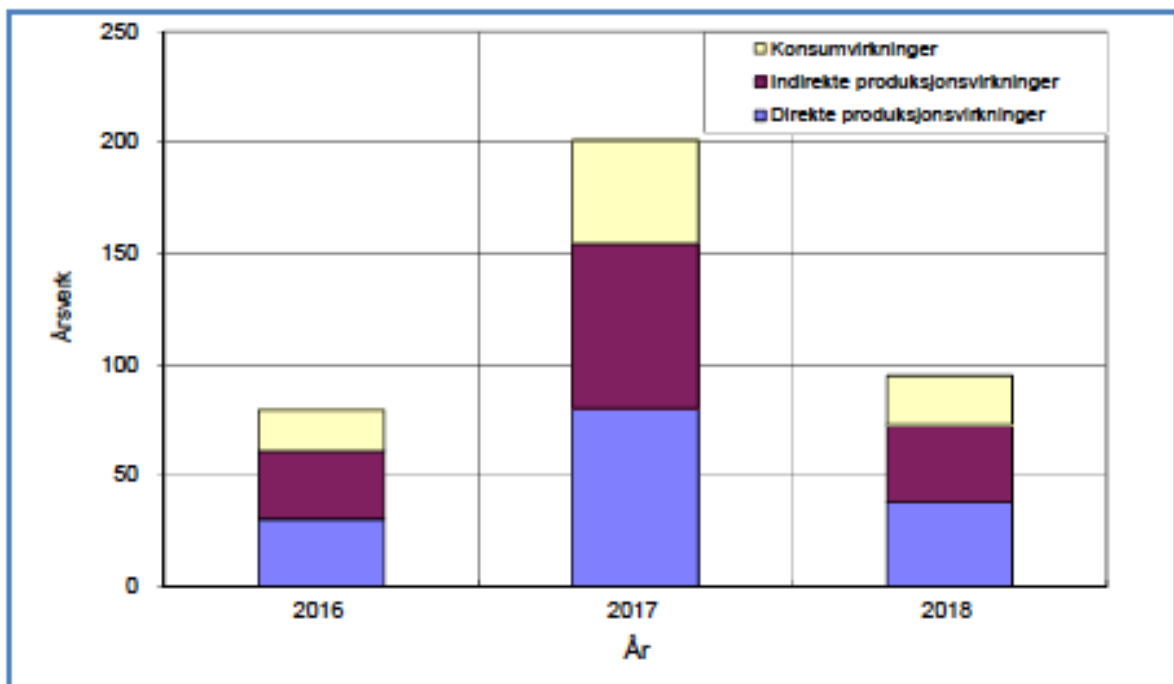
6.1.1.2 Eiendomsskatt

Norske skatteregler sørger for at Tysvær kommune (vertskommunen) og andre kommuner i området kan skrive ut kommunal eiendomsskatt på omformeranleggene og likestrømskablene som går i sjøen til Johan Sverdrup feltet. Det er estimert at Tysvær kommune har mulighet til å kreve en årlig eiendomsskatt på rundt 15 millioner NOK-2014 for anleggene på land når de er ferdig bygget ut. I tillegg har de mulighet til å skrive ut eiendomsskatt på elektriske kabler og rørledninger som legges i en kommunes område. Dette gjelder både på land og i sjø. Det er antatt at 35 km av den 200 km lange likestrømskabelen ligger innenfor fem ulike kommuners område. Det er estimert at kabelen vil føre til en total eiendomsskatt på 5-6 millioner NOK-2014 når begge kablene er installert (Statoil ASA, 2014a, s. 98).

6.1.1.3 Regionale sysselsettingsvirkninger

De planlagte tiltakene som følge av prosjektet vil medføre sysselsetting direkte i leverandørbedrifter (direkte produksjonsvirkninger), hos underleverandører (indirekte produksjonsvirkninger), som følge av at de sysselsatte betaler skatt og bruker sin lønn til å kjøpe varer og tjenester som genererer sysselsetting på denne måten (konsumvirkninger). I Haugesundsområdet vil sysselsettingsvirkningen i fase 1 være på ca. 380 årsverk fordelt over perioden 2016-2018. År 2017 vil være toppåret med omtrent 200 årsverk. Se figur 14. I utbyggingsfase 2 er det anslått å gi en sysselsettingseffekt på 25-30 årsverk. Det meste av

sysselsettingsvirkningene er innen bygge- og anleggsvirksomhet, men også innen industriproduksjon, transport, kraft og vannforsyning og forretningsmessig tjenesteyting. Vi kan også nevne at varehandel og offentlig tjenesteyting vil merke effekten dette prosjektet har på regionen som følge av konsumvirkninger gjennom de sysselsattes forbruk og skattebetalinger m.m. De ekstra skatteinntektene omtalt ovenfor vil kunne gi grunnlag for økt kommunal sysselsetting. Når anleggene er ferdig installert er det estimert at denne effekten vil utgjøre kun 35-40 årsverk i Haugesundsområdet. Det er fordi omformerstasjonen på Haugsneset vil være ubemannet i driftsfasen (Statoil ASA, 2014a, s. 99).



Figur 14: Beregnede regionale sysselsettingsvirkninger i Haugesundsområdet. Årsverk fordelt på type virkning og år (Statoil ASA, 2014a, s. 99).

6.1.1.4 Investeringskostnader

Investeringskostnadene for de tiltakene som gjennomføres i første og andre utbyggingsfase er estimert til i overkant av 6 milliarder NOK. Disse er nødvendige for å dekke Johan Sverdrup feltets fremtidige kraftbehov. Dette inkluderer følgende:

- Utvidelse av bryterstasjon på Kårstø (for fase 1 + 2)
- Vekselstrøms-kabler mellom Kårstø og Haugsneset (for fase 1 + 2)
- Adkomstvei og opparbeidelse av tomt på Haugsneset (for fase 1 + 2)

- *Anlegg for inntak og utslipp av kjølevann (for fase 1 + 2)*
- *Omformerstasjon for første utbyggingsfase (for fase 1)*
- *Fasiliteter for inntrekning av likestrømskabler til omformerstasjonen på land (for fase 1 + 2)*
- *Ett sett likestrømskabler fra Haugsneset til stigerørsplattformen på feltsenteret (for fase 1)*
- *Mottaksanlegg på stigerørsplattformen på Johan Sverdrup feltsenter (for fase 1)*

(Statoil ASA, 2014a, s. 59).

6.1.1.5 Driftskostnader

De samlede driftskostnadene når kraftoverføringssystemet er fullt utbygd er anslått til ca. 85 millioner NOK pr. år, hvor eiendomsskatt til kommunene er ca. 21 millioner. Løpende kostnader til kjøp av strøm er ikke inkludert i driftskostnadene (Statoil ASA, 2014a, s. 59).

Kostnader ved kjøp av strøm:

Ved utregning av estimert strømpris har vi tatt utgangspunktet i fremtidsprisene fra Nasdaq (hentet 21.mai ca. kl. 09:00) fra år 2016 til 2021, se tabell 6. Deretter er det beregnet en gjennomsnittspris på 23,6 øre/KWh som brukes i denne analysen.

Tabell 6: Fremtidspriser strøm

År	Futurepris øre/KWh
2016	22,26
2017	22,64
2018	22,89
2019	23,77
2020	24,57
2021	25,59

Det store bildet på kraftprisen er at den har falt siden 2012 og vil holde seg lav i mange år fremover på grunn av mye ny fornybar kraft inn i markedet kombinert med stabil etterspørsel (Thingbø, 2015). Se figur 15 for prisutvikling på 2016 kontrakten fra 20. mai 2014 til 20. mai 2015.



Figur 15: Prisutvikling på 2016 kontrakten fra 20. mai 2014 til 20. mai 2015 (Thingbø, 2015)

Utregning av strømkostnader ved drift av Johan Sverdrup feltet:

Det er estimert et overføringstap på 10-12% i kabelen. Estimert kraftbehov til Johan Sverdrup feltet vil da være $180 \text{ MW} + 12\% = 201,6 \text{ MW} = 201\,600 \text{ kW}$. Se Vedlegg 1 for utregninger.

Tabell 7: Strømkostnader på Johan Sverdrup feltet

Antatt levetid for Johan Sverdrup feltet	50 år
Forbruk pr år	4032 kW
Antall timer pr år	8760 t
Kraftforbruk pr år	35 320 320 kWh
Årlige strømkostnader	8,3 millioner NOK

Nettleie:

I tillegg til kraftpris for strømmen må nettleie og forbruksavgift betales. Nettleie er prisen man må betale til nettselskapet for transport av strømmen. Vi har tatt utgangspunkt i Lyse sin pris på nettleie for store næringskunder i denne oppgaven. Den består av et fast og et variabelt ledd (Lyse Elnett AS, 2015).

Tabell 8: Nettleie. Alle priser er eksklusive mva. (Lyse Elnett AS, 2015)

	Fastledd: kr/år	Sommer: øre/kWh	Vinter: øre/kWh	Gjennomsnitt: øre/kWh
Høyspenning med måneds effektmåling	18 800	15,65	16,65	16,15

Pris for nettleie pr år ekskl. mva.: $18\,800 + (0,1615 \times 35\,320\,320 \text{ kWh}) = 5\,723\,032 \text{ NOK}$

≈ 5,70 millioner NOK

Pris for nettleie pr år inkl. mva.: $5\,723\,032 \text{ NOK} \times 1,25 = 7\,153\,790 \text{ NOK}$

≈ 7,2 millioner NOK

Forbruksavgift:

Forbruksavgift betales til Statskassen på all forbruk av elektrisk energi. Avgift i 2014 var 12,39 øre/kWh for privatkunder og 0,45 øre/kWh «betales av industri, bergverk og arbeidsmarkedsbedrifter som utøver industriproduksjon» (Rosvold, 2014). Vi bruker av den grunn 0,45 øre/kWh i denne oppgaven.

Årlig forbruksavgift: $0,45 \text{ øre/kWh} \times 35\,320\,320 \text{ kWh} = 15\,894\,144 \text{ NOK} \approx 16 \text{ millioner NOK}$

Totale strømkostnader:

Når vi tilslutt summerer strømpris, nettleie og forbruksavgift står vi igjen med en total årlig strømkostnad på 31,5 millioner NOK. Siden 180 MW er det som vil være det maksimale strømmuttaket for Johan Sverdrup feltet, er 31,5 millioner NOK maksimal strømpris. Kraftbehovet varierer med produksjonsnivået på Johan Sverdrup feltet. Når produksjonen er på topp vil maksimalt kraftbehov være på omtrent 180 MW. Dette er inkludert et risikobehov. Det vil si at feltet ikke har dette kraftbehovet over hele feltets levetid. Ved å bruke denne i analysen er vi derfor sikre på at strømkostnadene ikke er underestimert.

6.1.1.6 Andre virkninger

Det finnes også virkninger ved dette prosjektet som ikke er lette å verdsette i kroner. Dette er virkninger som likevel er viktige å ha med når man skal vurdere den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til et prosjekt. Disse virkningene kan være avgjørende for prosjektets lønnsomhet selv om man ikke har verdsatt virkningene i kroner. Alle disse virkningene er identifisert og vurdert i konsekvensutredningen for kraft fra land (PUD/PAD) for Johan Sverdrup feltet. Dette er gjort ved hjelp av grundige undersøkelser foretatt av uavhengige konsultantselskaper (Statoil ASA, 2014a).

Kostnader på land

Ettersom Arkeologisk Museum i Stavanger allerede har foretatt utgravninger i området hvor det skal bygges og graves ned kabler, vil det mest sannsynlig ikke være noen påvirkning av kulturminner i området. I anleggsperioden vil laks, sjøørret, ål og elvemusling kunne bli negativt påvirket av gravearbeid. Dette gjelder hovedsakelig som følge av partikkeltransport og sedimentering. Friluftsområder vil heller ikke bli berørt av kabelutbyggingen, utenom i anleggsperioden i form av inngrep, støy og forstyrrelser. Det har også blitt gjort en grundig kartlegging av floraen i området, og det er kommet frem til at det ikke vil være noen påvirkning av sårbare eller truede vegetasjonssamfunn. I tillegg vil det være moderate

konsekvenser for fauna i anleggsperioden. Det er fordi anleggsarbeid i forbindelse med kabeltraseen fra Kårstø til Haugsneset vil kunne virke forstyrrende for hekkende fugl. I driftsfasen vil det ikke være noen påvirkning. Kabeltraseen vil ikke passere nær verneområder for sjøfugl, og anleggsarbeidet langs kysten vil foregå i en kort periode. Bygging og drift vil derfor ikke ha noen stor betydning for sjøfugl (Statoil ASA, 2014a).

Det er også foretatt en vurdering av påvirkningen av bade- og båtliv. Dersom kabelen legges i sommersesongen, hvor det er mye båtliv, bading og fiske, er det mulig at det vil være en kortvarig påvirkning (fra ett til noen få døgn). Det vil også være midlertidige negative konsekvenser for landbruk (grasproduksjon) ved legging av kabel. I forbindelse med bygging av en permanent anleggsvei til Haugsneset, vil det være et permanent arealbeslag på ca. 3 da. Dette området benyttes til beite for storfe, og resultatet er at det kan oppstå midlertidige avlingstap. Det vil også være en byggeforbudssone på 30 meter på hver side av kabeltraseen mellom Kårstø og Haugsneset. Dette gir et varig arealbeslag, og begrenser muligheten til utbygging senere. Kabeltraseen vil ikke komme i konflikt med eksisterende bygninger. Det er heller ingen stråling på bebyggelse som er over grenseverdier ved elektromagnetiske felt rundt kabelen. Altså vil det ikke være noen negative helseeffekter som følge av kabelen som legges. For marine organismer vil påvirkningen av elektromagnetiske felt kun være i området i umiddelbar nærhet til kabelen. Likeretterstasjonen vil gi høyere støynivå enn det som tidligere har vært i området, men er fremdeles lav nok til å tilfredsstille gjeldende krav om støy. Bygging av kabeltrase og bygging av vei er forventet i en periode på 4 måneder, og arbeidet vil forflytte seg. Anleggsarbeidet skjer også innenfor gjeldende støygrenser (Statoil ASA, 2014a).

Kostnader til havs

Nedgravning av kabel medfører en lokal ødeleggelse av bunnflora og bunnfauna. Det vil til en viss grad forekomme oppvirvling av sedimenter under legging av kabler, men det vil ikke foregå flytting av sedimenter av betydning. Rekolonisering for bunndyr etter legging av kabel på havbunnen tar omtrent 2 år. De økologiske betydningene av disse endringene er derfor vurdert som liten. Registrerte gyteområder for sild ligger i god avstand til kabelen og vil derfor ikke bli påvirket. Marine pattedyr som vågehval, nise og springere forekommer regelmessig i hele Nordsjøen, hvor nise er den mest tallrike. Likevel vil legging av kabel påvirke marine pattedyr i liten/ingen grad (Statoil ASA, 2014a).

Fiske med alle typer redskaper vil bli påvirket i anleggsfasen ved at fiskefartøy må holde en viss avstand fra kabelleggingsfartøyet. Arealbeslaget vil være tidsbegrenset (leggehastighet er 10 km pr dag som fører til en daglig aktivitetssone på inntil 10 km²), som medfører en gradvis forflyttelse av arbeidet. I driftsfasen vil fiske ikke bli påvirket der kabel ligger stabilt nedgravd. Likevel kan det skape problemer for båter med trålerredskaper, som reketrålere, der stein er lagt ut for å beskytte kabelen. Det vil også oppstå ulemper i forhold til annen skipstrafikk ved legging av kabler. Rundt leggefartøyet vil det være en sikkerhetssone på 500 meter hvor annen skipstrafikk ikke er tillatt (Statoil ASA, 2014a).

Nyttevirkninger

Det er estimert at det vil være en reduksjon av CO₂-utslipp på totalt 19 millioner tonn CO₂ over produksjonstiden. Gjennomsnittlig er dette ca. 460 000 tonn CO₂ pr. år. Det er lagt til grunn full feltutbygging og en levetid på 50 år. Utslippene er sammenlignet med hva de ville vært om en hadde hatt offshore gassturbiner som elektrifiseringsmetode. Det er også lagt til grunn at økt uttak av kraft fra nettet på land ikke genererer økte klimagassutslipp i Norge (Statoil ASA, 2014a).

6.1.1.7 Kvalitativ verdsetting av ikke prissatte virkninger

I tabell 9 vil virkningene ved kraft fra land (nullalternativet) bli fremhevet og verdsatt kvalitativt ved hjelp av pluss-/minus metoden⁵.

⁵ Pluss/minus metoden har ifølge Direktoratet for Økonomistyring (2014, s. 84) en nidelt skala for å vurdere konsekvensen for en virkning:

- | | |
|----------|--------------------------------------|
| - (++++) | <i>Meget stor positiv konsekvens</i> |
| - (++++) | <i>Stor positiv konsekvens</i> |
| - (++) | <i>Moderat positiv konsekvens</i> |
| - (+) | <i>Liten positiv konsekvens</i> |
| - (0) | <i>Ubetydelig/ingen konsekvens</i> |
| - (-) | <i>Liten negativ konsekvens</i> |
| - (--) | <i>Moderat negativ konsekvens</i> |
| - (---) | <i>Stor negativ konsekvens</i> |
| - (----) | <i>Meget stor negativ konsekvens</i> |

Tabell 9: Virkninger ved kraft fra land (nullalternativ)

Virkning	Betydning
Påvirkning av kulturminner	Ingen (0)
Liv i Årvikelva påvirkes i anleggsperioden	Moderat negativ (--)
Påvirkning av friluftsområder	Liten negativ (-)
Påvirkning av fauna	Moderat negativ (--)
Påvirkning av grasproduksjon	Moderat negativ (--)
Ikrafttredelse av byggeforbudssone	Moderat negativ (--)
Påvirkning av fiske	Liten negativ (-)
Båt- og badeliv	Ingen (0)
Påvirkning av sårbare/truede vegetasjonssamfunn	Ingen (0)
Påvirkning av sjøfugl	Ingen (0)
Stråling på bebyggelse	Ingen (0)
Elektromagnetiske felt og marine organismer	Liten negativ (-)
Støy fra likeretterstasjon	Liten negativ (-)
Rekolonisering for bunndyr	Liten negativ (-)
Påvirkning av gyteområder	Ingen (0)
Påvirkning av marine pattedyr	Liten negativ (-)
Fiske	Ingen (0)
Påvirkning av skipstrafikk	Liten negativ (-)

Som vi ser vil samlede konsekvenser for landskapet ved legging av jordkabel og bygging av trafostasjon beregnes som moderate kostnader. Ved kjøp av strøm i markedet vil det føre til en stor kontantstrøm til norsk industri og stat. Vi ser også at det er få positive virkninger ved kraft fra land, annet enn reduksjon i CO₂-utslipp nasjonalt.

6.2 Fase 2: Identifisere og beskrive relevante tiltak

Vi har tatt utgangspunkt i et hovedtiltak med elektrifisering av Johan Sverdrup feltet ved hjelp av offshore vindturbiner. I tillegg har vi gjennomført en tilleggsanalyse, hvor feltet dekkes av kraft fra land i fase 1, og havvind i fase 2. Det kan likevel finnes flere andre tiltak som kan være mer lønnsomme, men som likevel ikke omfattes i denne oppgaven. Se tabell 10 for bakgrunnsdata for Utsirahøyden.

Tabell 10: Bakgrunnsdata for Utsirahøyden

Estimert potensiell kapasitet (MW)	500-1500
Totalareal (km ²)	1010
Havdybde (m)	185-280
Gjennomsnittlig havdybde (m)	267
Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)	9.8
Minimum avstand til kysten (km)	22
Gjennomsnittlig signifikante bølgehøyde (m)	2.2
Høyeste signifikante 50-års bølge (m)	12.8

(Drivenes, et al., 2010, s. 50)

6.2.1 Andre mulige tiltak

Andre mulige tiltak er en kombinasjon av havvind og gassturbiner. Det vil føre til at man i tillegg til å ha gassturbiner på plattformen, også har havvind til å dekke deler av kraftbehovet. Dette ville ikke redusert nasjonale utslipp like mye som kraft fra land (nullalternativet) alene gjør, men kunne bidratt til å øke kunnskap og kompetanse rundt havvind. Et annet tiltak er en kombinasjon av kraft fra land og onshore vindkraft. Det vil på samme måte som ved kombinasjonen av kraft fra land og offshore vind føre til samme CO₂-utslipp som ved nullalternativet. Likevel er ikke vindturbiner på land like effektive som vindturbiner til havs. Det vil derfor være behov for enten flere vindturbiner på land for å dekke samme kraftbehov, eller større kraftoverføring gjennom kabler fra et landanlegg.

6.2.2 Oppgavens tiltak

Tiltaket i denne oppgaven omfatter en installasjon av 74 stk., 6 MW Spar formede vindturbinfundament på Utsirahøyden for å dekke kraftbehovet til Johan Sverdrup feltet med havvind. Ettersom Utsirahøyden har en havdybde på 185-280 meter, med en gjennomsnittsdybde på 267 meter (Drivenes, et al., 2010), er det kun flytende vindturbiner

som vil være realistisk å bygge. Vindturbinene skal dekke et produksjonsbehov på 180 MW. Som nevnt er dette estimert til å være Johan Sverdrup feltets maksimale kraftbehov (Statoil ASA, 2014a). Ved vindkraft må man også regne med et overføringstap, selv om turbinene installeres i nærheten av Johan Sverdrup feltet. Dersom vi tar utgangspunkt i 2-3% overføringstap, vil man miste 3,6 MW når vindturbinene produserer 180 MW. Siden produksjon av 180 MW kun er nødvendig når produksjonen er på topp, og er et øvre anslag for kraftbehov, vil det ved installasjon av 74 turbiner ikke være problem ved daglig drift. Det er fordi 180 MW er risikert behov, og kraftbehov ved høy produksjon ligger i underkant av 160 MW. Se tilbake på figur 12 i kapittel 5.2.1 for estimert kraftbehov for Johan Sverdrup feltet ved full feltutbygging.

Ettersom en vindpark lever i omtrent 20-25 år, antar vi at vindparken installeres i starten av feltets produksjon, og at det eventuelt reinvesteres etter 25 år. Vi tar utgangspunkt i Hywind demonstrasjonen utenfor Karmøy sin gjennomsnittlige kapasitetsfaktor på 40,7%. Derfor trengs det 74 turbiner for å dekke et kraftbehov på 180 MW. Hver turbin vil generere 2,442 MW. Bakgrunnen for dette er at et år har 8760 timer, vi har da $8760 \times 40,7\% = 3565$ timer med fullast. En turbin på 6 MW vil derfor generere $6 \times 3565 = 21\,392$ MWh i løpet av et år. Dette gir $\frac{21\,392\text{ MWh}}{8760\text{ h}} = 2,442\text{ MW}$ per turbin.

Ettersom man ved havvind har problemer med periodisk strømføring, vil det være behov for en backup-løsning. I denne analysen gjør vi foreløpig en antakelse at det ikke er nødvendig, men har regnet ut intermittency-kostnaden og de indirekte kostnadene som kommer av produksjonstap som følge av intermittency. Denne foreløpige antakelsen gjør vi for å fremheve hvor viktig denne kostnaden er. Det er fordi den har svært mye å si for den endelige NNV for prosjektet. Vi vil foreta en grundigere diskusjon rundt intermittency-problemet og behovet for backup-løsning senere i slutten av fase 4.

Tiltakets målgruppe vil i all hovedsak være partnerne på Johan Sverdrup feltet. Indirekte vil også resten av Norges samfunn være målgruppen gjennom reduserte klimagassutslipp. Tiltaket er stort i omfang. Per dags dato er det ikke bygget så store offshore vindparker med flytende turbiner. Det vil også være et viktig tiltak for å hevde seg i en ny og voksende næring. Norge kan ha store fordeler værmessig og fra erfaring i petroleumssektoren til å utvikle, produsere og levere denne teknologien.

