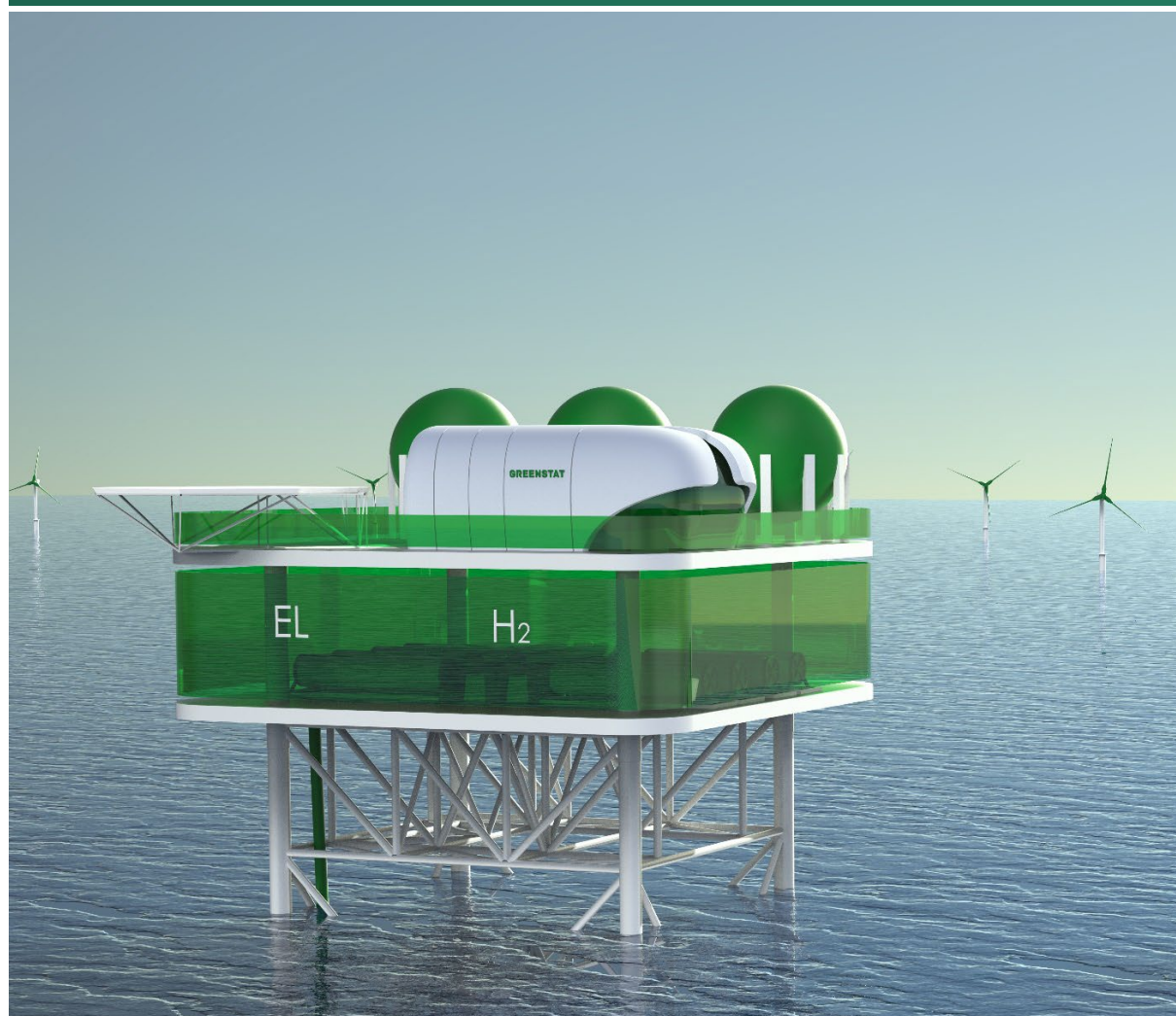


Optimal utnyttelse av energi fra havvind i Sørliche Nordsjø II

Offshore H2-produksjon og kabel til land



GREENSTAT
MAKING GREEN HAPPEN

Forord

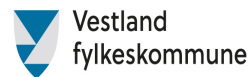
Denne rapporten er utarbeidet i et samarbeidsprosjekt mellom Vestland fylkeskommune (VFK), Greenstat, Æge Energy/Aabø PowerConsulting, Høgskulen på Vestlandet (HVL), og Universitetet i Bergen (UiB) ved Bergen Offshore Wind Centre (BOW).

Greenstat er initiativtaker og har ledet prosjektet, i tillegg til å stå for utredninger knyttet offshore hydrogenproduksjon. Æge Energy/Aabø PowerConsulting har vært ansvarlig for LCOE analyse og utredninger knyttet til overføring av kraft i kabel mot land. UiB har bidratt med havvindkompetanse, og tilgang på vinddata for Sørlige Nordsjø II, mens HVL har bidratt med hydrogenkompetanse og utredning av vannrenseteknologi.

Prosjektet er delfinansiert av VFK gjennom «Handlingsprogram for innovasjon og næringsutvikling i Vestland 2020».

I tillegg til ovenfornevnte prosjektdeltakere har Wood bidratt med beregninger knyttet til hydrogentransport i rør og kostnadsestimat for plattformer for offshore hydrogenproduksjon. Kongstein har supportert med kompetanse knyttet til frakt av hydrogen i skip, mens Renewables Consulting Group (RCG) har stått for utarbeidelse av illustrasjon av havvindprosjekt i Europa basert på sin globale database over etablerte og fremtidige havvindparker.

Prosjektdeltakere:



Bidragstyttere:



Forfattere:

Greenstat: Are Opstad Sæbø, Tine Louise Trøen, Gudmund Synnevåg Sydness,
Juni Marie Lerøy Schaefer, Aurora Høines Baardsen,
Æge Energy Leon Notkevich, Veslemøy Fosse
UiB: Kristin Guldbrandsen Frøysa og Ida Marie Solbrekke
HVL: Velaug Myrseth Oltedal

Kontaktpersoner:

Greenstat: Are Opstad Sæbø, are@greenstat.no
VFK: Tore Olderkjær Solheimslid, tore.olderkjer.solheimslid@vlfk.no

Bergen, 23.04.2021



Hovedsammendrag

I juni 2020 besluttet Olje og Energidepartementet (OED) at Sørlige Nordsjø II skal åpnes for konsesjonssøknader om fornybar energiproduksjon til havs. Da Sørlige Nordsjø II ligger i et område som muliggjør tilkobling både til norsk og utenlandsk kraftnett, og i et område nært petroleumsinstallasjoner og med betydelig skipstrafikk i nærheten, er det flere muligheter for bruk av energien. Muligheten for å kombinere havvind med hydrogenproduksjon, eller andre hydrogenderivater (PtX), som kan produseres enten på land eller offshore, er muligheter som nå har stort fokus i flere andre land som det er naturlig at Norge sammenligner seg med. Dette fokuset skyldes potensiale for å etterkomme det økte behovet for ny grønn kraft, og samtidig legge grunnlaget for fremtidige arbeidsplasser.

Flere land i Europa har satt seg høye, tallfestede mål, for produksjon av både offshore vindkraft og produksjon av grønt hydrogen. Dette har til nå manglet i Norge. Vindressursene i Nordsjøen, som er blant de beste i verden, representerer imidlertid en mulighet både til å dekke fremtidig økt energibehov i Norge og/eller til fremtidig energieksport.

Med dagens ramme på 3 GW installert kapasitet i Sørlige Nordsjø II vil det være mulig å produsere ca. 15 TWh/år, tilsvarende litt over 10% av dagens kraftproduksjon på land. Et offshore hydrogenproduksjonsanlegg med elektrolysekapasitet på 400 MW, vil kreve ca 20% av denne energien og produsere opp til 180 tonn/dag, eller ca. 65 000 tonn/år.

Studien beskriver dagens status knyttet til havvind og hydrogenproduksjon i Norge og Europa, i tillegg til å beskrive dagens relevante regelverk i Norge. Videre beskrives potensiale for kraftproduksjon fra havvind i Nordsjøen og i Sørlige Nordsjø II. For Sørlige Nordsjø II estimeres produksjonskostnad for strøm over levetiden til vindparken (LCOE) for tre ulike scenario:

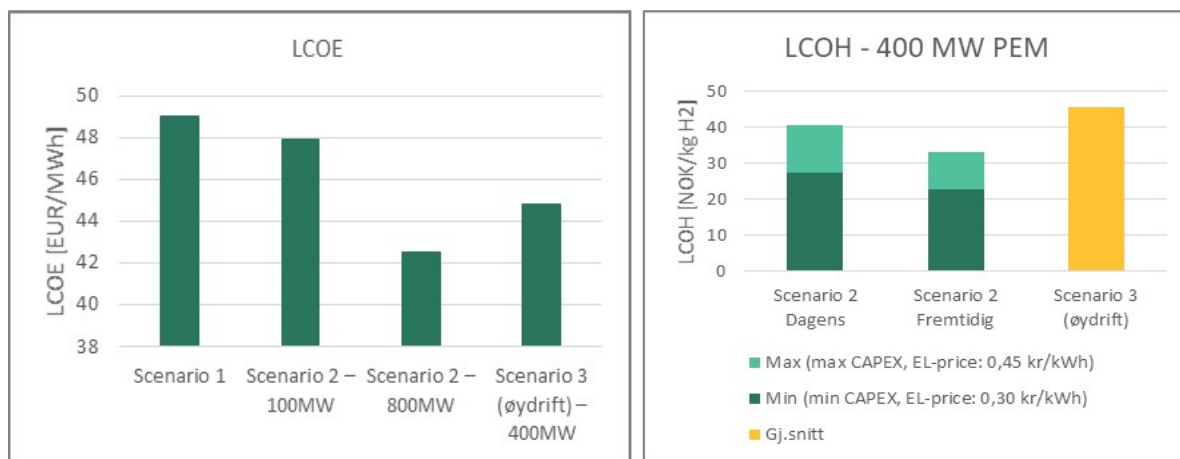
1. En enkeltstående vindpark med tilknytning mot fastlandsnettet (uten offshore hydrogenproduksjon).
2. Kabel til land i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon
3. Øydrift (uten kabel til land) med offshore hydrogenproduksjon.

Produksjonskostnad for hydrogen over levetiden til anlegget (LCOH) estimeres for Scenario 2 og 3. Til slutt gis en overordnet oversikt og vurdering av teknologistatus knyttet til produksjon, lagring og transport i skip og rør, samt bunkringsteknologi.

Det gis her en punktvis oppsummering av hovedfunnene fra studien, mens det for en utvidet oppsummering henvises til oppsummeringskapittelet i slutten av rapporten:

- LCOE estimat for de ulike scenariene er gitt i figur under, og viser at:
 - Lokal offshore hydrogenproduksjon vil kunne bidra til en signifikant reduksjon i LCOE (Scenario 2). Dette kommer av at investeringskostnader for infrastrukturen kan fordeles på større kraftproduksjon (antall kWh). Denne effekten blir mer markant jo større hydrogenproduksjonen er.
 - Det kan være mulig å realisere Scenario 3 (øydrift) innenfor samme kostnadsnivå som for Scenario 2. Elektrolyseren vil derimot få en noe lavere brukstid/utnyttelsesgrad enn tilfellet med kabel mot land.
- Kombinasjonen lokal hydrogenproduksjon og kabler mot flere markeder som Danmark eller Storbritannia vil sannsynligvis bedre businesscaser for havvindparken, ettersom både LCOE går ned, og man får innslag av europeiske priser i området for havvindparken.

- Det vil, med dagens teknologi, være mulig å bygge offshore elektrolyseanlegg opp til 400 - 800 MW på en enkelt plattform, og produsere grønt hydrogen offshore til konkurransedyktige priser i et internasjonalt marked. Se LCOH estimat i figur under.
- Følgende muligheter knyttet til transport av komprimert hydrogen i rør trekkes frem og er beskrevet nærmere i rapporten:
 - Transport av komprimert hydrogen i rør kan muliggjøre transport av store mengder energi, og kan gjøres med langt lavere energitap enn ved transport av kraft i kabel.
 - Ved etablering av større rør enn det som er nødvendig for å kunne transport hydrogen med lavt energitap, vil man også kunne oppnå betydelig lagringskapasitet i røret. En slik løsning vil ha den fordel at lageret kan tappes både offshore og onshore. Det kan også potensielt bygges ut med forgreininger både for produksjon og avtak.
 - Dersom eksisterende rørnettverk i Nordsjøen kan benyttes til å transportere hydrogengass, kan det gi et betydelig konkurransefortrinn for Norge. Det er gode grunner til å tro at dette vil la seg gjøre.



Venstre figur: LCOE for Scenario 1, 2 og 3. **Høyre figur:** LCOH for Scenario 2 og 3 med 400 MW installert elektrolysekapasitet. LCOH for Scenario 2 er gitt som kostnadsintervall, der laveste/høyeste estimat for plattformkostnad og EL-pris 0.30 kr/kWh / 0.45 kr/kWh er lagt til grunn for Min/Max estimat. For Scenario 3 er LCOH gitt som beste estimat med EL-pris ca 0.45 kr/kWh (lik LCOE for Scenario 3). Et 800 MW anlegg vil gi ytterligere ca. 10% lavere LCOH enn vist i figuren.

Resultatene fra studien viser at det trolig er mulig å realisere offshore hydrogenproduksjon i Sørilige Nordsjø II til konkurransedyktig pris, og at kabel til land kombinert med offshore hydrogenproduksjon gir lavere LCOE for vindparken enn i tilfellet uten hydrogenproduksjon. Kabelforbindelser til Danmark eller Storbritannia vil ytterligere bedre business caset for havvindparken fordi EL-prisen i dette markedet er ventet å være høyere enn i Norge. Paradoksalt nok betyr dette at hydrogenproduksjonen får dårligere betingelser. Dette viser behovet for å få på plass regulering og virkemidler som muliggjør en optimal løsning både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk for både vindpark og hydrogenanlegg. Med en koordinert tilnærming til infrastrukturen rundt havvind i Sørilige Nordsjø II kan Norge utvikle både havvindnæring, hydrogennæring og maritim næring, som alle er fremtidsrettede grønne næringer med potensiale for et stort antall arbeidsplasser.

Innhold

| | |
|--|-----------|
| Forord | 2 |
| Hovedsammendrag | 3 |
| 1 Introduksjon | 6 |
| 1.1 <i>Bakgrunn</i> | 6 |
| 1.2 <i>Hensikt og forankring</i> | 7 |
| 1.3 <i>Mål og prosjektomfang</i> | 8 |
| 1.4 <i>Rapportstruktur</i> | 9 |
| 1.5 <i>Forkortelser</i> | 10 |
| 2 Dagens status | 11 |
| 2.1 <i>Kjente planer i Norge og tilgrensede områder</i> | 11 |
| 2.2 <i>Lovverk og reguleringer</i> | 13 |
| 3 Potensiale for kraft- og hydrogenproduksjon | 15 |
| 3.1 <i>Potensiale for kraftproduksjon fra havvind i Nordsjøen</i> | 15 |
| 3.2 <i>Mulig kraftproduksjon i Sørilige Nordsjø II</i> | 16 |
| 3.3 <i>Mulig hydrogenproduksjon og marked</i> | 17 |
| 4 Havvindpark i Sørilige Nordsjø II – forutsetninger og teknologivalg | 19 |
| 4.1 <i>Lokasjon og havdyp</i> | 19 |
| 4.2 <i>Vindressurser, turbinstørrelse og forventet kapasitetsfaktor</i> | 19 |
| 4.3 <i>Mulig løsning for nettinfrastruktur</i> | 20 |
| 4.4 <i>Scenariobeskrivelse</i> | 22 |
| 5 Optimal vindparkstørrelse og optimering av LCOE | 23 |
| 5.1 <i>Forutsetninger</i> | 23 |
| 5.2 <i>Resultat</i> | 23 |
| 6 Offshore hydrogenproduksjon og beregning av LCOH | 26 |
| 6.1 <i>Produksjon av hydrogen</i> | 26 |
| 6.2 <i>Forutsetninger</i> | 26 |
| 6.3 <i>Resultat</i> | 28 |
| 7 Offshore prosessering av hydrogen, lagring og transport | 31 |
| 7.1 <i>Prosessering av hydrogen</i> | 33 |
| 7.2 <i>Lagring offshore</i> | 33 |
| 7.3 <i>Transport og lagring av CH₂ i rør</i> | 33 |
| 7.4 <i>Bunkring av CH₂, LH₂ og ammoniakk</i> | 36 |
| 7.5 <i>Transport i skip</i> | 36 |
| 8 Oppsummering og konklusjon | 37 |
| 9 Referanser | 42 |

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Internasjonale klimaforpliktelser krever at vi elektrifiserer større deler av samfunnet. Dette vil medføre et behov for etablering av mer fornybar kraftproduksjon både i Norge og i Europa i årene som kommer.

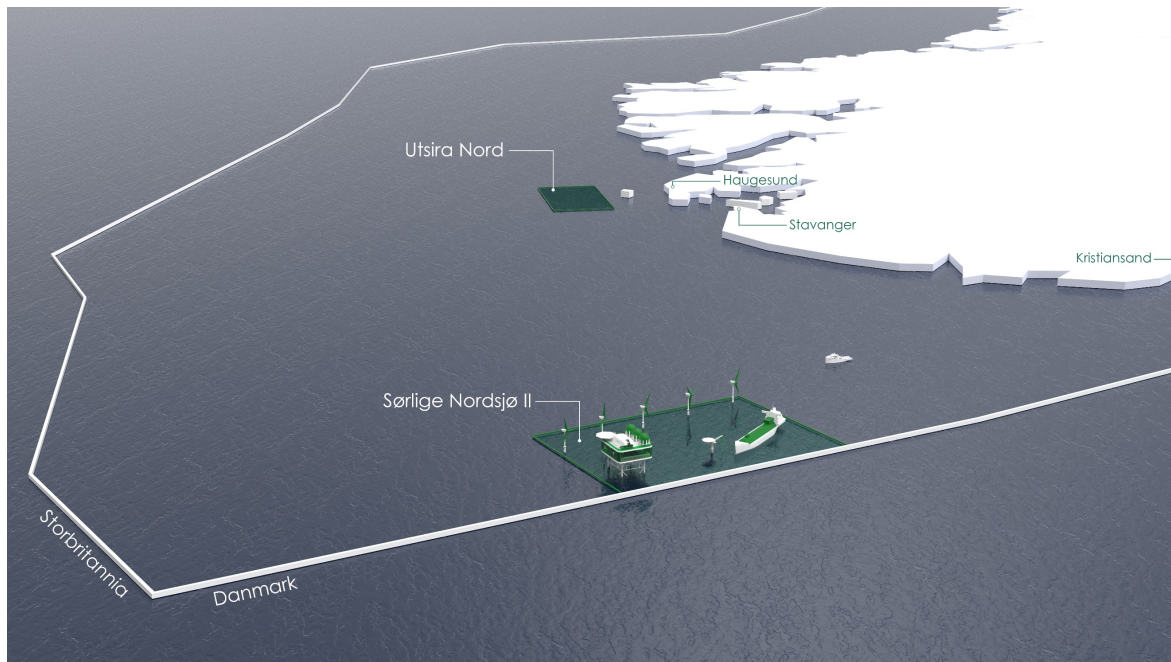
Statnett, Ref. /1/ og Prosess21, Ref. /2/ har estimert et økt kraftbehov i Norge på 50 – 90 TWh/år. EU, som i dag har en langt lavere fornybarandel i strømmettet enn Norge, vil ha behov for å bygge ut store mengder fornybar kraft, og offshore vind er sett på som svært viktig for å oppnå dette. EU har satt seg som mål å ha en installert effekt på 60 GW offshore vindkraft innen 2030 og 300 GW innen 2050, Ref. /3/. Rundt regnet tilsvarer dette 1 300 TWh/år produsert kraft. Da vindressursene i Nordsjøen er blant de beste i verden, har derfor Norge et stort potensial for å bidra med ny fornybar kraftproduksjon, og samtidig skape fremtidige arbeidsplasser.

