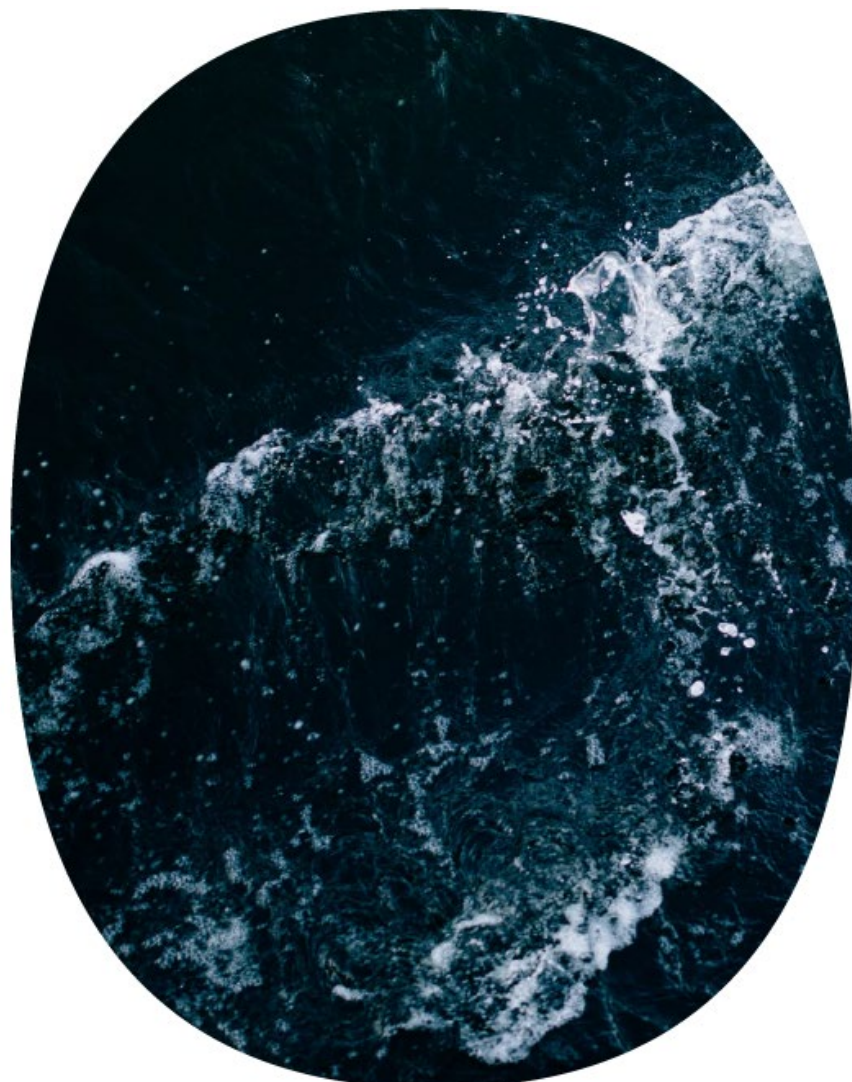


Lovverk, reguleringer og kjente planer i Norge og tilgrensende havområder

Teknisk notat 1



GREENSTAT
MAKING GREEN HAPPEN

Innhold

1	Introduksjon	3
2	Lovverk og reguleringer	4
2.1	<i>Havrettstraktaten</i>	4
2.2	<i>OSPAR konvensjonen</i>	5
2.3	<i>Havenergiloven</i>	5
2.3.1	Valg av utredningsområder for utbygging av havvind	5
2.3.2	Strategisk konsekvensutredning	5
2.3.3	Erstatning til fiskeriinteresser	6
2.3.4	Konsesjonssøknad etter Havenergiloven.....	7
2.4	<i>Espoo – konvensjonen - ECE</i>	8
2.5	<i>Hywind Tampen - Unntak fra havenergiloven</i>	8
2.5.1	Hywind Tampen	8
2.6	<i>Energiloven</i>	9
2.7	<i>Hydrogenproduksjon til havs</i>	9
3	Kjente planer i Norge og tilgrensede områder	11
3.1	<i>Havvind</i>	11
3.1.1	Dagens situasjon i Nordsjøen – et marked i vekst	11
3.1.2	Morgendagens behov – et hav av muligheter	15
3.2	<i>Hydrogen</i>	17
3.2.1	Kjente planer for hydrogenproduksjon fra havvind i Europa.....	17
3.2.2	Hydrogensatsing i Europa	18
4	Referanser	21

1 Introduksjon

Havvind i Norge har vært på den politiske agendaen siden Stortingsmelding om Norsk klimapolitikk i 2006 – 2007. Flytende vindkraft fremheves i meldingen som særlig interessant. I Stortingets behandling av meldingen ble de da sittende regjeringspartiene enige med Høyre, KrF og Venstre om at det skulle lages en nasjonal strategi for elektrisitetsproduksjon fra havbasert vindkraft og andre fornybare energikilder. Ref. /1/.

Som en del av denne strategien ble det igangsatt arbeid med nytt lovverk som skulle gjelde elektrisitetsproduksjon til havs: Havenergiloven.

Landbasert vindkraft ble behandlet etter energiloven og plan- og bygningsloven. Etter 2008 bortfalt plikten til å behandle landbasert vindkraft etter plan- og bygningsloven, og energiloven ble det styrende lovverket for landbasert vindkraft. Energilovens virkeområde strakk seg kun ut til grunnlinjen, og utenfor grunnlinjen fantes det ikke lovverk for å regulere produksjon av fornybar energi. Det oppsto et behov for slikt lovverk ettersom oppstart av flere havvindprosjekter ble meldt til Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE). Eksisterende traktater og konvensjoner som allerede var ratifisert av Norge måtte inkorporeres i det nye lovverket.

I denne studien gjennomgås tre alternativer for energiutnyttelse fra et vindkraftverk i Sørliche Nordsjø II. I scenario 1 er vindkraftverket tilknyttet land med en kabel. I alternativ to er vindkraftverket tilknyttet land med en kabel, men vindkraftverket er også tilkoblet et offshore hydrogenproduksjonsanlegg. I Scenario 3 er vindkraftverket kun tilknyttet et hydrogenproduksjonsanlegg til havs.

Dette tekniske notatet gjennomgår relevant lovverk, traktater og konvensjoner som er relevant for utbygging av vindkraft til havs samt for hydrogenproduksjon tilknyttet et offshore vindkraftverk. Notatet gir også en oppsummering av dagens situasjon og fremtidsplaner for offshore vindkraft og hydrogen i Europa og Norge.

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

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

Forkortelse	Beskrivelse
CH2	Komprimert hydrogen (Compressed Hydrogen)
LH2	Flytende hydrogen (Liquid Hydrogen)
VFK	Vestland Fylkeskommune
HVL	Høgskulen på Vestlandet
UiB	Universitetet i Bergen
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OED	Olje- og energidepartementet

2 Lovverk og reguleringer

2.1 Havrettstraktaten

FNs havrettstraktat er en folkerettslig konvensjon som ble ratifisert av Norge i 1996. Havrettstraktaten definerer havsoner hvor de suverene statene har forskjellige rettigheter og plikter. Inndelingen gjelder for havområdene og luftrommet over, men også for havbunnen og dens undergrunn. Inndelingen av soner fra Havrettstraktaten benyttes også i Havenergiloven.

Grunnlinjen er en tenkt linje dratt mellom de ytterste holmer og skjær langs norskekysten. Innenfor denne er energiloven gjeldende og de respektive kommunegrenser gjelder ut til denne. Fra grunnlinjen går *territorialfarvannet* 12 nautiske mil ut til *Den økonomiske sonen*. *Den økonomiske sonen* og *kontinentalsokkelen* strekker seg videre 200 nautiske mil utenfor grunnlinjen. Norge fikk i 2009 godkjent at den norske kontinentalsokkelen skulle strekke seg utenfor 200 nautiske mil i Barentshavet, Norskehavet og Polhavet. Utenfor kontinentalsokkelen er det etter folkeretten fritt hav.

Den overnevnte inndelingen av soner etter Havrettstraktaten benyttes også i Havenergiloven i sine bestemmelser om det geografiske virkeområdet. Havrettstraktaten regulerer statenes rettigheter og plikter i de forskjellige sonene.

- I *territorialfarvannet* har kyststaten full suverenitet og kan anvende sin lovgiving ovenfor borgere og utlendinger, og har eksklusiv tvangsmakt.
- I *den økonomiske sonen* har ikke kyststaten full suverenitet, men har rett til å utnytte naturforekomster i vannmassene, på havbunnen og i undergrunnen under havbunnen. I tillegg har kyststaten eksklusive rettigheter til økonomisk aktivitet, herunder elektrisitetsproduksjon basert på vind. Kyststaten skal da ta tilbørlig hensyn til andre staters rettigheter og plikter. Det skal blant annet gis behørig underretning om oppføring av anlegg. En kyststat har rett etter havrettstraktaten til å opprette rimelige sikkerhetssoner rundt anleggene på inntil 500 meter. Kyststaten må varsle andre stater om hvor sonene er. Slike sikkerhetssoner kan ikke opprettes hvis de kan virke forstyrrende på bruk av anerkjente skipsleder av vesentlig betydning for internasjonal skipsfart. Andre stater har rett til blant annet fri skipsfart og overflygning innenfor denne sonen, samt rett til å legge undersjøiske kabler og rørledninger.
- På *kontinentalsokkelen* har en kyststat også eksklusive rettigheter til å utnytte sine naturforekomster, men skal ta hensyn til andre staters rettigheter og plikter. På kontinentalsokkelen er det i hovedsak bestemmelsene om anlegg og kabler som er av betydning i forbindelse med arealavklaringer etter havenergilova. Etter havrettstraktaten har en kyststat den samme enerett til å tillate og regulere oppføring, drift og bruk av innretninger og anlegg for blant annet elektrisitetsproduksjonsformål på kontinentalsokkelen som en kyststat har i økonomisk sone. Videre har alle stater etter havrettstraktaten rett til å legge undersjøiske kabler og rørledninger på kontinentalsokkelen. For andre stater enn kyststaten er det nødvendig med samtykke fra kyststaten til kabeltraseen og kyststaten kan fastsette vilkår for kabler bygget for drift av innretninger på sitt område. Andre stater kan ikke legge kabler slik at det hindrer kyststaten i å utnytte sine naturforekomster eller hindrer kyststaten i vedlikeholde sine kabler.
- På det frie hav har alle stater i utgangspunktet rett til fri utnyttelse, men skal i denne utnyttelsen ta tilbørlig hensyn til andre staters interesser. /2/.

2.2 OSPAR konvensjonen

OSPAR konvensjonen (Konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhavet) ledes av OSPAR kommisjonen som består av representanter fra EU-kommisjonen og representanter fra medlemslandene. OSPAR konvensjonen består av 15 medlemsland og EU, og trådte i kraft i 1998, Ref. /3/. OSPAR har vedtatt retningslinjer for vurdering av vindkraftverk til havs i 2008. NVE skriver i Ref. /1/ at disse retningslinjene har vært lagt til grunn for utformingen av havenergiloven og omfatter lokalisering, konsesjon, drift- og vedlikehold, samt nedleggelse og fjerning av turbinene.

2.3 Havenergiloven

Havenergiloven regulerer utbygging av fornybar energi til havs, utenfor grunnlinjen.

Havenergiloven er basert på prinsippet om at retten til å utnytte fornybare energiresurser til havs tilhører staten. Dette medfører at det kun kan søkes konsesjon i områder hvor staten har åpnet for utbygging. Det kan gjøres unntak fra reglene om åpning av områder i særskilte tilfeller som beskrevet i det følgende, og lovens virkeområde kan utvides til å også inkludere indre farvann. Før et område kan åpnes for konsesjonssøknader skal det i henhold til havenergiloven gjennomføres en strategisk, overordnet konsekvensutredning i statlig regi. Dette er erstatter ikke prosjektspesifikke konsekvensutredninger. Ref. /4/.

2.3.1 Valg av utredningsområder for utbygging av havvind

Det følger av havenergiloven at det kun kan søkes konsesjon i områder som etter en strategisk konsekvensutredning er åpnet for slike søknader. For å identifisere potensielle områder foreslo en direktoratgruppe ledet av NVE i 2010 områder som etter direktoratgruppens syn burde underlegges en strategisk konsekvensutredning, og en eventuell påfølgende åpning for konsesjonssøknader. Direktoratgruppens vurderinger og anbefalinger fremgår av NVE rapporten "Forslag til Utredningsområder", utgitt av NVE i 2010, Ref./1/. I utvelgelsen av områdene er teknisk egnethet vektlagt, samt andre arealbruks- og miljøverninteresser.

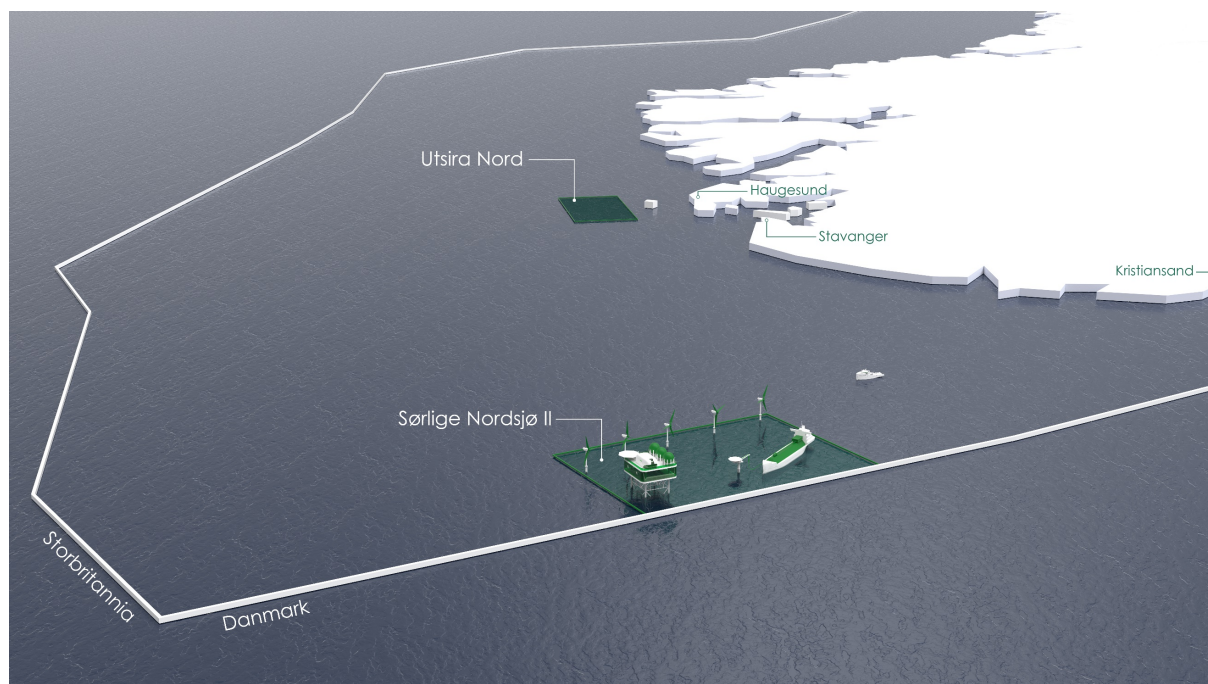
2.3.2 Strategisk konsekvensutredning

Arbeidet med strategiske konsekvensutredninger i de 15 utredningsområdene som ble foreslått i "Forslag til utredningsområder", Ref./1/, ble koordinert av samme direktoratgruppe, ledet av NVE og utgitt i 2012 i rapporten "Havvind - Strategisk konsekvensutredning", Ref. /5/. Konsekvensutredningene ble gjennomført på et overordnet nivå og skal ikke erstatte prosjektspesifikke konsekvensutredninger. Målet med de strategiske konsekvensutredningene var å fremskaffe et så godt som mulig beslutningsunderlag til OED når departementet skulle avgjøre hvilke områder som skulle åpnes for havvind.

På bakgrunn av den gjennomførte strategiske konsekvensutredningen anbefalte NVE at områdene Nordmela og Gimsøy Nord ikke burde bli prioritert åpnet pga. store samlede konsekvenser for flere enkelttema. Videre ble det funnet at utbygging i flere av områdene kunne få til dels store følger for naturmiljø. En utbygging i områdene Trænafjorden - Selvær, Norøyan - Ytre Vikna og Olderveggen ble funnet å kunne få store konsekvenser for enkelte sjøfuglarter, og åpning av Stadthavet ble funnet å kunne få store konsekvenser for fiskearten blålange, da utredningsområdet dekker ca. 20% av gyteområdet for arten.

Etter en helhetlig vurdering av teknisk-økonomisk egnethet og konsekvenser for natur og samfunn, anbefalte NVE at det burde prioriteres å åpne områdene Sørliche Nordsjø I og II, Utsira Nord, Frøyagrunnen og Sørøya Nord, Ref. /5/.

Sommeren 2020 erklærte regjeringen at de ville åpne Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord for konsesjonssøknader fra 1. januar 2021. De to områdene er vist i Figur 2-1 og har begge svært gode vindressurser, men det er vesentlig større havdybde på Utsira Nord, noe som gjør at dette området kun er egnet for flytende teknologi. Sørliche Nordsjø II har en dybde hvor det vil kunne være mulig å benytte både bunnfaste og flytende turbiner.



Figur 2-1: Områder i Nordsjøen som nå er åpent for konsesjonssøknad

2.3.3 Erstatning til fiskeriinteresser

I Havenergiloven legges det opp til at det skal betales en kompensasjon til fiskeriinteresser som får sin aktivitet påvirket av en vindkraftutbygging. Påvirkede fiskeriinteresser kan fremme krav om kompensasjon. Krav kan fremmes dersom virksomheter helt eller delvis beslaglegger fiskefelt, dersom tiltak i sammenheng med energianlegg volder skade, eller dersom virksomheter forårsaker forurensing som påvirker fiskeriinteressene.

Eventuelle krav som fremmes skal avgjøres av en nemd. Nemdens sammensetning er gitt i Forskrift til havenergiloven. Dersom kravet gjelder beslaglegging av fiskefelt skal nemden bestå av en representant fra Fiskeridirektoratet, en representant fra NVE og en representant som oppfyller kravet til dommer.

Dersom kravet skyldes forurensing, avfall, eller innretninger som volder skade, skal nemden bestå av en representant for selskap med konsesjon, en representant fra fiskeriorganisasjonene, og en representant som oppfyller kravet til dommer. Ref. /4/, (Kapittel 9) og §12.

2.3.4 Konesjonssøknad etter Havenergiloven

Konesjonsprosessen etter havenergiloven med tilhørende forskrift har store likheter med konesjonsprosessen for vindkraft på land etter energiloven. Konesjonsprosessen er beskrevet i kapittel 3 i Havenergilova Ref. /4/ og i kapittel 2 i Forskrift til havenergilova, Ref. /6/. Videre vil OED våren 2021 utgi en veileder for konesjonssøknader som vil utdype problemstillinger rundt søknadsprosessen. Veilederen skal også gi mer detaljerte føringer for hva en melding skal inneholde. Det forventes også at veilederen skal inneholde informasjon om hvordan OED vil avgjøre hvilke meldinger som skal få meddelt konsekvensutredningsprogram dersom det oppstår en konkurransesituasjon på et prosjektområde, innenfor det åpnete området.

Under gjengis stegene til konesjonsprosessen.

- *Melding*

Dersom et foretak oppfylder kravene i havenergilova § 3-5, og ønsker å søke konesjon for havvind i et åpnet område, skal det først sendes en melding til OED. Formålet med meldingen er å beskrive prosjektet det søkes konesjon om, og hvilke konsekvenser prosjektet vil kunne ha for andre næringer, miljø og samfunn. I meldingen skal også selskapet som søker konesjon, og dets virksomhet, beskrives. Meldingen skal også inneholde et forslag til et prosjektspesifikt utredningsprogram.

- *Behandling av melding*

Dersom OED ikke finner at meldingen er tilstrekkelig kan OED be om tilleggsopplysninger.

Meldingen sendes på høring til relevante myndigheter og interesseorganisasjoner, og meldingen offentliggjøres på internett. Det skal gis en rimelig høringsfrist og fristen skal normalt ikke være kortere enn 6 uker.

Det skal betales et behandlingsgebyr som fastsettes av OED før behandling av meldingen. Dersom ikke gebyret innbetales blir ikke meldingen behandlet.

- *Fastsetting av utredningsprogram*

Departementet har mulighet til å avvende behandling av en melding dersom det forventes flere meldinger i samme område, slik at en kan se forskjellige prosjekter i sammenheng. Det vil ikke bli fastsatt flere forskjellige utredningsprogrammer som dekker det samme geografiske området.

Departementet fastsetter et utredningsprogram på bakgrunn av egne vurderinger, forslag til utredningsprogram og innkomne meldinger. Dersom et prosjekt også krever konsekvensutredninger etter energiloven, kan det utarbeides en felles konsekvensutredning etter de to lovverk, og det vil utstedes kun ett felles utredningsprogram.

- *Konesjonssøknad*

Konesjonssøknad med konsekvensutredning må sendes til departementet senest innen to år etter at departementet har fastsatt utredningsprogram. Det kan søkes om utsettelse av fristen med inntil to år av gangen.

Konesjonssøknaden skal inneholde en beskrivelse av det planlagte prosjektet, total installert effekt og beregnet energiproduksjon, samt løsning for eventuell tilknytning til kraftnettet på land og om denne tilknytningen krever konesjon også etter energiloven. Søknaden skal også inneholde et kostnadsoverslag og en vurdering av lønnsomheten i prosjektet. Det stilles også krav om at søkende selskap og dets virksomhet skal beskrives, samt hvilken finansiell kapasitet søkeren har.

- *Behandling av konesjonssøknad*

Konsesjon meddeles eller avslås med bakgrunn i søknaden og prosjektspesifikk konsekvensutredning og vedtaket skal begrunnes. Konsesjon meddeles for inntil 30 år fra idriftsettelse. Det er ikke spesifisert behandlingstid i lov eller forskrift.

- Søknad om godkjenning av detaljplan

Søknad om godkjenning av detaljplan skal sendes NVE senest to år etter at departementet har meddelt konsesjon. Detaljplanen skal oppfylle de krav som følger av konsesjonen samt gi en detaljert teknisk beskrivelse av anlegget og planlagt tidspunkt for oppstart av utbyggingen. Detaljplanen skal også inneholde en plan for nedlegging og fjerning av anlegget.

- Behandling av detaljplan

Det er NVE som godkjenner detaljplanen. Det fremgår ikke i lov eller forskrift om detaljplanen skal sendes på høring i forbindelse med behandlingen av denne, men det antas størrelse på eventuell erstatning til fiskeriinteresser vil avgjøres på bakgrunn av detaljplanen, da det er først ved innlevering av detaljplan anleggets faktiske arealbeslag vil komme frem. Detaljplanen skal godkjennes før den faktiske utbyggingen kan starte.

2.4 Espoo – konvensjonen - ECE

Espoo konvensjonen er en konvensjon som ble ratifisert av Norge i 1993. Konvensjonen stiller krav til om at et tilgrensende land skal få et utbyggingsprosjekt på høring, dersom prosjektet er antatt å ha grenseoverskridende virkninger. Dette kan være relevant for Sørlege Nordsjø II som grenser til dansk farvann. Ved innsending av melding for et prosjekt vil konsesjonsmyndighet ta stilling til om prosjektet vil kunne ha grenseoverskridende virkninger. Hvis dette er tilfelle vil det tilgrensende landet få mulighet til å delta i høringsprosesser, samt å påvirke kravene i konsekvensutredningsprogrammet. Ref. /7/.

2.5 Hywind Tampen - Unntak fra havenergiloven

For bygging av anlegg etter petroleumsløven gjelder det gunstige skatteregler. Dette fordi inntekter fra petroleum skattlegges tilsvarende hardt. Dersom det bygges vindkraftverk til havs som kun tilknyttes petroleumsanlegg, og ikke tilknyttes sentralnettet på land, kan en utbygging av dette gjennomføres etter petroleumsløven og ikke havenergiløven. Havenergiløven åpner for at det kan gjøres unntak for regelen om at det er staten som skal definere områder for utbygging av havvind. Hywind Tampen er et eksempel på et prosjekt der det er gitt tillatelse på et område som ikke var forhåndsdefinert som et område for havvind. Det er et stort teknisk potensial for flere slike havvindutbygginger i tilknytning til petroleumsinstallasjoner i norske havområder.

3 Hywind Tampen

Hywind Tampen er et offshore flytende vindkraftverk bestående av 11 turbiner på til sammen 88 MW og skal lokaliseres i Nordsjøen ca 140 km fra land mellom Snorre og Gullfaks. Prosjektet skal ikke tilkobles det norske kraftnettet, men skal tilføre elektrisk kraft til plattformene Snorre A og B, samt Gullfaks A, B og C. Prosjektet er initiert og eid av Equinor med lisenspartnere. Ref. /8/. Hywind Tampen har mottatt en vesentlig investeringsstøtte fra Enova på 2,3 milliarder. Støtten er gitt med forutsetning om at prosjektet er et forsknings- og utviklingsprosjekt, som til tross for et gunstig skatteregime, ikke ville være lønnsomt i dagens kostnadsbilde. ESA har godkjent statsstøtten til Hywind Tampen.

Tillatelse til Hywind Tampen er gitt etter petroleumsløven, og ikke havenergiløven eller energiløven. Prosjektet er ansett som en endring i planen for utvikling og drift av de eksisterende Snorre- og

Gullfaks-feltene. På bakgrunn av dette ble det ikke gjennomført en ordinær konsesjonsprosess for prosjektet, og hvem som skulle bygge ut prosjektet var ikke konkurranseutsatt. Prosjektet er kun tilknyttet plattformer via egne produksjonsradialer og selger derfor ikke elektrisitet til eksterne kunder slik at nettariffer unngås..

3.1 Energiloven

Energiloven kommer til anvendelse for nettilknytning til land. For tilknytning av et offshore vindkraftverk vil det utstedes ett felles konsekvensutredningsprogram dersom det kreves utredninger etter energiloven og havenergiloven.

For å eie og drive en nettilknytning mot et annet land kreves det en særskilt utenlandskonsesjon etter §4-2. Det fremgår av lovverket at det, ved vurdering av konsesjonssøknad, skal det legges vekt på prosjektets samfunnsøkonomiske lønnsomhet og forholdet til eventuelle konkurrerende prosjekter.

3.2 Hydrogenproduksjon til havs

Det finnes per i dag ikke anlegg for hydrogenproduksjon til havs – men det er lansert planer for slik produksjon i flere land blant enn i Europa. Planer for hydrogenproduksjon fra Havvind i Europa gjennomgås i kapittel 3.2.1.

I denne studien gjennomgås tre alternativer for energiutnyttelse fra et vindkraftverk i Sørlege Nordsjø II. I scenario 1 er vindkraftverket tilknyttet land med en kabel. I alternativ to er vindkraftverket tilknyttet land med en kabel, men vindkraftverket er også tilkoblet et offshore hydrogenproduksjonsanlegg. I Scenario 3 er vindkraftverket kun tilknyttet et hydrogenproduksjonsanlegg til havs.

Vindkraftverk til havs er, som beskrevet over, regulert av havenergiloven. Landanlegg og tilhørende kabler for ilandføring av elektrisitet faller under energiloven.

Hydrogenproduksjonsanlegg i tilknytning til et havvindanlegg antas å kunne omsøkes under havenergiloven som en del av et vindkraftverk med tilhørende infrastruktur.

Håndtering av hydrogen på land er regulert i brann- og eksplosjonsvernloven med relevante forskrifter gitt i Figur 2-2. Forskrift om håndtering av farlig stoff regulerer også bunkring av hydrogen. Det er en avgrensning mot Sjøfartsdirektoratets regelverk der bunkringslangen kobles til skip.



Figur 2-1: Relevante forskrifter for håndtering av hydrogen under brann- og eksplosjonsvernloven

Ved ilandføring av naturgass er det i dag Petroleumstilsynet som er ansvarlig myndighet. I 2004 ble det besluttet å etablere et felles regelverk og tilsyn for petroleumsvirksomhet til havs og på land.

Petroleumstilsynet er også blitt delegert myndighet fra Arbeids- og sosialdepartementet til å utvikle regelverk og føre tilsyn med utbygging og drift av vindkraftverk til havs etter havenergiloven kapittel 5. Basert på det ovenforstående antas det at det er Petroleumstilsynet som vil være ansvarlig myndighet for tilsyn av hydrogenanlegg og ilandføringsanlegg for hydrogen. På land er det Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) som er ansvarlig myndighet, og det må etableres klare forvaltningsmessige grensesnitt slik som er tilfelle for dagens ansvarsfordeling ved ilandføring av naturgass med tilhørende landanlegg.

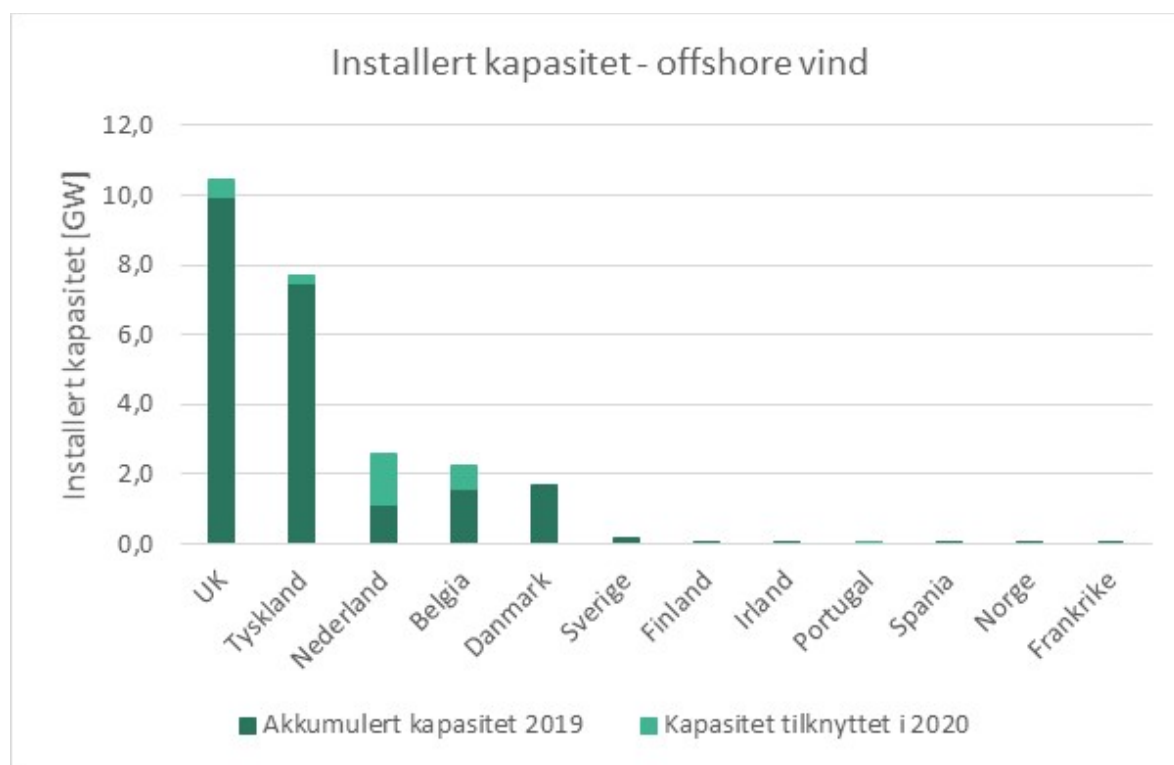
4 Kjente planer i Norge og tilgrensede områder

4.1 Havvind

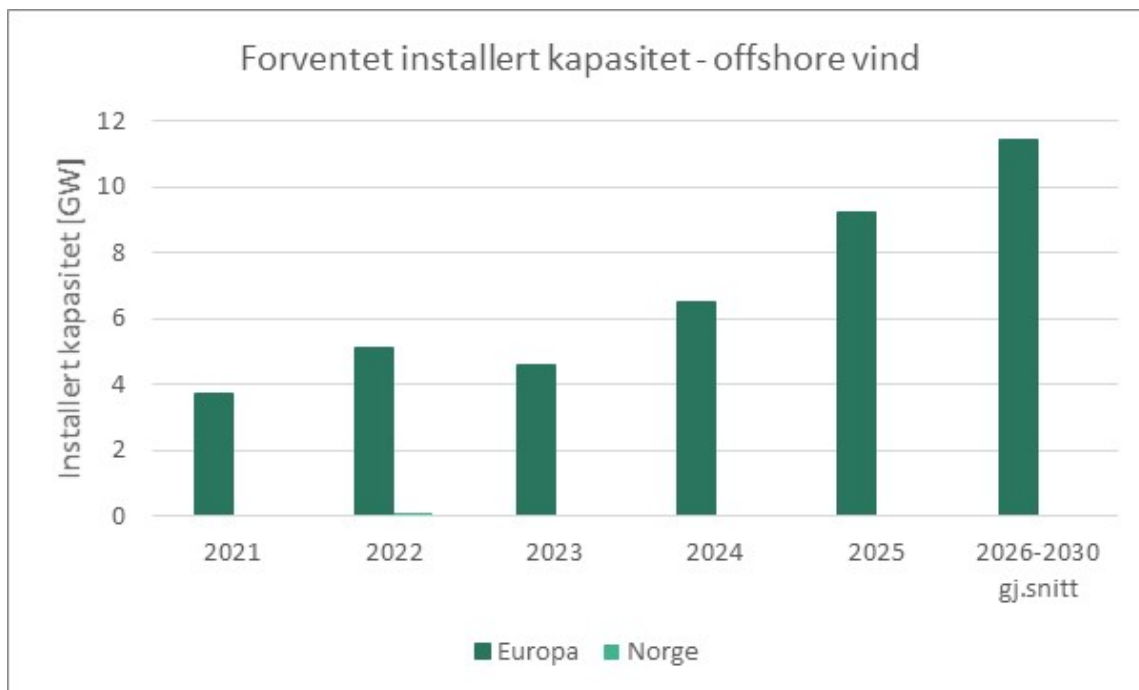
Det satses stort på havvind i mange europeiske land, inkludert landene som omgir Nordsjøen. I dette kapittelet gis et bilde av dagens situasjon i Europa og Nordsjøen, og med et ekstra fokus på UK og Danmark som er Norges tilgrensede havområder

4.1.1 Dagens situasjon i Nordsjøen – et marked i vekst

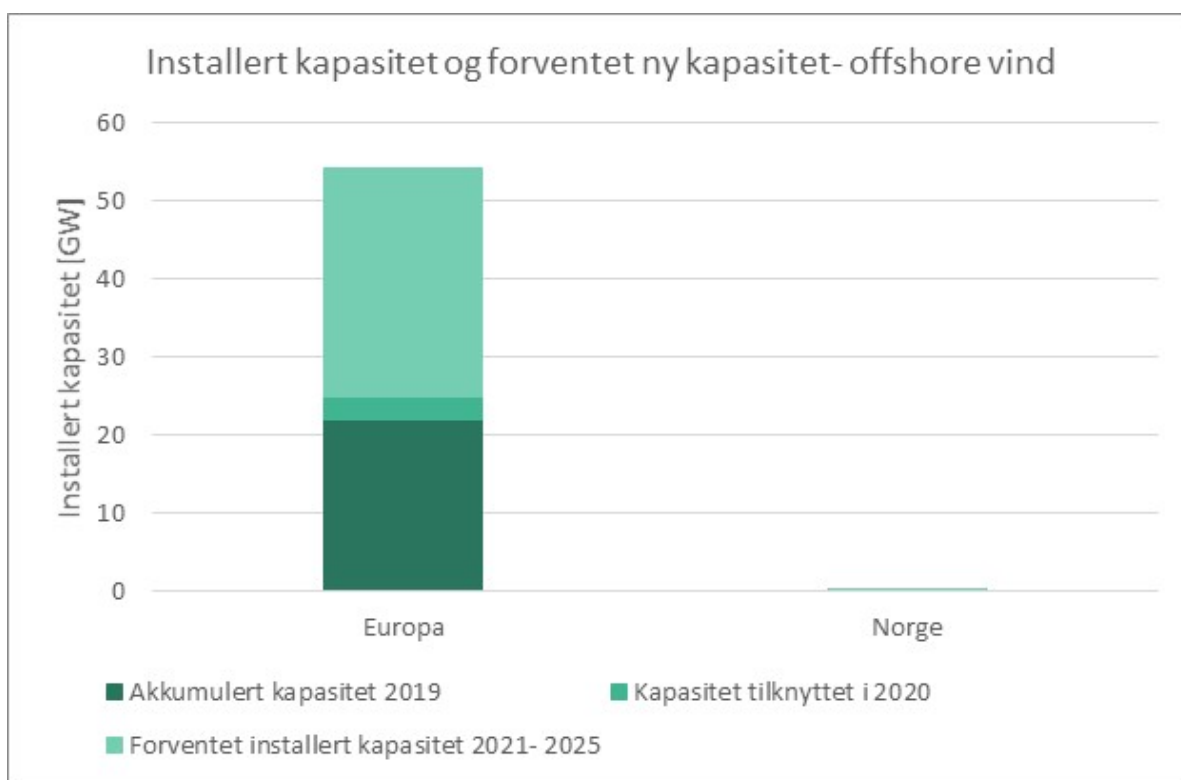
Det satses for tiden stort på havvind i Amerika, Asia og Europa. Vi vil i dette avsnittet fokusere på Europa, hvor det i dag er installert 25 GW offshore vindkraft, hvorav 3 GW ble installert i 2020 (Nederland, Belgia, UK, Tyskland og Portugal), Ref. /9/, Ref. /10/. Figur 3-1 viser dagens situasjon i europeiske land. Totalt dekker dagens installerte effekt ca. 1.8% av Europas årlige strømbehov. Til sammenligning har vi i Norge kun en offshore test-turbin, og med planer om å bygge ytterligere 11 turbiner med total kapasitet på 0.09 GW i Hywind Tampen prosjektet som er forventet ferdigstilt i løpet av 2022. I Europa ble det i 2020 satt ny rekord for investeringer i nye offshore vindprosjekt, hvor 7.1 GW ble sikret finansiering, Ref. /10/, mens det i Norge ikke ble sikret finansiering til ett eneste offshore vindprosjekt. 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, og totalt ca 29 GW i perioden 2021 – 2025, som vist i Figur 3-2. Dagens situasjon i Europa og Norge, samt forventet installert kapasitet frem mot 2025 er oppsummert i Figur 3-3.



Figur 3-1: Installert offshore vindkapasitet i europeiske land frem til og med 2019 og ny kapasitet tilknyttet i 2020, Ref. /10/.



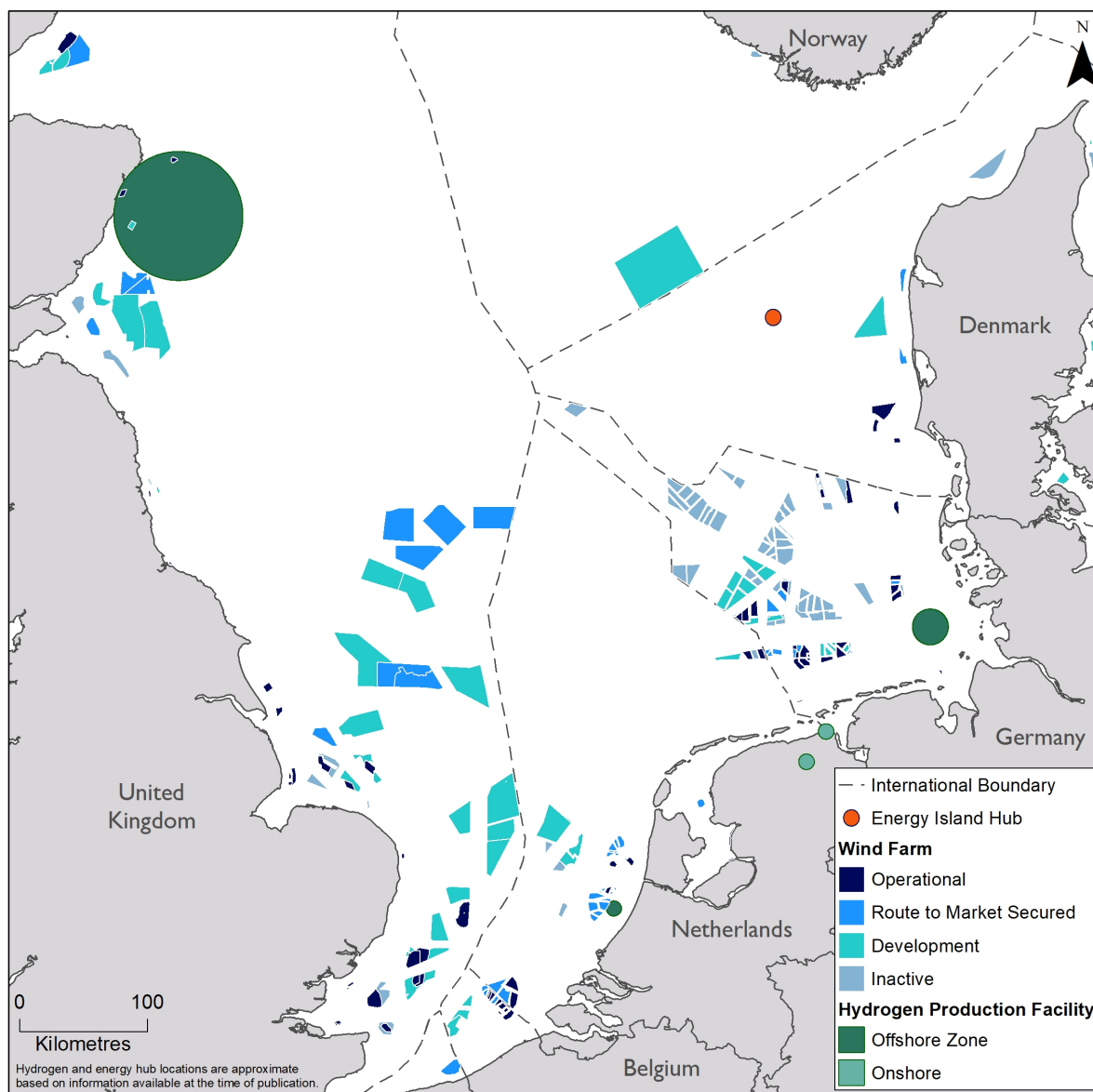
Figur 3-2: Forventet ny installert offshore vindkapasitet i Europa og Norge frem mot 2030, Ref. /10 /.



Figur 3-3: 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 /.

Som vi ser av figurene over er det store planer for etablering av havvind i Norges tilgrensende havområder. Noen eksempler på planlagte prosjekt er Round4 i England, ScotWind i Skottland og Danmarks energiøyer. Figur 3-4 viser eksisterende og planlagte offshore vindkraftverk i Norges tilgrensende områder. Kartet er utarbeidet i samarbeid med Renewables Consulting Group (RCG), hvor også havvindprosjekt med planlagt hydrogenproduksjon (offshore eller onshore) er markert.

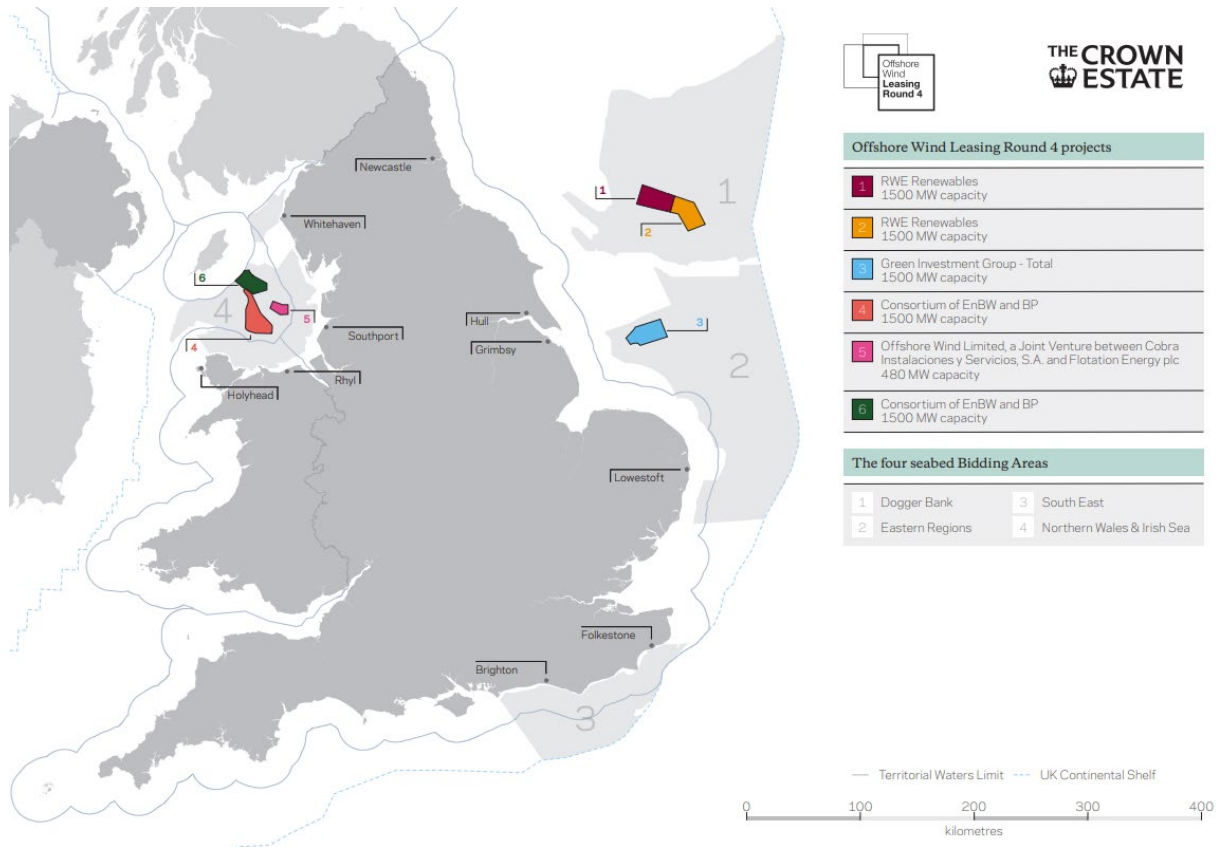
En eventuell utbygging av havvind i Sørliche Nordsjø II bør ses i sammenheng med disse planene, da det vil være store synergimuligheter i å samarbeide med disse landene om å optimalisere infrastrukturen for bruk og transport av energi fra disse havområdene.



Figur 3-4: Eksisterende og planlagte vindkraftverk rundt Nordsjøen. Kilde: Renewables Consulting Group.

UK

Tidligere i år publiserte The Crown Estate i UK resultatene fra siste tildelingsrunde for havvind (Round 4), Ref/11/, der eksklusivitet for utvikling av 6 områder med potensiale for minst 7 GW ble tildelt. Kart med oversikt over de ulike prosjektområdene kan ses under. Videre ventes det at resultatene fra ScotWind i Skottland skal avklares i løpet av året.

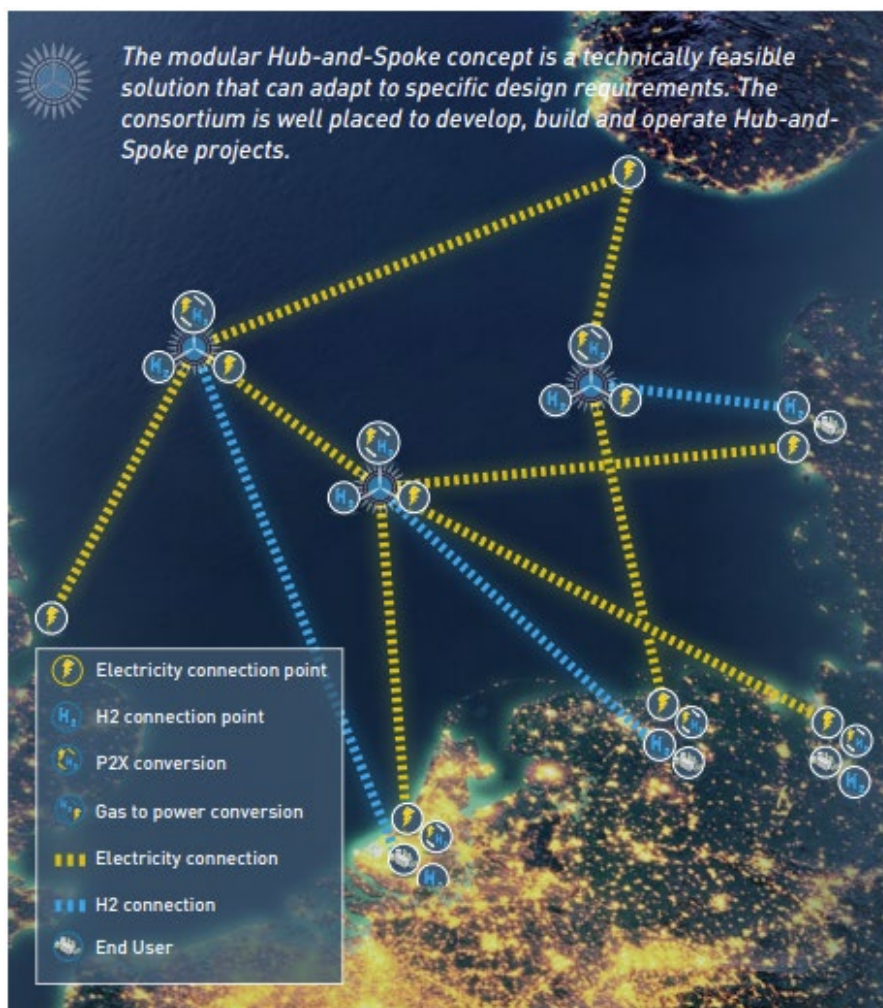


Figur 3-5: Tildelte prosjektområder i Round 4. Kilde: The Crown Estate, februar 2021.

Danmark

I 2020 godkjente Folketinget i Danmark byggingen av to energiøyer som skal samle energien fra flere havvindparker for å eksportere den til fastlandet i Danmark og nabolandene, Ref. /12/. Politiske avtaler om tilknytning til energiøyene vil bli gjort i samarbeid med Energinet og nettselskaper i nabolandene. De to øyene vil bli lokalisert i Nordsjøen vest for Jylland, og på øya Bornholm og er planlagt å være ferdige i 2030. Øya i Nordsjøen vil bli en kunstig øy som vil operere som en sentral for offshore vindparker som til sammen har 3 GW installert kapasitet, med mulighet for å oppskalere til 10 GW i fremtiden. På Bornholm vil den samlede kapasiteten til vindparkene være 2 GW. Teknologier for energilagring og energiomdanning som hydrogenanlegg (elektrolyse) eller annen form for PtX vil også bli mulig å ta i bruk på energiøyene. Dersom kapasiteten når 10 GW kan det totale arealet til øya bli 460.000 kvadratmeter og antallet turbiner 600. Det er estimert at den totale kostnaden for å bygge øya i Nordsjøen, vindparker med kapasitet på 10 GW og tilhørende infrastruktur vil komme på 34 milliarder dollar. Ref /12/.