Tiltaket er tenkt gjennomført på anbud fra Statoil ASA i en tidsramme som sørger for at vindparken er klar til produksjon i 2019. Denne teknologien er svært ung, og det er stor

usikkerhet rundt kostnader i investerings- og driftsfasen. Det kan derfor være aktuelt å foreta en mer gradvis innføring, noe som kan føre til mindre stordriftsfordeler. Mesteparten av konstruksjon og montering av turbinene vil bli gjort i en dyp havn allerede tilpasset olje- og gassindustrien. Turbinene blir så fraktet bort til vindparkens posisjon på Utsirahøyden. Det er fordi det er lettere å montere turbinene i en dyp havn og deretter frakte turbinene til havs enn det er å frakte dem på land. På denne måten kan man redusere kostnadene ved å unngå å bygge ut en ny havn som må være tilpasset for montering av turbinene. Det vil likevel påløpe leiekostnader i forbindelse med bruk av havnen. Dette er en samfunnsøkonomisk kostnad, på grunn av at havnen kunne blitt brukt til noe annet. Tiltaket vil uansett være svært kostbart, og subsidier og midler fra staten kan være nødvendig for å gjøre det gjennomførbart. Tiltaket må utredes ut fra lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova) (LOV-2010-06-04-21). Se tabell 11 for oppsummering av prosjekttiltaket.

Tabell 11: Prosjekttiltak

Kraftbehov for Johan Sverdrup feltet (MW)	180
Kapasitetsfaktor	40,7%
Type turbin	Flytende, Spar 6 MW
Nødvendig utbygget kapasitet vindkraft	444 MW
Antall turbiner 6 MW	74
År for produksjonsstart	2019

6.3 Fase 3: Identifisere virkninger

I dette steget av analysen vil vi identifisere berørte grupper i samfunnet ved elektrifisering av Johan Sverdrup feltet ved vindturbiner til havs. Deretter vil vi forklare virkningene og tilslutt fremheve forskjellene mellom nullalternativet og havvindtiltaket. Dermed legges det et grunnlag for hvilke virkninger som skal verdsettes i fase 4.

Gruppene som vil bli berørt er fiskere (direkte), skipstrafikk (direkte), det norske folk (indirekte) og leverandørindustrien (indirekte). Fiskere og skipstrafikk vil bli berørt i større grad ved elektrifisering ved hjelp av vindturbiner, enn ved kraft fra land. Det vil bli satt restriksjoner for hvor det kan fiskes, og hvor skipstrafikk kan gå. Det norske folk vil bli berørt av at det blir mindre forurensende utslipp, og at ny utbygging skaper arbeidsplasser. På en annen side vil de bli påvirket negativt i installasjonsfasen fordi mye anleggsarbeid vil foregå i friluftsliv. I tillegg skaper utbyggingen ringvirkninger i industrien for leverandører og underleverandører. Dermed blir det også økt verdiskapning i samfunnet indirekte.

Det er viktig å bemerke at noen nye arbeidsplasser vil føre til at andre arbeidsplasser forsvinner andre steder, og bør derfor tas hensyn til i analysen. Det er fordi denne verdiskapningen kan gå på bekostning av annen verdiskapning, og er ikke nødvendigvis bruttoprodukt⁶. Utbygging av vindkraft er et større prosjekt og vil sannsynligvis ha mer innvirkning direkte og indirekte på samfunnet enn nullalternativet.

Nærmere beskrivelse av virkninger ved en havvindpark på Utsirahøyden følger nedenfor:

Kostnader ved en havvindpark

Intermittency, periodisk strømføring, er en indirekte kostnad for vindkraftprosjekter. Det er et problem som er uunngåelig for vindkraftprosjekter. Ofte er dette problemet likevel større på land enn til havs på grunn av at det ofte er mer stabil vind til havs. Det er likevel nødvendig med en backup-løsning når vinden stilner (blåser mindre enn 3-5 m/s) eller det blåser mer enn 25 m/s.

⁶ Økonomisk merverdi som erverves gjennom nasjonal produksjonsaktivitet i en næring eller sektor. Regnes ut som produksjon fratrukket produktinnsats. Tallet publiseres i basisverdi (produktsubsidier er inkludert, men ikke merverdiavgift eller andre produktskatter) (Ssb, 2012).

Ettersom vindturbinene vil være såpass langt ut til havs, vil det ikke være noen visuelle påvirkninger fra land. Det betyr at det ikke vil være noen visuelle kostnader knyttet til prosjektet når det er i drift. I tillegg vil vindturbinene lage mye lyd. På grunn av stor avstand til land, er denne kostnaden beregnet som liten/ingen.

Det er ingen viktige områder for sjøfugl hvor vindparken skal bygges. Verneområder for sjøfugl er lokalisert et stykke bort fra området hvor vindparken vil bygges (Statoil ASA, 2014a). Det må likevel regnes med at noe sjøfugl flyr et stykke ut til havs. Dette kan føre til konflikt mellom turbin og fugl, men kostnaden er beregnet som ingen/liten. Vågehval, nise og springere forekommer regelmessig i hele Nordsjøen, hvor nise regnes som den mest tallrike (Statoil ASA, 2014a, s. 92). Niser har følsom hørsel, men på grunn av at turbinene er flytende, og ankring av turbinene foregår over kort tid, vil påvirkningen av niser beregnes som lav. I tillegg vil hver turbin bare ha tre anker, som tar liten plass på havbunnen i forhold til en stor strømkabel som skal graves ned/dekkes til. Derfor kan festing av anker på havbunnen forstyrre habitater, men ikke i like stor grad som ved kabellegging for kraft fra land.

Bygging av offshore vindparker er dyrt og kan kreve subsidier fra staten for at bedrifter skal være villige til å investere i dette. Samfunnsøkonomisk er dette en kostnad og må finansieres gjennom avgifter og/eller skatter fra befolkningen. Vindturbiner genererer sin egen strøm, og det er derfor ikke behov for å kjøpe strøm fra kraftnettet.

Vindparken omfatter et stort areal, og påvirker fiskerier negativt i større grad enn ved en strømkabel på havbunnen. Fiskebåter kan ikke fiske i området med vindturbiner, og avstand mellom hver turbin bør være mellom 720 meter og 1600 meter (Xodus Group & Anatec, 2013). Deler av Utsirahøyden overlapper med et rekefelt som benyttes av norske fiskefartøy. Det kan dermed oppstå interessekonflikter i bruken av deler av arealet (Drivenes, et al., 2010, s. 108). I tillegg er det kollisjonsfare mellom båter av alle slag og turbinene. Skipstrafikk kan bli påvirket i liten grad, men trafikkmønsteret må tilpasses slik at det oppnås tilstrekkelig avstand til vindparken og at man fremdeles kan opprettholde en hensiktsmessig inn- og utseiling til fjordene. Grunnen til dette er at Utsira Nord ligger like øst for rutetiltakene som foreslås mellom Røst og Utsira. Det er stor trafikk gjennom det foreslåtte området i dag, med hovedvekt av lasteskip, tankskip og fiskefartøy (Drivenes, et al., 2010, s. 110).

Vindparken vil bli plassert langt ut til havs og det vil ikke være noen eiendomsskatt til kommunene ved bruk av havvind. Dette er fordi grunnlinjen til kommunene ikke ligger lenger enn 35 km ut til havs (Statoil ASA, 2014a).

Nyttevirksomheter ved en havvindpark

Vindturbiner minimerer klimautslipp som igjen forbedrer luftkvaliteten. Som tidligere nevnt vil det ved kraft fra land være en reduksjon av CO₂-utslipp på totalt 19 millioner tonn CO₂ over produksjonstiden. Gjennomsnittlig er det ca. 460 000 tonn CO₂ pr år. Siden kraft fra land har minimalt med klimagassutslipp, og disse estimatene er basert på en antakelse om at uttak fra nasjonalnettet ikke vil øke utslipp i Norge, vil denne utslippsreduksjonen også gjelde for havvind. I tillegg vil det redusere avhengigheten av importert kraft. Vindparken produserer sin egen kraft og det vil ikke være nødvendig med økt import av utenlandsk kraft, noe som kan være nødvendig ved kraft fra land.

Dette prosjektet vil bidra til økt kunnskap om offshore vindkraft. Det kan også øke interessen for investorer til å investere i prosjekter i senere tid ved at det blir demonstrert at det er teknisk og kommersielt mulig, og at det er en teknologi med stort potensiale (Xodus Group & Anatec, 2013). Det vil også skape jobber innen fabrikkering, konstruksjon, installasjon, drift og vedlikehold. Den økonomiske verdien av dette kan være veldig stor dersom man sørger for at verdiskapningen foregår i Norge. Basert på data vi har fått fra Statoil er det en tommelfingerregel at det genereres 0,5 jobber per MW. I tillegg til at det skaper arbeidsplasser, som kan føre til tilflytting til området, kan det også føre til økt konsum i andre lokale sektorer som dagligvarehandel etc. I byggefasen vil det være store muligheter for lokalt næringsliv. Dette gjelder hele spekteret av næring fra overnatting til transport og entreprenørarbeid. Undersøkelser fra tidligere vindkraftutbygninger viser at mellom 3 og 12% av investeringen havner hos lokale virksomheter (Norsk Vindkraftforening & Energi Norge, 2014e).

Anker som holder turbinen på plass har potensiale til å skape positive effekter på habitater ved at nye habitater dannes rundt ankerene som et kunstig rev. På denne måten kan dette bli et egnet område for gyting og fiskeyngel på lang sikt. Det er fordi det vil være restriksjoner rundt fiske i vindparken (Xodus Group & Anatec, 2013, s. 56). Det vil ikke være noen signifikant påvirkning av eksisterende turisme etter utbygging. Ettersom vindparken er plassert såpass langt ut fra land vil det heller ikke generere mye ny turisme.

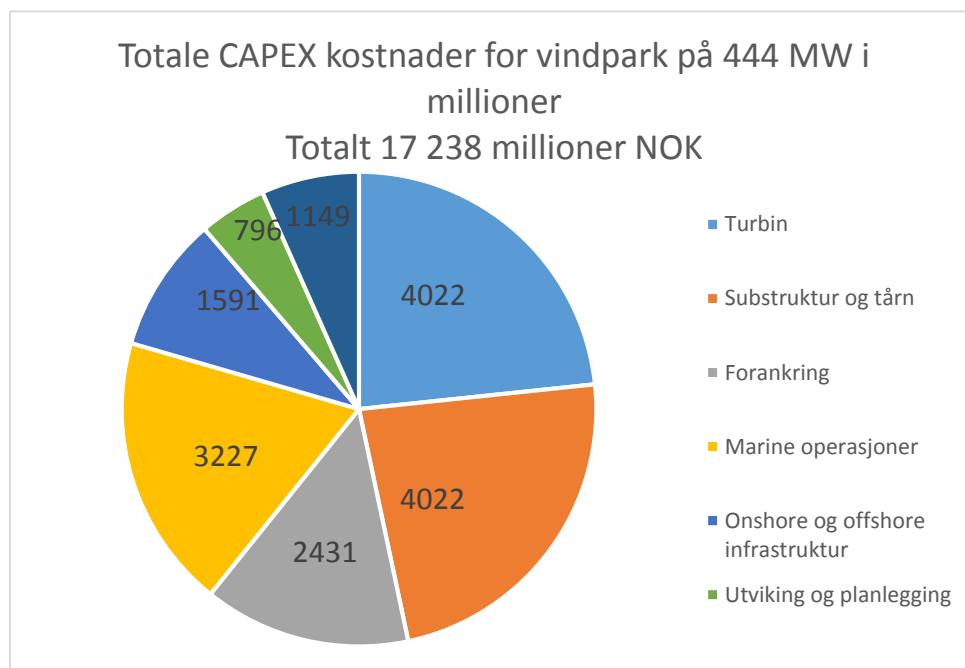
6.4 Fase 4: Tallfeste og verdsette virkninger

I følgende kapittel kommer dataene fra Statoil ASA basert på en kartlegging av sosioøkonomiske virkninger i Skottland i forbindelse med Hywind Scotland prosjektet. Denne rapporten vil Statoil skal behandles konfidensielt og kan derfor ikke gjøres tilgjengelig for allmenheten. Tilslutt vil vi verdsette de ikke prissatte virkningene kvalitativt.

En vindpark av det omfanget vi analyserer i denne oppgaven vil påvirke økonomien på tre ulike nivåer. Nivåene har en direkte innvirkning på økonomien, en indirekte innvirkning på leverandørindustrien og tilslutt en indusert innvirkning (konsumvirkninger) skapt gjennom direkte og indirekte sysselsetting og deres økonomiske forbruk i området rundt vindparkens lokasjon.

6.4.1 CAPEX og OPEX

Våre CAPEX og OPEX kostnader er basert på input vi har fått fra Statoil. Dette er tall som er sensitive for Statoil med tanke på konkurranse, og vi kan derfor ikke gjengi kostnad pr MW for dette. Vi har likevel fått lov til å bruke tallene i våre analyser og henviser til disse. CAPEX kostnadene inkluderer WTG, substruktur, forankring, dynamiske array kabler, montasje, installasjon og andre prosjektkostnader. Vi har tatt utgangspunkt i estimert CAPEX breakdown for kapitalkostnader. Tilslutt står vi igjen med følgende CAPEX for vindparken, som vist i figur 16, hvor alt er i millioner NOK₂₀₁₅.



Figur 16: Totale CAPEX kostnader for en vindpark på 444 MW

Diskontert fra investeringstidspunkt til 2015, står vi igjen med totale CAPEX kostnader på 15 342 millioner NOK.

OPEX kostnadene har vi for å unngå å gjengi kostnader pr MW diskontert driftskostnadene gjennom hele feltets levetid og opererer derfor kun med det totale NOK₂₀₁₅ OPEX for vindparken vår. Total OPEX blir da 10 487 millioner NOK (nominelle kroner). Dette inkluderer all OPEX, som normale driftskostnader, service, planlagte og ikke-planlagte inspeksjoner, vedlikehold, bytte av komponenter, lager, kontor og fartøyer.

6.4.2 Konstruksjons – og installasjonsfasen

I konstruksjons- og installasjonsfasen er det en kombinasjon av direkte innvirkninger gjennom midlertidig arbeidskraft relatert til onshore og offshore arbeid, midlertidige veier, konstruksjon av fasiliteter for arbeiderene, samt indirekte virkninger på leverandører både lokalt og i Norge som helhet. Det henvises til vedlegg 2 for bakgrunnsdata for følgende tall.

I konstruksjons- og installasjonsfasen er det estimert at det vil genereres 577 arbeidsplasser over to år som kommer direkte av prosjektet. Dette vil generere total bruttoprodukt på 1 mrd. NOK over de to årene det tar å bygge vindparken.

Mesteparten av arbeidsplassene og bruttoprodukt under konstruksjon- og installasjonsfasen vil genereres indirekte i leverandørmarkedet. Dette er relatert til utvikling og planlegging, bygging av vindturbiner samt installasjon offshore. Det vil inkludere fabrikasjon og leveranse av de enhetene som er dyrest i prosjekter, som understell, tårn, turbin, nacelle og kabellegging til plattformene.

Prosjektet er estimert til å generere 3241 arbeidsplasser indirekte i leverandørmarkeder i konstruksjons og installasjonsfasen. Det er under en antakelse om at konstruksjon, installasjon, drift og vedlikehold foregår i Norge. Dette vil generere total bruttoprodukt på 5,5 mrd. NOK i Norge over to år.

Tilslutt har vi konsumvirkningene som kommer av de direkte og indirekte virkningene på den norske økonomien. Totalt vil det genereres 1110 arbeidsplasser i området på grunn av konsumvirkninger. Dette er estimert til å generere 3,7 mrd. NOK i bruttoprodukt. De midlertidige fulltidsarbeidsplassene som genereres i forbindelse med konstruksjons- og installasjonsfasen er små i nasjonal sammenheng, men i lokal sammenheng er de signifikante. Se oppsummering i tabell 12.

Tabell 12: Total (de første 2 år) økonomisk innvirkning og antall nye arbeidsplasser under konstruksjon og installasjon

	Antall nye fulltids arbeidsplasser	Bruttoprodukt
Direkte innvirkning på arbeidsplasser og Bruttoprodukt	577	1 mrd. NOK
Indirekte innvirkning på arbeidsplasser og Bruttoprodukt	3241	5,5 mrd. NOK
Konsumvirkningers innvirkning på arbeidsplasser og Bruttoprodukt	1110	3,7 mrd. NOK
Totalt	4928	10,2 mrd. NOK

Vi må i forbindelse med sysselsettingsvirkninger regne med en leakage på 10% (arbeidere bor i et annet land, og/eller leverandører skaffes et annet sted enn i Norge) for både direkte og indirekte arbeidsplasser, og minimum 50% displacement (arbeidsplasser erstatter tidligere arbeidsplasser andre steder i industrien) for direkte og indirekte arbeidsplasser. Det betyr at tallene over er overestimerte. Vi har valgt 10% leakage fordi mesteparten av arbeiderne vil være norske, eller bor i Norge mesteparten av tiden. 50% displacement gjenspeiler det faktum at Norge har svært høy sysselsettingsrate. Dette betyr at mange arbeidsplasser som genereres, genereres på bekostning av andre arbeidsplasser. Det er mulig at displacementraten vil være enda høyere, noe vi vil ta hensyn til i en følsomhetsanalyse senere. Se tabell 13 for oversikt over direkte og indirekte økonomisk innvirkning i konstruksjons- og installasjonsfasen som følge av leakage og displacement.

Tabell 13: Direkte og indirekte økonomisk innvirkning i konstruksjons- og installasjonsfasen

Faktor	Forutsetninger	Totalt
Estimerte direkte jobber	-	577
Estimerte indirekte jobber	-	3241
Leakage direkte jobber	10%	58
Leakage indirekte jobber	10%	324
Displacement direkte jobber	50%	289
Displacement indirekte jobber	50%	1621
Totale jobber hvert år direkte	-	230
Totale jobber hvert år indirekte	-	1296
Total bruttoprodukt/år direkte		418 millioner kroner
Total bruttoprodukt/år indirekte		2,2 milliarder kroner

Etter at vi har justert for leakage og displacement, har vi 230 arbeidsplasser som kommer direkte av prosjektet, mens 1296 arbeidsplasser genereres indirekte i leverandørindustrien. Som vi ser vil displacement og leakage påvirke bruttoproduktet for konstruksjonsfasen i stor grad. I tabell 14 er det en oppsummering av arbeidsplasser generert i konstruksjons- og installasjonsfasen.

Tabell 14: Oppsummering: Total økonomisk innvirkning under konstruksjon- og installasjon

Innvirkning	Arbeidsplasser per år	Total bruttoprodukt per år
Direkte arbeidsplasser	230	418 millioner NOK
Indirekte arbeidsplasser	1296	2,2 milliarder NOK
Konsumvirkninger	1110	3,7 mrd. NOK
Totalt	2636	5,8 mrd. NOK

I hele konstruksjons- og installasjonsfasen vil det genereres totalt 2636 arbeidsplasser. Dette er et bruttoprodukt på 5,8 mrd. NOK.

6.4.3 Drift og vedlikeholdsfasen

Ettersom drift og vedlikehold mest sannsynlig vil være styrt fra Haugesund/Stavanger området, vil mesteparten av OPEX ha en innvirkning på den lokale økonomien. Det antas at det genereres 0,5 jobber per MW installert både direkte og indirekte jfr. data fra Statoil. Det betyr at for vindparken på Utsirahøyden vil det genereres 222 fulltidsarbeidsplasser direkte, og 222 arbeidsplasser indirekte i leverandørindustrien hvert år over hele vindparkens levetid. Totalt vil det altså genereres 444 fulltidsarbeidsplasser over vindparkens levetid. Dette gir et totalt bruttoprodukt på 395 millioner kroner hvert år. Se vedlegg 3 for utregninger.

Man må, som i konstruksjons- og installasjonsfasen, kunne forutsette at det vil være 10% leakage (arbeidere bor i et annet land, og/eller leverandører skaffes et annet sted enn i Norge). Det tilsvarer 44 arbeidere. På samme måte må man også regne med minst 50% displacement (arbeidsplasser erstatter tidligere arbeidsplasser andre steder i industrien). Det tilsvarer 222 arbeidsplasser. Totalt står vi igjen med 178 direkte og indirekte arbeidsplasser lokalt som skapes i drift og vedlikeholdsfasen. Det genererer et bruttoprodukt på 158 millioner kroner per år over vindparkens levetid. En arbeidsplass generer ut fra våre antagelser basert på data fra Statoil 888 889 kr/år. Totalt bruttoprodukt pr. år blir da $888\ 889 \times 178 \approx 158$ millioner NOK. Tabell 15 har en oppsummering av de direkte og indirekte økonomiske innvirkninger under drift og vedlikehold.

Tabell 15: Direkte og indirekte økonomiske innvirkninger under drift og vedlikehold

Faktor	Forutsetninger	Totalt
Estimerte direkte og indirekte jobber	-	444
Leakage	10%	44
Displacement	50%	222
Totale jobber hvert år	-	178
Totalt bruttoprodukt/år		158 millioner kroner

Tilslutt har vi konsumvirkningene i denne fasen. Basert på data fra Statoil vil det genereres 0,4 arbeidsplasser/MW grunnet konsumvirkninger i drift og vedlikeholdsfasen. Det tilsvarer 178 arbeidsplasser. Med en forutsetning om at det genereres omtrent 900 000 NOK/arb.pl/år, genereres det 160 millioner NOK bruttoprodukt pr år over hele vindparkens levetid. Se vedlegg 3 for utregninger. Tabell 16 har en oppsummering av total økonomisk innvirkning under drift og vedlikehold.

Tabell 16: Oppsummering: Total økonomisk innvirkning under drift og vedlikehold

Innvirkning	Arbeidsplasser per år	Totalt bruttoprodukt per år
Direkte og indirekte arbeidsplasser	178	158 millioner NOK
Konsumvirkninger	178	160 millioner NOK
Totalt	356	318 millioner NOK

Totalt vil det i drift- og vedlikeholdsfasen genereres 356 arbeidsplasser. Dette genererer et bruttoprodukt på 318 millioner NOK per år. Fulltidsarbeidsplassene som genereres i forbindelse med drift og vedlikeholdsfasen er små i nasjonal sammenheng, men i lokal sammenheng er de signifikante.

6.4.4 Intermittency-kostnader

Basert på vinddata fra Utsira målestasjon de siste 12 månedene vil vindparken stanse 74 dager grunnet for mye/for lite vind. Hvor tre av dagene er grunnet vind over 25 m/s, mens 71 av dagene fører til stans av produksjon på grunn av en vindhastighet på under 5 m/s. Se vedlegg 4 for vinddata for de siste 12 månedene på Utsira målestasjon.

Tabell 17: Vinddata fra Utsira målestasjon de siste 12 månedene.

Måneder	Vind	
	Gjennomsnitt	Sterkest vind
Feb. 2015	9,7 m/s	25,5 m/s 26. Feb.
Jan. 2015	12,1 m/s	33,7 m/s 10. Jan.
Des. 2014	9,7 m/s	24,6 m/s 9. Des.
Nov. 2014	9,1 m/s	21,5 m/s 7. Nov.
Okt. 2014	10,0 m/s	21,1 m/s 7. Okt.
Sep. 2014	6,8 m/s	22,7 m/s 26. Sep.
Aug. 2014	8,3 m/s	25,6 m/s 10. Aug.
Jul. 2014	5,6 m/s	14,8 m/s 5. Jul.
Jun. 2014	8,1 m/s	15,4 m/s 22. Jun.
Mai. 2014	14,5 m/s	Ikke registrert
Apr. 2014	8,3 m/s	19,6 m/s 14. Apr.
Mar. 2014	8,4 m/s	24,8 m/s 15. Mar.