Energibehovet i Europa vil være stort og flere land vil ha utfordringer med å være selvforsynt med grønn energi. Storbritannia og Nederland, som begge har kompetanse fra offshore olje og gassvirksomhet, ser derfor på havvindressursene som en fremtidig stor eksportmulighet. Norge har åpenbart den samme muligheten. Med vår tunge petro-maritime kompetanse, lange havbrukstradisjoner og gode vindressurser, har Norge et unikt utgangspunkt for å lykkes innen havvind, og ta en sterk posisjon i markedet.

Olje- og energidepartementet (OED) besluttet 12.06.2020 at områdene Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II skal åpnes for konsesjonssøknader om fornybar energiproduksjon til havs f.o.m. 01.01.2021, med total ramme på henholdsvis 1.5 og 3.0 GW for Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II, vist i Figur 1-1. For tiden jobber OED med en veileder om søknadsprosessen som er ventet i løpet av våren 2021.

Elektrisitet som produseres i Sørlege Nordsjø II kan brukes på flere forskjellige måter. Energien kan enten eksporteres i form av strøm i kabel, eller som hydrogen eller andre hydrogen-derivater (PtX). Sistnevnte mulighet for hydrogenproduksjon fra offshore vindkraft utredes nå i flere land som f.eks. Storbritannia, Skottland, Nederland, Danmark og Tyskland. Skottlands regjering gav for eksempel nylig ut en egen rapport som vurderer muligheter knyttet til offshore vind og hydrogen, Ref. /4/, mens Offshore Wind Industry Council og CATAPULT Offshore Renewable Energy sammen gav ut en tilsvarende rapport for UK i Ref. /5/. En rekke tekno-økonomiske analyser av hydrogenproduksjon fra offshore vind har også vært gjennomført, både for norsk sektor spesielt, Ref. /6/, og i et mer generelt perspektiv, Ref. /7/, Ref. /8/.

Bakgrunnen for denne studien er et ønske om å løfte frem de ulike mulighetene for bruk av energi fra en havvindpark i Sørlege Nordsjø II, bidra til at disse utredes grundig, og at Norge på den måten kommer i gang med å legge til rette for en fremtidsrettet satsning innen havvind og hydrogen.



Figur 1-1: Områder i Nordsjøen som nå er åpent for konsesjonssøknad

1.2 Hensikt og forankring

Hensikten med studien er å løfte frem Norges muligheter til å utvikle næring knyttet til vindressursene i Sørlige Nordsjø II i tråd med FNs bærekraftsmål. Bærekraftsmål nummer 7, 9, 13 og 17 er spesielt relevant i denne sammenheng. Gjennom samarbeid mellom fagmiljø, investorer og politikere kan Norge:

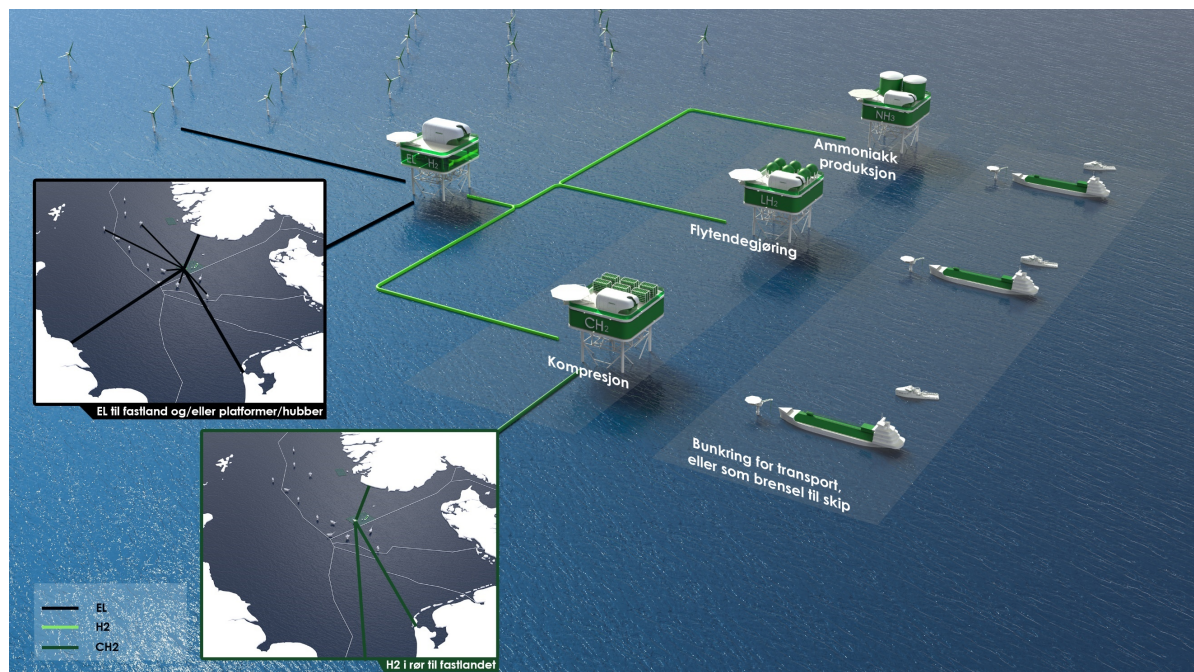
- tilrettelegge for utvikling av havvindnæringen, for å øke produksjon av grønn energi og redusere CO₂ utslipp.
- tilrettelegge for utvikling av hydrogennæringen, da dette vil være et viktig ledd i avkarbonisering av industri og transportsektoren både til sjøs og på land.
- tilrettelegge for utvikling og omstilling av maritim næring.
- optimere utnyttelse av havvindressursene med tanke på våre økonomiske interesser og ut fra et energiøkonomisk perspektiv.



1.3 Mål og prosjektomfang

Mulighetene for utnyttelse av energi produsert fra havvind i Sørliche Nordsjø II er mange. Noen av mulighetene er illustrert i Figur 1-2, som viser:

- Strømkabel til land, enten Norge og/eller Europa
- Strømkabel til offshore olje og gass plattformer (norsk, UK eller dansk sektor).
- Hydrogenproduksjon offshore enten i kombinasjon med kabel til land, og tilknytning til fastlandsnettet, eller som øydrift der all kraft brukes til hydrogenproduksjon og/eller til avtak på plattformer.
- Videreforedling av hydrogen til komprimert hydrogen (CH_2), flytende hydrogen (LH_2), ammoniakk (NH_3), eller LOHC (Liquid organic hydrogen carrier, ikke med i illustrasjonen), og transport til land, enten Norge eller Europa. Transport kan skje enten i rør eller i tankskip. I tillegg kan det være mulig å bunkre skip som opererer i, eller passerer forbi havområdet, og som trenger drivstoff (CH_2 , LH_2 , NH_3 eller LOHC) til egen drift.



Figur 1-2: Illustrasjon av ulike muligheter knyttet til bruk av energi fra havvind i Sørliche Nordsjø. Merk at en endelig løsning trolig ikke vil se slik ut. Figuren illustrerer kun ulike muligheter.

Målet med prosjektet har vært å gi en tidligfase vurdering av noen av mulighetene knyttet til havvind i Sørliche Nordsjø II. Følgende hovedmål har blitt definert for prosjektet:

- Beskrive dagens situasjon, inkludert kjente planer i Norge og Europa, og relevante lover og reguleringer for energiproduksjon til havs og offshore hydrogenproduksjon
- Gi et estimat for produksjonskostnad for kraft i form av LCOE (kr/kWh), dersom energien fra havvindparken:
 - utelukkende brukes til EL produksjon og transport i kabel til land
 - brukes til hydrogenproduksjon i kombinasjon med kabel til land
 - utelukkende brukes til offshore hydrogenproduksjon (øydrift)
- Gi et kostnadsestimat for produksjon og leveranse av hydrogen offshore i form av LCOH (kr/kg H_2). Da det vil være ulike måter å bruke/transporter hydrogenet på, vil LCOH-estimatet ikke inkludere komprimering/flytendegjøring, lagring, bunkring eller transport i rør eller skip til

markedet i denne omgang, men kun salg direkte nedstrøms hydrogenproduksjonsenhetene. Produksjonskostnaden vil med andre ord ikke representere salgspris til forbruker, men gi en god indikasjon om det i dag vil være mulig å produsere hydrogen til konkurransedyktig pris offshore, og om dette er verdt å se nærmere på.

- Gi en teknologistatus på relevante områder knyttet til videre prosessering av hydrogen produsert offshore, men ikke med mål om å etablere kostnadsestimat for denne delen av verdikjeden.

1.4 Rapportstruktur

Rapporten består av en hovedrapport (dette dokumentet) som understøttes av fem tekniske notat:

- TN-1: Lovverk, regulering og kjente planer i Norge og tilgrensende havområder
- TN-2: Havvindressurser, teknologistatus og forutsetninger
- TN-3: Scenarioanalyser kraftproduksjon og beregning av LCOE
- TN-4: Offshore hydrogenproduksjon og beregning av LCOH
- TN-5: Muligheter for offshore prosessering av hydrogen, lagring og transport

Hovedrapporten gir en helhetlig presentasjon av arbeidet som er gjort, og dermed en oppsummering av de viktigste delene av de tekniske notatene, i tillegg til oppsummering og konklusjon.

1.5 Forkortelser

Forkortelser brukt i dette dokumentet er listet i Tabell 1-1.

Tabell 1-1: Oversikt over forkortelser brukt i dette dokumentet.

| Forkortelse | Beskrivelse |
|-----------------|---|
| AEL | Alkalisk elektrolyse (Alkaline electrolysis) |
| BOW | Bergen Offshore Wind Centre |
| CAPEX | Kapitalkostnad (Capital Expenses) |
| CH ₂ | Komprimert hydrogen (Compressed Hydrogen) |
| ESA | EFTAs Overvåkningsorgan (EFTA Surveillance Authority) |
| HVL | Høgskulen på Vestlandet |
| HVDC | Høyspent likestrøm (High Voltage Direct Current) |
| IEA | International Energy Agency |
| LCOE | Produksjonskostnad for energi over prosjektets levetid (Levelised cost of energy) |
| LCOH | Produksjonskostnad for hydrogen over prosjektets levetid (Levelised cost of hydrogen) |
| LOHC | Flytende organisk hydrogenbærer (Liquid Organic Hydrogen Carrier) |
| LH ₂ | Flytende hydrogen (Liquified Hydrogen) |
| NH ₃ | Ammoniakk |
| NO2 | Prisområde for strøm Sørvest-Norge |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |
| O&G | Olje og gass |
| PEM | Proton Exchange Membrane |
| PtX | Power-to-X |
| RCG | Renewables Consulting Group |
| TN | Teknisk Notat |
| UiB | Universitetet i Bergen |
| VFK | Vestland Fylkeskommune |

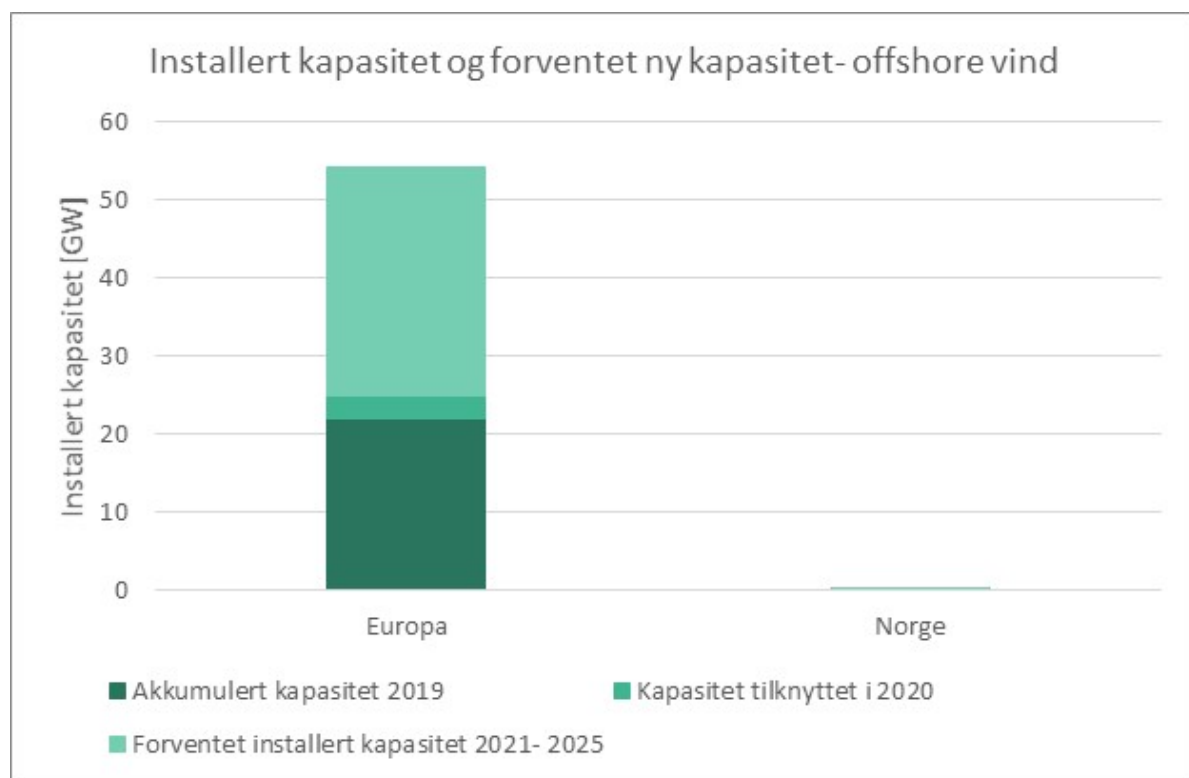
2 Dagens status

I dette kapittelet gis en oversikt over dagens status for havvind og hydrogen i Norge og Europa, i tillegg til fremtidige planer og målsetninger. Videre gis en oversikt over dagens relevante lover og reguleringer for produksjon av vindkraft til havs og offshore hydrogenproduksjon.

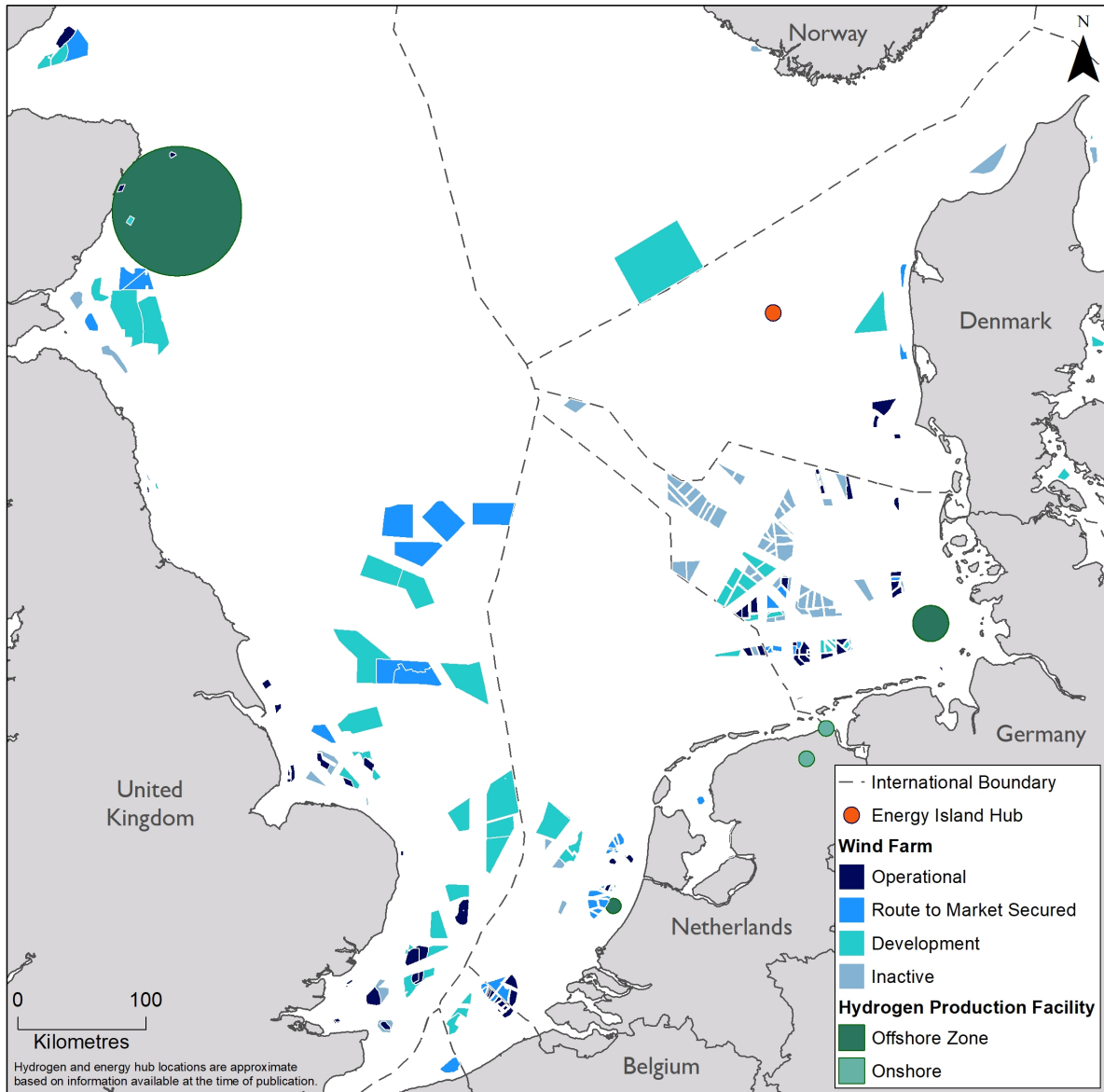
2.1 Kjente planer i Norge og tilgrensede områder

I Europa satses det for tiden stort på havvind. I dag er det installert 25 GW offshore vindkraft i Europa, hvorav 3 GW ble installert i 2020 (Nederland, Belgia, UK, Tyskland og Portugal), Ref. /9/, Ref. /10/. Totalt er det siden 2018 sikret finansiering av ca. 13 GW, og frem mot 2025 er det forventet ny installert effekt på 4 – 9 GW årlig - totalt ca. 29 GW i perioden 2021 – 2025, Ref. /10/. Til sammenligning har Norge kun en offshore test-turbin, med planer om ytterligere 11 turbiner med total kapasitet på 0.09 GW (Hywind Tampen) innen 2022. Dagens situasjon, samt forventet installert kapasitet frem mot 2025 er oppsummert i Figur 2-1.