I tillegg har systemoperatørene i Danmark og Tyskland/Nederland - Energinet.dk og Tennet – store planer for elektrifisering av havområdene rundt Nordsjøen med sitt «Hub-and Spoke»-konsept (se figur under), der også transport av energi i form av hydrogen er en del av planene.



Figur 3-6: Energinet.dk og Tennet's «Hub-and-Spoke»-konsept

4.1.2 Morgendagens behov – et hav av muligheter

I november 2019 gav Wind Europe ut studien "Our energy, our future - How offshore wind will help Europe go carbon-neutral", Ref. /13/, som vurderer behov for elektrisk kraft og potensial for offshore vindkraft i Europa. Under følger noen utdrag fra rapporten som viser hvilke utbygginger man ser for seg innen offshore havvind:

- Ifølge rapporten har Europakommisjonen i sin rapport «A clean planet for all» Ref./14/, estimert at Europa vil trenge mellom 230 og 450 GW offshore vind innen 2050, noe som vil utgjøre opp mot 30% av Europas elektrisitetsbehov i 2050.
- Europa sitter på en av verdens beste vindressurser, og havområdene rundt Norge og UK er identifisert som den beste vindressursen i Europa. Det forventes at **85% (ca. 380 GW) av den installerte effekten i 2050 vil være installert i Nordsjøen, Irskesjøen, Østersjøen og de franske, irske og britiske delene av Atlanterhavet** grunnet gode vindressurser og nærhet til forbrukere. Av dette er det estimert at 212 GW skal installeres i Nordsjøen (mellom Norge, UK, Danmark, Tyskland, Nederland og Belgia), og **30 GW i norsk farvann**. En installert effekt

på 380 GW vil kreve et areal på 76 000 km², noe som utgjør 2,8% av det totale arealet i disse havområdene. Installert effekt bør økes gradvis fra 3 GW/år i dag til ca. 10 GW/år i 2040. 10 GW er i rapporten estimert til å tilsvare et areal på ca. 2 000 km².

- For å utnytte kraften produsert offshore må det elektriske nettet bygges ut både offshore, onshore og mellom land.
- En stor andel vindkraft kan medføre utfordringer knyttet til nettstabilitet.
- Det er ventet at mellom 5 -25% av den genererte kraften fra offshore vind vil gå med til å produsere e-fuels, hvor hydrogen vil være den dominerende energibæreren.

Fra ministermøtet i North Seas Energy Cooperation 06.07.2020 var det også en felles forståelse av at det i Europa vil være et potensiale på mer enn 10 ganger dagens offshore vindenergiproduksjon (altså over 220 GW) innen 2050, Ref./15/. For å understreke hvor store utbygginger som er satt som mål, kan det nevnes at den totale installerte effekten av onshore vind i Norge ved utgangen av 2020 er på ca. 4,0 GW, hvor ca. 1,5 GW av dette ble installert i 2020 (som for øvrig var størst utbygging i Europa på land i 2020). Den seneste tids utbygging har vist at det er svært delte meninger knyttet til utbygging av vindkraft i urørt natur på land. Havvind er i den sammenheng pekt på som en mulighet med vesentlig lavere konfliktnivå og med lavere påvirkning på andre arter. I denne sammenheng er det viktig å poengtere at det vil være svært viktig at vi kommer i gang med å kartlegge miljø- og natureffekten av en storstilt utbygging av havvind.

Den totale strømproduksjonen i Norge er ca. 140 TWh/år. 30 GW installert effekt offshore er ventet å gi ca 140 TWh/år, og vil dermed omtrent doble dagens strømproduksjon i Norge. Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II er på henholdsvis 1010 km² og 2 591 km². Med referanse til Wind Europes rapport fra november 2019 vil disse arealene muliggjøre utbygging av ca 18 GW, eller ca 85 TWh/år, noe som er tilsvarende, eller mer enn forventet fremtidig nytt krafbehov i Norge, Ref /16/, Ref /17/. Ytterligere utbygging vil muliggjøre eksport av kraft, enten i form av strøm i kabel, eller som hydrogen eller andre hydrogen-derivater (PtX).

4.2 Hydrogen

I løpet av 2020 kom flere europeiske land, i tillegg til EU, med hydrogenstrategier - de fleste med tilhørende bevilgninger. I 2021 er det ventet tilsvarende strategier fra enda flere nasjoner. Bakgrunnen for dette er erkjennelsen av at samfunnet må avkarboniseres for å oppfylle Parisavtalen og at bruk av hydrogen som energibærer vil være nødvendig for å oppnå dette. Store fremtidig hydrogenproduksjon vil gi økt etterspørsel etter fornybar elektrisk kraft, og i den sammenheng sees havvind på som er viktig ressurs og satsningsområde. Hydrogen- og havvind satsning henger derfor ofte sammen. I dette avsnittet gir vi eksempler på prosjekt i våre nærmeste naboland i Europa hvor hydrogenproduksjon er planlagt med kraft fra havvind, i tillegg til å se nærmere på hydrogenstrategiene og tilhørende bevilgninger som er annonsert i våre nærmeste naboland.

4.2.1 Kjente planer for hydrogenproduksjon fra havvind i Europa

Tabellen under gir eksempler på havvindprosjekt i Europa hvor energien er tenkt brukt til produksjon av grønt hydrogen, enten onshore eller offshore. Listen er ikke uttømmende. I tillegg finnes det flere prosjekter som planlegger hydrogenproduksjon på land med strømforsyning fra offshore vind, som f.eks. Hyport Oostende i Belgia, H2Watt i Nederland, Westküste 100 i Tyskland, Ørsted og Yaras samarbeid om produksjon av grønn ammoniakk i Nederland og Gigastack i Storbritannia.

Tabell 3-1: Oversikt over havvindprosjekt hvor energien er tenkt brukt til produksjon av grønt hydrogen, enten onshore eller offshore.

Prosjekt	Aktør	Land	Beskrivelse
Aquaprimus	Aqua ventus	Tyskland	Forsyne øyen Helgoland utenfor Tyskland med grønt hydrogen produsert på offshore installasjoner, Ref./18/. Pilotprosjekt planlagt ferdigstilt 2024.
PosHydon	Neptune energy	Nederland	Testinstallasjon for offshore hydrogenproduksjon på eksisterende plattform, Ref./19/. Pilotprosjekt planlagt ferdigstilt 2021
Hystock	Energystock	Nederland	Pilotprosjekt med hydrogenproduksjon fra fornybare energikilder. Hydrogenproduksjonen er i første omgang forsynt med energi fra solceller, men er senere planlagt med energi fra andre fornybare energikilder, deriblant havvind. Pilotprosjektet er planlagt med en elektrolysør med kapasitet på 1 MW, Ref./20/. Ferdigstilt i 2019
Dolphyn	ERM (Environmental Resources Management)	UK	Pilotprosjekt med hydrogenproduksjon integrert i havvindturbin, Ref./21/. Pilotprosjekt planlagt ferdigstilt i 2023
NorthH2,	RWE, Equinor, Gasunie, Groningen Seaports og Shell	Nederland	Produksjon av hydrogen fra havvind til bruk i kystnær industri i Nederland. Konsortiet planlegger utbygging av både havvindpark og hydrogenproduksjon på land, med mulighet for hydrogenproduksjon offshore, Ref./22/. Prosjektet avventer endelig investerings-beslutning
Deep Purple	Technip FMC	Norge	Produksjon av hydrogen offshore i tilknytning til havvindpark, der hydrogenet lagres på havbunnen, eller sendes i rør til land, Ref./23/. Pilotprosjekt på land fra 2021-2023, fullskala pilot til havs 2025

4.2.2 Hydrogensatsing i Europa

En rekke europeiske land har utarbeidet hydrogenstrategier med tilhørende bevilgninger i årene som kommer. Tabell 3-2 gir en oversikt hydrogenstrategier som ble lansert i 2020 og tilhørende bevilgninger og mål om installert elektrolysekapasitet innen 2030. I 2021 er det ventet at også Estland, Østerrike, Sverige, Hellas, Kroatia, Italia, UK, Finland og Ungarn vil lansere sine hydrogenstrategier. Utdypende detaljer om satsningen i de viktigste nabolandene våre med lanserte hydrogenstrategier i 2020 er gitt i det påfølgende.

Tabell 3-2 – Oversikt over planlagt investering for ulike land i Europa

Land	Offisiell hydrogenstrategi?	Hydrogeninvestering (2020-2030)	Mål om installert elektrolysekapasitet innen 2030
EU	Ja	400 – 578 mrd. Euro	40 GW (hele EU)
Tyskland	Ja	9 mrd. Euro	5 GW
Nederland	Ja	Ikke offisielt investeringsbeløp	3-4 GW
Nord-Nederland	Samarbeid mellom lokale myndigheter og næringsliv	Planlagt prosjekter for 9.mrd Euro, dominert av private investeringer	~ 4 GW
Frankrike	Ja	7 mrd. Euro	6.5 GW
Portugal	Ja	7 mrd. Euro	2 GW
Spania	Ja	8.9 mrd. Euro	4 GW
Norge	Ja	100 mNOK (for 2021)	Ikke definert visjon

EU

EU's hydrogenstrategi, Ref /24/, deles inn i tre faser som skal tilrettelegge for ren hydrogenproduksjon i Europa.

Fase 1 strekker seg fra 2020-2024, og går ut på å få i gang produksjonen av grønt hydrogen. I løpet av denne perioden skal det installeres minst 6 GW med elektrolysører som tilsvarer en produksjon på opp til 1 million tonn grønt hydrogen per år. Dette skal brukes til å erstatte grått hydrogen som brukes i industrien. Dette gjelder raffinerier, stålindustrien og andre kjemiske industrier som bruker hydrogen som råstoff. I den første fasen vil man også få i gang hydrogen i transportsektoren der buss og tungtransporten spesielt fremheves som satsing.

Fase 2 strekker seg fra 2025 til 2030. I denne fasen må hydrogen bli sentral i et integrert energisystem med strategiske mål om minst 40 GW elektrolysekapasitet tilsvarende produksjon av ca. 10 millioner tonn grønt hydrogen per år. Det trekkes frem at i denne perioden vil det bli behov for hydrogeninfrastruktur i EU, med transport av hydrogen fra områder med stort fornybarpotensial til områder med stor etterspørsel. Det eksisterende gassnettverket kan brukes for å transportere grønt hydrogen over lengre distanser. Det kan bli nødvendig å utvikle storskala anlegg for hydrogenlagring, og det vil bli muligheter for internasjonal handel med naboland til EU. EU-støtte vil være nødvendig for å kunne gjennomføre oppskaleringen innenfor den skisserte tidsperioden. EU har målsetting om et åpent og konkurransedyktig hydrogenmarked med handel på tvers av landegrensene og en effektiv fordeling av hydrogen på tvers av sektorer innen 2030.

I fase 3, fra 2030 til 2050, skal hydrogenteknologi være moden og bli utplassert i stor skala for å dekarbonisere sektorer der andre alternativer er dyre eller umulig. I denne fasen må fornybar elektrisitet økes kraftig dersom 1/4 av den fornybare elektrisiteten skal brukes til hydrogenproduksjon innen 2050.

Fra nå til 2030 vil det være nødvendig med investeringer på:

- 24 – 42 mrd euro for elektrolysører
- 220 – 340 mrd euro for oppskalering og forbindelser mellom 80 – 120 GW sol- og vindkapasitet til elektrolysører
- 11 mrd euro for ettermontering i eksisterende anlegg med CCS
- 65 mrd euro innen hydrogentransport, -distribusjon, -lagring og for fyllestasjoner.

Samlet utgjør dette 400 – 578 mrd. Euro i investeringer de neste 10 årene. Fra nå og til 2050 vil det være nødvendig med en investering på 180 – 470 mrd. Euro kun i produksjonskapasitet i EU.

Tyskland

Tyskland er det enkeltlandet i Europa som per dags dato har det høyeste budsjettet på hydrogensatsing. I følge den nasjonale strategien, Ref./25/, vil regjeringen jobbe for å realisere grønn hydrogenproduksjon fra havvind. For å få til dette ønsker de samarbeid med andre tilgrensende land i Nordsjøen og ved å utvikle et regelverk for havvind i Østersjøen.

Tyskland er en tung industriaktør, og dette er et viktig element for Tyskland sin hydrogenstrategi. Dagens stålproduksjon i Tyskland benytter store mengder grå hydrogen, og strategien peker på at dette hydrogenet i så stor utstrekning som mulig må byttes ut med grønt hydrogen. Bare for tysk stålproduksjon innebærer dette et elektrisitetsbehov på rundt 80 TWh (ca. 1,5 millioner tonn H₂/år). Derfor kan Tyskland i europeisk markedssammenheng bli en stor importør av grønt hydrogen. Knyttet til offshore hydrogenproduksjon har prosjektet Aquaventus, bestående av blant andre RWE, et pågående pilotprosjekt der målet er å gjøre den lille øyen Helgoland 100% utslippsfri innen 2025.

Nederland

Nederland lanserte i april 2020 sin nasjonale hydrogenstrategi, Ref./26/. I tillegg lanserte Nord-Nederland på høsten 2020 en investeringsplan for hydrogen frem mot 2030, Ref /27/, som vil innebære investeringer på over 9 mrd. Euro frem mot 2030. I begge planene pekes satsingen på havvind som en viktig måte å akselerere produksjon av grønn energi til hydrogenproduksjon på. Nord-Nederlands investeringsplan indikerer 4 – 6 GW offshore vind dedikert til hydrogenproduksjon.

I investeringsplanen pekes det på Nederlands unike posisjon til å ta en ledende rolle i fremtidens hydrogenmarked og bygger dette på eksisterende kompetanse og infrastruktur fra olje og gass i kombinasjon med tilgang på havvind og energimarked i Europa. Energinettverksgiganten Gasunie er f.eks. involvert i en rekke av prosjektene i Nederland, for mulig bruk av eksisterende naturgassrør til bruk av hydrogen, Ref./28/. Mulighetene hydrogen representerer, i kombinasjon med utfordringer med jordskjelv som følge av langvarig gassproduksjon og nødvendigheten av tiltak for å nå Paris-målene, gjør at Nederland har satt seg ambisiøse mål om å fase ut olje og gass og bli et ledende europeisk økosystem for hydrogen.

Allerede i dag er det er en lang rekke hydrogenprosjekt på gang i Nederland, både for produksjon, distribusjon og lagring av grønt og blått hydrogen, Ref./27/ (Appendix). Blant prosjektene har en rekke av dem tilknytning til havvind, og prosjektet Poshydron, som er planlagt igangsatt i løpet av 2021, vil

realisere verdens første offshore hydrogenproduksjon. I 2020 igangsatte regjeringen en studie der de vurderer onshore vs. offshore hydrogenproduksjon, Ref./26/.

Et annet prosjekt som er verdt å nevne er Ørsteds Borssele 1&2 havvindpark i Nederland. De to parkene som ligger tett inntil hverandre, er blant de største i verden og ligger i nærheten av Yaras fabrikker. Sammen lanserte Yara og Ørsted i oktober 2020 at de ønsker å etablere en 100 MW elektrolyseanlegg for grønn hydrogenproduksjon til bruk i Yaras ammoniakkproduksjon, som blir forsynt av vindkraft fra Ørsted.

Danmark

Danmark har p.t. ikke lansert sin egen hydrogenstrategi, men regjering og Folketing har besluttet at Danmark skal ha en nasjonal PtX og Carbon Capture Utilisation og Storage (CCUS) strategi, som en dansk utgave av hydrogenstrategiene, som p.t. utarbeides i Europa. Som underlag til denne har den danske hydrogenforeningen (Brintbranchen – Hydrogen Denmark) gitt sine innspill til hva strategien bør inneholde, med forslag om måltall på 1 GW og 6 GW elektrolysekapasitet i henholdsvis 2025 og 2030, med tilhørende investeringer på 5 mrd. danske kroner, Ref./29/.

Det pågår i dag en rekke hydrogenprosjekter i Danmark. Ørsted planlegger blant annet å lage verdens første hydrogen-hub på øyen Bornholm, forsynt med offshore vindkraft Ref./30/. Danmark var også en av de første i Europa til å installere et pilotprosjekt med en storskala PEM elektrolyser i prosjektet HyBalance Ref./31/. Denne har vært i drift siden 2018, og produserer hydrogen til et nærliggende industriområde via rørledning, samt til andre industriaktører og til hydrogenbiler.

UK

Storbritannia har i dag Europas største installerte havvindkapasitet, og har per dags dato 10 GW installert havvind, med et mål om å nå 40 GW innen 2030 Ref./32/ og 75 GW innen 2050, Ref./33/ . Dette byr på svært gode muligheter for å produsere grønt hydrogen.

Til tross for at Storbritannia som nasjon ikke har publisert en helhetlig hydrogenstrategi, er det igangsatt flere hydrogenprosjekter. For eksempel det nevnte Dolphyn-prosjektet (se Tabell 3-1), som omhandler hydrogenproduksjon direkte på en offshore vindturbin. Videre er Storbritannia i front på å undersøke muligheten tilknyttet bruk av hydrogen i eksisterende gassrørnettverk i landet, f.eks. gjennom prosjektet H21.

Storbritannia er i dag avhengig av naturgass for oppvarmingsformål, og å erstatte dette energibehovet med direkte bruk av strøm vil være utfordrende for det eksisterende strømnettverket, men det vil også være utfordrende med den varierende og uforutsigbare, fornybare energiproduksjonen fra havvind. Storbritannia i stor grad er avhengig av. I denne sammenheng er hydrogen eller annen PtX en interessant løsning for Storbritannia.

Frankrike

I likhet med sine europeiske kysttilknyttede naboland, publiserte Frankrike i september 2020 en nasjonal hydrogenstrategi. Frankrike investerer i likhet med flere av de andre landene tungt i hydrogen, og har besluttet å investere 7 milliarder euro (70 milliarder NOK) for utvikling av hydrogen fram mot 2030, Ref./34/. Til tross for lavere investering enn Tyskland, sikter Frankrike seg inn på være Europas foregangsland i installert elektrolysekapasitet med 6,5 GW i 2030.

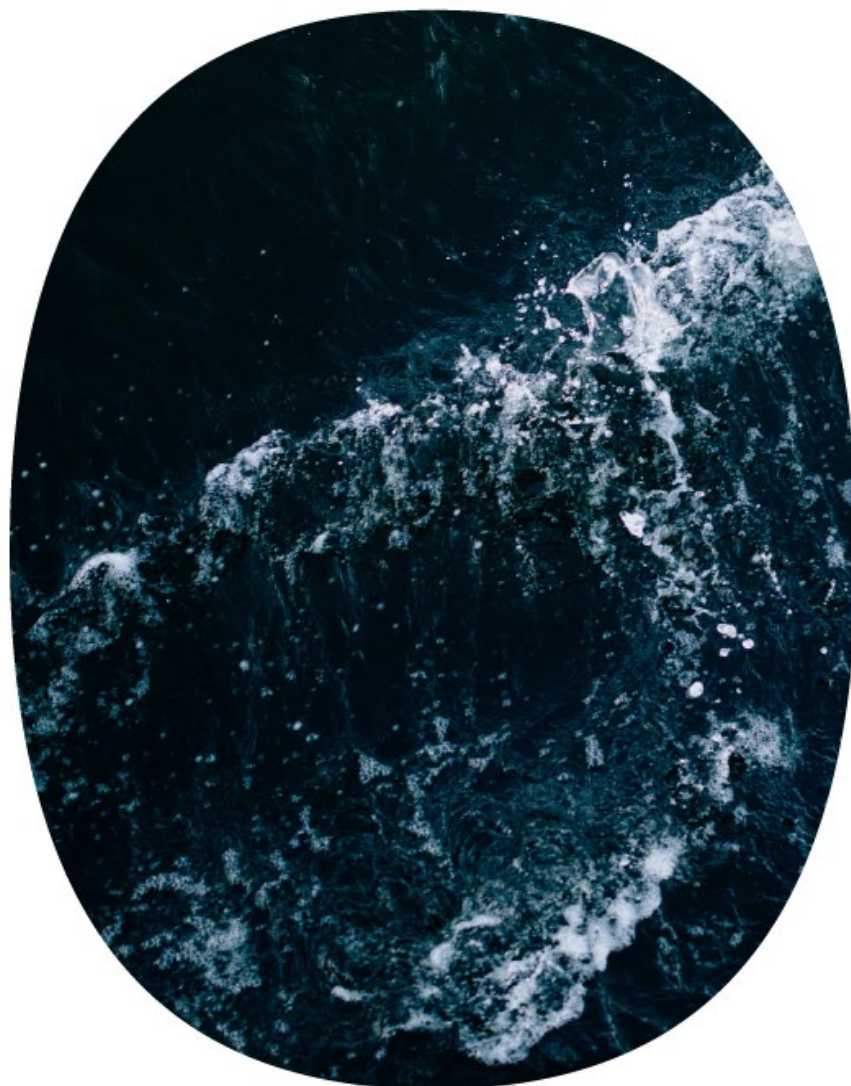
5 Referanser

- /1/ Norges Vassdrags og energidirektorat, «Havvind – forslag til utredningsområder», 2010
- /2/ De forente nasjoners havrettskonvensjon, [De forente nasjoners havrettskonvensjon - Lovdata](#)
- /3/ OSPAR commission, [Convention | OSPAR Commission](#)
- /4/ Lov om fornybar energiproduksjon til havs (Havenergilova)
- /5/ Norges Vassdrags og energidirektorat, «Havvind – strategisk konsekvensutredning», 2012
- /6/ Forskrift til havenergilova ([havenergilovforskrifta](#)),
- /7/ Konvensjon om konsekvensutredninger for tiltak som kan ha grenseoverskridende miljøvirkninger, <https://lovdata.no/dokument/TRAKTAT/traktat/1991-02-25-1>
- /8/ Equinor [Hywind Tampen - flytende vindkraftprosjekt - equinor.com](#)
- /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/ UK Round 4 results, The Crown Estate, 9. februar 2021: <https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/offshore-wind-leasing-round-4/>
- /12/ Energinet.dk. «Energjøer i Danmark», <https://energinet.dk/Gron-omstilling/Energjoer>
- /13/ Wind Europe, 11.2019, "Our energy, our future - How offshore wind will help Europe go carbon-neutral"
- /14/ European commision, 2018. «A clean Planet for All»
- /15/ North Seas Energy Cooperation 06.07.2020, «Joint Statement of North Seas Countries and the European Commission»
- /16/ Statnett, 19.03.2019, «Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm»
- /17/ Prosess21, 25.01.2021, «Prosess21 - Hovedrapport»
- /18/ Aquaventus. <https://www.aquaventus.org/>
- /19/ Neptune Energy. *PosHYdon energy pilot*. <https://www.neptuneenergy.com/esg/climate-change-and-environment/poshydon-hydrogen-pilot>
- /20/ Energystock. *The hydrogen project HyStock*. <https://www.energystock.com/about-energystock/the-hydrogen-project-hystock>
- /21/ David Caine, Molly Iliffe, Kevin Kinsella, Widya Wahyuni, Laura Bond (09.10.2019). *Dolphyn Hydrogen*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866375/Phase_1_-_ERM_-_Dolphyn.pdf

-
- /22/ Europe's largest hydrogen project starts in Groningen. <https://www.gasunie.nl/en/news/europes-largest-green-hydrogen-project-starts-in-groningen>
- /23/ Technip FMC. *Energy transition*. <https://www.technipfmc.com/en/what-we-do/subsea/energy-transition-deep-purple/>
- /24/ European Commission (2020), "A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe"
- /25/ The Federal Government. *The national hydrogen strategy*. https://www.bmbf.de/files/bmwi_Nationale%20Wasserstoffstrategie_Eng_s01.pdf
- /26/ Government of the Netherlands (06.04.2020) *Government strategy on Hydrogen* <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>
- /27/ "The Northern Netherland investment plan 2020 – Expanding the Northern Netherlands hydrogen valley" (2020)
- /28/ Gasunie. *Hydrogen projects*. <https://www.gasunie.nl/en/expertise/hydrogen/hydrogen-projects>
- /29/ Brintbranchen – Hydrogen Denmark (oktober 2020), «Analyse af potentialerne for storskala brint og PtX i Danmark – VE 2.0 – Brint og PtX-strategi»
- /30/ Andrew Lee. *Ørsted plans "world's first" 5GW offshore wind energy island*. [Orsted plans 'world first' 5GW offshore wind energy island | Recharge \(rechargenews.com\)](https://www.recharge.news/orsted-plans-world-first-5gw-offshore-wind-energy-island).
- /31/ HyBalance. <http://hybalance.eu/>
- /32/ John Parnell. *UK Offshore wind pipeline passes 50 GW*. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/uk-offshore-wind-pipeline-passes-50gw>. Lest: 10.11.2020
- /33/ 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>
- /34/ Gouvernement (08.09.2020). *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France*. https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/secteurs-d-activite/industrie/decarbonation/dp_strategie_nationale_pour_le_developpement_de_l_hydrogene_decarbone_en_france.pdf

Havvindressurser, teknologistatus og forutsetninger

Teknisk notat 2



GREENSTAT
MAKING GREEN HAPPEN

Innhold

1	Innledning	3
2	Vindressurser i Sørliche Nordsjø II	3
2.1	Korttidsvariasjoner	5
2.2	Langtidsvariasjoner	6
2.3	Romlig variasjon	7
2.4	Potensiell kraftproduksjon i Sørliche Nordsjø II	8
3	Teknologistatus og forutsetninger	10
3.1	Utvikling av vindkraft til havs – litt historikk	10
3.2	Havdyp og valg av fundament	11
3.3	Forventet turbinstørrelse og kapasitetsfaktor for Sørliche Nordsjø II	12
3.4	Teknologistatus HVDC	14
3.4.1	Hvordan fungerer det?	14
3.4.2	Eksempler på vindprosjekter med HVDC-overføring	15
3.4.3	Hva er mulig overføringskapasitet?	16
3.5	Nettilknytning mot land	17
3.5.1	Valg av konsept for overføring	17
3.5.2	Mulige tilknytningspunkt i sentralnettet	17
3.6	Forutsetninger for beregning av LCOE	19
3.6.1	Kostnader vindpark	19
3.6.2	Kostnader overføring mot land (scenario 1 og 2)	20
3.6.3	Kostnader elektrisk infrastruktur ved øydrift (scenario 3)	20
3.7	Offshore hydrogenproduksjon	21
3.7.1	Oversikt	21
3.7.2	Avsøltningsteknologi	21
3.7.3	Elektrolyseteknologi	23
3.8	Forutsetninger for beregning av LCOH	25
3.8.1	Areal- og vektkapasitet for elektrolyseplattform	25
3.8.2	Kostnad til elektrolyseplattform	26
3.8.3	Kostnad til avsøltingsanlegg	27
3.8.4	Kostnad til elektrolyseanlegg	27
3.8.5	Bemannings	27
4	Referanser	28

Vedlegg A: H2 Platform – High Level weight and cost estimates

1 Innledning

Dette tekniske notatet gir en oversikt over havvindressursene i Sørliche Nordsjø og mulig kraftproduksjon innenfor rammene av konsesjonsprosessen som nå er åpnet.

Videre gis det en oversikt over teknologistatus og forutsetninger lagt til grunn for LCOE beregninger i TN-3 og LCOH beregninger i TN-4.

De viktigste forkortelsene brukt i dette dokumentet er listet i Tabell 1-1.

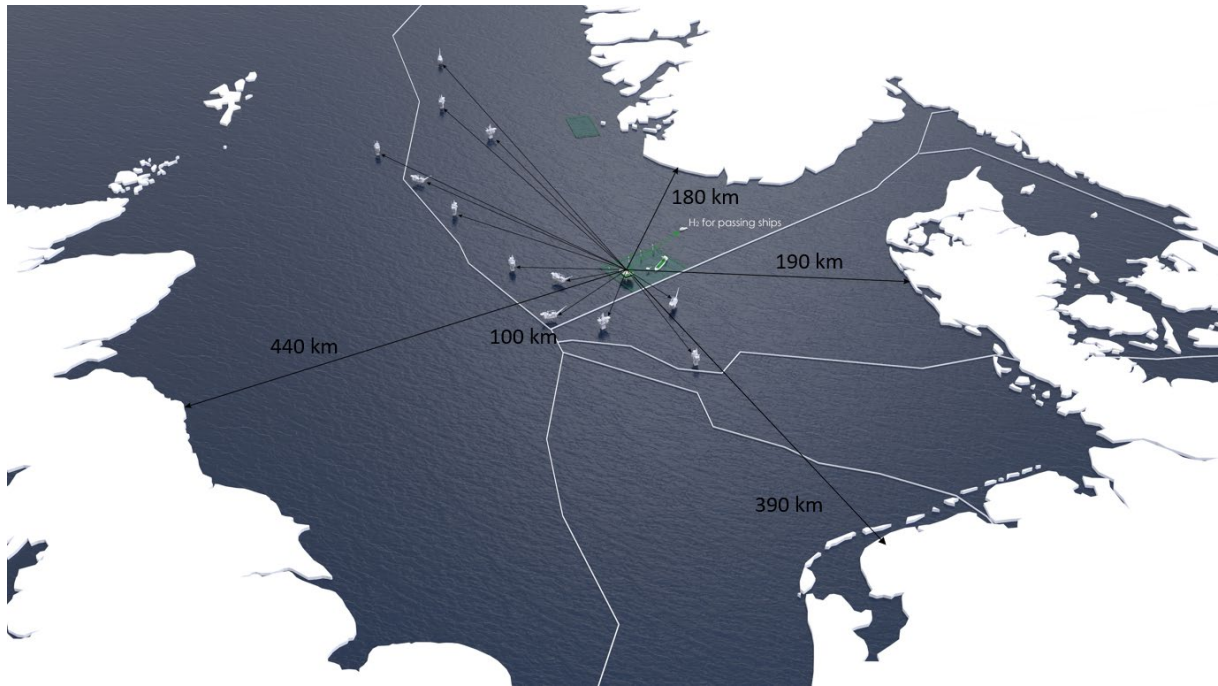
Tabell 1-1: Oversikt over forkortelser brukt i dette dokumentet.

Forkortelse	Beskrivelse
AEL	Alkalisk elektrolyse (Alkaline electrolysis)
BOW	Bergen Offshore Wind Centre, UiB
CAPEX	Kapitalkostnad (Capital Expenses)
CH₂	Komprimert hydrogen (Compressed hydrogen)
DTU	Danmarks Tekniske Universitet (Technical University of Denmark)
HHV	Øvre brennverdi (Higher Heating Value)
IEA	International Energy Agency
KF	Kapasitetsfaktor
LCOE	Faktiske energikostnader over levetiden (Levelised Cost Of Energy)
LCOH	Faktiske kostnader for hydrogen over levetiden (Levelised Cost Of Hydrogen)
NVE	Norges vassdrag og energidirektorat
OPEX	Operasjonskostnader (Operational expenses)
PEM	Proton Exchange Membrane

2 Vindressurser i Sørliche Nordsjø II

Sørliche 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, mens avstanden til Tyskland og Storbritannia er omtrent dobbelt så stor, se Figur 2-1.

Havvindressursene i Sørliche Nordsjø II er svært gode, og blant de beste i Europa. I dette kapitlet beskrives vindressursene i mer detalj, og det gis et estimat for mulig energiproduksjon fra en fremtidig havvindpark opp til 3 GW, som det nå er åpnet opp for å søke konsesjon for.



Figur 2-1 Sørliche Nordsjø II, med avstand til Norge, Danmark, Tyskland, UK og nærmeste plattformer. Avstandene er gitt fra senter av SN-II til nærmeste kystlinje. Avstand til tilkoblingspunkt enten for kraftledning eller hydrogenrør kan være lengre.

Prosjektet har fått tilgang på vindhastighetsdata (NORA3-data) for Sørliche Nordsjø II for 2004-2018 fra Metrologisk institutt. Dataene deles i samarbeid med Bergen Offshore Wind Centre (BOW) hvor Birgitte Furevik er professor II. Prosjektet som delfinansierer utviklingen av NORA3 er WINDSURFER. I tillegg har Equinor bidratt til utviklingen av datasettet. Vinddataene er tilrettelagt for bruk i denne rapporten av BOW/UiB ved stipendiat Ida Marie Solbrekke.

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 Sørliche Nordsjø II.

Korttidsvariasjoner vil ha innvirkning på hvor raskt kraftproduksjonen rampes opp og ned, og vil ha betydning for kraftstabilitet i nettet (dersom vindparken er tilknyttet nettet) og potensielt også valg av elektrolyseteknologi ved etablering av offshore hydrogenproduksjon tilknyttet vindpark i øydrift (se TN-3 for forklaring). Dette er nærmere beskrevet i kapittel 2.1.

Langtidsvariasjoner i vindressursen medfører sesongsvingninger og variasjoner fra år til år i kraftproduksjonen, og er beskrevet i kapittel 2.2.

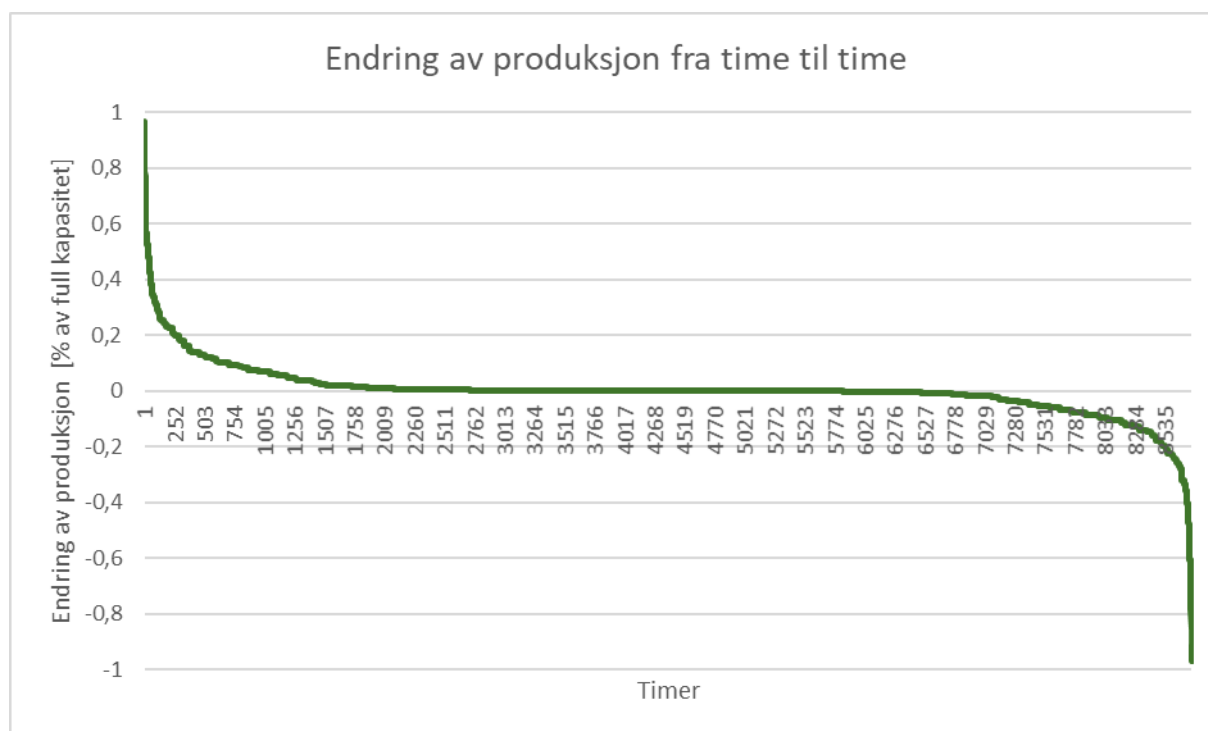
Vindressursen varierer også over avstand. En interessant parameter er hvor korrelert vindhastigheten i Sørliche Nordsjø II er med vindhastigheten i andre omkringliggende områder. Dette kan påvirke hvilke andre markeder det vil være best å knytte seg til, både for å oppnå mest mulig stabil kraftproduksjon i nettet, men også for å oppnå best pris for strømmen. Dette er derfor sett nærmere på i kapittel 2.3.

Potensiell kraftproduksjon fra en vindpark i Sørliche Nordsjø II er gitt i kapittel 2.4. Hensikten er å vise hvor mye kraft som kan produseres avhengig av hvor stor vindpark som totalt sett blir bygget ut innenfor de rammene som det nå er mulig å søke konsesjon for, altså maksimalt 3 GW.

2.1 Korttidsvariasjoner

For å undersøke hvorvidt en elektrolyser klarer å følge vindkraftproduksjonen i scenariet for øydrift uten at det må introduseres rampebetingelser for vindkraftproduksjonen, har vi gjort en analyse av endring i produksjonen for en større vindpark fra time til time basert på vinddata tilgjengeliggjort for prosjektet. Endringen fra en time til den neste er registrert og sortert fra størst til minst endring for å visualisere frekvensen av større endringer. Resultatene kan ses i Figur 2-2.

Tabell 2-1 viser andel av timer med endring større enn 50%, 25% og 10%. Merk at positiv endring tilsvarer en økning av produksjonen, mens negative verdier tilsvarer en reduksjon i produksjonen.



Figur 2-2 Endring i produksjon i parken (% av full kapasitet) fra time til time for en dataserie på ett år, maks til min (varighetskurve).

Tabell 2-1: Antall timer og tilsvarende andel av timene i ett år hvor det er registrert >50%, >25% og >10% endring i produksjon fra en time til den neste.

Endring	Antall	% av tiden
>50 %	27	0,3%
>25 %	156	1,8%
>10 %	710	8,1%
<-10 %	703	8,0%
<-25 %	133	1,5%
<-50 %	20	0,2%

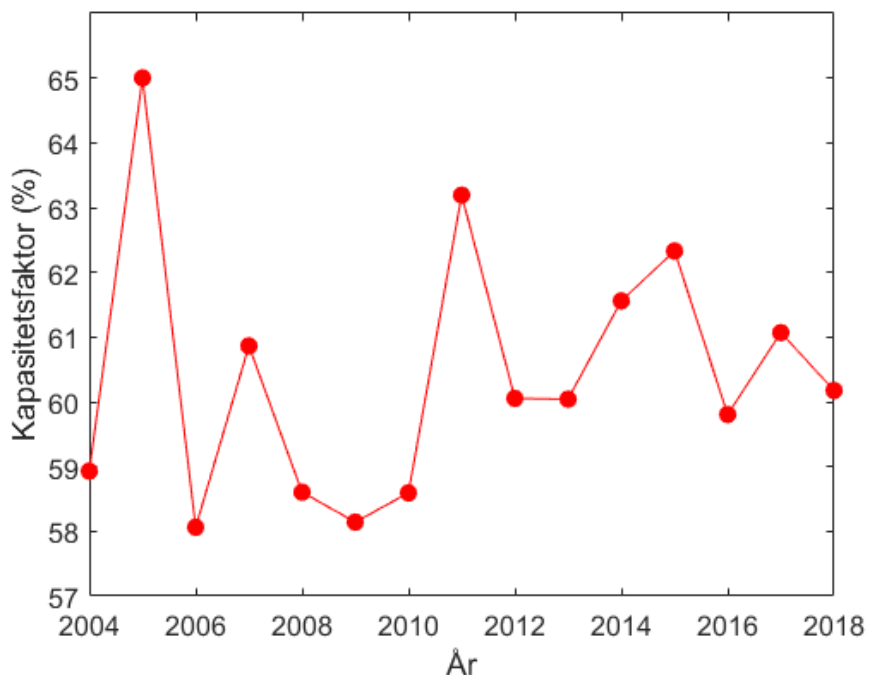
I løpet av ett år er det kun 47 tilfeller der endringen i vindkraftproduksjon er på over 50% (opp eller ned) av installert kapasitet fra en time til den neste. Dette tilsvarer 0,5% av tiden. En endring på 25% eller mer oppstår i 289 tilfeller, eller ca. 3% av tiden i løpet av ett år. Det er her tatt utgangspunkt i timesverdier, men verdier per minutt ville gitt ett mer detaljert bilde. I praksis vil det for øvrig ta noe tid fra en lavtrykksfront treffer første turbinrad til hele vindparken har oppnådd full produksjon: For eksempel vil en lavtrykksfront som beveger seg med en hastighet på 20 meter per sekund bruke ca. 17 minutter på å komme gjennom hele vindparken dersom denne har en utstrekning på 20 km.

Med andre ord indikerer analysen at en elektrolysør som kan rampe opp til 100 % kapasitet i løpet av 10 minutter vil kunne holde greit følge med endringer i produksjonen. Vi antar derfor i de videre analysene at det ikke vil være behov for å introdusere rampebetingelser og curtailment av vindkraftproduksjonen.

2.2 Langtidsvariasjoner

Vindkraftvariabilitet i tid og rom er en av de største utfordringene vi står overfor når det kommer til implementering av vindkraft i energimiksen, Ref./1/. Vindressursene og vindkraften varierer fra et år til et annet. Figur 2-3 viser årsvariasjonen i kapasitetsfaktor (KF) for Sørliche Nordsjø II for perioden 2004-2018. Forskjellen på høyeste og laveste KF er 8 prosentpoeng. Beregningen av kapasitetsfaktor er gjort med Danmarks Tekniske Universitet (DTU) sin 10 MW referanseturbin, og representerer kapasitetsfaktoren for en enkelt turbin. Kapasitetsfaktoren for en hel vindpark vil bli lavere ettersom man får vaketap, elektrisk tap og andre tap. Kapasitetsfaktoren avhenger også av hvilken turbin som brukes. I beregningene av kraftproduksjonen fra en vindpark i Sørliche Nordsjø II i kapittel 3.3. er det brukt en 15 MW referanseturbin. Det gir en høyere kapasitetsfaktor (KF) på samme vindressurs.

Selv om figuren ikke viser variasjon i kapasitetsfaktor for en hel vindpark, illustrerer den likevel den årlige variasjonen i vindressursen, og viser viktigheten av å ta i betraktning variasjonen fra år til år i vindressursene når nye havvindparker skal planlegges og utbygges. Variasjon i parkproduksjon vil både være avhengig av variasjon i vindstyrke og i vindretning. Turbinene i parken plasseres slik at man tar hensyn til dominerende vindretninger (for å få minst mulig vaketap i parken). I år med avvikende vindmønster vil derfor vaketapet være større enn i normalår. Det er ventet at årlig variasjon kan variere med $\pm 5\%$ fra et gjennomsnittså.



Figur 2-3 Variasjon i årlig kapasitetsfaktor (%) for en enkeltturbin i SN2 for perioden 2004-2018. DTU sin referanseturbin (10MW, nacellehøyde: 119m, rotordiameter: 178.3m, cut-in: 3 m/s, rated: 11.4 m/s, cut-out: 25 m/s) er brukt for å konvertere timesverdier av vindhastighet til vindkraft og KF, Ref. /2/. Merk at kapasitetsfaktoren i denne figuren ikke er representativ for en havvindpark i Sørilige Nordsjø, men variasjonene i kapasitetsfaktor som vist i figuren er representativ for hva man kan vente for en havvindpark i Sørilige Nordsjø II.

Det er en sterk årstidsvariasjon i vindressursene i Nordsjøen, og med langt høyere kapasitetsfaktor om vinteren enn om sommeren.

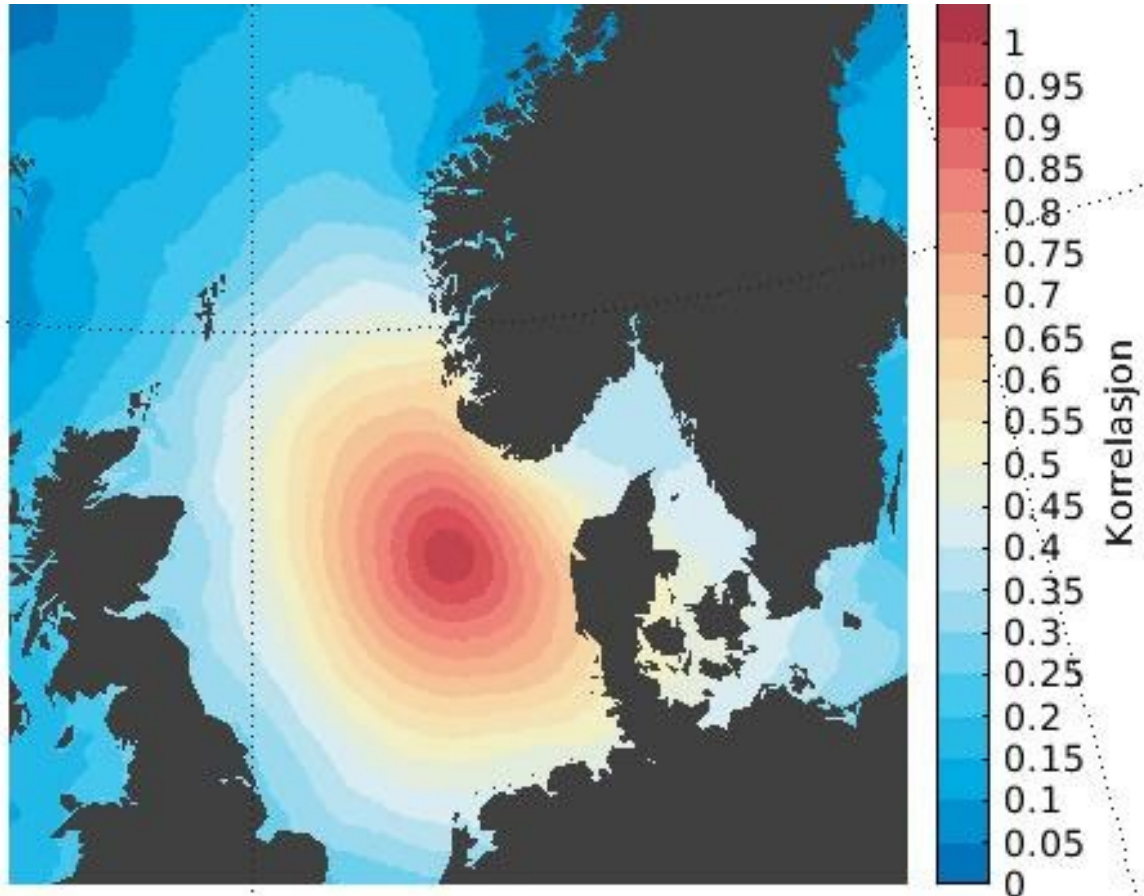
Som en illustrasjon kan man se på variasjonen på Ekofisk. I en studie av Solbrekke et.al. 2020, Ref /2/, ser man på vindressursene på fem norske petroleumsinstallasjoner, blant annet på Ekofisk. Kapasitetsfaktoren varierer mellom 0,7 (vinter) og 0,35 (juni/juli), som tilsvarer en variasjon på 30 – 40 % fra årsgjennomsnittet sommer og vinter. Det betyr at man også må ta hensyn til variasjonen i vindressursen gjennom året. Strømproduksjonen fra havvind er størst om vinteren, da forbruket i Norge også er høyest.

2.3 Romlig variasjon

Vindressursene på den norske sokkelen varierer ikke bare i tid, men også i rom. Figur 2-4 viser romlig korrelasjon av generert vindkraft mellom Sørilige Nordsjø II og de omkringliggende havområdene. Det er brukt timesdata og DTUs 10 MW referanseturbin i beregningene.

Romlig korrelasjon sier noe om hvor lik eller ulik vindkraftproduksjonen er mellom Sørilige Nordsjø II, og områdene rundt. Hvis vindkraftproduksjonen mellom to steder er ulik (lav korrelasjon) vil de produsere vindkraft i ulik takt og til ulike tider. Derimot, hvis korrelasjonen mellom de to stedene er høy vil kraftproduksjonen ofte være i fase. For at verdien av vindkraftproduksjonen skal være størst mulig vil det være gunstig å se til geografiske områder hvor vindkraften fra Sørilige Nordsjø II komplementere

eksisterende elektrisitetsproduksjon. Dersom komplementeringen ikke er stor nok, vil det trolig være mer gunstig å produsere hydrogen lokalt på Sørliche Nordsjø II.

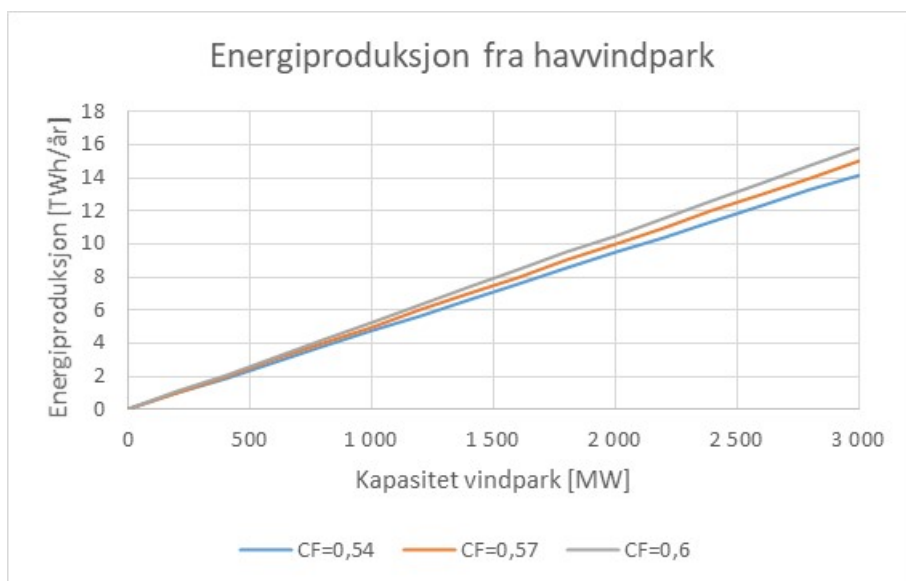


Figur 2-4 Romlig korrelasjon av generert vindkraft mellom Sørliche Nordsjø II og de omkringliggende havområdene for 2004 (timesdata). DTUs referanseturbin (10MW, nacellehøyde: 119m, rotordiameter: 178.3m, cut-in: 3 m/s, rated: 11.4 m/s, cut-out: 25 m/s) er brukt for å konvertere timesverdier av vindhastighet til vindkraft. Figur: Ida Marie Solbrekke, Bergen Offshore Wind Centre/UiB

NVE har i sin rapport *Det svinger mer med fornybar strøm* (44/2020), Ref./3/, påpekt samvariasjonen i vindkraftproduksjon på land i Nordsjølandene, med sterkest samvariasjon mellom Sørvest-Norge og Danmark. Dette er det samme bildet som man ser for havvind, der Sørliche Nordsjø II er sterkere korrelert med danske farvann enn med kystnære britiske farvann.

2.4 Potensiell kraftproduksjon i Sørliche Nordsjø II

Figur 2-5 gir potensiell kraftproduksjon fra en vindpark med installert kapasitet opp til 3 GW, som er øvre grense det er åpnet opp for å søke konsesjon for i Sørlich Nordsjø II. Kraftproduksjonen er gitt for tre ulike kapasitetsfaktorer som ligger i området hvor forventet kapasitetsfaktor for Sørliche Nordsjø II kommer til å ligge. Figuren viser at total kraftproduksjon i Sørliche Nordsjø II vil komme opp i ca. 15 TWh/år, dersom det bygges ut 3 GW. Dette tilsvarer litt over 10% av dagens kraftproduksjon i Norge.



Figur 2-5 Energiproduksjon fra havvindpark i Sørilige Nordsjø II for tre ulike kapasitetsfaktorer, der kapasitetsfaktor 0.57 er ventet å representere et gjennomsnittså i Sørilige Nordsjø (se kapittel 3.3).