(Meteorologisk Institutt & Nrk, 2015). Se vedlegg 4 for ytterligere vinddata

Ved verdsetting av intermittency til kroner benytter vi oss av verdien til alternativkostnaden. Ettersom årlige strømkostnader er 31 383 530 NOK (beregnet i kapittel 6.1.1.5), vil daglige strømkostnader være $31\,383\,530 / 365 = 85\,982$ NOK. Total kjøp av strøm årlig grunnet nedetid på vindparken blir da $85\,982 \times 74 = 6\,362\,688$ NOK \approx 6,4 millioner NOK.

Intermittency problemet vil føre til at bedriften går glipp av en kraft til en verdi på 6,4 millioner NOK årlig dersom man tar utgangspunkt i strømkostnadene for kraft fra land. Dette gir en indirekte kostnad på 6,4 millioner NOK årlig.

Som følge av variabel vind vil dette som sagt føre til at vindparken må stanse totalt 74 dager i løpet av et år. Det betyr at oljefeltet ikke kan utvinne olje og gass disse dagene. Dette vil gi et stort produksjonstap av olje og gass som igjen fører til store tapte inntekter. Basert på estimat fra Statoil (se (Statoil ASA, 2014a, s. 51)) vil Johan Sverdrup feltet gi en samlet produksjonsinntekt på 1350 milliarder 2015-NOK over feltets levetid på 50 år. Totalt vil samlet tapt produksjonsinntekt som følge av periodisk strømforsyning være omtrent 5474 millioner 2015-NOK. Dette er et stort tap og indirekte kostnad som følger av intermittency problemet. På grunn av de store tapene i produksjonsinntekt som følge av intermittency, ser vi at intermittency koster mer enn bare kjøp av strøm de dagene vindturbinene ikke kan produsere kraft. Intermittency er følgelig en svært stor indirekte kostnad ved havvind.

6.4.5 Kvalitativ vurdering av virkningene av havvindparken

De fleste samfunnsøkonomiske analyser har noen virkninger som ikke kan verdsettes i kroner. Det er spesielt vanlig ved verdsetting av miljø. Selv om det er vanskelig å verdsette disse virkningene i kroner, er det ofte disse virkningene som kan være avgjørende for om et tiltak skal gjennomføres eller ikke. Ofte er det disse virkningene som er målet for tiltaket. Av den grunn er det viktig å få frem disse virkningene i analysen på andre måter enn ved å sette kroneverdier på dem. Derfor kan disse virkningene verdsettes kvalitativt. Et eksempel på en kvalitativ metode er pluss/minus metoden (se fotnote 5), som er utformet spesielt for tiltak som har en effekt på kultur, natur, biologisk mangfold eller andre typer miljøvirkninger. Ved bruk av pluss/minus metoden skal disse virkningene vurderes etter betydning og omfang som til sammen utgjør en konsekvens (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 82).

Tabell 18 er en oppsummering av den kvalitative vurderingen av virkninger ved havvindparken ved bruk av pluss-/minus metoden.

Tabell 18: Virkninger ved havvindpark

Virkninger	Betydning
Krever subsidier fra stat	Moderat negativ (--)
Påvirkning av sjøfugl	Liten negativ (-)
Påvirkning av marine pattedyr	Liten negativ (-)
Visuelle påvirkninger	Ingen (0)
Støy fra vindparken	Liten negativ (-)
Forstyrning av bunndyr	Liten negativ (-)
Påvirkning av skipstrafikk	Moderat negativ (--)
Restriksjoner for fiskere	Moderat negativ (--)
Reduksjon i klimagassutslipp	Stor positiv (++++)
Minimerer vannbruk	Liten positiv (+)
Reduserer avhengighet av importert kraft	Liten positiv (+)
Kunstig rev til fisk	Liten positiv (+)
Økt kunnskap om offshore vindkraft	Stor positiv (++++)
Turistattraksjon	Ingen (0)

Virkningene til nullalternativet og vårt havvindtiltak er i større eller mindre grad like. Likevel er det enkelte virkninger som skiller seg mer ut enn andre. De virkningene som skiller seg ut vil påvirke den samfunnsøkonomiske verdien til de to alternativene i oppgaven ulikt, og er derfor viktige å ta hensyn til ved vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet i fase 5. I tabell 19 har vi derfor valgt å nevne de virkninger ved havvind som skiller seg ut fra kraft fra land. Det er disse virkningene vi tar med oss videre i analysen.

Tabell 19: Virkninger som tas med videre i analysen

Virknninger for havvindparken som skiller seg fra kraft fra land
Samfunnsøkonomiske kostnader <ul style="list-style-type: none">- Krever subsidier fra stat- Store restriksjoner til fiskere- Påvirkning av sjøfugl- Forstyrning av marine pattedyr- Påvirkning av skipstrafikk- Intermittency
Samfunnsøkonomisk nytte <ul style="list-style-type: none">+ Minimerer vannbruk+ Reduserer avhengighet av importert kraft+ Økt kunnskap om offshore vindkraft som kan føre til økt interesse blant investorer+ Økt sysselsetting+ Kunstig rev til fisk

6.4.6 Tilleggsanalyse

På grunn av at plattformer trenger jevn og forutsigbar kraft skaper den periodiske kraften vindturbiner generer problemer for plattformer dersom man kun bruker vindkraft som energikilde. Oppstart og stenging av feltet gir økte kostnader. I tillegg vil enorme produksjonsinntekter gå tapt. Av denne grunn vil oljeselskaper ikke gå med på at et olje- og gassfelt kun skal driftes med havvind. Et tiltak med bare havvind vil være for ambisiøst. Av denne grunn er det urealistisk at et oljefelt vil kun drives av havvind uten at det finnes en backup-løsning. En løsning kan være å kombinere kraft fra land og havvind, og lage to systemer som går parallelt. I dette tilfellet vil det også være mulig å føre kraft tilbake til land dersom det er dager der vindturbinene produserer mer elektrisitet enn det feltet forbruker. Vi vil derfor i denne analysen belyse dette alternativet i tillegg, noe som er mer realistisk. Johan Sverdrup feltet bygges ut i flere faser, og en mulighet kan være å dekke kraftbehovet i fase 1 med kraft fra land, og deretter dekke resten av kraftbehovet ved bruk av vindturbiner til havs.

Dermed er en backup-løsning på plass. I tillegg vil sannsynligvis investeringskostnadene reduseres på grunn av at utbyggingen av havvind forskyves noen år frem i tid. En annen faktor som også reduserer investeringskostnadene i forhold til hovedtiltaket er at det trengs å bygges færre vindturbiner.

I fase 1 av utbyggingen av Johan Sverdrup feltet har Statoil estimert at kraftbehovet vil være på 100 MW og inkluderer 20% sikkerhetsmargin (Statoil ASA, 2014a, s. 29). Dette vil være grunnbehovet for Johan Sverdrup feltet. Det vil derfor være nødvendig å skaffe jevn kraft som dekker nettopp dette behovet. Derfor vil grunnlasten dekkes med kraft fra land. I Fase 2 vil det være behov for ytterligere krafttilførsel på 80 MW. Etersom det estimerte maksimale kraftbehovet for Johan Sverdrup feltet er 180 MW, vil ikke feltet hele tiden trenge 180 MW, men det vil være nødvendig å sørge for at når feltet trenger dette, kan det tilbys. I dette tiltaket vil derfor utbyggingen av krafttilbudet bygges i to faser, slik som det også er tenkt. Den eneste forskjellen er at kraftbehovet i fase to vil dekkes av havvind.

6.4.6.1 Fase 1

Investeringskostnadene er estimert til å være på 6 milliarder NOK, mens driftskostnadene i fase 1 er estimert til å være på 50 millioner kroner pr år. Dette inkluderer alle driftskostnader på land, inspeksjon av kraftkabler, drift- og vedlikehold offshore samt logistikk og eiendomsskatt for landanleggene. Løpende kostnader til kjøp av strøm er ikke inkludert i disse driftskostnadene. I tillegg vil det være mulig for kommunene å kreve skatt på kabler og anlegg som er innenfor deres kommunegrenser. Dette er estimert til å komme på maksimalt 11 millioner NOK i fase 1 (Statoil ASA, 2014a, s. 59).

Etersom de løpende kostnadene forbundet med kjøp av strøm ikke er inkludert i driftskostnadene, har vi estimert dem med utgangspunkt i futures priser fra Nasdaq. I fase 1 er det som tidligere nevnt behov for 100 MW kraft fra land.

Dette tilsvarer et forbruk per år på omtrent

$$\frac{100000kW}{50\text{år}} = 2000kW$$

Antall kWh årlig blir da $2000kW \times 8760 \text{ timer} = 17520000 \text{ kWh}$

De årlige strømkostnadene vi da står igjen med blir

$$17520000kWh \times 0,2361 = 4136472 \text{ NOK}$$

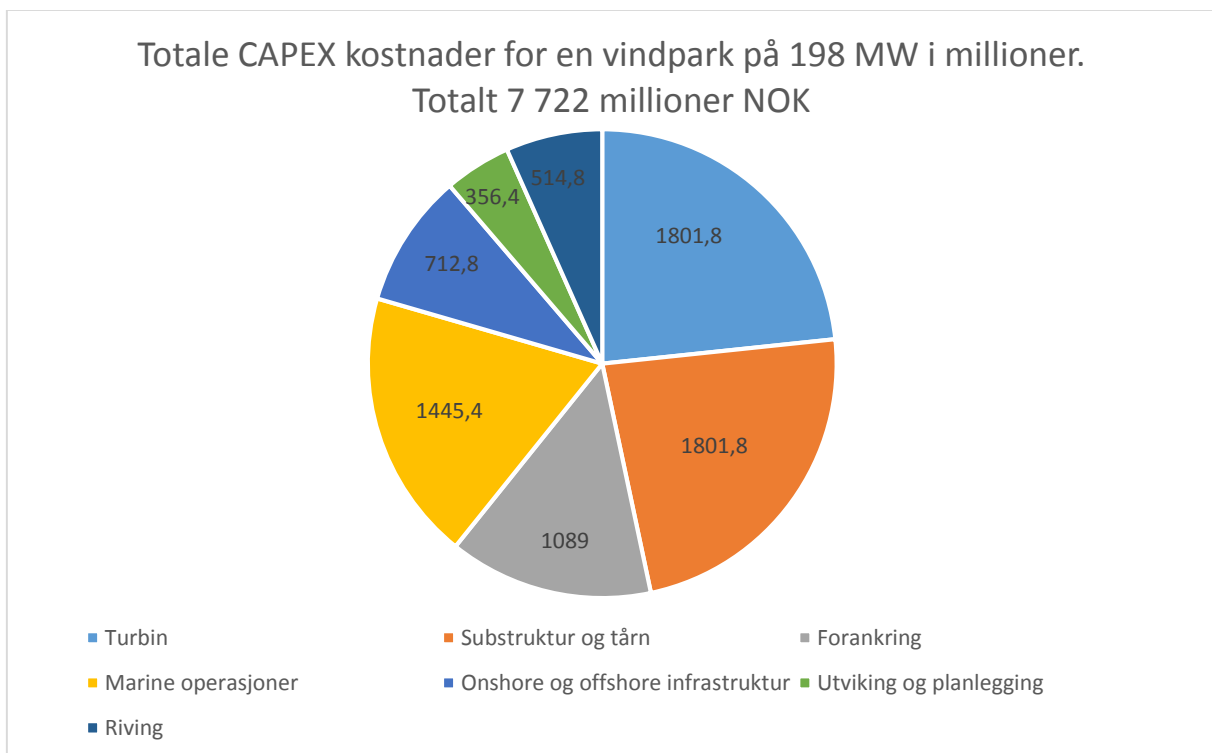
Totale årlige strømkostnader inkludert nettleie og forbruksavgift vil da bli på omtrent 19 millioner NOK.

Totalt er det estimert at verdiskapningen i Haugesundsområdet vil, som tidligere nevnt, være på omtrent 365 millioner 2014 kr i fase 1 (Statoil ASA, 2014a, s. 97). I tillegg vil sysselsettingsvirkningene være på omtrent 380 årsverk i fase 1 (Statoil ASA, 2014a, s.99).

6.4.6.2 Fase 2

I fase 2 skal det ekstra kraftbehovet på 80 MW dekkes av havvind. Med en kapasitetsfaktor på 2,442 trenger vi $\frac{80}{2,442} = 33$ vindturbiner. Total kapasitet vil da bli $33 \times 6 \text{ MW} = 198 \text{ MW}$.

Ettersom fase 2 skal være ferdig installert og klar til produksjon innen 2022 (Statoil ASA, 2014a, s,118), begynner man å installere vindturbinene i 2020, og antar en konstruksjons- og installasjonsperiode på to år. Slik som i hovedtiltaket, har vi tatt utgangspunkt i en CAPEX breakdown for å gjengi investeringskostnadene for prosjektet. For en vindpark på 198 MW vil CAPEX komme på totalt 7 722 millioner NOK før det er diskontert. Når det diskonteres fra år 2020, som er tenkt investeringsår, vil de totale investeringskostnadene komme på 5 444 millioner NOK. Se figur 17 for CAPEX kostnader for tiltak to, fase 2.



Figur 17: Totale CAPEX kostnader for en vindpark på 198 MW i millioner

OPEX kostnadene når de er diskontert kommer på 5 444 millioner NOK.

Som i tiltak 1, vil det være ringvirkninger i andre industrier som følge av direkte innvirkninger på arbeidsplasser, indirekte innvirkninger på leverandørmarkeder og konsumvirkninger som følge av at arbeiderne bruker penger og betaler skatt, som igjen skaper arbeidsplasser. Disse virkningene vil være tilstede i både konstruksjons- og installasjonsfasen og i driftsfasen, og baseres som i tiltak 1 på data fra Statoil.

Konstruksjons- og installasjonsfasen

Se vedlegg 2 for utregning av antall arbeidsplasser som genereres per MW i konstruksjons- og installasjonsfasen. Det vil genereres 1,3 arbeidsplasser per MW direkte som følge av vindturbiner. Dette vil føre til

$1,3 \times 198MW = 257$ fulltidsarbeidsplasser. Dette vil generere et totalt bruttoprodukt på $1\,815\,385 \times 257 = 466\,553\,945$ NOK de første to årene.

Videre vet vi fra vedlegg 2 at det vil genereres 7,3 arbeidsplasser per MW som følge av indirekte innvirkning på leverandørmarkedet. Dette vil generere totalt $7,3 \times 198MW = 1445$ fulltidsarbeidsplasser i leverandørmarkedet. Vi får da et totalt bruttoprodukt på

$1\,706\,422 \times 1445 = 2\,465\,779\,790$ over de to årene vindparken bygges.

Det vil genereres 2,5 arbeidsplasser som følge av konsumvirkninger. Det betyr at $2,5 \times 198MW = 495$ fulltidsarbeidsplasser genereres. Totalt over de to årene gir dette et bruttoprodukt på $3\,360\,000 \times 495 = 1\,663\,200\,000$ NOK.

I konstruksjons- og installasjonsfasen vil det altså genereres et bruttoprodukt på 4,6 milliarder NOK, så lenge det er ledig kapasitet i arbeidsmarkedet. Se tabell 20 for total økonomisk innvirkning under konstruksjons- og installasjonsfasen.

Tabell 20: Total økonomisk innvirkning under konstruksjons- og installasjonsfasen

Innvirkning	Arbeidsplasser per år	Totalt bruttoprodukt per år
Direkte arbeidsplasser	357	467 millioner NOK
Indirekte arbeidsplasser	1445	2,5 milliarder NOK
Konsumvirkninger	495	1,7 milliarder NOK
Totalt	2297	4,6 milliarder NOK

Også her, som i hovedtiltaket må man regne med leakage og displacement. Dette betyr at verdiskapningen vil bli mindre enn det som står over. I tabell 21 vises de endelige tallene.

Tabell 21: 50% displacement, 10% leakage i konstruksjons og installasjonsfasen

Faktor	Forutsetninger	Totalt
Direkte arbeidsplasser	-	357
Indirekte arbeidsplasser	-	1445
Leakage direkte	10%	36
Leakage indirekte	10%	145
Displacement direkte	50%	179
Displacement indirekte	50%	723
Totale jobber direkte	-	142
Totale jobber indirekte	-	577
Totalt bruttoprodukt direkte	-	258 millioner NOK
Totalt bruttoprodukt indirekte	-	985 millioner NOK

Tilslutt har vi tabell 22 som viser oppsummering av de økonomiske virkningene i konstruksjons- og installasjonsfasen.

Tabell 22: Oppsummering av total økonomisk innvirkning under konstruksjons- og installasjonsfasen

Innvirkning	Arbeidsplasser per år	Totalt bruttoprodukt per år
Direkte arbeidsplasser	142	258 millioner NOK
Indirekte arbeidsplasser	577	985 millioner NOK
Konsumvirkninger	495	1,7 milliarder NOK
Totalt	2297	2,9 milliarder NOK

Totalt bruttoprodukt for konstruksjons- og installasjonsfasen kommer følgelig på 2,9 mrd. NOK. Det er en stor reduksjon fra når man ikke tar hensyn til leakage og displacement.

Drift og vedlikeholdsfasen

Det antas at det vil genereres 0,5 arbeidsplasser på MW installert både direkte og indirekte. Både indirekte og direkte vil det da genereres $198MW \times 0,5 = 99$ arbeidsplasser, altså totalt 198 arbeidsplasser. Det betyr at vi får et bruttoprodukt på

$198 \times 888\,889 = 176\,000\,022$ NOK per år. Ettersom man her, slik som i hovedtiltaket, må ta hensyn til at arbeidsplassene som genereres i driftsfasen vil genereres på bekostning av andre arbeidsplasser, samt at noe av arbeidskraften vil være i utlandet, antar vi 50% displacement og 10% leakage. Se tabell 23

Tabell 23: 50% displacement, 10% leakage

Faktor	Forutsetninger	Totalt
Direkte og indirekte arbeidsplasser	-	198
Leakage	10%	20
Displacement	50%	99
Totale arbeidsplasser hvert år	-	79
Totalt bruttoprodukt hvert år		70 millioner NOK

Som følge av konsumvirkninger vil det genereres 0,4 arbeidsplasser pr MW. Det betyr at det vil genereres $0,4 \times 198MW = 79$ arbeidsplasser som følge av konsumvirkninger, og vi får et bruttoprodukt på $900\,000 \times 79 = 71\,100\,000$ kr per år. Tabell 24 har en oppsummering av total økonomisk innvirkning under drift og vedlikehold.

Tabell 24: Oppsummering total økonomisk innvirkning under drift og vedlikehold

Innvirkning	Arbeidsplasser pr år	Totalt bruttoprodukt per år
Direkte og indirekte arbeidsplasser	79	71 millioner NOK
Konsumvirkninger	79	7 millioner NOK
Totalt	158	78 millioner NOK

I denne tilleggsanalysen unngår vi problemer med periodisk strømføring som medfører høye kostnader gjennom produksjonstap og hyppige nedstengninger og oppstart av feltet. I tillegg vil investeringskostnadene til vindturbinene bli mye mindre.

6.5 Fase 5: Vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet

I denne fasen vil de to prosjektene vurderes ut fra deres lønnsomhet ved hjelp av NNV utregning. I tillegg vil vi vurdere hvordan virkningene som ikke er verdsatt i kroner vil påvirke prosjektets lønnsomhet. Tilslutt vil også ekstratiltaket som kommer fra tilleggsanalysen vurderes.

6.5.1 NNV for nullalternativ

For nullalternativet har vi diskontert alle verdiene gjennom hele prosjektets levetid tilbake til 2015. Det henvises til vedlegg 5 dersom innsyn i ytterligere utregninger er ønsket.

Tabell 25: NNV for nullalternativ

Regional verdiskapning	395
Eiendomsskatt (inntekt til kommunen)	262
Forbruksavgift	200
Redusert CO ₂ -utslipp (verdi for samfunnet ved å redusere CO ₂ -utslipp)	2749
Sum nyttevirksomheter	3 606
Investeringskostnader	-6000
Driftskostnader	-799
Eiendomsskatt	-262
Strømkostnader + nettleie	-194
Forbruksavgift	-200
Sum kostnader	-7 455
Sum totalt NNV	-3 849

(Tall i millioner)

Elektrifisering av Johan Sverdrup feltet med kraft fra land vil koste samfunnet omtrent 3,8 milliarder NOK i netto nåverdi. De ikke verdsatte virkningene er små og moderate og vil ikke påvirke kostnaden i betydelig grad. Det er fordi de fleste virkningene vil være sterkest i anleggsfasen, men til og med da er de relativt små (se virkninger beskrevet i kap. 6.4).

6.5.2 NNV for havvindalternativ

For havvindalternativet har vi diskontert alle verdiene gjennom hele prosjektets levetid tilbake til 2015. Det henvises til vedlegg 6 dersom innsyn i ytterligere utregninger er ønsket.

Tabell 26: NNV for havvindtiltak

Total økonomisk innvirkning under konstruksjon og installasjon (første 2 år)	4 885
Økonomisk innvirkning drift og vedlikehold	3 973
Redusert CO ₂ -utslipp (verdi for samfunnet ved å redusere CO ₂ -utslipp)	2 749
Sum nyttevirkninger	11 604
Investeringskostnader (CAPEX)	-15 342
Drift og vedlikehold (OPEX)	-10 487
Produksjonstap	-5 474
Intermittency	-80
Sum kostnader	-31 383
Sum totalt NNV	-19 779

(Tall i millioner)

Dette tiltaket gir også negativ NNV på nesten 20 milliarder. Utbygging av havvind er mer enn fem ganger så kostbart som utbygging av kraft fra land. I tillegg vil de ikke tallfestede virkningene, også under dette tiltaket, ha liten innvirkning på nåverdien. Hverken i positiv eller negativ retning. Selv om noen av de ikke tallfestede virkningene vil trekke nåverdien til havvindparken i positiv retning, vil det likevel ikke ha mye å si på det endelige resultatet. Det er fordi ingen av virkningene vil trekke det i så stor positiv retning at man heller vil velge havvindparken fremfor kraft fra land. Likevel er det verdt å merke seg at selv om kostnadene til havvindparken er svært høye, er også nyttevirkningene høyere i dette alternativet enn i alternativet med kraft fra land.

6.5.3 NNV for tilleggsanalyse

Som ved de to andre alternativene har tallene i tilleggsanalysen blitt diskontert til 2015 kroner. Det henvises til vedlegg 11 for bakgrunnsdata.

Tabell 27: NNV for tilleggsanalyse

Nytte	
Regional verdiskapning kraft fra land	365
Eiendomsskatt kraft fra land	137
Forbruksavgift kraft fra land	99
Redusert CO ₂ -utslipp (verdi for samfunnet ved å redusere CO ₂ -utslipp)	2747
Total økonomisk innvirkning drift og vedlikehold havvind	809
Total økonomisk innvirkning konstruksjon og installasjon havvind	4032
Sum nyttevirksomheter	8188
Kostnader	
Investeringskostnader kraft fra land	-6 000
Driftskostnader kraft fra land	-624
Eiendomsskatt kraft fra land	-137
Strømkostnader kraft fra land	-51
Nettleie kraft fra land	-45
Forbruksavgift kraft fra land	-99
CAPEX havvind	-5444
OPEX havvind	-3900
Sum kostnader	-16 300
NNV	-8 112

(tall i millioner)

Som ved de to foregående tiltakene, gir også dette tiltaket en negativ netto nåverdi. Til tross for at man i dette tiltaket inkluderer både en utbygging av kraft fra land og en havvindpark, er netto nåverdien likevel mindre negativ enn det en havvindpark alene er. Ettersom de ikke tallfestede virkningene har liten påvirkning på de andre tiltakene, vil disse virkningene ha liten avgjørende innvirkning også på dette tilleggsalternativet. I dette tiltaket er nyttevirkningene totalt sett større enn for nullalternativet, men lavere enn det er i tiltaket med kun havvind. Likevel vet vi, som vi tidligere har nevnt, at et tiltak med kun havvind er svært urealistisk og vil ikke være gjennomførbart. Kostnadene for tilleggsalternativet er også mye lavere enn det er for havvind alene.