Figur 2-2 viser eksisterende og planlagte offshore vindkraftverk i Norges tilgrensede områder. Kartet er utarbeidet i samarbeid med Renewables Consulting Group (RCG), hvor også havvindprosjekt med planlagt hydrogenproduksjon (offshore eller onshore) er markert.

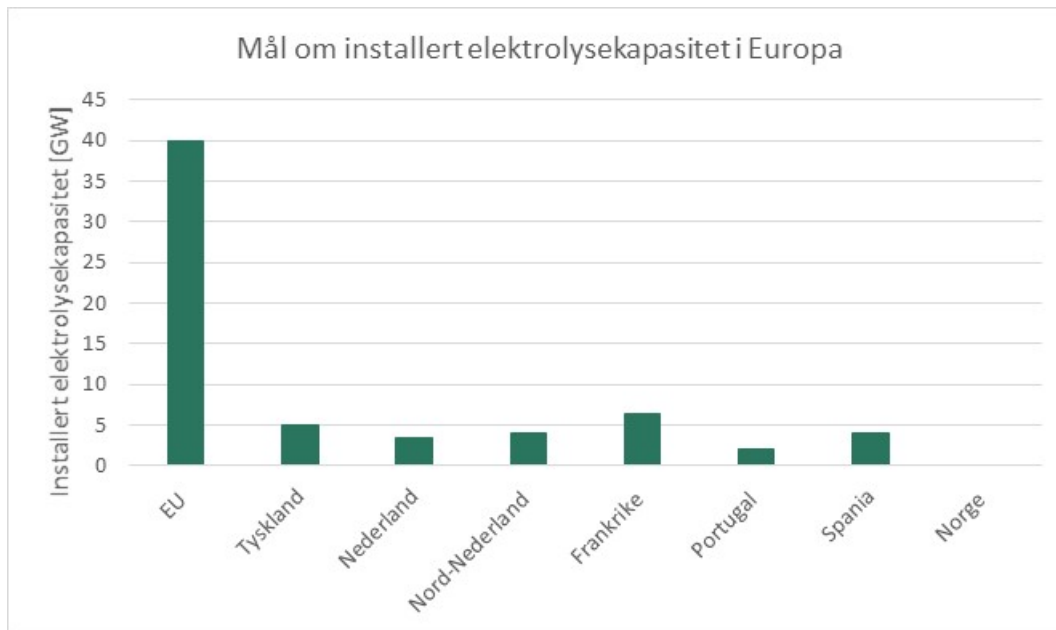


Figur 2-1: Installert offshore vindkapasitet i Europa og Norge frem til og med 2019, ny kapasitet tilknyttet i 2020 og forventet installert kapasitet i perioden 2021 - 2025, Ref. /10/.



Figur 2-2: Eksisterende og planlagte vindkraftverk rundt Nordsjøen. Kilde: Renewables Consulting Group (RCG).

I løpet av 2020 kom flere europeiske land, i tillegg til EU, med hydrogenstrategier - de fleste med tilhørende bevilgninger i størrelsesorden 10–100 mrd. NOK over de neste 10 årene, og med målsatte tall for produksjonskapasitet i 2030, se Figur 2-3. I 2021 er det ventet tilsvarende strategier fra enda flere nasjoner. Bakgrunnen for dette er erkjennelsen av at samfunnet må elektrifiseres for å oppfylle Parisavtalen, og av at hydrogen vil spille en sentral rolle for å kunne utvikler nullutslippsløsninger i flere segment (se f.eks. Ref. /11/, Ref. /12/, Ref. /13/, eller Ref. /14/). Stor fremtidig hydrogenproduksjon vil gi økt etterspørsel etter fornybar elektrisk kraft, og i den sammenheng ansees havvind som en viktig ressurs og et satsningsområde. Hydrogen- og havvindsatsning henger derfor ofte sammen.



Figur 2-3: Målsatte tall for elektrolysekapasitet i Europeiske land (se TN-1 for detaljer).

2.2 Lovverk og reguleringer

Det er store planer for etablering av havvind i Nordsjøen og i Europa. Videre foreligger det flere initiativer for å koble havvindparker til offshore- og onshore hydrogen produksjon. I Norge er det havenergiloven som regulerer vindkraft til havs og energiloven som regulerer nettilknytningen mot nettet på land og eventuelle landanlegg.

For å kunne bygge havvind i Norge må det søkes konsesjon etter havenergiloven. Havenergiloven tar utgangspunkt i at det kun kan søkes konsesjon i områder som, etter en overordnet vurdering, er åpnet for utbygging av havvind. I Norske havområder er det kun Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord som er åpnet for en slik utbygging. Områdene er åpnet etter en omfattende strategisk konsekvensutredning som inkluderte flere områder i norske havområder. Konsesjonsprosessen er definert i forskrift til havenergiloven. Det vil ilt. våren 2021 utgis en veileder som spesifiserer konsesjonsprosessen ytterligere, og som er ventet å spesifisere hvordan konkurrerende søknader innenfor ett geografisk område vil behandles og vektas av Olje- og Energidepartementet.

En konsesjonsprosess starter ved at et selskap sender inn en melding til Olje- og Energidepartementet om intensjonen om å søke konsesjon i et område. Meldingen skal inneholde et forslag til utredningsprogram. Meldingen med forslag til konsekvensutredningsprogram vil bli sendt på en høring slik at relevante parter kan være med å påvirke kravene i et endelig konsekvensutredningsprogram. Det fremgår i forskrift til havenergiloven at det kun vil meddeles ett utredningsprogram for ett spesifikt område. I en situasjon med konkurrerende meldinger antas det derfor at departementet må avgjøre hvilke selskap som skal meddeles konsekvensutredningsprogram for et område, basert på den innsendte meldingen med forslag til utredningsprogram. Meldingen vil derfor bli viktig for å sikre seg eksklusivitet for et område. Alle som sender inn en melding med intensjon om å fremme en konsesjonssøknad må betale et behandlingsgebyr for å få denne behandlet. Det forventes at veilederen ytterligere vil spesifisere dette.

En ferdig konsekvensutredning skal vedlegges endelig konsesjonssøknad. Dersom det meddeles konsesjon, skal det også legges frem en detaljplan som skal godkjennes av departementet. Det legges

opp til stramme tidsfrister for utbygging etter en eventuell godkjenning av detaljplan, men det åpnes for at det kan søkes om utsettelse for inntil to år av gangen.

Dersom et prosjekt skal tilknyttes nettet på land i Norge må det også gis konsesjon etter Energiloven. Det kan utarbeides en felles konsekvensutredning etter havenergiloven og energiloven.

For prosjekter som bygges etter havenergiloven kan det fremmes krav fra fiskeriorganisasjoner om erstatning for redusert mulighet til å drive fiske i området. Krav som fremmes skal avgjøres av en oppnevnt nemd.

For Sørilige Nordsjø II som grenser mot dansk farvann kan også Espoo konvensjonens bestemmelser om grenseoverskridende virkninger komme til anvendelse. Dette vil i så fall medføre at danske styresmakter vil kunne uttale seg til konsekvensutredningsprogram og konsesjonssøknad.

Havvindprosjekter som kun knytter seg til petroleumsinstallasjoner, og ikke sentralnettet på land, kan gis unntak fra havenergiloven. Et eksempel på dette er Hywind Tampen, som skal bygges av Equinor med lisenspartnere for å elektrifisere petroleumsinstallasjoner på feltene Snorre og Gullfaks. Prosjektet som består av 11 flytende vindturbiner er behandlet, og gitt tillatelse, etter petroleumslovverket. Prosjektet har mottatt en vesentlig investeringsstøtte fra Enova, som er godkjent av EFTAs overvåkningsorgan (ESA).

3 Potensiale for kraft- og hydrogenproduksjon

I delkapitlene under beskrives potensialet for kraftproduksjon fra havvind i Nordsjøen, i Sørlige Nordsjø II. Videre gis estimater for mulig hydrogenproduksjon fra på en offshore plattform, og en for et fremtidig hydrogenmarked i Norge og Europa.

3.1 Potensiale for kraftproduksjon fra havvind i Nordsjøen

Figur 3-1 illustrerer det nødvendige arealbehovet for å produsere like mye strøm fra havvind som fra norsk vindkraft på land, fra norsk vannkraft, og dersom man erstatter all norsk gass eksport med havvind. Ved beregning av sistnevnte område, er det tatt hensyn til at bruk av strøm, normalt sett, har høyere virkningsgrad enn ved bruk av gass. Områdene i figuren viser:

- 30 x 30 km: Vindkraft på land med konsesjon. (ca. 24 TWh/år)
- 70 x 70 km: All norsk vannkraft (0,5% av norsk økonomisk sone)
- 140 x 140 km: Erstatte all norsk gass eksport (hensyntatt energikvalitet)

Vindressursene i Nordsjøen er blant de beste i verden, og man kan vente kapasitetsfaktorer i området 0,5-0,57 for vindparker i området.

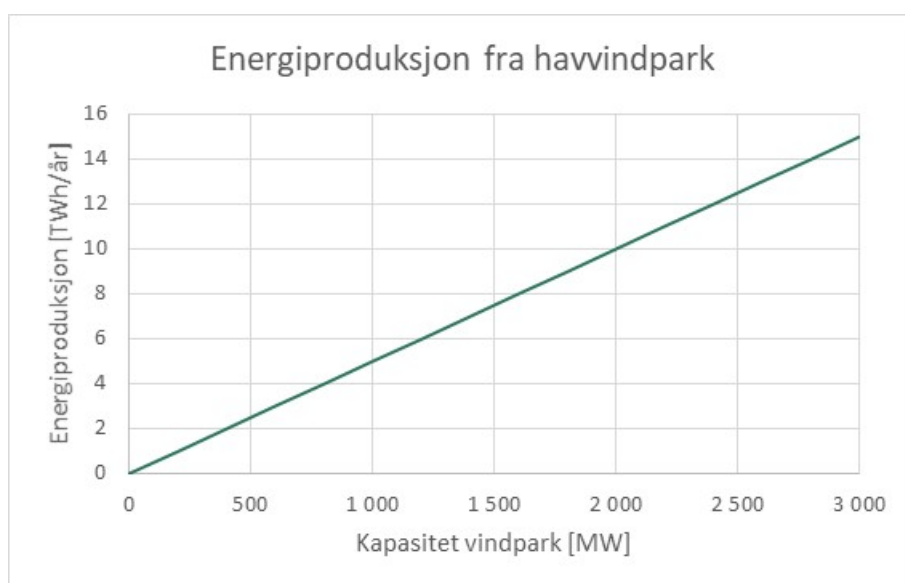


Figur 3-1: Nødvendig areal til havvindparker for å produsere tilsvarende mengde kraft som dagens vindkraft på land inkludert konsesjonsgitte prosjekt (minste området), dagens produksjon av vannkraft (midterste området) og for å erstatte all norsk gass eksport (største område). Google Maps/Tore Furevik og Finn Gunnar Nielsen, UiB

3.2 Mulig kraftproduksjon i Sørilige Nordsjø II

Utsira Nord og Sørilige Nordsjø II er på henholdsvis 1010 km² og 2 591 km². Med referanse til Wind Europes rapport "Our energy, our future - How offshore wind will help Europe go carbon-neutral", Ref. /15/, fra november 2019, og Bergen Offshore Wind Centre, Ref /16/, vil disse arealene muliggjøre utbygging av ca. 18 -24 GW, eller ca. 85 - 95 TWh /år, dersom hele arealet bygges ut. Dette er tilsvarende, eller mer enn forventet, fremtidig nytt kraftbehov i Norge.

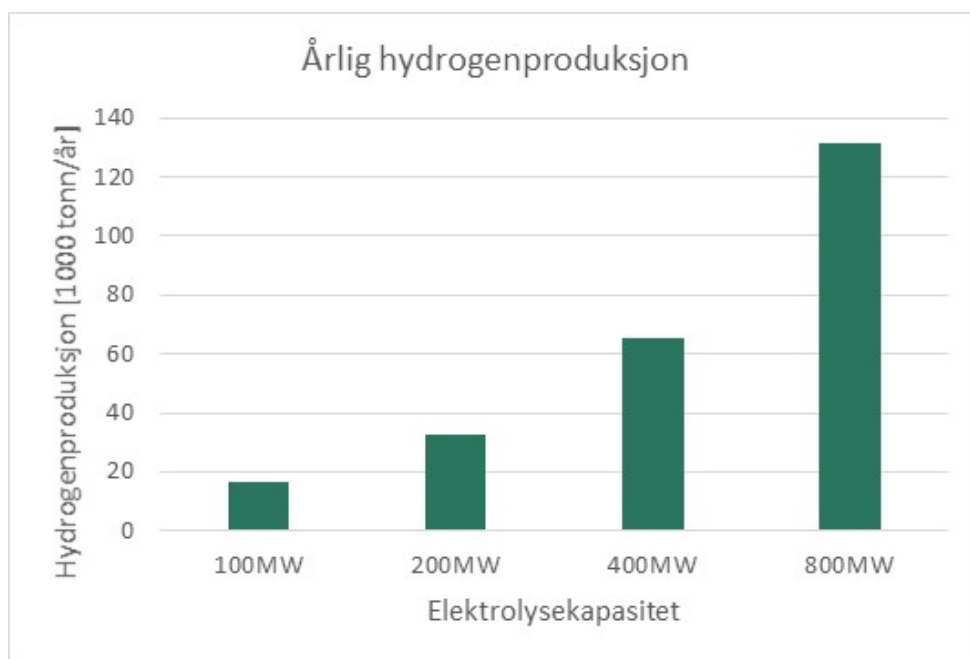
Dagens ramme er imidlertid vesentlig mindre enn potensialet ut fra en ren arealbetraktning. Ved utbygging opp til dagens ramme i Sørilige Nordsjø II (3 GW kapasitet) vil man bruke ca. 15% av arealet i planområdet og produsere ca. 15 TWh/år. Dette tilsvarer litt over 10% av dagens kraftproduksjon i Norge. Arealbehovet vil være relativt konstant uansett turbinstørrelse. Figur 3-2 viser potensiell kraftproduksjon fra en vindpark med installert kapasitet mindre enn øvre konsesjonsgrense.



Figur 3-2: Energiproduksjon fra havvindpark i Sørilige Nordsjø II gitt kapasitetsfaktorer 0,57, som er ventet å representere et gjennomsnittså.

3.3 Mulig hydrogenproduksjon og marked

Figur 3-3 viser mengde hydrogen som er mulig å produsere på et elektrolyseanlegg med 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW kapasitet. Produksjonsmengden vil avhenge av hvilket konsept som velges, og vil spesielt for øydrift (se kapittel 4.4) ligge noe lavere enn det Figur 3-3 viser, men ved kobling mot land og mulighet for høy utnyttelsesgrad/oppetid, gir figuren et realistisk bilde av mulig produksjonsmengde.

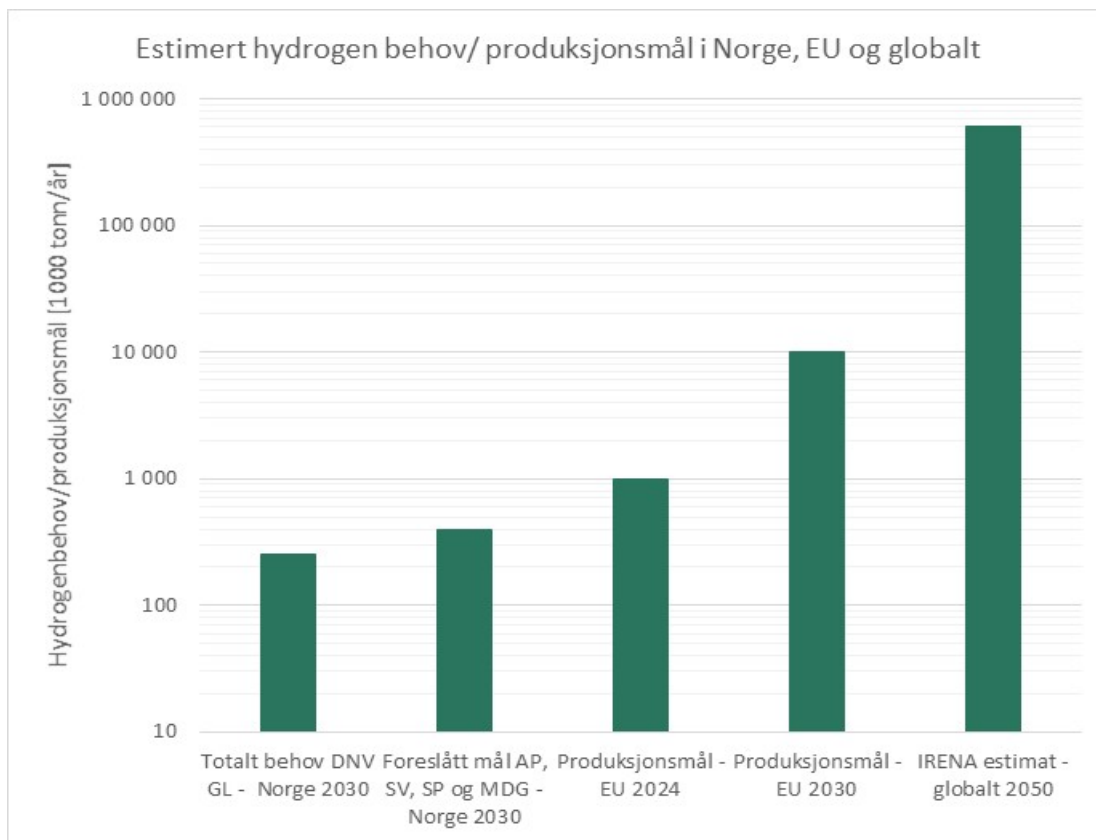


Figur 3-3: Årlig hydrogenproduksjon for anlegg med 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet.