3 Teknologistatus og forutsetninger

Dette kapittelet beskriver teknologistatus og forutsetninger lagt til grunn for kostnadsestimatene gjort i studien.

3.1 Utvikling av vindkraft til havs – litt historikk

Størrelsen på en havvindpark (installert ytelse) bestemmes av en rekke faktorer. Tidligere ble dette begrenset av tilgjengeligheten på areal (satt i forbindelse med utlysningen). Ulike land har hatt ulik tilnærming til dette. Tyskland har hatt en tradisjon for å standardisere antall turbiner per cluster, mens det i Storbritannia har vært større frihetsgrad rundt design av vindparker.

Tidligere var støttenivåene for havvind basert på en feed-in tariff eller et fast påslag per kWh. Videre var prosjektene begrenset innenfor et gitt areal, og man endte ofte dermed opp med å maksimere installert ytelse ut fra et ønske om å maksimere nåverdi for prosjektene. Begrensningen på installert ytelse gikk da gjerne på å unngå for høy turbulensintensitet. Etter hvert som områdene ble større og man gikk over til mer auksjonsbaserte støttesystemer, har man gått over til å optimalisere på LCOE (levelised cost of energy).

Videre har man - etter hvert som avstanden til land har økt - sett en tendens til at aktørene har valgt å maksimere nytteverdien av den kostbare infrastrukturen for nettilknytningen. Teknologien for overføring av kraft kommer i diskrete størrelser som først og fremst avhenger av spenningsnivå for eksportkablene samt hvor stort tverrsnitt det er praktisk gjennomførbart å fabrikkere og installere. Derfor har vi sett økende grad av standardisering rundt disse «byggeklossene». Ved innføring av bedre analyseverktøy, metoder og teknologi for overvåking av temperatur i kablene, har man i tillegg kunnet øke overføringskapasiteten noe.

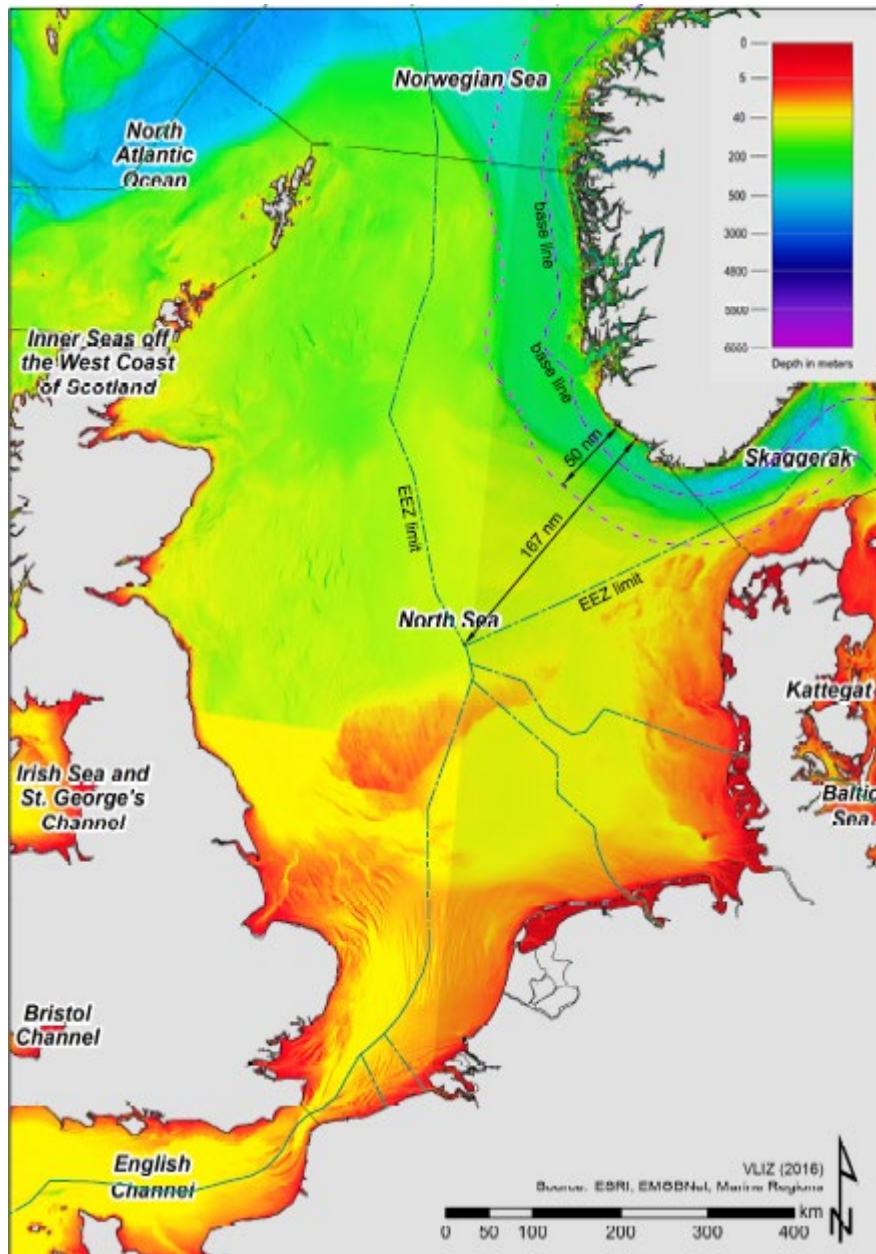
De tidlige vindprosjektene har anvendt såkalt AC (alternating current, vekselstrøm) for overføring av elektrisitet fra vindkraftproduksjonen til overføringsnettet på land. For de første vindprosjektene med mindre installert ytelse og nært land har det vært mest vanlig å benytte 132 kV (Storbritannia) eller 150 kV (mest vanlig i Tyskland) for eksport av kraftproduksjonen. Dette spenningsnivået begrenset overføringskapasiteten til rundt ca. 200 MW per kabel. Selv om det er teoretisk mulig å overføre større effekter på en 132 kV sjøkabel, ligger begrensningen gjerne i landfallet, i J-tuben på plattformen og andre punkter langs traseen der man har utfordringer med termiske forhold.

For en vindpark som tilknyttes via AC har det de senere år blitt mer og mer vanlig å benytte 220 kV som gir en overføringskapasitet per kabel på mellom 350-420 MW, avhengig av distanse og behov for reaktiv kompensering. Det jobbes også med å øke denne overføringsevnen ved å øke både spenningen og kabeltverrsnittet. Likevel er det grenser for hvor lange slike vekselstrømskabler kan bli grunnet den reaktive strømmen som oppstår i disse.

Med introduksjon av HVDC (high-voltage direct current, høyspent likestrøm) offshore har vi fått enda et alternativ. Dette er først og fremst aktuelt for større distanser og større kapasiteter grunnet kostnadene forbundet med konverteringen mellom vekselstrøm og likestrøm i hver ende av overføringen. Høye kostnader og utfordringer med å ta i bruk denne teknologien offshore har ført til at det først de senere år har blitt et fullgodt alternativ. Grunnet kostnadsforskjellen for plattform og landanlegg er det først ved størrelser på over 800 MW og distanser på over 150 km at HVDC har en fordel over AC.

3.2 Havdyp og valg av fundament

Havdyp i Nordsjøen er vist rapport for North Sea Wind Power Hub, Ref. /4/, og er gjengitt i Figur 3-1. Sørliche Nordsjø II har et gjennomsnittlig havdyp på 60 meter, noe som gjør at området egner seg godt for bunnfaste innretninger som jacket strukturer.



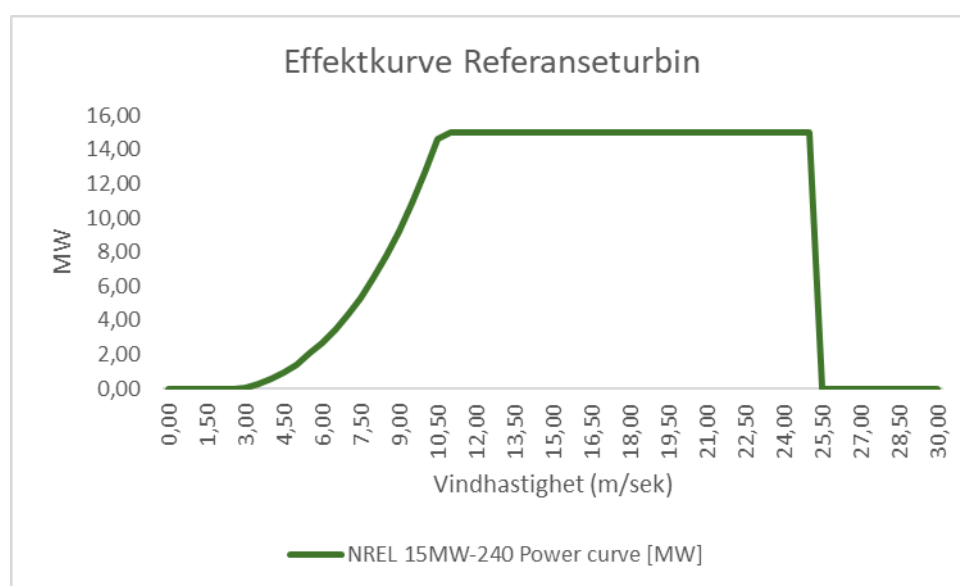
Figur 3-1 Havdyp i Nordsjøen, Ref. /4/

3.3 Forventet turbinstørrelse og kapasitetsfaktor for Sørliche Nordsjø II

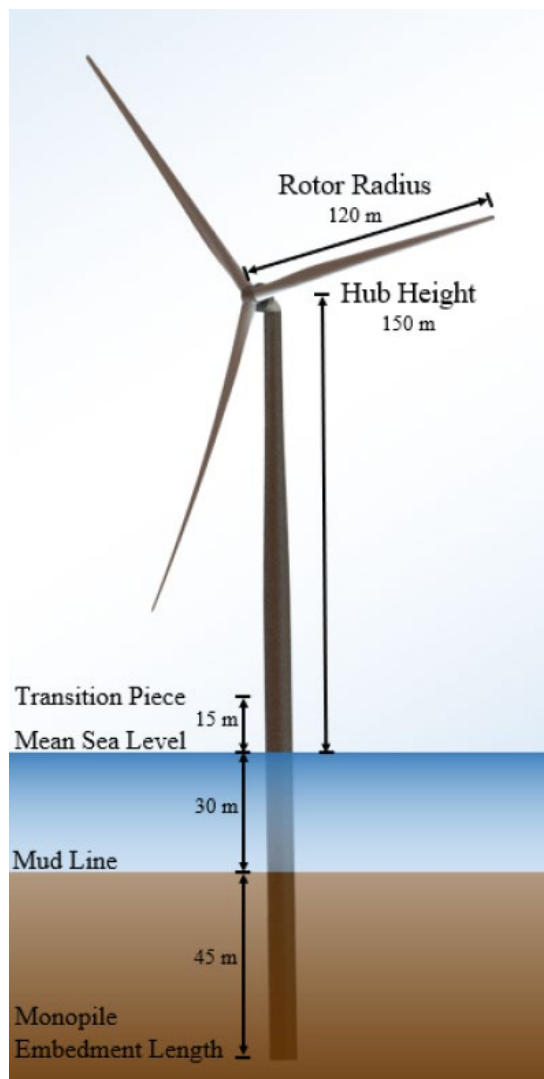
Prosjektet har ikke fokusert på teknologiske løsninger for valg av struktur og turbin, utover å vurdere hva som vil være realistisk og forventet turbinstørrelse for utbygging i Sørliche Nordsjø II. Dette påvirker forventet kapasitetsfaktor og kraftproduksjon for en fremtidig havvindpark.

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 Sørliche Nordsjø II er det derfor naturlig å legge en videre utvikling til grunn.

Siden 2015 har vindturbinene blitt ca. 16 % større for hvert år, Ref. /5/. Gjennomsnittlig turbinstørrelse for installerte havvindturbiner i 2020 var på 8.2 MW, som bare er 5 % større enn i 2019. Bestillingene i 2020 for prosjekt som skal settes i drift rundt 2022, lå derimot i intervallet 10 – 13 MW og indikerer at utviklingen fortsetter, Ref. /5/. På bakgrunn av dette er det ventet at turbinstørrelse på 15 MW er realistisk for en fremtidig utbygging i Sørliche Nordsjø II. 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./6/, se Figur 3-2. Turbinen har en rotordiameter på 240 m og har en tårnhøyde på 150 m, se Figur 3-3.



Figur 3-2 Effektcurve referanseturbin, NREL 15MW-240.



Figur 3-3 NREL 15MW-240 referanseturbin, Ref. /6/

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 (for eksempel slitasje). Det er videre antatt en tilgjengelighet/oppetid for vindparken på 95% i disse analysene. Resultatene fra analysene er igjen benchmarket med tall fra tilsvarende prosjekter.

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

Basert på vinddata presentert i kapittel 2 og antakelsene for tilgjengelighet, vaketap og elektriske tap har kapasitetsfaktoren for en større vindpark (1400 - 1600 MW) blitt estimert til 57 %. Dette ligger noe høyere enn tilsvarende vindkraftverk med samme vindforhold i dag. Økningen kan forklares ved at referanseturbinen som er brukt i analysen har en noe forbedret effektkurve sammenlignet med dagens vindturbiner. Equinor opplyser imidlertid på sine hjemmesider (publisert 23 mars 2021) at Hywind Scotland med sine 5 stk. 6 MW turbiner har oppnådd en kapasitetsfaktor på 57,1 % over en 12 måneders periode. Dette er riktignok rekord blant havvindparkene i Storbritannia, men gitt at turbinene i Sørlige Nordsjø II er ventet å ha minst dobbelt så stor kapasitet som turbinene brukt i Hywind Scotland, anses en kapasitetsfaktor på 57 % for Sørlige Nordsjø II som et realistisk estimat for

gjennomsnittlig kapasitetsfaktor. Fra Figur 2-3 ser vi at 2018 representerer et gjennomsnittsår. Bruk av vindserien fra 2018 gir derfor et godt estimat på forventet kapasitetsfaktor for et gjennomsnittsår. En kapasitetsfaktor på 0,57 legges derfor til grunn for LCOE-beregninger i analysen.

3.4 Teknologistatus HVDC

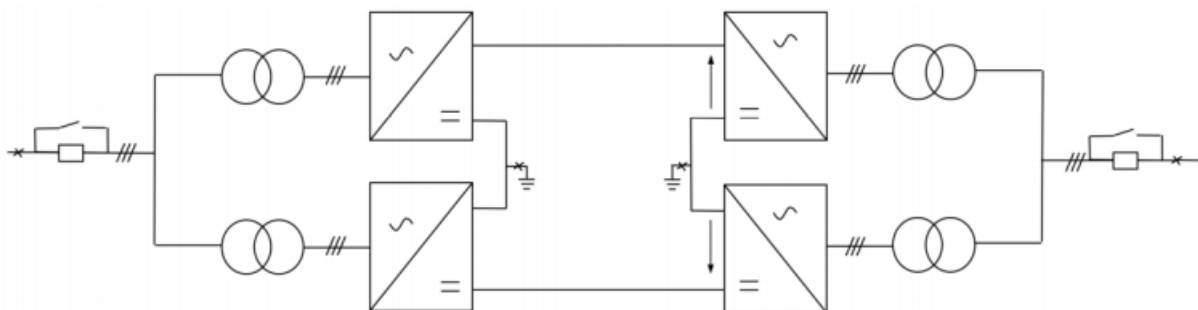
3.4.1 Hvordan fungerer det?

En HVDC link består av et sett undersjøiske kabler og landkabler med en omformerstasjon i hver ende som konverterer mellom vekselstrøm og likestrøm. Det mest utbredte konseptet for overføring til land er å bruke to kabler (en plussforbindelse og en minusforbindelse) i en såkalt balansert monopol konfigurasjon, se Figur 3-4 under.



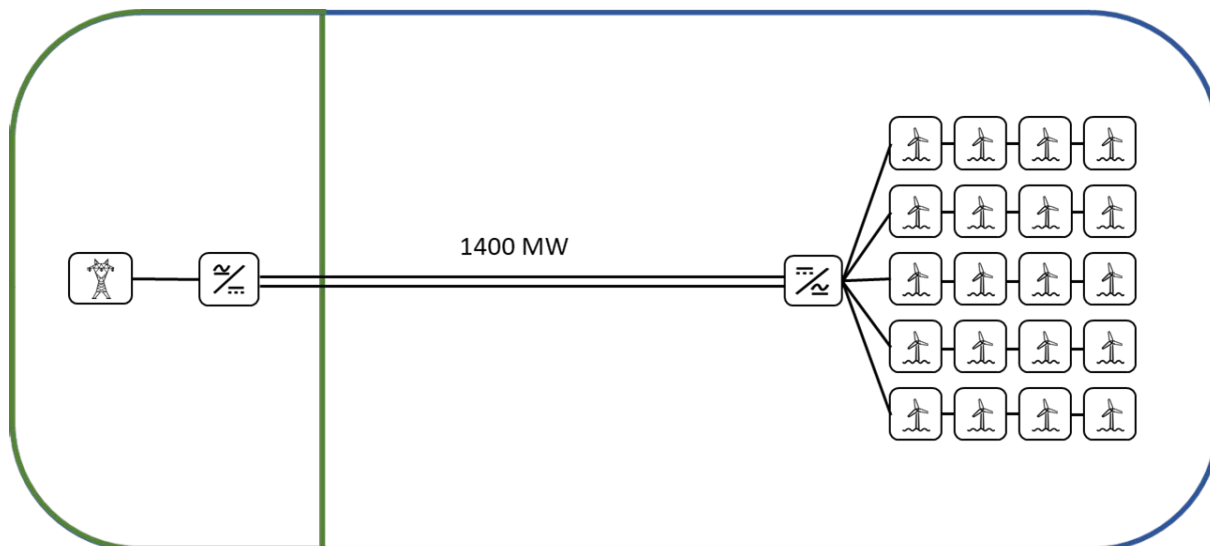
Figur 3-4 Skisse som viser HVDC monopol konfigurasjon

En annen mulig konfigurasjon kan være bipol som vist i Figur 3-5. Dette vil være en noe dyrere løsning, men kan samtidig gi noe økt redundans for overføringen.



Figur 3-5 Skisse som viser HVDC bipol konfigurasjon

Produksjonen fra vindturbinene samles via inter-array kabler og konverteres fra vekselstrøm til likestrøm i en offshore konverterstasjon. Offshore huses konverterne i en dedikert plattform der topside kan være i størrelsesorden 90 x 50 meter, og 25 meter i høyden, med vekt på mellom 8000 og 15 000 tonn. Dette er store plattformer som krever flere års byggetid (typisk 3-4 år fra kontraktinngåelse). På grunn av størrelsen er det et begrenset antall verft som har kapasitet til å fabrikere disse anleggene. De siste årene har det også blitt vanlig å integrere oppsamlingskablene (inter-arraykablene) fra vindparken på disse plattformene for å unngå behovet for flere oppsamlingsplattformer. På land omdannes likestrømmen til vekselstrøm igjen for tilknytning til transmisjonsnett. Landanlegget tar typisk opp et område på 100 x 200 meter. En mulig konfigurasjon for et slikt kraftsystem er vist i Figur 3-6.



Figur 3-6 Skisse av vindpark og HVDC-overføring mot land

3.4.2 Eksempler på vindprosjekter med HVDC-overføring

Figur 3-7 viser en oversikt over Tennets prosjekter i tysk sektor der HVDC har vært brukt for tilknytning av havvind. Oversikten inkluderer utviklingen for ulike konsepter, overføringskapasitet og leverandører fra 2009 til i dag.



Figur 3-7 Oversikt over konsepter, overføringskapasitet og leverandører for Tennets prosjekter i tysk sektor. Kilde: ÆGE Energy

3.4.3 Hva er mulig overføringskapasitet?

Til nå har det tyske nettselskapet Tennet bygget en rekke HVDC-forbindelser for å knytte ulike cluster av havvindparker til nettet på land. I de siste prosjektene har Tennet standardisert kapasiteten for overføringen til 900 MW og +/- 320 kV.

I Storbritannia har aktørene valgt å ta i bruk en høyere overføringskapasitet for å utnytte skalafordelen som ligger i denne teknologien, samt optimalisere forholdet mellom vindparken og overføringen for å minimere LCOE. Den høyeste kapasiteten som er planlagt for tilknytning av havvind til nå er Sofia Offshore Wind Farm, se Figur 3-8. For dette prosjektet vil overføringskapasiteten være 1400 MW, og konverterne leveres av GE. Systemspenning på likestrømsforbindelsen er fortsatt +/- 320 kV med en avstand på ca. 220 km.

Det jobbes med konsepter for å øke overføringskapasiteten til 2 GW, Ref. /7/, og det er flere planer for dette i Tyskland og Nederland, men for øyeblikket er det en systembegrensning for maksimalt effektbortfall av produksjon eller import i det norske kraftsystemet på 1400 MW (dimensjonerende feil)¹. Det er systemoperatørene i de ulike landene som setter denne begrensningen. På grunn av krav til nettfrekvensregulering og stabilitet er det satt en grense for hvor stort utfall av produksjon nettet kan tåle. Denne grensen er satt basert på teknisk-økonomiske vurderinger, og systemoperatørene må kjøpe kapasitet for oppregulering som er tilgjengelig ved et slikt (dimensjonerende) utfall.

Ved bruk av bipol (i stedet for balansert monopol – som har vært mest vanlig til nå), kan man teoretisk sett forsøke å inngå avtaler med systemoperatørene om høyere overføringskapasiteter, men hva som velges til slutt blir et kostnadsspørsmål og et spørsmål om risikovilligheten til vindkraftselskapene, systemoperatørene, investorer og banker til å ta i bruk ny teknologi.



Figur 3-8 Typisk konfigurasjon for overføring av kraft til land via HVDC. Kilde: Sofia Offshore Wind Farm

¹ Dimensjonerende feil er definert som det største produksjonsutfallet eller bortfall av import som systemet skal være dimensjonert for å tåle. Normalt er dimensjonerende utfall i Norge 1200 MW, men etter introduksjon av mellomlandsforbindelsene til UK og Tyskland har Statnett driftet systemet med 1400 MW som største enkeltbortfall. Kilde: Statnett.

3.5 Nettilknytning mot land

I det følgende har vi beskrevet en mulig løsning for kraftoverføring og valg av tilknytningspunkt på land. Dette konseptet vil legges til grunn for analysene i scenario 1 og 2, se hovedrapport/TN3 for scenariobeskrivelse.

Det er i dette arbeidet ikke er gjort noen kraftsystemanalyser eller spesifikke analyser av nettkapasitet på land, men informasjon er innhentet fra Statnetts Nettutviklingsplan for å identifisere og underbygge valg av mulige tilknytningspunkt. Statnett vil som høringspart i en eventuell konsesjonsprosess være en viktig premissgiver i valg av løsning og tilknytningspunkt. Løsningen som er skissert i det følgende er dermed kun ment å være et eksempel for å muliggjøre en sammenligning av kostnader for ulike alternative former for energitransport fra et havvindprosjekt i Sørliche Nordsjø II.

3.5.1 Valg av konsept for overføring

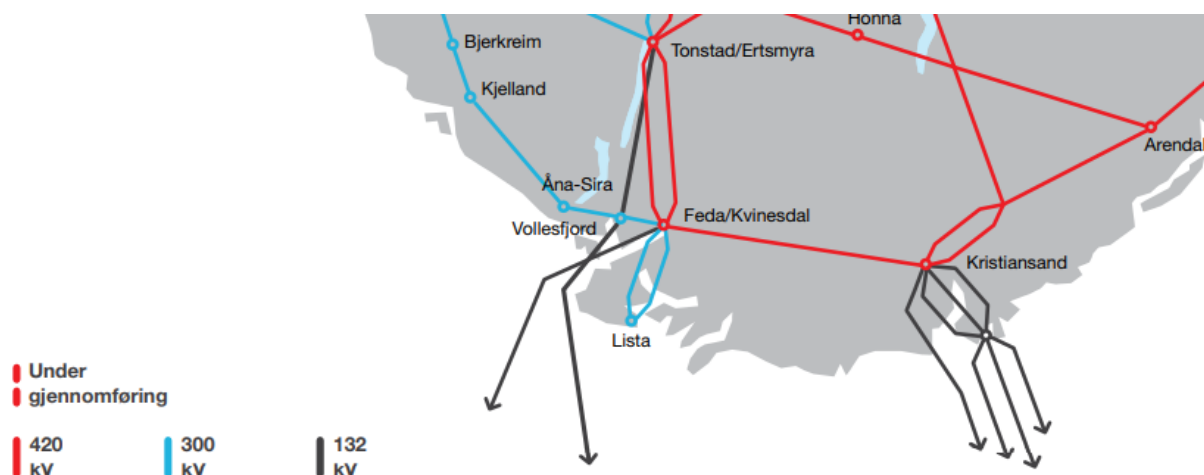
På grunn av distansen fra nærmeste tilknytningspunkt på land er det naturlig å se for seg tilknytning via HVDC. Typisk overføringskapasitet for en vindpark i Sørliche Nordsjø II vil kunne være 1400 MW. Dette er det største enkeltutfallet av produksjon som tillates av systemoperatørene i både Norden og Storbritannia. Dogger Bank/Sofia i Storbritannia er et eksempel på en vindpark av denne størrelsen som nevnt tidligere.

Et alternativ kunne vært å knytte kraftproduksjonen til en framtidig offshore hub (Energinet.dk og Tennets planer om å etablere såkalte offshore «energiøyer», Ref. /8/). Distansen til en slik hub vil kunne være noe kortere (100-150 km), og kunne i teorien vært realisert som flere mindre vekselstrømforbindelser, men vi har i denne studien tatt utgangspunkt i et kjent konsept for sammenligning av ulike løsninger og kombinasjoner med hydrogen som lagrings- og transportmedium.

3.5.2 Mulige tilknytningspunkt i sentralnettet

Statnett har i sin Nettutviklingsplan (NUP 2019) omtalt OEDs høring om forslag til å åpne to havområder for fornybar energiproduksjon til havs. Statnett viser til at kraftproduksjonen både kan knyttes direkte til petroleumsinstallasjoner offshore, eller til kraftnettet på land. Statnetts vurdering er at produksjon langs kysten i sør ikke vil påvirke transmisjonsnettet på land i stor grad. Videre vurderer de at for områder langs kysten med kraftunderskudd kan det isolert sett være gunstig med innmating av ny produksjon, men at ny vindkraft likevel vil utløse behov for mer lokale nettforsterkninger for å kunne transportere kraft ut av et område.

Figuren under viser kart over dagens transmisjonsnett i Region Sør. De nærmeste mulige tilknytningspunktene i sentralnettet på land er Lista, Åna-Sira, Kjelland (Egersund) og Feda/Kvinesdal, med en distanse på omtrent 150-170 km fra det nærmeste punktet i Sørliche Nordsjø II.

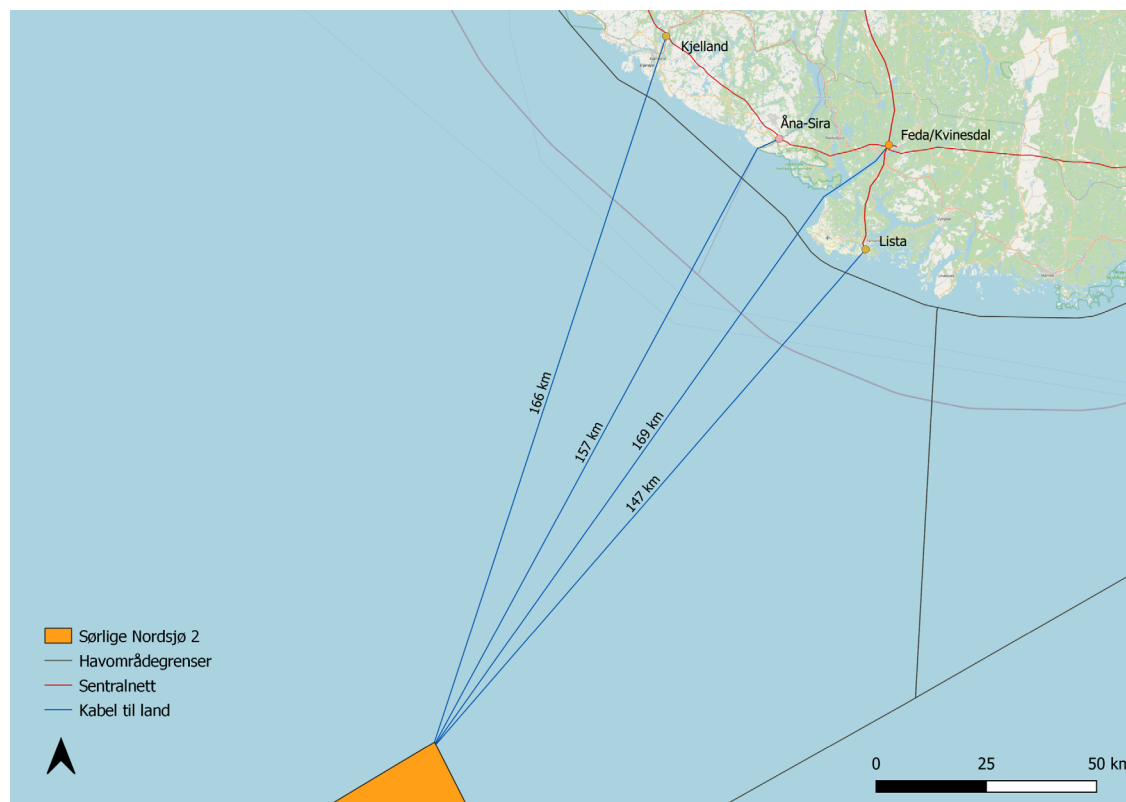


Figur 3-9 Kart over dagens transmisjonsnett i Region Sør. Kilde: Statnett NUP 2019

Med god kapasitet, et sterkt nett, store mengder fleksibel vannkraftproduksjon og nærhet til Statnetts mellomlandsforbindelser (Norned, Skagerrak-forbindelsene og Nordlink), er både Lista og Feda godt egnet for tilkobling av ny kraftproduksjon.

Som vi kan se av kartet i Figur 3-10 er det omtrent like stor avstand fra Sørlige Nordsjø II til Feda som til Kjelland, mens Åna-Sira og Lista ligger noe nærmere. Det må i tillegg påregnes ekstra distanse for plassering av nettstasjonen innad i Sørlige Nordsjø II, samt for detaljert ruteplanlegging av kabeltraseen både offshore og på land.

Avhengig av hvor i det utlyste området en vindpark vil kunne etableres har vi i denne studien for enkelthets skyld antatt en total distanse på ca. 200 km for kabelforbindelsen til tilknytningspunktet på land.



Figur 3-10 Distanse til mulige tilknytningspunkter på land fra Sørlige Nordsjø II. Kilde: ÆGE Energy.

3.6 Forutsetninger for beregning av LCOE

3.6.1 Kostnader vindpark

Kostnaden for havvind har falt dramatisk de senere år. Dette gjelder spesielt bunnfaste anlegg, og flytende havvind er forventet å følge den samme trenden.

Selv om det kan være mulig å se for seg at flytende vindturbiner kan bli brukt innenfor deler av Sørlige Nordsjø II, har vi i denne studien lagt til grunn bunnfast teknologi, ettersom store deler av sonen kan utvikles med bunnfast teknologi, og da det finnes flere datapunkter for bunnfast enn for flytende havvind.

For beregning av LCOE har vi tatt utgangspunkt i publiserte tall fra den siste auksjonen i Storbritannia, Ref. /9/. Klareringsprisen i denne auksjonen var på ca. 40 GBP/MWh i 2012 kroner. Dette tallet inkluderer kostnader for infrastrukturen rundt nettilknytningen mot land, i motsetning til publiserte tall fra auksjoner i Nederland, Tyskland og Danmark, der kun vindparken har inngått i klareringsprisene. Dette tilsvarer omtrent 53,9 EUR/MWh i dagens verdi justert for valutakurs og inflasjon. Videre har vi antatt en forsiktig framtidig kostreduksjon på 5% basert på læringseffekter og teknologiutvikling. Dermed har vi lagt til grunn 51,2 EUR/MWh som utgangspunkt for analysene.

Vi har videre gjort en vurdering av kostnaden knyttet til selve vindparken fratrukket nettilknytningen basert på publiserte tall fra prosjektene i denne runden. Justert for relevante parametere og installert effekt i vindparken har vi kommet fram til følgende antakelser for CAPEX og LCOE for vindparkene som er analysert i dette arbeidet. Kostnadene for tilknytning av elektrolysør i scenario 2 og 3 er tatt med i grunnlaget for LCOE.

Tabell 3-1: CAPEX og LCOE for stor vindpark med kabel til land

Stor vindpark (1500 MW), tilknytning til land via HVDC	CAPEX mEUR/MW	LCOE EUR/MWh
Vindpark	1,97	38,5
HVDC-plattform + tilknytning mot land	0,65	12,7
Total	2,62	51,2

Tabell 3-2: CAPEX og LCOE for mindre vindpark i øydrift

Mindre vindpark (400 MW), øydrift	CAPEX mEUR/MW	LCOE EUR/MWh
Vindpark	2,08	40,5
Plattform + kabler til elektrolysør, 15 km	0,29	5,6
Total	2,37	46,2

3.6.2 Kostnader overføring mot land (scenario 1 og 2)

Basert på foreslått konsept beskrevet i kapittel 3.5.1 har vi lagt til grunn følgende kostnader for nettilknytningen mot land, inkludert følgende elementer:

- Offshore HVDC-plattform inkludert anlegg for oppsamling av produksjon fra vindparken
- Tilknytning av elektrolyseplattform
- Sjøkabler og landkabler
- Landanlegg
- Tilknytning mot transmisjonsnettet på land (AC kabler og nettstasjon)

Estimatene er basert på publiserte kontraktsverdier for lignende prosjekter innen havbasert vindkraft og mellomlandsforbindelser. Disse tallene er justert for fysiske forhold som distanse og havdyp, samt våre antakelser om framtidig teknologi- og prisutvikling.

For tilknytning av elektrolyseplattformen har vi antatt at denne kan tilknyttes via to kabler på 132 kV, og vi har antatt en distanse på 15 km. Denne plattformen kunne vært plassert nærmere HVDC-plattformen, men vi har for denne analysen antatt at det kan være ønskelig (basert på fleksibilitet eller ulike praktiske hensyn) å etablere denne et stykke unna.

Tabell 3-3: Kostnader for nettilknytningen mot land

1500 MW vindpark, tilknytning mot land	mEUR
Konvertere inklusive landanlegg, nettilknytning og plattform	520
Overføringskabler (sjø- og landkabler)	230
Eksportkabler til elektrolyseplattform	25
Prosjektledelse, usikkerhet og andre kostnader	135
Sum	910

3.6.3 Kostnader elektrisk infrastruktur ved øydrift (scenario 3)

Vi har her tatt utgangspunkt i løsningen skissert ovenfor for tilknytning av elektrolyseplattform.

- 400 MW AC transformatorplattform for oppsamling av produksjon fra vindparken
- 2 x 132 kV AC transmisjonskabler, 15 km distanse mellom plattform og elektrolyseanlegg
- Hovedtransformatorer på elektrolyseplattform (kostnader tatt med i elektrolyseanlegg)

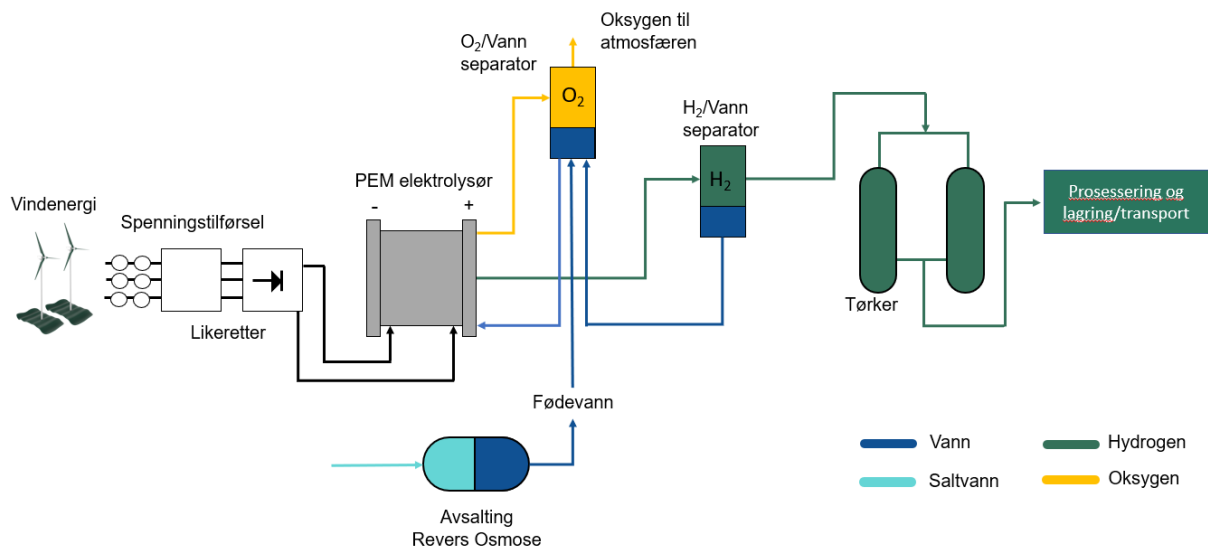
Tabell 3-4: Kostnader for vindpark i øydrift

400 MW vindpark, øydrift	mEUR
Offshore transformatorplattform	72
Eksportkabler (132 kV, 2x15 km)	25
Prosjektledelse, usikkerhet og andre kostnader	19
Sum	116

3.7 Offshore hydrogenproduksjon

3.7.1 Oversikt

Ved offshore hydrogenproduksjon ved elektrolyse, vil kraft fra vindparken og rensset 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 skisse av prosessflyten for et PEM anlegg er gitt i Figur 3-11 (et alkalisk system vil i tillegg ha et elektrolyttsystem). I de påfølgende avsnittene gis en oversikt over avsaltingsteknologi og elektrolyseteknologi.



Figur 3-11: Illustrasjon av prosessflyten ved offshore hydrogenproduksjon med PEM elektrolyser.

3.7.2 Avsaltingsteknologi

97 % av verdens tilgjengelige vannressurser består av sjøvann. Av de resterende 3 % ferskvannsreserver, er nesten alt lagret som is ved polene eller i dype undergrunnsreservoarer, Ref./10/. Kun 0,3 % av ferskvannsressursene er tilgjengelige i innsjøer og elver. I mange områder, som Nord-Afrika og Midtøsten, er det stor knapphet på ferskvann, noe som medfører behov for teknologi for avsalting av sjøvann. Dette gjelder også andre situasjoner der man ikke har tilgang på ferskvann, for eksempel på skip eller offshore installasjoner. Det framvoksende markedet for elektrolyse av vann til hydrogenproduksjon, vil ytterligere forsterke behovet for avsaltingsteknologi.

Kommersiell avsaltingsteknologi kan grovt sett deles inn i termisk drevne og trykkdrevne metoder, Ref./11/. Det finnes mange avarter og kombinasjoner av disse, i tillegg til en rekke nye teknologier som er under utvikling, men denne rapporten fokuserer på de to hovedteknologiene.

En avsaltingsprosess separerer saltvannet i to strømmer; en ferskvannsstrøm og en konsentrert saltvannsstrøm. Disse prosessene krever energi. De første kommersielle avsaltingsanleggene ble bygget på 1950-tallet, Ref./12/, og disse var basert på termisk energi, også kalt destillasjon. Etter hvert som trykkdrevne metoder utviklet seg, har de blitt økonomisk konkurransedyktige og står pr i dag for 70 % av det globale markedet for avsaltingsteknologi. De største utfordringene forbundet med avsaltingsprosesser er energikostnaden og forurensning ved utslipp av konsentrert saltlake. Store utslipp av saltlake kan skade livet i havet.

Her vil det bli gitt en kort oversikt over tilgjengelig avsaltingsteknologi, samt kostnader og utfordringer knyttet til denne.

3.7.2.1 Termisk drevne avsaltingsmetoder

Termisk drevne metoder har vært i bruk i århundrer, og er basert på oppvarming av vann til kokepunktet. Salt, mineraler og forurensinger blir liggende igjen, mens fordampet vann blir kondensert og oppsamlet. Det finnes ulike destillasjonsmetoder, men felles for disse er at de er energiintensive fordi faseovergangen væske-damp er energikrevende. Typisk energiforbruk er 4-6 kWh/ m³ vann, i tillegg til noe varmebehov, Ref. /12/. Av denne grunn er avsalting ved destillasjon mest brukt i situasjoner der en har rikelig tilgang på spillvarme fra andre omkringliggende prosesser, og dermed kan redusere energiforbruket til oppvarming.

3.7.2.2 Trykkdrevne avsaltingsmetoder

I siste halvdel av 1900-tallet ble trykkdrevne metoder utviklet, og av disse er revers osmose (RO) den mest brukte, Ref. /12/. I det videre arbeidet har vi valgt å fokusere på RO, siden denne er mest utviklet og lettest tilgjengelig. Revers osmose benytter det osmotiske prinsipp, der en har to løsninger med ulike konsentrasjon av saltpartikler, adskilt av semipermeable membraner som kun slipper gjennom ren solvent og ikke saltpartikler eller andre partikler. I dette tilfelle vil en ren solvent strømme fra løsningen med lavest saltkonsentrasjon, gjennom membranen og inn i løsningen med høyest saltkonsentrasjon. Dette er en prosess som er termodynamisk drevet, og systemet søker å utjevne konsentrasjonene slik at de blir like på hver side av membranen. Dette skaper et osmotisk trykk, altså en trykkforskjell på hver side av membranen. Ved å påføre systemet et eksternt trykk, kan en reversere denne prosessen slik at solvent vil strømme fra den siden av membranen som har høyest saltkonsentrasjon. På denne måten kan en produsere ferskvann på ene siden, og saltvannslake med svært høy saltkonsentrasjon på andre siden.

Det som gjorde utslaget for at RO ble den dominerende avsaltingsteknologien var utviklingen av mer robuste membraner med lengre levetid, samt energigjenvinningssystemer for pumpene som vesentlig reduserte energiforbruket for prosessen. Den mest energikrevende delen av et RO-anlegg er pumpene, som skal pumpe saltvann fra kilden og drive det gjennom membranene ved relativt høyt trykk, typisk 50-80 bar for sjøvann, Ref. /11/.

Før saltvannet pumpes gjennom membranene, må det forbehandles ved filtrering og tilsats av kjemikalier. Dette fjerner større partikler som kan tette membranene og andre partikler som kan forårsake scaling, korrosjon og andre problemer, Ref./12/. Ved å kjøre saltvann gjennom membranene én gang, såkalt 1-trinns RO, får man produsert vann med renhet 200-500 ppm (se

Tabell 3-5). For drikkevann er kravet til renhet < 330 ppm². For 1-trinns RO er typisk energiforbruk 3-6 kWh/m³ vann, og det er ikke behov for energi til oppvarming, Ref. /12/.

Man kan rense vannet ytterligere ved å kjøre det gjennom membranene en gang til. 2-trinns RO produserer teknisk vann, med renhet < 10 ppm. Dette tilsvarer en ledningsevne på ca. 15 µS/cm. Det trengs ca 25-30 % mer energi og ca 30 % mer plass for et 2-trinns RO-anlegg sammenlignet med et 1-trinns RO-anlegg². For å produsere vann med enda høyere renhetsgrad, kan man legge til en rensenhet til, som for eksempel en deioniseringsenhet. På denne måten kan man produsere vann med ledningsevne < 5 µS/cm, som typisk er kravet for fødevann til en PEM elektrolyse.

Produksjonsdata for 1-trinns og 2-trinns RO-anlegg er gitt i Tabell 3-5.

² Privat kommunikasjon- epost, Arvid Hiis Bergh, Norwater, 26.03.2021

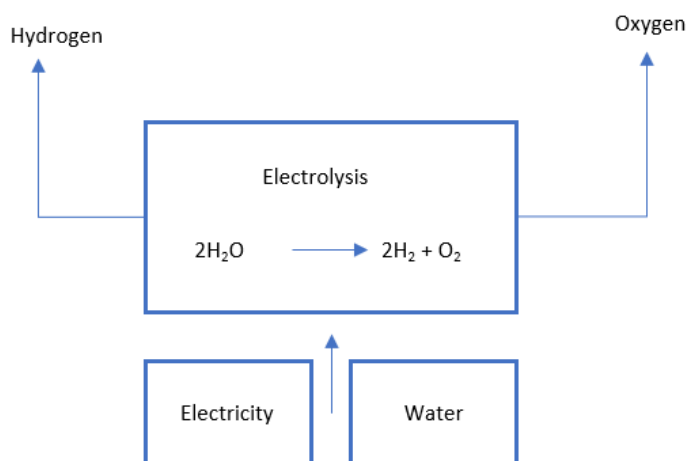
Tabell 3-5 Produksjonsdata for revers osmose (RO) anlegg. Dataene er basert på opplysninger gitt av Norwater ²

RO-anlegg	Renhet (ppm)	Energiforbruk (kWh/tonn produsert vann)	Arealbehov (m ² / (tonn produsert vann per dag))	Pris (NOK / tonn produsert vann) ^a
1-trinns RO	200-500	2,5 - 3	0,013	6-8
2-trinns RO	< 10	3,3 - 4	0,02	8-11

^a Pris er total produksjonspris, dvs. sum av CAPEX (fordelt over anleggets levetid) og OPEX (drifts- og vedlikeholdskostnader), basert på et typisk anlegg med produksjonskapasitet 1000 tonn/dag.

3.7.3 Elektrolyseteknologi

I en elektrolyseprosess, splittes vann ved hjelp av strøm, til hydrogen og oksygen ($2\text{H}_2\text{O} + \text{energi} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$), som illustrert i Figur 3-12. Dersom den elektriske kraften brukt i elektrolyseprosessen kommer fra fornybare kilder, vil det ikke være CO₂-utslipp forbundet med hydrogenproduksjonen.



Figur 3-12: Illustrasjon av elektrolyseprosessen

De to vanligste elektrolyseteknologiene i dag er:

1. Alkalisk elektrolyse (AEL)
2. Proton Exchange Membrane (PEM) elektrolyse

Tabell 3-6 oppsummerer de viktigste forskjellene på AEL og PEM elektrolysører, og kan oppsummeres som følger:

- AEL har eksistert lengre og er dermed en mer moden teknologi enn PEM. Det er derfor ventet at utviklingen for PEM teknologi fremdeles har større potensiale enn AEL teknologi.
- PEM opererer på høyere trykk og ved omtrent samme temperatur som AEL.
- PEM teknologi er mer fleksibel i bruk ved at den bruker kortere tid på å justere opp og ned produksjonen og har et bredere lastområde.

- Per dags dato har alkaliske elektrolysører høyere virkningsgrad enn PEM elektrolysører. Denne forskjellen vil imidlertid reduseres noe dersom det er behov for å komprimere hydrogenet nedstrøms elektrolyseprosessen, da PEM elektrolysørene opererer på et høyere trykk enn alkaliske elektrolysører. Det bør også legges til at forskjellen er ventet å reduseres i fremtiden, fra en forskjell på rundt 10% i dag til rundt 5% i 2030.
- Per dags dato er CAPEX høyere for PEM enn for AEL, men forskjellen er ventet å minke frem mot 2030. Dette skyldes blant annet at etterspørselen etter teknologi for lagring av fornybar, variabel kraft er ventet å øke, noe som vil øke etterspørselen etter PEM elektrolysører og dermed redusere prisen, som igjen vil øke etterspørselen ytterligere.
- Driftskostnader (OPEX) er ventet å være sammenlignbar for AEL og PEM system.
- Levetiden for PEM elektrolysører har til nå vært kortere enn for AEL elektrolysører (50% – 60% av levetiden til AEL elektrolysør). Dette er imidlertid i ferd med å endre seg og det er ventet at forskjellen vil være liten i 2025 – 2030. Dette bidrar til å dra kostnadene ytterligere ned for PEM elektrolysører sammenlignet med AEL elektrolysører.
- AEL har et større arealbehov enn PEM.
- PEM elektrolysører er mer modulær, og lettere å bygge ut/oppskalere ved behov.

Tabell 3-6: Sammenligning av alkalisk (AEL) og PEM elektrolyseteknologi. Tabellen er basert på rapporter fra IEA, IRENA og FCH-JU, Ref. /13/, /14/ og /15/, i tillegg til NELs og Siemens produktspesifikasjon, og rapport om offshore vind og hydrogenproduksjon i UK utgitt i 2020, Ref. /16/.

	AEL	PEM
Elektrolytt	Ioneløsning (KOH)	Polymermembran
Typisk driftstrykk [bar]	1	30
Typisk operasjonstemperatur [°C]	60-90	60-90
Lastområde (relativt til full last)	15 – 100%	4 – 100%
Tid til oppstart (fra kald tilstand til min operasjonslast) [min]	10-20	< 1
Energiforbruk [kWh/kg H ₂] inkl BoP	~49	~52
Gjennomsnittlig virkningsgrad (relativ HHV) for offshore elektrolysesystem	~75 - 80%	70 - 75%
CAPEX 2020/2030 [EUR/kW]	~700/350	~1 100/400
OPEX, eks strøm og bytte av elektrolysør [EUR/kW]	2% av CAPEX/år	2% av CAPEX/år
CAPEX, bytte av elektrolysør 2020/2030 [EUR/kW]	340/210	420/210
Levetid elektrolysør [timer]	80 000 – 100 000	80 000 – 100 000
Levetid system [år]	20 – 30	20 – 30

3.8 Forutsetninger for beregning av LCOH

3.8.1 Areal- og vektkapasitet for elektrolyseplattform

To viktige parametere for kostnadsestimat for offshore elektrolyseplattform er areal- og vektbehov for anlegget. Basert på samtaler og kontakt med elektrolyseleverandører, har vi 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)
- Elektrolysører
- Tørke- og separator system
- Kompensatorer
- Generelt areal for sikkerhetssystemet
- Boligkvarter for vedlikeholdsarbeid

Ettersom grensesnittet for prosjektet er satt nedstrøms elektrolyse og ikke inkluderer viderebehandling av hydrogenet, er ikke lagring, kompresjon eller annen behandling av hydrogenet inkludert i plattformestimatet.

3.8.1.1 Alkalisk Elektrolysesystem

Tabell 3-7 gir estimert arealbehov og utstyrsvekt for et 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW alkalisk atmosfærisk elektrolyseanlegg. Dette er brukt som input til dimensjonering av jacket og plattform med tilhørende kostnadsestimat, utført av Wood, se vedlegg A.

Fra areal- og vektbehovet for et alkalisk elektrolysesystem, kommer man raskt opp i samme størrelsesorden som for de største plattformene på norsk sektor for 400-800 MW. Dette medfører store topside-konstruksjoner og dermed høy kostnad på selve plattformen. I tillegg vil det være et begrenset antall fartøy med installasjonskapasitet til å håndtere topside-konstruksjoner av denne størrelsen.

Tabell 3-7: Areal- og vektbehov for 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW (max hydrogenproduksjon er gitt i parentes) alkalisk elektrolyseanlegg med tilhørende systemer.