Som vi ser fra de tre tiltakene, vil kraft fra land være mest samfunnsøkonomisk lønnsomt for øyeblikket. En havvindpark uten backup-løsning vil være det minst lønnsomme i samfunnsøkonomisk perspektiv, og sannsynligvis i bedriftsøkonomisk perspektiv også.

6.6 Fase 6: Usikkerhetsanalyse

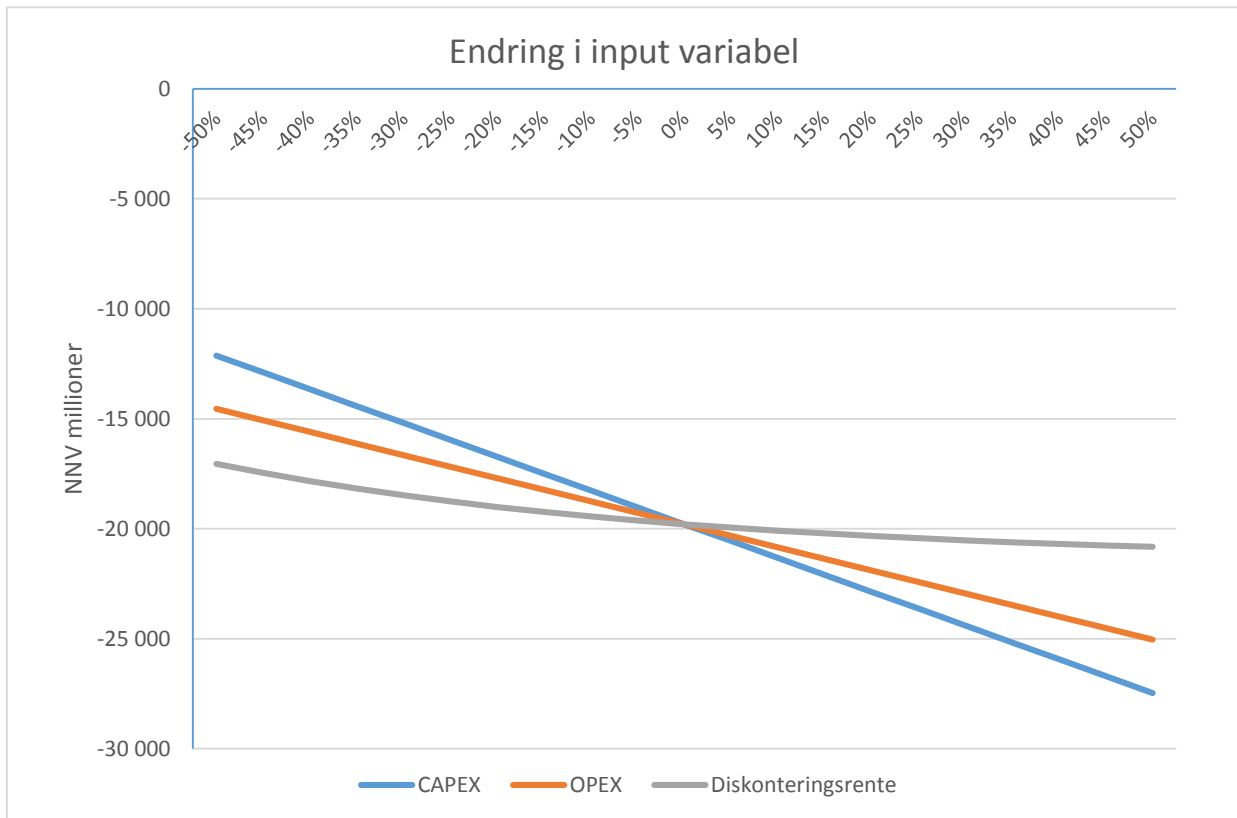
Ettersom det er flere ulike typer usikkerhet knyttet til de fleste tiltak, er formålet med denne fasen å synliggjøre usikkerheten ved installasjon av havvind. Det skal gjennomføres en usikkerhetsanalyse som ser på hvor følsom eller robust lønnsomheten i tiltaket er for endringer i forutsetningene vi har gjort tidligere (Direktoratet for Økonomistyring, 2014). Vi har i analysen allerede tatt noe hensyn til usikkerhet gjennom diskonteringsrenten, leakage og displacement. I det følgende delkapittel vil vi vurdere usikkerheten, og se på hvordan endringer i de usikre variablene påvirker tiltakets NNV. Ettersom de ikke prissatte virkningene har liten effekt på nåverdien til de to prosjektene, vil det ikke være nødvendig å vurdere usikkerhetsfaktorene rundt disse virkningene i denne analysen.

6.6.1 Følsomhetsanalyse av NNV

Den mest kritiske usikkerhetsfaktoren i analysen vår er CAPEX (investeringskostnader). Det er den største kostnaden, og endringer i denne vil slå mest ut på tiltakets lønnsomhet og NNV. Andre usikre faktorer er OPEX (drift- og vedlikeholdskostnader), og diskonteringsrenten. Vi vil utføre en følsomhetsanalyse av disse faktorene, og se på hvor mye prosjektets NNV endres når man foretar endringer i disse variablene. Det innebærer at verdien på de usikre variablene endres en og en, og nåverdien regnes ut for hver endring. En svakhet med følsomhetsanalyser er at man kun ser på endringer i prosjektets NNV når faktorene endres enkeltvis, og resultatet kan bli feilaktig dersom faktorene korrelerer med hverandre (Direktoratet for Økonomistyring, 2014, s. 105-107). I grafen under, figur 18, er NNV uttrykt på den vertikale aksene og prosentvis endring på den horisontale aksene. Jo brattere grafen er, jo større utslag får den på prosjektets NNV (mer følsom). Som forventet vises det godt at investeringskostnaden er den mest usikre faktoren. Det vil si at endringer i investeringskostnaden vil påvirke tiltakets netto nåverdi svært mye.

Ved en 20% reduksjon i CAPEX kostnader vil tiltakets netto nåverdi økes med omtrent 3,1 milliarder, fra -19,8 milliarder til -16,7 milliarder NOK. Tilsvarende endring i OPEX kostnader gir en økning i netto nåverdi på omtrent 2,1 milliarder, til -17,7 milliarder NOK. Dette er store endringer i kostnader som på sikt kan få stor innvirkning på lønnsomheten til utbygging av flytende vindturbiner. Jo lavere en diskonteringsrente settes, jo høyere vil nåverdien til prosjektet bli. Ved en 20% reduksjon i diskonteringsrenten får netto nåverdien en oppgang på omtrent 0,8 milliarder. Det er også en stor endring i økonomisk

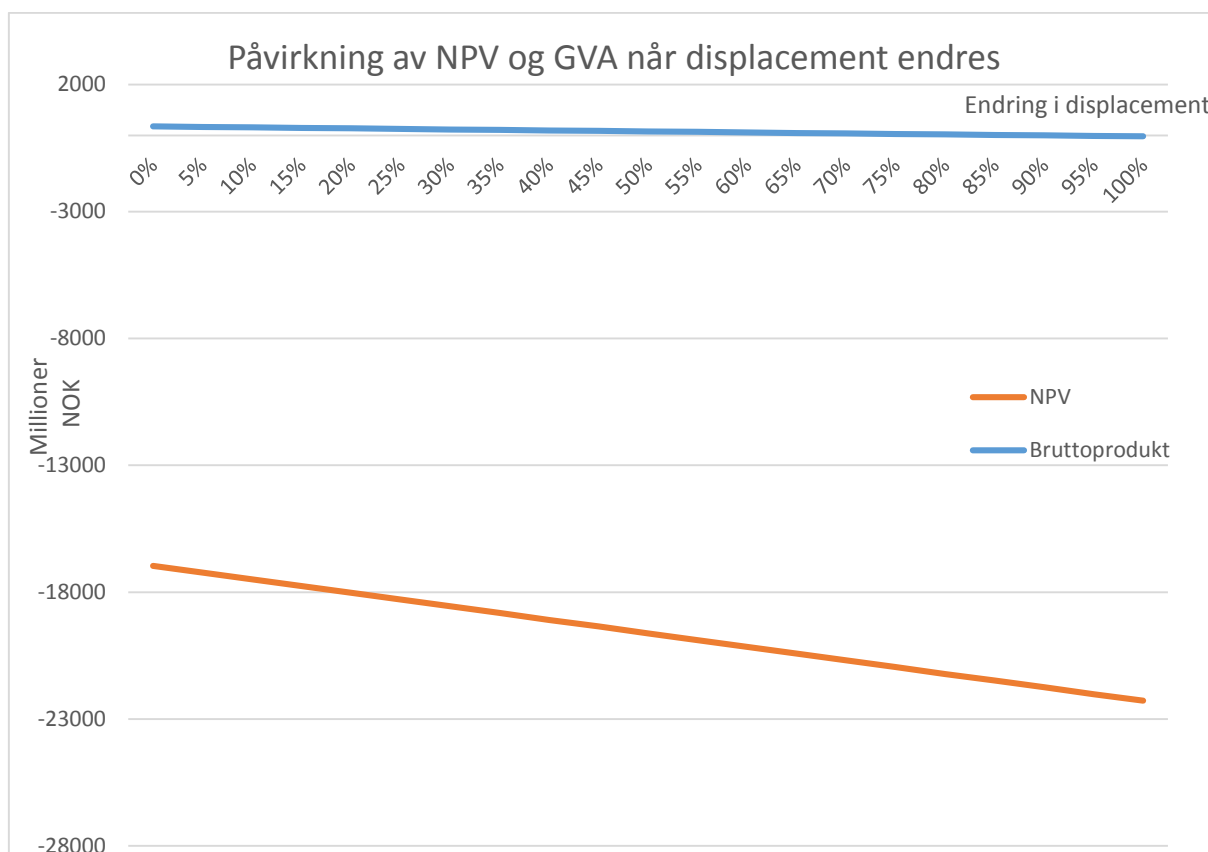
forstand, men gir mindre utslag i CAPEX og OPEX, og er derfor mindre følsom for prosjektet. Se vedlegg 7 for utregninger.



Figur 18: Følsomhetsanalyse av NNV, med endring i CAPEX, OPEX og diskonteringsrente

6.6.2 Leakage og displacement

Med 10% leakage og 50% displacement, som vi har tatt utgangspunkt i analysen, vil en endring til 55% displacement føre til en reduksjon på NNV på 1,26%. Nåverdien vil videre reduseres mindre og mindre når displacement øker. Fra en endring på 95% til 100% displacement vil nåverdien minke med 1,08%. Dersom det kun var 10% leakage og 0% displacement ville NNV vært -17 319 millioner NOK, som er en økning på omtrent 12,5% fra antakelsene i analysen med 50% displacement. Se figur 19.



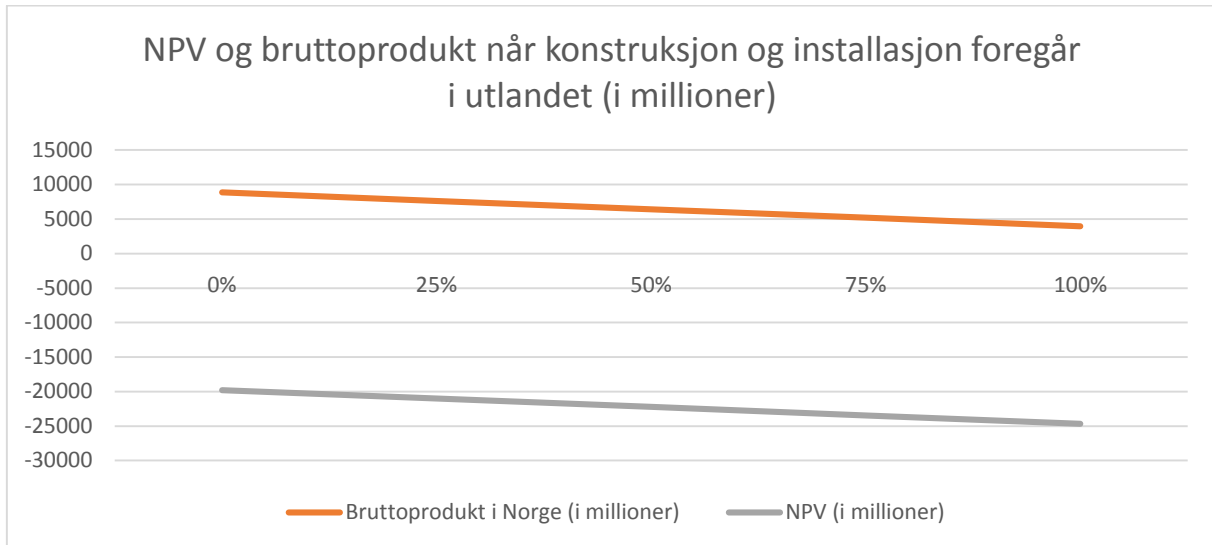
Figur 19: Påvirkning av NNV og bruttoprodukt når leakage og displacement endres

I forbindelse med bygging av den foreslåtte vindparken ser vi at til tross for at bruttoprodukt forandrer seg såpass lite, vil arbeidsplasser og verdiskaping i forbindelse med drift og vedlikehold være viktig for NNV. Det betyr at det er viktig at de fleste arbeidsplasser som genereres av prosjektet holdes i lokalområdet, ellers vil Norge gå glipp av mye verdiskaping. Det er også viktig at prosjektet ikke erstatter for mange gamle arbeidsplasser. Se vedlegg 8 for utregninger.

6.6.3 Konstruksjon og installasjon i utlandet

I analysen har vi tatt utgangspunkt i at all konstruksjon og installasjon skjer i Norge, med unntak av 10% leakage og 50% displacement. Det vil likevel være noe usannsynlig på grunn av at mye av leverandørindustrien holder til i utlandet. Dette betyr at vi må ta hensyn til denne usikkerheten i analysen. Dersom alt annet holdes likt (ceteris paribus), hvor all drift og vedlikehold foregår i Norge (med 10% leakage og 50% displacement), kan vi se hvor mye NNV blir påvirket i forbindelse med at konstruksjon og installasjon blir lagt til utlandet i ulik grad. I figur 20 ser vi hvordan NNV og bruttoprodukt vil bli påvirket i de ulike tilfellene hvor

andel av konstruksjon og installasjon i utlandet er på x-aksen (hvor ved 0% er all konstruksjon og installasjon i Norge), og NOK er på y-aksen.



Figur 20: NNV og bruttoprodukt når konstruksjon og installasjon foregår i utlandet (i millioner)

Resultatet er at i starten vil NNV synke med 6,08%, når 25% settes til utlandet. Etter hvert avtar den til henholdsvis 5,82%, 5,5% og 5,21% når dette arbeidet settes til utlandet med henholdsvis 50,75 og 100%. Det viser at konstruksjons- og installasjonsfasen har en del å si for lønnsomheten av prosjektet. Etter hvert som mer og mer av konstruksjon og installasjon settes til utlandet, vil driftsfasen bety mer for NNV, mens konstruksjon og installasjon bli mindre viktig. Se vedlegg 9 for utregninger.

6.6.4 CO₂-avgift og kvoter

I analysen har vi tatt utgangspunkt i en kvotepris på 51,68 kr, og en CO₂-avgift på naturgass på 427 kr. Totalt blir dette 478,68 kr, hvorav kvoteavgiften tilsvarer 10,8% og CO₂-avgiften utgjør 89,2%. Dersom vi ønsker å heve CO₂-avgiften og kvoteprisen opp til et nivå hvor NNV for havvind blir positiv, må disse to avgiftene heves med så mye som 720% til sammen.

Det betyr at CO₂-avgiften nå må være på hele 3 076 kr og kvoteprisen må være på 372 kr. Betaler vi dette hvert år gjennom vindparkens driftsfase, og diskonterer dette tilbake til nåtid, står vi med en total sum på 22 550 millioner NOK. Det er dette som blir verdien for samfunnet ved å redusere CO₂-utslipp. NNV vil bli 22 millioner NOK for havvindparken.

Tabell 28: Positiv NNV ved økning i CO₂-avgift og kvoter

Total økonomisk innvirkning under konstruksjon og installasjon (første 2 år)	4 885
Økonomisk innvirkning drift og vedlikehold	3 970
Redusert CO ₂ -utslipp (verdi for samfunnet ved å redusere CO ₂ -utslipp)	22 550
Sum nyttevirkninger	31 405
Investeringskostnader (CAPEX)	-15 342
Drift og vedlikehold (OPEX)	-10 487
Produksjonstap	-5 474
Intermittency	-80
Sum kostnader	-31 383
Sum totalt NNV	22

(Tall i millioner)

Dette er såpass høye avgifter at det vil være urealistisk å forvente at avgiftene skal øke med så mye som 620,31%. Det bør derfor finnes en annen måte å motivere utbygging av vindkraft til havs enn ved å øke CO₂-avgift og kvoter. Se vedlegg 10 for utregninger. I dette tilfellet vil rensekostnadene koste samfunnet totalt 3448 kr per tonn CO₂. Det er svært dyrt og urealistisk.

6.6.5 Vindkraft under petroleumsskatteprinsippet

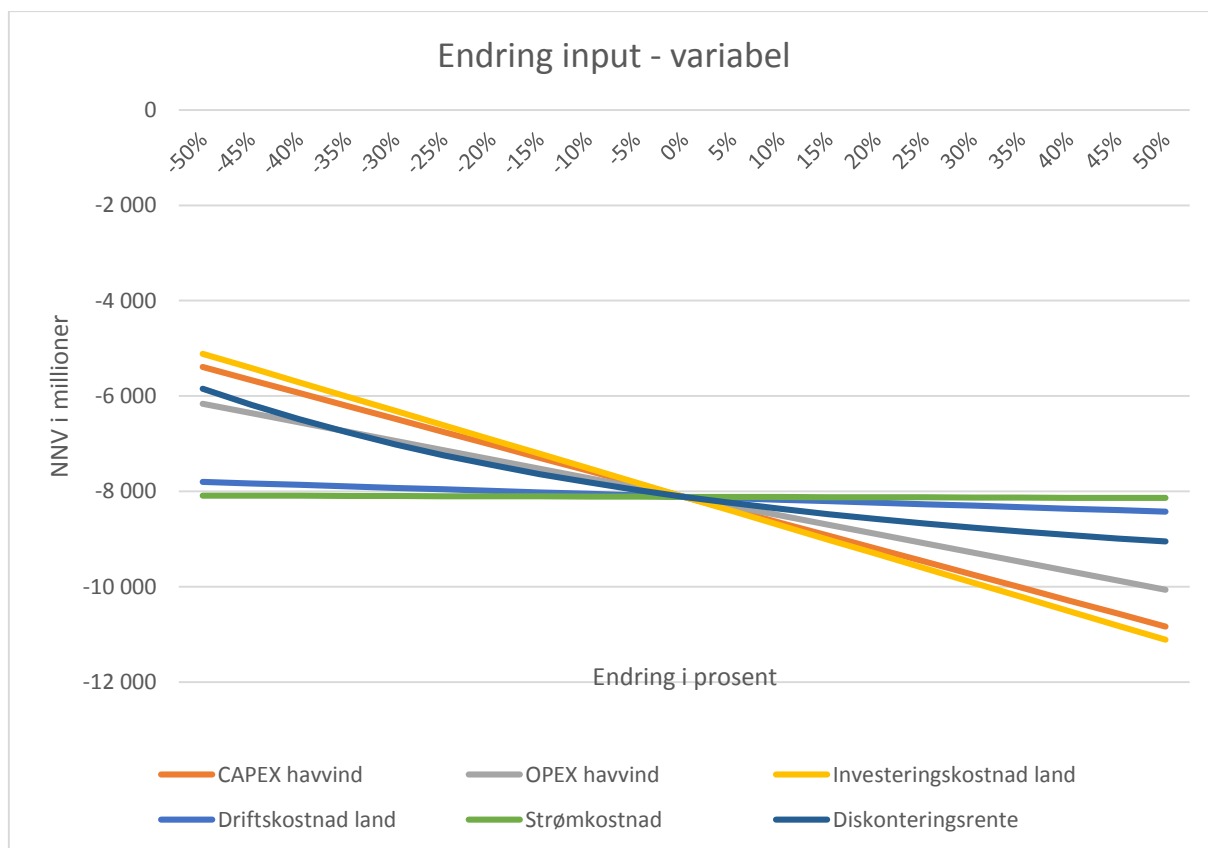
I dag er havvindkraft ikke en del av den særegne petroleumsskatteloven. Dersom petroleumsskatten hadde dekket vindkraft, vil 78% av investeringskostnadene for vindkraft refunderes, og selskapet betaler 78% av inntektene tilbake til staten i driftsperioden. Vi har $15\,342 \text{ millioner NOK} \times 78\% = 11\,967 \text{ millioner NOK}$. 11 967 millioner kroner blir altså refundert av staten. Investeringskostnadene til havvind vil nå være på $15\,342 - 11\,967 = 3\,375$ millioner kroner. Investeringskostnadene til kraft fra land er fremdeles 6000 millioner kroner. Dette betyr at investeringskostnadene for havvind nå blir lavere enn investeringskostnadene for kraft fra land med hele $43,75\% = \frac{(6000-3375) \times 100}{6000}$. Før var investeringskostnadene til havvind 156% høyere enn investeringskostnadene for kraft fra land ($((15342/6000) - 1) = 156\%$).

Vi ser fra dette at investeringskostnadene for vindkraft ville vært betydelig lavere ved bruk av petroleumsskatteprinsippet. Likevel må 78% av inntektene tilbakebetales i løpet av vindparkens driftsfase. Bedriftsøkonomisk ville dette være gunstig, og økt bedriftenes villighet til å investere i vindkraft til havs. Når NNV er positiv før skatt, så vil den også være positiv etter skatt, da dette prinsippet skal være nøytralt. Derfor har dette ingenting å si samfunnsøkonomisk. Skatteprinsippet vil kun ha mulighet til å påvirke bedriftsøkonomiske investeringsbeslutninger.

6.6.6 Endringer i input variabler for tilleggsanalyse

For elektrifisering av Johan Sverdrup feltet med vindturbiner til havs og kraft fra land vil fortsatt endringer investeringskostnadene ha mest å si for prosjektets lønnsomhet (NNV), slik som CAPEX i havvindalternativet. Fra figur 21 ser man at investeringskostnader (land) og CAPEX (havvind) er de mest følsomme og usikre variablene. Endringer i disse vil påvirke NNV til prosjektet i størst grad. OPEX og diskonteringsrente vil påvirke NNV i mindre grad. Det kommer frem i analysen at det er investeringskostnadene som er viktigst å være mest oppmerksom på. En reduksjon i CAPEX for havvind på 20% vil redusere NNV med 1 100 millioner NOK. Tilsvarende endring i investeringskostnader på land vil redusere NNV med 1 200 millioner NOK. Ser man på tilsvarende endring i OPEX (havvind) og diskonteringsrente, vil NNV reduseres med henholdsvis 780 millioner NOK og 665 millioner NOK. De minst følsomme variablene er strømkostnader og diskonteringsrente. Endringer i disse vil ikke påvirke prosjektets lønnsomhet i stor grad. En reduksjon i strømkostnader på 20% vil kun

redusere NNV med 10 millioner NOK, som ikke er av like stor betydning som investeringskostnadene. Samme endring i driftskostnader på land vil redusere NNV med 125 millioner NOK. For flere utregninger og endringer i variablene se vedlegg 12.



Figur 21 Endring i input-variabler for tilleggsanalyse

6.7 Fase 7: Fordelingsvirkninger

Formålet med denne fasen er å beskrive hvordan virkningene som følge av havvindtiltaket fordeler seg mellom ulike grupper i samfunnet. Beskrivelsen av fordelingsvirkninger tas med som en tilleggsanalyse, jfr. Finansdepartementets rundskriv R-109/2014.

Fordelingsvirkningene inngår ikke i grunnlaget for selve rangeringen og anbefalingen av tiltak. Det er viktig å bemerke at vurderingen av fordelingsvirkninger og mulige interessekonflikter, og hvor stor vekt de skal ha i den endelige beslutningen, er et politisk tema som er utenfor rammen av en samfunnsøkonomisk analyse (Direktoratet for Økonomistyring, 2014).