Estimatene for hydrogenbehov i Norge frem mot 2030 spriker mye, og vil i stor grad avhenge av politiske prioriteringer fremover. Flere og flere rapporter peker imidlertid på hydrogen (og hydrogenbaserte derivater) som eneste nullutslippsløsning innenfor maritim, tungtransport og en del industri. De mest optimistiske anslagene/målene for hydrogenbehov i Norge ligger på 400 000 tonn/år som vil tilsvare mer enn 6 ganger så mye som man kan produsere fra et 400 MW elektrolyseanlegg (65 000 tonn/år). Mot EUs mål, er imidlertid 400 000 tonn/år innen 2030 lite. Europakommisjonen har gjennom sin European Green Deal satt seg som mål å produsere 1 million tonn grønt hydrogen per år (4 GW elektrolysekapasitet) innen 2024 og 10 millioner tonn per år (40 GW elektrolysekapasitet) innen 2030, Ref. /17/, noe som viser at markedspotensialet mot Europa er stort.

IEA anslår at global produksjon av hydrogen blir ca. 100 millioner tonn per år i 2030 og 300 millioner tonn per år i 2050, Ref. /18/, mens IRENAs nylig utgitte World Energy Transition Outlook (preview), Ref. /19/ anslår at 12% av verdens energiforbruk (sluttbruk) vil være enten hydrogen eller e-fuels produsert med hydrogen som innsatsfaktor innen 2050. Dette tilsvarer 613 millioner tonn hydrogen.

Figur 3-4 gir en oversikt og oppsummering av norsk og europeisk estimat for hydrogenbehov og produksjonsmål. For øvrig henvises det til Figur 2-3 som viser målsatte tall for elektrolysekapasitet i EU og i enkeltland. Mer detaljer er gitt i TN-1 og TN-4.



Figur 3-4: Estimert hydrogenbehov og foreslått produksjonsmål for Norge i 2030, i tillegg til produksjonsmål satt i EU og estimert globalt behov i 2050.

Salg og bunkring av hydrogen til skipstrafikk i området rundt Sørliche Nordsjø II, er trukket frem som et mulig marked. Dersom kun fiskebåter og supply-skip som i dag opererer i området rundt Sørliche Nordsjø II går over til å bruke hydrogen som drivstoff, vil de ha behov for 10–30% av den årlige produksjonen fra et 400 MW anlegg. På bakgrunn av dette kan man ikke utelukke at markedet i Sørliche Nordsjø kan ha potensiale til å utgjøre en vesentlig andel av den årlige hydrogenproduksjonen fra et offshore anlegg. Dette krever at man utvikler egnede bunkringsløsninger og logistikk-løsninger som gir nødvendig forutsigbarhet. Dette er nærmere omtalt i TN-5.

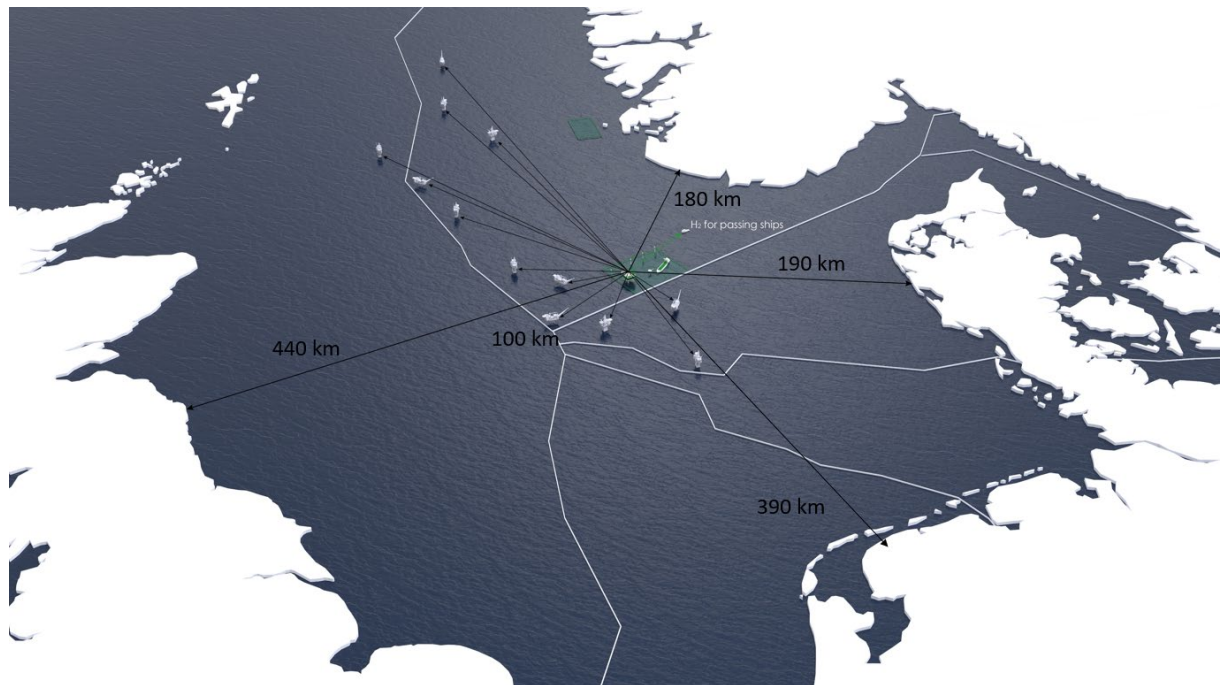
4 Havvindpark i Sørilige Nordsjø II – forutsetninger og teknologivalg

I dette kapittelet gis en redegjørelse for forutsetninger og teknologivalg lagt til grunn for analyse av LCOE og LCOH i kapittel 5 og 6. I tillegg beskrives scenarioene for kraft og hydrogenproduksjon som er vurdert.

4.1 Lokasjon og havdyp

Sørilige Nordsjø II ligger sentralt plassert i Nordsjøen helt på grensen mellom norsk og dansk territorium. Avstanden til Norge og Danmark er rett i underkant av 200 km, og avstanden til Tyskland og Storbritannia er omtrent dobbelt så stor, se Figur 4-1.

Området har et gjennomsnittlig havdyp på 60 meter, noe som gjør at området egner seg godt for bunnfaste innretninger som jacket strukturer.



Figur 4-1: Sørilige Nordsjø II, med avstand til Norge, Danmark, Tyskland, Storbritannia og nærmeste plattformer. Avstandene er gitt fra senter av Sørilige Nordsjø II, til nærmeste kystlinje. Avstand til tilkoblingspunkt enten for kraftledning eller hydrogenrør kan være lengre.

4.2 Vindressurser, turbinstørrelse og forventet kapasitetsfaktor

Havvindressursene i Sørilige Nordsjø II er svært gode, og blant de beste i Europa.

Prosjektet har fått tilgang på vindhastighetsdata for Sørilige Nordsjø II for 2018 fra Metrologisk institutt (NORA3), som representerer et gjennomsnittså for Sørilige Nordsjø II. Dataene deles i samarbeid med Bergen Offshore Wind Centre (BOW).

Vinddataene har blitt brukt til å analysere kort- og langtidsvariasjoner, variasjoner i rom og til å modellere kraftproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor for en fremtidig havvindpark i Sørilige Nordsjø II. Analysen er nærmere beskrevet i TN-2. Her gis en kort oppsummering:

- Vinden varierer over et år og produksjon fra en vindpark kan være omtrent dobbelt så stor i vintersesongen som på sommeren. Den totale årsproduksjonen fra en vindpark kan typisk variere med $\pm 5\%$ fra et gjennomsnittså, og det må tas hensyn til.
- Vinddata fra 2018 viser at produksjonen fra en større vindpark endrer seg mer enn 50% av kapasiteten til vindparken i løpet av en time i ca. 0,5% av timene dette året. Dette indikerer at en svært rask økning/reduksjon i produksjonen vil forekomme relativt sjeldent. Videre er det gjort en vurdering av hvor raskt et innkommende lavtrykk vil rampe opp produksjonen for å vurdere om dette vil skje så hurtig at en eventuell elektrolysør vil ha problemer med å øke hydrogenproduksjonen like hurtig. Analysen indikerer at en elektrolysør som kan rampe opp til 100 % kapasitet i løpet av 10 minutter vil kunne holde greit følge med endringer i vindkraftproduksjonen. Dermed kan både alkalisk og PEM elektrolyseteknologi være mulig, men ved bruk av alkaliske elektrolysører kan man oppleve at kraftproduksjonen rampes opp raskere enn hydrogenproduksjonen i noen få tilfeller i løpet av året. Tapet er imidlertid ikke ventet å være stort, men en mer høyoppløst tidsserie vil kunne gi et enda klarere svar på dette.
- Vindressursene i Sørilige Nordsjø II er i mindre grad korrelert med vindressursene i Storbritannia og Nederland, enn med vindressursene i sørvestlige deler av Norge og Danmark. Romlig korrelasjon sier noe om hvor lik eller ulik vindkraftproduksjonen er mellom Sørilige Nordsjø II, og områdene rundt. Korrelasjon av vindressursene i Sørilige Nordsjø II med andre markeder kan ha innvirkning på hvilke markeder det er økonomisk å koble seg mot.
- Analysen tar utgangspunkt i at en turbinstørrelse på 15 MW er realistisk for en fremtidig utbygging i Sørilige Nordsjø II. Produksjonen og forventet kapasitetsfaktor fra en 1 600 MW vindpark er derfor beregnet basert på effektkurven til referanseturbinen NREL 15-240 utviklet i IEA Wind TCP Task 37, Ref./20/, og vinddata for 2018 (beskrevet over), som representerer et gjennomsnittså. Dette gir en kapasitetsfaktor på 0,57 som er lagt til grunn for videre analyse av LCOE. Dette ligger noe høyere enn tilsvarende vindkraftverk med samme vindforhold i dag, og skyldes forventninger om tilgang på større turbiner i markedet i løpet av de neste årene.

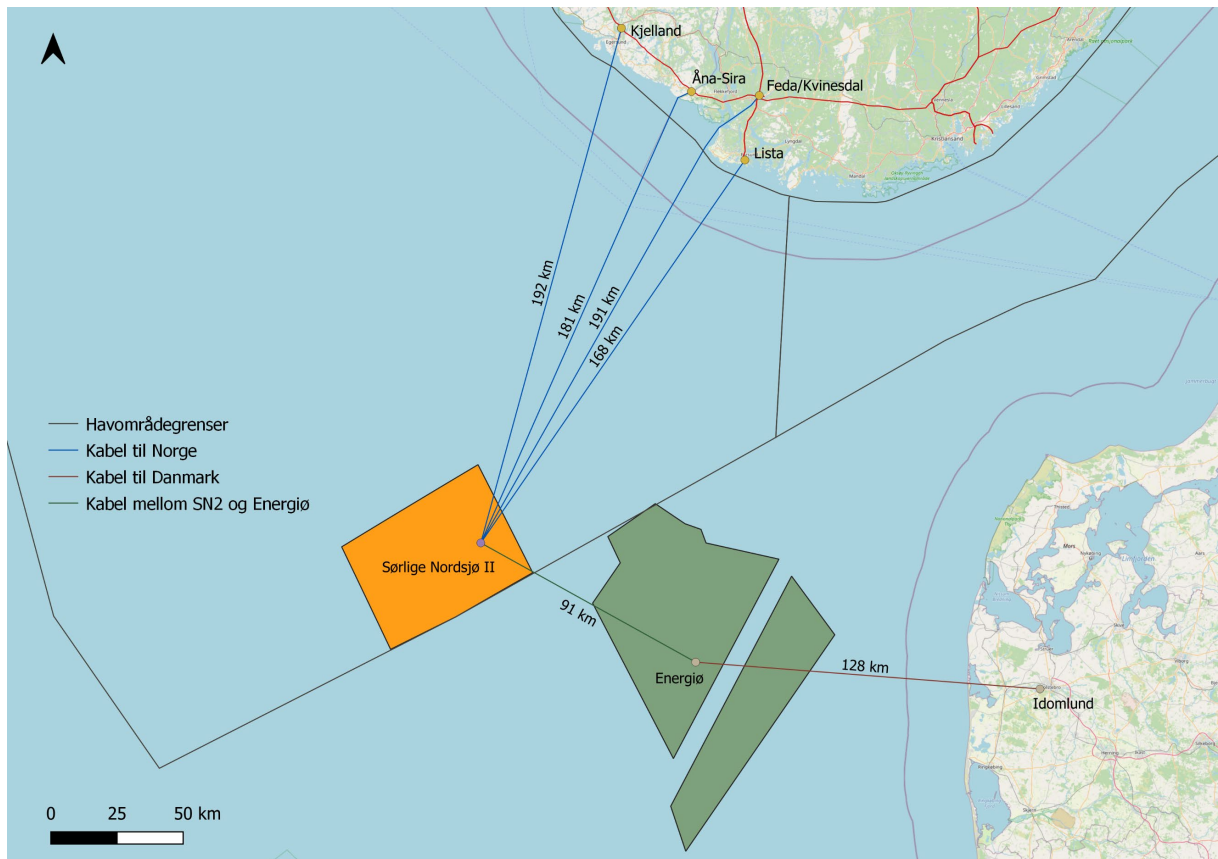
4.3 Mulig løsning for nettinfrastruktur

Ulike løsninger for utvikling av nettinfrastruktur rundt en havvindpark for Sørilige Nordsjø II har blitt vurdert. Det er her sett på både tilkobling mot fastlandsnettet i Norge og mot andre markeder.

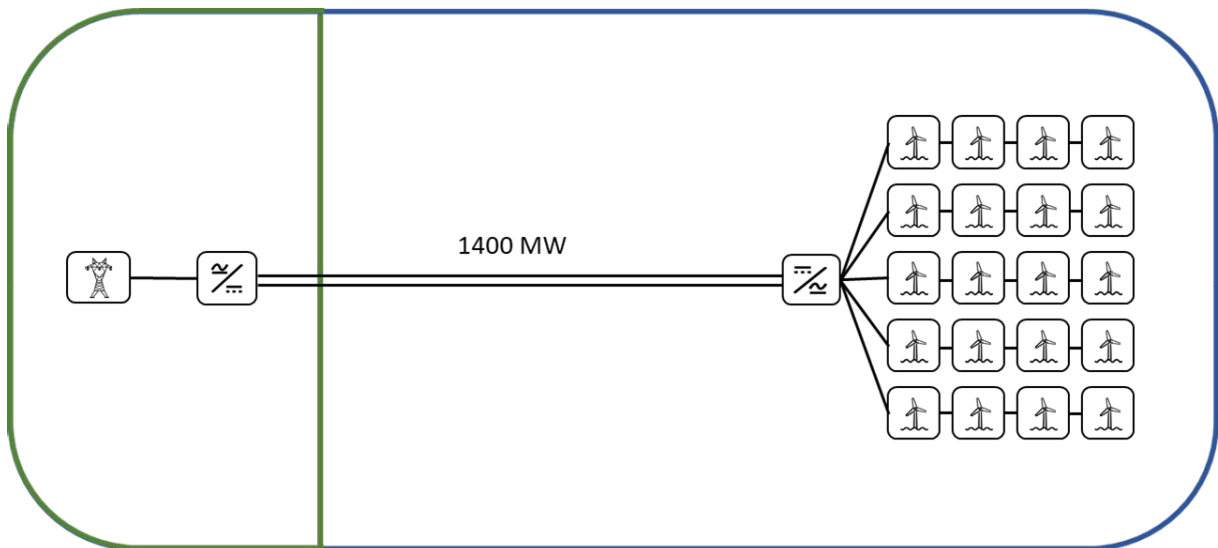
Det er lagt til grunn HVDC som teknologi for overføring grunnet avstanden til mulige tilknytningspunkt. Se TN-2 og TN-3 for forutsetninger og mer detaljert beskrivelse av løsningen for nettilknytning. Det er antatt en 1400 MW kapasitet for overføringen til land som input til estimering av LCOE.

Det kan for Sørilige Nordsjø II være aktuelt å undersøke tilknytning både mot Storbritannia, Tyskland og Danmark. Vi har i det følgende sett på et eksempel med tilknytning mot Danmark, som vil være naturlig gitt nærhet til Sørilige Nordsjø II og planer for etablering av havvind og energiøyer i tilgrensende områder som diskutert i TN-1.

Avstanden til relevante tilknytningspunkt i nettet på land i Danmark er omtrent som for en tilknytning til Norge. Idomlund hovednettstasjon i Danmark har blitt vurdert for tilknytning av «Nordsøen I». Idomlund ligger i en distanse på i overkant av 200 km fra Sørilige Nordsjø II. Teknologivalg og kostnadene ved en slik tilknytning blir derfor relativt lik om man skulle gå til fastlandet i Danmark med en HVDC-forbindelse. Et alternativ kunne vært å koble sammen Sørilige Nordsjø II med de annonserte «energiøyer» som vist i kartutsnittet i Figur 4-2. Den annonserte energiøyen vil kunne ha en distanse til Sørilige Nordsjø II på i underkant av 100 km. En mulig konfigurasjon for internt kabelnett og tilknytning mot land er vist i Figur 4-3.



Figur 4-2: Oversikt over mulige kabelforbindelser mellom NO2, Sørliche Nordsjø II og Danmark. Kilde: ÆGE Energy basert på data fra NVE og Energistyrelsen.