Produksjonskapasitet	100 MW (43 tpd)	200 MW (85 tpd)	400 MW (170 tpd)	800 MW (240 tpd)
Arealbehov [m ²]	5 209	9 826	19 094	37 748
Vektbehov [t]	3 997	7 878	15 633	31 153

3.8.1.2 PEM Elektrolysesystem

Elektrolysesystemet for PEM elektrolysører er noe enklere i form av færre komponenter enn for alkalisk elektrolyse. Dette skyldes blant annet at man ikke har behov for et elektrolyttsystem. Samtidig er elektrolysørene i seg selv også lettere og mindre i størrelse. Fordi systemet er trykksatt, vil dette medføre høyere vekt for rør og komponenter.

Tabell 3-8 gir estimert arealbehov og utstyrsvekt for et 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW PEM elektrolyseanlegg. PEM systemet gir omtrent 50% lavere arealbehov og enda lavere 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.

Tabell 3-8: Areal- og vektbehov for 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW (max hydrogenproduksjon er gitt i parentes) PEM elektrolyseanlegg med tilhørende systemer.

Produksjonskapasitet	100 MW (43 tpd)	200 MW (85 tpd)	400 MW (170 tpd)	800 MW (240 tpd)
Arealbehov [m ²]	2 579	4 567	8 481	16 426
Vektbehov [t]	1 347	2 579	5 037	9 961

3.8.2 Kostnad til elektrolyseplattform

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 gitt i kapittel 3.8.1.1. Kostnadsestimatet er gitt med minimum og maksimumsverdi som representerer et 80% konfidensintervall. Estimaten inkluderer alle prosjektfaser fra forstudie til oppstart av drift offshore. Dette inkluderer design, konstruksjon, elektrolysesystem, installasjon av plattform og oppstartsaktiviteter (commissioning).

Woods kostnadsberegninger er gitt i Vedlegg A, mens Tabell 3-9 gjengir resultatet sammen med en gjennomsnittsverdi lagt til grunn for LCOH beregningene.

Tabell 3-9: Kostnadsestimater for hydrogenplattform med alkaliske (AEL) elektrolysesystem, (ref. Wood, Vedlegg A).

Kostnadsintervall	CAPEX Plattform (jacket + topside) [mNOK]			
	100 MW (AEL) (43 tpd)	200 MW (AEL) (85 tpd)	400 MW (AEL) (170 tpd)	800 MW (AEL) (240 tpd)
Minimum	2 853	5 289	9 477	18 156
Gjennomsnitt	4 042	7 473	13 499	25 897
Maximum	5 231	9 657	17 521	33 637

Ettersom PEM systemet krever omtrent 50% av arealbehov til et tilsvarende alkalisk system og ca 1/3 av vekten er det antatt at plattformkostnader for et 400 MW PEM system tilsvarer plattformkost for et 200 MW alkalisk system, osv.

3.8.3 Kostnad til avsaltingsanlegg

Kostnadene tilknyttet avsaltingsteknologien for elektrolyseplattformen er innhentet fra flere leverandører. De fleste av disse ligger i samme område for investeringskostnad, og utgjør en veldig liten del av de totale kostnadene.

Alkalisk og PEM elektrolysører krever ulik vannkvalitet. Mens det holder med drikkevannskvalitet ($< 250 \mu\text{S}/\text{cm}$) til alkalisk elektrolyse, vil PEM kreve avsalting til ultrarent vann ($< 5 \mu\text{S}/\text{cm}$). Av den grunn er CAPEX noe høyere for avsaltingsanlegg til PEM enn for alkalisk elektrolyse. Typisk CAPEX ligger på 12 000 NOK/(m³/d) for alkalisk og 17 000 NOK/(m³/d) for PEM. OPEX for slike anlegg er lav. I studien er det antatt 2% av CAPEX/år. Sammenlignet med pris på resten av utstyret på en produksjonsplattform for hydrogen er disse kostnadene små. Hovedfokus for valg av avsaltingsteknologi bør dermed heller ligge på tilstrekkelig renhet for å redusere vedlikehold og OPEX kostnadene for elektrolysørene og dermed minimere energibruken.

3.8.4 Kostnad til elektrolyseanlegg

Det er antatt priser estimert for 2030 gitt i Tabell 3-6 i analysen. Da første skifte av cellestack er ventet 10 år etter oppstart er det ventet en ytterligere reduksjon i prisen i forhold til estimat for 2030. I analysen er det lagt til grunn 1 500 NOK/kW både for alkalisk og PEM elektrolysører.

3.8.5 Bemanning

Ved produksjon av hydrogen gjennom elektrolyse på land er mye av prosessen automatisert og kan driftes via kontrollrom. Det er derfor et lavt bemanningsbehov. Det antas at dette også vil være mulig offshore der anlegget driftes fra land slik man gjør med automatiserte oljeplattformer i Nordsjøen. Det vil likevel være behov for regelmessig vedlikehold, og det antas at dette kan kobles med vedlikeholdsprogrammet for vindparken, og samme fartøy.

Dette er inkludert i vedlikeholdskostnadene.

4 Referanser

- /1/ Veers, P. et. Al(25.19.2019) *Grand challenges in the science of wind energy*. Science: Vol.366, Issue 6464, eaau2027 DOI: 10.1126/science.aau2027
- /2/ Solbrekke, I. M., Kvamstø, N. G., and Sorteberg, A. (2020), Mitigation of offshore wind power intermittency by interconnection of production sites, *Wind Energ. Sci.*, 5, 1663–1678, <https://doi.org/10.5194/wes-5-1663-2020>
- /3/ Koestler et. Al (2020) *Det svinger mer med fornybar strøm: sammenhengende vær i Nord-Europa skaper utfordringer i et fornybart kraftsystem*. NVE Rapport nr. 44/2020. ISBN: 978-82-410-2088-9. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_44.pdf
- /4/ Team Plan-AE, WindFarmDesigns, Xrgia and Multiconsult, "Planning & Permitting study for North Sea Windpower Hub – concerning the Norwegian sector. Analysis of regulations that are applicable to the Norwegian EEZ, in relation to neighbouring foreign sectors", 22.05.2019, Rev E (Final)
- /5/ Wind Europe, 02.2021, "Offshore Wind in Europe – Key trends and statistics 2020"
- /6/ 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
- /7/ TenneT, «TenneT develops first 2GW offshore grid connection with suppliers», <https://www.tennet.eu/news/detail/tennet-develops-first-2gw-offshore-grid-connection-with-suppliers/>
- /8/ Energinet.dk. «Energioer i Danmark», <https://energinet.dk/Gron-omstilling/Energioer>.
- /9/ BEIS, «Contracts for Difference Allocation Round 3 Results», 20. september 2019, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/915678/cfd-ar3-results-corrected-111019.pdf
- /10/ Store Norske Leksikon (2021) *Vannressurser*. <https://snl.no/vannressurser> Lest: 23.03.2021.
- /11/ Ali A. Al-Karaghoul and L.L. Kazmerski (2011). *Renewable Energy Opportunities in Water Desalination, Desalination, Trends and Technologies*, Michael Schorr (Ed.), ISBN: 978-953-307-311-8, InTech, <http://www.intechopen.com/books/desalination-trends-and-technologies/renewable-energy-opportunities-in-water-desalination>
- /12/ Curto, D. Franzitta, V., Guercio, A. (2021) *A Review of the Water Desalination Technologies*. *Appl. Sci.*, 11, 670. <https://doi.org/10.3390/app11020670>
- /13/ IEA (2019). *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> Lest: 28.06.2019.
- /14/ IRENA (2019). *Hydrogen from renewable power, Technology outlook for the energy transition*, https://irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf, Lest: 28.06.2019

-
- /15/ E4tech & ElementEnergy (2014). *Study on development of water electrolysis in the EU* - [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20\(ID%20199214\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20(ID%20199214).pdf), Lest: 28.06.2019.
- /16/ Offshore Wind Industry Council and Catapult Offshore Renewable Energy, (2020), "Offshore Wind and Hydrogen – Solving the integration challenge"

Vedlegg – TN-2

Vedlegg A – Wood: H2 Platform: High level weight and cost estimates31

Vedlegg A – Wood:

H2 Platform: High level weight and cost estimates

H2 Platform - High Level weight and cost estimates

Prepared for: Greenstat AS
Doc Ref: J003173-00-FA-TEN-002
Rev: A
Date: April 2021

Client	
Greenstat AS	
Document Title	
H2 Platform - High Level weight and cost estimates	
Wood Reference Number	Client Reference Number (if applicable)
J003173-00-FA-TEN-002	TBC
Contact	
<p>Wood Group Norway AS Lilleakerveien 10 0283 Oslo Norway +47 08580</p> <p>Kjell Ola Sveinhaus kjell.ola.sveinhaus@woodplc.com Tel: +47 945 26 165</p> <p>www.woodplc.com</p>	<p>Wood Group Norway AS Fokserødveien 12 3202 Sandefjord, Norway +47 08580</p> <p>Øyvind Kristiansen oyvind.kristiansen@woodplc.com Tel: +47 40 01 76 11</p> <p>www.woodplc.com</p>

Revision	Date	Reason for Issue	Prepared	Checked	Approved
C	13.04.2021	Issued for information	Team	KOS	OKI
B	12/03/21	Issued for information	Team	KOS	OKI
A	10/03/21	Issued for Review	Team	KOS	OKI

INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS NOTICE AND DISCLAIMER

Wood Group Norway AS is the owner or the licensee of all intellectual property rights in this document (unless, and to the extent, we have agreed otherwise in a written contract with our client). The content of the document is protected by confidentiality and copyright laws. All such rights are reserved. You may not modify or copy the document or any part of it unless we (or our client, as the case may be) have given you express written consent to do so. If we have given such consent, our status (and that of any identified contributors) as the author(s) of the material in the document must always be acknowledged. You must not use any part of the content of this document for commercial purposes unless we (or our client, in the event that they own intellectual property rights in this document) have given you express written consent for such purposes. This document has been prepared for our client and not for any other person. Only our client may rely upon the contents of this document and then only for such purposes as are specified in the contract between us, pursuant to which this document was prepared. Save as set out in our written contract with our client, neither we nor our subsidiaries or affiliates provide any warranties, guarantees or representations in respect of this document and all liability is expressly disclaimed to the maximum extent permitted by law.



Summary

This technical note summarizes high level weight and capital expenditure estimates performed by Wood as part of a study concerning utilization of energy from offshore wind in the southern North Sea. These estimates are meant to support the analysis and assessment related to offshore green hydrogen production from electrolyzers (ALK), installed on fixed offshore facilities, powered by electricity from the nearby offshore wind farm.

The weight and cost estimates are based on information provided by Greenstat in the form of equipment weights and area requirements necessary to facilitate green hydrogen production offshore, as well as an assumed water depth of 70 meters. Necessary jacket and topside structures required to allow for production have been estimated by Wood and are included in the overall Capital Expenditures (CAPEX). Operational expenditures (OPEX) have not been considered as part of the estimate.

Based on information provided by Greenstat, 4 cases have been estimated:

- 100 MW Electrolysers (ALK)
- 200 MW Electrolysers (ALK)
- 400 MW Electrolysers (ALK)
- 800 MW Electrolysers (ALK)

For simplicity and due to the moderate water depth (70 metres), acceleration force requirements for electrolysers, as well as benchmarks to similar operational oil and gas production facilities in the area, only steel jacket foundation structures have been considered in the estimation. It should be noted that other types of facilities could prove more cost-efficient for some cases, but for the sake of simplicity of this evaluation, proven fixed steel structures form the base for the estimates.

Table of Contents

1.0 Introduction 6

1.1 Objective and overview.....6

1.2 Abbreviations6

1.3 Project development phases7

2.0 Weight 8

2.1 Weight estimation method - topside8

2.2 Weight estimation method – jacket.....9

2.3 Dry weight summary 10

3.0 Cost 12

3.1 Cost summary 12

3.2 Cost estimation and uncertainties..... 15

4.0 Benchmarks..... 16

4.1 Benchmarked NWECS platforms (Weights/Water depths)..... 17

4.2 Benchmarked NWECS topsides above 25.000 tonnes (Topside weight/Water depths/substructure type) 18

5.0 References 20



List of Tables

Table 2-1: Basis Weight Summary (Dry) 10
Table 2-2: Weight Range for Topside..... 10
Table 2-3: Weight Range for Jacket 10
Table 2-4: Area and Weight overview provided by Greenstat 11
Table 3-1: Total cost..... 12

List of Figures

Figure 1-1: Wood project development phase 7
Figure 2-1: Typical topside designs 8
Figure 2-2: Typical 4- leg Jackets..... 9
Figure 3-1: Cost histogram - 100MW 13
Figure 3-2: Cost histogram - 200MW 13
Figure 3-3: Cost histogram - 400MW 14
Figure 3-4: Cost histogram - 800MW 14
Figure 4-1: Concept overview and sketches provided by Greenstat 19



1.0 Introduction

1.1 Objective and overview

This technical note provides high level, unclassified, total weight and cost estimates for the four cases of topsides and substructures defined by Greenstat Energy. Area and weight calculations have been undertaken by Greenstat Energy to assess the feasibility for building H2 production facilities in the southern North Sea. Wood has undertaken the task to estimate rest weight and areas, as well as give a total CAPEX cost estimates for each of the four cases.

1.2 Abbreviations

Dry Weight	Weight of components or assemblies in their dry installed condition. No content weights are included, except for gear box oil, hydraulic oil, filter sand, etc. that might be delivered as part of the component.
Content Weight	The weight of gas, liquid, powder, etc. that a component, for example a tank, a vessel or a piping line contains in normal operation condition.
Operating Weight	Dry weight plus content weight.
WBS	Work Breakdown Structure
NWECS	North West European Continental Shelf
CAPEX	Capital Expenditures
OPEX	Operating Expenses
ALK	Alkaline electrolysers
MW	Megawatt

1.3 Project development phases

Woods Project development phases are from Assess, Concept select, Define, Execute, Operate and Decommission. This study is to be in the early assess/ Pre-feasibility phase, and the estimates presented in this report are therefore to be evaluated as an unclassified estimate. In the below figure, an overview of Woods typical project development phases is shown, with definitions regarding phases, typical project related investment activities, as well as definitions of CAPEX and OPEX estimates.

Project development phases

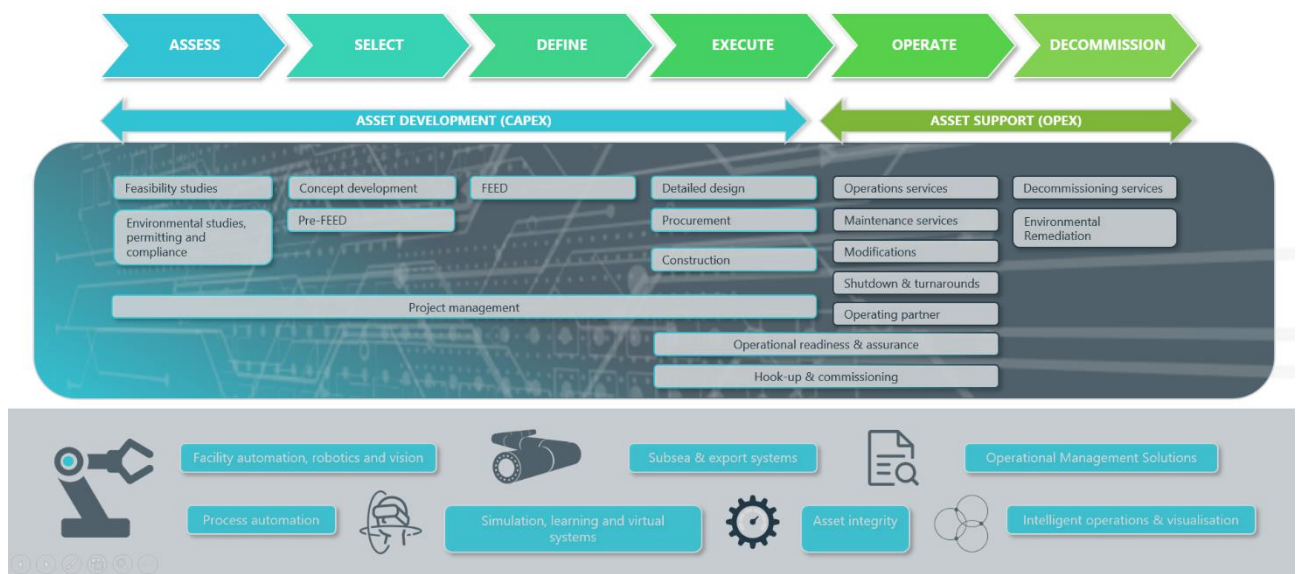


Figure 1-1: Wood project development phase



2.0 Weight

2.1 Weight estimation method - topside

Basis for the weight estimate is the weight and area overview provided by Greenstat, see table below (**Table 2-4: Area and Weight overview provided by Greenstat**).

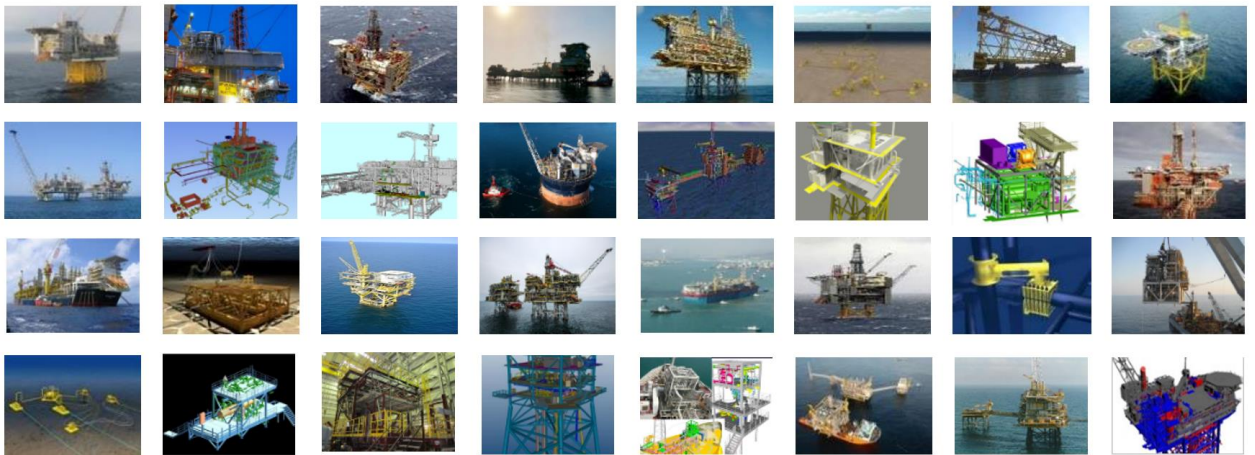
Equipment weights are used as is from this input (**Table 2-4**), while the other weights are calculated based on area, volume and discipline factors.

The area is calculated based on the input from Greenstat (**Table 2-4**) and a normal equipment to total area factor.

Structural weights are calculated by using area factors on the total calculated area. The weights are then adjusted for volume and for weight vs equipment.

Piping weights are calculated by using discipline factor against equipment.

All other disciplines are calculated by using discipline factors against equipment, structural and piping.



wood.

Figure 2-1: Typical topside designs



2.2 Weight estimation method – jacket

Basis for the jacket weights are experience figures for similar topside weights with a sea depth of about 70 metres.

4 leg Jacket

Jack-up install	No
HLV installation	Yes
Leg pile or sleeve pile	
Water depth	<150m
Deck weight	+2000T
Environment	Any

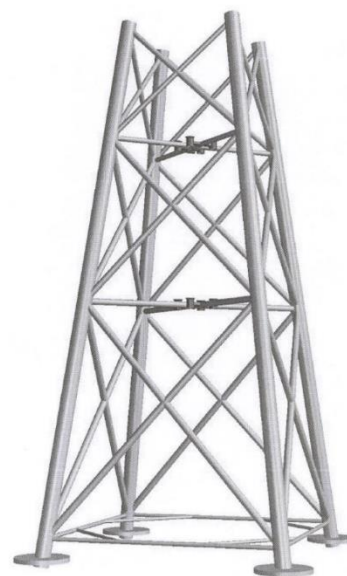
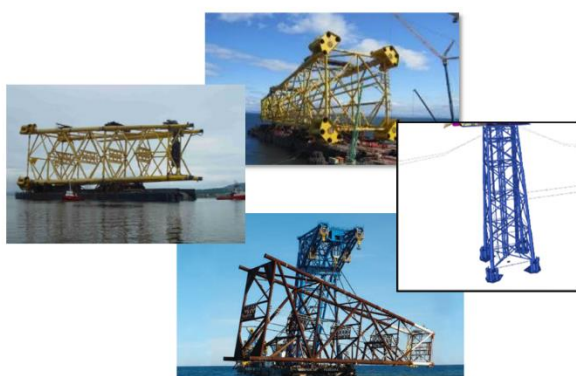


Figure 2-2: Typical 4- leg Jackets

2.3 Dry weight summary

A basis weight is estimated for the topside and for the substructure (jacket). The basis weight is the most likely weight. However, as this is a high level, non-classified estimate, the uncertainties of the weight estimate are rather high, and weight range is provided in addition.

Table 2-1: Basis Weight Summary (Dry)

TOPSIDE		Dry Weight (tonnes)			
		100 MW	200 MW	400MW	800MW
EQ	Equipment	2 376	4 662	9 205	18 296
BC	Architectural	90	113	135	225
BE	Electical	150	260	446	825
BJ	Instrument	34	58	100	186
BL	Piping	221	442	880	1 760
BR	Surface Protection	64	111	192	356
BT	Telecom	4	6	11	21
B	Total Bulk	562	990	1 764	3 372
BN	Structural	4 242	7 398	12 796	23 706
BNA	Primary Main Steel	2 333	4 069	7 038	13 038
BNB	Secondary Main Steel	848	1 480	2 559	4 741
BNC	Outfitting Steel	1 060	1 849	3 199	5 927
	Total	7 180	13 049	23 765	45 374

JACKET		Dry Weight (tonnes)			
		100 MW	200 MW	400MW	800MW
	Jacket	4 308	8 482	11 407	20 418
	Total	4 308	8 482	11 407	20 418

Table 2-2: Weight Range for Topside

Weight Range (tonnes)	Topside (Tonnes - kg x 10 ³)			
	100 MW	200 MW	400MW	800MW
Min	5 744	10 439	19 012	36 299
Max	9 334	16 964	30 894	58 987

Table 2-3: Weight Range for Jacket

Weight Range (tonnes)	Jacket (Tonnes - kg x 10 ³)			
	100 MW	200 MW	400MW	800MW
Min	3 446	6 785	9 126	16 335
Max	5 600	11 026	14 829	26 544



Table 2-4: Area and Weight overview provided by Greenstat

TOTAL Overview area **TOTAL Overview weights**

	100 MW	200 MW	400MW	800MW	Unit
Electrolysers					
- only electrolysers					
- Including separation distances	3730,3	7460,5	15007,8	30102,4	m2
Desalination					
- Only desalination equipment	22,7	45,3	90,7	181,3	m2
- Including separation and walkways	34,0	68,0	136,0	272,0	m2
Water storage / buffer					
- for production (1 hr storage)	46,6	93,2	187,4	375,9	m3
- corresponding area	15,5	31,1	62,5	125,3	m2
Balance of plant					
Board and control rooms	97,6	195,2	390,4	780,8	m2
Lye Tanks and Scrubbers	155,3	310,7	621,3	1242,7	m2
Gas Holder / compensator					
Transformators and Rectifiers	163	238	388	688	m2
Nitrogen spread	24	48	90	180	m2
Safety and muster areas	300	300	300	300	m2
Accomodation (only for maintenance work)	200	250	300	500	m2
Unidentified area factor	1,1	1,1	1,1	1,1	-
TOTAL Area needed	5208,8	9825,8	19094,4	37748,1	m2

	100 MW	200 MW	400MW	800MW	Unit
Electrolysers (ALK)					
- full electrolysers incl separation module	2892,55	5785,1	11570,2	23140,4	te
- Unit weight	68,1	68,1	68,1	68,1	te
Desalination					
- Only desalination equipment	2,5	5,0	10,0	20,0	te
- Including piping etc					
Water storage / buffer					
- for production (6 hr storage)	46,6	93,2	187,4	375,9	te
Balance of plant					
Board and control rooms	11,4	22,8	45,6	91,2	te
Lye Tanks and Scrubbers	48	96	191	382	te
Gas Holder / compensator	313	626	1251	2502	te
Transformators and Rectifiers	191	327	599	1143	te
	563	1071	2087	4119	te
Nitrogen spread	32	64	120	240	te
Safety and muster areas	50	50	50	50	te
Accomodation (only for maintenance work)					
Unidentified weights factor	1,1	1,1	1,1	1,1	-
TOTAL Weight equipment	3996,5	7877,5	15633,1	31153,0	te



3.0 Cost

The cost estimates are based on the basis weight estimate and comprise the following elements:

- Preliminaries (guarantees, warranties, offices, yard, etc.)
- Management
- Engineering
- Procurement of equipment and bulk
- Fabrication/Construction
- Load-out, tow-out
- Heavy-lift operation
- Commissioning

The following is **not** included in the cost estimate:

- Client cost, incl. client company management
- Pipelines, cables, umbilical's, etc. from/to platform
- All OPEX-related cost, after commissioning and handover to operator

3.1 Cost summary

This is a high level, non-classified, estimate, and the cost is therefore given as a range. This range is calculated by using a course Cost Risk Analysis (CRA) for each case. The CRA was sampled by a Monte Carlo simulation per case using 10000 iterations, and the minimum and maximum cost are given by P10 and P90 values. Software used in the simulation is @Risk from Palisade, using Woods own risk model, experience and benchmarking data. All costs are given in million NOK.

Table 3-1: Total cost

Cost Range (MNOK)(10 ⁶)	TOTAL (MNOK - NOK x 10 ⁶)			
	100 MW	200 MW	400MW	800MW
Min	2 853	5 289	9 477	18 156
Max	5 231	9 657	17 521	33 637



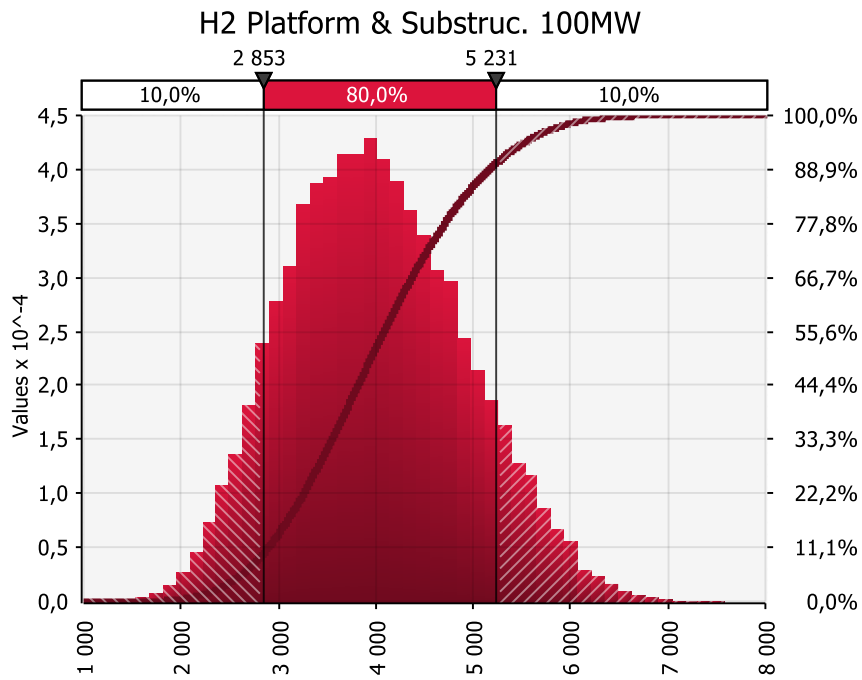


Figure 3-1: Cost histogram - 100MW

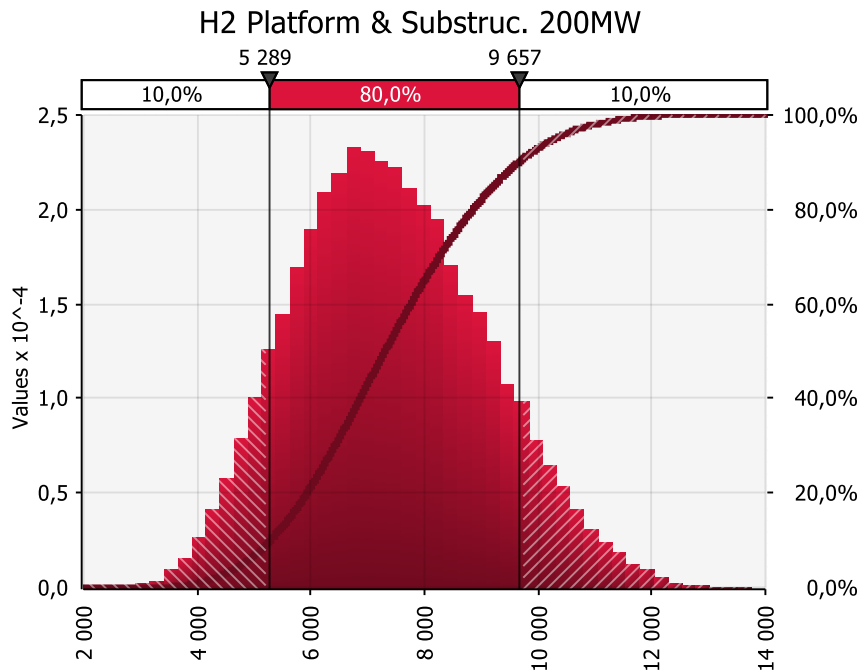


Figure 3-2: Cost histogram - 200MW



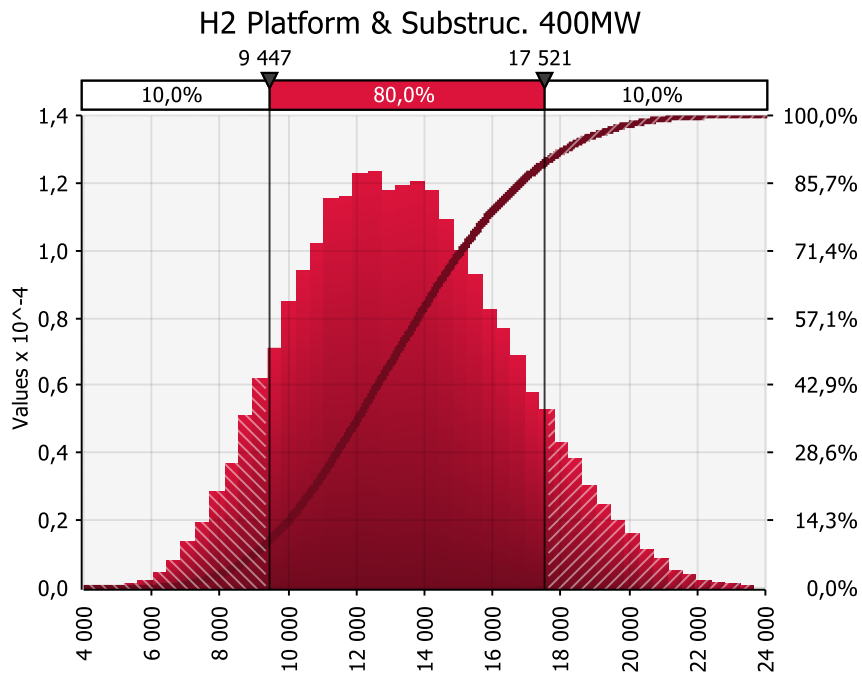


Figure 3-3: Cost histogram - 400MW

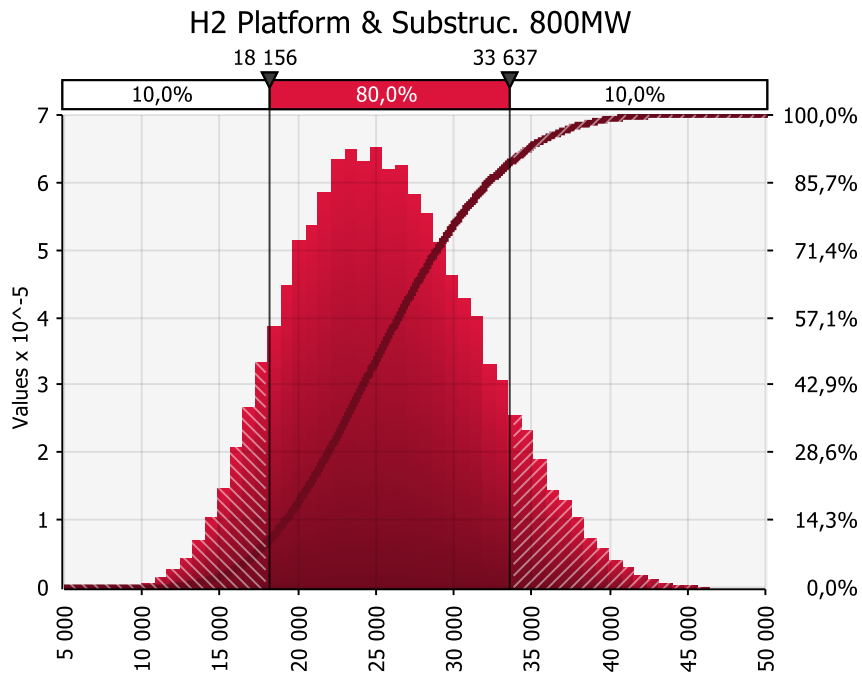


Figure 3-4: Cost histogram - 800MW



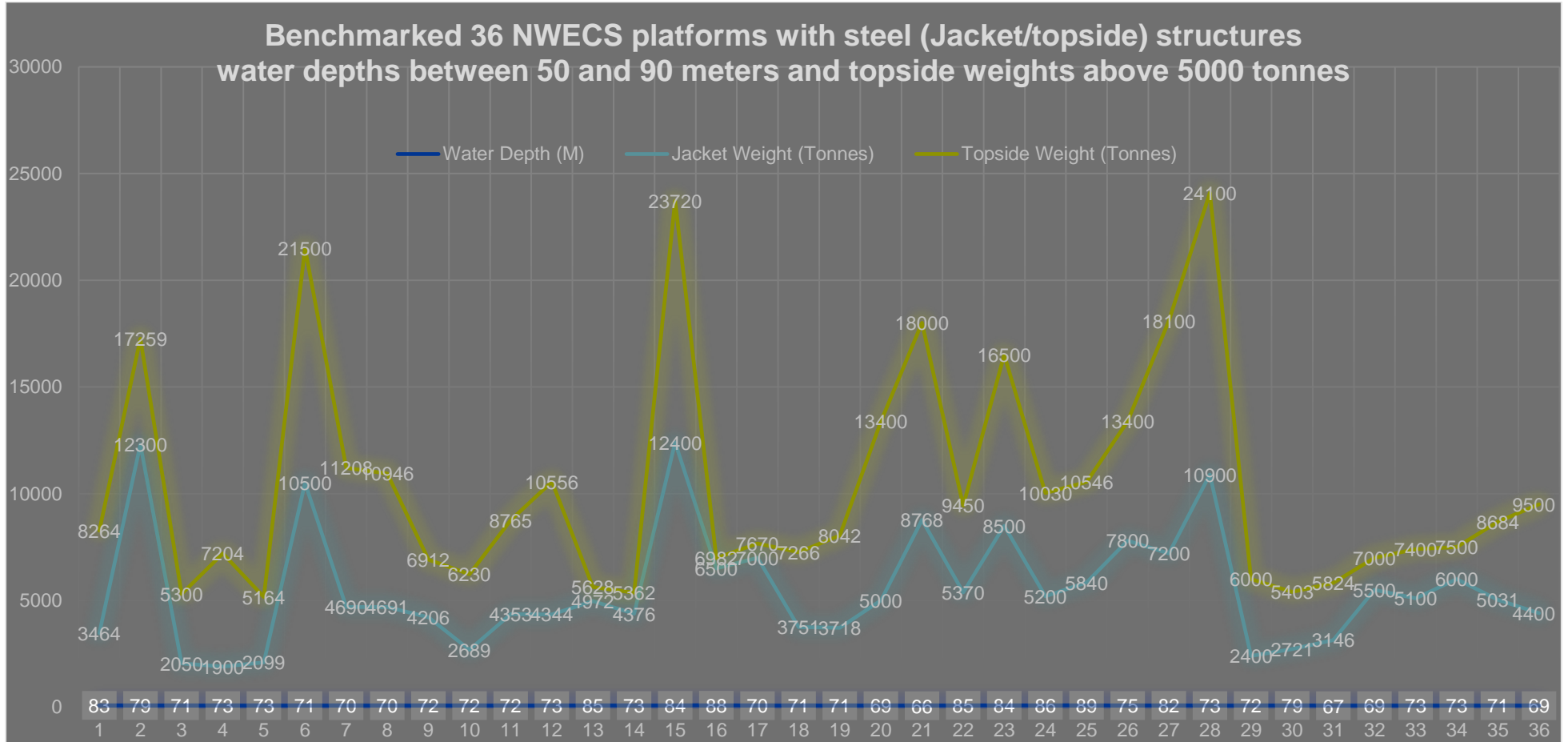
3.2 Cost estimation and uncertainties

The cost is based on the overall weight estimates, as well as norms, rates and experience figures for each defined cost element. As this is a high level unclassified estimate, there are several uncertainties against the sizes (footprints) for the equipment, resulting in an uncertainty for the total area, and consequently the weight and the cost of the overall topside and jacket facilities. Further uncertainties for the calculations are the process equipment (electrolysers, and process facilities), which are cost drivers for the overall topside (Cost and area requirements). However, it is assumed that technology will be matured and optimized in later phases, especially for the two high cases (400MW and 800MW). The cost for the electrolysers is given for the 400MW case (from Greenstat). For the other cases, a linear cost distribution is assumed, (that is, double cost for 800MW and half the cost for 200MW). As the electrolysers, as well as other process equipment required are a major contributor to both weight and cost, firmer footprints/areal requirements and specific weight and cost estimates will give a more precise estimate for the overall weight cost for all cases as summarized in this document.

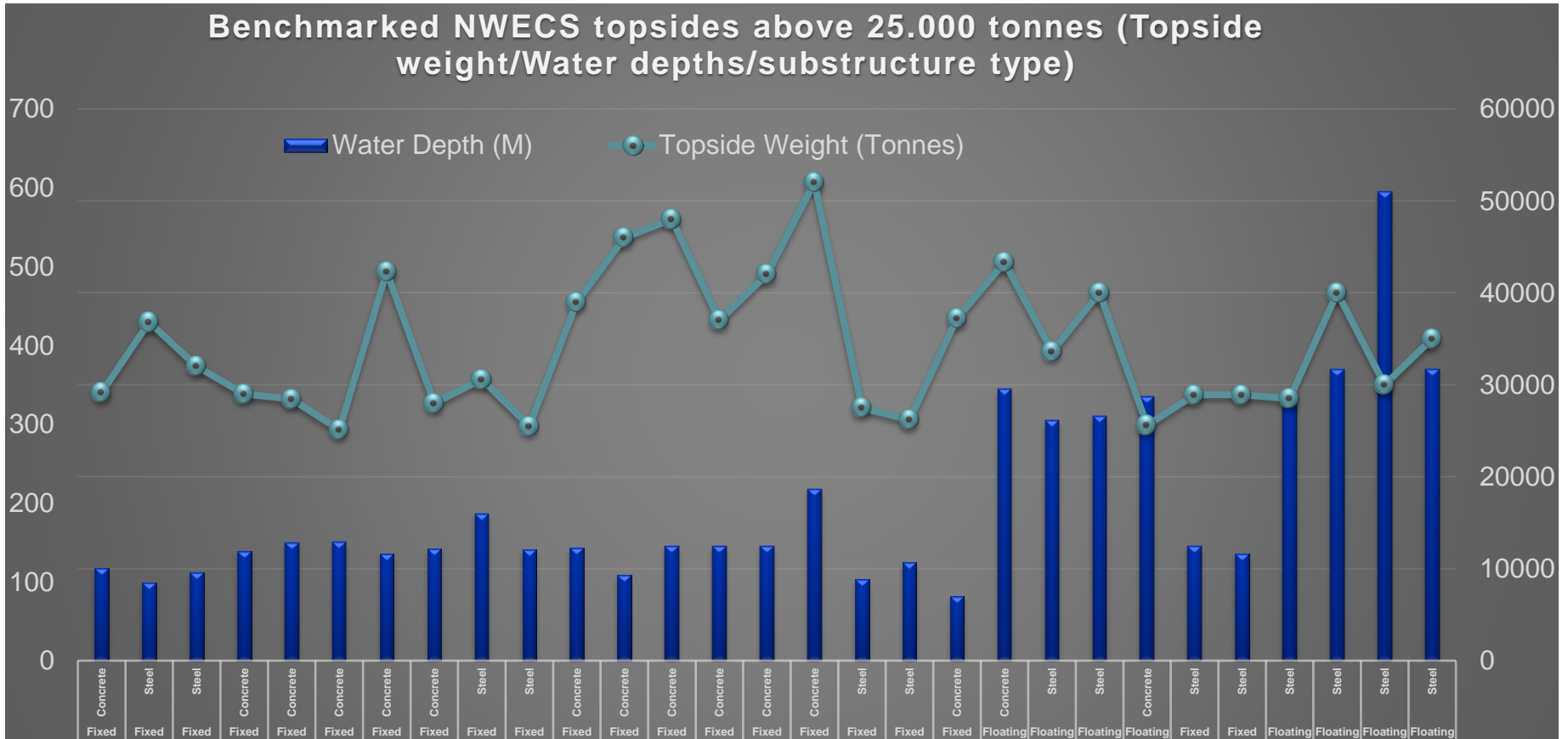
4.0 Benchmarks



4.1 Benchmarked NWECS platforms (Weights/Water depths)



4.2 Benchmarked NWECS topsides above 25.000 tonnes (Topside weight/Water depths/substructure type)



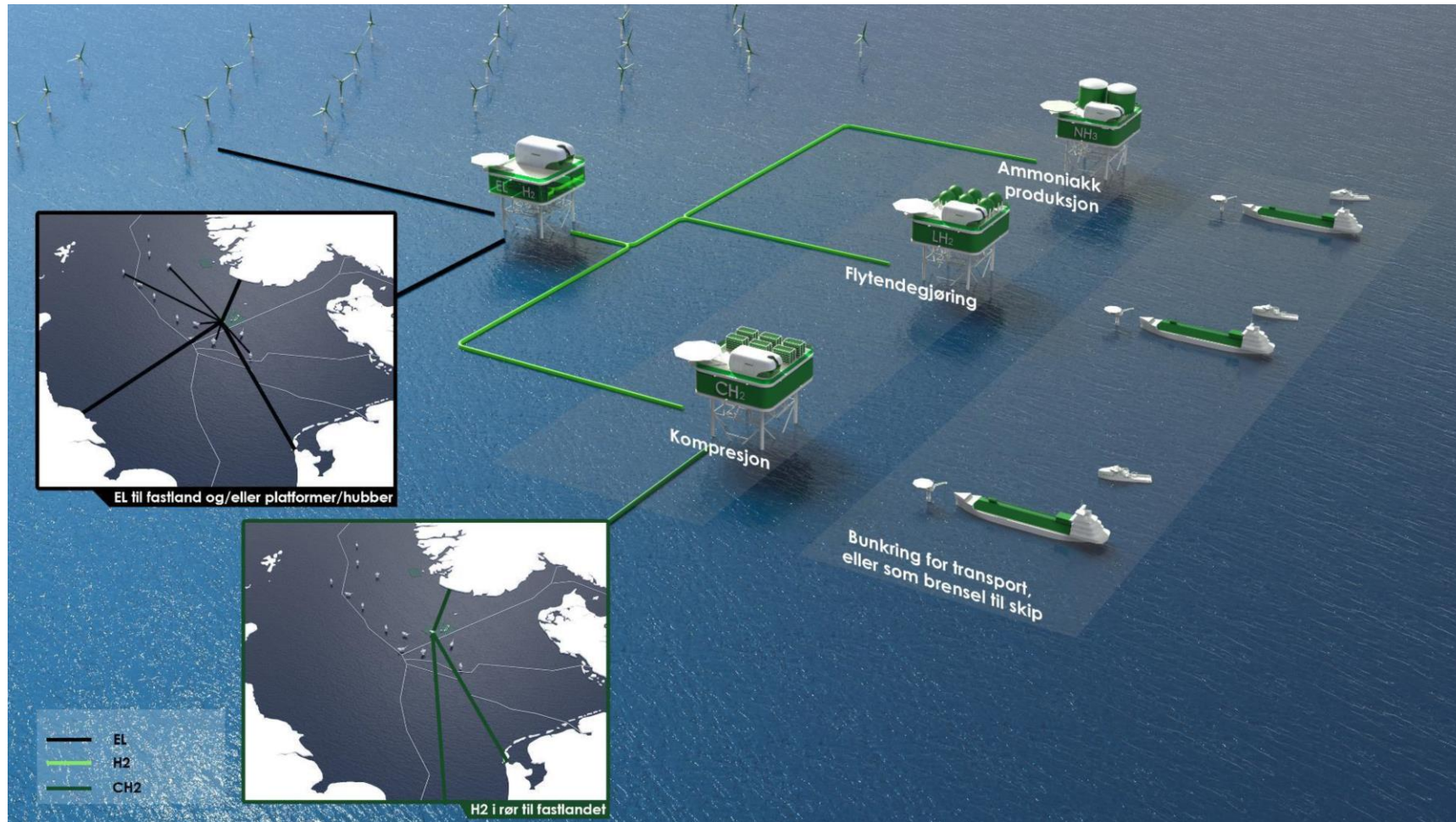


Figure 4-1: Concept overview and sketches provided by Greenstat

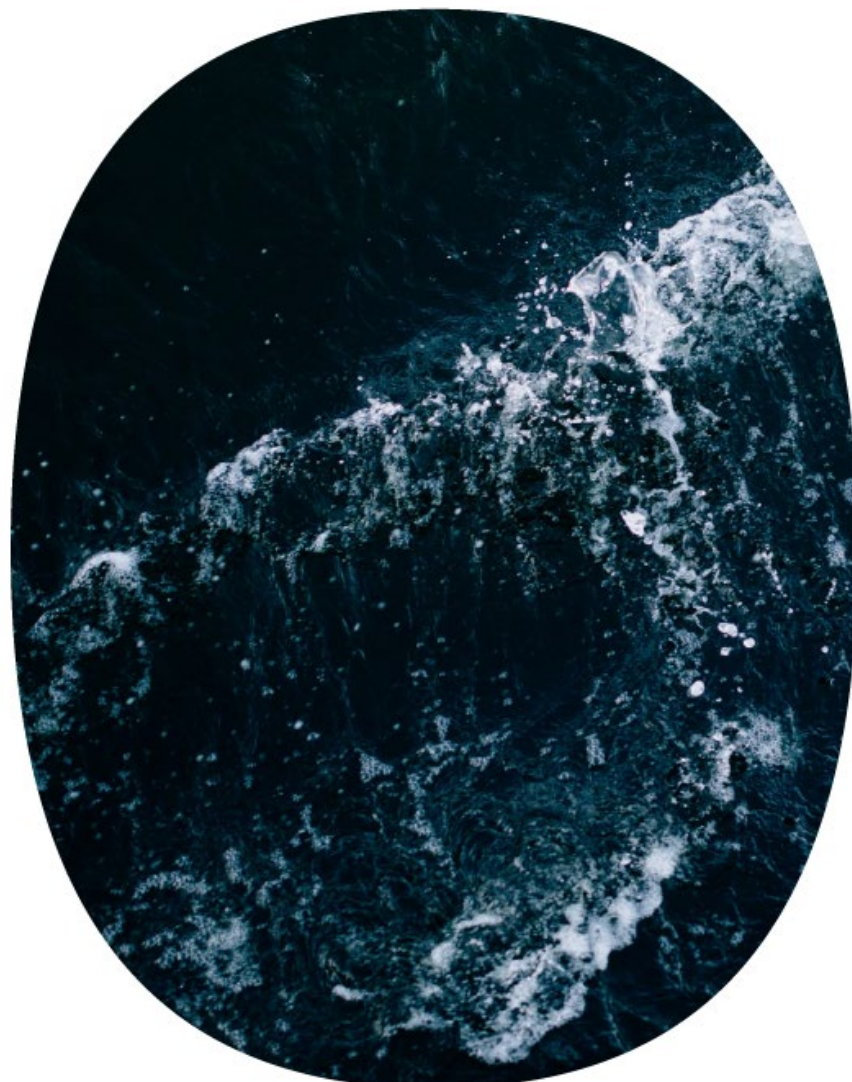


5.0 References

1. "Area and weight estimates", Greenstat Ref. Arealbehov elektrolysører - Wood (080321).xlsx, 08/03/2021.
2. Email from tine@greenstat.no (Tine Louise Trøen, Greenstat Energy) to oyvind.kristiansen@woodplc.com (Øyvind Kristiansen Wood plc), "RE: Egenperiode og bevegelser, caser", 03 February 2021 13:10.
3. Email from tine@greenstat.no (Tine Louise Trøen, Greenstat Energy) to oyvind.kristiansen@woodplc.com (Øyvind Kristiansen Wood plc), " RE: Første estimat, Hydrogenplattform, caser", 08.03.2021 16:29.
4. Wood Estimation Management System (EMS), benchmarking, 2021.

Scenarioanalyser kraftproduksjon og beregning av LCOE

Teknisk notat 3



GREENSTAT
MAKING GREEN HAPPEN

Innhold

1	Introduksjon	3
2	Scenariobeskrivelse	4
2.1	Scenario 1: Kabel til land, uten hydrogenproduksjon	4
2.2	Scenario 2: Kabel til land og offshore hydrogenproduksjon.....	5
2.3	Scenario 3: Øydrift med offshore hydrogenproduksjon	5
3	Scenarioanalyse og LCOE-beregninger	6
3.1	Base case: Kabel til land, uten hydrogenproduksjon.....	6
3.2	Kabel til land + offshore hydrogenproduksjon	8
3.2.1	Kabel til land + 800 MW offshore hydrogenproduksjon	8
3.2.2	Kabel til land + 400 MW offshore hydrogenproduksjon	9
3.2.3	Kabel til land + 200 MW offshore hydrogenproduksjon	10
3.2.4	Kabel til land + 100 MW offshore hydrogenproduksjon	11
3.2.5	Oppsummering, LCOE for vindpark med/uten offshore hydrogenproduksjon ..	12
3.3	Øydrift + offshore hydrogenproduksjon.....	14
4	Diskusjon	17
4.1	Sensitiviteter rundt optimal vindparkstørrelse og resulterende LCOE	17
4.2	Benchmarking av kostnader for overføring mot land.....	18
4.3	Tilknytning mot andre markeder.....	19
4.3.1	Mulig løsning	19
4.3.2	Kraftutveksling	20
5	Oppsummering	22
6	Referanser	23

1 Introduksjon

I dette notatet presenteres analyseresultatene fra tre ulike scenario for bruk av energi fra en havvindpark i Sørlike Nordsjø II. Forutsetningene for scenariene er beskrevet i mer detalj i TN-2. Notatet viser resultatene for vindkraftproduksjon og LCOE-beregninger. Videre blir optimal vindparkstørrelse og LCOE presentert i tillegg til mulige løsninger for eksport av elektrisk energi fra en havvindpark i Sørlike Nordsjø II. Ulike konsepter for hydrogentransport er dekket i TN-4.