Det er i forbindelse med havvindparken ikke forventet at noen grupper vil påvirkes i betydelig større grad enn andre. Likevel er det noen faktorer som bør fremheves.

Bedriften som skal bygge ut havvindparken vil oppleve å få de høyeste investeringskostnadene. Likevel er det også bedriften som opplever de største økonomiske fordelene under driftsfasen gjennom sparte OPEX utgifter. Derfor er dette en fordelingsvirkning med liten betydning.

Ved å bygge ut en vindpark i denne størrelsen er det ventet at det vil være store læringseffekter. Det kan ha stor betydning for leverandører og utbyggere i fremtiden. Vindkraftteknologien til havs vil mest sannsynlig øke i omfang og bli en konkurransedyktig teknologi med enda lavere CAPEX og OPEX i fremtiden. Potensialet er stort, og det er bedriften som har tatt på seg dette prosjektet som i størst grad vil få mesteparten av gevinsten i fremtiden. Derfor kan Norge som samfunn i fremtiden oppleve et konkurransefortrinn.

En vanlig fallgrube er å forveksle fordelingsvirkninger med netto ringvirkninger. Et eksempel er ringvirkninger i form av flere arbeidsplasser i en region. Det er viktig å huske på at dette er i hovedsak en fordelingsvirkning. Økningen i arbeidsplasser i en region vil kunne føre til færre arbeidsplasser i en annen region (Direktoratet for Økonomistyring, 2014). Det har vi tatt hensyn til i analysen vår for havvind. For nullalternativet må man regne med at noen av arbeidsplassene som genereres, kommer på bekostning av andre arbeidsplasser. I tillegg er det ikke sikkert at vi i denne analysen har tatt utgangspunkt i høy nok prosentandel for fordelingsvirkningene. Det er fordi vi har tatt utgangspunkt i 50%, men det kan likevel være en høyere andel arbeidsplasser som erstattes med nye arbeidsplasser i forbindelse med havvindparken. Direktoratet for Økonomistyring (2014, s. 112) understreker likevel at «økt

sysselsetting i distriktene kan ha mulighet til å støtte opp om distriktspolitikken i området, og informasjon om dette kan derfor ha en verdi for beslutningstaker selv om den samfunnsøkonomiske virkningen i teorien kan være null».

Privatpersoner vil i utgangspunktet ikke merke mye til havvindparken. Det vil være en mulighet for at vindparken krever subsidier for å bygges, som vanligvis gjennomføres ved bruk av økte skatteordninger hos privatpersoner. Det betyr at privatpersoner vil merke utbygging av vindparken gjennom økt skatt på sin inntekt, samt mer støy i anleggsperioden for de som bor i Haugesundsregionen.

Fiskere vil som nevnt i analysen miste et betydelig areal de kan fiske i. Det er ikke tillatt å fiske i vindparken. Dette kan likevel føre til at fiskene får et fristed for vekst og yngel, slik at fiskeriene tilsatt ikke merker mye til det tapte fiskearealet.

6.8 Fase 8: Anbefale tiltak

NNV nullalternativ (kraft fra land): -3 849 MNOK

NNV havvind: -19 779 MNOK

NNV tilleggsalternativ: - 8 112 MNOK

I denne nytte-/kostnadsanalysen har vi vurdert en alternativ måte å skaffe elektrisitet til Johan Sverdrup feltet. Som forventet er utbygging og drift av et havvindanlegg foreløpig en dyr løsning. Ut i fra våre beregninger er dette alternativet omtrent fem ganger så dyrt som ved elektrifisering av Johan Sverdrup feltet med kraft fra land. Både nullalternativet og hovedtiltaket (kun havvind) har en negativ NNV og er ikke samfunnsøkonomisk lønnsomme. Det er politisk bestemt at Johan Sverdrup feltet likevel skal dekkes med fra kraft fra land som en løsning på å redusere Norges CO₂-utslipp. Konklusjonen er at per dags dato er havvindløsningen ikke mer lønnsom enn kraft fra land og bør ikke gjennomføres med det første. Elektrifisering av Johan Sverdrup feltet bør skje med kraft fra land.

Havvindteknologien, ved bruk av flytende vindturbiner, er ung, og det trengs mer forskning og utvikling før denne teknologien kan tas i bruk for fullt. Det er forventet at økt realisasjon av lærekurven vil redusere kostnadene betydelig i fremtiden. Da kan flytende vindparker bli en mer lønnsom investering. Slik som følsomhetsanalysen viser vil en reduksjon i CAPEX kostnadene på 25% gi en økt NNV på omtrent 19%. De ikke verdsatte virkningene og fordelingsvirkningene ved utbygging av havvindpark og kraft fra land er begge minimale og vil ikke ha avgjørende betydning for prosjektenes NNV. En gradvis innfasing av vindkraft for å dekke Johan Sverdrup feltet er kanskje mer aktuelt i startfasen. Dette blir mye billigere enn å elektrifisere feltet med 100% vindkraft. I tillegg kan kraft fra land fungere som en back-up løsning som kan brukes ved å skaffe elektrisitet på når det ikke er tilfredsstillende vind. Videre forskning på kombinasjon av kraft fra land og havvind som elektrisitetskilde vil være nyttig.

Som tilleggsalternativet i analysen viser, er det mer samfunnsøkonomisk lønnsomt å installere kraft fra land i fase 1, og havvind i fase 2, enn ved 100% havvind. Netto nåverdien blir mye mindre negativ enn hovedtiltaket med kun havvind. Det tilsvarer en reduksjon på omtrent 11,7 milliarder NOK. Tilleggsalternativet er 4,3 milliarder NOK dyrere enn

nullalternativet. Ved å avvente installasjon av vindparken, vil investeringskostnadene sannsynligvis kunne reduseres fordi man forventer kostnadsreduksjoner i fremtiden. Ved å installere vindparken i fase 2 i stedet for å dekke hele feltet med kun vindkraft fra starten, har vi løst intermittency-problemet ved at det nå er en backup-løsning. Det fører til at man unngår de store kostnadene forbundet med produksjonstap. En backup-løsning er nødvendig fordi bedriftene sannsynligvis ikke vil gå med på at produksjonen skal være avhengig av vindforholdene.

Nyttevirkningene for havvind er mye større enn nyttevirkningene for kraft fra land. Det gir mer potensial for verdiskapning i Norge gjennom flere arbeidsplasser og indirekte virkninger på leverandører og konsum. Det påvirker prosjektets nytte i stor grad, men slik som usikkerhetsanalysen viser, vil NNV reduseres hvis noe av konstruksjon og installasjon foregår i utlandet. Det vil være svært sannsynlig. Ved 25% av arbeid i utlandet vil NNV synke med 6,08%. Ved enda høyere andel arbeid i utlandet vil NNV reduseres ytterligere, men i mye mindre grad.

Elektrifisering ved bruk av havvind er som vist i oppgaven dyrt, og per dags dato for dyrt til at bedrifter er villig til å investere i dette. Økonomiske støtteordninger fra staten kan være nødvendig for å gi bedrifter insentiv til å investere i vindkraft. I Europa er det i dag flere ulike nasjonale støtteordninger for havbasert vindkraft, som for eksempel i Storbritannia, Danmark, Nederland og Tyskland. Det er også disse landene som i dag har bygd ut mest havbasert vindkraft (Drivenes, et al., 2010). Skal Norge satse på havvindkraft som en løsning på klimaproblematikken er ulike støtteordninger kanskje veien å gå. Dette kan bidra til næringsutvikling i Norge som kan bli viktig når oljen tar slutt. På en annen side kan ikke en virksomhet leve av subsidier og støtteordninger på lang sikt. Det vil ikke være god bruk av samfunnets ressurser. Kostnadene bør reduseres betydelig før kommersiell utbygging av havvind kan bli aktuelt. Regjeringen og Stortinget kan likevel vedta ulike insentiver for satsing på fornybar energi. Kanskje det hadde vært en løsning å gi de samme gunstige skattereglene (skattefradrag på 78%) for havvind som for petroleumsnæringen. Som vist i usikkerhetsanalysen vil et slikt tiltak gjøre det mer attraktivt for bedrifter å utvikle denne teknologien. Selv om regjeringen har lovet nye skatteregler for landbasert vindkraft ble forslaget om å dekke det under petroleumsskatteregimet avslått av Finansdepartementet i 2013. En annen mulighet kunne være å vri beskatningen mot miljøskadelige aktiviteter (Hirth, 2015).

Alt i alt er det mye positivt med vindkraft til havs som blant annet næringsutvikling, flere arbeidsplasser og økt kompetanse og kunnskap som kan gi Norge et konkurransefortrinn innen denne næringen. Til tross for synkende kostnader er kostnadene fremdeles høye og per dags dato er det ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut en vindpark av denne størrelsen. Dette kan endres i fremtiden. Elektrifisering av Johan Sverdrup feltet med strøm fra land er det beste alternativet per dags dato.

7.0 Diskusjon

I det følgende kapittel vil vi diskutere resultatene analysen har gitt, samt relatere dette til aktuell litteratur.

7.1 CO₂-utslipp ved elektrifisering av offshoreinstallasjoner

Bakgrunnen for analysen er at satsing på miljø og klima har et stort fokus i dagens samfunn. Det blir stadig viktigere og viktigere å finne løsninger som kan redusere utslippene av CO₂ og andre skadelige klimagasser. Et eksempel er utvikling av mer miljøvennlige teknologier for kraftproduksjon. Klimaproblemet er et globalt problem og som nevnt står Norge for kun 0,1% av verdens utslipp. I den store sammenheng spiller det derfor liten rolle om Norge reduser sine utslipp, men det forventes at Norge også bidrar. På den måten kan Norge gå foran som et godt eksempel for å få andre land til også å redusere sine utslipp.

Selv om vi i analysen har tatt utgangspunkt i at utslippene fra Johan Sverdrup feltet vil være det samme for både havvind og kraft fra land, er det ikke sikkert at det er slik det vil være i virkeligheten. Ved kraft fra land vil det være en risiko for at det slippes ut mer CO₂ fra Kårstø. Man vil måtte produsere mer kraft for å dekke Johan Sverdrup feltets kraftbehov, i tillegg til det Kårstø allerede dekker. Likevel er kraftproduksjon i gasskraftverk på land mer energieffektive enn offshore gassturbiner. Derfor vil man trenge mindre gass for å dekke samme kraftbehov enn dersom man bruker offshore gassturbiner. I tillegg får man i Norge det meste av kraft fra fornybar vannkraft. I nasjonal sammenheng vil man derfor kunne redusere utslippene. Likevel er det en risiko for at de globale utslippene vil øke som følge av kraft fra land. Osmundsen (2012a) argumenterer selv i sin samfunnsøkonomiske analyse av elektrifisering av offshore installasjoner at

«Drift av petroleumsaktiviteter med kraft fra land frigjør gass som så kan bli eksportert. Dersom hele eller deler av denne gassen går til formål som ikke er regulert av kvoteavtaler vil vi få en netto økning i utslipp som følge av elektrifisering. (...) Å bruke milliarder av kroner på et tiltak der man ikke kan dokumentere reduksjon i globale utslipp er vanskelig å rettferdiggjøre. (...) Dersom kraft fra markedet skal erstatte gassturbiner til havs, vil utslippene fra kraftproduksjon i hovedsak flyttes til utlandet».

Elektrifisering ved kraft fra land vil altså i dette tilfellet ikke medføre reduksjon i globale utslipp, men bare forflytte utslippene fra Norge til utlandet. Prosjekter med kraft fra land vil i

prinsippet ikke ha noen inntektsside (Osmundsen, 2012a). I analysen av kraft fra land ser vi få nyttevirkninger annet enn en reduksjon av CO₂-utslipp nasjonalt. Selv om økt eksport av gass også vil være en realitet ved bruk av havvind, vil man likevel legge et grunnlag for å sikre våre realinvesteringer for fremtiden når oljen går mot slutten. Man vil ved økt bruk av havvind skape verdier ut fra teknologiutvikling og sikre fremtidig posisjonering i et marked preget av økende konkurranse. I tillegg har vi i analysen funnet ut at havvind vil skape mer verdifulle ringvirkninger i industrien enn det kraft fra land gjør, og at nyttesiden til havvind er betydelig større enn ved kraft fra land. Vi har altså større potensial til å realisere et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt med havvind dersom man klarer å kutte kostnadene mer. Det er også forventet å være mulig når man får mer erfaring og teknologien forbedres enda mer. Ved å avløse kullkraftverk i Europa ved å øke bruken av gasskraftverk og fornybare energikilder, vil globale klimagassutslipp likevel bli mindre med kraft fra land og offshore vind (Statoil ASA, 2014a, s. 119).

Økt utbygging av fornybar energi kan ifølge Klima- Og Miljødepartementet (2012, s. 198) «gjennom priseffekter i markedet føre til at annen energiproduksjon reduseres eller at forbruket øker. Økt norsk eksport av havvindteknologi vil derfor kunne bidra til å støtte opp under utbyggingen av fornybar energi i andre land». Norge har allerede mye vannkraftproduksjon. Det er i utgangspunktet en fleksibel kraftressurs som hovedsakelig kan tas ut ved behov. Ved økt bruk av vindkraft i fremtiden, kan det norske vannkraftsystemet bidra til en positiv utjevning av krafttilgangen i Norge og andre land vi har overføringsforbindelser med. Likevel er det slik at økt produksjon av fornybar energi, som igjen fører til redusert produksjon av fossil kraft, kan føre til reduserte kvotepriser (isolert sett). Det kan føre til reduserte insentiver til å gjennomføre utslippsreducerende tiltak i andre sektorer. Likevel er norsk produksjon og forbruk av energi liten i europeisk sammenheng, og effektene av norske tiltak på kvoteprisen er derfor liten (Klima- Og Miljødepartementet, 2012, s. 198).

7.2 Reduksjon i investeringskostnader

Som tidligere nevnt har Osmundsen (2012b, s. 8) bemerket at driftsmarginen i nettet de siste årene har blitt mindre og det er vanskeligere å drifte et kraftsystem på en stabil måte. Det fører til problemer med å få kapasitet i nettet til å gjennomføre nye prosjekter og er et problem som sannsynligvis vil øke i fremtiden. Ved bruk av kraft fra land for å dekke elektrisitetsbehovet til offshore installasjoner vil denne marginen bli enda mindre. Ved

økende bruk av kraft fra havvind til plattformer vil man kunne avlaste dette problemet. I tillegg vil man øke kunnskap rundt havvindteknologien. Med økt fokus på kostnad- og teknologiutvikling forventer Lyse AS (2010) å se en utvikling der investeringskostnadene for vindkraft til havs vil synke med minst 20% innen 2020. Med et teknologiskift, spesielt på turbinsiden, har Lyse AS estimert at vi kan se en ytterligere kostnadsnedgang på 10-20% i forhold til dagens nivå. I tillegg har DNV GL kommet frem til flere eksempler på oljeplattformer hvor det vil lønne seg å investere i flytende vindturbiner fremfor tradisjonelle alternativer, som nye gassturbiner. Teknologien går ut på å koble vindturbiner til plattformer og integrere vanninjiseringsutstyr inn i substrukturen til en flytende havvindturbine. Det er fordi at når oljereservoarer blir gamle må olje og gassoperatører, for å utvinne mer olje, ofte injisere vann for å øke trykket. Denne prosessen er energikrevende, og operatørene må gjøre dyre investeringer for å øke energiforsyningen til plattformen. Dette prosjektet kan løse problemer i både petroleumssektoren og havvindindustrien. Samtidig gjør dette det mulig å deelektrifisere deler av sokkelen ved bruk av flytende vindturbiner. Teknologien kan bli et vendepunkt for flytende turbiner, og det vil være nødvendig å sette i gang et pilotprosjekt i nær fremtid dersom Norge ønsker å få en god posisjon innenfor denne teknologien. Det er allerede lagt planer for et prosjekt som heter *Win win-Wind powered water injection*. På denne måten kan den norske oljeindustrien bidra til å få ned kostnadene for vindteknologi (Nilsen, 2015). Investeringer som gjøres i energisektoren i dag, vil kunne legge grunnlag for utvikling i produksjon, og bruk av energi langt fremover i tid. En reduksjon i investeringskostnadene for havvind på 20% vil ha stor betydning for nåverdien til prosjektet i analysen.

Dersom investeringskostnadene til havvind reduseres med 20% fram til 2020 slik som Lyse AS har estimert, vil det være mye rimeligere å avhjelpe dette problemet med en backup-løsning. Det er fordi at investeringskostnadene for havvind blir såpass mye lavere at det kan være aktuelt å vurdere å bygge en havvindpark i tillegg til en backup-løsning. DNV GL sitt prosjekt, *Win win – Wind powered water injection*, kan være en fin mulighet til å prøve dette i praksis på en kostnadseffektiv måte, før videre investeringer gjøres.

7.3 Intermittencyproblemet og produksjonstap

Et av hovedproblemene ved å elektrifisere plattformer ved hjelp av havvind er at vindkraft ikke produserer jevn energi. Plattformer trenger jevn og forutsigbar kraft. Kombinasjonen av havvind og kraft fra land er, som det kommer frem i analysen, et bedre alternativ enn kun bruk av havvind ved elektrifisering av Johan Sverdrup feltet. Bakgrunnen for det er at

kraftproduksjonen vil avhenge av vindforholdene. Som nevnt tidligere i analysen må vindparken stenge omtrent 74 dager i løpet av et år. Det fører igjen til produksjonsstopp på oljeplattformen. Produksjonstapet genererer en total tapt inntekt på omtrent 5,5 milliarder NOK. Det vil derfor være helt nødvendig med en backup-løsning. Ingen bedrifter vil basere sin produksjon og inntjening på vindforholdene.

Ved å ta utgangspunkt i en feltutbygging som bare baseres på vindkraft vil netto nåverdien til slutt bli -19 779 millioner kroner. Dersom man kan tilby både sikker kraft fra land, i tillegg til vindkraft som dekker det kraftbehovet som kommer over grunnlasten, vil man ta hensyn til problemet med periodisk strømføring. Det betyr at man vil eliminere produksjonstap som kommer av hyppige nedstengninger av feltets produksjon. Netto nåverdien vil i det tilfellet være på -8 112 millioner kroner. Altså vil den samfunnsøkonomiske betydningen bli mye bedre. Det er til tross for at man har bygget ut både en vindpark og en kraft fra land overføring. I utgangspunktet skulle man trodd at kostnadene ville blitt svært høye. Det viser den store kostnaden intermittency bringer med seg, og hvor viktig det er å sørge for at feltet har en backup-løsning

7.4 Subsidier og insentiver i havvindsektoren

Ettersom det er så høye kostnader knyttet til havvindteknologien, er det viktig å kunne redusere kostnadene for at teknologien skal være konkurransedyktig med mer konvensjonell teknologi. Dette kan gjøres via statlige insentiver og subsidier, men det er viktig at subsidiene er der for å øke forskning og utvikling, og vil fjernes etter hvert. Det er viktig for å kunne sørge for en konkurransedyktig næring som ikke overlever kun på grunn av subsidier.

Kverndokk og Rosendahl (2009, s. 10) uttaler selv i deres artikkel at

«Den optimale støtten til klimavennlig teknologi er varierende over tid. (...) stilt overfor et voksende klimaproblem, bør støtten være høyest på et tidlig stadium da profitten ved salg av CO₂-frie teknologier er lavest. Om ikke alle virkemidlene er tilgjengelige i innovasjonsmarkedet, kan det imidlertid være argumenter for å innføre strengere klimapolitikk for å stimulere utvikling og bruk av ny teknologi».

Det vil være behov for insentiver som f.eks. skattelette for å øke utviklingen av havvindteknologien. Som vi så et eksempel på i analysen, ville det gjøre det mye mer bedriftsøkonomisk lønnsomt å investere i en havvindpark. Siden det er bestemt at petroleumsskatteprinsippet ikke skal gjelde for havvindteknologien, må andre løsninger vurderes. Ettersom denne teknologien kan nærme seg en avgjørende fase, er det viktig å få en

klar avgjørelse om hvilke insentivløsninger som skal vurderes, dersom Norge ønsker å posisjonere seg i denne teknologien. Som tidligere nevnt er det anslått at mellom 3 og 12% av investeringene vil havne hos lokale virksomheter. Selv om dette kan svekke insentivene til bedriftene som skal utvikle teknologien, kan det ha stor verdi for distrikter, og føre til verdiskapning i Norge. Det bør myndighetene ta hensyn til i avgjørelsen av insentivordninger for utvikling av havvindteknologien. De valgene som i dag gjøres på disse områdene vil kunne påvirke mulighetene for omstilling på lang sikt.

Forskning og utvikling har positive eksternaliteter ved at det en bedrift utvikler kan en annen bedrift benytte seg av, samtidig som at samfunnet som helhet ofte drar nytte av det. Ettersom det er begrenset levetid på patenter vil gevinsten ved å ta i bruk nye teknologier bare delvis komme tilbake til bedriften som utviklet teknologien (Kverndokk & Rosendahl, 2009). I følge Kverndokk og Rosendahl (2009, s. 11) er den «samfunnsøkonomiske verdien av forskning og utvikling fire ganger større enn den bedriftsøkonomiske. På grunn av dette er det mindre forskning og utvikling enn det som samfunnsmessig er ønskelig». Støtte gjennom subsidier til forskning og utvikling kan være en måte å redusere dette gapet på. Patenter har begrenset levetid og bedriften som utviklet teknologien er derfor avhengig av at teknologien blir brukt nok i perioden bedriften har patentrettighetene. Det er for at bedriften skal kunne tjene penger på teknologien. Støtten til forskning og utvikling bør som tidligere nevnt være høyest i starten når behovet for å bruke teknologien er minst. Det er da bedriften har lavest insentiver til å drive forskning og utvikling, siden gevinsten i løpet av patenttiden er begrenset. Etter hvert som utslippene øker og behovet for utslippsreduksjon vokser, vil salget av teknologien bli større og behovet for støtte vil bli mindre. Det betyr at også forskjellen mellom den bedriftsøkonomiske og den samfunnsøkonomiske gevinsten ved teknologiutvikling blir mindre. Så lenge det er mulig å føre en forsknings- og utviklingspolitikk som korrigerer for svakhetene i innovasjonsmarkedet, er det ikke behov for å ha en strengere klimapolitikk enn det klimaproblemet skulle indikere (Kverndokk & Rosendahl, 2009).

Per dags dato har Norge ikke noen gode støtteordninger som kan bidra til å øke interessen for bedrifter å bygge ut vindkraft. Det vil være nødvendig hvis utbygging skal skje. Det vil si at dette er et politisk spørsmål også som må besvares. Vil Norge satse på havvind kreves det politisk vilje og bevilgninger til dette. Vi mener at det kan være viktig for Norge å investere i offshore vindkraft. Dette er fordi oljen som Norge i stor grad har blitt avhengig av ikke er en evigvarende ressurs og vil en gang ta slutt. Hva skal Norge leve av da? Norge kan i

det lange løp tjene på å investere og bygge ut havvind slik at Norge øker kompetansen innen dette området, og ikke får en for brå omstilling når oljen en gang tar slutt. Det er ideelt med mer forskning og utvikling innen denne næringen for at bruk av flytende havturbiner kan bli reelt på et rent kommersielt plan.