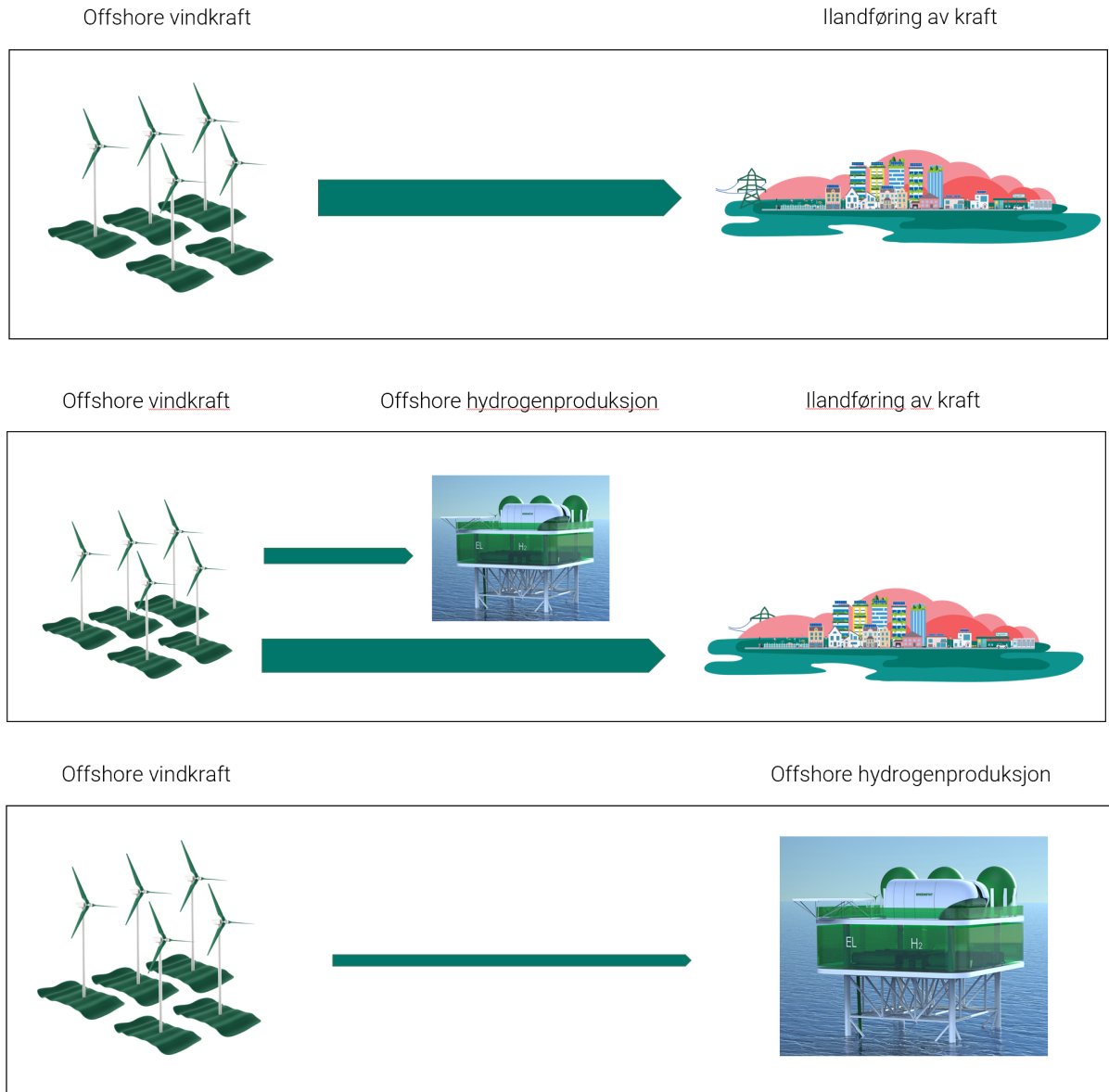


Figur 4-3: Skisse av vindpark og HVDC-overføring mot land

4.4 Scenariobeskrivelse

Følgende scenarier har blitt vurdert i analysene for optimal utnyttelse av energiproduksjon fra en mulig vindpark i Sørlike Nordsjø II:

1. En enkeltstående 1400 MW vindpark med tilknytning mot det norske fastlandsnettet (base case for sammenligning). Ingen offshore hydrogenproduksjon.
2. Kabel til land i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon (100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet)
3. Øydrift (uten kabel til land) i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon



Figur 4-4: Illustrasjon av de tre scenarioene vurdert i analysen: 1) Tilkobling til det norske fastlandsnettet. Ingen hydrogenproduksjon (øvre). 2) Tilknytning mot land i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon (midten), 3) Øydrift av havvindpark (uten kabel til land) i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon. Tykkelsen på pilen indikerer installert kapasitet.

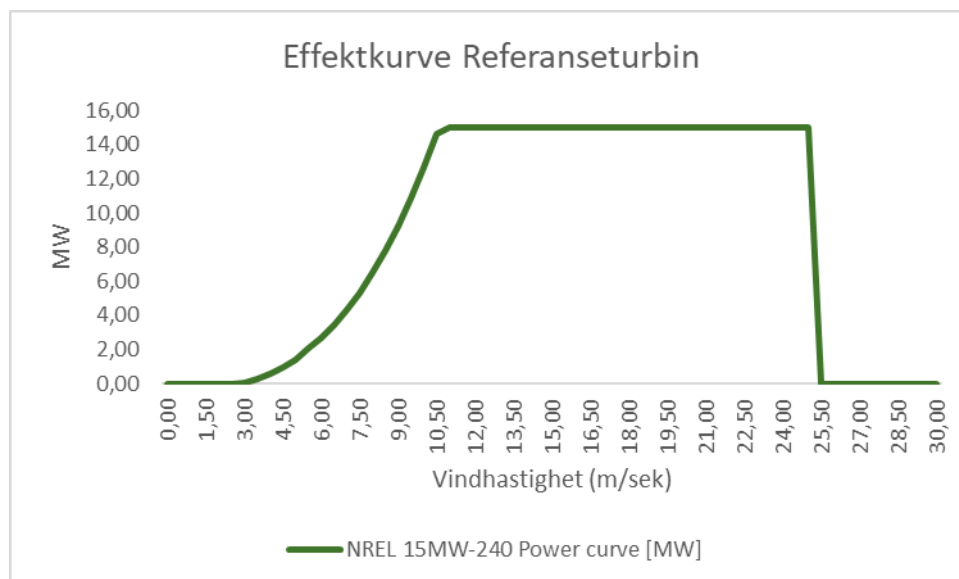
5 Optimal vindparkstørrelse og optimering av LCOE

5.1 Forutsetninger

Prosjektet har ikke fokusert på teknologiske løsninger for valg av struktur og turbin, utover å vurdere hva som vil være realistisk og forventet turbinstørrelse for utbygging i Sørilige Nordsjø II. Dette påvirker forventet kapasitetsfaktor og kraftproduksjon for en fremtidig havvindpark.

Offshore vindturbiner blir stadig større og er en av grunnene til at kapasitetsfaktoren har gått opp og at kostnadene (LCOE) har gått ned. Det er ventet at denne utviklingen vil fortsette og for en fremtidig utbygging i Sørilige Nordsjø II er det derfor naturlig å legge en videre utvikling til grunn.

Produksjonen fra vindparken er derfor beregnet basert på effektkurven til referanseturbinen NREL 15-240 utviklet i IEA Wind TCP Task 37, i mars 2020 Ref. /20/, se Figur 5-1. Turbinen har en rotordiameter på 240 m og har en tårnhøyde på 150 m (se TN-2).



Figur 5-1: Effektkurve referanseturbin, NREL 15MW-240.

På bakgrunn av effektkurven til NREL 15-240 er det beregnet en parkeffektkurve for vindparkene studert i de ulike scenariene. Det er lagt til grunn typiske verdier for elektriske tap i kabelnettverket og transformatorer, vaketap og andre tap.

Det er videre tatt utgangspunkt i publiserte tall for prosjekter av samme størrelse og avstand fra land i vurderinger av investeringskostnader og LCOE (levelised cost of energy). Disse er benchmarket mot ÆGE Energys interne kostnadsdatabaser for vindkraft og elektrisk infrastruktur.

Se for øvrig TN-2 for en mer detaljert gjennomgang av forutsetningene for analysene og de ulike scenariene.

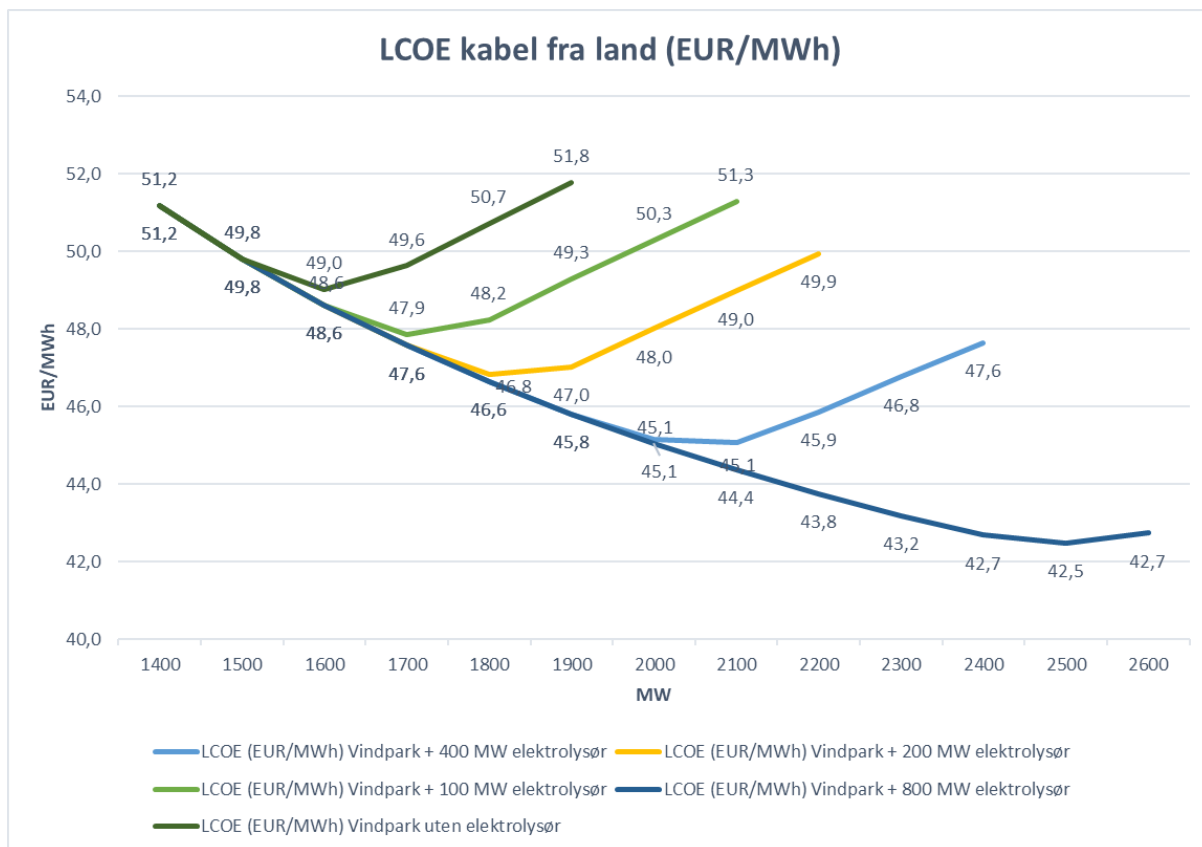
5.2 Resultat

Kapasitetsfaktoren for en større vindpark i Sørilige Nordsjø ble beregnet til 0,57. Dette er noe høyere enn tilsvarende vindparker som benytter dagens teknologi gitt samme vindforhold. Hovedårsaken til økningen er at vi i våre analyser har tatt utgangspunkt i referanseturbinen NREL 15-240. Denne representerer en forventning om framtidig teknologiutvikling for neste generasjons vindturbiner.

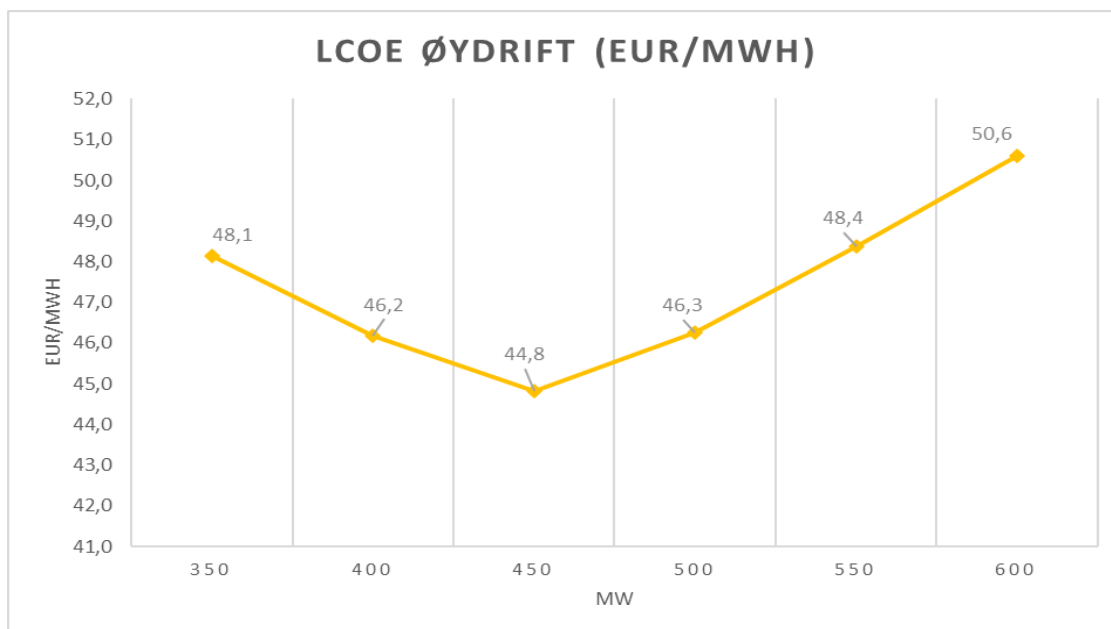
Vi ser at effekten av lokal last har en stor innvirkning på LCOE. Dette kommer av at det er flere kilowattimer å fordele kostnadene for infrastrukturen på. Vi ser også at denne effekten blir mer markant jo større den lokale lasten er. Bestpunkt for caset med 800 MW elektrolysør ga en reduksjon i LCOE på 6,5 EUR/MWh, og en økning i vindkraftproduksjon på 5,4 TWh. Dette gir en markant bedre utnyttelse av nettilknytningen til land. I dette tilfellet er det relativt god balanse mellom vindkraftproduksjon og lokal last. Ca. 7 TWh brukes direkte i elektrolyseanlegget lokalt, mens 6,7 TWh er tilgjengelig for eksport. Kun 1,3 TWh må importeres over kabelforbindelsen i situasjoner med for lite vind. 80 GWh (0,08 TWh) av vindkraftproduksjonen blir sluppet forbi når det er mer vind enn kabel og elektrolyseanlegg klarer å ta imot (curtailment).

Vi har også sett på effekten av overplanting; det at installert ytelse i vindparken er større enn tilknytningen til land. Vi ser at effekten av overplanting øker med størrelsen på elektrolysøren. I base caset ble laveste LCOE funnet ved en overplanting på ca. 200 MW, mens i caset med den største installerte kapasiteten for elektrolyseanlegget (800 MW) ble laveste LCOE funnet ved en installert kapasitet på 2500 MW, noe som representerer en overplanting på 300 MW og en økning i kraftproduksjon på 1,5 TWh per år.

I tilfellet med øydrift (ingen kabelforbindelse til land), er det også gunstig med noe overplanting, men fordi det ikke er noen alternativ bruk av overskuddsproduksjon i vårt eksempel, vil dette ha mindre effekt på LCOE. Det kan derimot være gunstig å se for seg en kombinasjon av lokal hydrogenproduksjon og tilknytning av O&G plattformer for å gi en mer fleksibel utnyttelse av vindressursene i Sørlege Nordsjø II. Resultatene for LCOE viser også at det ved bruk av hydrogen kan være mulig å realisere et system som opererer i øydrift innenfor samme kostnadsnivå som ved en tilknytning til land. Elektrolysøren vil få en noe lavere brukstid enn tilfellet med tilknytning mot land, men grunnet de gode vindforholdene ligger utnyttelsesgraden for elektrolyseanlegget fortsatt på 0,61 selv i øydrift. Høyere utnyttelsesgrad for elektrolysøren enn kapasitetsfaktoren til vindparken skyldes overplanting, dvs. at installert kapasitet i vindparken er større enn installert elektrolysekapasitet.



Figur 5-2: LCOE for varierende størrelse av vindpark og hydrogenproduksjon. 1400 MW tilknytning til land.



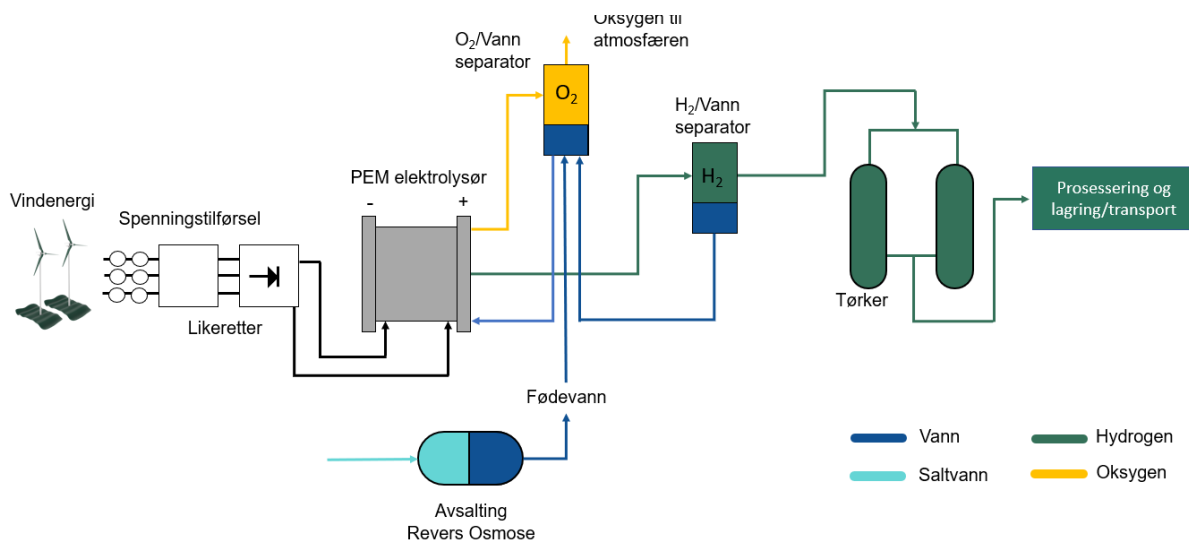
Figur 5-3: LCOE for vindpark med hydrogenproduksjon i øydrift

6 Offshore hydrogenproduksjon og beregning av LCOH

6.1 Produksjon av hydrogen

Ved offshore hydrogenproduksjon ved elektrolyse, vil kraft fra vindparken og rensed sjøvann være innsatsfaktorer i et elektrolyseanlegg som splitter vann til hydrogen og oksygen. Deretter tørkes hydrogenet før det sendes videre til prosessering og lagring/transport. En overordnet skisse av prosessflyten er gitt i Figur 6-1.

De to vanligste elektrolyseteknologiene i dag er Alkalisk elektrolyse (AEL) og Proton Exchange Membrane (PEM) elektrolyse. De to teknologiene har sine fordeler og ulemper som er beskrevet nærmere i TN-2 sammen med mer informasjon om avsaltingsteknologi for produksjon av ferskvann til elektrolyseprosessen.