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

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

Forkortelse	Beskrivelse
HVDC	Høyspent likestrøm (High Voltage Direct Current)
AC	Likestrøm (Alternating Current)
LCOE	Levelised Cost of Energy, er et mål på kostnadene per enhet produsert energi gjennom levetiden, inkludert kostnader for planlegging, etablering, drift og demobilisering.
LCOH	Levelised Cost of Hydrogen, er et mål på kostnadene per enhet produsert hydrogen gjennom levetiden, inkludert kostnader for planlegging, etablering, drift og demobilisering.
TSO	Nettselskap (Transmission System Operator)
OED	Olje- og energidepartementet
TN	Teknisk Notat
O&G	Olje og gass
N02	Prisområde for strøm Sørvest-Norge
DK1	Prisområde for strøm Danmark

2 Scenariobeskrivelse

Følgende scenarier har blitt vurdert i analysene for optimal utnyttelse av kraftproduksjon 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
3. Øydrift (uten kabel til land) i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon

De tre scenarioene er beskrevet i mer detalj med illustrasjoner i dette kapitlet.

Scenario 1 tar utgangspunkt i kjente størrelser og publiserte kostnader for havvindparker av samme størrelse og avstand til land.

For scenario 2 og 3 er det gjort beregninger for ulike størrelser av installert vindparkytelse for å finne optimal balanse mellom vindkraftproduksjon og hydrogenproduksjon basert på resulterende LCOE (levelised cost of energy).

2.1 Scenario 1: Kabel til land, uten hydrogenproduksjon

I dette scenarioet har en enkeltstående 1400 MW vindpark med tilknytning mot det norske fastlandsnettet med HVDC forbindelse uten offshore hydrogenproduksjon blitt vurdert. Scenarioet er tatt med som en referanse-case. Det vil være mulig å koble havvindparken både til det norske og utenlandske kraftmarkedet, der forskjellen vil ligge i lengde på kabel, og dermed kostnad til dette. I tillegg kan man koble til offshore plattformer. Dette vil medføre en egen AC-forbindelse til den aktuelle plattformen og påvirker da prosjektet med kostnad til en slik kabel. Se Figur 2-1 for illustrasjon.

I TN-2 er det beskrevet en mulig løsning for nettilknytning mot fastlandsnettet i Norge. Dette har dannet en basis for kostnadssetting av overføringen.



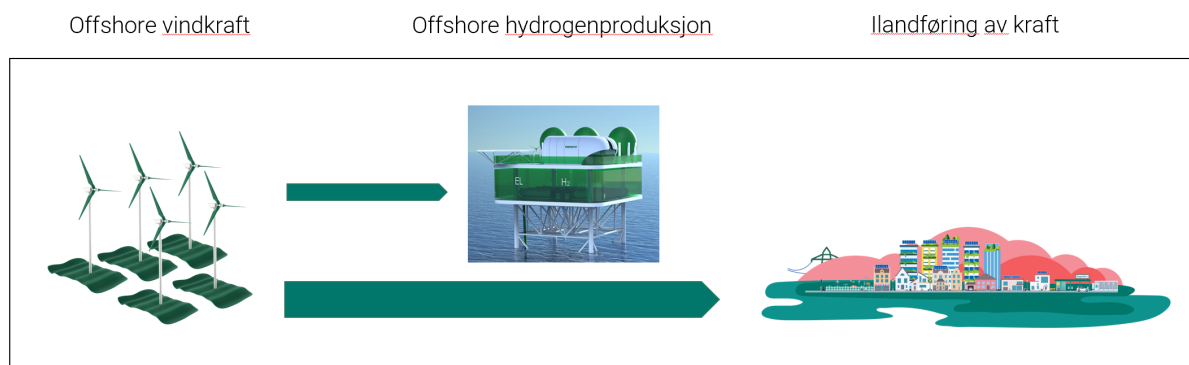
Figur 2-1 Illustrasjon av scenario med tilkobling til fastlandet og til elektrolyseplattform

2.2 Scenario 2: Kabel til land og offshore hydrogenproduksjon

I dette scenarioet er det sett på en vindpark tilkoblet fastlandsnettet med HVDC-forbindelse i kombinasjon med tilkobling til plattform for hydrogenproduksjon som illustrert i Figur 2-2. Ved en slik løsning vil hydrogenproduksjon få strøm fra havvindparken når det blåser tilstrekkelig, men vil også ha mulighet til å importere kraft fra land i perioder når det blåser lite, og dermed oppnå en jevnt høy produksjon.

Overføringskapasiteten til land er antatt konstant, mens installert effekt i vindparken varieres for å identifisere optimal utnyttelse av den kostbare infrastrukturen. Optimal størrelse (installert ytelse) på vindparken har blitt funnet for elektrolyseanlegg med fire ulike størrelser:

- 100 MW
- 200 MW
- 400 MW
- 800 MW



Figur 2-2 Illustrasjon av scenario med tilkobling til fastlandet og til elektrolyseplattform

2.3 Scenario 3: Øydrift med offshore hydrogenproduksjon

I dette scenarioet er det sett på en vindpark i øydrift (uten kabel til land) i kombinasjon med offshore hydrogenproduksjon med 400 MW elektrolysekapasitet, og med en noe større kapasitet i havvindparken. Se Figur 2-3.

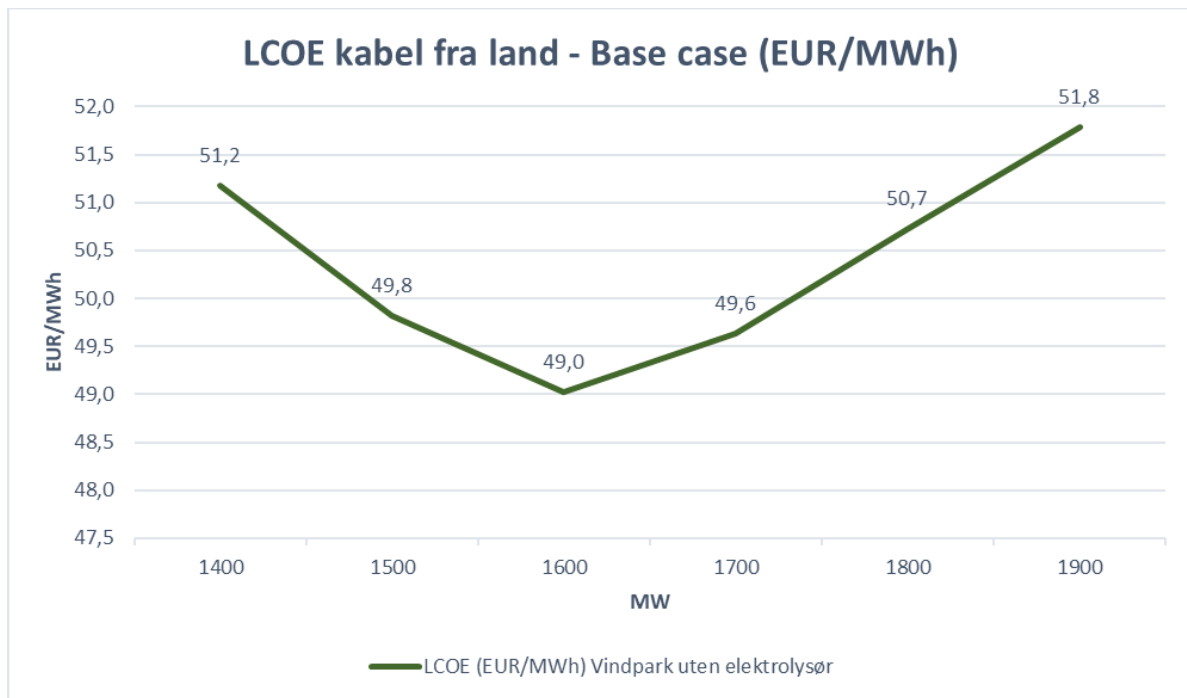


Figur 2-3 Illustrasjon av scenario med øydrift med offshore hydrogenproduksjon

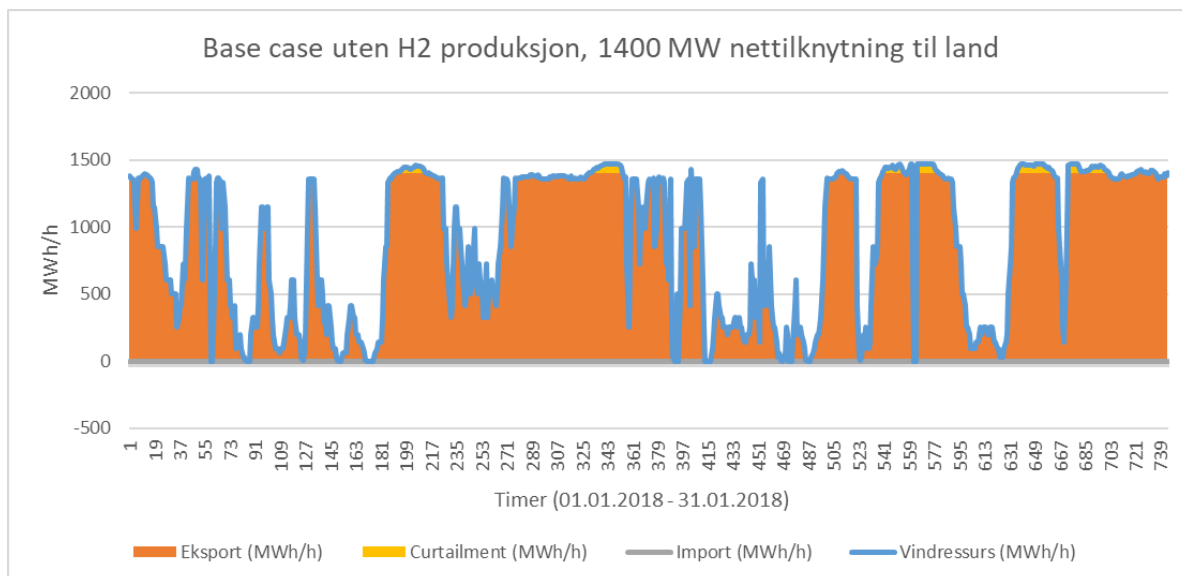
3 Scenarioanalyse og LCOE-beregninger

3.1 Base case: Kabel til land, uten hydrogenproduksjon

Ut fra en LCOE-betraktning, vil optimal størrelse for en enkeltstående vindpark uten offshore hydrogenproduksjon, i vårt eksempel, ligge i rundt 1600 MW for en kabelkapasitet for tilknytning til land på 1400 MW, se Figur 3-1. Dette tilsvarer ca. 10-15 % overplanting. Med overplanting menes at det er høyere installert ytelse i vindparken enn for nettilknytningen. Hvor stor overplanting som er optimalt, vil i praksis avhenge av faktiske vaketap, elektriske tap og tilgjengelighet for vindparken, og ikke minst marginalkostnad for installert effekt. Laveste LCOE i vårt eksempel ble funnet til ca. 2,2 EUR/MWh lavere enn tilfellet uten overplanting. Se mer om sensitiviteter rundt dette i diskusjonsdelen i kapittel 4.1.



Figur 3-1 LCOE for base case uten hydrogenproduksjon. 1400 MW nettilknytning til land.

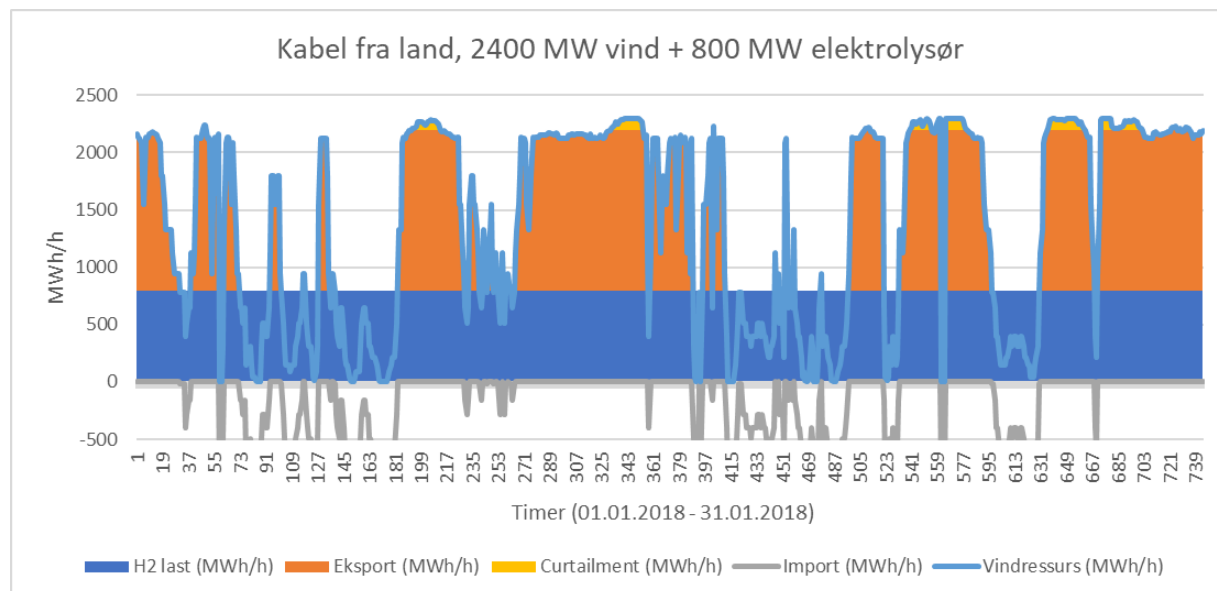


Figur 3-2 Vindkraftproduksjon, overføringskapasitet og resulterende curtailment for base case (uten lokal last).

3.2 Kabel til land + offshore hydrogenproduksjon

I de påfølgende figurene vises variasjon i vindkraftproduksjon, eksport/import over kabelforbindelsen til land og curtailment for ulike størrelser av vindparken og elektrolyseren. Det er utført sensitivitetsanalyser for varierende størrelse på elektrolyser, der optimal størrelse for vindpark og resulterende LCOE er vist i det følgende for 800 MW, 400 MW, 200 MW og 100 MW elektrolyser.

3.2.1 Kabel til land + 800 MW offshore hydrogenproduksjon

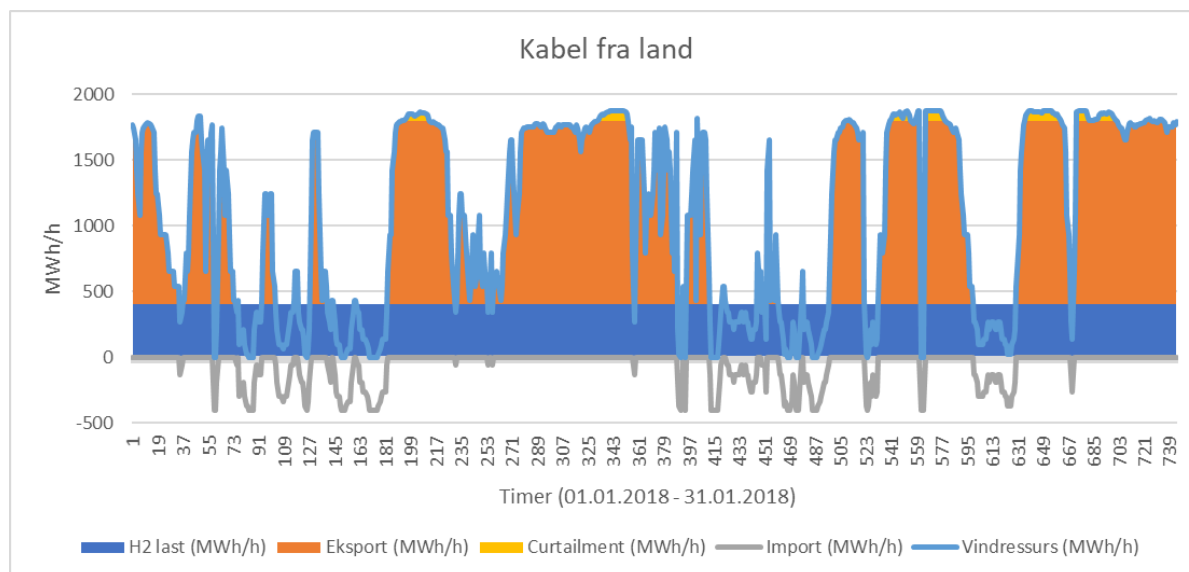


Figur 3-3 Vindkraftproduksjon, eksport/import og curtailment over en måned med 2400 MW installert effekt i vindpark og 800 MW elektrolyser

Tabell 3-1: Eksport/import, curtailment og resulterende vindkraftproduksjon, samt forbedring i LCOE relativt til base case for 800 MW elektrolyser.

Installert effekt vindpark (MW)	Eksportert til land (GWh p.a.)	Importert fra land (GWh p.a.)	Curtailment (GWh p.a.)	Produksjon fratrukket curtailment (GWh p.a.)	Forbedring LCOE (EUR/MWh)	
1400	1 887	-	1 904	-	6 991	-2,2
1500	2 304	-	1 822	-	7 490	-0,8
1600	2 737	-	1 755	-	7 990	0,4
1700	3 170	-	1 689	-	8 489	1,4
1800	3 607	-	1 627	-	8 989	2,4
1900	4 055	-	1 575	-	9 488	3,2
2000	4 503	-	1 523	-	9 987	4,0
2100	4 950	-	1 471	-	10 487	4,6
2200	5 409	-	1 431	-	10 986	5,3
2300	5 870	-	1 392	-	11 485	5,8
2400	6 328	-	1 354	2	11 983	6,3
2500	6 711	-	1 315	80	12 404	6,5
2600	6 960	-	1 281	297	12 687	6,3

3.2.2 Kabel til land + 400 MW offshore hydrogenproduksjon

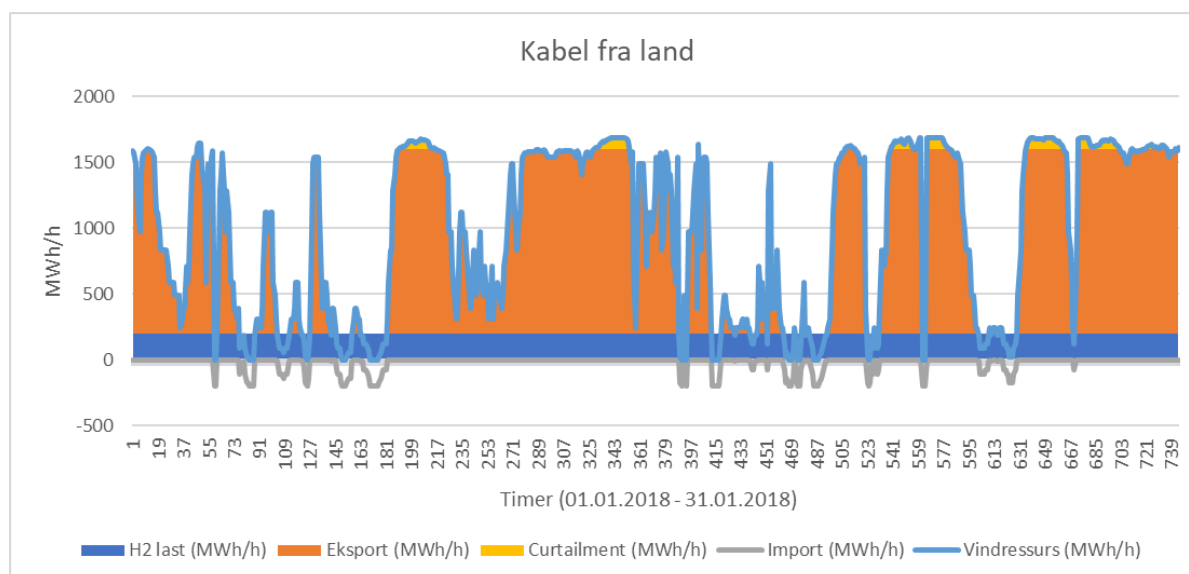


Figur 3-4 Vindkraftproduksjon, eksport/import og curtailment over en måned med 2000 MW installert effekt i vindpark og 400 MW elektrolyser

Tabell 3-2: Eksport/import, curtailment og resulterende vindkraftproduksjon, samt forbedring i LCOE relativt til base case for 400 MW elektrolyser.

Installert effekt vindpark (MW)	Eksportert til land (GWh p.a.)	Importert fra land (GWh p.a.)	Curtailment (GWh p.a.)	Produksjon fratrukket curtailment (GWh p.a.)	Forbedring LCOE (EUR/MWh)
1400	4 099	-612	-	6 991	-2,2
1500	4 570	-583	-	7 490	-0,8
1600	5 044	-558	-	7 990	0,4
1700	5 524	-538	-	8 489	1,4
1800	6 003	-518	-	8 989	2,4
1900	6 482	-498	-	9 488	3,2
2000	6 945	-482	20	9 967	3,9
2100	7 287	-468	164	10 323	3,9
2200	7 432	-455	505	10 481	3,2
2300	7 546	-442	877	10 609	2,3
2400	7 661	-428	1 248	10 736	1,4
2500	7 775	-415	1 620	10 864	0,5
2600	7 871	-406	2 014	10 969	-0,4

3.2.3 Kabel til land + 200 MW offshore hydrogenproduksjon

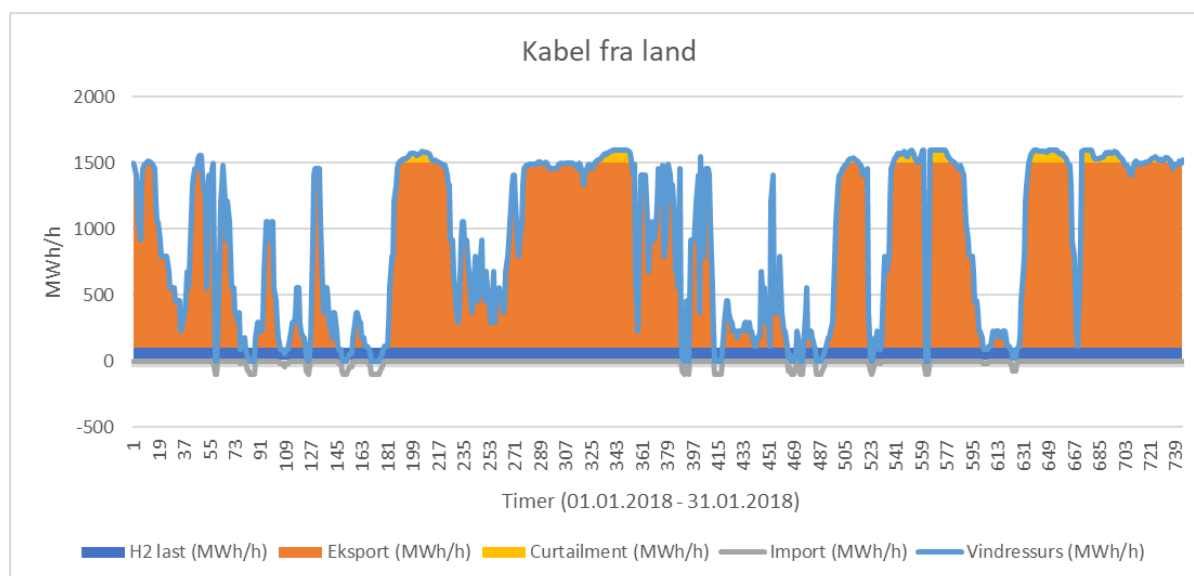


Figur 3-5 Vindkraftproduksjon, eksport/import og curtailment over en måned med 1800 MW installert effekt i vindpark og 200 MW elektrolyser

Tabell 3-3: Eksport/import, curtailment og resulterende vindkraftproduksjon, samt forbedring i LCOE relativt til base case for 200 MW elektrolyser

Installert effekt vindpark (MW)	Eksportert til land (GWh p.a.)	Importert fra land (GWh p.a.)	Curtailment (GWh p.a.)	Produksjon fratrukket curtailment (GWh p.a.)	Forbedring LCOE (EUR/MWh)
1400	5 434	-195	-	6 991	-2,2
1500	5 925	-187	-	7 490	-0,8
1600	6 416	-178	-	7 990	0,4
1700	6 910	-173	-	8 489	1,4
1800	7 368	-169	37	8 952	2,2
1900	7 653	-164	247	9 241	2,0
2000	7 781	-160	614	9 373	1,0
2100	7 904	-156	986	9 501	0,0
2200	8 028	-151	1 358	9 628	-0,9
2300	8 133	-147	1 747	9 739	-1,9
2400	8 235	-144	2 142	9 843	-2,9
2500	8 337	-142	2 538	9 946	-4,0
2600	8 433	-140	2 938	10 045	-5,0

3.2.4 Kabel til land + 100 MW offshore hydrogenproduksjon



Figur 3-6 Vindkraftproduksjon, eksport/import og curtailment over en måned med 1700 MW installert effekt i vindpark og 100 MW elektrolyser

Tabell 3-4: Eksport/import, curtailment og resulterende vindkraftproduksjon, samt forbedring i LCOE relativt til base case for 100 MW elektrolyser

Installert effekt vindpark (MW)	Eksportert til land (GWh p.a.)	Importert fra land (GWh p.a.)	Curtailment (GWh p.a.)	Produksjon fratrukket curtailment (GWh p.a.)	Forbedring LCOE (EUR/MWh)
1400	6 183	-68	-	6 991	-2,2
1500	6 680	-65	-	7 490	-0,8
1600	7 177	-63	-	7 990	0,4
1700	7 626	-61	49	8 441	1,2
1800	7 876	-60	297	8 692	0,8
1900	8 002	-59	668	8 819	-0,3
2000	8 129	-58	1 040	8 947	-1,3
2100	8 253	-57	1 415	9 072	-2,3
2200	8 356	-56	1 811	9 175	-3,4
2300	8 458	-55	2 206	9 279	-4,4
2400	8 561	-54	2 601	9 383	-5,5
2500	8 646	-53	3 016	9 469	-6,6
2600	8 726	-52	3 433	9 550	-7,8

3.2.5 Oppsummering, LCOE for vindpark med/uten offshore hydrogenproduksjon

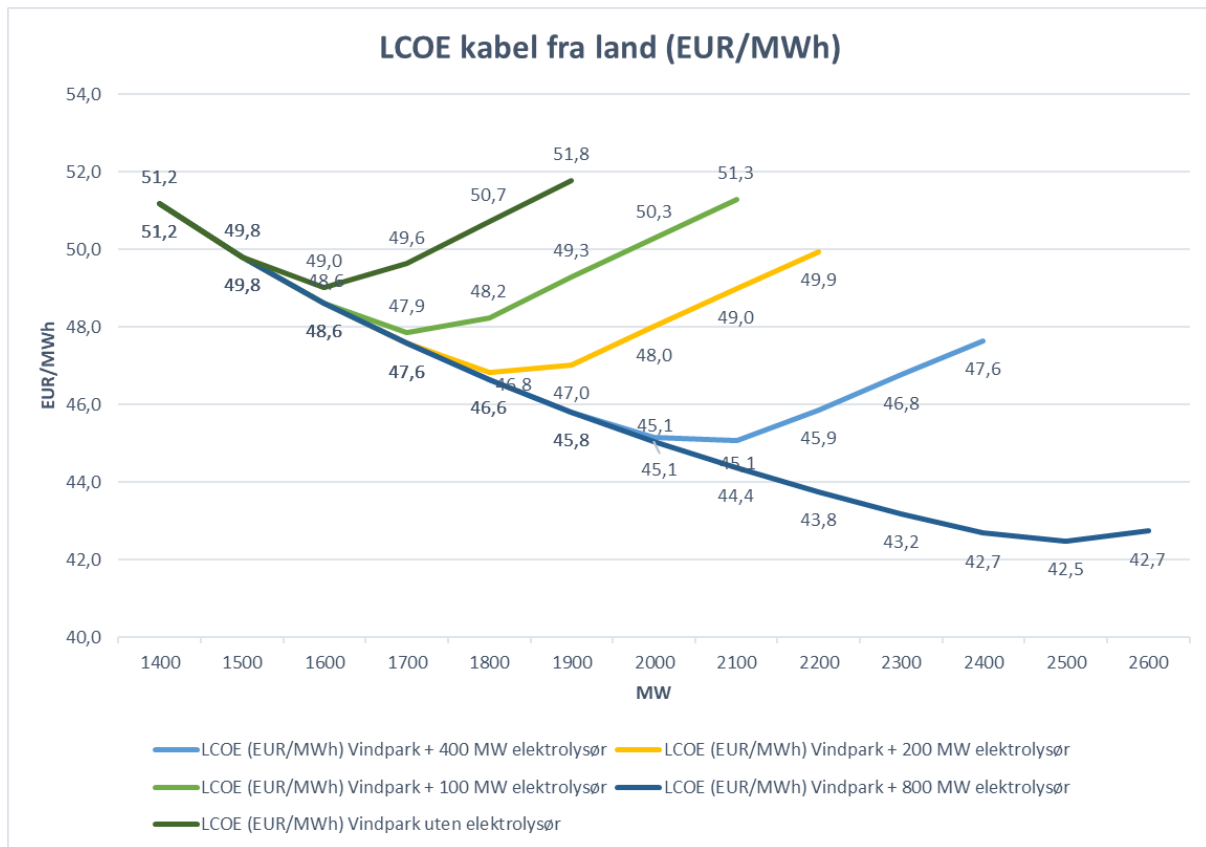
Resultatene for LCOE for hvert av scenarioene er presentert i tabellen og grafene under sammen med base case for sammenligning. Ikke overraskende ser vi at de laveste LCOE-verdiene oppstår for scenarioet med høyest lokal last i elektrolyseren.

Vi ser at optimal størrelse for vindparken varierer med hvor stor den lokale lasten fra hydrogenproduksjonen er. Vi ser også at LCOE blir signifikant redusert ved å ha lokal last tilknyttet vindparken, i og med at det er flere kilowattimer som kan betale for den kostbare infrastrukturen. Laveste LCOE for vindparken i tilfellet med en 800 MW elektrolyser er på om lag 42,5 EUR/MWh. Dette oppstår ved en installert ytelse i vindparken på ca. 2500 MW, og tilsvarer en forbedring fra bestpunkt i base case på ca. 6,5 EUR/MWh.

Ved 400 MW, 200 MW og 100 MW elektrolyser er forbedringen på hhv. 4,0 EUR/MWh (ved 2050 MW installert kapasitet i vindparken), 2,3 EUR/MWh (ved 1800 MW installert kapasitet) og 1.3 EUR/MWh (ved 1700 MW kapasitet).

Tabell 3-5: Oversikt over LCOE ved ulike størrelser på vindpark og elektrolysører

Installert ytelse Vindpark (MW)	LCOE (EUR/MWh) Vindpark + 800 MW elektrolyser	LCOE (EUR/MWh) Vindpark + 400 MW elektrolyser	LCOE (EUR/MWh) Vindpark + 200 MW elektrolyser	LCOE (EUR/MWh) Vindpark + 100 MW elektrolyser	LCOE (EUR/MWh) Vindpark uten elektrolyser
1400	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2
1500	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8
1600	48,6	48,6	48,6	48,6	49,0
1700	47,6	47,6	47,6	47,9	49,6
1800	46,6	46,6	46,8	48,2	50,7
1900	45,8	45,8	47,0	49,3	51,8
2000	45,1	45,1	48,0	50,3	52,9
2100	44,4	45,1	49,0	51,3	54,0
2200	43,8	45,9	49,9	52,4	55,2
2300	43,2	46,8	50,9	53,5	56,3
2400	42,7	47,6	52,0	54,5	57,5
2500	42,5	48,5	53,0	55,6	58,7
2600	42,7	49,4	54,0	56,8	59,9



Figur 3-7 LCOE for varierende størrelse av vindpark og hydrogenproduksjon. 1400 MW tilknytning til land.

3.3 Øydrift + offshore hydrogenproduksjon

I øydrift-scenariet har vi sett på en vindpark uten tilknytning til land, og en elektrolysør med installert kapasitet på 400 MW. Installert ytelse i vindparken er variert for å identifisere optimal kapasitet for denne kombinasjonen. Dette ble funnet til i underkant av 450 MW installert ytelse for vindparken, som gir en LCOE på 44,8 EUR/MWh. I dette scenariet følger elektrolysøren vindkraftproduksjonen som vist i grafene under. Ved full produksjon i vindparken vil det i dette tilfellet bli noe curtailment.

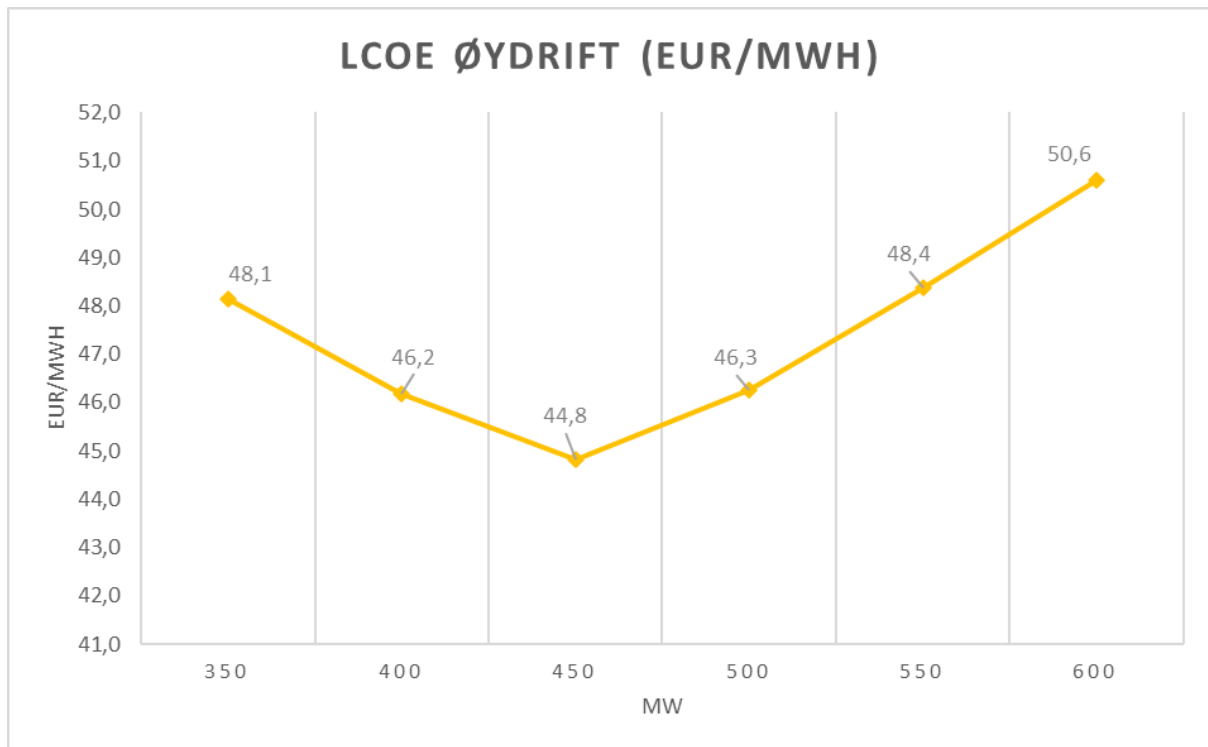
En observasjon er at man ikke får like god nytteeffekt av å øke installert kapasitet i vindparken sammenlignet med scenariet med tilknytning mot land. Grunnet til dette er at curtailment inntreffer mye tidligere, da det ikke finnes noen alternativ bruk av overskuddsenergien fra vindparken i øydrift. Enhver kilowattime som ikke kan benyttes til hydrogenproduksjon vil derfor gå tapt. Dette er vist i eksemplet under med 550 MW installert effekt i vindparken.

Hovedårsaken til at LCOE er noe lavere enn for tilfellet med kabel til land, er at kostnaden for nettinfrastrukturen her er lavere. Ulempen med denne konfigurasjonen er at brukstiden for elektrolysøren går ned, da det ikke er mulig å importere kraft fra land i perioder med lav vind.

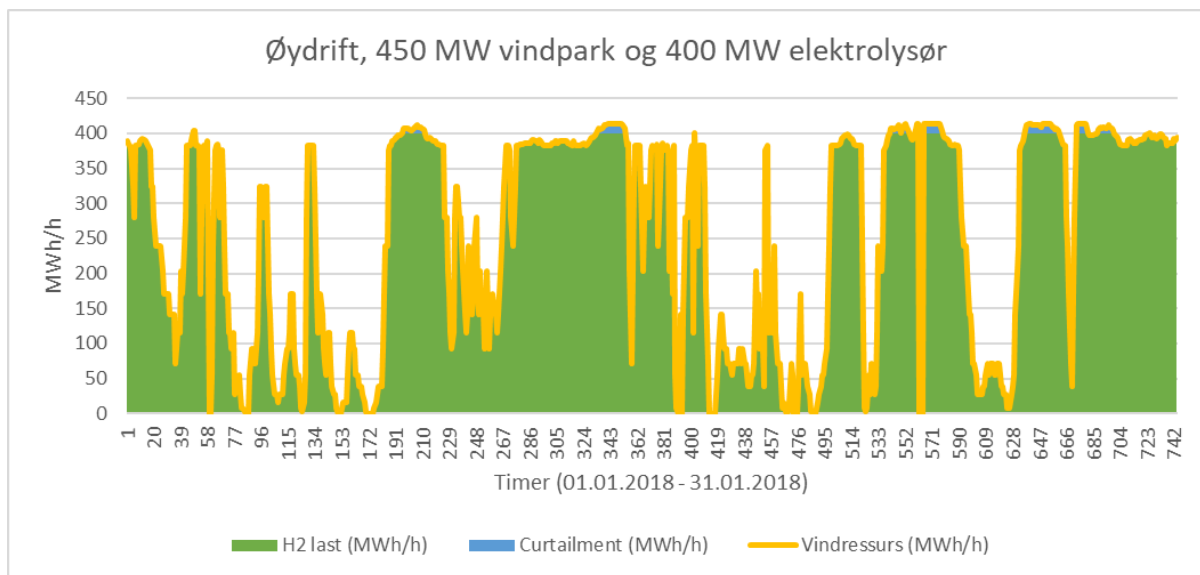
For økende installert effekt i vindparken, vil derimot brukstiden for elektrolysøren øke, noe som igjen kan bedre økonomien for hydrogenproduksjonen. Dette er vist i tabellen under. Prisen på kraft er en viktig input til beregning av LCOH som vi skal se i TN4. Dermed blir dette et spørsmål om hva som vil gi lavest total kostnad for hydrogenproduksjonen. Det vil med andre ord kunne være gunstig å øke installert ytelse i vindparken, og dermed tillate høyere grad av curtailment dersom dette totalt sett gir en lavere LCOH. Optimal løsning vil være svært sensitiv i forhold til kostnaden for elektrolyseanlegget.

Tabell 3-6: LCOE for hydrogenproduksjon i øydrift

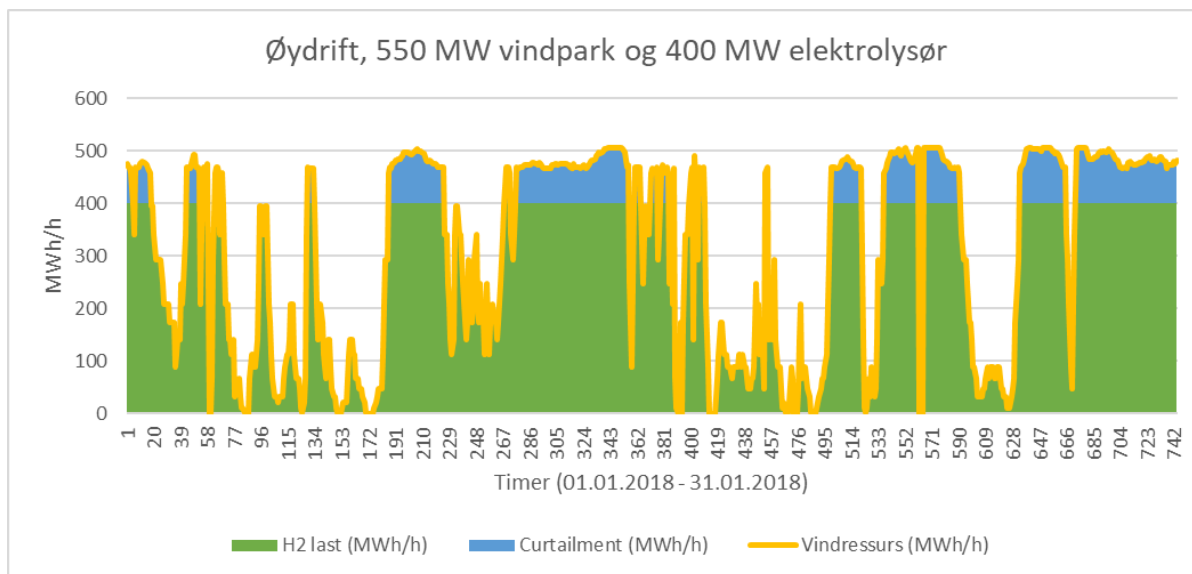
Installert kapasitet vindpark [MW]	Tilgjengelig vindressurs (GWh p.a.)	Curtailment (GWh p.a.)	Energi levert elektrolysør (GWh p.a.)	Kapasitetsfaktor elektrolysør	LCOE øydrift (EUR/MWh)
350	1 748	-	1 748	0,50	48,1
400	1 997	-	1 997	0,57	46,2
450	2 247	9	2 238	0,64	44,8
500	2 497	154	2 343	0,67	46,3
550	2 746	339	2 407	0,69	48,4
600	2 996	535	2 461	0,70	50,6



Figur 3-8 LCOE for vindpark med hydrogenproduksjon i øydrift



Figur 3-9 Vindkraftproduksjon og effekt levert elektrolysør ved øydrift over en måned for en 450 MW vindpark



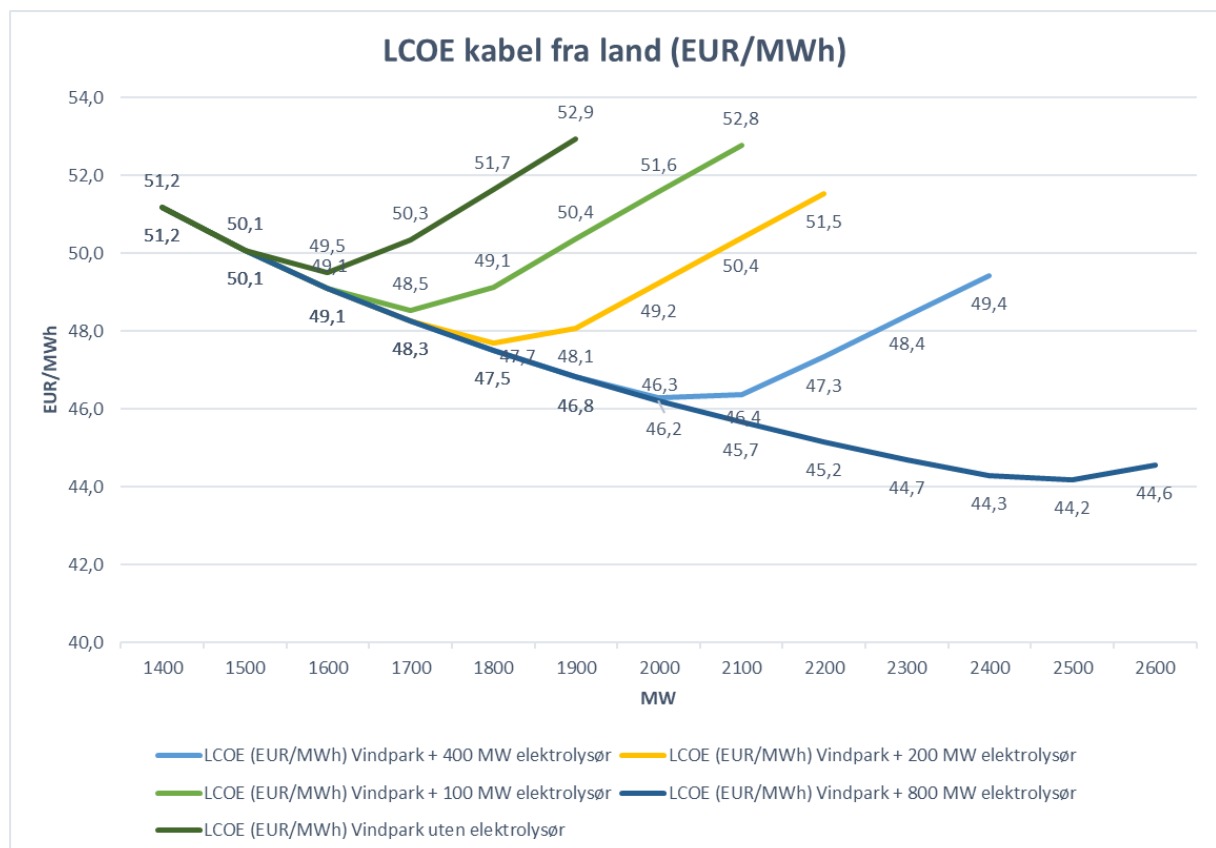
Figur 3-10 Vindkraftproduksjon og effekt levert elektrolyser ved øydrift over en måned for en 550 MW vindpark

4 Diskusjon

4.1 Sensitiviteter rundt optimal vindparkstørrelse og resulterende LCOE

Vi så i Figur 3-7 i kapittel 3.2.4 at optimal vindparkstørrelse, både i base caset og i scenarioene med lokal hydrogenproduksjon, indikerer at en overplanting på ca. 10-15 % vil kunne være gunstig med tanke på å minimere LCOE for vindparken. Viktige forutsetninger som påvirker hvor mye overplanting som er optimalt, er hva man legger til grunn som forventet tilgjengelighet for vindparken, vaketap, elektriske tap og ulike andre tap i vindparken.

En annen viktig forutsetning i analysen, som det er knyttet usikkerhet til, er marginalkostnaden per ekstra megawatt installert effekt. Vi har derfor gjort en sensitivetsanalyse for å vise hvordan en høyere marginalkostnad påvirker resultatet. Vi har i analysen antatt at hver ekstra vindturbin (inkludert fundament, inter-array kabel og tilhørende utstyr) står for 80 % av CAPEX for vindparken, eller ca. 1.6 mEUR/MW. Kostnader for prosjektledelse, marin support, havner, usikkerhet og annet (utgjør de siste 20%) er med andre ord ikke tatt med i marginalkostnaden. Dersom vi antar at også deler av disse kostnadene (f.eks. halvparten av disse) skal tas med i marginalkostnaden, får vi resultat som vist i Figur 4-1, for både base caset og de ulike scenarioene for offshore hydrogenproduksjon. Vi ser at minimumspunktet inntreffer for en noe lavere installert ytelse i vindparken, og at potensialet for reduksjon i LCOE blir noe lavere. Eksempelvis reduseres LCOE for base caset med 1,7 EUR/MWh i stedet for 2,2 EUR/MWh ved å endre antakelsen for marginalkostnad. Dette er som forventet når marginalkostnaden per ekstra megawatt øker. Dette fører likevel ikke til de store forskjellene i optimal løsning.

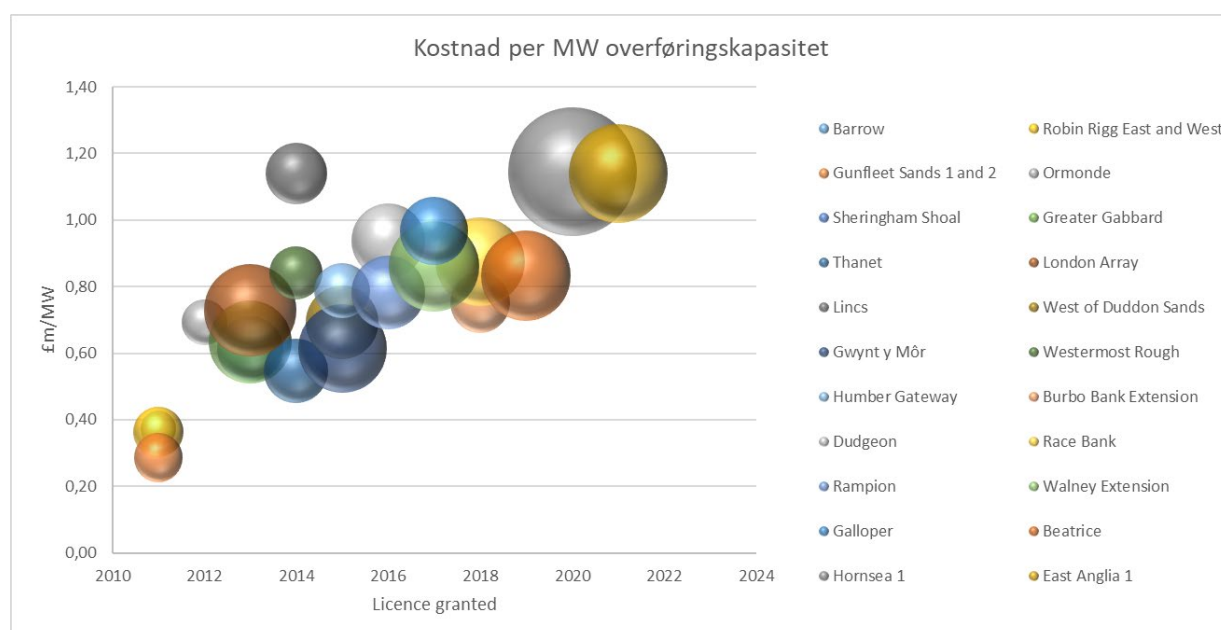


Figur 4-1 LCOE for base case og ulike scenario for hydrogenproduksjon, Sensitivitet: 50% av prosjektledelse og andre kostnader er her tatt med i marginalkostnaden per MW.

4.2 Benchmarking av kostnader for overføring mot land

Kostnaden for HVDC-overføringen mot land utgjør en relativt stor andel av kostnaden for etablering av en vindpark i Sørlege Nordsjø II. I vårt eksempel for en vindpark på 1500 MW utgjør overføringen mot land ca. 25% av de totale kostnadene. Vi har gjort en analyse av kostnadene for nettilknytning av havvindparker i Storbritannia basert på publiserte tall fra Ofgems lisensrunder for disse anleggene, Ref /1/. Grunnet den store avstanden til land, er kostnaden per installerte MW i overføringskapasitet i vårt eksempel (650 kEUR/MW) noe høyere enn for enkelte av de første havvindprosjektene som ble realisert nærmere land, for eksempel Robin Rigg, Gunfleet Sands og Barrow (300-400 £k/MW). Dersom vi sammenligner med noen av de senere tids prosjekter som ligger lenger fra land (London Array, Race Bank, Gwynt y Môr, Hornsea 1 og East Anglia 1) ser vi at vårt eksempel ligger godt innenfor kostnadsnivået for disse (610-1150 £k/MW). Figur 4-2 viser komplett oversikt over alle nettilknytninger som har mottatt lisens eller er i budrunde for offshore transmisjonslisens i Storbritannia.

Publiserte kostnader for Dogger Bank tilsvarer i overkant av 700 £k/MW. Vårt eksempel kommer noe bedre ut per MW enn tilsvarende HVDC anlegg som er realisert den senere tid. Dette tilskriver vi skalaeffekten ved å øke installert ytelse samt antakelser vi har gjort med hensyn til videre teknologiutvikling og optimalisering av konverter/plattformdesign.