7.5 Leakage og displacement

I teorien finnes det ingen sysselsettingsvirkninger ved full sysselsetting. Det er fordi at i et perfekt marked vil alle ha en jobb, og en ny arbeidsplass som genereres vil komme på bekostning av en annen arbeidsplass. I Norge er det høy sysselsettingsrate. Det betyr at det mest sannsynligvis vil oppstå mange arbeidsplasser som kommer på bekostning av gamle arbeidsplasser i forbindelse med bygging av vindparken. I analysen har vi tatt hensyn til en displacementrate på 50%. Dette kan likevel være for lavt og det er mye usikkerhet rundt dette temaet, noe vi har sett på i fase 6. I tillegg har vi tatt utgangspunkt i 10% leakage. Det betyr at 10% av alle arbeidsplassene vil tilfalle noen som ikke bor i analysens område, som i dette tilfellet er Norge. Denne antakelsen har vi holdt konstant på 10%. Det er mulig at også dette tallet er for lavt, siden mye av leverandørindustrien holder til i utlandet. Likevel er det slik at Norge har mange små entreprenørbedrifter som kan ha stort potensiale innenfor offshore vindkraftnæringen. Ved å holde leakage konstant på 10% ønsker vi å fremheve hvor viktig det er at det satses i Norge, og at det kan ha stor betydning for hvordan Norge vil posisjonere seg i fremtiden innenfor denne teknologien.

7.6 Er det olje- og gassnæringen som har best forutsetninger for å utvikle vindkraft?

Det er mange likheter mellom offshore vindkraft (spesielt flytende turbiner) og prosjekter som utføres i olje- og gassindustrien. Bedrifter med mye kunnskap om utbygging og drift av prosjekter offshore og marine teknologier har et godt utgangspunkt til å bidra til utbygging av vindkraft offshore. Ideelt sett kan det være en naturlig utvikling eller videreutvikling av petroleumsnæringens teknologi og kunnskap. Oljeselskapene har mye erfaring og kunnskap å bygge videre på, og det kan være denne næringen som har best utgangspunkt for utbygging av vindkraft offshore. Norge har en stor olje- og gassindustri, og mye kunnskap innen dette feltet. Dermed har Norge gode forutsetninger for å utvikle offshore vindkraft (Matre, 2010).

Bakgrunnen for resonnetet ovenfor er at det er en del likhetstrekk mellom olje- og gassindustrien (blant annet utbygging av oljefelt) og offshore vindkraft. Det er langsiktighet

(prosjekter som tar lang tid å bygge), det er store investeringskostnader og det går lang tid fra investeringen gjøres til det generer en positiv kontantstrøm. På bakgrunn av dette er det stor risiko i slike prosjekter (Matre, 2010). Bedrifter lærer underveis mens de bygger og utvikler offshore installasjoner, og har man gjort noen feilvurderinger skaper dette lærdom. Derfor kan det være at disse bedriftene har best forutsetning for å vurdere lønnsomhet ved offshore vindkraft og kjenner bedre til ulike tekniske løsninger. Likevel har olje- og gassnæringen en kultur for å være en høykostnæring. Det er derfor ikke sikkert at det er denne næringen som har best vilkår for utvikling og vekst av vindkraftteknologien. Entreprenører med liten «olje bagasje» kan ha bedre forutsetninger for å utvikle denne teknologien. Det er derfor ikke sikkert at det er olje- og gassnæringen som har best forutsetninger for å utvikle vindkraft, selv om det er mange likheter mellom disse to næringene.

8.0 Konklusjon

I forbindelse med denne analysen har vi sett på om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å utvikle en vindpark i forbindelse med elektrifisering av Johan Sverdrup feltet. Vi har startet hele analysen med bakgrunnsinformasjon om vindkraftteknologien, klimapolitikk, trender i vindkraftindustrien, en beskrivelse av metoden vi har brukt i analysen vår, før vi gikk over til en beskrivelse av norsk sokkel og Johan Sverdrup feltet. I kapittel 6 gikk vi over til selve analysen. Til slutt har vi foretatt en diskusjon rundt resultatene vi har kommet frem til i analysen.

I analysen har vi sammenlignet vindkraft opp mot kraft fra land, som i vårt tilfelle har vært nullalternativet. Vi har sett på nyttevirksomheter og kostnadsvirkninger, og netto nåverdien man står igjen med etter at vi har trukket alle kostnader fra nyttevirksomhetene. Vi kan også kalle dette et differanseprosjekt. Vi har også utført en tilleggsanalyse hvor vi har kraft fra land i fase 1, og installerer havvindkraft i fase 2.

Vi har kommet frem til at vindkraft til havs er et kostbart prosjekt, og vil derfor ikke være lønnsomt å bygge ut per i dag. Vi har likevel funnet at de samfunnsøkonomiske nyttevirksomhetene rundt dette prosjektet er mye høyere enn for prosjekter som dekkes med kraft fra land. Det vil si at dersom vi får kuttet kostnadene mer, vil det være større potensiale for at vindkraftprosjektet vil være mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn det kraft fra land er. Det er mer lønnsomt å installere vindkraft i fase 2 enn å elektrifisere hele feltet med vindkraft. Vi mener derfor at vindkraft er et viktig satsingsområde for å kunne få full realisasjon av lærekurven og derfor reduksjon av kostnadene.

Det er gjort lite empirisk forskning på akkurat dette temaet, og det er derfor mangelfull datatilgang på enkelte området. Vi har i forbindelse med verdsetting av sysselsettingsvirkninger ved havvindparken tatt utgangspunkt i en rapport som er utviklet i forbindelse med Hywind Scotland prosjektet av Statoil, og justert for MW installert. Det er likevel ikke sikkert at alt kan overføres direkte til Norge og tiltaket i denne analysen. I tillegg er det mye usikkerhet og begrenset mulighet til å kvantifisere miljø- og fordelingsvirkninger. Disse faktorene gjenspeiler en svakhet i analysen vår. Likevel håper vi at dette kan vekke interesse, og at det vil fokuseres mer på dette temaet i fremtiden.

Vi har i hovedanalysen antatt at vindparken skal være klar til fase 1 i utbygging av Johan Sverdrup feltet. I tillegg lurte vi på om vindkraft kunne være en aktuell løsning for fase

2? Hvis det allerede er lagt en kraftkabel til offshore installasjonen, ligger det til rette for at vindkraft gradvis kan innføres i fremtiden. På grunn av at det er mye usikkerhet rundt dette prosjektet, vil det gjerne være mer ønskelig for utbygger å gjennomføre en gradvis innføring og ikke forplikte seg til utbygging av en vindpark som skal dekke hele kraftbehovet til Johan Sverdrup feltet. Derfor gjennomførte vi en ekstra analyse for å se på akkurat dette. I fremtiden kunne det vært interessant om noen gjorde en ny analyse hvor vindkraft installeres i fase 2. Kostnadene vil sannsynligvis synke i fremtiden, og det ville vært interessant å se hvordan det samfunnsøkonomiske resultatet vil være om noen år.

Litteraturliste

- 4c Offshore. (2015). Windfloat - phase 1 Lastet ned 05.05.2015, 2015, fra <http://www.4c offshore.com/windfarms/windfloat---phase-1-portugal-pt01.html>
- Bergmann, A., Hanley, N. & Wright, R. (2006). Valuing the attributes of renewable energy investments. *Energy Policy*, 34(9), 1004-1014. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.035>
- Direktoratet for Økonomistyring. (2014). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke AS.
- Drèze, J. & Stern, N. (1987). The theory of cost-benefit analysis. Lastet ned fra <http://personal.lse.ac.uk/sternn/040NHS.pdf>
- Drivenes, A., Eirum, T., Johnson, N. H., Mindeberg, S. K., Lunde, S., Udem, L. S., . . . Voksø, A. (2010). Havvind *Forslag til utredningsområder*: NVE.
- Enova. (2014). Etablering av vindkraft i Norge. *Vindkraftbrosjyre*. Lastet ned fra <http://www.enova.no/innsikt/rapporter/etablering-av-vindkraft-i-norge/utvikling-krever-investeringer/etablering-av-vindkraft-i-norge-utvikling-krever-investeringer/868/1871/>
- European Wind Energy Association. (2013). Deep water. *The next step for offshore wind energy*. Lastet ned fra http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Deep_Water.pdf
- European Wind Energy Association. (2014). The european offshore wind industry - key trends and statistics 1st half 2014. Lastet ned fra http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/European_offshore_statistics_1st-half_2014.pdf
- European Wind Energy Association. (2015). The european offshore wind industry - key trends and statistics 2014 Lastet ned fra <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Offshore-Statistics-2014.pdf>
- Finansdepartementet. (2015). *Skatter, avgifter og toll 2015*. Regjeringen Lastet ned fra http://www.statsbudsjettet.no/upload/Statsbudsjett_2015/dokumenter/pdf/skatt.pdf.
- Global Wind Energy Council. (2012). Global offshore Lastet ned 25.01.2015, 2015, fra <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/07/Global-Offshore-2012.pdf>
- Global Wind Energy Council. (2013). Global offshore Lastet ned 19.02.2015, fra <http://www.gwec.net/global-figures/global-offshore/>
- Green, R. & Vasilakos, N. (2011). The economics of offshore wind. *Energy Policy*, 39(2), 496-502. doi: 10.1016/j.enpol.2010.10.011
- Grimen, B. (2010, 11.05.2010). Statoil legger ned hydrogenanlegget Lastet ned 12.02.2015, fra <http://www.nrk.no/rogaland/statoil-legger-ned-hydrogenanlegget-1.7119102>
- Heptonstall, P., Gross, R., Greenacre, P. & Cockerill, T. (2012). The cost of offshore wind: Understanding the past and projecting the future. *Energy Policy*, 41(0), 815-821. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.050>
- Hirth, M. L. (2015, 08.04.2015). Vil elektrifisere Utsira med havvind Lastet ned 14.04.2015, fra <http://www.sysla.no/2015/04/08/fornybar/vil-elektrifisere-utsira-med-havvind/>
- Høie, H. & Thovsen, K. B. (2015, 20.01.2015). Utslipp av klimagasser, 190-2013, endelige tall Lastet ned 13.03.2015, fra <http://ssb.no/klimagassn/>
- International Energy Agency. (2013). Technology roadmap. Wind energy.
- Jensen, T., Haugen, S. & Magnussen, I. (2003). Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter. Lastet ned fra

- <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202003/Håndbok%202003/Trykkefil%20håndbok%201-03.pdf>
- Klima- Og Miljødepartementet. (2012). *Norsk klimapolitikk*. (21). Regjeringen Lastet ned fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/aa70cfe177d2433192570893d72b117a/no/pdfs/stm201120120021000dddpdfs.pdf>
- Korpås, M., Warland, L., He, W. & Tande, J. O. G. (2012). A case-study on offshore wind power supply to oil and gas rigs. *Energy Procedia*, 24(0), 18-26. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.06.082>
- Krueger, A. D., Parsons, G. & Firestone, J. (2011). Valuing the visual disamenity of offshore wind power projects at varying distances from the shore: An application on the Delaware shoreline. *Land Econ.*, 87(2), 268-283.
- Kverndokk, S. & Rosendahl, K. E. (2009, 13.04.2015). Sammenhengen mellom klima- og foug-politikk. *Samfunnsøkonomen*, 7.
- Ladenburg, J. & Dubgaard, A. (2007). Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark. *Energy Policy*, 35(8), 4059-4071. doi: [10.1016/j.enpol.2007.01.023](http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.023)
- Larsen, E. (2015, 13.02.2015). Planene for gigantfunnet er klare Lastet ned 24.03.2015, fra <http://www.nrk.no/rogaland/planene-for-gigantfunnet-er-klare-1.12206141>
- Laukhammer, V. (2014, 11.02.2014). Driv Utsirahøyden med offshore vind Lastet ned 07.05.2015, 2015, fra <http://energiogklima.no/kommentar/driv-utsirahoyden-med-offshore-vind/>
- Laura, C.-S. & Vicente, D.-C. (2014). Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms. *Renewable Energy*, 66(0), 41-48. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.002>
- Lie, Ø. (2012, 23.02.2012). Vil ha 78 prosent skattefradrag Lastet ned 12.02.2015, fra <http://www.tu.no/kraft/2012/02/22/vil-ha-78-prosent-skattefradrag>
- Lie, Ø. (2015, 27.02.2015). Kunne satt produksjonsrekord, men servicebåten kom seg ikke ut på to måneder Lastet ned 05.03.2015, fra <http://e24.no/energi/kunne-satt-produksjonsrekord-men-servicebaaten-kom-seg-ikke-ut-paa-to-maaneder/23405014>
- Lindholt, L. & Rosendahl, K. E. (2013, 08.04.2013). Små oljefelt gir høye utslipp Lastet ned 05.03.2015, fra http://www.umb.no/statisk/ior/diverse/pages_from_debatt_om_smaa_oljefelt_lindholt_og_rosendahl_dn_april_20132.pdf
- Lyse AS (2010). Oppdatering av mulighetsstudie *Vurdering av vindkraft offshore til reduksjon av klimagassutslipp*.
- Lyse Elnett AS (2015, 2015). Effektmålt overføring Lastet ned 24.03.2015, 2015, fra <http://www.lysenett.no/elnett/nettleiepriser/effektmaalt-overfoering-article13996.html>
- Matre, M. D. (2010). *Vindkraft offshore, utvikling og investering*. Master, Universitetet i Stavanger, Bibsys.
- Meteorologisk Institutt & Nrk. (2015, 25.03.2015). Utsira fyr målestasjon Lastet ned 25.03.2015, 2015, fra http://www.yr.no/sted/Norge/Rogaland/Utsira/Utsira_fyr_malestasjon/statistikk.html
- Miljødirektoratet. (2013, 11.01.2013). Klimakvoter Lastet ned 02.03.2015, fra <http://www.miljostatus.no/klimakvoter>
- Miljødirektoratet. (2015). Kvotepreis for beregning av årlig CO₂-kompensasjon Lastet ned 26.01.2015, fra <http://www.miljodirektoratet.no/no/Tema/klima/CO2-priskompensasjon/Kvotepreis-for-stottearet-2014/>
- Musial, W., Butterfield, S. & Ram, B. (2006). *Energy from offshore wind*. Paper presentert på Offshore Technology Conference, Houston, Texas.

- <http://www.offshorecenter.dk/log/bibliotek/Energy%20from%20offshore%20wind.PDF>
- National Renewable Energy Laboratory. (2010). Large-scale offshore wind power in the United States. Assessment of opportunities and barriers.
- Nilsen, J. (2015, 20.01.2015). Dnv gl: Nå kan det lønne seg med flytende havvind til oljeplattformer Lastet ned 07.05.2015, 2015, fra http://www.tu.no/kraft/2015/01/20/dnv-gl-na-kan-det-lonne-seg-med-flytende-havvind-til-oljeplattformer?utm_source=newsletter-2015-01-20&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter
- Norges Vassdrags- Og Energidirektorat. (2010). *Offshore wind power in Norway. Proposed areas for strategic environmental assessment*. Lastet ned fra http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202010/Havvind_ENG_K3.pdf.
- Norges Vassdrags- Og Energidirektorat, Norges Forskningsråd & Innovasjon Norge. (2014). Ressursgrunnlag Lastet ned 04.05.2015, fra <http://www.fornybar.no/vannkraft/ressursgrunnlag>
- Norsk Vindkraftforening & Energi Norge. (2014a, juli 2014). Brukstid og kapasitetsfaktor Lastet ned 16.03.2015, fra <http://www.vindportalen.no/teori/brukstid-og-kapasitetsfaktor.aspx>
- Norsk Vindkraftforening & Energi Norge. (2014b, august 2014). Elsertifikater Lastet ned 16.03.2015, fra <http://www.vindportalen.no/elsertifikater.aspx>
- Norsk Vindkraftforening & Energi Norge. (2014c, august 2014). Kostnader og investering Lastet ned 19.03.2015, fra <http://www.vindportalen.no/oekonomi/kostnader-og-investering.aspx>
- Norsk Vindkraftforening & Energi Norge. (2014d). Laging av elektrisk energi Lastet ned 12.02.2015, fra <http://www.vindportalen.no/teori/lagring-av-elektrisk-energi.aspx>
- Norsk Vindkraftforening & Energi Norge. (2014e, august 2014). Lokale ringvirkninger Lastet ned 24.03.2015, fra <http://www.vindportalen.no/oekonomi/lokale-ringvirkninger.aspx>
- Ntb. (2013, 11.02.2014). Norsk olje verre enn tjæresand Lastet ned 05.03.2015, fra <http://www.dn.no/nyheter/energi/2013/06/19/norsk-olje-verre-enn-tjaeresand?service=print>
- Nyborg, K. (1995). Nytte-kostnadsanalyser og politiske vurderinger. *Økonomiske analyser*. Lastet ned fra http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/178329/Nyborg%20_%20OA%20nr%207_1995%20Nytte-kostanalyser.pdf?sequence=1
- Olje- Og Energidepartementet. (2013). *Fakta. Energi- og vannressurser i Norge*. Lastet ned fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/faktaheftet/fakta_energi_og_vannressurs.pdf.
- Olje- Og Energidepartementet. (2014). *Fakta 2014*. Regjeringen Lastet ned fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/faktaheftet/fakta2014_og/fakta_2014_no_netto.pdf
- Osmundsen, P. (2012a). Elektrifisering som klimatiltak? En samfunnsøkonomisk analyse. *Samfunnsøkonomen*, (nr 1 2012). Lastet ned fra <http://samfunnsokonomene.no/magasin/samfunnsokonomene-nr-1-2012/?view=xml&id=samfunnsok-2012-1-v02-505>
- Osmundsen, P. (2012b). Landkraft til havs: Hvem er det som spør? *Praktisk økonomi & finans*, 29(02), 71-83.

- Pöyry Management Consulting (Norway) AS (2011). Co₂-emissions effect og electrification (s. 1-103).
- Ren 21. (2014). Global status report. *Renewables 2014*, 216. Lastet ned fra http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full%20report_low%20res.pdf
- Rosvold, K. A. (2014, 26.03.2014). Forbruksavgift på elektrisk kraft Lastet ned 24.03.2015, fra https://snl.no/forbruksavgift_på_elektrisk_kraft
- Rosvold, K. A. & Hofstad, K. (2009, 07.10.2014). Fornybare energikilder Lastet ned 03.03.2015, fra https://snl.no/fornybare_energi_kilder
- Senter for Statlig Økonomistyring. (2010). Håndbok for samfunnsøkonomiske analyser. *Veileder*, (1. opplag). Lastet ned fra http://dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Haandbok_for_samfunnsokonomiske_analyser.pdf
- Sidelnikova, M., Weir, D. E., Groth, L. H., Nybakke, K., Stensby, K. E., Langseth, B., . . . Qureshy, T. H. (2015). Kostnader i energisektoren. I D. E. Weir (red.), *Kraft, varme og effektivisering*.
- Smelror, M. (2014, 22.10.2014). Ønsker nasjonal strategi i dyphavet Lastet ned 02.03.2015, fra http://www.geo365.no/wp-content/uploads/2014/10/711x766_Norges-areal.jpg
- Snyder, B. & Kaiser, M. (2009). Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. *Renew. Energy*, 34(6), 1567-1578. doi: 10.1016/j.renene.2008.11.015
- Ssb. (2012, 20.11.2014). Begreper i nasjonalregnskapet Lastet ned 26.05.2015, 2015, fra <https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/begreper-i-nasjonalregnskapet#Bruttoprodukt>
- Statkraft. (2014). Vindkraft i Storbritannia Lastet ned 13.03.2015, fra http://www.statkraft.no/energi_kilder/vindkraft/vindkraft-i-storbritannia/
- Statoil ASA. (2008, 08.05.2014). Dogger bank Lastet ned 13.03.2015, fra <http://www.statoil.com/no/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/DoggerBank1/Pages/DoggerBank.aspx>
- Statoil ASA. (2009, 17.06.2014). Hywind demo Lastet ned 02.02.2015, fra <http://www.statoil.com/no/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/Hywind/Pages/HywindPuttingWindPowerToTheTest.aspx>
- Statoil ASA. (2014a). Johan Sverdrup - kraft fra land. Pad del 2 - konsekvensutredning.
- Statoil ASA. (2014b). Søknad om anleggskonsesjon etter energiloven, og ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse etter oreigningslova. *Johan Sverdrup - Kraft fra land*.
- Statoil ASA. (2015, 02.03.2015). Johan Sverdrup - en gigantisk verdiskaper Lastet ned 05.03.2015, fra <http://www.statoil.com/no/Johan-Sverdrup/Pages/Johan-Sverdrup-Feltet.aspx>
- Statoil ASA. Johan Sverdrup field centre Lastet ned 24.03.2015, fra <http://fotoweb.statoil.com/fotoweb/preview.fwx?position=12&archiveType=ImageFolder&sorting=ModifiedTimeAsc&search=johan%20sverdrup&fileId=EEC944E9CA72F3D7021BF0FC096970CB95B5D5E74C853811A8036834A16D6A90D3601CCB4196A23CAC1CD3BC847B51F751E1341C60FBD39883D9A6E5C7E80280F0A69D29E1840B28493930F1C9EF8B760C54EB9418E70AF303329774869053A4F263D96C9F283194A76E8C9CEBEAD2CE2997AEBD884BF385906C8286493F6C15761110EA7B7CE3D3D88C205F33A203243492B29CB396ED9374382135A113F31CDBDE58CE5327ACAAD705EB6CC702F69359E4460E0BB16A87F032517B1EF81A4E8B7A53504E80256EAA8FA822260858EB7807333DF8FC6FF003B24A5967A8F25B263BC961B810445D55689DF33D157B986F7D48619ABD7998&>

- Taraldsen, L. (2014, 01.10.2014). Tidslinje: Slik ble solnedgang snudd til optimisme på Sverdrup Lastet ned 05.03.2015, fra http://www.tu.no/petroleum/2014/10/01/tidslinje-slik-ble-solnedgang-snudd-til-optimisme-pa-sverdrup?utm_source=newsletter-2014-10-02&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter
- Thingbø, A. (2015). [Personlig kommunikasjon].
- Timilsina, G., Van Kooten, G. & Narbel, P. A. (2013). Global wind power development: Economics and policies. *Energy Policy*, 61, 642-652. doi: 10.1016/j.enpol.2013.06.062
- Tveitdal, S. (2012, 29.12.2012). Klimakrisen og togradersmålet Lastet ned 24.03.2015, fra <http://energiogklima.no/kommentar/klimakrisen-og-togradersmalet/>
- Ulla, T. I. (2014). *Kommersialisering av Hywind - i et marked i utvikling*. Paper presentert på Enovakonferansen 2014 - Det Grønne Gullet.
- Valmot, O. R. (2009). Lagring av energi fra fornybare kilder Lastet ned 12.02.2015, fra <http://www.tu.no/innsikt/energi/2009/06/10/lagring-av-energi-fra-fornybare-kilder>
- Vinjar, A. & Rosvold, K. A. (2009, 23.01.2015). Elektrisitet - elektrisitetsforsyning Lastet ned 04.03.2015, fra <https://snl.no/elektrisitet%2Felektrisitetsforsyning>
- Wikipedia. (2013, 4.4.2013). Den europeiske unions rammeprogram Lastet ned 29.05.2015, 2015, fra http://no.wikipedia.org/wiki/Den_europeiske_unions_rammeprogram
- Wüstemeyer, C., Madlener, R. & Bunn, D. W. (2015). A stakeholder analysis of divergent supply-chain trends for the european onshore and offshore wind installations. *Energy Policy*, 80, 36-44. doi: 10.1016/j.enpol.2015.01.017
- Xodus Group & Anatec. (2013). Hywind Scotland Pilot Park Project - EIA Scoping Report. Statoil.

VEDLEGG 1

Beregning av strømkostnader

Per år blir forbruket omtrent $\frac{201600kw}{50\text{år}} = 4032KW$

Per år: $24 \times 365 = 8760$ timer

$4032KW \times 8760t = 35\,320\,320KWh$ årlig kraftforbruk

Årlige strømkostnader bli da: $35\,320\,320\,KWh \times 0,236 = 8\,335\,596\,NOK$

VEDLEGG 2

Konstruksjons – og installasjonsfasen

Det er brukt en kronekurs på 12 kr.