Figur 6-1: Illustrasjon av prosessflyten ved offshore hydrogenproduksjon med PEM elektrolyser

6.2 Forutsetninger

To viktige parametere for kostnadsestimat for offshore elektrolyse plattform er areal- og vektbehov for anlegget. Basert på samtaler og kontakt med elektrolyserleverandører, har det blitt estimert arealbehov og vektkapasitet på en plattform med 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet, både for AEL og PEM. Dette er basert på dagens tilgjengelige teknologi og at anlegget skal inneholde følgende systemer:

- Avsalting- og vannrenseanlegg
- Lagring for fødevann
- Elektrolyttsystem (gjelder kun alkalisk)
- Elektrolyser
- Tørke- og separator system
- Kompensatorer
- Generelt areal for sikkerhetssystemet
- Boligkvarter for vedlikeholdsarbeid

Som forklart i kapittel 1.3 er grensesnittet for prosjektet er satt nedstrøms elektrolyser. Nødvendig areal/vekt til lagring, kompresjon eller annen behandling av hydrogenet er derfor ikke inkludert.

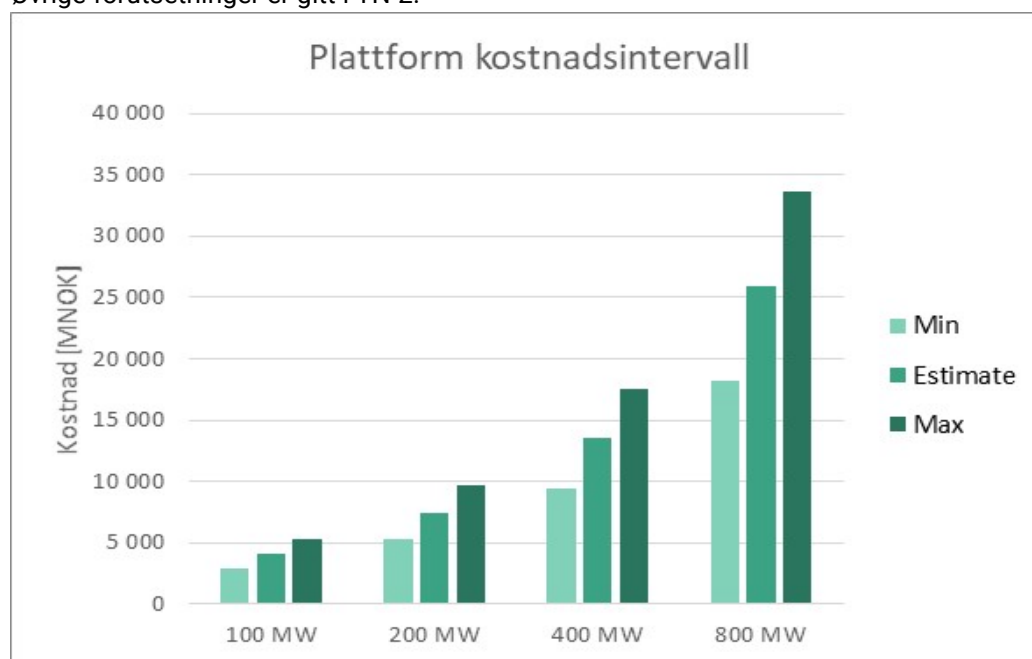
I forbindelse med studien har Wood estimert kostnader relatert til konstruksjon og installasjon av en hydrogenplattform offshore med tilstrekkelig areal og vektkapasitet til et 100 MW, 200 MW, 400 MW

og 800 MW alkalisk atmosfærisk elektrolyseanlegg, se Figur 6-2. Kostnadsestimatet er gitt med minimum og maksimumsverdi som representerer et 80% konfidensintervall. Estimaten inkluderer alle prosjektfaser fra forstudie til oppstart av operasjon offshore. Dette inkluderer design, konstruksjon, elektrolysesystem, installasjon av plattform og oppstartsaktiviteter (commisioning).

PEM systemet gir omtrent 50% lavere arealbehov og vekt sammenlignet med et alkalisk system. Dermed vil plattformkostnader reduseres betydelig. Det er imidlertid knyttet større usikkerhet til estimatene for PEM systemene da man ikke har fått konkrete svar på systemvekter fra leverandører, kun på stack nivå.

En annen viktig antakelse for beregning av LCOH er strømprisene. Her er det antatt strømpris lik som optimal LCOE gitt i kapittel 5. Strømprisene er gjengitt i Tabell 6-1.

Øvrige forutsetninger er gitt i TN-2.



Figur 6-2: Plattformkostnader estimert av Wood for alkalisk elektrolyseplattform (Se TN-2)

Tabell 6-1: Strømpriser lagt til grunn for LCOE

| Scenario | Strømpris [EUR/MWh] |
|------------------------------|---------------------|
| Scenario 2 – 100MW | 47,9 |
| Scenario 2 – 200MW | 46,8 |
| Scenario 2 – 400MW | 45,1 |
| Scenario 2 – 800MW | 42,5 |
| Scenario 3 (Øydrift) – 400MW | 44,8 |

6.3 Resultat

Det er utført LCOH analyser for Scenario 2 og 3, dvs. for scenario hvor havvindparken er knyttet til land i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon, og øydrift av havvindpark (uten kabel til land) i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon. Full analyse er gitt i TN-3 sammen med definisjon av LCOH (produksjonskostnad for hydrogen over prosjektets levetid). Her gis en oppsummering av konklusjonene:

- 400 og 800 MW PEM elektrolyseanlegg installert i Sørilige Nordsjø II, vil kunne oppnå en LCOH på henholdsvis 38 og 35 kr/kg H₂. Dette forutsetter at havvindparken også er koblet mot land og at elektrolyseanlegget kan importere strøm i perioder når det blåser lite. Videre forutsetter det er strømpris tilsvarende optimal LCOE for det aktuelle scenarioet.
- LCOH for alkaliske elektrolysesystem ligger 10-15% høyere enn for PEM. Dette skyldes høyere areal- og vektbehov for alkaliske elektrolysører, og dermed høyere CAPEX til plattformen, som er den kostnaden som dominerer blant investeringskostnadene. Gitt andre fordeler som raskere responstid og vesentlig enklere bytte av celle stack (ca. hvert 10 år), fremstår PEM som foretrukken løsning for offshore hydrogenproduksjon.
- Uavhengig av valg av elektrolyser viser analysen at man vil dra nytte av stordriftsfordelene («Economy of scale») ved store elektrolyseanlegg, ved at LCOH går ned med økende elektrolysekapasitet.
- Dersom havvindparken kun forsyner et offshore elektrolyseanlegg med strøm, såkalt «øydrift» (Scenario 3), vil utnyttelsesgraden til elektrolyseanlegget bli lavere enn om man også hadde kabelforbindelse til land (Scenario 2). Med en liten overplaning av vindparken vil man kunne oppnå en utnyttelsesgrad på elektrolyseanlegget på 61%, som er noe høyere en kapasitetsfaktoren for vindparken. Sammenlignet med Scenario 2 er det likevel vesentlig lavere utnyttelsesgrad. Dette medfører lavere hydrogenproduksjon enn om havvindparken også var koblet til land, og dermed høyere LCOH. Analysen indikerer 25 – 30 % høyere, og dermed rundt 48 kr/kg H₂ for en PEM løsning.
- De største usikkerhetene i analysen er knyttet til plattformkostnader og strømkostnader. Førstnevnte er gitt med en usikkerhet på ±30%, og medfører at estimert LCOH for et 400 MW PEM anlegg ligger i intervallet 36 – 41 kr/kg H₂. Strømkostnadene lagt til grunn for analysen er antatt lik optimal LCOE for havvindpark med kabel til land og med offshore hydrogenproduksjon, altså ca 0,45 kr/kWh med 400 MW elektrolyseanlegg. Ved en redusert strømpris til 0,30 kr/kWh vil tilsvarende kostnadsintervall falle til 27 – 32 kr/kg H₂.
- Dersom man i tillegg oppnår betydelig mer komprimerte elektrolyseanlegg enn dagens anlegg, noe man har god grunn til å forvente i løpet av en 10 års periode, kan man se LCOH i intervallet 23-25 kr/kg H₂ med en strømpris på 0,30 kr/kWh. LCOH estimat med dagens krav til areal på hydrogenplattformen og med redusert arealbehov for et fremtidig mer kompakt elektrolyseanlegg er oppsummert i Figur 6-3.

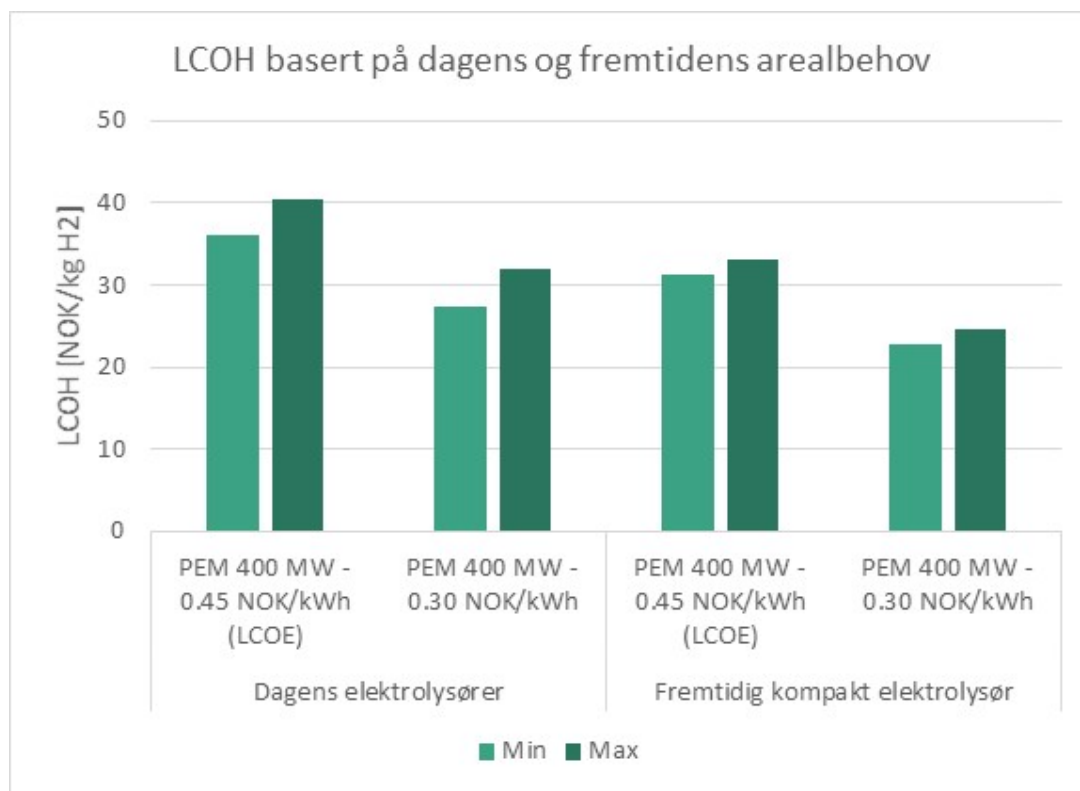
De estimerte LCOH verdiene tilsier at offshore hydrogenproduksjon kan oppnå konkurransedyktige priser i et internasjonalt marked. Mange har tatt til orde for at Norge skal være en energinasjon også etter olje- og gassalderen hvor vi kan eksportere energi til Europa. Det å eksportere deler av energien som hydrogen fra den delen av Norsk territorium som ligger nærmest Europa kan derfor være svært interessant.

IRENA gav nylig ut World Energy Transition Outlook (preview), Ref. /19/, hvor de anslår hydrogen produksjonskostnad for grønt hydrogen til å ligge i område 2,2 – 5,1 USD/kg H₂ frem mot 2030 og 1,1 – 3,3 USD/kg H₂ frem mot 2050, gitt en strømpris i intervallet 20 – 65 USD/MWh. Omregnet til norske kroner gir dette strømpriser på 0,17 og 0,54 NOK/kWh, og hydrogen produksjonskostnad som vist i Figur 6-4.

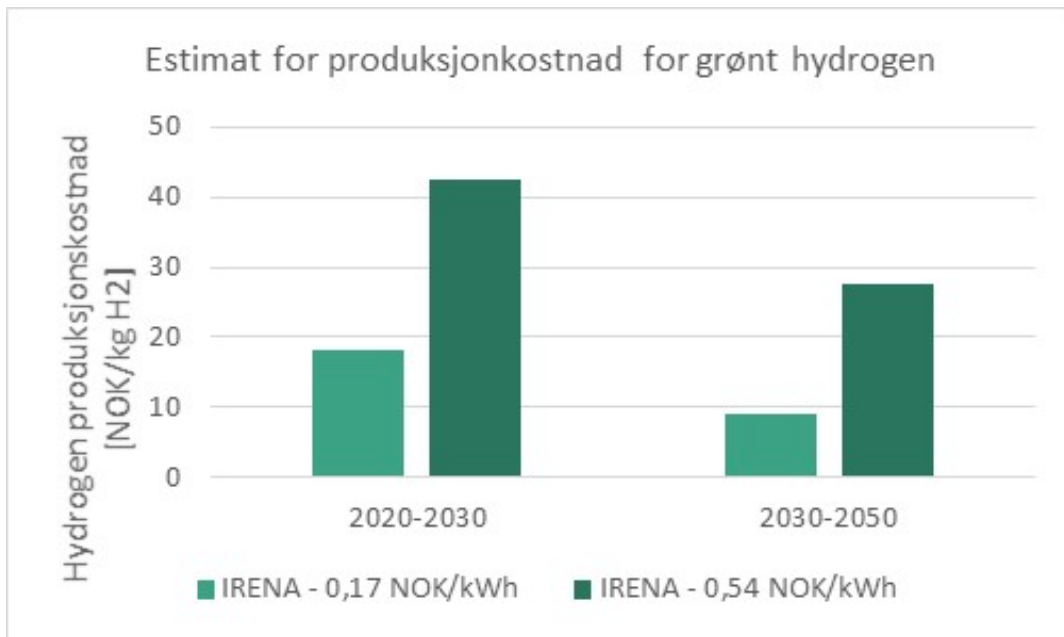
Som vi ser, er estimatene for LCOH for hydrogen produsert offshore i Sørilige Nordsjø II konkurransedyktig med dette. Det skal imidlertid bemerkes at estimatet for Sørilige Nordsjø ikke

inkluderer kompresjon og transport, og dette er noe man må se videre på. Resultatet i denne studien gir imidlertid god grunn til å se på offshore hydrogen produksjon i Sørlege Nordsjø II som en interessant mulighet for Norge som både gir lavere strømpriser inn i det norske nettet, og potensielt kan produsere hydrogen til konkurransedyktig pris i et Europeisk marked.

Til sammenligning kan det nevnes at blått hydrogen (hydrogen produsert fra fossile kilder med CCS) er av IEA, Ref. /21/ anslått til å kunne produseres til en kostnad på mellom ca. 1,5 – 3 USD/kg/H₂, tilsvarende 13 – 25 NOK/kg H₂. Usikkerheten knyttet til kostnadene til CCS er imidlertid store, og vil avhenge av lokasjon og lagringsløsning for CO₂.



Figur 6-3: LCOH beregninger for scenario med kabel til land og offshore hydrogenproduksjon med 400 MW PEM elektrolysør med dagens krav til areal til elektrolysørene, og med et fremtidig mer kompakt design.



Figur 6-4: Produksjonskostnad for hydrogen estimert av IRENA, Ref. /22/ for to ulike strømpriser, omregnet til norske kroner.

7 Offshore prosessering av hydrogen, lagring og transport

I dette kapitlet gis en overordnet oversikt og vurdering av teknologistatus knyttet til produksjon, lagring, og transport i skip og rør, samt bunkringsteknologi. Det fokuseres primært på CH₄, LH₂ og ammoniakk. I tillegg er LOHC omtalt i Vedlegg B, utarbeidet av Kongstein. Vedlegget beskriver også muligheter knyttet til frakt av hydrogen og ammoniakk i skip.

Tabell 7-1 på neste side gir en kort oppsummering av teknologistatus, mens mer detaljer er gitt i påfølgende underkapitler. For ytterligere detaljer henvises det til TN-5.

Tabell 7-1: Oppsummering av teknologistatus og muligheter

| Prosesserings- steg | CH ₂ | LH ₂ | Ammoniakk |
|------------------------------|--|--|---|
| Produksjon | Minst energikrevende Relativt lite arealbehov. Får plass på produksjonsplattform | Krever ca. dobbelt så mye energi som kompresjon Ekstra plattform kan være nødvendig | Krever ca. dobbelt så mye energi som kompresjon Ekstra plattform kan være nødvendig |
| Lagring | Middels egnet Lav energitetthet Subsea lagring er mulig Mulig å bygge større transportrør enn nødvendig for energieffektiv transport, for å oppnå betydelig lagringskapasitet | Mindre egnet Middels energitetthet Lagringstanker på plattform krever stort areal Kjølebehov for alle rør og tanker Høy systemkompleksitet grunnet svært lav temperatur (-253°C) | Egnet Høyest energitetthet, og dermed minst lagringsvolum Subsea lagring er mulig Lagres flytende på 7.5 bar (tilsvarer 75m vanndybde) |
| Transport i rør | Egnet Gjøres i dag på land Pågående forskningsprosjekt for å godkjenne eksisterende subsea-rør for transport av hydrogen | Mindre egnet Høye krav til isolasjon Høy systemkompleksitet grunnet svært lav temperatur (-253°C) | Egnet Gjøres i dag på land Eksisterende teknologi kan brukes, potensielt med mindre endringer. |
| Bunkring/ lasting | Mindre egnet Lav overføringsrate Løsninger for høyt trykk må utvikles Egnede koblinger mellom komponenter må utvikles | Mindre egnet Overføringsrater høyere enn for CH ₂ Krever nedkjøling av rør og overføringssystem (-253°C) Større teknologiutvikling for LH ₂ overføringsslanger enn for CH ₂ og ammoniakk | Egnet Høyest overføringsrater med dagens teknologi Eksisterende teknologi kan brukes med mindre endringer |
| Transport I skip | Plasskrevende Høyt trykk Konseptskisser er presentert. Ingen kommersielle skip per i dag | Ett LH ₂ skip i operasjon på verdensbasis Høy systemkompleksitet grunnet svært lav temperatur (-253°C) Krever kjølesystem for rør og tanker Vakuumisolerte tanker Boil-off system nødvendig | Har vært transportert på skip i flere tiår. Regelverk for frakt finnes allerede Må tilpasses offshore overføring |

7.1 Prosessering av hydrogen

Som beskrevet innledningsvis kapittel 1 er det flere muligheter knyttet til videre prosessering av hydrogen etter produksjon ved elektrolyse. Hydrogenet kan enten komprimeres, flytendegjøres, inngå i amoniakkproduksjon, eller bindes i organisk olje (LOHC). I tillegg finnes det flere andre mulige power-to-X løsninger. Hvilken løsning som vil vinne frem som foretrukket løsning i ulike markedssegment, og for produksjon offshore, er svært usikkert, og vil blant annet avhenge av tekniske løsninger, kostnader og marked.