Figur 4-2 Kostnad per MW overføringskapasitet for nettilknytning mot land, inklusive offshore plattform, landanlegg og sjø/landkabler. Tallene inkluderer prosjektledelse og andeler av prosjektutviklingskostnadene forbundet med nettilknytningen. Data er basert på publiserte tall fra Ofgem. Kilde: Aabø PowerConsulting.

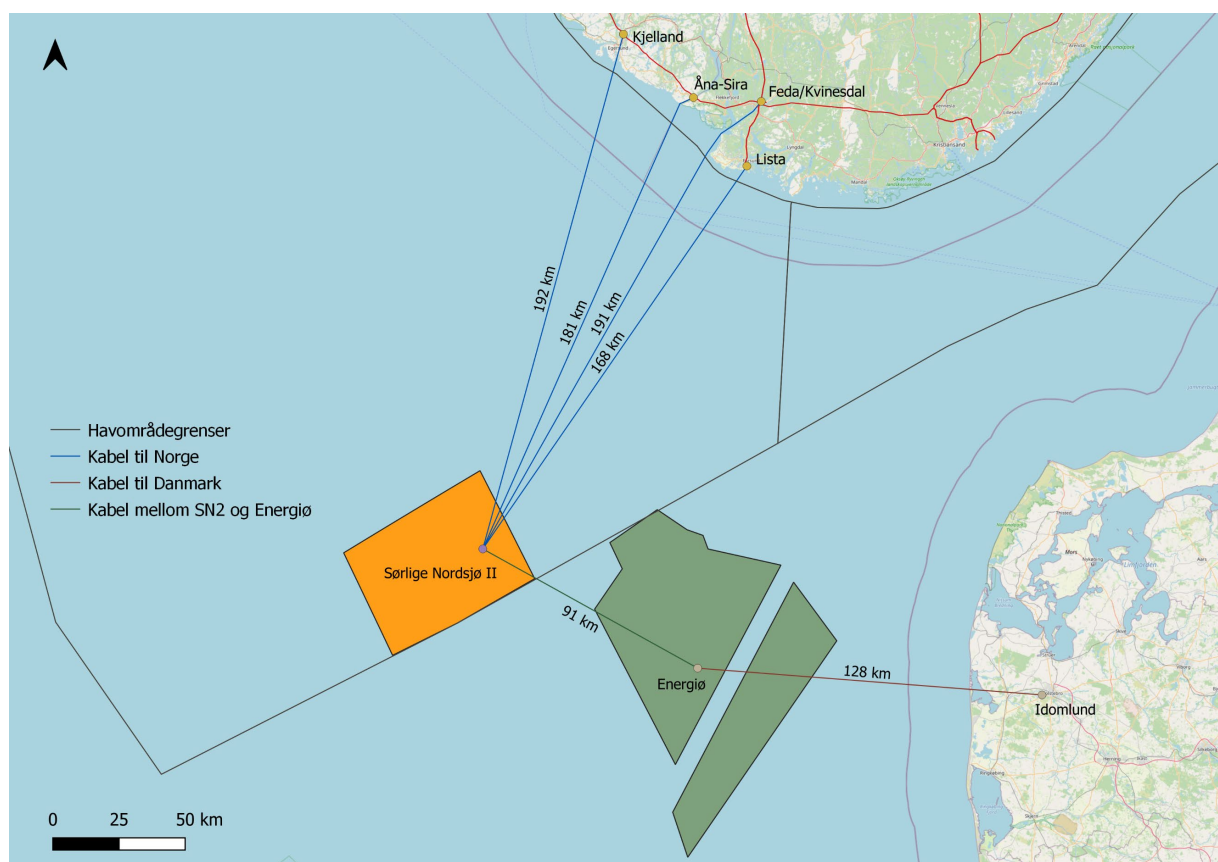
Samtidig ser vi at teknologiutviklingen for HVDC har medført kostnadsreduksjoner også for prosjekter som ligger lenger fra land. Tennet har publisert kostnader på rundt 1 milliard euro for tilknytning av clusterne Dolwin, Sylwin og Helwin, tilsvarende i området 1100-1250 kEUR/MW installert ytelse. Årsakene til det høye kostnadsnivået i de første prosjektene som ble realisert med HVDC overføring mot land er sammensatt, men teknologiutvikling, læringseffekter og skalaeffekter spiller en rolle, samtidig som at reguleringsregimet i de enkelte land påvirker valg av løsninger og resulterende kostnadseffektivitet. Erfaring viser at når overføringen mot land utvikles som en del av vindparken - og vindparken selv må bære kostnaden for infrastrukturen - oppnås de mest kostnadseffektive løsningene.

4.3 Tilknytning mot andre markeder

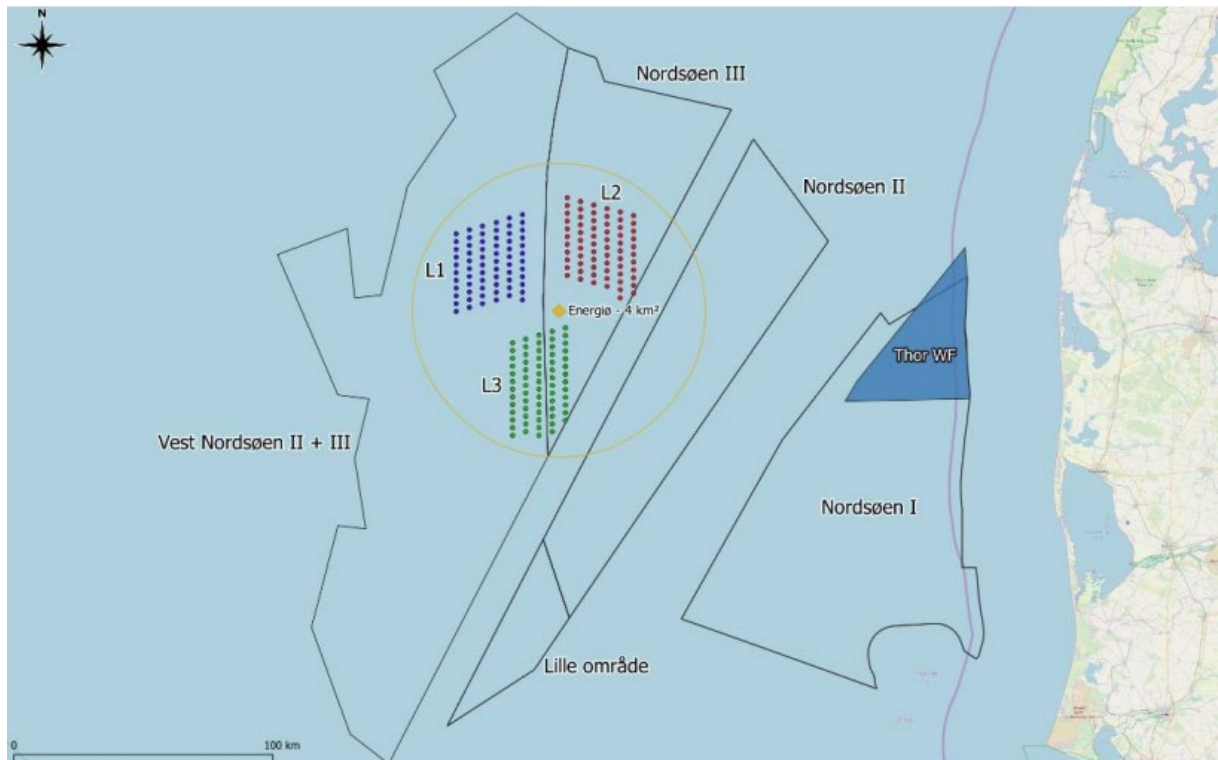
4.3.1 Mulig løsning

Vi har i det følgende sett på et eksempel med tilknytning mot Danmark, som vil være naturlig gitt nærhet til Sørliche Nordsjø II og planer for etablering av havvind og energiøyer i tilgrensende områder som diskutert i TN1.

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 Sørliche 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 Sørliche Nordsjø II med de annonserte «energiøyer²» som vist i kartutsnittet i Figur 4-3. Den annonserte energiøyen vil kunne ha en distanse til Sørliche Nordsjø II på i underkant av 100 km. Figur 4-4 viser de planlagte vindparkene og energiøyen utenfor Danmark.



Figur 4-3 Oversikt over mulige kabelforbindelser mellom NO2, Sørliche Nordsjø II og Danmark. Kilde: ÆGE Energy basert på data fra NVE og Energistyrelsen.



Figur 4-4 Danmarks «energier». Nordsøen II + III + Vest. Kilde: Energistyrelsen.

4.3.2 Kraftutveksling

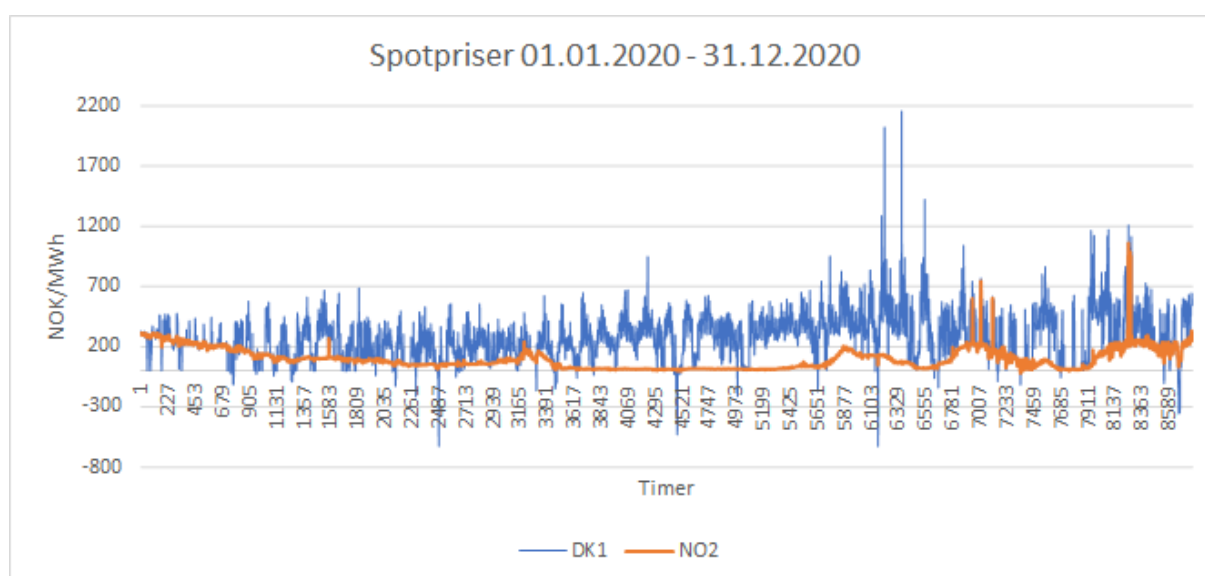
Kraftflyten på mellomlandsforbindelsene over Skagerrak de siste årene er vist i Tabell 4-1. Grafer for kraftutvekslingen og spotprisene i NO2 (prisområde Sørvest-Norge) og DK1 (prisområde Danmark) for 2020 er vist i Figur 4-5 og Figur 4-6. Det er ikke en del av scopet i dette studiet å analysere markedskoblingen i detalj, men vi ser at en eventuell tilknytning mot Danmark sannsynligvis ville resulterte i at en stor del av kraftproduksjonen fra havvindparken ville gå mot Danmark. Dette ville avlastet behovet for nettilknytningskapasitet mot land i Norge, og en kombinasjon av vind, lokal hydrogenproduksjon og kabel mot andre markeder ser derfor ut til å være gunstig ut fra behovet for å optimalisere nytteverdien av gjenværende nettilknytningskapasitet i de ulike markedene, og dette ville dermed ha redusert kostnaden ved infrastrukturen for nettilknytning.

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 raskt å få på plass regulering som kan realisere disse nytteverdiene til det beste for samfunnet som helhet.

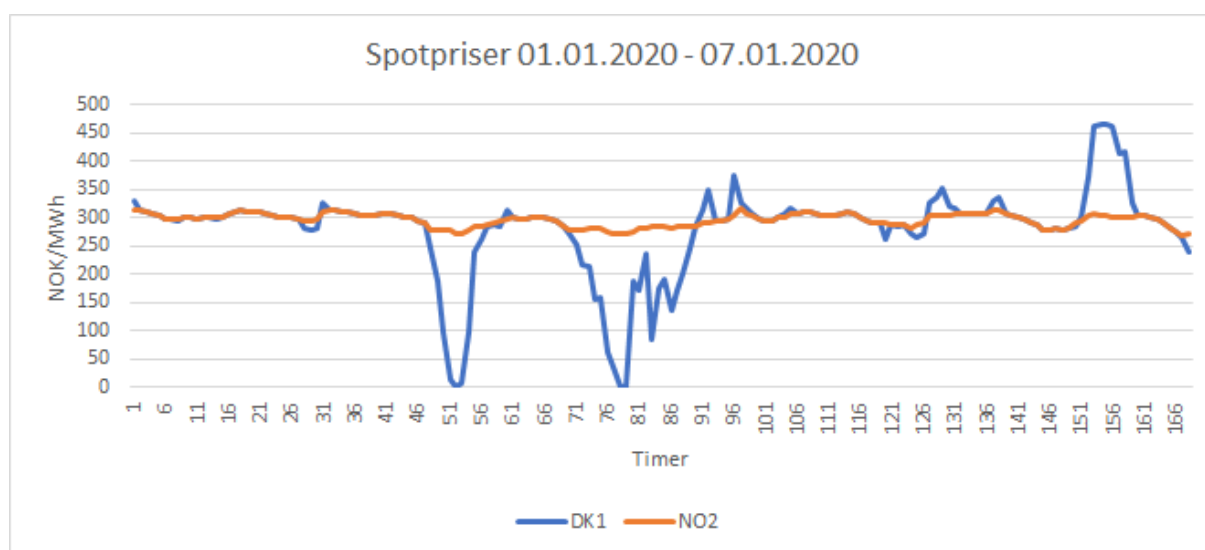
Et dilemma som er avdekket i analysene er at optimalisering av kapasiteten for nettilknytning kan gå på bekostning av behovet for billig kraft for offshore hydrogenproduksjon. Dersom man bygger ut mindre nettkapasitet for innmating mot Norge enn installert ytelse i vindparken, vil det føre til høyere priser i Sørliche Nordsjø II enn i NO2. Dette kan likevel representere den mest optimale løsningen totalt sett, da man unngår overinvesteringer i infrastruktur. En løsning kunne vært å utforme omfordelingsmekanismer gjennom tariffer for forbruk og produksjon.

Tabell 4-1: Kraftflyt mellom Norge og Danmark de siste 5 år

År	Import	Eksport	Netto utveksling
2016	1 738 953	-6 832 196	5 093 243
2017	2 372 233	-5 455 021	3 082 788
2018	2 599 020	-5 054 120	2 455 100
2019	3 311 300	-3 355 403	44 103
2020	804 498	-8 345 867	7 541 369



Figur 4-5 Spotpriser i NO2 og DK1 i 2020. Kilde: NordPool



Figur 4-6 Spotpriser i NO2 og DK1 første uke i januar 2020. Kilde: NordPool

5 Oppsummering

Kapasitetsfaktoren for en større vindpark i Sørlige Nordsjø II 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 lav 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 basecaset ble laveste LCOE funnet ved en overplanting på ca. 200 MW, mens i caset med den største installerte kapasiteten for elektrolyseanlegget ble laveste LCOE funnet til 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 Sørlige 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 kapasitetsfaktoren for elektrolyseanlegget fortsatt på 0,64 selv i øydrift.

Vi ser også at det kan være gunstig å kombinere lokal last med flere kabelforbindelser, for eksempel til Danmark. Resultatene fra våre analyser viser at det helt klart er en oppside i en koordinert tilnærming til infrastrukturen rundt havvind i Sørlige Nordsjø II i kombinasjon med lokal last og mellomlandsforbindelser. Det er for øvrig behov for raskt å få på plass regulering som kan realisere disse nytteverdiene til det beste for samfunnet som helhet.

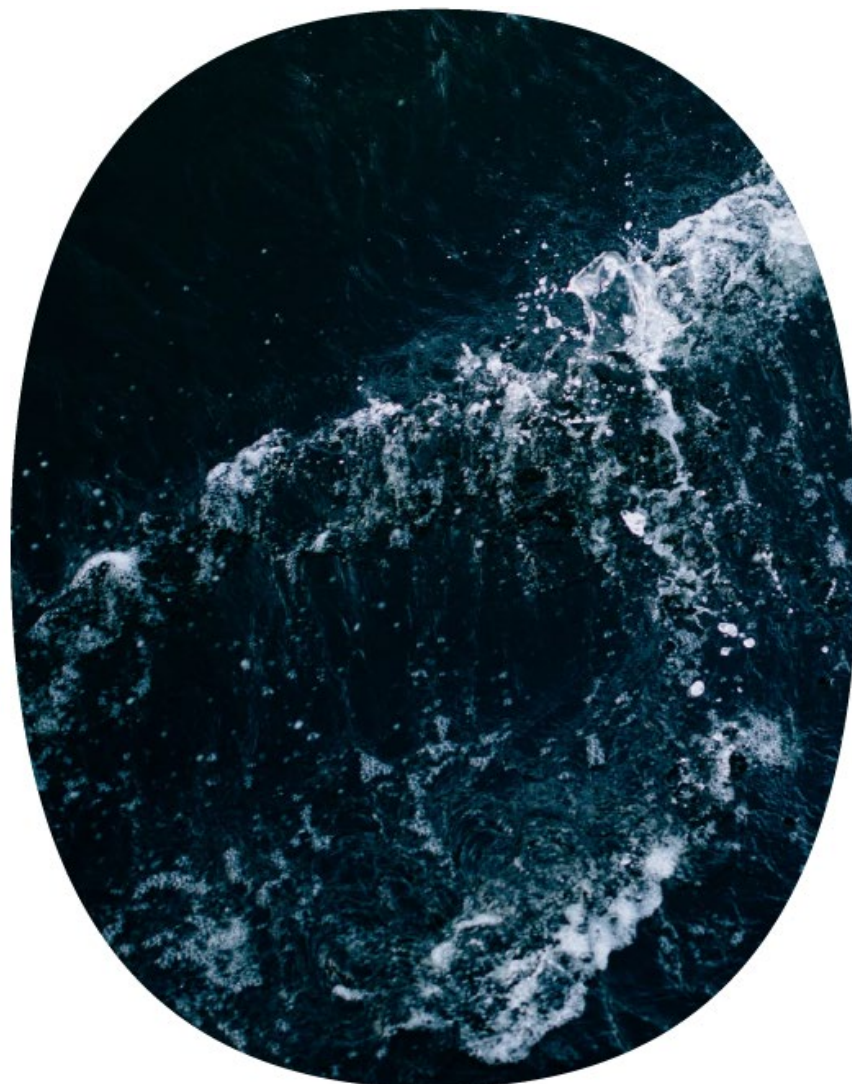
Et dilemma som er avdekket i analysene er at optimalisering av kapasiteten for nettilknytning kan gå på bekostning av behovet for billig kraft for offshore hydrogenproduksjon. Utformingen av regulering av infrastrukturen rundt Sørlige Nordsjø II bør derfor inkludere en vurdering rundt bruk av hydrogen. En løsning kunne vært å utforme omfordelingsmekanismer gjennom tariffen for forbruk og produksjon.

6 Referanser

- /1/ Ofgem, UK: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission/offshore-transmission-tenders>
- /2/ De danske Energiøier, Energistyrelsen 2020 - https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energioer/energioeer_forundersoegelsesomraader_20201203_oversigtskort.pdf

Offshore hydrogenproduksjon og beregning av LCOH

Teknisk notat 4



GREENSTAT
MAKING GREEN HAPPEN

Innhold

1	Introduksjon	3
2	Markedspotensialet for hydrogen produsert i Sørlege Nordsjø	4
2.1	Marked i Norge.....	5
2.2	Marked i Europa og verden	6
2.3	Direkte salg til fartøy i Sørlege Nordsjø.....	8
3	Mulig offshore produksjonsvolum	10
4	LCOH beregninger	12
4.1	Definisjon.....	12
4.2	Resultat	12
4.2.1	Scenario 2: Kabel til land og offshore hydrogenproduksjon.....	12
4.2.2	Scenario 3: Øydrift med offshore hydrogenproduksjon.....	13
4.2.3	Sensitivitet og usikkerhet.....	14
4.2.4	Fremtidsscenario	17
5	Oppsummering, diskusjon og konklusjon	18
6	Referanser	21

1 Introduksjon

Som beskrevet i TN-1 satses det nå stort på både havvind og hydrogen i flere europeiske land, og ofte sees dette i sammenheng. Som beskrevet i hovedrapporten vil en mulighet for bruk av energi fra en havvindpark i Sørlege Nordsjø II være å produsere hydrogen offshore, enten i kombinasjon med kabelforbindelse til land, eller som et isolert system uten kabelforbindelse til land. De to scenarioene (henholdsvis scenario 2 og 3, ref. hovedrapport), er studert i TN-3 hvor man har sett på optimal størrelse for havvindparker i scenarioet uten hydrogenproduksjon, og for scenario med kabel til land i kombinasjon med elektrolysekapasitet på 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW. Optimal størrelse er analysert ut fra et ønske om å minimere LCOE. Resulterende LCOE legges i dette tekniske notatet til grunn, sammen med en tidligfase vurdering av teknologivalg, produksjonsvolum og de viktigste kostnadene forbundet med offshore hydrogenproduksjon, for å estimere produksjonskostnad (LCOH - Levelized Cost of Hydrogen) for produksjon på en offshore plattform.

I dette dokumentet er også markedsmulighetene i Norge og Europa vurdert på et overordnet nivå, i tillegg til potensialet knyttet til bunkring av skip som opererer i Sørleg Nordsjø.

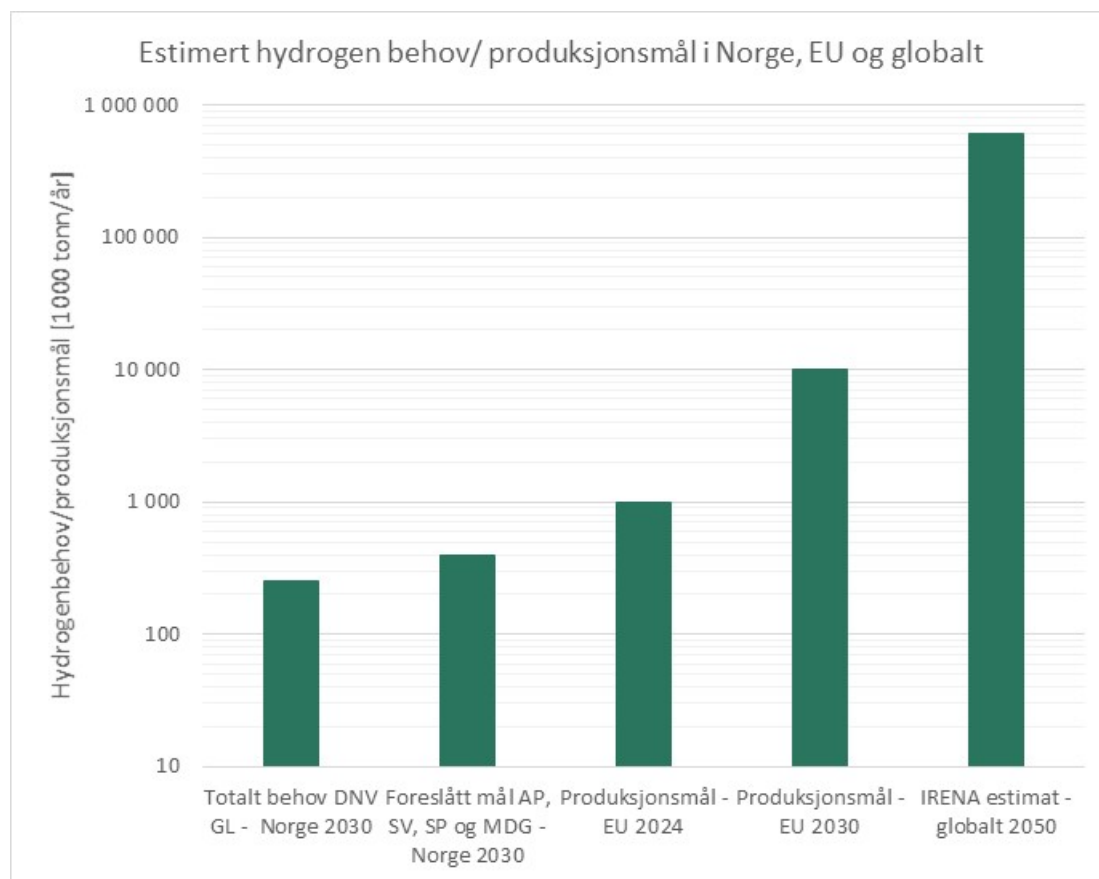
Forkortelser brukt i dette dokumentet er listet i Tabell 1-1.

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

Forkortelse	Beskrivelse
AEL	Alkalisk elektrolyse (Alkaline electrolysis)
BoP	Balance of Plant (hjelpesystem til elektrolyseprosessen)
CAPEX	Kapitalkostnader (Capital expenses)
CH ₂	Komprimert hydrogen (Compressed hydrogen)
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)
HHV	Øvre brennverdi (Higher Heating Value)
HVL	Høgskulen på Vestlandet
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
LH ₂	Flytende hydrogen (Liquid hydrogen)
NVE	Norges vassdrag og energidirektorat
OPEX	Operasjonskostnader (Operational expenses)
PEM	Proton membran elektrolyse (Proton Membrane Electrolysis)
TN	Teknisk Notat

2 Markedspotensialet for hydrogen produsert i Sørilige Nordsjø

Markedspotensialet for hydrogen som energibærer både på land og offshore er åpenbart avgjørende for at det skal bli interessant å produsere hydrogen i Sørilige Nordsjø II. I dette avsnittet ser vi derfor nærmere på etablerte estimat for hydrogenbehov i Norge, Europa og globalt, samt produksjonsmål i EU. Figur 2-1 gir en oversikt og oppsummering, mens detaljene er gitt i delkapitlene under.



Figur 2-1: Estimert hydrogenbehov og foreslått produksjonsmål for Norge i 2030, i tillegg til produksjonsmål satt i EU og estimert globalt behov i 2050.

Maritim trafikk i området nær Sørilige Nordsjø II kan være et interessant marked for offshore hydrogenproduksjon. I dette kapitlet ser vi derfor nærmere på dette markedet og gir en øvre avgrensning av potensialet for salg av hydrogen til skip offshore.

For å levere hydrogen til Norge, Europa og til maritim næring i Sørilige Nordsjø vil man være avhengig av både lagringsløsninger, transportløsninger og bunkringsløsninger. Dette omtales på et overordnet nivå i TN-5.

2.1 Marked i Norge

Figur 2-2 oppsummerer en rekke ulike aktørers estimat for hydrogenetterspørsel i Norge i 2030. En del av aktørene oppgir kun estimat for den maritime sektoren/og eller transportsektoren. I figuren skiller det mellom estimater kun gjort for den maritime sektoren, estimater som inkluderer hele transportsektoren (både maritim og landtransport), det totale anslaget til DNV-GL som inkluderer industri, samt den politiske målsetningen definert av Ap, SV, SP og MDG for total hydrogenproduksjon i Norge i 2030. En rekke ulike forutsetninger danner grunnlaget for estimatene, og disse forutsetningene er kort oppsummert i følgende avsnitt.

I DNV-GL's estimat for den maritime bransjen er det forutsatt at 18 norske fartøy (ferger, PSV og hurtigbåt) benytter hydrogen som drivstoff i 2030. DNV-GL forutser videre at den totale etterspørselen etter hydrogen i Norge vil øke fra 225 000 tonn i dag, til 250 000 tonn i 2030 grunnet økt etterspørsel i nye sektorer, Ref./1/,

For PwC sitt anslag for den maritime sektoren ligger det til grunn at halvparten av landets hurtigbåter (30) og 19 ferger benytter hydrogen som drivstoff (2030), Ref./2/. For transportsektoren for øvrig, er det lagt til grunn at hele bussflåten er utslippsfri innen 2030 og at togstrekninger som i dag opereres på fossilt drivstoff, går på hydrogen. Videre er det lagt til grunn at hverken varebiler eller personbilflåten vil basere seg på hydrogen, men at en andel av tungtransport driftes på hydrogen.

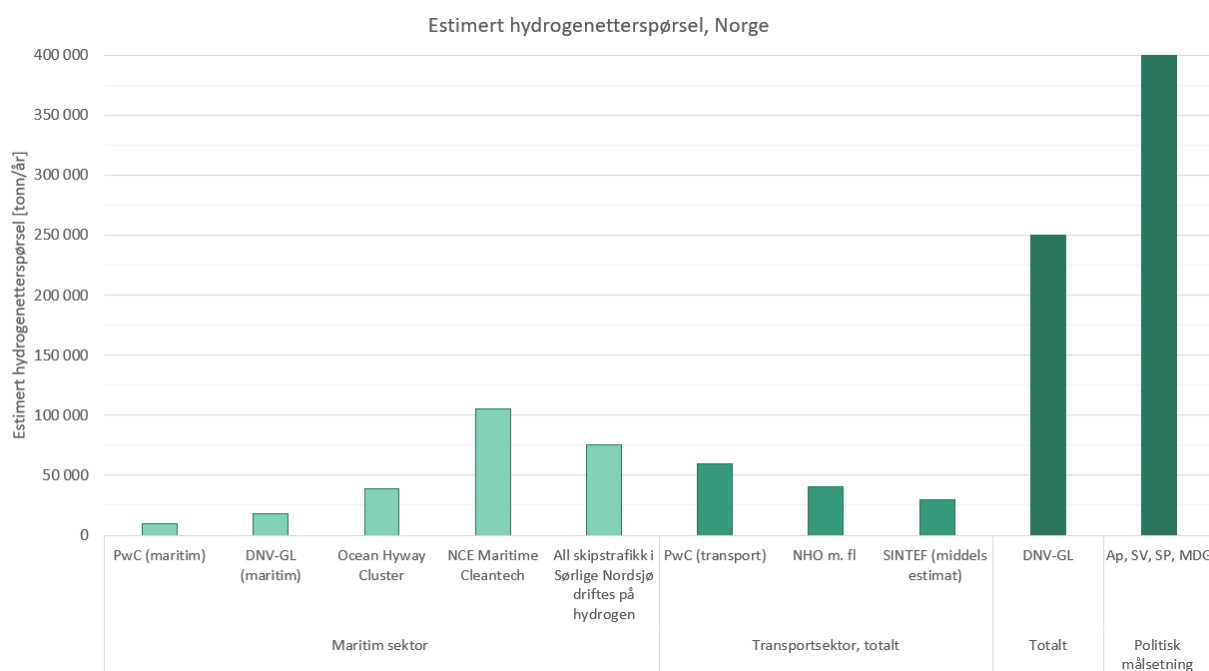
NCE Maritime Cleantech, baserer seg på at 120 norske PSV'er, 26 hurtigbåtruter og to bilferger går over på hydrogen.

For SINTEF sitt middels estimat, har de kort oppsummert lagt til grunn at «Vi ser for oss en teknologiutvikling i tråd med leverandørenes forventninger, kombinert med en moderat tilrettelegging fra myndighetenes side i form av støtte til infrastruktur og krav til sluttbrukere.»

I rapporten «Grønne elektriske verdikjeder» Ref. /3/, som er utarbeidet av NHO med flere, er det lagt til grunn at 50 hurtigbåter/ferger går på hydrogen og 5% av norsk tungtransport på hydrogen.

Ocean Hyway Cluster sitt estimat for den maritime bransjen, forutsetter at hurtigbåter (51 ruter), bilferger (27), og Kyststruten går over på hydrogendrift.

Til slutt er den politiske målsetninger fra fire politikere ved Ap (Espen Barth Eide), SV (Kari Kaski), Sp (Anne Tvinnereim) og MDG (Per Espen Stoknes) tatt med i figuren. Målsetningene er beskrevet i rapporten «Fire samfunnsoppdrag for rettferdig grønn vekst», Ref. /4/, og en av de er at Norge skal ha et produksjonsvolum på 400 000 tonn hydrogen per år i 2030. Til sammenligning kan vi nevne at den danske hydrogenforeningen har satt en produksjonskapasitet på 6 GW i 2030 (se TN-1), noe som tilsvarer et mål om ca 1 million tonn hydrogen per år.



Figur 2-2: Estimert hydrogenbehov i Norge i 2030. Anslagene for "transportsektor, totalt" inkluderer maritim transport og landtransport. "Totalt" og "politisk målsetning" inkluderer anslag for industribruk.

2.2 Marked i Europa og verden

Europakommisjonen gjennom sin European Green Deal har satt seg som mål å produsere 1 million tonn grønt hydrogen innen 2024 og 10 millioner tonn innen 2030, Ref /5/. Basert på EU's målsetning av primært energibehov i 2030, vil dette utgjøre ca. 3% av EU's totale energietterspørsel i 2030, Ref./6/.

Frem mot 2050 er det ventet at denne andelen vil øke både i Europa og i verden som helhet. Tabell 2-1 gir estimert hydrogenbehov i 2050 i Europa og verden med referanse til fire ulike kilder. Den nyeste publikasjonen er IRENAs nylig utgitte World Energy Transition Outlook (preview), Ref. /7/ hvor det anslås 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.

Tabell 2-2 gir estimert hydrogenbehov i 2050 i Tyskland, Nederland, UK og Frankrike med referanse til ulike kilder, deriblant det tysk-nederlandske gasselskapet Gasunie som sammen med Tennet har utarbeidet en framskrivning om hvordan det nederlandske og tyske energimarkedet vil se ut i 2050. Estimaten i hvert enkelt land er på linje med anslagene i Tabell 2-1, og innebærer et stort hydrogenbehov.

Merk at anslagene til Gasunie og Tennet er på linje med, men på forsiktig side av det Europakommisjonen, gjennom sin European Green Deal har satt seg som mål. Målet, som er ventet å bli fulgt opp med politiske prioriteringer, ble lansert 5 måneder etter rapporten til Gasunie og Tennet, og etter Covid-19 frembruddet i Europa som kan ha bidratt til å fremskynde politiske virkemidler.

Tabellene viser at det er ventet en betydelig vekst i hydrogenetterspørselen i Europa. Til sammenlikning, er hydrogenbehovet i hele Europa i dag på rundt 8 millioner tonn, Ref./10/, men dette er for det aller meste grå hydrogen. Videre konstaterer den tyske hydrogenstrategien, Ref. /8/, at Tyskland ikke vil klare å dekke sitt eget hydrogenbehov med egen grønn hydrogenproduksjon. Med havvindressursene i Nordsjøen, står Norge i en unik posisjon til å produsere og eksportere grønt hydrogen til Europa. Se for øvrig TN-1 for mer informasjon om nasjonale hydrogenstrategier og eksempler på igangsatte hydrogenprosjekt i Europa.

Tabell 2-1 - Estimert hydrogenetterspørsel i Europa og i verden i 2050.

Aktør	Estimat for	H ₂ -behov [mill tonn/år]	Prosentanslag av total energietterspørsel, hydrogen [%]
Europa			
Statkraft (2050), Ref./9/	Europa	33,5	12 %
Fuel cells and hydrogen joint undertaking (2050) ¹ , Ref./10/	Europa	38,4	16 %
Globalt			
IRENA (2050), Ref./7/	Verden	613	12 %
IEA (2050), Ref./11/	Verden	290	6 %

Tabell 2-2 – Estimert hydrogenetterspørsel for et utvalg land i Europa i 2050. Der to kilder er oppgitt er første kilde benyttet for å finne den totale etterspurte energien, mens den andre kilden er brukt for å finne det estimerte hydrogenbehovet.

Land	År	Referanse	H ₂ -behov [mill tonn/år]	Prosentanslag av total energietterspørsel, hydrogen [%]
Tyskland	2050	Gasunie og Tennet, Ref./12/	7,2	15%
Nederland	2050	Gasunie og Tennet, Ref./12/	3,0	29%
UK ²	2050	Department for BE&IS ³ , Catapult ORE, Ref./13/, Ref. /14/	3,25	8%
Frankrike	2050	Afhypac/ Ref./15/ ADEME, Ref./16/	4,8	20%

¹ Basert på et gjennomsnittsverdi av scenarioene «Business as usual» og «Ambitious»

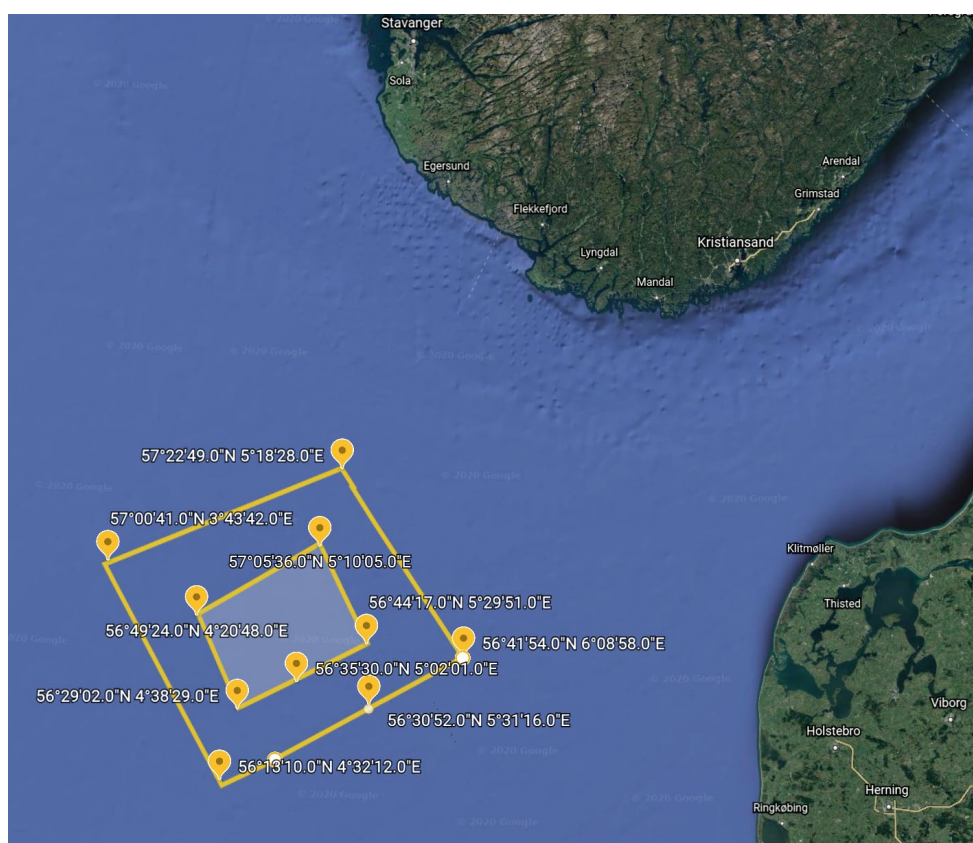
² Gjennomsnittlig estimat basert på et høyt og et lavt scenario.

³ Department for Business, Energy and Industrial Strategy

2.3 Direkte salg til fartøy i Sørliche Nordsjø

For å gi en indikasjon av potensialet knyttet til bunkring av hydrogen (eller andre hydrogenbærere) offshore i Sørliche Nordsjø, kan man vurdere dagens skipstrafikk i Sørliche Nordsjø. Basert på data fra Kystverkets databaser for maritime utslipp⁴ og havbase.no har dagens drivstofforbruk blant forbigående og tilreisende skip blitt estimert. Ved å ta hensyn til virkningsgrad til forbrenningsmotorer og brenselceller for hydrogen kan man estimere hydrogenbehov dersom dagens skip går over på hydrogen som drivstoff. Grovt regnet vil 3 kg marin diesel tilsvare 1 kg hydrogen.

Dagens skipstrafikk i Sørliche Nordsjø II og et utvidet område rundt Sørliche Nordsjø II er lagt til grunn (se Figur 2-3). Det er verdt å merke seg at Sørliche Nordsjø II omfatter kun norsk sokkel, mens det utvidede området omfatter også dansk sokkel.

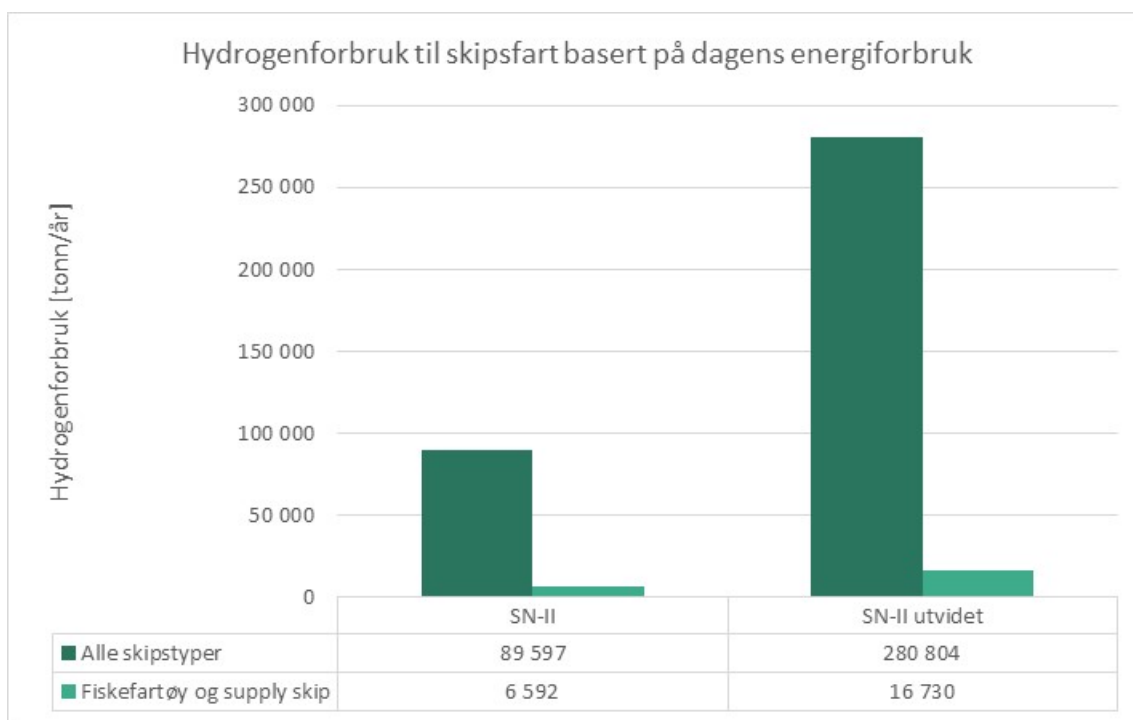


Figur 2-3: Sørliche Nordsjø II og utvidet område rundt Sørliche Nordsjø II. Skjermtutklipp fra Google Earth.

Figur 2-4 viser hydrogenbehov for å erstatte dagens bruk av fossilt brennstoff i maritim transport som trafikkerer Sørliche Nordsjø II og det utvidede område rundt Sørliche Nordsjø II. Figuren viser hydrogenbehov både dersom alle skip erstatter fossilt brennstoff med hydrogen, og dersom kun de mest sannsynlige skipstypene til å ta i bruk hydrogen, som fiskefartøy og offshore supplyskip, gjør det. Det er lite sannsynlig at alle fiskefartøy og supply skip vil ønske å bunkre offshore, men samtidig kan det også tenkes at et lite antall andre skip også vil bunkre hydrogen, eller en form for hydrogenbærer. Hensikten med denne øvelsen er ikke å gi et estimat på hva man kan forvente, men å gi en indikasjon på om hydrogenbehovet og markedet offshore har potensiale til å utgjøre en vesentlig andel av

⁴ <https://marine-emissions.kystverket.no/>

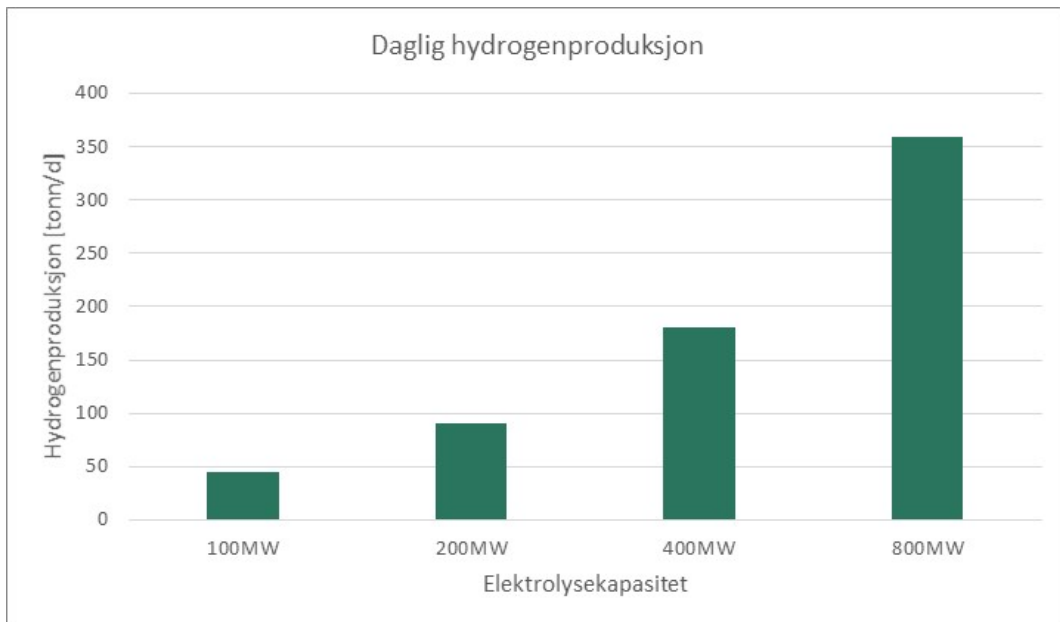
produksjonsvolumet offshore. Gitt en årlig produksjon på ca 65 000 tonn H₂/år fra et 400 MW elektrolyseanlegg, kan man ikke utelukke at markedet i Sørliche Nordsjø kan ha potensiale til å utgjøre en vesentlig andel av den årlige produksjonen. Hva som blir realitetene vil avhenge av svært mange forhold som bunkringsteknologi, forsyningsikkerhet (kan man bunkre i dårlig vær?), politisk virkemiddel, hydrogenpris offshore sammenlignet med onshore, osv.



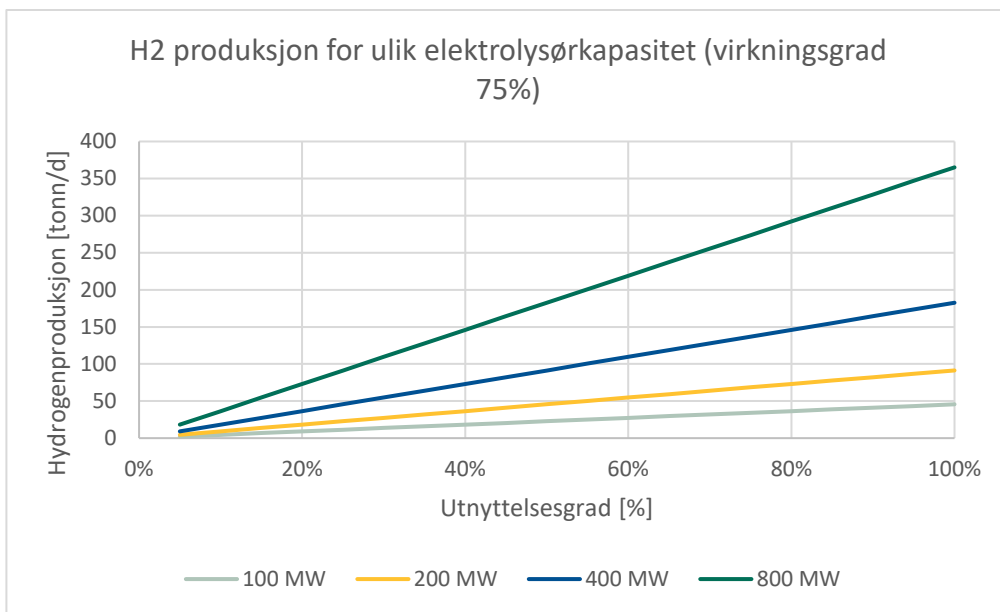
Figur 2-4: Hydrogenforbruk nødvendig for å erstatte dagens bruk av fossilt brennstoff i maritim transport som trafikkerer Sørliche Nordsjø II og det utvidede område rundt Sørliche Nordsjø II (se Figur 2-3).

3 Mulig offshore produksjonsvolum

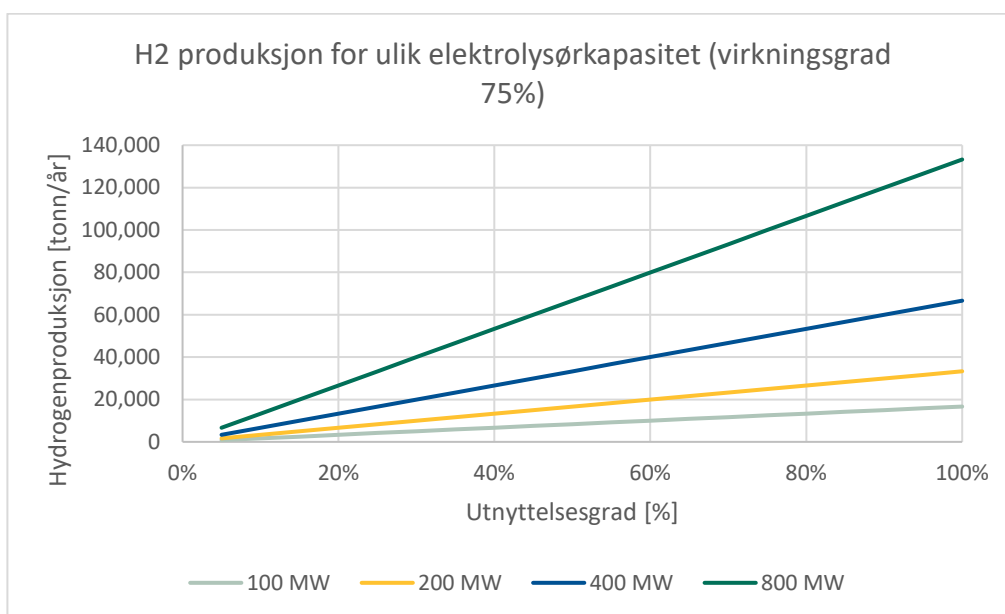
Mengden hydrogen som kan produseres offshore vil avhenge av installert elektrolysekapasitet og utnyttelsesgrad (gjennomsnittlig last over tid), i tillegg til virkningsgrad. Sistnevnte parameter varierer lite og ligger typisk rundt 75% (Ref.TN-2), mens de to andre parameterne kan variere mye med design og scenarivalg for offshore hydrogenproduksjon. Øydrift hvor vindpark og elektrolysekapasitet samsvarer vil for eksempel ha vesentlig lavere utnyttelsesgrad enn en elektrolyseplattform som er koblet til en større vindpark med nettilkobling til fastlandet. For en noe overplantet vindpark tilkoblet elektrolysør med kapasitet på 400 MW, men ikke tilkoblet fastlandsnettet, kan man vente en utnyttelsesgrad på ca. 60%, som vil gi en daglig og årlig produksjon på ca. 110 tonn/d og 40 000 tonn/år. Et tilsvarende elektrolyseanlegg tilkoblet en større havvindpark som også er tilkoblet fastlandsnettet (og dermed ha mulighet til å importere strøm når det ikke blåser) kan ha en svært høy og jevn drift, kun avbrutt av driftsstand til vedlikehold. Med en utnyttelsesgrad på 95% vil man oppnå en daglig og årlig produksjon på ca. 173 tonn/d og 63 000 tonn/år. Se Figur 3-1, Figur 3-2 og Figur 3-3. 400 MW elektrolysekapasitet virker å være fullt oppnåelig på en plattform, mens 800 MW kan virke krevende å få til på en enkelt plattform, med mindre elektrolysørene blir mer kompakt. Vi er imidlertid kjent med at det jobbes med å få til offshore hydrogenplattformer opp i 800 MW i Europa.