	30 MW Hywind Scotland prosjekt	444 MW Vindpark i forbindelse med Johan Sverdrup feltet
Direkte innvirkning fra prosjektet:	78 midlertidige jobber over to år som er tilnærmet lik 39 fulltidsjobber. Dette er estimert til å generere 5.6 millioner GBP GVA ⁷ .	39 arbeidsplasser/30MW= 1.3 arb.pl/MW . $1.3 * 444 \text{ MW} = 577$ fulltidsarbeidsplasser $5\,600\,000 \text{ GBP}/39 \text{ arb.pl} = 151\,282 \text{ GBP}$ pr arbeider $151282*12=1\,815\,385 \text{ NOK}$ per arbeider. Total GVA: $577*1\,815\,385 = 1\,047\,477\,145 \text{ NOK} = 1 \text{ mrd. NOK GVA over to år}$
Indirekte innvirkning på leverandørmarkedet	436 midlertidige jobber over to år som er tilnærmet lik 218 fulltidsjobber dersom all jobb gjennomføres i landet. Dette genererer 31 millioner GBP GVA	218 arbeidsplasser/30 MW= 7,3 arb.pl/MW $7.3 \text{ arb.pl/MW} * 444 \text{ MW} = 3241 \text{ arb.pl}$ $31\,000\,000 : 218 = 142\,202 \text{ GBP}$ pr. arbeider. $142202*12 = 1\,706\,422 \text{ kr}$ pr. arbeider Total GVA: $3241*1\,706\,422 = 5\,530\,513\,702 \text{ kr} = 5,5 \text{ mrd. NOK}$
Konsumvirkninger	75 nye fulltidsarbeidsplasser i andre bransjer grunnet økt konsum fra arbeidernes husholdning. Dette genererer 21 millioner GBP i området og i landets økonomi	$75 \text{ arb.pl}/30\text{MW} = 2.5 \text{ arb.pl/MW}$ $2.5 \text{ arb.pl} * 444 = 1110 \text{ arb.pl}$ $21\,000\,000 / 75 \text{ arb.pl} = 280\,000 \text{ GBP}$ pr. arbeider. $280\,000 * 12 = 3\,360\,000 \text{ kr}$. Pr arbeider. Total GVA: $1110 * 3\,360\,000 = 3\,729\,600\,000 \text{ NOK} = 3,7 \text{ mrd. NOK}$.

⁷ Bruttoprodukt

VEDLEGG 3

Drift og vedlikeholdsfasen

(Det antas en kronekurs på 12 kr)

Basert på data fra Statoil antas det at det vil genereres 0,5 arbeidsplasser for hver MW installert, både for direkte jobber og indirekte jobber.

Direkte gir dette $444 \times 0,5 = 222$ arbeidsplasser

Indirekte gir dette $444 \times 0,5 = 222$ arbeidsplasser

Totalt har vi da 444 arbeidsplasser som genereres direkte og indirekte i driftsfasen.

For Hywind Scotland er det estimert at det vil genereres 27 fulltidsplasser totalt (direkte og indirekte ekskl. konsumvirkninger). Dette er igjen estimert til å generere 2 millioner GBP GVA pr år. For vindparken ved Johan Sverdrup feltet vil dette bety at:

$2\,000\,000 / 27 = 74\,074$ GBP/arb.pl/år

$74\,074 \text{ GBP} \times 12 = 888\,889$ NOK/arb.pl/år

Totalt gir dette $888\,889 \text{ kr} \times 444 = 394\,666\,716$ GVA pr år over hele vindparkens levetid.

Konsumvirkninger i denne fasen er estimert i Hywind Scotlands tilfelle å generere 12 fulltidsplasser som igjen gir 0.9 millioner GBP i GVA.

Dette betyr at det vil genereres 0.4 arb.pl/MW(12/30MW)

For vindparken i vår oppgave betyr dette at vi får generert $444 \times 0.4 = 178$ arbeidsplasser i Norge.

Videre betyr det at det genereres $900\,000 \text{ GBP} / 12 \text{ arb.pl.} = 75\,000$ GBP/arb.pl.

$75\,000 \times 12 = 900\,000$ kr/arb.pl.

Total GVA/år blir da $900\,000 \times 178 = 160\,200\,000$ kr.

VEDLEGG 4

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
24. mars 2015	9,5 m/s	3,6 m/s
23. mars 2015	12,3 m/s	7,7 m/s
22. mars 2015	14,3 m/s	11,2 m/s
21. mars 2015	10,6 m/s	6,7 m/s
20. mars 2015	9,8 m/s	6,6 m/s
19. mars 2015	5,0 m/s	3,5 m/s
18. mars 2015	5,7 m/s	3,0 m/s
17. mars 2015	11,9 m/s	7,0 m/s
16. mars 2015	12,8 m/s	9,0 m/s
15. mars 2015	8,2 m/s	3,3 m/s
14. mars 2015	4,1 m/s	2,9 m/s
13. mars 2015	16,1 m/s	8,1 m/s
12. mars 2015	19,3 m/s	8,8 m/s
11. mars 2015	15,5 m/s	8,8 m/s
10. mars 2015	24,9 m/s	16,2 m/s
9. mars 2015	17,1 m/s	11,3 m/s
8. mars 2015	14,1 m/s	7,6 m/s
7. mars 2015	17,8 m/s	11,3 m/s
6. mars 2015	12,8 m/s	9,0 m/s
5. mars 2015	11,9 m/s	8,2 m/s
4. mars 2015	10,4 m/s	4,8 m/s
3. mars 2015	11,9 m/s	5,7 m/s
2. mars 2015	12,6 m/s	7,1 m/s
1. mars 2015	21,6 m/s	14,1 m/s
28. februar 2015	17,4 m/s	13,7 m/s
27. februar 2015	10,7 m/s	8,4 m/s
26. februar 2015	25,5 m/s	14,4 m/s
25. februar 2015	11,7 m/s	6,4 m/s
24. februar 2015	20,1 m/s	11,5 m/s
23. februar 2015	21,0 m/s	13,6 m/s
22. februar 2015	15,8 m/s	11,2 m/s
21. februar 2015	12,0 m/s	6,7 m/s

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
20. februar 2015	12,2 m/s	8,2 m/s
19. februar 2015	13,8 m/s	9,7 m/s
18. februar 2015	16,6 m/s	9,6 m/s
17. februar 2015	19,9 m/s	13,3 m/s
16. februar 2015	20,1 m/s	17,5 m/s
15. februar 2015	14,0 m/s	10,8 m/s
14. februar 2015	12,2 m/s	5,3 m/s
13. februar 2015	11,8 m/s	9,4 m/s
12. februar 2015	10,0 m/s	6,2 m/s
11. februar 2015	9,8 m/s	7,1 m/s
10. februar 2015	11,3 m/s	7,4 m/s
9. februar 2015	12,5 m/s	8,0 m/s
8. februar 2015	25,0 m/s	12,6 m/s
7. februar 2015	24,1 m/s	15,9 m/s
6. februar 2015	7,8 m/s	3,4 m/s
5. februar 2015	9,0 m/s	6,8 m/s
4. februar 2015	6,6 m/s	3,9 m/s
3. februar 2015	16,6 m/s	8,4 m/s
2. februar 2015	16,1 m/s	10,8 m/s
1. februar 2015	17,0 m/s	10,6 m/s
31. januar 2015	18,8 m/s	10,0 m/s
30. januar 2015	19,5 m/s	15,3 m/s
29. januar 2015	18,6 m/s	12,9 m/s
28. januar 2015	13,7 m/s	10,9 m/s
27. januar 2015	12,4 m/s	8,0 m/s
26. januar 2015	13,6 m/s	8,2 m/s
25. januar 2015	13,9 m/s	8,3 m/s
24. januar 2015	18,2 m/s	10,4 m/s
23. januar 2015	19,7 m/s	13,8 m/s
22. januar 2015	9,0 m/s	5,5 m/s
21. januar 2015	11,8 m/s	8,7 m/s
20. januar 2015	11,6 m/s	8,1 m/s
19. januar 2015	8,3 m/s	5,1 m/s
18. januar 2015	11,7 m/s	3,4 m/s

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
17. januar 2015	20,5 m/s	13,8 m/s
16. januar 2015	---	18,8 m/s
15. januar 2015	---	18,7 m/s
14. januar 2015	---	14,1 m/s
13. januar 2015	---	15,7 m/s
12. januar 2015	24,5 m/s	20,2 m/s
11. januar 2015	31,2 m/s	15,0 m/s
10. januar 2015	33,7 m/s	21,0 m/s
9. januar 2015	15,5 m/s	9,2 m/s
8. januar 2015	17,9 m/s	---
7. januar 2015	---	12,7 m/s
6. januar 2015	17,2 m/s	13,7 m/s
5. januar 2015	---	---
4. januar 2015	---	---
3. januar 2015	---	---
2. januar 2015	---	---
1. januar 2015	---	---
31. desember 2014	9,0 m/s	7,2 m/s
30. desember 2014	10,7 m/s	5,5 m/s
29. desember 2014	---	9,8 m/s
28. desember 2014	---	---
27. desember 2014	---	---
26. desember 2014	---	---
25. desember 2014	11,4 m/s	7,1 m/s
24. desember 2014	12,5 m/s	6,4 m/s
23. desember 2014	---	---
22. desember 2014	---	---
21. desember 2014	---	---
20. desember 2014	---	---
19. desember 2014	---	---
18. desember 2014	---	---
17. desember 2014	---	---
16. desember 2014	---	---
15. desember 2014	---	---

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
14. desember 2014	---	---
13. desember 2014	---	---
12. desember 2014	---	---
11. desember 2014	24,6 m/s	14,9 m/s
10. desember 2014	24,0 m/s	17,1 m/s
9. desember 2014	24,6 m/s	12,8 m/s
8. desember 2014	18,3 m/s	10,3 m/s
7. desember 2014	16,5 m/s	11,2 m/s
6. desember 2014	15,7 m/s	10,2 m/s
5. desember 2014	13,7 m/s	9,0 m/s
4. desember 2014	7,8 m/s	4,6 m/s
3. desember 2014	9,2 m/s	5,7 m/s
2. desember 2014	18,4 m/s	8,7 m/s
1. desember 2014	18,7 m/s	15,3 m/s
30. november 2014	15,9 m/s	9,1 m/s
29. november 2014	---	10,6 m/s
28. november 2014	13,8 m/s	10,7 m/s
27. november 2014	---	10,0 m/s
26. november 2014	11,3 m/s	7,7 m/s
25. november 2014	9,4 m/s	4,4 m/s
24. november 2014	13,0 m/s	8,8 m/s
23. november 2014	18,0 m/s	10,3 m/s
22. november 2014	---	10,1 m/s
21. november 2014	10,5 m/s	7,3 m/s
20. november 2014	4,6 m/s	3,1 m/s
19. november 2014	7,4 m/s	3,7 m/s
18. november 2014	11,1 m/s	5,2 m/s
17. november 2014	10,7 m/s	6,6 m/s
16. november 2014	13,1 m/s	8,6 m/s
15. november 2014	---	9,7 m/s
14. november 2014	12,9 m/s	9,6 m/s
13. november 2014	16,5 m/s	10,9 m/s
12. november 2014	15,5 m/s	10,4 m/s
11. november 2014	9,1 m/s	6,7 m/s

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
10. november 2014	16,4 m/s	8,4 m/s
9. november 2014	18,6 m/s	12,6 m/s
8. november 2014	20,4 m/s	12,9 m/s
7. november 2014	21,5 m/s	16,6 m/s
6. november 2014	19,9 m/s	12,5 m/s
5. november 2014	11,6 m/s	6,2 m/s
4. november 2014	---	8,9 m/s
3. november 2014	---	---
2. november 2014	17,1 m/s	11,3 m/s
1. november 2014	16,8 m/s	11,4 m/s
31. oktober 2014	13,7 m/s	10,8 m/s
30. oktober 2014	9,0 m/s	6,3 m/s
29. oktober 2014	14,7 m/s	7,8 m/s
28. oktober 2014	18,6 m/s	12,5 m/s
27. oktober 2014	18,7 m/s	11,2 m/s
26. oktober 2014	20,3 m/s	17,2 m/s
25. oktober 2014	16,8 m/s	13,0 m/s
24. oktober 2014	15,5 m/s	9,7 m/s
23. oktober 2014	14,4 m/s	11,9 m/s
22. oktober 2014	19,4 m/s	9,7 m/s
21. oktober 2014	17,2 m/s	11,6 m/s
20. oktober 2014	16,6 m/s	10,2 m/s
19. oktober 2014	15,1 m/s	11,2 m/s
18. oktober 2014	20,9 m/s	11,9 m/s
17. oktober 2014	7,1 m/s	4,5 m/s
16. oktober 2014	7,4 m/s	5,5 m/s
15. oktober 2014	7,4 m/s	4,4 m/s
14. oktober 2014	7,7 m/s	4,3 m/s
13. oktober 2014	---	5,0 m/s
12. oktober 2014	---	---
11. oktober 2014	---	---
10. oktober 2014	---	11,0 m/s
9. oktober 2014	---	---
8. oktober 2014	15,6 m/s	8,8 m/s

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
7. oktober 2014	21,1 m/s	15,1 m/s
6. oktober 2014	18,9 m/s	15,3 m/s
5. oktober 2014	18,7 m/s	4,9 m/s
4. oktober 2014	18,4 m/s	15,0 m/s
3. oktober 2014	17,9 m/s	14,3 m/s
2. oktober 2014	9,6 m/s	5,4 m/s
1. oktober 2014	15,6 m/s	10,7 m/s
30. september 2014	12,0 m/s	8,5 m/s
29. september 2014	7,5 m/s	3,8 m/s
28. september 2014	11,6 m/s	7,6 m/s
27. september 2014	21,0 m/s	12,1 m/s
26. september 2014	22,7 m/s	15,6 m/s
25. september 2014	12,3 m/s	7,8 m/s
24. september 2014	9,7 m/s	6,1 m/s
23. september 2014	7,4 m/s	4,5 m/s
22. september 2014	19,0 m/s	8,6 m/s
21. september 2014	18,8 m/s	15,2 m/s
20. september 2014	11,6 m/s	8,2 m/s
19. september 2014	6,3 m/s	4,4 m/s
18. september 2014	5,8 m/s	4,3 m/s
17. september 2014	8,2 m/s	4,6 m/s
16. september 2014	7,9 m/s	4,5 m/s
15. september 2014	6,9 m/s	3,9 m/s
14. september 2014	7,6 m/s	5,6 m/s
13. september 2014	7,5 m/s	4,1 m/s
12. september 2014	5,9 m/s	4,3 m/s
11. september 2014	8,9 m/s	3,3 m/s
10. september 2014	13,6 m/s	8,9 m/s
9. september 2014	14,7 m/s	12,0 m/s
8. september 2014	6,1 m/s	3,6 m/s
7. september 2014	11,3 m/s	5,0 m/s
6. september 2014	6,5 m/s	4,4 m/s
5. september 2014	10,4 m/s	6,3 m/s
4. september 2014	10,0 m/s	7,1 m/s

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
3. september 2014	8,8 m/s	5,8 m/s
2. september 2014	10,1 m/s	2,9 m/s
1. september 2014	13,6 m/s	9,8 m/s
31. august 2014	8,8 m/s	4,7 m/s
30. august 2014	11,3 m/s	6,5 m/s
29. august 2014	12,9 m/s	8,8 m/s
28. august 2014	6,6 m/s	4,7 m/s
27. august 2014	10,9 m/s	4,4 m/s
26. august 2014	12,3 m/s	8,7 m/s
25. august 2014	---	11,0 m/s
24. august 2014	---	---
23. august 2014	---	---
22. august 2014	---	3,6 m/s
21. august 2014	11,1 m/s	3,7 m/s
20. august 2014	17,8 m/s	12,8 m/s
19. august 2014	20,3 m/s	16,6 m/s
18. august 2014	19,9 m/s	11,1 m/s
17. august 2014	10,2 m/s	4,3 m/s
16. august 2014	12,3 m/s	7,1 m/s
15. august 2014	14,1 m/s	11,5 m/s
14. august 2014	8,5 m/s	6,2 m/s
13. august 2014	13,6 m/s	8,9 m/s
12. august 2014	19,6 m/s	13,4 m/s
11. august 2014	21,2 m/s	16,0 m/s
10. august 2014	25,6 m/s	10,5 m/s
9. august 2014	15,9 m/s	11,7 m/s
8. august 2014	---	5,7 m/s
7. august 2014	---	---
6. august 2014	6,3 m/s	4,5 m/s
5. august 2014	7,1 m/s	3,7 m/s
4. august 2014	---	7,6 m/s
3. august 2014	---	---
2. august 2014	---	---
1. august 2014	11,2 m/s	7,5 m/s

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
31. juli 2014	11,7 m/s	7,1 m/s
30. juli 2014	11,5 m/s	8,2 m/s
29. juli 2014	7,5 m/s	5,5 m/s
28. juli 2014	6,7 m/s	3,9 m/s
27. juli 2014	8,3 m/s	4,0 m/s
26. juli 2014	6,0 m/s	3,1 m/s
25. juli 2014	5,2 m/s	3,7 m/s
24. juli 2014	6,4 m/s	4,2 m/s
23. juli 2014	8,0 m/s	5,8 m/s
22. juli 2014	4,8 m/s	3,0 m/s
21. juli 2014	8,4 m/s	4,7 m/s
20. juli 2014	10,7 m/s	5,9 m/s
19. juli 2014	6,8 m/s	3,8 m/s
18. juli 2014	7,5 m/s	4,8 m/s
17. juli 2014	10,7 m/s	6,1 m/s
16. juli 2014	10,7 m/s	6,1 m/s
15. juli 2014	13,9 m/s	9,3 m/s
14. juli 2014	9,3 m/s	6,5 m/s
13. juli 2014	6,1 m/s	4,1 m/s
12. juli 2014	6,0 m/s	3,2 m/s
11. juli 2014	6,7 m/s	4,0 m/s
10. juli 2014	7,2 m/s	3,9 m/s
9. juli 2014	9,7 m/s	5,5 m/s
8. juli 2014	9,6 m/s	6,8 m/s
7. juli 2014	12,7 m/s	5,4 m/s
6. juli 2014	10,9 m/s	4,0 m/s
5. juli 2014	14,8 m/s	10,5 m/s
4. juli 2014	13,1 m/s	10,8 m/s
3. juli 2014	11,0 m/s	5,5 m/s
2. juli 2014	12,8 m/s	5,8 m/s
1. juli 2014	12,6 m/s	9,5 m/s
30. juni 2014	10,9 m/s	6,1 m/s
29. juni 2014	9,9 m/s	8,0 m/s
28. juni 2014	8,1 m/s	5,7 m/s

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
27. juni 2014	3,6 m/s	2,3 m/s
26. juni 2014	5,8 m/s	3,7 m/s
25. juni 2014	6,1 m/s	4,3 m/s
24. juni 2014	11,1 m/s	5,4 m/s
23. juni 2014	11,9 m/s	8,2 m/s
22. juni 2014	15,4 m/s	11,3 m/s
21. juni 2014	13,5 m/s	8,9 m/s
20. juni 2014	---	11,8 m/s
19. juni 2014	---	17,1 m/s
18. juni 2014	---	11,7 m/s
17. juni 2014	---	13,1 m/s
16. juni 2014	---	17,5 m/s
15. juni 2014	---	16,2 m/s
14. juni 2014	---	8,3 m/s
13. juni 2014	---	14,2 m/s
12. juni 2014	---	8,7 m/s
11. juni 2014	---	8,3 m/s
10. juni 2014	---	8,6 m/s
9. juni 2014	---	4,3 m/s
8. juni 2014	---	5,3 m/s
7. juni 2014	---	5,9 m/s
6. juni 2014	---	5,0 m/s
5. juni 2014	---	4,0 m/s
4. juni 2014	---	2,9 m/s
3. juni 2014	---	3,0 m/s
2. juni 2014	---	4,4 m/s
1. juni 2014	---	7,4 m/s
31. mai 2014	---	14,5 m/s
30. mai 2014	---	---
29. mai 2014	---	---
28. mai 2014	---	---
27. mai 2014	---	---
26. mai 2014	---	---
25. mai 2014	---	---

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
24. mai 2014	---	---
23. mai 2014	---	---
22. mai 2014	---	---
21. mai 2014	---	---
20. mai 2014	---	---
19. mai 2014	---	---
18. mai 2014	---	---
17. mai 2014	---	---
16. mai 2014	---	---
15. mai 2014	---	---
14. mai 2014	---	---
13. mai 2014	---	---
12. mai 2014	---	---
11. mai 2014	---	---
10. mai 2014	---	---
9. mai 2014	---	---
8. mai 2014	---	---
7. mai 2014	---	---
6. mai 2014	---	---
5. mai 2014	---	---
4. mai 2014	---	---
3. mai 2014	---	---
2. mai 2014	---	---
1. mai 2014	---	---
30. april 2014	---	---
29. april 2014	---	---
28. april 2014	---	---
27. april 2014	---	---
26. april 2014	---	---
25. april 2014	---	---
24. april 2014	---	---
23. april 2014	---	---
22. april 2014	---	---
21. april 2014	---	---

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
20. april 2014	---	---
19. april 2014	7,7 m/s	4,4 m/s
18. april 2014	17,4 m/s	11,0 m/s
17. april 2014	14,3 m/s	10,0 m/s
16. april 2014	13,1 m/s	10,0 m/s
15. april 2014	17,8 m/s	8,2 m/s
14. april 2014	19,6 m/s	14,8 m/s
13. april 2014	17,4 m/s	10,9 m/s
12. april 2014	14,4 m/s	12,4 m/s
11. april 2014	9,4 m/s	7,8 m/s
10. april 2014	18,4 m/s	11,1 m/s
9. april 2014	9,5 m/s	4,4 m/s
8. april 2014	12,8 m/s	8,4 m/s
7. april 2014	12,2 m/s	5,6 m/s
6. april 2014	13,3 m/s	10,0 m/s
5. april 2014	12,4 m/s	8,7 m/s
4. april 2014	8,8 m/s	6,6 m/s
3. april 2014	5,4 m/s	3,6 m/s
2. april 2014	7,1 m/s	3,5 m/s
1. april 2014	11,5 m/s	5,4 m/s
31. mars 2014	12,7 m/s	9,3 m/s
30. mars 2014	6,3 m/s	3,1 m/s
29. mars 2014	8,1 m/s	3,6 m/s
28. mars 2014	7,7 m/s	4,3 m/s
27. mars 2014	12,1 m/s	5,3 m/s
26. mars 2014	12,8 m/s	7,1 m/s
25. mars 2014	7,6 m/s	4,8 m/s
24. mars 2014	11,2 m/s	6,0 m/s
23. mars 2014	11,9 m/s	7,9 m/s
22. mars 2014	19,9 m/s	11,0 m/s
21. mars 2014	17,1 m/s	11,8 m/s
20. mars 2014	14,7 m/s	11,9 m/s
19. mars 2014	20,1 m/s	12,2 m/s
18. mars 2014	9,0 m/s	3,2 m/s

Dato	Vind i m/s	
	Maks	Middel
17. mars 2014	20,0 m/s	8,4 m/s
16. mars 2014	18,4 m/s	12,8 m/s
15. mars 2014	24,8 m/s	9,7 m/s
14. mars 2014	22,4 m/s	12,5 m/s
13. mars 2014	8,7 m/s	6,4 m/s
12. mars 2014	6,6 m/s	5,2 m/s
11. mars 2014	7,3 m/s	3,7 m/s
10. mars 2014	10,3 m/s	5,6 m/s
9. mars 2014	17,0 m/s	9,4 m/s
8. mars 2014	22,5 m/s	12,9 m/s
7. mars 2014	22,3 m/s	14,1 m/s
6. mars 2014	15,1 m/s	9,9 m/s
5. mars 2014	13,8 m/s	11,9 m/s
4. mars 2014	16,7 m/s	10,0 m/s
3. mars 2014	14,4 m/s	11,4 m/s
2. mars 2014	12,5 m/s	8,3 m/s
1. mars 2014	10,0 m/s	7,2 m/

http://www.yr.no/sted/Norge/Rogaland/Utsira/Utsira_fyr_malestasjon/detaljert_statistikk.html

Lastet ned 25.03.2015

VEDLEGG 5

Levetid(år)	50
Diskonteringsrente (%)	6
Diskonteringsfaktor	1,06

Årlige driftskostnader (millioner)	64
Årlig eiendomsskatt (millioner)	21
Årlige strømknader + nettleie (millioner)	15,54
Årlig forbruksavgift (millioner)	16
Investeringskostnader	6000

Kvotepriis og avgift CO ₂ (pr tonn)	478,68
Reduksjon CO ₂ pr år (tonn)	460000
Spart CO ₂ -avgift	220 192 800
Millioner (NOK)	220,1928

Ettersom vi i dag er i år 2015, og det ikke vil startes produksjon før i 2019, er det 4 år til driftskostnadene begynner. Det vil ta to år med bygging. Dersom feltets levetid er 50 år, er det altså 54 år til slutten av feltets levetid.

$$\begin{aligned}
 \text{NNV} &= 395 + \sum_{t=1}^{54} \frac{220}{(1+0,06)^t} + \sum_{t=1}^{54} \frac{21}{(1+0,06)^t} + \sum_{t=1}^{54} \frac{16}{(1+0,06)^t} - 6000 - \sum_{t=1}^{54} \frac{15,54}{(1+0,06)^t} - \sum_{t=1}^{54} \frac{64}{(1+0,06)^t} - \\
 &\sum_{t=1}^{54} \frac{21}{(1+0,06)^t} - \sum_{t=1}^{54} \frac{16}{(1+0,06)^t} = -3\ 849
 \end{aligned}$$

Regional verdiskapning på 395 og investeringskostnader på 6000 var allerede diskontert. Hentet fra Konsekvensutredningen Johan Sverdrup - Kraft fra land.