Komprimering, flytendegjøring eller produksjon av ammoniakk vil kreve egne anlegg nedstrøms elektrolyseanlegget. Et kompressortog vil kunne få plass på samme plattform som elektrolyseanlegget, mens et flytendegjøringsanlegg eller ammoniakkproduksjonsanlegg potensielt vil kreve en egen plattform, spesielt for anlegg med 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet. Videre vil kompresjon av hydrogen kreve mindre energi enn flytendegjøring og ammoniakkproduksjon.

7.2 Lagring offshore

Ved lagring av komprimert hydrogen offshore er det naturlig å se på lagringsmuligheter subsea for å begrense arealbehovet topside på plattformen. En slik løsning vurderes i prosjektet Deep Purple, ledet av Technip FMC, med mål om å kunne forsyne oljeplattformer med stabil tilgang på elektrisitet, samt at skip også vil kunne bunkre hydrogen til havs. Det er foreløpig for tidlig til at det er presentert tekniske løsninger for dette, da dette inngår i prosjektbeskrivelse som nylig mottok støtte fra Innovasjon Norge.

Lagring av flytende hydrogen gjøres på kryogeniske tanker ved -253°C . Slike tanker er i bruk på land, og har vært det i flere tiår, men ikke i utstrakt grad. Det har derimot aldri vært i bruk offshore, eller under vann, og det er derfor ventet at det vil være nødvendig med teknologiutvikling og optimalisering før dette er kommersielt tilgjengelig.

For ammoniakk kan subsea lagring også være en god mulighet. Ammoniakk lagres flytende enten ved atmosfærisk trykk og noe nedkjølt temperatur (-39°C), eller ved moderat trykk ved romtemperatur. Ammoniakk trenger bare å trykkes opp til 7.5 bar for å bli flytende, og man kan lagre flytende ammoniakk i tanker på havbunnen. Dette tilsvarer trykket ved omtrent 75 meters vanddyb.

En lagringsløsning på havbunnen er presentert i samarbeidsprosjektet ZEEDS. ZEEDS har ikke vist til konkrete løsninger enda, men skisserer opp muligheter for hydrogenlagring på havbunnen. I tillegg finnes det løsninger i olje- og gassindustrien som kan videreføres til ammoniakk. En av bedriftene som ser på dette er NOV, som per i dag har flere teknologier for lagring av væske og gass under vann. De utfører nå testing av tilsvarende konsepter for ammoniakk. Tilsvarende ser også Trelleborg på mulighetene for å videreføre sin teknologi for lasteslanger for LPG til ammoniakk.

7.3 Transport og lagring av CH_2 i rør

7.3.1 Transport i rør

Transport av energi i form av hydrogen i rør kan muliggjøre transport av store mengder energi, og gjøres med lavere energitap enn ved transport av kraft i kabel, spesielt over lange avstander som vil kreve HVDC forbindelse. Trykktap, og dermed energitap, i rør vil avhenge av diameter, lengde og materialkvalitet på røret, og ikke minst trykket i røret og mengde hydrogen transportert i røret (strømningshastighet i røret).

I samarbeid med Wood, har trykktap og energitap ved transport av hydrogen i rør blitt estimert. Resultatene viser at rørdimensjon på henholdsvis 8", 10" og 12" ved operasjonstrykk på 100 bar, for henholdsvis 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet gir en strømningshastighet i området 5 – 10 m/s, og et energitap i området 0,2 – 0,4% ved full produksjon, og lavere ved redusert produksjon.

Til sammenligning vil energitap ved overføring av energi i en HVDC kabel være ca. 2,2 % i snitt for en typisk vindpark med kun overføring mot land.

7.3.2 Lagring i rør

I tillegg til å lagre hydrogen i tanker på havbunnen, kan en annen mulighet, som også sees på i Deep Purple prosjektet, være å bruke transportrør til land også til lagring.

Ovenfor argumenteres det for at 8", 10" og 12" vil være naturlige valg av rørdimensjon for henholdsvis 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet med leveranse i rør til Norge med operasjonstrykk på 100 bar. Et 10" eller 12" rør med operasjonstrykk 100 bar, vil imidlertid gi begrenset lagringskapasitet på mindre enn ett døgn produksjon fra et 400 MW anlegg.

Ved bygging av et nytt rør er det ventet at operasjonstrykket vil ligge rundt 150 bar. Gitt tilnærmet lik rørstørrelse som for dagens eksportørledninger i Nordsjøen, som er rundt 40", vil lagringskapasiteten være rundt 2 000 tonn, tilsvarende ca. 11 dagers produksjon fra et 400 MW elektrolyseanlegg. Dette viser at det vil være teknisk mulig å lagre betydelige mengder hydrogen i transportrør. En slik løsning vil også ha den fordel at det vil gi svært lave trykk- og energitap ved transport av hydrogen til land, i tillegg til at lageret kan tappes både offshore og onshore, og potensielt bygges ut med forgreininger både for produksjon og avtak.

Ut fra et økonomisk perspektiv vil det være naturlig å vurdere total kostnad for et stort rør opp mot total kostnad for alternativt lager i tanker på havbunnen og transport, enten i et mindre rør eller i skip.

I kapittel 7.3.3 beskrives pågående arbeid for å godkjenne eksisterende naturgassrør for transport av hydrogen. Rørledningen Europipe I er ca. tre ganger så lang som avstanden fra Sørlege Nordsjø II til Norge, og vil dermed ha potensiale til å romme rundt 6 000 tonn hydrogen, eller ca. 1 måneds produksjon fra et 400 MW elektrolyseanlegg, gitt at rørledningene kan opereres på samme trykk som en ny rørledning.

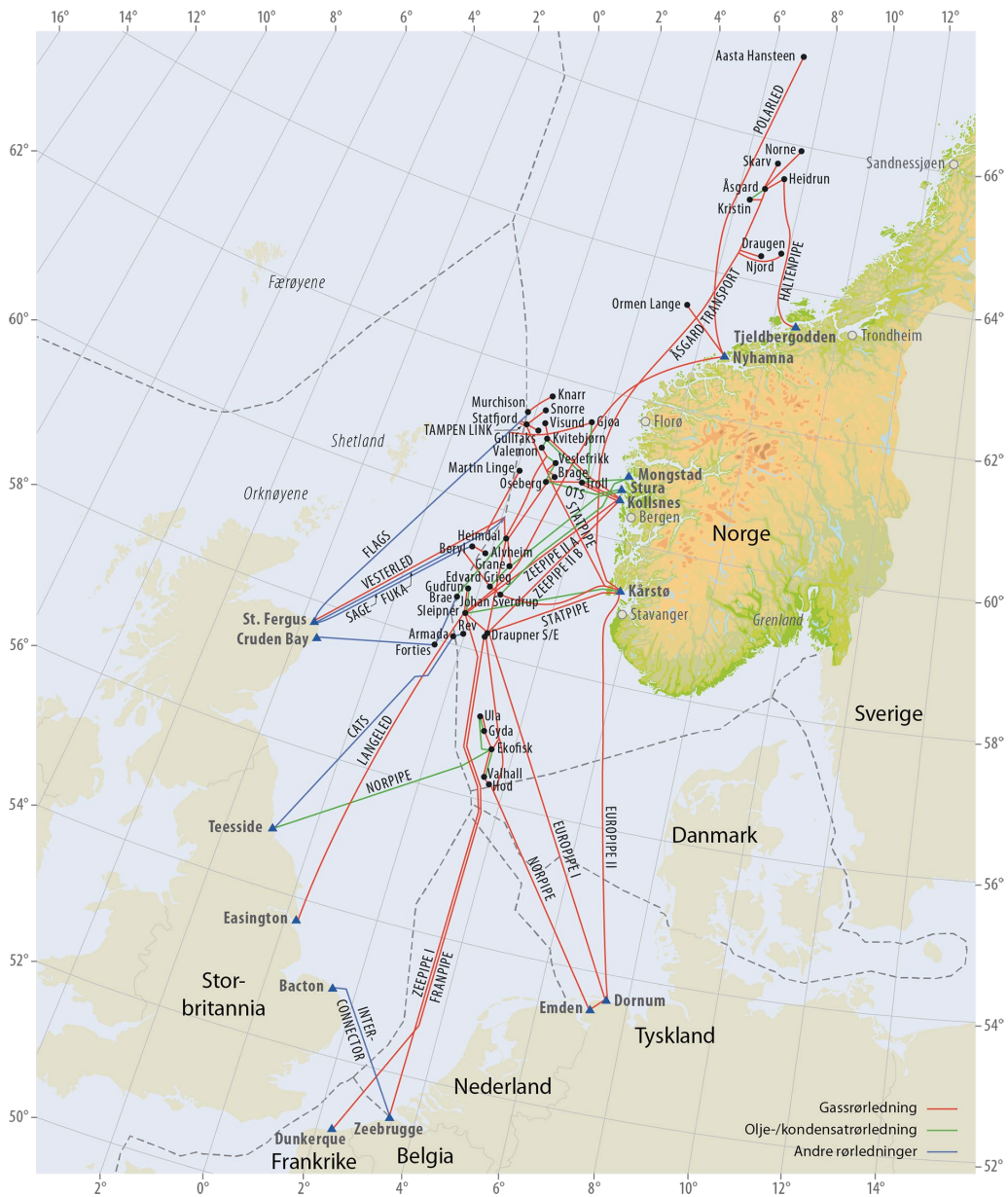
7.3.3 Transport av CH₂ i eksisterende rør til Europa

Norge har i dag en velutbygd infrastruktur for transport av naturgass til Europa, som vist i Figur 7-1. Dersom rørrnettverket i Nordsjøen kan benyttes til å transportere hydrogengass, vil man potensielt kunne spare betydelige transportkostnader, og muliggjøre raskere tilgang til et større marked både for grønt og blått hydrogen produsert enten offshore eller onshore.

I en overgangsfase, mens hydrogenproduksjonen skaleres opp, kan innblanding av hydrogen i naturgass være en måte å transportere mindre hydrogenvolumer til markedet. Ved mottaksterminalen vil man da enten måtte skille hydrogen fra naturgass i en egen prosess, eller bruke gassen med en andel hydrogen. Sistnevnte løsning vil kunne fungere i prosesser der gassen forbrennes, mens i andre prosesser kan det by på utfordringer. Begge løsningene vil medføre behov for utvikling, investeringer og reguleringer, men kan totalt sett være en kostnadseffektiv måte å transportere hydrogen på. Teknisk sett vil det trolig være mulig å transportere 100% hydrogen i rørledningene i Nordsjøen, noe som vil medføre enklere mottaksprosess i Europa. Etterhvert som hydrogenmarkedet vokser og det produseres større mengder hydrogen, kan det dermed bli interessant å dedikere rør til transport av 100% hydrogen. Dette må vurderes opp mot frakt av ren naturgass, eller frakt av en gassmiks.

Den tekniske utfordringen knyttet til å blande inn hydrogen i eksisterende gassrør, er knyttet til hydrogensprøhet og fare for brudd. Dette studeres i HyLINE prosjektet (2019-2023), som er et forskningsprosjekt finansiert av Forskningsrådet og industri, og ledes av SINTEF i samarbeid med NTNU og Gassco, med flere, Ref. /23/. Prosjektet har som mål å etablere nødvendig kunnskap om hydrogens påvirkning på stål brukt i eksisterende rørledninger i Nordsjøen, slik at eksisterende rørrnettverket potensielt kan brukes til transport av hydrogen i stor skala, Ref. /24/.

Bruk av eksisterende infrastruktur for naturgass til transport av hydrogen har også stort fokus i andre land med velutbygd gassinfrastruktur. For mer informasjon om tema refereres det til TN-5



Figur 7-1: Eksisterende olje- og gassrør i Nordsjøen, Ref. /25/

7.4 Bunkring av CH₂, LH₂ og ammoniakk










Offshore bunkring og lasting må kunne gjennomføres i normale vær- og bølgeførhold og med overføringsrater som gir akseptabel overføringstid. Per i dag skjer offshore overføring kun for lasting av olje fra SAL-systemer eller lastebøyer/-plattformer. Disse metodene kan trolig også brukes til bunkring/lasting av hydrogen og ammoniakk, men de må tilpasses mediet som skal overføres. Dette vil kreve videreutvikling av tekniske løsninger for å kunne møte krav.

Lasting/bunkring av ammoniakk er det som vil være enklest å realisere, da løsninger som allerede brukes for overføring av olje trolig også kan brukes til overføring av ammoniakk med mindre endringer og tilpasninger. Det er allerede utstrakt frakt av ammoniakk på skip og regelverk for lasting og lossing av ammoniakk er allerede på plass på verdensbasis.

For å overføre flytende og komprimert hydrogen er det behov for mer testing og tilpasning av dagens teknologi brukt i olje- og gassindustrien. Dette gjelder blant annet materialvalg, håndtering av ekstreme temperaturer, tilpasning av overføringslanger og økt krav til tetthet av koblinger.

De ulike vurderingene tilknyttet bunkrings- og lasteoperasjoner av CH₂, LH₂ og ammoniakk er diskutert i nærmere i TN-5. Tabell 7-2 oppsummerer egnethet for bunkring og lasteoperasjoner relatert til modenhet av teknologi, offshore løsninger og nevnte sikkerhetsfaktorer.

Tabell 7-2: Evaluering av dagens bunkring- og lastemetoder, og deres egnethet til bruk for overføring av hydrogenbaserte drivstoff (Egnet - grønn, Tilpasninger nødvendig - gul, Betydelig utvikling nødvendig - oransje)

| | Komprimert Hydrogen (CH ₂) | Flytende Hydrogen (LH ₂) | Flytende Ammoniakk (NH ₃) |
|--------------------------------------|---|---|---|
| Bunnfast Single Anchor Loading (SAL) |  |  |  |
| Plattform-basert overføringsløsning |  |  |  |
| Skip-til-skip bunkring |  |  |  |

7.5 Transport i skip

Transport av CH₂, LH₂ og NH₃ i skip kan være aktuelt enten ved eksport til områder som er for langt unna til å legge rør, eller til områder som ikke forsynes ofte nok til at eksportvolumet kan forsvare investering i rørinfrastruktur.

Ammoniakk har i lengre tid vært en global handelsvare og transporteres i dag i skip internasjonalt. Transport av hydrogen i skip er derimot helt i startgropen. Verdens første skip for transport av LH₂ ble sjøsatt i 2019, mens transport av CH₂ i skip kun er å finne på tegnebrettet (frakt av hydrogen i kontainere ikke medregnet). Global Energy Ventures (GEV) utvikler f.eks. et konsept med kapasitet til å frakte 2 000 tonn komprimert hydrogen. Kongstein jobber også med konsept for transport av komprimert hydrogen og har i TN-5, Vedlegg B beskrevet nærmere status og muligheter knyttet til transport av CH₂, LH₂, NH₃ og LOHC i skip.

8 Oppsummering og konklusjon

Nødvendig elektrifisering av samfunnet for å oppfylle internasjonale klimaforpliktelser, vil medføre behov for mer fornybar elektrisk kraft både i Norge og i Europa i årene som kommer. I Europa er utbygging av havvind pekt ut som den viktigste kilden til økte grønn strømproduksjon. I 2020 ble det i EU satt et mål om å øke installert havvindkapasitet fra dagens 25 GW til 60 GW innen 2030, og 300 GW innen 2050. Samtidig er det en stadig større annerkjennelse av at hydrogen (og hydrogenbaserte derivater) vil spille en viktig rolle for å nå målet om å avkarbonisere maritim- og transportsektoren, og for å oppnå nullutslippsløsninger for en del industri. Europakommisjonen har derfor, gjennom sin European Green Deal, satt som mål at det skal produseres 1 million tonn grønt hydrogen per år (4 GW elektrolysekapasitet) innen 2024 og 10 millioner tonn innen 2030 (40 GW elektrolysekapasitet) i EU.

Flere europeiske land har også vedtatt egne nasjonale hydrogenstrategier med tallfestet produksjonsmål. Til sammenligning har Norge i dag en offshore test-turbin, med planer om ytterligere 11 turbiner med total kapasitet på 0.09 GW (Hywind Tampen) innen 2022. Utover dette har Norge ingen målsatte tall for kraft produsert fra havvind, eller for hydrogenproduksjon. Vindressursene i Nordsjøen utgjør imidlertid en stor energiresurs, og et potensiale for å etterkomme det økte behovet for ny grønn kraft, og for å skape fremtidige arbeidsplasser i Norge.

I juni 2020 besluttet OED at Sørilige Nordsjø II (i tillegg til Utsira Nord) skal åpnes for konsesjonssøknader for fornybar energiproduksjon til havs, noe som reiser flere spørsmål knyttet til hvordan energien best kan utnyttes. Da Sørilige Nordsjø II ligger i et område som muliggjør tilkobling både til norsk og utenlandsk kraftnett, og i et område nært petroleumsinstallasjoner og med betydelig skipstrafikk i nærheten, er det flere muligheter som bør vurderes:

- Strømkabel til land, enten Norge og/eller Europa
- Strømkabel til offshore olje- og gassplattformer, enten på norsk, britisk eller dansk sektor.
- Hydrogenproduksjon offshore enten i kombinasjon med kabel til land, og dermed med tilknytning til fastlandsnettet, eller som øydrift der all kraft brukes til hydrogenproduksjon og/eller til avtak på plattformer.
- Videreføring av hydrogen til komprimert hydrogen (CH₂), flytende hydrogen (LH₂), ammoniakk (NH₃), og transport til land i Norge eller Europa. Transport kan skje enten i rør, eller i lasteskip. I tillegg kan det være mulig å bunkre skip som opererer i, eller passerer forbi havområdet, og som trenger drivstoff til egen drift.

Muligheten for å kombinere havvind med hydrogenproduksjon eller andre hydrogen-derivater (PtX) som kan produseres enten på land eller offshore, er også fokusområde i flere andre land som det er naturlig at Norge sammenligner seg med. Skottlands regjering gav for eksempel nylig ut en egen rapporten som vurderer muligheter knyttet til offshore vind og hydrogen, Ref. /4/, mens Offshore Wind Industry Council & CATAPULT Offshore Renewable Energy gav ut en tilsvarende rapport for UK i Juli 2020, Ref. /5/. I begge rapportene trekkes energiekspert i form av hydrogen produsert fra havvind frem som en fremtidig stor mulighet, noe som også er tilfelle i Nord-Nederlands hydrogenstrategi, Ref. /26/. Den tyske hydrogenstrategien, Ref. /27/, konstaterer derimot at Tyskland ikke vil klare å dekke sitt eget hydrogenbehov med egen grønn hydrogenproduksjon, til tross for en av de mest ambisiøse hydrogenstrategiene i Europa. Dette understøtter at en grundig vurdering av tilsvarende muligheter for Norge bør utredes, og Sørilige Nordsjø II vil da være svært godt lokalisert for energiekspert gitt sin nærhet til det europeiske markedet og eksisterende infrastruktur i Nordsjøen.