Figur 3-1: Daglig hydrogenproduksjon for anlegg med 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet.



Figur 3-2: Daglig hydrogenproduksjon for anlegg med 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet og ulike utnyttelsesgrad



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

4 LCOH beregninger

I dette kapittelet presenteres kostnadsestimatene for hydrogen produsert i Sørlige Nordsjø i form av Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), som gir et anslag for minimums salgspris for at prosjektet skal gå i null ut fra en nåverdibetraktning.

De operasjonelle kostnadene for

- Strøm til elektrolyse
- Strøm til Utilities (ferskvannproduksjon, kontrollsystem, balance of plant, andre elektrisitetsbehov)
- Vedlikehold av elektrolysesystem
- Vedlikehold av plattform

Forutsetninger for LCOH beregningene er gitt i TN-2.

4.1 Definisjon

LCOH gir minimums salgspris for at prosjektet som har som mål å gå i null ut fra en nåverdibetraktning er definert som følger:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + E_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H_t}{(1+r)^t}}$$

Der I_t er initiell investering i år t , M_t er vedlikeholdkostnad, E_t er energikostnad (strømkostnad), H_t er mengde produsert hydrogen i år t , r er diskonteringsrenten, og n er levetiden til prosjektet.

4.2 Resultat

I de påfølgende avsnittene presenteres LCOH estimat for scenario 2 og 3 beskrevet i TN-3. Scenario 1 er et referansecase med en havvindpark tilkoblet land, men uten offshore hydrogenproduksjon.

4.2.1 Scenario 2: Kabel til land og offshore hydrogenproduksjon

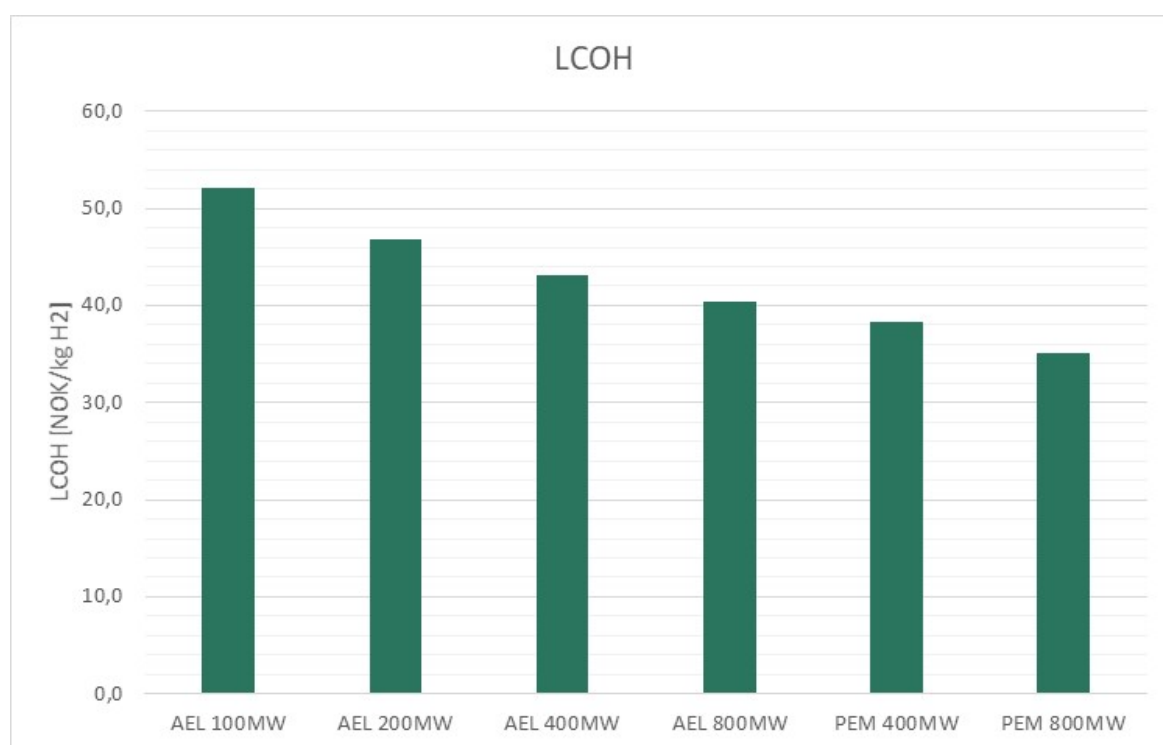
LCOH beregninger for scenario med kabel til land og offshore hydrogenproduksjon er presentert i Figur 4-1. Figuren gir CAPEX og OPEX for plattform med 100 MW, 200 MW, 400 MW og 800 MW alkalisk elektrolyser, og 400 og 800 MW PEM elektrolyser. I beregningene er følgende lagt til grunn:

- Strømpris er antatt lik som optimal LCOE gitt i TN-3. Det innebærer for eksempel at det for scenario med 400 MW elektrolyser er lagt til grunn en havvindpark på 2 000 MW som gir laveste LCOE på 45,1 EUR/MW (ref TN-3), som er antatt å tilsvare 0,451 NOK/kWh.
- Når havvindparken er tilknyttet fastlandsnettet, vil man ha mulighet til å importere strøm fra fastlandet i perioder hvor det blåser lite. Dette vil gi mulighet for jevn høy last som vil gi høyere produksjon og dermed lavere LCOH. I beregningene er det antatt 95% utnyttelsesgrad av elektrolysere.
- Diskonteringsrenten er satt til 6%.
- Det er antatt en levetid på 40 år for prosjektet. Resultatet er imidlertid lite følsomt for endring av levetiden, og en antatt levetid på 30 år, eller 50 år ville bare gitt marginalt endrede resultater.
- Øvrige forutsetninger er gitt i TN-2.

12

Resultatet viser at et alkalisk elektrolyseanlegg offshore vil kunne oppnå en LCOH på 40 – 52 kr/kg H₂, avhengig av størrelsen på elektrolyseanlegget. De største PEM anleggene vil kunne oppnå LCOH på 35 – 38 kr/kg H₂. En løsning med PEM elektrolysører gir dermed 10-15% lavere LCOH, til tross for noe høyere CAPEX for elektrolysørene og lavere virkningsgrad. Dette skyldes lavere areal- og vektbehov, og dermed lavere CAPEX til plattform. 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. Dette forutsetter at man opprettholder utnyttelsesgraden til elektrolysørene og at markedet kan ta imot alt som produseres.



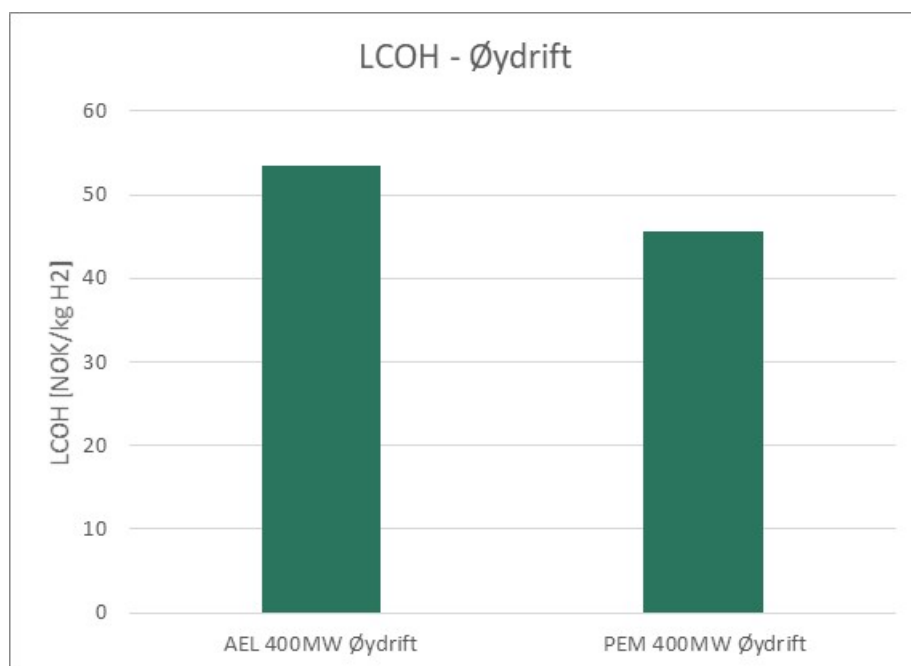
Figur 4-1: LCOH beregninger for scenario med kabel til land og offshore hydrogenproduksjon med alkalisk og PEM elektrolyser for ulike elektrolysekapasiteter

4.2.2 Scenario 3: Øydrift med offshore hydrogenproduksjon

LCOH beregninger for scenario med øydrift (vindpark uten tilknytning til land, og et offshore elektrolyseanlegg med installert kapasitet på 400 MW) er presentert i Figur 4-2. Det er både sett på scenario med alkalisk og med PEM elektrolyser, hvor PEM gir ca. 15% lavere LCOH.

Med unntak av utnyttelsesgraden for elektrolysørene, er de samme forutsetningene lagt til grunn for Scenario 3 som for scenario 2. For øydriftscenarioet blir utnyttelsesgraden lavere enn for scenario 2 fordi man ikke har mulighet til å importere strøm i perioder der det ikke blåser. For scenario 3 er det lagt til grunn en utnyttelsesgrad for elektrolyseren på 61%. Dette er noe høyere enn kapasitetsfaktoren for Sørilige Nordsjø II, og skyldes at det vil lønne seg ut fra en LCOE betraktning å overplante

vindparken noe. For en 400 MW elektrolyseplattform vil man oppnå lavest LCOE ved å installere en 450 MW vindpark (ref TN-3) som gir en noe høyere utnyttelsesgrad enn om man hadde installert lik kapasitet på havvindpark og elektrolyseanlegget. Høyere utnyttelsesgrad for elektrolyseren enn kapasitetsfaktoren til vindparken er altså mulig ved overplanting, dvs. at installert kapasitet i vindparken er større enn installert elektrolysekapasitet.

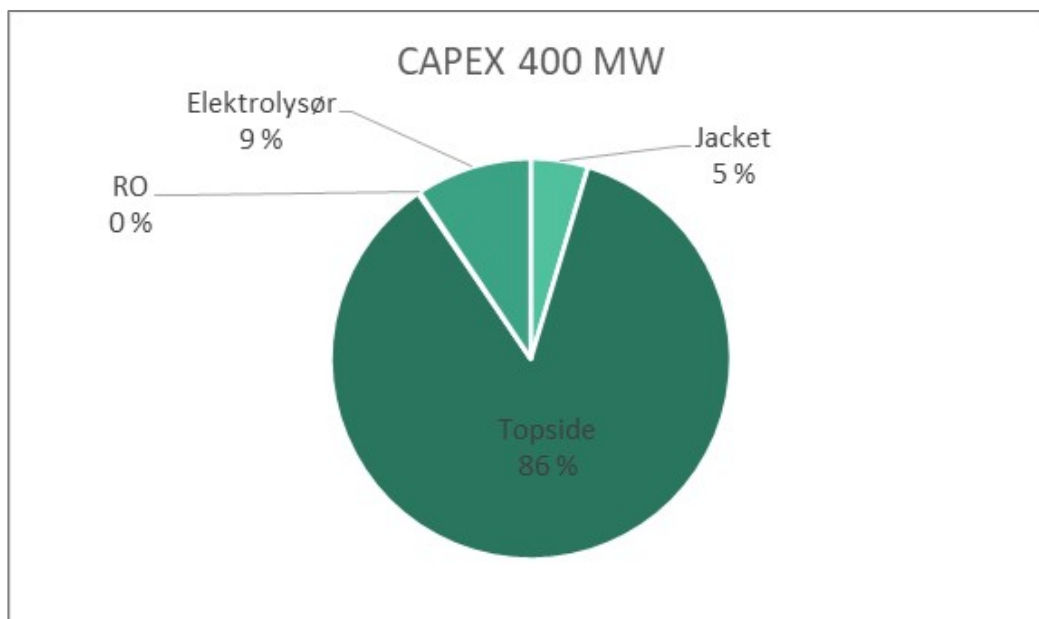


Figur 4-2: LCOH beregninger for scenario øydrift med offshore hydrogenproduksjon

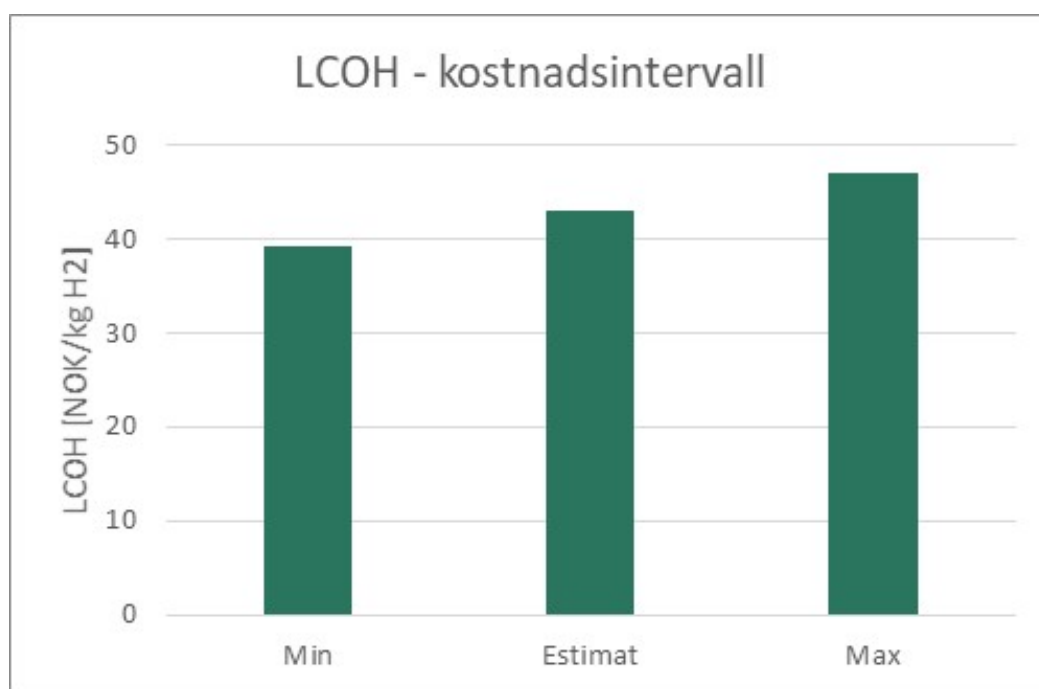
4.2.3 Sensitivitet og usikkerhet

CAPEX domineres i stor grad av kostnader til plattform som utgjør ca 86% av CAPEX for et 400 MW alkalisk elektrolyseanlegg offshore, se Figur 4-3. Usikkerheten i CAPEX er derfor i svært stor grad knyttet til usikkerhet i kostnadsestimaterne for plattform. Wood har fra sine kostnadsberegninger (se TN-2) angitt et kostnadsintervall som representerer et 80% konfidensintervall. Max og min verdi ligger ca 30% over og under gjennomsnittsverdien for kostnadsintervallet.

Figur 4-4 viser LCOH for 400 MW alkalisk elektrolyseanlegg med 30% reduksjon og 30% økning i CAPEX for plattform. Dette gir ca. 10% lavere og høyere LCOH sammenlignet med å legge til grunn gjennomsnittet i kostnadsintervallet for plattform-CAPEX. Alkalisk elektrolyseanlegg er vist i Figur 4-4, usikkerheten knyttet til areabehov og vekt for alkalisk utstyr er lavere enn for PEM i denne studien, tilsvarende intervall for PEM gir en pris for 400 MW offshore PEM anlegg i Sørlike Nordsjø ligger i intervallet 36 – 41 kr/kg H₂.

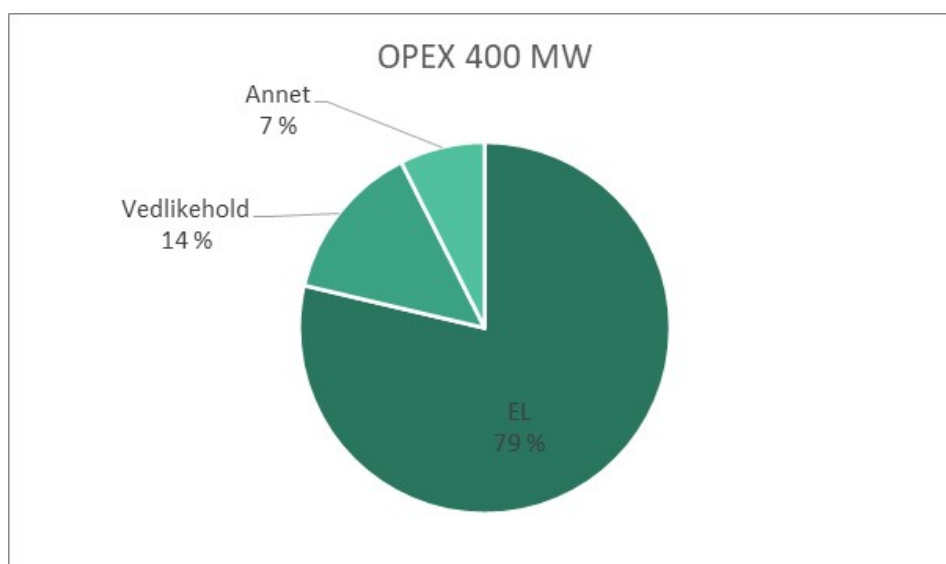


Figur 4-3: Oppdeling av CAPEX for et 400 MW alkalisk elektrolyseanlegg

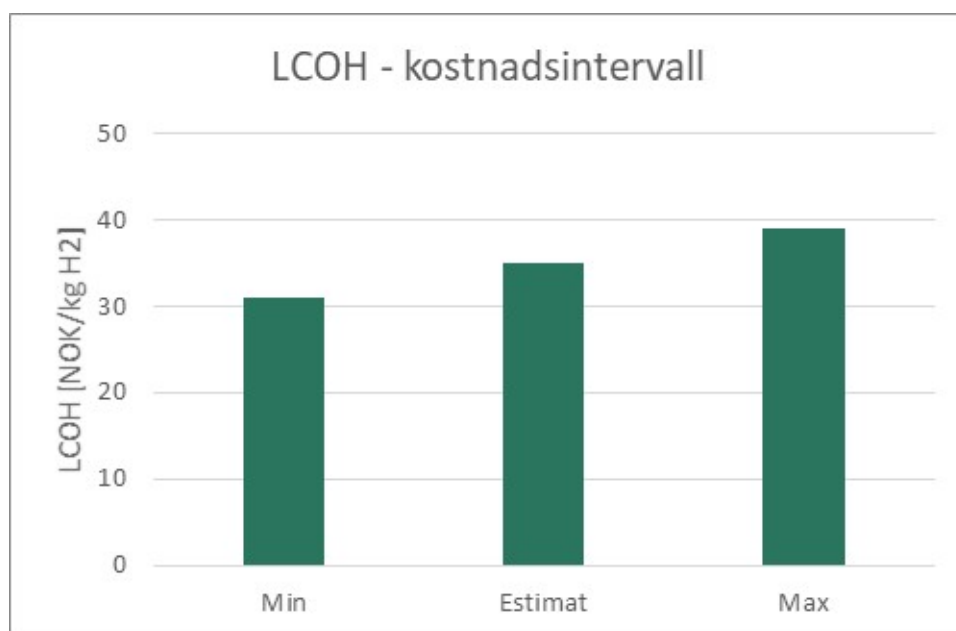


Figur 4-4: LCOH beregninger for scenario med kabel til land og offshore hydrogenproduksjon med 400 MW alkalisk elektrolyser med 30% reduksjon (Min) og 30% økning (Max) i CAPEX for plattform

OPEX domineres i stor grad av kostnader til strøm, som utgjør ca 79% av OPEX for et 400 MW alkalisk elektrolyseanlegg offshore, se Figur 4-5. Usikkerheten i OPEX er derfor i svært stor grad knyttet til usikkerhet i strømpris. Analysen har tatt utgangspunkt i optimal LCOE, som ligger på ca. 0,45 NOK/kWh for et 400MW elektrolyseanlegg i kombinasjon med en optimal vindparkstørrelse med en 1 400 MW kabelforbindelse til land (se TN-3). For å vise strømprisens innvirkning på LCOH er tilsvarende case som presentert i Figur 4-4 beregnet med strømpris på 0,30 NOK/kWh. Resultatet er presentert i Figur 4-6, og viser at man da kan oppnå LCOH i intervallet 31 – 39 NOK/kg/H₂ for et alkalisk elektrolyseanlegg. Tilsvarende tall for et PEM anlegg blir 27 – 32 kr/kg H₂.

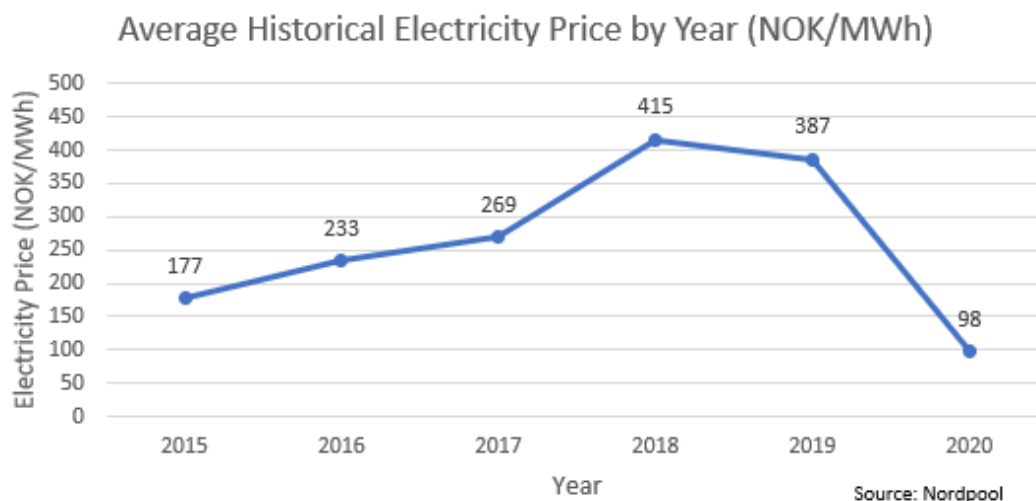


Figur 4-5: Oppdeling av OPEX for et 400 MW alkalisk elektrolyseanlegg



Figur 4-6: LCOH beregninger for scenario med kabel til land og offshore hydrogenproduksjon med 400 MW alkalisk elektrolyse med 30% reduksjon (Min) og 30% økning (Max) i CAPEX for plattform og antatt strømpris på 0,30 NOK/kWh

I perioden 2015 – 2020 har man ikke sett priser like høye som det som er lagt til grunn for LCOH beregningene i analysen. Figur 4-7 viser gjennomsnittlig strømpris i Stavangerområdet (som er representativ for området hvor en evt. ilandføring av kabel til Norge er ventet) i perioden 2015 - 2020. Dersom havvindparken kobles mot det norske fastlandsnettet, vil strømmen selges og kjøpes i det samme markedet som strøm produsert på land. En offshore hydrogenprodusent vil da også kunne kjøpe kraft i dette markedet.



Figur 4-7: Gjennomsnittlig historiske strømpriser i Stavanger området for perioden 2015 – 2020.

4.2.4 Fremtidsscenario

Elektrolyseteknologien er ventet å utvikle seg i takt med at markedet etterspør en stadig økende elektrolysekapasitet. For produksjon av hydrogen på offshore plattform, vil som nevnt størsteparten av CAPEX være relatert til plattformkostnad. Hovedårsaken til dette er at elektrolysørene krever stor plass, og dermed blir plattformene store. Dersom man klarer å redusere arealbehov og volum vil man med andre ord kunne redusere CAPEX betydelig.

Det nyoppstartede norske selskapet Hystar, som er en spin-off fra Sintef, hevder at de vil kunne produsere PEM elektrolysører med en stack som utgjør kun 10% av volumet til en tradisjonell alkalisk elektrolyser, og få plass til en 5 MW elektrolyseanlegg i en 40 fots standard kontainer. Dette vil kreve betydelig lavere areal enn lagt til grunn i denne analysen som vil medføre redusert CAPEX, og kan gi en LCOH på rundt 30 kr/kg H₂.

Med strømpriser lagt til grunn for analysen på ca 0,45 NOK/kg H₂ vil OPEX domineres av strømkostnader. Dersom man legger til grunn en strømpris på 0,30 NOK/kWh, og i tillegg tar høyde for at fremtidens elektrolyseteknologi vil bli betydelig komprimert, kan man se LCOH for offshore hydrogenproduksjon i Sørlege Nordsjø II ned mot 23 kr/kg H₂.

5 Oppsummering, diskusjon og konklusjon

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 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 svært lite. Europakommisjonen gjennom sin European Green Deal har satt seg som mål å produsere 1 million tonn grønt hydrogen innen 2024 og 10 millioner tonn innen 2030, Ref /5/.

IRENA gav nylig ut World Energy Transition Outlook (preview), Ref. /7/, hvor det anslås 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.

Det lokale markedet knyttet til skipstrafikk i Sørlege Nordsjø avhenger av flere forhold som i dag er usikre. Det er blant annet usikkerhet rundt bunkringsløsninger, om man vil kunne bunkre i dårlig vær, foretrukket logistikk-løsninger for de ulike skipstypene i tillegg til en lønnsomhetsvurdering ved å tilby dette offshore. Dette vil måtte vurderes nærmere for å kunne konkludere om dette vil være en foretrukket mulighet i fremtiden. Det vi imidlertid kan si, basert på denne analysen, er at dersom kun fiskebåter og supplyskip som i dag opererer i området rundt Sørlege Nordsjø går over på hydrogen, vil de ha behov for 10 – 30% av den årlige produksjonen fra et 400 MW anlegg. På bakgrunn av det kan man ikke utelukke at det maritime markedet i Sørlege Nordsjø kan ha potensiale til å utgjøre en vesentlig andel av den årlige produksjonen.

Det er utført LCOH analyser for Scenario 2 og 3 (ref TN-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. Resultatene kan oppsummeres slik:

- 400 og 800 MW PEM elektrolyseanlegg installert i Sørlege 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 en 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 foretrukket løsning for offshore hydrogenproduksjon.
- Uavhengig av valg av elektrolysør 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 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 for elektrolyseren enn kapasitetsfaktor for vindparken, og er i analysen 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 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

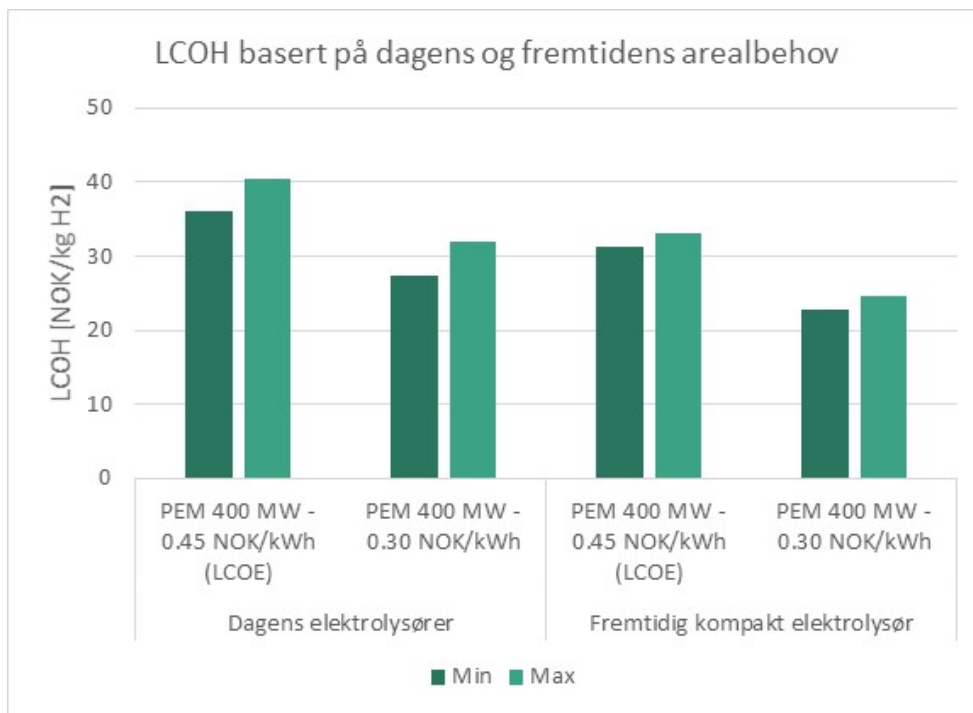
hydrogenproduksjon, ca 0,45 kr/kWh med 400 MW elektrolyseanlegg. Ved en redusert strømpris til 0,30 kr/kWh vil tilsvarende kostnadsintervall falle til 27 – 32 kr/kg H₂.

- 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 5-1.

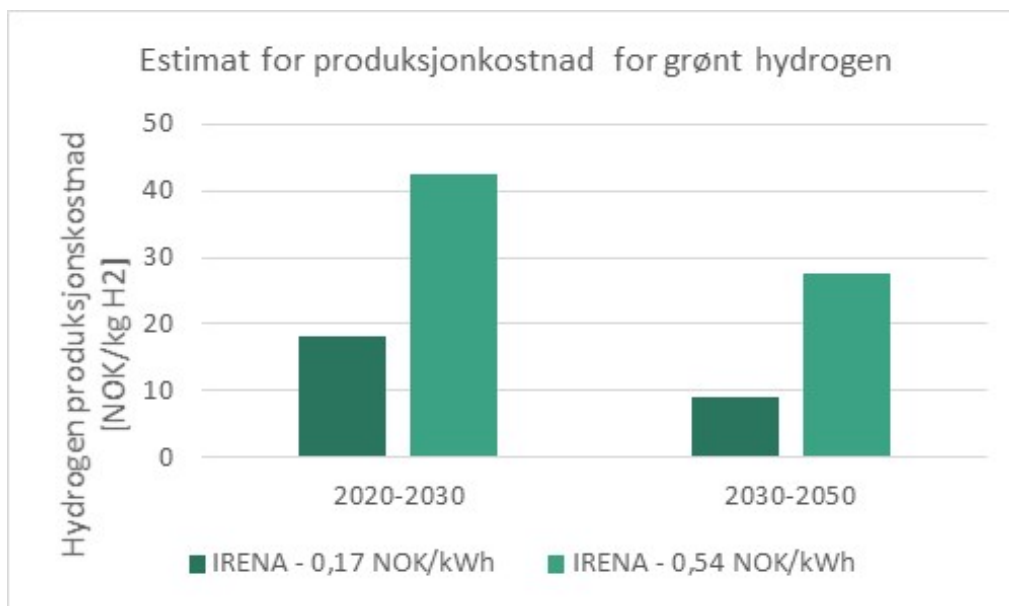
De estimerte LCOH verdiene tilsier at offshore hydrogenproduksjon kan oppnå konkurransedyktige priser i et internasjonalt marked. Mange har tatt til orde for at Norge skal være en energinasjon, også etter olje og gass alderen, hvor vi kan eksportere energi til Europa. Det å eksportere deler av energien 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. /7/, 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 5-2. 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 Sørilige 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 /17/, 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 5-1: 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 5-2: Hydrogen produksjonskostnad estimert av IRENA, Ref. /7/, omregnet til norske kroner.

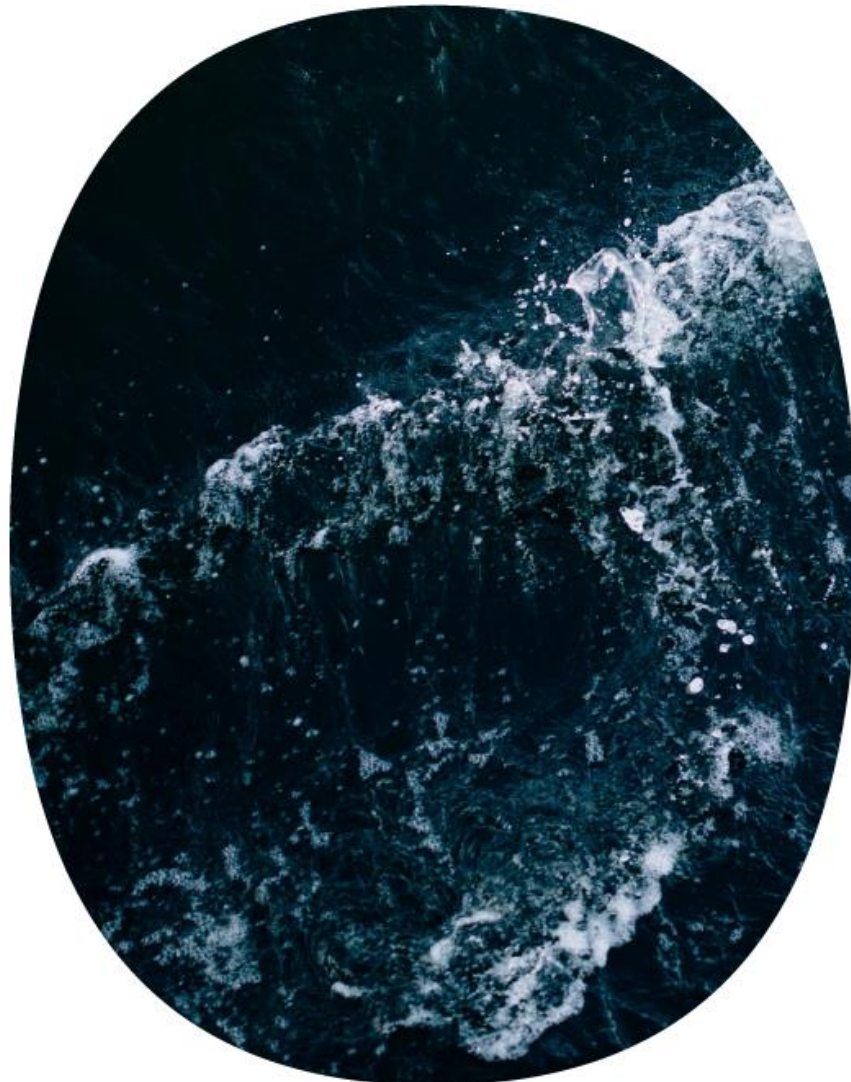
6 Referanser

- /1/ DNV-GL (25.01.2019). *Produksjon og bruk av hydrogen i Norge*.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf> Lest: 26.01.2021
- /2/ PwC (16.10.2019). *Energibruk i transportsektoren i Norge: perspektiv for 2030*.
https://www.pwc.no/no/publikasjoner/energibruk_i_transportsektoren_i_Norge.pdf
- /3/ NHO med flere, 2020, «Norske muligheter i Grønne elektriske verdikjeder»
- /4/ Espen Barth Eide, Kari Kaski, Anne Beate Tvinnereim og Per Espen Stoknes (05.2020). *Fire samfunnsoppdrag for en grønn, rettferdig vekst*.
https://tankeagendaa.no/uploads/documents/medias/fire_samfunnsoppdrag_1592989805537.pdf
- /5/ European Commission (2020), "A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe".
- /6/ Eurostat (2021). *Energy saving statistics*. <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/pdfscache/19548.pdf> . Lest 30.03.21.
- /7/ IRENA (2021), «World Energy Transition Outlook – 1.5°C Pathway (preview)»
<https://www.irena.org/publications/2021/March/World-Energy-Transitions-Outlook>
- /8/ The German Federal Government (2020) «The National Hydrogen Strategy»,
https://www.bmbf.de/files/bmwi_Nationale%20Wasserstoffstrategie_Eng_s01.pdf
- /9/ Statkraft (2020). *Statkrafts lavutslippsscenario*.
https://cdn.vev.design/private/lw2tRVtoe8hFj2j8SUdXxxV3w3d2/tRcjo2kPB_Statskrafts_Lavutslippsscenario_2020_digital.pdf.pdf. Lest: 30.03.21
- /10/ Fuel cells and hydrogen joint undertaking. *Hydrogen roadmap Europe*.
https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf .
Lest: 30.03.21
- /11/ IEA (2020). *Energy technology perspectives 2020*.
<https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.
- /12/ Gasunie and Tenne (04.02.20) Infrastructure Outlook 205.
https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf
- /13/ The Department for Business, Energy and the Industrial Strategy(2020) Energy Consumption in the UK (ECUK) 1970 to 2019.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/928350/2020_Energy_Consumption_in_the_UK_ECUK_.pdf Lest: 25.03.2021
- /14/ 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>

-
- /15/ Afhyac (2018). *Developing Hydrogen for the French Economy*.
http://www.afhyac.org/documents/publications/rapports/Afhyac_Etude%20H2%20Fce%20GB_def.pdf
- /16/ ADEME (2018). *ADEME 2035-2050*.
<https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/energy-climate-scenario-ademe-2035-2050-010603.pdf>
- /17/ IEA (2019) «The future of hydrogen – Seizing today’s opportunities”.
<https://webstore.iea.org/download/direct/2803>

Offshore prosessering, lagring og transport

Teknisk notat 5



GREENSTAT
MAKING GREEN HAPPEN

Innhold

1	Introduksjon	3
2	Prosessering av hydrogen offshore	4
2.1	<i>Komprimert hydrogen (CH₂)</i>	4
2.2	<i>Flytende hydrogen (LH₂)</i>	5
2.3	<i>Ammoniakk (NH₃)</i>	5
3	Lagring og transport av hydrogen offshore	7
3.1	<i>Lagring av CH₂, LH₂ og ammoniakk offshore</i>	8
3.2	<i>Transport og lagring av CH₂ i rør</i>	9
3.2.1	<i>Transport i rør</i>	9
3.2.2	<i>Lagring i rør</i>	10
3.2.3	<i>Transport av CH₂ i eksisterende rør til Europa</i>	12
3.3	<i>Transport i skip</i>	15
4	Offshore bunkring og lasteoperasjoner	16
4.1	<i>Bunkring av komprimert hydrogen (CH₂)</i>	17
4.2	<i>Bunkring av flytende hydrogen (LH₂)</i>	18
4.3	<i>Bunkring av ammoniakk (NH₃)</i>	19
4.4	<i>Bunkringsteknologi offshore</i>	20
4.4.1	<i>Bow Loading System og Single Anchor Loading System</i>	20
4.4.2	<i>Skip-til-skip</i>	21
4.4.3	<i>Sammenligning av bunkringsløsninger</i>	22
4.5	<i>Lasteoperasjoner for CH₂, LH₂ og ammoniakk</i>	22
5	Diskusjon og oppsummering	24
6	Referanser	26

Vedlegg A: Hydrogen Pipeline Flow Assurance Calculations

Vedlegg B: Offshore Hydrogen and Ammonia Transportation in Ships

1 Introduksjon

Som beskrevet innledningsvis i hovedrapporten 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 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. Denne usikkerheten er en av grunnene til at videre prosessering ikke er tatt med som en del av kostnadsanalysen i prosjektet. Det gis likevel en overordnet oversikt over teknologistatus knyttet til de tre alternativene CH₂, LH₂ og ammoniakk. Tema som blir belyst er:

- Komprimering og flytendegjøring av hydrogen, samt produksjon av ammoniakk.
- Muligheter for lagring og transport av komprimert hydrogen (CH₂), flytende hydrogen (LH₂) og ammoniakk (NH₃)
- Transport, og potensielt lagring, av CH₂ i rør
- Mulighet for transport av CH₂ i eksisterende rør-infrastruktur i Nordsjøen.
- Frakt av CH₂, LH₂ og NH₃ i tankskip
- Muligheter for bunkring og lastning av skip offshore

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

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

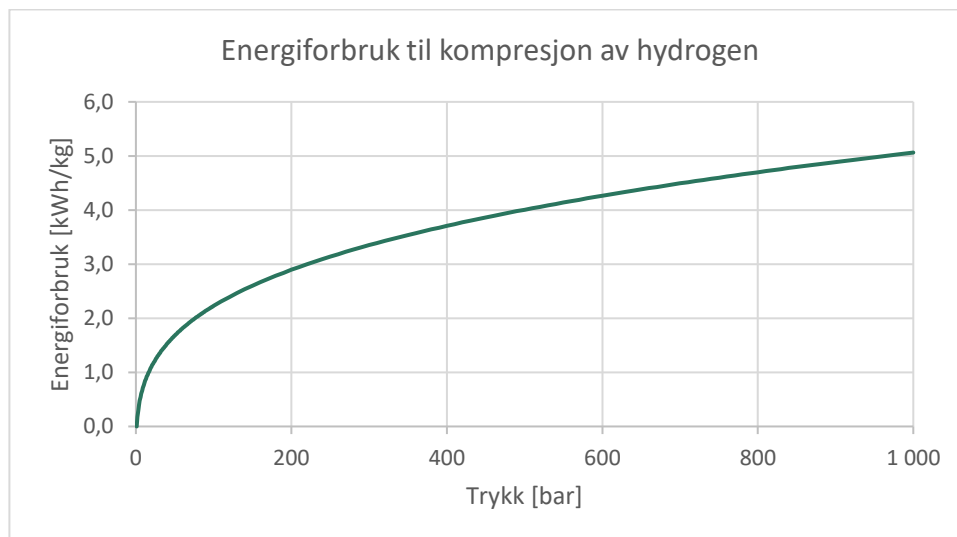
Forkortelse	Beskrivelse
BAC	Break Away Coupling
BLS	Bauglastesystem (Bow Loading System)
CAPEX	Kapital Kostnad (Capital Expenses)
CH ₂	Komprimert hydrogen (Compressed hydrogen)
LOHC	Flytende organisk hydrogenbærer (Liquid Organic Hydrogen Carrier)
ERC	Emergency Release Coupling
HHV	Øvre brennverdi (Higher Heating Value)
IEA	International Energy Agency
LH ₂	Flytende hydrogen (Liquefied Hydrogen)
OPEX	Operasjonskostnader (Operational Expenses)
PEM	Proton Membran Elektrolyse (Proton Exchange Membrane)
SAL	Single Anchor Loading

2 Prosessering av hydrogen offshore

I dette kapittelet gis en overordnet teknologistatus for komprimering og flytendegjøring av hydrogen og produksjon av ammoniakk.

2.1 Komprimert hydrogen (CH₂)

Stempelkompresjon er den vanligste teknologien brukt til gasskompresjon både for hydrogen og andre gasser. Energien som går med til å komprimere hydrogenet avhenger av om gassen komprimeres adiabatisk (uten varmetap), eller isoterm (veldig sakte kompresjon ved konstant temperatur). For alle praktiske formål vil en mekanisk kompressor komprimere gassen tilnærmet adiabatisk, mens isoterm kompresjon representerer en nedre grense for hvor effektiv en kompresjonsprosess kan være. Ved kompresjon over flere steg med kjøling av gassen mellom stegene, vil energien som kreves ligge mellom den adiabatisk og isoterme grensen, og tilsvarer at energien som går med til å komprimere til typiske lagringstrykk (200 – 900 bar) ligger i området 5% - 15% av øvre brennverdi (HHV), Ref. /1/. Figur 2-1 viser estimert energiforbruk ved kompresjon til ulike trykk.



Figur 2-1: Estimert energiforbruk til kompresjon av hydrogen

For offshore løsninger vil komprimert hydrogen ville innebære et kompressortog i tillegg til elektrolysesystemet. Størrelse og antall steg for kompresjonen er avhengig av trykk på innkommende gass og leveringstrykk til kunde. Sammenlignet med flytendegjøring og prosessering til ammoniakk, er kompresjon av hydrogen en relativt lite plasskrevende løsning til tross for tunge og store kompressorer. I tillegg vil det være behov for at hydrogenet leveres med et visst trykk i begge de to andre prosessene, og det vil derfor uansett være behov for kompressorer som en del av disse anleggene også.

I tillegg er det behov for tilstrekkelig lagringskapasitet for hydrogenet nedstrøms kompressoren. Kapittel 0 diskuterer dette i nærmere detalj, mens Kapittel 0 går nærmere inn på leveringstrykk for offshore bunkring.

2.2 Flytende hydrogen (LH₂)

Hydrogen kan flytendegjøres ved å kjøles ned til -253 grader Celsius, altså bare 20 grader over det absolutte nullpunkt. Dette krever spesialtilpasset kryogenisk utstyr for lagring og transport, men har den fordelen at man oppnår høyere volumetrisk energitetthet enn ved lagring under trykk. Flytende hydrogen har en massetetthet på 70,8 kg/m³, som tilsvarer en energitetthet på ca 2,8 kWh/l. Dette er ca. 3 ganger høyere enn komprimert hydrogen ved 330 bar, og litt under 1/3 av diesel.

Nøkkeltall for de to flytendegjøringsprosessene er vist i Tabell 2-1. Det ideelle teoretisk lavest mulige energiforbruket for flytendegjøring er på ca. 3,9 kWh/kg, men det reelle energiforbruket i en flytendegjøringsprosess er betydelig høyere, og ligger rundt 10-15 kWh/kg, Ref./2/.

Tabell 2-1 – karakteristikk ved de to flytendegjøringsmetodene, Ref./3/.

	Claude-syklus	Helium-Brayton-syklus
Produksjonsvolum	>3 tonn	< 3 tonn
Energiforbruk [kWh/kgH ₂]	10,8-12,7	12,3-13,4
Energieffektivitet (% av HHV)	67,8-72,6	66,0-68,8
Kostnader	Høy CAPEX, lav OPEX	Lav CAPEX, høy OPEX

For å flytendegjøre hydrogen et eget flytendegjøringsanlegg med kryogene lagringstanker og rørsystemer være nødvendig. Nødvendig areal for et slikt anlegg kan gjøre det nødvendig med en egen plattform ved hydrogenproduksjon over 400 MW kapasitet, og det vil være behov for permanent bemanning for å drifte anlegget. Høye kostnader for et slikt anlegg vil mest sannsynlig medføre at man vil være avhengig av å etablere store anlegg og dra nytte av stordriftsfordeler (economy of scale) for å kunne levere LH₂ til konkurransedyktige priser.

2.3 Ammoniakk (NH₃)

Ammoniakk (NH₃) er et veletablert kjemisk stoff i industrien, og brukes i store mengder blant annet ved fremstilling av kunstgjødsel, der blant annet Norsk Hydro, senere Yara har lang historie. Den senere tid har kjemikalet blitt aktuelt også som drivstoff, da bruken ikke medfører utslipp av drivhusgasser. Spesielt seiler det opp som et interessant alternativ innen langskipsfart.

Ammoniakk består av 18% (vektprosent) hydrogen, har en massetetthet på 653,1 kg/m³ og en volumetrisk energitetthet på 4,3 kWh/l. Dette gir ammoniakk kun litt over 40% av volumetrisk energitettheten til diesel, men samtidig litt over 50% høyere energitetthet enn flytende hydrogen. Et skip vil derfor trenge større lagringstanker enn dagens løsninger, men samtidig mindre tanker enn ved bruk av flytende hydrogen.

Som drivstoff kan ammoniakk brukes på to måter. Enten direkte i forbrenningsmotor og faststoffoksid brenselceller (Solid oxide fuel cells), eller indirekte ved at NH₃ splittes tilbake til hydrogen og nitrogen i forkant av prosessen, der hydrogen brukes som drivstoff i en brenselcelle (typisk PEM). Det er også potensiale for å bruke ammoniakk direkte i forbrenningsmotorer. Ved splitting tilbake til hydrogen og nitrogen kalles ofte ammoniakk for en hydrogenbærer. Ved bruk direkte i forbrenningsmotorer vil man få utslipp av NO_x gasser, mens ved bruk som hydrogenbærer vil det eneste utslippet være vann, og ammoniakk kan da regnes som et nullutslippsdrivstoff.

Mens hovedutfordringen ved en potensiell hydrogenlekkasje er knyttet til brann og eksplosjonsfare, er hovedutfordringen ved ammoniakklekkasje eksponering for giftig gass. Dette innebærer at man må ta ulike hensyn ved bruk av hydrogen og ammoniakk. Sikkerheten rundt både CH_2 , LH_2 og NH_3 er grundig beskrevet i Arena Ocean Hyway Clusters rapport utarbeidet i samarbeid med Lloyd's Register i 2020, Ref./4/.

Produksjon av ammoniakk er en velkjent teknologi, og Haber-Bosch-teknologien er i dag den vanligste metoden for ammoniakksyntese. Selve Haber-Bosch prosessen har et energiforbruk på litt under 40% av det som kreves for å flytendegjøre hydrogen. Det ventes at dette også vil være foretrukket teknologivalg ved eventuell offshore ammoniakkproduksjon. Detaljer knyttet til arealbehov, estimat av utstysvekt og valg av lagringsløsning (som f.eks om lagring gjøres vil gjøres på plattform eller på havbunnen), behov for marinisering og kostnadsestimat for å produsere ammoniakk offshore vil måtte utredes for å gjøre en totalvurdering av et slikt konsept.

3 Lagring og transport av hydrogen offshore

I dette kapittelet gis en oversikt over mulige løsninger for lagring og transport av komprimert og flytende hydrogen, og ammoniakk. Med mulige løsninger menes løsninger som er teknisk mulig, eller som det i dag jobbes med å utrede som mulige løsninger. Den økonomiske vurderingen av hva som vil være mulig er i mindre grad vektlagt og vil i stor grad avhenge av ulike forhold beskrevet i kapittel 1.

Dersom man finner gode muligheter for lagring og transport av komprimert hydrogen, vil man unngå offshore flytendegjøringsanlegg, eller anlegg for amoniakkproduksjon. Det er derfor valgt å fokusere på muligheter knyttet til komprimert hydrogen.

I følge Sintef og IAE vil transport av komprimert hydrogen i rør gi mer energieffektiv og kostnadseffektiv transport av energi, sammenlignet med transport i skip, Ref./5/. I kapittel 3.2 er nødvendig rørdimensjon og tilhørende energitap kartlagt og sammenlignet med forventet energitap ved overføring av strøm i kabel. Transport av komprimert hydrogen i rør kan potensielt kombineres med å benytte røret også som lager. Dette representerer en interessant dobbeltfunksjon som også er trukket frem som en del av Deep Purple prosjektet¹. Potensielt lagringsvolum i et slikt rør er derfor også kartlagt i dette kapittelet.

Transport i eksisterende rørledninger, er kun relevant for komprimert hydrogen så lenge det fraktes olje og gass i rørledningene. Det pågår forskning på dette feltet både i Norge og internasjonalt, og denne muligheten er nærmere beskrevet i kapittelet i kapittel 3.2.3.