Regional verdiskapning	395
Eiendomsskatt (inntekt til kommunen)	262
Forbruksavgift	200
Redusert CO ₂ -utslipp (verdi for samfunnet ved å redusere CO ₂ -utslipp)	2749
Sum nyttevirksomheter	3 606
Investeringskostnader	-6000
Driftskostnader	-799
Eiendomsskatt	-262
Strømkostnader + nettleie	-194
Forbruksavgift	-200
Sum kostnader	-7 455
Sum totalt NPV (sum nytte-kostnader)	-3 849

(tall i millioner)

VEDLEGG 6

Basert på input vi har fått fra Statoil og ved å ha tatt utgangspunkt i estimert CAPEX breakdown for kapitalkostnader står vi igjen med følgende verdier til prosjektet vårt.

CAPEX (investeringskostnader)	
Turbin	4022
Substruktur og tårn	4022
Forankring	2431
Marine operasjoner	3227
Onshore og offshore infrastruktur	1591
Utvikling og planlegging	796
Riving	1149
Totalt	17238

Ettersom vi i dag er i år 2015, og det ikke vil startes produksjon før i 2019, er det 4 år til driftskostnadene begynner. Det vil ta to år med bygging. Dersom feltets levetid er 50 år, er det altså 54 år til slutten av feltets levetid.

Levetid(år)	50
Diskonteringsrente (%)	6
Diskonteringsfaktor	1,06

Økonomisk innvirkning drift og vedlikehold pr år (tall i millioner)	318
Total økonomisk innvirkning under konstruksjon og installasjon (første 2 år), tall i millioner	5818
Intermittency (millioner)	6,4

Strømbehov Johan Sverdrup feltet, MW	180
Kapasitetsfaktor	40,70 %
Produksjon pr turbin, MW	6
Utnyttet kraft fra hver turbin	2,442
Antall turbiner	74
Totalt kapasitet som må utbygges, MW	444

Antar at investeringskostnadene blir betalt i et engangsbeløp i starten av prosjektet.

Antar at nyttevirkningene under de to første år (konstruksjon og installasjon) skjer det første året av byggeperioden.

$$NNV = \sum_{t=1}^{54} \frac{318}{(1+0,06)^t} + \sum_{t=1}^{54} \frac{5818}{(1+0,06)^t} + \sum_{t=1}^{54} \frac{220}{(1+0,06)^t} - 15\,342 - 10\,487 - 5\,474 - \sum_{t=1}^{54} \frac{6,4}{(1+0,06)^t} = -19\,779$$

Total økonomisk innvirkning under konstruksjon og installasjon (første 2 år)	4 885
Økonomisk innvirkning drift og vedlikehold	3 970
Redusert CO ₂ -utslipp	2 749
Sum nyttevirkninger	11 604
Investeringskostnader (CAPEX)	-15 342
Drift og vedlikehold (OPEX)	-10 487
Produksjonstap	-5 474
Intermittency	-80
Sum kostnader	-31 383
Sum totalt NPV(sum nytte-kostnader)	-19 779

(tall i millioner)

VEDLEGG 7

Nåværende CAPEX	-15 342
-----------------	---------

Til regning	%-vis endring	Ny CAPEX	Endring i kr	NNV (CAPEX)
0,50	-50 %	-7 671	7 671	-12 108
0,55	-45 %	-8 438	6 904	-12 875
0,60	-40 %	-9 205	6 137	-13 642
0,65	-35 %	-9 972	5 370	-14 409
0,70	-30 %	-10 739	4 603	-15 176
0,75	-25 %	-11 506	3 835	-15 944
0,80	-20 %	-12 273	3 068	-16 711
0,85	-15 %	-13 040	2 301	-17 478
0,90	-10 %	-13 808	1 534	-18 245
0,95	-5 %	-14 575	767	-19 012
0	0 %	-15 342	0	-19 779
1,05	5 %	-16 109	-767	-20 546
1,1	10 %	-16 876	-1 534	-21 313
1,15	15 %	-17 643	-2 301	-22 080
1,2	20 %	-18 410	-3 068	-22 847
1,25	25 %	-19 177	-3 835	-23 614
1,3	30 %	-19 944	-4 603	-24 382
1,35	35 %	-20 711	-5 370	-25 149
1,4	40 %	-21 478	-6 137	-25 916
1,45	45 %	-22 246	-6 904	-26 683
1,5	50 %	-23 013	-7 671	-27 450

Nåværende OPEX	-10 487
----------------	---------

Til regning	%-vis endring	Ny OPEX	Endring i kr	NNV (OPEX)
0,50	-50 %	-5 244	5 243	-14 536
0,55	-45 %	-5 768	4 719	-15 060
0,60	-40 %	-6 292	4 195	-15 584
0,65	-35 %	-6 817	3 670	-16 109
0,70	-30 %	-7 341	3 146	-16 633
0,75	-25 %	-7 865	2 622	-17 157
0,80	-20 %	-8 390	2 097	-17 682
0,85	-15 %	-8 914	1 573	-18 206
0,90	-10 %	-9 438	1 049	-18 730
0,95	-5 %	-9 963	524	-19 255
0	0 %	-10 487	0	-19 779
1,05	5 %	-11 011	-524	-20 303
1,1	10 %	-11 536	-1 049	-20 828
1,15	15 %	-12 060	-1 573	-21 352
1,2	20 %	-12 584	-2 097	-21 876
1,25	25 %	-13 109	-2 622	-22 401
1,3	30 %	-13 633	-3 146	-22 925
1,35	35 %	-14 157	-3 670	-23 449
1,4	40 %	-14 682	-4 195	-23 974
1,45	45 %	-15 206	-4 719	-24 498
1,5	50 %	-15 731	-5 244	-25 023

Diskonteringsrente	1,06
--------------------	------

	%-vis endring	Diskonteringsrente	NNV (diskonteringsrente)
0,50	-50 %	3	-17 013
0,55	-45 %	3,3	-17 431
0,60	-40 %	3,6	-17 809
0,65	-35 %	3,9	-18 149
0,70	-30 %	4,2	-18 457
0,75	-25 %	4,5	-18 735
0,80	-20 %	4,8	-18 987
0,85	-15 %	5,1	-19 215
0,90	-10 %	5,4	-19 422
0,95	-5 %	5,7	-19 609
0	0 %	6	-19 779
1,05	5 %	6,3	-19 933
1,1	10 %	6,6	-20 072
1,15	15 %	6,9	-20 199
1,2	20 %	7,2	-20 314
1,25	25 %	7,5	-20 418
1,3	30 %	7,8	-20 512
1,35	35 %	8,1	-20 598
1,4	40 %	8,4	-20 675
1,45	45 %	8,7	-20 745
1,5	50 %	9	-20 809

Oppsummering til tegning av graf

%-vis endring	CAPEX	OPEX	Diskonteringsrente
-0,5	-12 108	-14 536	-17013
-0,45	-12 875	-15 060	-17431
-0,4	-13 642	-15 584	-17809
-0,35	-14 409	-16 109	-18149
-0,3	-15 176	-16 633	-18457
-0,25	-15 944	-17 157	-18735
-0,2	-16 711	-17 682	-18987
-0,15	-17 478	-18 206	-19215
-0,1	-18 245	-18 730	-19422
-0,05	-19 012	-19 255	-19609
0	-19 779	-19 779	-19779
0,05	-20 546	-20 303	-19933
0,1	-21 313	-20 828	-20072
0,15	-22 080	-21 352	-20199
0,2	-22 847	-21 876	-20314
0,25	-23 614	-22 401	-20418
0,3	-24 382	-22 925	-20512
0,35	-25 149	-23 449	-20598
0,4	-25 916	-23 974	-20675
0,45	-26 683	-24 498	-20745
0,5	-27 450	-25 023	-20809

VEDLEGG 8

Tabell brukt for tegning av graf.

Displacement	Arbeidsplasser	Bruttoprodukt	NNV	Endring i % (NNV)
0 %	400	355	-17 319	
5 %	377	335	-17 569	-1,44
10 %	355	316	-17 806	-1,35
15 %	333	296	-18 056	-1,40
20 %	311	276	-18 306	-1,38
25 %	289	257	-18 543	-1,29
30 %	266	237	-18 793	-1,35
35 %	244	217	-19 042	-1,33
40 %	222	197	-19 292	-1,31
45 %	200	178	-19 529	-1,23
50 %	178	158	-19 779	-1,28
55 %	155	138	-20 029	-1,26
60 %	133	118	-20 278	-1,25
65 %	111	99	-20 515	-1,17
70 %	89	79	-20 765	-1,22
75 %	67	59	-21 015	-1,20
80 %	44	39	-21 265	-1,19
85 %	22	20	-21 502	-1,11
90 %	0	0	-21 751	-1,16
95 %	-22	-20	-22 001	-1,15
100 %	-44	-39	-22 238	-1,08

VEDLEGG 9

Til tegning av graf.

Prosentandel av konstruksjon og installasjon i utland	Bruttoprodukt i Norge (millioner)	NNV (millioner)	Prosentvis endring i NNV
0% arbeid i utlandet	8855	-19796	
25% arbeid i utlandet	7634	-21000	-6,08 %
50% arbeid i utlandet	6413	-22222	-5,82 %
75% arbeid i utlandet	5191	-23443	-5,50 %
100% arbeid i utlandet	3970	-24664	-5,21 %

VEDLEGG 10

Total økonomisk innvirkning under konstruksjon og installasjon (første 2 år)	4885
Økonomisk innvirkning drift og vedlikehold	3970
Redusert CO ₂ -utslipp	22550
Sum nyttevirkninger	31455
Investeringskostnader (CAPEX)	-15342
Drift og vedlikehold (OPEX)	-10487
Produksjonstap	-5474
Intermittency	-80
Sum kostnader	-31383
Sum totalt NNV (millioner)	22

Kvotepris	51,68
CO ₂ -avgift	427
Totalt	478,68
Kvotepris andel av total (%)	10,8
CO ₂ -avgift andel av total (%)	89,2
Original total kostnad for å redusere CO ₂ -utslipp i NNV	2749 millioner
For å få positiv NNV må den være	22550 millioner
Må derfor øke kvoter og avgifter med hele (%)	720
Totale avgifter blir nå	3448
Hvorav CO ₂ -avgiften er	3076
Kvoter er nå	372
Totalt koster det samfunnet nå å rense 1 tonn CO ₂	3448

VEDLEGG 11

Fase 1

Alle tall i millioner	
CAPEX	6 000
OPEX	50
Eiendomsskatt	11
Verdiskapning	365
Strømkostnader	4,1
Nettleie	3,6
Forbruksavgift	7,9

Kvotepriis og avgift CO ₂ (pr tonn)	478,68
Reduksjon CO ₂ pr år (tonn)	460 000
	220
Spart CO ₂ -avgift	millioner

Fase 2

CAPEX (investeringskostnader)	
Turbin	1801,8
Substruktur og tårn	1801,8
Forankring	1089
Marine operasjoner	1445,4
Onshore og offshore infrastruktur	712,8
Utvikling og planlegging	356,4
Riving	514,8
Totalt	7722

Diskonteringsfaktor	1,06
Total økonomisk innvirkning drift og vedlikehold pr år (tall i millioner)	78
Total økonomisk innvirkning under konstruksjon og installasjon (første 2 år), tall i millioner	2943

Strømbehov, MW	80
Kapasitetsfaktor	40,70 %
Produksjon pr turbin, MW	6
Utnyttet kraft fra hver turbin	2,442
Antall turbiner	33
Total kapasitet som må bygges ut, MW	198

$$\begin{aligned}
\text{NNV} &= 365 + \sum_{t=1}^{54} \frac{11}{(1+0,06)^t} + \sum_{t=1}^{54} \frac{7,9}{(1+0,06)^t} + \sum_{t=1}^{54} \frac{220}{(1+0,06)^t} + \sum_{t=1}^{54} \frac{78}{(1+0,06)^t} + \sum_{t=1}^{54} \frac{2943}{(1+0,06)^t} - \\
&6000 - \sum_{t=1}^{54} \frac{50}{(1+0,06)^t} - \sum_{t=1}^{54} \frac{11}{(1+0,06)^t} - \sum_{t=1}^{54} \frac{4,1}{(1+0,06)^t} - \sum_{t=1}^{54} \frac{3,6}{(1+0,06)^t} - \sum_{t=1}^{54} \frac{7,9}{(1+0,06)^t} - 5\,444 \\
&- 3\,900 = -8\,112
\end{aligned}$$

NNV	
Nytte	
Regional verdiskapning kraft fra land	365
Eiendomsskatt kraft fra land	137
Forbruksavgift kraft fra land	99
Redusert CO ₂ -utslipp (verdi for samfunnet ved å redusere CO ₂ -utslipp)	2747
Total økonomisk innvirkning drift og vedlikehold havvind	809
Total økonomisk innvirkning konstruksjon og installasjon havvind	4032
Total nytte	8188
Kostnader	
Investeringskostnader kraft fra land	-6 000
Driftskostnader kraft fra land	-624
Eiendomsskatt kraft fra land	-137
Strømkostnader kraft fra land	-51
Nettleie kraft fra land	-45
Forbruksavgift kraft fra land	-99
CAPEX havvind	-5444
OPEX havvind	-3900
Totale kostnader	-16 300
NNV	-8 112

VEDLEGG 12

CAPEX havvind	-5444
----------------------	--------------

%-vis endring	Ny CAPEX	Endring i kr	NNV (CAPEX)
-50 %	-2 722,00	2 722,00	-5 466,00
-45 %	-2 994,20	2 449,80	-5 738,20
-40 %	-3 266,40	2 177,60	-6 010,40
-35 %	-3 538,60	1 905,40	-6 282,60
-30 %	-3 810,80	1 633,20	-6 554,80
-25 %	-4 083,00	1 361,00	-6 827,00
-20 %	-4 355,20	1 088,80	-7 099,20
-15 %	-4 627,40	816,60	-7 371,40
-10 %	-4 899,60	544,40	-7 643,60
-5 %	-5 171,80	272,20	-7 915,80
0 %	-5 444,00	0,00	-8 188,00
5 %	-5 716,20	-272,20	-8 460,20
10 %	-5 988,40	-544,40	-8 732,40
15 %	-6 260,60	-816,60	-9 004,60
20 %	-6 532,80	-1 088,80	-9 276,80
25 %	-6 805,00	-1 361,00	-9 549,00
30 %	-7 077,20	-1 633,20	-9 821,20
35 %	-7 349,40	-1 905,40	-10 093,40
40 %	-7 621,60	-2 177,60	-10 365,60
45 %	-7 893,80	-2 449,80	-10 637,80
50 %	-8 166,00	-2 722,00	-10 910,00

OPEX havvind -3900

%-vis endring	Ny OPEX	Endring i kr	NNV (OPEX)
-50 %	-1 950,00	1 950,00	-6 162,00
-45 %	-2 145,00	1 755,00	-6 357,00
-40 %	-2 340,00	1 560,00	-6 552,00
-35 %	-2 535,00	1 365,00	-6 747,00
-30 %	-2 730,00	1 170,00	-6 942,00
-25 %	-2 925,00	975,00	-7 137,00
-20 %	-3 120,00	780,00	-7 332,00
-15 %	-3 315,00	585,00	-7 527,00
-10 %	-3 510,00	390,00	-7 722,00
-5 %	-3 705,00	195,00	-7 917,00
0 %	-3 900,00	0,00	-8 112,00
5 %	-4 095,00	-195,00	-8 307,00
10 %	-4 290,00	-390,00	-8 502,00
15 %	-4 485,00	-585,00	-8 697,00
20 %	-4 680,00	-780,00	-8 892,00
25 %	-4 875,00	-975,00	-9 087,00
30 %	-5 070,00	-1 170,00	-9 282,00
35 %	-5 265,00	-1 365,00	-9 477,00
40 %	-5 460,00	-1 560,00	-9 672,00
45 %	-5 655,00	-1 755,00	-9 867,00
50 %	-5 850,00	-1 950,00	-10 062,00

Investeringskostnader kraft fra land**-6000**

%-vis endring	Ny investeringskostnad (land)	Endring i kr	NNV (investeringskostnad land)
-50 %	-3 000,00	3 000,00	-5 112,00
-45 %	-3 300,00	2 700,00	-5 412,00
-40 %	-3 600,00	2 400,00	-5 712,00
-35 %	-3 900,00	2 100,00	-6 012,00
-30 %	-4 200,00	1 800,00	-6 312,00
-25 %	-4 500,00	1 500,00	-6 612,00
-20 %	-4 800,00	1 200,00	-6 912,00
-15 %	-5 100,00	900,00	-7 212,00
-10 %	-5 400,00	600,00	-7 512,00
-5 %	-5 700,00	300,00	-7 812,00
0 %	-6 000,00	0,00	-8 112,00
5 %	-6 300,00	-300,00	-8 412,00
10 %	-6 600,00	-600,00	-8 712,00
15 %	-6 900,00	-900,00	-9 012,00
20 %	-7 200,00	-1 200,00	-9 312,00
25 %	-7 500,00	-1 500,00	-9 612,00
30 %	-7 800,00	-1 800,00	-9 912,00
35 %	-8 100,00	-2 100,00	-10 212,00
40 %	-8 400,00	-2 400,00	-10 512,00
45 %	-8 700,00	-2 700,00	-10 812,00
50 %	-9 000,00	-3 000,00	-11 112,00

%-vis endring	Ny driftskostnad (land)	Endring i kr	NNV (driftskostnad land)
-50 %	-312,00	312,00	-7 800,00
-45 %	-343,20	280,80	-7 831,20
-40 %	-374,40	249,60	-7 862,40
-35 %	-405,60	218,40	-7 893,60
-30 %	-436,80	187,20	-7 924,80
-25 %	-468,00	156,00	-7 956,00
-20 %	-499,20	124,80	-7 987,20
-15 %	-530,40	93,60	-8 018,40
-10 %	-561,60	62,40	-8 049,60
-5 %	-592,80	31,20	-8 080,80
0 %	-624,00	0,00	-8 112,00
5 %	-655,20	-31,20	-8 143,20
10 %	-686,40	-62,40	-8 174,40
15 %	-717,60	-93,60	-8 205,60
20 %	-748,80	-124,80	-8 236,80
25 %	-780,00	-156,00	-8 268,00
30 %	-811,20	-187,20	-8 299,20
35 %	-842,40	-218,40	-8 330,40
40 %	-873,60	-249,60	-8 361,60
45 %	-904,80	-280,80	-8 392,80
50 %	-936,00	-312,00	-8 424,00

%-vis endring	Ny strømkostnad	Endring i kr	NNV (strømkostnad)
-50 %	-25,50	25,50	-8 086,50
-45 %	-28,05	22,95	-8 089,05
-40 %	-30,60	20,40	-8 091,60
-35 %	-33,15	17,85	-8 094,15
-30 %	-35,70	15,30	-8 096,70
-25 %	-38,25	12,75	-8 099,25
-20 %	-40,80	10,20	-8 101,80
-15 %	-43,35	7,65	-8 104,35
-10 %	-45,90	5,10	-8 106,90
-5 %	-48,45	2,55	-8 109,45
0 %	-51,00	0,00	-8 112,00
5 %	-53,55	-2,55	-8 114,55
10 %	-56,10	-5,10	-8 117,10
15 %	-58,65	-7,65	-8 119,65
20 %	-61,20	-10,20	-8 122,20
25 %	-63,75	-12,75	-8 124,75
30 %	-66,30	-15,30	-8 127,30
35 %	-68,85	-17,85	-8 129,85
40 %	-71,40	-20,40	-8 132,40
45 %	-73,95	-22,95	-8 134,95
50 %	-76,50	-25,50	-8 137,50

%-vis endring	Diskonteringsrente	NNV (diskonteringsrente)
-50 %	3	-5 847
-45 %	3,3	-6 182
-40 %	3,6	-6 486
-35 %	3,9	-6 762
-30 %	4,2	-7 012
-25 %	4,5	-7 240
-20 %	4,8	-7 447
-15 %	5,1	-7 639
-10 %	5,4	-7 809
-5 %	5,7	-7 967
0 %	6	-8 112
5 %	6,3	-8 244
10 %	6,6	-8 366
15 %	6,9	-8 478
20 %	7,2	-8 580
25 %	7,5	-8 675
30 %	7,8	-8 762
35 %	8,1	-8 842
40 %	8,4	-8 917
45 %	8,7	-8 985
50 %	9	-9 048

Til tegning av graf

%-vis endring	CAPEX havvind	OPEX havvind	Investeringskostnad land	Driftskostnad land	Strømkostnad	Diskonteringsrente
-0,5	-5466	-6162	-5112	-7800	-8086,5	-5847
-0,45	-5738,2	-6357	-5412	-7831,2	-8089,05	-6182
-0,4	-6010,4	-6552	-5712	-7862,4	-8091,6	-6486
-0,35	-6282,6	-6747	-6012	-7893,6	-8094,15	-6762
-0,3	-6554,8	-6942	-6312	-7924,8	-8096,7	-7012
-0,25	-6827	-7137	-6612	-7956	-8099,25	-7240
-0,2	-7099,2	-7332	-6912	-7987,2	-8101,8	-7447
-0,15	-7371,4	-7527	-7212	-8018,4	-8104,35	-7639
-0,1	-7643,6	-7722	-7512	-8049,6	-8106,9	-7809
-0,05	-7915,8	-7917	-7812	-8080,8	-8109,45	-7967
0	-8188	-8112	-8112	-8112	-8112	-8112
0,05	-8460,2	-8307	-8412	-8143,2	-8114,55	-8244
0,1	-8732,4	-8502	-8712	-8174,4	-8117,1	-8366
0,15	-9004,6	-8697	-9012	-8205,6	-8119,65	-8478
0,2	-9276,8	-8892	-9312	-8236,8	-8122,2	-8580
0,25	-9549	-9087	-9612	-8268	-8124,75	-8675
0,3	-9821,2	-9282	-9912	-8299,2	-8127,3	-8762
0,35	-10093,4	-9477	-10212	-8330,4	-8129,85	-8842
0,4	-10365,6	-9672	-10512	-8361,6	-8132,4	-8917
0,45	-10637,8	-9867	-10812	-8392,8	-8134,95	-8985
0,5	-10910	-10062	-11112	-8424	-8137,5	-9048