Vindressursene i Sørilige Nordsjø II er svært gode. Basert på vinddata fra Metrologisk institutt (NORA3) for 2018, og antakelse om at 15 MW vindturbiner vil være tilgjengelig når vindparken skal bygges ut, er kapasitetsfaktoren for Sørilige Nordsjø II estimert til 0,57. Dette ligger noe høyere enn tilsvarende vindkraftverk med samme vindforhold i dag, og skyldes forventninger om tilgang på større turbiner i markedet i løpet av de neste årene.

Gitt dagens ramme på 3 GW installert kapasitet i Sørliche Nordsjø II vil det være mulig å produsere ca. 15 TWh/år, tilsvarende litt over 10% av dagens kraftproduksjon på land. Et offshore hydrogenproduksjonsanlegg med kapasitet på 400 MW, vil kunne produsere opp til 180 tonn/dag, eller ca. 65 000 tonn/år.

Produksjonskostnad for strøm over levetiden til vindparken (LCOE) er i studien vurdert for tre ulike scenario:

1. En enkeltstående 1400 MW vindpark med tilknytning mot det norske fastlandsnettet (base case for sammenligning). Ingen offshore hydrogenproduksjon.
2. Kabel til land i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon (100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet)
3. Øydrift (uten kabel til land) med offshore hydrogenproduksjon

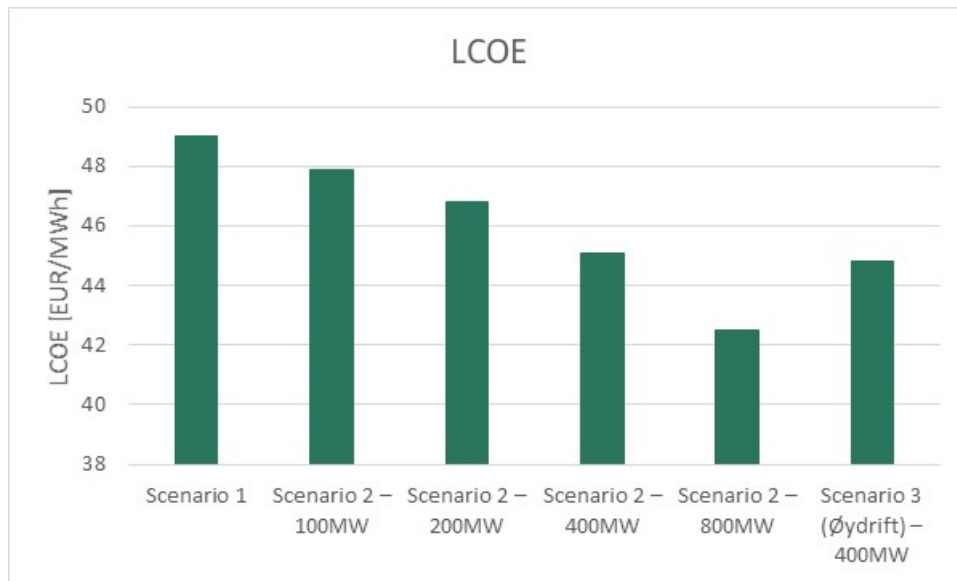
For de tre scenarioene er LCOE estimert med varierende vindparkstørrelse, og med 1400 MW kabelforbindelse til land. Minimum LCOE oppnås ved 200 – 300 MW overforplanting¹, og er oppsummert i Figur 8-1. Resultatene viser at lokal offshore hydrogenproduksjon har stor innvirkning på LCOE. Dette kommer av at investeringskostnader for infrastrukturen kan fordeles på større kraftproduksjon (antall kWh). Denne effekten blir mer markant jo større hydrogenproduksjonen er. Laveste LCOE oppnås med kabel til land i kombinasjon med 800 MW hydrogenproduksjon (Scenario 2). Dette gir en redusert LCOE på 6,5 EUR/MWh, og en økning i vindkraftproduksjon på 5,4 TWh, sammenlignet med Scenario 1, noe som gir en markant bedre utnyttelse av nettilknytningen til land.

Resultatene viser også at det kan være mulig å realisere Scenario 3 innenfor samme kostnadsnivå som for Scenario 2. Elektrolyseren vil derimot få en noe lavere brukstid/utnyttelsesgrad enn tilfellet med tilknytning mot land, men grunnet de gode vindforholdene ligger utnyttelsesgraden for elektrolyseanlegget fortsatt på 0,61 selv i øydrift.

Vi ser også at det kan være gunstig å kombinere lokal last med flere kabelforbindelser, for eksempel til Danmark, da man får en bedre utnyttelse av infrastrukturen samtidig som man øker verdien for vindparken gjennom innslag av europeiske priser ved krafteksport. Resultatene fra våre analyser viser at det helt klart er en oppside i en koordinert tilnærming til infrastrukturen rundt havvind i Sørliche Nordsjø II i kombinasjon med lokal last og mellomlandsforbindelser. Det er for øvrig behov for å få på plass en hensiktsmessig regulering for å realisere nytteverdiene som ligger i en slik kombinasjon.

Et dilemma som er avdekket i analysene er at optimalisering av kapasiteten for nettilknytning kan gå på bekostning av behovet for billig kraft til offshore hydrogenproduksjon dersom det oppstår et høyprisområde i Sørliche Nordsjø II. Dette vil være positivt for vindparken, men ha motsatt virkning på forretningscasen for hydrogenanlegget. Utformingen av regulering av infrastrukturen rundt Sørliche Nordsjø II bør derfor inkludere en vurdering rundt hydrogenproduksjon. En løsning kunne vært å utforme omfordelingsmekanismer gjennom tariffen for forbruk og produksjon.

¹ Større installert kapasitet i vindparken enn total overføringskapasitet + installert elektrolysekapasitet



Figur 8-1: Minimum LCOE for scenario 1, scenario 2 med varierende hydrogenproduksjon, og for scenario 3 med 400 MW hydrogenproduksjon. 1400 MW kabeltilknytning til land.

Produksjonskostnad for hydrogen over levetiden til anlegget (LCOH) er analysert for Scenario 2 og 3. Resultatene viser at LCOH for alkaliske elektrolysesystem ligger 10-15% høyere enn for PEM elektrolysører. Dette skyldes større areal og vektbehov, som igjen medfører større plattformer. Hovedresultatene for PEM er gitt i Figur 8-2.

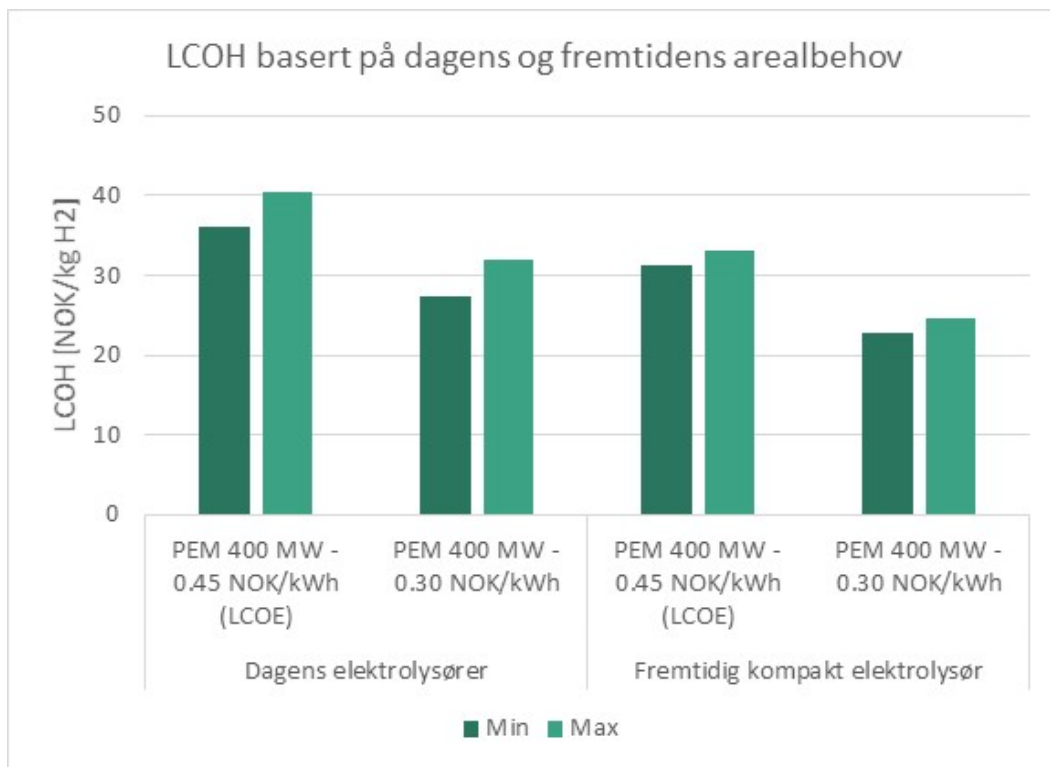
Estimert LCOH for et 400 MW PEM anlegg ligger i intervallet 36 – 41 kr/kg H₂, mens for et 800 MW anlegg ligger det ca. 10% lavere. Strømkostnadene lagt til grunn for analysen er antatt lik optimal LCOE for havvindpark med kabel til land og med offshore hydrogenproduksjon, altså ca 0,45 kr/kWh med 400 MW elektrolyseanlegg. Sensitivitetsanalyse med en redusert strømpris til 0,30 kr/kWh viser at tilsvarende kostnadsintervall faller til 27 – 32 kr/kg H₂.

Dersom man i tillegg oppnår betydelig mer komprimerte elektrolyseanlegg enn dagens anlegg, noe man har god grunn til å forvente i løpet av en 10 års periode, kan man se LCOH i intervallet 23 - 25 kr/kg H₂ med en strømpris på 0,30 kr/kWh.

Dersom havvindparken ikke kobles mot land, men kun forsyner et offshore elektrolyseanlegg med strøm, såkalt «Øydrift», vil utnyttelsesgraden til elektrolyseanlegget gå ned. Med en liten overplanting av vindparken vil man oppnå en noe høyere utnyttelsesgrad enn kapasitetsfaktoren, og i vår analyse beregnet til 61%. Dette medfører lavere produksjon enn om havvindparken også var koblet til land, og dermed høyere LCOH. Analysen indikerer 25 – 30 % høyere, og dermed rundt 48 kr/kg H₂ for en PEM løsning.

De estimerte LCOH verdiene tilsier at offshore hydrogenproduksjon kan oppnå konkurransedyktige priser i et internasjonalt marked. Det skal imidlertid bemerkes at estimatet for Sørliche Nordsjø II ikke inkluderer kompresjon og transport, og dette er noe man må se nærmere på.

Til sammenligning kan det nevnes at blått hydrogen (hydrogen produsert fra fossile kilder med CCS) er av IEA, Ref. /21/ anslått til å kunne produseres til en kostnad på mellom ca. 1,5 – 3 USD/kg/ H₂, tilsvarende 13 – 25 NOK/kg H₂. Usikkerheten knyttet til kostnadene til CCS er imidlertid store, og vil avhenge av lokasjon og lagringsløsning for CO₂.



Figur 8-2: LCOH beregninger for scenario med kabel til land og offshore hydrogenproduksjon med 400 MW PEM elektrolysør med dagens krav til areal til elektrolysørene, og med et fremtidig mer kompakt design.

Som en del av studien er det gitt en overordnet teknologistatus for produksjon, lagring, transport i rør, bunkrings- og lasteoperasjoner og transport i skip, med fokus på løsninger knyttet til komprimert hydrogen. Følgende punkter oppsummerer de viktigste momentene:

- Kompresjon av hydrogen vil være mindre energikrevende, mindre plasskrevende og kreve vesentlig mindre utstyr/anlegg enn for å flytendegjøre hydrogen eller produsere ammoniakk. Dette er også bakgrunnen for at fokus har vært rettet mot komprimert hydrogen.
- Det er pågående prosjekt som ser på konsept for lagring av komprimert hydrogen og ammoniakk på havbunnen, mens flytende hydrogen trolig vil lagres i tanker på plattform
- Både komprimert hydrogen og ammoniakk kan transporteres i rør over lange avstander, noe som gjøres i dag. Transport av flytende hydrogen over lange distanser subsea vil imidlertid være krevende.
- Transport av komprimert hydrogen i rør kan muliggjøre transport av store mengder energi, og gjøres med vesentlig lavere energitap enn ved transport av kraft i kabel. Trykktapsberegninger viser at transport ved operasjonstrykk på 100 bar fra et 400 MW elektrolyseanlegg i et 10" rør, gir energitap i området 0,2 – 0,4% ved full produksjon, og lavere ved redusert produksjon. Til sammenligning vil energitap ved overføring av energi i en HVDC kabel være ca. 2,2 % i snitt for en typisk vindpark med kun overføring mot land.
- Transport av komprimert hydrogen i rør kan potensielt kombineres med å benytte røret også som lager. Ved bygging av et nytt rør er det ventet at operasjonstrykket vil ligge rundt 150 bar. Gitt tilnærmet lik rørstørrelse som for dagens eksportrørledninger i Nordsjøen, som er rundt 40", vil lagringskapasiteten være rundt 2 000 tonn, tilsvarende ca. 11 dagers produksjon fra et 400 MW elektrolyseanlegg. Ut fra et økonomisk perspektiv vil det være naturlig å vurdere totalkostnad for et stort rør opp mot totalkostnad for alternativ lager i tanker på havbunnen og transport, enten i et mindre rør eller i skip.
- Norge har i dag en velutbygd infrastruktur for transport av naturgass til Europa. I en overgangsfase, mens hydrogenproduksjonen skaleres opp, kan innblanding av hydrogen i

naturgass være en måte å transportere mindre hydrogenvolumer til markedet. Teknisk sett vil det trolig være mulig å transportere 100% hydrogen i rørledningene i Nordsjøen. Etterhvert som hydrogenmarkedet vokser, og det produseres større mengder hydrogen, kan det dermed bli interessant å dedikere rør til transport av 100% hydrogen. Dette må vurderes opp mot frakt av ren naturgass eller en miks.

- Bunkringsløsninger for komprimert og flytende hydrogen må utvikles dersom dette skal kunne gjøres offshore. Utfordringer vil typisk være knyttet til tilstrekkelig overføringsrate for komprimert hydrogen, mens for flytende hydrogen vil det måtte finnes gode løsninger for nedkjøling forut for bunkringsprosessen. Dette finnes i dag, men for mindre systemer enn det som vil være relevant offshore. Bunkring av ammoniakk kan trolig nyttegjøre seg av eksisterende bunkringsløsninger som brukes i dag, evt. med mindre tilpasninger.
- Transport av både CH_4 , LH_2 og NH_3 i skip vil være mulig. I dag eksisterer løsninger både for ammoniakk og LH_2 , i tillegg til konseptløsninger for komprimert hydrogen. Løsninger for transport av ammoniakk eksisterer i stor skala og har gjort det i flere tiår. Transport av LH_2 i skip er derimot i tidlig utviklingsfase. P.t. eksisterer det kun ett frakteskip for LH_2 .

9 Referanser

- /1/ Statnett, 19.03.2019, «Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm»
- /2/ Prosess21, 25.01.2021, «Prosess21 - Hovedrapport»
- /3/ European Commission, 19.11.2020, «An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future»
- /4/ Scottish Government, desember 2020, "Scottish Offshore Wind to Green Hydrogen Opportunity Assessment"
- /5/ Offshore Wind Industry Council & CATAPULT Offshore Renewable Energy, (09.2020). "Offshore wind and hydrogen: Solving the integration challenge". <https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2020/09/Solving-the-Integration-Challenge-ORE-Catapult.pdf>
- /6/ K. Meier, «Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials», Int J Energy Environ Eng (2014) 5, p. 104.
- /7/ J. Mathur, et al., «Economics of producing hydrogen as transportation fuel using offshore wind energy systems», Energy Policy (2008) 36, p. 1212.
- /8/ S. McDonagh, et al., «Hydrogen from offshore wind: Investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment», Appl. Energy (2020) 265, p. 114732.
- /9/ Wind Europe, 02.2021, "Wind energy in Europe – 2020 Statistics and the outlook for 2021 - 2025 "
- /10/ Wind Europe, 02.2021, "Offshore Wind in Europe – Key trends and statistics 2020"
- /11/ Statkraft, 2020, «Statkrafts lavutslippsscenario 2020»
- /12/ NHO med flere, 2020, «Norske muligheter i Grønne elektriske verdikjeder»
- /13/ OED, KLD, 05.2020, «Regjeringens hydrogenstrategi – på vei mot lavutslippssamfunnet»
- /14/ Zynk, 03.2021, «Hydrogen: Store muligheter; dårlig tid»
- /15/ Wind Europe, 11.2019, "Our energy, our future - How offshore wind will help Europe go carbon-neutral"
- /16/ <https://www.uib.no/bow/137733/arealbehov-havvind>
- /17/ European Commission (2020), "A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe"
- /18/ IEA (2020). *Energy technology perspectives 2020*. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.
- /19/ IRENA (2021), «World Energy Transition Outlook – 1.5°C Pathway (preview)» <https://www.irena.org/publications/2021/March/World-Energy-Transitions-Outlook>
- /20/ IEA Wind TCP Task 37: Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine, Technical Report: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>, March 2020
- /21/ IEA (2019) «The future of hydrogen – Seizing today's opportunities"
- /22/ IRENA (2021), «World Energy Transition Outlook – 1.5°C Pathway (preview)» <https://www.irena.org/publications/2021/March/World-Energy-Transitions-Outlook>

-
- /23/ SINTEF, HyLINE - Sikre rørledninger for hydrogentransport <https://www.sintef.no/prosjekter/2019/hyline-sikre-rorledninger-for-hydrogentransport/>
- /24/ Gemini (15.11.2020), Vigdis Olden, Kronikk "Hydrogeneksport i Norges gassrør? Men er ikke slike rør og hydrogenatomer uvenner?", <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hydrogeneksport-i-norges-gassror-men-er-ikke-slike-ror-og-hydrogenatomer-uvenner/>
- /25/ Norsk petroleum, Rørtransportsystemer. <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/rortransportsystemet/>
- /26/ "The Northern Netherland investment plan 2020 – Expanding the Northern Netherlands hydrogen valley" (2020)
- /27/ The German Federal Government (2020) «The National Hydrogen Strategy», https://www.bmbf.de/files/bmwi_Nationale%20Wasserstoffstrategie_Eng_s01.pdf