Prosjektet er ikke kjent med at transport av flytende hydrogen i rør over lange avstander har blitt utført tidligere, eller er planlagt. Dette medfører også avansert rørteknologi og høye krav til isolasjon eller kjøling av rør fordi transport over lange avstander vil medføre betydelig varmeinntrengning. Av den grunn er denne løsningen ansett som lite sannsynlig for Sørilige Nordsjø II i overskuelig fremtid, og derfor ikke fokusert på i dette notatet.

Transport av ammoniakk i rørledning er fullt mulig og gjøres i utstrakt grad i dag. Prosjektet har ikke sett nærmere på dette, da hovedfokus har vært på muligheter knyttet til komprimert hydrogen, men også fordi transport av ammoniakk i skip har vært vanlig i lang tid. Samtidig er lagring av ammoniakk mindre krevende enn lagring av flytende og komprimert hydrogen, noe som er en forutsetning å finne en god løsning på ved transport fra plattformlokasjon til marked med skip. Dette gjør at, ved produksjon av ammoniakk, vil det være fullt mulig å lagre det offshore, og frakte det til markedene med skip. Dette utelukker imidlertid ikke transport i rør, og til og med i eksisterende rør når transport av olje og kondensat avtar.

Transport i skip vil også være en mulighet både for komprimert og flytende hydrogen, selv om dette er mindre utbredt i dag. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 3.3.

Tabell 3-1 nedenfor gir en overordnet vurdering av tre mulige løsninger for transport av CH₂, LH₂ og ammoniakk fra en offshore produksjonsplattform. Grønt indikerer at løsningen er teknisk mulig og tilgjengelig i dag. Gult indikerer at løsningen er teknisk mulig, men i tidlig utviklingsfase. For transport av ammoniakk i eksisterende rør er denne muligheten markert gult for å indikere at det ikke vil være mulig å transportere samtidig som dagens olje og gass, men at det mest sannsynlig vil være mulig dersom oljetransporten opphører i fremtiden. Rødt indikerer at denne muligheten anses som svært krevende, eller ikke mulig.

¹ TechnipFMC (09.05.2019) *Deep Purple*. <https://energyvalley.no/wp-content/uploads/2019/04/Deep-Purple.pdf>

Tabell 3-1: Overordnet vurdering av teknisk mulige løsninger for transport av CH₂, LH₂ og ammoniakk fra offshore produksjonsplattform.

Medie	Transport i rør	Transport i eksisterende rør i Nordsjøen	Transport i skip
CH ₂			
LH ₂			
Ammoniakk			

3.1 Lagring av CH₂, LH₂ og ammoniakk offshore

Ved lagring av komprimert hydrogen offshore er det naturlig å se på lagringsmuligheter subsea for å begrense arealbehovet topside på plattformen. Subsea lagring er en del av prosjektet Deep Purple¹ som TechnipFMC har introdusert. De forespeiler en lagringsløsning for komprimert hydrogen i tanker på havbunnen, som da primært kan forsyne oljeplattformer med stabil tilgang på elektrisitet, samt at skip også vil kunne bunkre hydrogen til havs. Det er ikke presentert tekniske løsninger for dette ennå, men dette inngår i prosjektomfanget som nylig mottok støtte fra Innovasjon Norge.

Lagring av flytende hydrogen gjøres på kryogeniske tanker ved -253°C. Dette er vakuumisolerte tanker for oppbevaring av svært kald væske. Ettersom hydrogen har et såpass lavt kokepunkt, er det nødvendig med systemer for å håndtere boil-off i tillegg til å holde temperatur lav og trykket høyt nok. Kryogeniske tanker for flytende hydrogen er eksisterende teknologi som er i bruk for landbasert industri i dag. Dette har derimot aldri vært testet offshore eller under vann, og det er dermed nødvendig med en stor grad av teknologiutvikling og optimalisering før dette er en kommersielt tilgjengelig løsning.

Lagring subsea vil medføre lengre rør og risere fra flytendegjøringsanlegg til lagring og er derfor en stor kilde til tap av kulde. I tillegg til vil det kreve mer energi å kjøle ned flere rør og man vil måtte håndtere trykkendingene ved overføring til tank under vann, som vil kunne påvirke fase og temperatur for hydrogenet. Kompleksiteten til systemet, og nødvendig teknologiutviklingen for å kunne lagre LH₂ subsea, tilsier at en slik lagringsløsning vil være mer krevende å realisere enn for komprimert hydrogen og ammoniakk.

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 bar² for å bli flytende, og man kan lagre flytende ammoniakk i tanker på sjøbunnen. Dette tilsvarer trykket ved omtrent 75 meters vanddybde.

En lagringsløsning på havbunnen er presentert i samarbeidsprosjektet ZEEDS³. 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 Trelleborg på mulighetene for å videreføre sin teknologi for lasteslanger for LPG til ammoniakk.

² Ved ~15°C

³ Konsortium bestående av Aker Solutions, Equinor, Wärtsilä, Kværner, Grieg Star, DFDS. Diskutert i TN-1.

3.2 Transport og lagring av CH₂ i rør

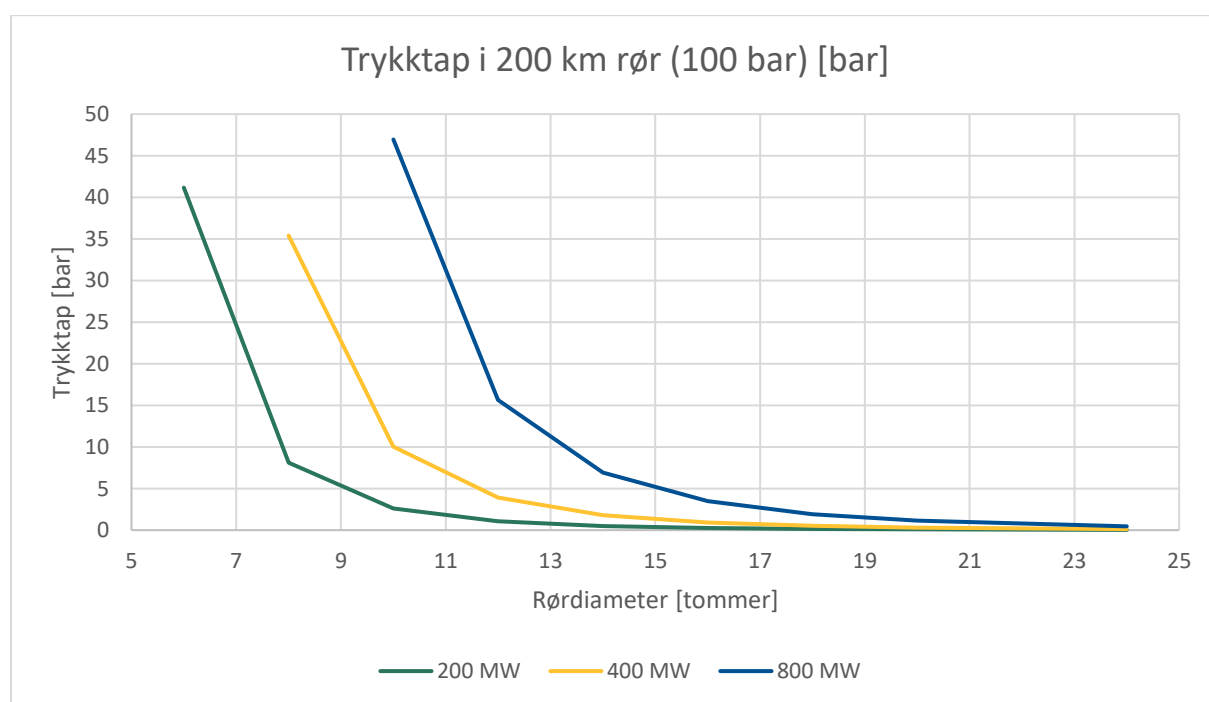
3.2.1 Transport i rør

Transport av energi i form av hydrogen i rør kan muliggjøre transport av store mengder energi, og potensielt gjøres med lavere energitap enn ved transport av kraft i kabel, spesielt over lange avstander som vil kreve HVDC kabel. 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).

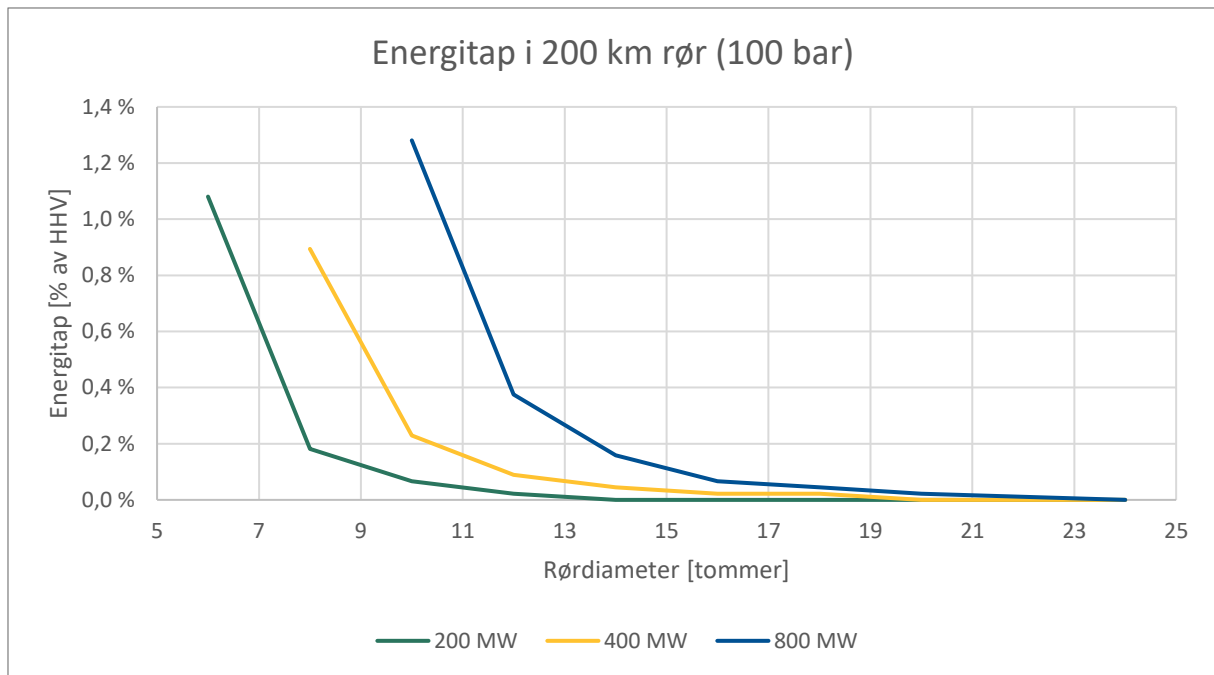
I samarbeid med Wood, som har gjort detaljerte trykktapsberegninger med simuleringverktøyet PIPESIM v2018.1, se Vedlegg A, har trykktap og energitap ved transport av hydrogen i rør blitt studert. Estimerte trykktap og tilhørende energitap er gitt i henholdsvis Figur 3-1 og Figur 3-2.

Figurene viser at det vil være mulig å transportere hydrogen i rør med relativt lave trykktap/energitap, selv ved valg av relativt små rørdimensjoner sammenlignet med mange andre rørledninger i Nordsjøen. Wood har i sin analyse landet på en anbefalt rørdimensjon på henholdsvis 8", 10" og 12" ved operasjonstrykk på 100 bar, for henholdsvis 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet. Dette er basert på et kriterium om å begrense strømningshastighet til 5 – 10 m/s, og gir et energitap på 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. 0,4-0,5 % per 100 km (i snitt for en ren produksjonsradial), og dermed ca. 0,9% i snitt for en forbindelse på 200 km. I tillegg kommer konverteranleggene (ca. 0.65% på hver side). Totalt 2,2 % i snitt (høyere ved maks produksjon og lavere ved lav produksjon) for en typisk vindpark med kun overføring mot land.



Figur 3-1: Trykktap ved transport av hydrogen i rør.



Figur 3-2: Energitalp ved transport av hydrogen i rør, relativt til transportert energimengde (HHV).

3.2.2 Lagring i rør

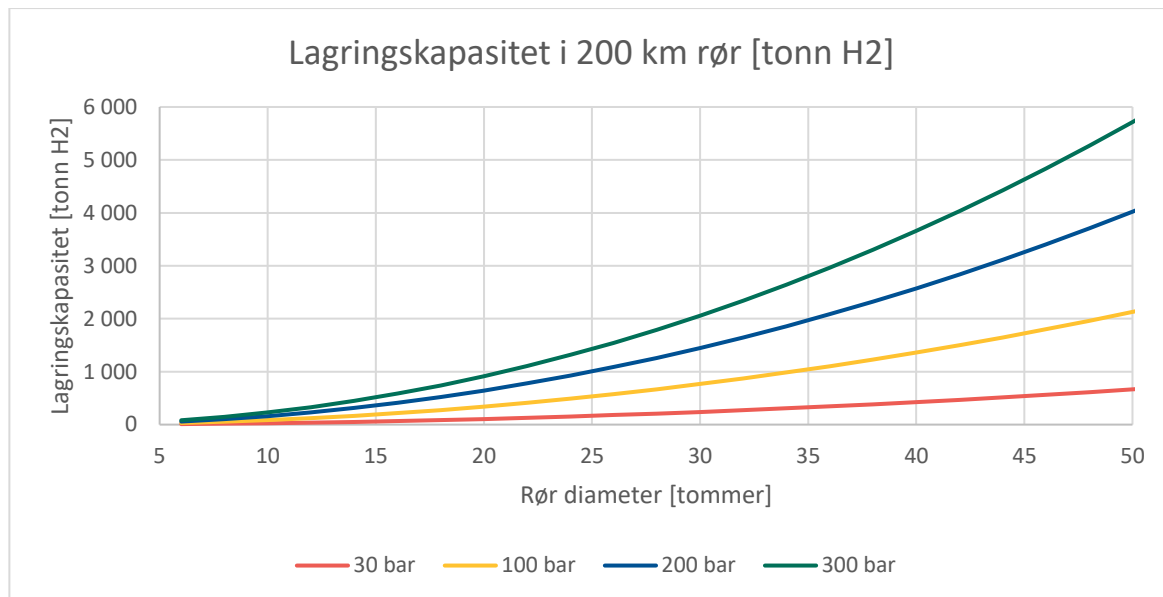
I tillegg til å lagre hydrogen i tanker på havbunnen, kan en annen mulighet, som også sees på i Deep Purple prosjektet, være å bruke transportrør til land også til lagring. Ettersom distansen fra Sørilige Nordsjø II til land er ca. 200 km både til Norge og Danmark, og dobbelt så lang til Europa, vil et rør kunne romme et betydelig volum, og vi ser her nærmere på hvor stor lagringskapasitet man kan oppnå ved en slik løsning. Lagringskapasiteten vil avhenge av valgt designtrykk og rørdiameter. I Figur 3-3 og Figur 3-4 er lagringskapasiteten for ulike rørdiameter og lagringstrykk gitt som henholdsvis antall tonn hydrogen og antall dagers produksjon for et 400 MW elektrolyseanlegg.

I kapittel 3.2.1 argumenteres det for at 8", 10" og 12" vil være naturlige valg av rørdiameter for henholdsvis 200 MW, 400 MW og 800 MW elektrolysekapasitet med leveranse i rør til Norge med operasjonstrykk på 100 bar. Et 12" rør med operasjonstrykk 100 bar, vil gi en lagringskapasitet på ca. 120 tonn som representerer mindre enn 1 døgns produksjon fra et 400 MW elektrolyseanlegg. Dette er en relativt liten lagringskapasitet, men ved å øke dimensjonen på røret vil lagringskapasiteten øke betydelig. Det kan derfor, være interessant å kartlegge potensielt lagringsvolum i et slikt rør.

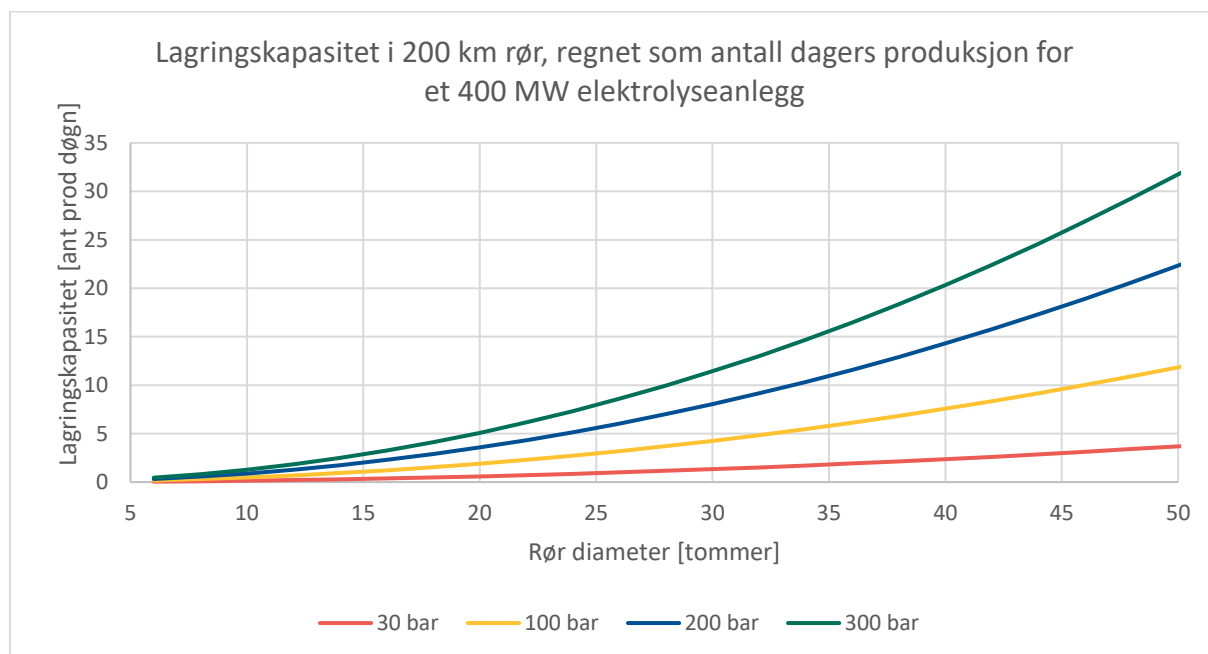
Ved bygging av et nytt rør er det ventet at operasjonstrykket vil ligge rundt 150 bar. Gitt tilnærmet lik rørstørrelse som for dagens eksportørledninger i Nordsjøen, som er rundt 40", vil lagringskapasiteten være rundt 2 000 tonn, tilsvarende ca. 11 dagers produksjon fra et 400 MW elektrolyseanlegg. Dette viser at det vil være teknisk mulig å lagre betydelige mengder hydrogen i transportrør. En slik løsning vil også ha den fordelen at det vil gi svært lave trykk- og energitalp 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 3.2.3 beskrives pågående arbeid for å godkjenne eksisterende naturgassrør for transport av hydrogen. Rørledningen Europipe I er ca. tre ganger så lang som avstanden fra Sørlige 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.



Figur 3-3: Lagringskapasitet i 200 km langt rør (tilsvarende avstand fra SN II til Norge), for ulike rørdiameterer og lagringstrykk. Lagringskapasitet er regnet som antall tonn hydrogen.



Figur 3-4: Samme figur som i Figur 3-3, men med lagringskapasitet regnet som antall dagers produksjon for et 400 MW elektrolyseanlegg.

3.2.3 Transport av CH₂ i eksisterende rør til Europa

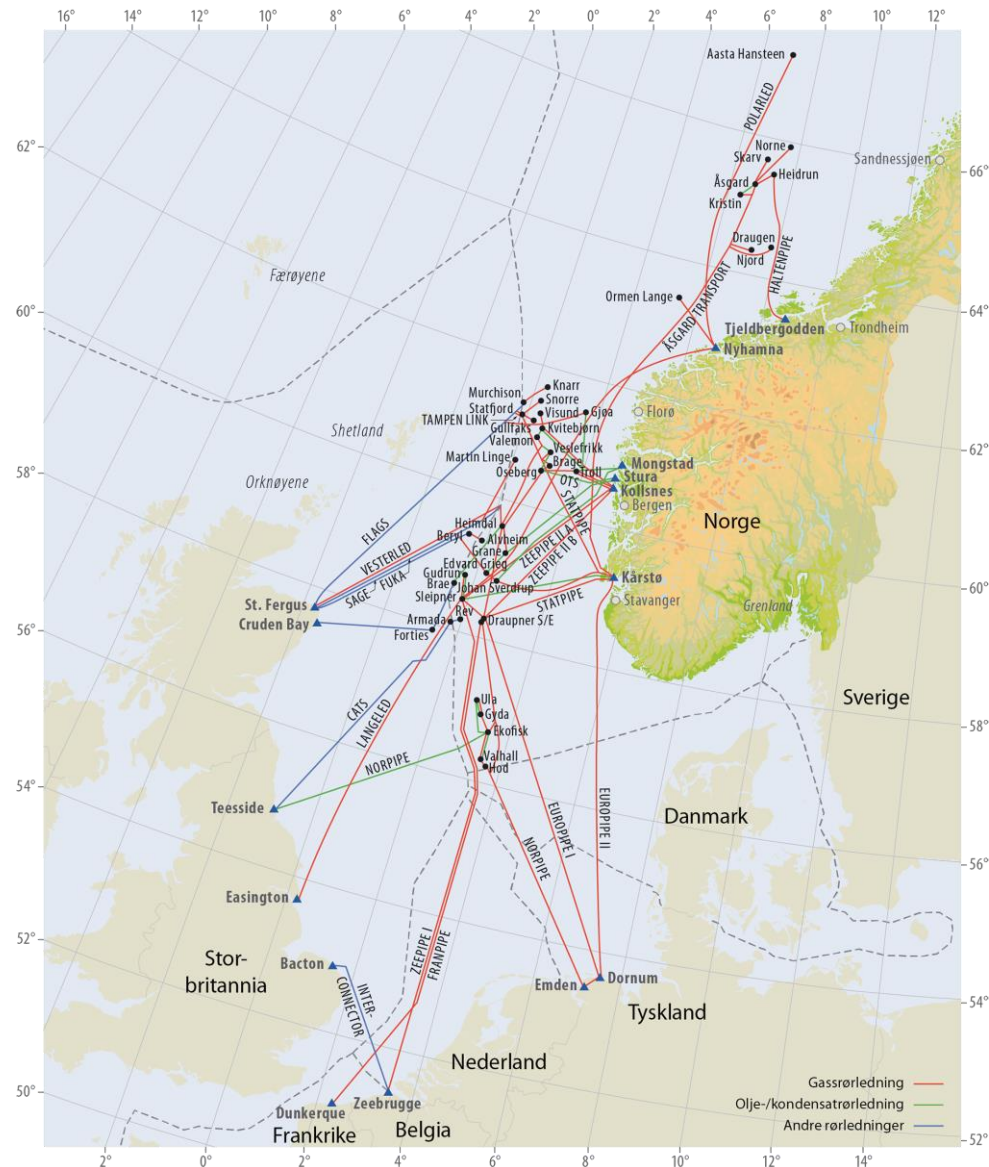
Norge har i dag en velutbygd infrastruktur for transport av naturgass til Europa, som vist i Figur 3-5. Tabell 3-2 gir mer detaljer for et utvalg rørledninger for transport av naturgass til Europa med nærheten til Sørilige Nordsjø II. Dette eksisterende nettverket forbinder Norge med Tyskland, Belgia, Frankrike og UK. I de respektive landene er det velutviklede gassnettverk, som også strekker seg videre nedover i Europa. Dersom rørrnettverket i Nordsjøen kan benyttes til å transportere hydrogengass, vil man potensielt kunne spare betydelige transport- og investeringskostnader, 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.

DNV GL har undersøkt denne muligheten på vegne av Gassco som opererer rørledningene i Nordsjøen, først i en rapport i 2016, Ref./6/, og deretter med en rapport i 2017 som så spesifikt på Europipe, Ref./7/.

Tabell 3-2: Et utvalg rørledninger for transport av naturgass til Europa i nærheten av Sørilige Nordsjø II

Rørledning	Fra	Til	Lengde [km]	Diameter [tommer]	Transport kapasitet [MSm ³ /d]
Europipe I	Draupner S/E	Dornum, Tyskland	620	40	45,7
Europipe I	Kårstø	Dornum, Tyskland	658	42	71,2
Norpipe	Ekofisk	Emden, Tyskland	440	36	44,4
Franpipe	Draupner E	Dunkerque, Frankrike	840	42	54,8



Figur 3-5: Eksisterende olje- og gassrør i Nordsjøen, Ref. /8/

En av hovedutfordringene knyttet til å blande inn hydrogen i eksisterende gassrør, er knyttet til hydrogensprøhet og fare for brudd. Hydrogensprøhet forårsakes av atomært hydrogen som diffunderer inn i materialet og svekker det. Sveiste forbindelser er spesielt utsatt på grunn av en sensitiv mikrostruktur og restspenninger etter sveising, og gjelder dermed alle de største rørledningene i Nordsjøen.

HyLINE prosjektet (2019-2023) er et forskningsprosjekt finansiert av Forskningsrådet og industribedrifter, og ledes av SINTEF i samarbeid med NTNU og Gassco, med flere, Ref. /9/. Prosjektet har som mål å etablere nødvendig kunnskap om hvordan stålmaterialet som er brukt i eksisterende rørledninger i Nordsjøen påvirkes av hydrogen. Dette vil bidra til at eksisterende røرنettverket potensielt kan brukes til transport av hydrogen i stor skala. Prosjektet er i tidlig fase, og det er derfor for tidlig å konkludere, men det er gode grunner til å tro at det skal være mulig å finne måter å transportere hydrogen i eksisterende røرنettverk på. En av grunnene til dette er at hydrogensprøhet var

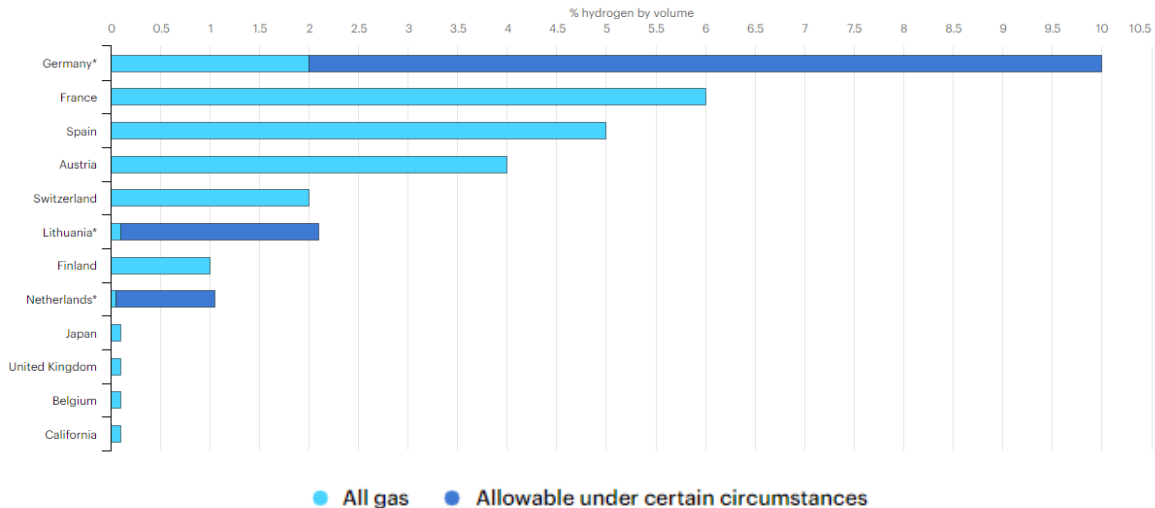
et fenomen som det til en viss grad ble tatt hensyn til da mange av rørene i Nordsjøen ble designet. Dette skyldes at rørene også eksponeres for hydrogenatomer fra utsiden produsert ved katodisk korrosjonsbeskyttelse. Det ble derfor valgt legeringer som tåler denne eksponeringen. Ved hydrogen under trykk til stede også fra innsiden vil imidlertid eksponeringen for hydrogen øke betraktelig. Derfor må man undersøke effekten av det på materialegenskapene før rørledningene kan godkjennes for hydrogentransport. Både mulighetene, utfordringene og hvorfor man tror hydrogentransport i eksisterende rør vil bli mulig er godt beskrevet i kronikk av prosjektleder i HyLINE prosjektet Vigdis Olden, Ref. /10/.

Det er også stor interesse for gjenbruk av eksisterende naturgassrør til hydrogentransport i Europa, og en rekke aktører som i dag planlegger hydrogenproduksjon, planlegger for mulig distribusjon i allerede eksisterende røرنettverk for naturgass. Blant disse prosjektene finner vi H21-prosjektet i England, Ref./11/, Ref./12/, NortH2 i Nederland, Ref. /13/, og Neptune Energy's PosHYdon, Ref./14/. Videre fremheves muligheten og konkurransefortrinnet i Nord-Nederlands hydrogenstrategi, Ref. /15/, og i en studie fra 2020 av Offshore Wind Industry Council & CATAPULT Offshore Renewable Energy i UK, Ref. /16/, som ser på mulighetene for hydrogenproduksjon i kombinasjon med havvind.

Gasunie satser tungt i hydrogenmarkedet og på å benytte den eksisterende infrastrukturen som finnes på land til hydrogendistribusjon. Sammen med DNV GL har de studert effekten av å blande hydrogen, enten 100% eller delvis sammen med naturgass, i eksisterende gassrøرنettverk på land, Ref./17/. Studien konkluderer med at ved visse modifikasjoner av det eksisterende nettverket, kan transport av hydrogen i det eksisterende røرنettverket være gjennomførbart. Dette sammenfaller med konklusjonen i rapporten fra H21-prosjektet, som sier at noen utbedringer må påregnes for å benytte naturgassnettverket til frakt av hydrogen på land. Rapporten fastslår imidlertid at ved gitte utbedringer er det mulig å transportere 100% hydrogen i eksisterende rør.

Effekten av hydrogen i gassrøرنettverket har også vært undersøkt i NaturalHy-prosjektet, Ref./18/, et EU-finansiert prosjekt som over 5 år undersøkte mulighetene og konsekvensene av innblanding av hydrogen i naturgassnettverket i Europa. NaturalHy-prosjektet gjennomførte forsøk med transport av hydrogen i onshore rørledninger både på laboratorie- og storskala nivå. Studien konkluderte med at innblanding av hydrogen i eksisterende naturgassrør kan være mulig med visse modifikasjoner. I tillegg konkluderte prosjektet med en lang rekke sikkerhetsvurderinger, og forbehold om at det ikke alltid vil være mulig med hydrogeninnblanding.

Som en totalvurdering, hvor både sluttbruk og egenskapene til distribusjonsnettene er tatt hensyn til, har ulike land landet på ulik grad av tillatt innblanding av hydrogen som vist Figur 3-6. Figuren er gjengitt fra IEA rapport «Limits on hydrogen blending In natural gas networks», Ref./19/. Grensene er basert på administrative og tekniske begrensninger, men noen av grensene, som for USA og UK er definert lavere enn det man anser som teknisk begrensende. En rapport skrevet basert på NaturalHy-prosjektet av National Renewable Energy Laboratory (NREL) konkluderer med at hydrogen kan innblandes i eksisterende gassnettverk med en lav risikoøkning opp til 20%, Ref./20/. Samtidig konkluderer rapporten med at en hydrogen-innblanding på 20% vil doble gasslekkasjen i rørene dersom man ikke gjør tiltak. H21-rapporten, som tidligere nevnt, konkluderer med at gassnettverket i Storbritannia kan tåle å bli 100% konvertert til hydrogentransport ved relativt små inngrep.



Figur 3-6 - Andel tillatt mengde hydrogen iblandet naturgass. Kilde: IEA, 2018, Ref /19/.

3.3 Transport i skip

Transport av CH_2 , LH_2 og NH_3 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 nytt. Verdens første skip for transport av LH_2 ble sjøsatt i 2019, mens konsept for transport av CH_2 i skip ikke har blitt realisert til nå (frakt av hydrogen i kontainere ikke medregnet). Global Energy Ventures (GEV) jobber med 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 Appendix B beskrevet nærmere status og muligheter knyttet til transport av CH_2 , LH_2 , NH_3 og LOHC i skip.

4 Offshore bunkring og lasteoperasjoner

Gode tekniske løsninger for overføring av hydrogen og ammoniakk fra et offshore lager til skip, vil være nødvendig for å kunne bunkre (fylling av drivstoff til eget bruk) og laste (overføring til tankskip for frakt til markedet) skip. Slike løsninger vil muliggjøre en ny drivstofflogistikk for skip som opererer jevnlig i området, og tilgang til markeder i Europa og andre verdensdeler. Dette kapittelet gir en oversikt over teknologistatus for overføring av CH₂, LH₂ og ammoniakk, samt eksisterende løsninger for offshore overføring.

Bunkringsoperasjoner og lasteoperasjoner for hydrogen og ammoniakk offshore vil mest sannsynlig kunne utføres ved bruk av samme tekniske løsningene. Teknologiløsninger, begrensninger og risikomomenter er tilsvarende for begge operasjonene og de kan dermed behandles under ett. De følgende delkapitlene er skrevet med fokus på bunkring, men de fleste av betraktningene er også gjeldende for lasteoperasjoner. For å fremheve likheter og forskjeller mellom bunkrings- og lasteoperasjoner oppsummeres lasteoperasjoner i et eget avsnitt med referanse til delkapitlene om bunkring.

Per mars 2021 finnes det ingen offshore bunkrings- eller lastemetoder for hydrogen (hverken for komprimert eller flytende) eller ammoniakk, som er etablert og kommersielt tilgjengelig til maritim bruk. Flere selskaper og organisasjoner ser imidlertid på mulighetsstudier for offshore bunkring. Equinor og Aker Solutions har planlagt en forstudie for en energistasjon offshore for produksjon av ammoniakk, der bunkring er vurdert som en del av konseptet. I Danmark skal det konstrueres to energioyer, der de også ser på muligheten for å inkludere havner for bunkring av grønt drivstoff, inkludert ammoniakk og hydrogen, Ref./21/.

En utfordring ved overføring av hydrogen til skip er at det ofte stilles krav til større bunkringsrate (kg H₂/min) enn det gjør til tungransport på land. Dette kompliserer hele bunkringsløsningen, fra kompressorer, lagringstrykk samt trykk og temperaturkontroll, i tillegg til at dette må være kompatibelt med lagringsmetode, Ref./22/. Infrastrukturen rundt ammoniakk er derimot godt utbredt, og flytende ammoniakk lastes i dag ombord på frakteskip og tankbiler. Denne teknologien må trolig skaleres og tilpasses før ammoniakk også kan bunkres offshore som drivstoff på fartøy.

En annen utfordring knyttet til bunkring offshore er at overføringsarrangementet må dimensjoneres for å kunne tåle påkjenningene fra de marine omgivelsene. Dette innebærer fleksible overføringsslanger med Emergency Release Coupling (ERC) og Break-Away Coupling (BAC) i tilfelle drift scenarioer. Dette er vanlige løsninger for offshore lasteoperasjoner for olje og gass i dag. I tillegg må løsningene være robuste nok til å tåle drift i tilstrekkelig høy bølgehøyde (4,5-5,5 m signifikant bølgehøyde). Dette er for å oppnå høyest mulig driftstid slik at skipene får lastet eller bunkret tilstrekkelig volum. Med en bunnfast plattform eller lastebøye vil det også være risiko for kollisjon mellom fartøy og plattform som må vurderes opp imot bunkringsmuligheter.

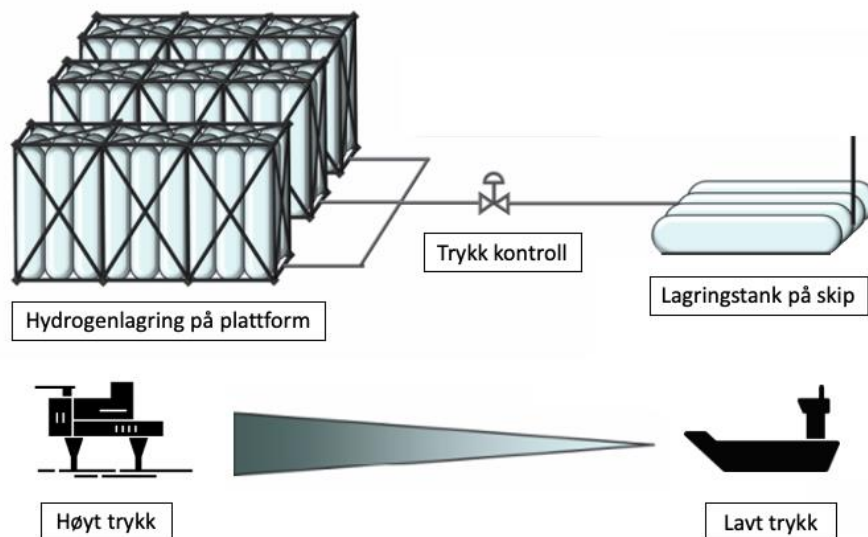
Utover dette må man også ta ulike sikkerhetshensyn. Disse vil blant annet avhenge av hvilket stoff som bunkres og om det er nedkjølt eller trykksatt hydrogen eller ammoniakk. Som nevnt i kapittel 2.3 er det brann- og eksplosjonsfare den største utfordringen ved håndtering av CH₂ og LH₂, mens for ammoniakk er hovedutfordringen knyttet til stoffets påvirkning på mennesker og dyr (giftig).

4.1 Bunkring av komprimert hydrogen (CH₂)

Som nevnt innledningsvis stilles det høyere krav til overføringsraten av hydrogen og ammoniakk for skip enn landtransport, helt enkelt fordi det skal fylles langt større volum. En fysisk konsekvens av å øke overføringsraten for å møte kravene for bunkring av skip, er at det utvikles mye varme i lagringstankene om bord på skipet. Dette er en spesiell problemstilling for hydrogen og bransjen ser på to løsninger for å opprette høy bunkringsrate. Enten ved å installere kjølesystem på lagertankene om bord på skipet, eller ved å for-kjøle hydrogenet før bunkring. Alternativt må bunkringsraten holdes lav, tilsvarende som for tungtransport (2 kg/min) for å unngå overopphetning om bord. Med drivstofforbruket til eksempelvis et lasteskip, vil dette ta for lang tid og lasteskipet vil til fordel bunkre ved kai.

For landbasert transport brukes kaskadefylling for fylling av komprimert hydrogen til lastebil og buss. Ved kaskadefylling offshore vil lagertankene på plattformen (eller undersjøiske lagringstanker) ha et høyere trykk enn lagertanken om bord på skipet. På denne måten vil hydrogenstrømmen flyte av seg selv fra høyt trykk til lavt trykk ved bunkring eller lastning. På ett tidspunkt vil trykket være utliknet (likt både i trykktank på plattform og om bord), og hydrogenstrømmen vil opphøre. Ved å dimensjonere størrelse og trykk på lagertankene riktig, kan man sørge for at denne likevekten oppstår akkurat når hydrogen tanken om bord på skipet er full. Ved kaskadefylling illustrert i Figur 4-1, må hydrogenlagring på plattform ha høyere trykk enn på lagringstankene på skipene. Lagringstankene på plattformen må derfor dimensjoneres for et mye høyere trykk enn det som er nødvendig for skipet sin del. Kaskadefylling vil være en raskere måte å bunkre på, estimert opp mot 20 kg/min, Ref./23/.

Det arbeides med å øke ratene for kaskadefylling av komprimert hydrogen. Selskapet Hyon jobber med å utvikle bunkringsløsninger for komprimert hydrogen ved kai med bunkringsrate på 200 kg/min. Dette gjøres ved økt slangediameter og trykk. Ettersom teknologien er tilgjengelig for landbasert bruk, ansees et slikt system for bunkring noe enklere enn for flytende hydrogen fra et risikoperspektiv, noe Lloyd's Register også konkluderer med i Ref. /4/.



Figur 4-1: Illustrert kaskadefylling fra lagringstank på plattform til lagringstank på skip som bunkrer. Illustrasjon basert på originalt diagram av Ocean Hyway Cluster

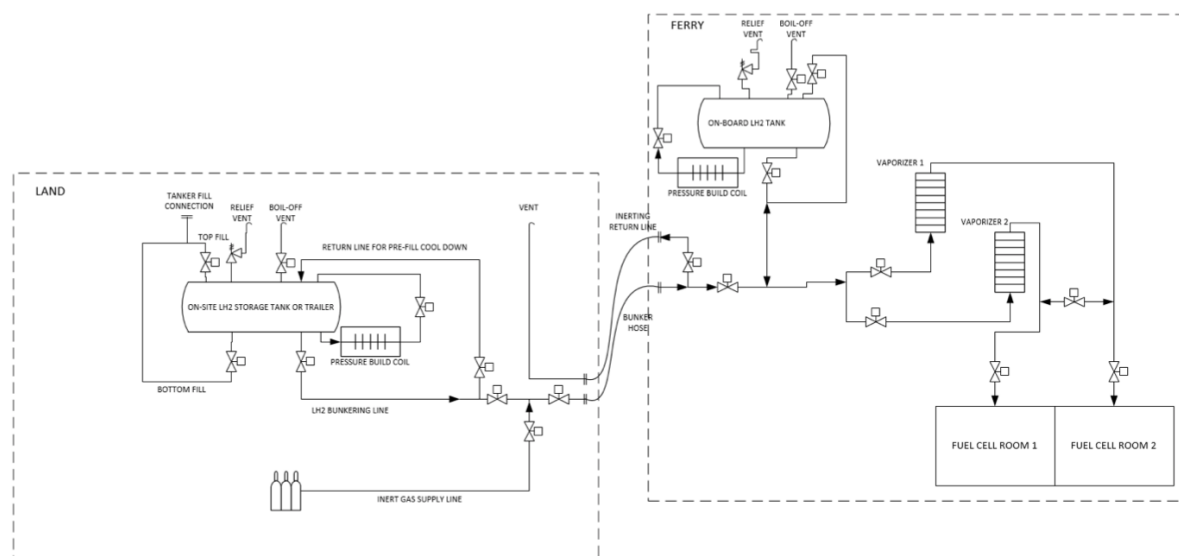
En annen metode for overføring av CH_2 er bruk av kompressor. Bunkring og lasteoperasjoner med kompressor innebærer at en kompressor driver hydrogenstrømmen videre når trykkforskjellen mellom tankene er utlignet. Dette er derimot regnet som en tidkrevende bunkringsprosess. Kompressorer er uansett en nødvendig del av et bunkrings- og lastesystem, både for kompressor- og kaskadefylling. Ved kaskadefylling er kompressorer nødvendige for å skape trykkforskjellen mellom plattform og lagringstank på fartøy som bunkrer.

Arena Ocean Hyway Cluster (OHC) har i en studie om maritim infrastruktur for hydrogen, pekt ut kaskadefylling og «swap-løsning» som mest gunstige bunkringsløsninger av komprimert hydrogen fra kai, Ref./22/. Swap-løsning går ut på å bytte ut tanker når disse er tomme. I et offshore system ville en swap-løsning kreve lasteoperasjoner fra plattform til fartøy, som må posisjoneres tett på plattformen. Dette gir betraktelig større risiko for kollisjon med plattform der lasteoperasjoner i et miljø med opptil 4-5 m signifikant bølgehøyde er veldig krevende. Av denne grunn, vurderes swap-løsning ugunstig opp imot andre alternativer for bunkring av komprimert hydrogen offshore.

4.2 Bunkring av flytende hydrogen (LH_2)

Linde og Air Liquide har i flere år levert store mengder flytende hydrogen, og Linde er blant annet med å utvikle første bunkringssystem for flytende hydrogen til Norleds hydrogenferje på Hjelmeland. Etter planen skal denne være i drift på hydrogen fra våren 2022. På Hjelmeland vil bunkring skje direkte fra en kryogen LH_2 trailer. Gjennom trykkoppbygning fra trailer kan man forvente en bunkringsrate på 35-40 kg/min, inkludert prosedyrer, Ref./24/. OHC oppgir en bunkringsrate på 50 kg/min med standardisert utstyr som trailere eller kontainer, og opp til 200 kg/min med skreddersydde løsninger, Ref./22/.

Et LH_2 kaibasert bunkringsarrangement til ferje har typisk oppsett gitt i Figur 4-2, og inneholder "break away" kobling og «dry disconnect» kobling.



Figur 4-2: Illustrativt oppsett for bunkring av hydrogen, Ref./25/.

Prosedylene rundt bunkring for LH_2 innebærer kjøling og at rørene tømmes for luft før bunkring. Koepunktet til flytende hydrogen er ved -253 grader og luft vil fryse om det kommer i kontakt. Bunkringsrør må derfor kjøles ned og tømmes for luft før LH_2 gjennomstrømmingen kan starte. Alle tilkoblinger og rør som er i kontakt med LH_2 i bunkringsprosessen trenger kjøling i forkant for å hindre «boil-off» under bunkring. Boil-off skyldes at hydrogenet varmes opp og går over i gassform.

Flytende hydrogen har flere egenskaper som kan sammenlignes med flytende naturgass (LNG), og derfor er det antatt at regelverket på LNG vil utgjøre grunnlaget for flytende hydrogen, Ref./4/. Likevel er det en rekke egenskaper med LH₂ i forhold til LNG som gjør at LNG systemer ikke direkte kan brukes til hydrogen, for eksempel bunkring og lasteteknologi brukt i offshore system på LNG. Eksempelvis har LH₂ lavere kokepunkt enn LNG og må derfor ha bedre isolasjon og større nedkjøling før overføring. Små hydrogenmolekyler gir også større sjanse for lekkasje i faseoverganger, som stiller krav til andre materialer for å unngå hydrogensprøhet. Man kan heller ikke bruke de samme inertgassene for LH₂ som for LNG, ettersom disse vil kondensere på grunn av den lave temperaturen. Teknologi brukt for laste/bunkring av LNG kan med andre ord ikke overføres på samme måte som regelverket, den må modifiseres for bruk til hydrogen, da hydrogen stiller høyere krav til sikkerhet og materialer.

4.3 Bunkring av ammoniakk (NH₃)

Infrastrukturen rundt ammoniakk er godt utbredt og flytende ammoniakk lastes i dag ombord på frakteskip og tankbiler. Sammenlignet med hydrogen, er sikkerhetsreguleringer rundt ammoniakk vel etablert. Teknologien som brukes for lasting vil kunne brukes offshore for bære lasteoperasjoner og bunkring, med mindre tilpasninger og skalering.

Ammoniakk er mindre brennbart enn hydrogen, og har ikke samme utfordringene med tanke på eksplosjonsfare ved lekkasje. Ulempen er at ammoniakk er giftig og har en kraftig, stikkende lukt som gir ubehag selv i svært små mengder, Ref./4/.

Ammoniakk lagres enten som nedkjølt væske ved atmosfærisk trykk, eller som trykksatt væske ved romtemperatur. Ved utslipp eller lekkasje, vil væsken fordampe. I rapporten fra Lloyd's Register beskrives de fysiske fenomenene som påvirker gasspredning ved utslipp eller lekkasje av flytende ammoniakk. Utslipp av trykksatt flytende ammoniakk vil danne tåkeskyer som skyldes at ammoniakken fordampes og kjøler ned omkringliggende luft. Selv om ammoniakk i gassform er lettere enn luft under standard betingelser, kan gassblandingen under gitte forhold være tyngre enn luft og forhindre gasskyen fra å stige. På grunn av ammoniakks giftige egenskaper, selv i svært lave konsentrasjoner, kan dette derfor utgjøre en betydelig risiko.

Ved lekkasje av nedkjølt ammoniakk, vil væsken først samle seg på bakken. Varmen fra bakken vil imidlertid medføre at ammoniakk fordampes, men som regel med en betydelig lavere fordampningsrate enn lekkasjerate. I et slikt tilfelle vil gassen være lettere enn luft og stige, og dermed medføre lavere eksponering for personell i nærheten. Normalt sett vil det derfor være lavere risiko knyttet til bunkring av nedkjølt ammoniakk enn trykksatt ammoniakk, selv for middels store utslipp, Ref./4/.

Et bunkringssystem for NH₃ vil bestå av overføringslanger som holder NH₃ under kokepunkt på minus 33,4 grader, samt en pumpe. Grønt skipsfartsprogram lanserte januar 2021 Håndbok om ammoniakk som marint drivstoff, Ref./26/, for å legge til rette for overgang bruk av ammoniakk som drivstoff for å redusere utslipp fra skip. Sikkerhetshåndboken presiserer at et bunkringssystem for ammoniakk, som for hydrogenbunkring, skal være utstyrt med dry-disconnection og drift-away kobling for å forhindre overbelastning av slanger i tilfelle drift scenarioer. Overføringslanger bør også gjennomstrømmes med inertgass etter bunkringsoperasjonen for å hindre risiko for lekkasje av ammoniakk når slangene ikke er i bruk. Det utredes også tiltak for å hindre skade om et utslipp skulle skje.

4.4 Bunkringsteknologi offshore

Dagens bunkrings- og lastearrangement brukt i olje og gass industri kan mest sannsynlig implementeres ved å modifiseres spesifikt mot hydrogen -og ammoniakkbunkring. Teknologiene som benyttes for lasting av olje og multifase⁴ til lastefartøy i Nordsjøen i dag kan benyttes opp til 4-5,5 m signifikant bølgehøyde.

4.4.1 Bow Loading System og Single Anchor Loading System

Kongsstein har i Vedlegg B vurdert bunnfast plattform-basert overføringsløsning og bunnfast Single Anchor Loading (SAL) arrangement som overførbare til ladning/bunkring av hydrogen (CH₂ eller LH₂) og ammoniakk (flytende). Begge krever at fartøyet som skal bunkre er utstyrt med et «Bow loading system» (BLS), samt dynamisk posisjonering (DP). BLS-system går ut på at overføringsslangen fra produksjonsenheten kobles til baugen på lasteskipet. Ulempen med en plattform-basert løsning er risikoen for kollisjon mellom lastefartøy og plattformen. Derfor er den bunnbaserte SAL den foretrukne løsningen. Avstanden fra en SAL-løsning til plattformen må være slik at et lastefartøy er utenfor sikkerhetsradius til produksjonsplattform i alle værretninger. De to bunkringsløsningene er illustrert i Figur 4-3.



Figur 4-3: Venstre: Plattformbasert løsning Ref./27/. Høyre: Single Anchor Loading (SAL) Ref./28/

Trelleborg, leverandør av fleksible slanger til olje- og gassindustrien, oppgir at det er enklest å adoptere tilgjengelig teknologi som brukes offshore i dag til bunkring av flytende ammoniakk. For ammoniakk kan kjent LNG og LPG teknologi i stor grad benyttes ved mindre justeringer. Eksisterende, felt-beviste design for LPG kan tas i bruk med mindre justeringer ettersom lineren på innsiden av slangene (UHMWPE) er kjent for å være kompatibel med ammoniakk i forskjellige faser og temperaturområdet for operasjon også samsvarer med ammoniakk.

Komprimert hydrogen er også en mulighet der utvikling av overføringslanger for komprimert gass er på god vei. De vurderer ladingsløsningen med bruk av plattform som den mest ideelle for bunkring av hydrogen og ammoniakk offshore, da lengden på overføringslanger er kortere enn for en bunnfast løsning (SAL). Ved en bunnfast løsning må det tas hensyn til trykkendring og eventuell faseendring ved enden på slangene samt hydrostatisk trykk. SAL løsning vil typisk være en ulempe hvis det oppstår

⁴ blanding av olje og gass

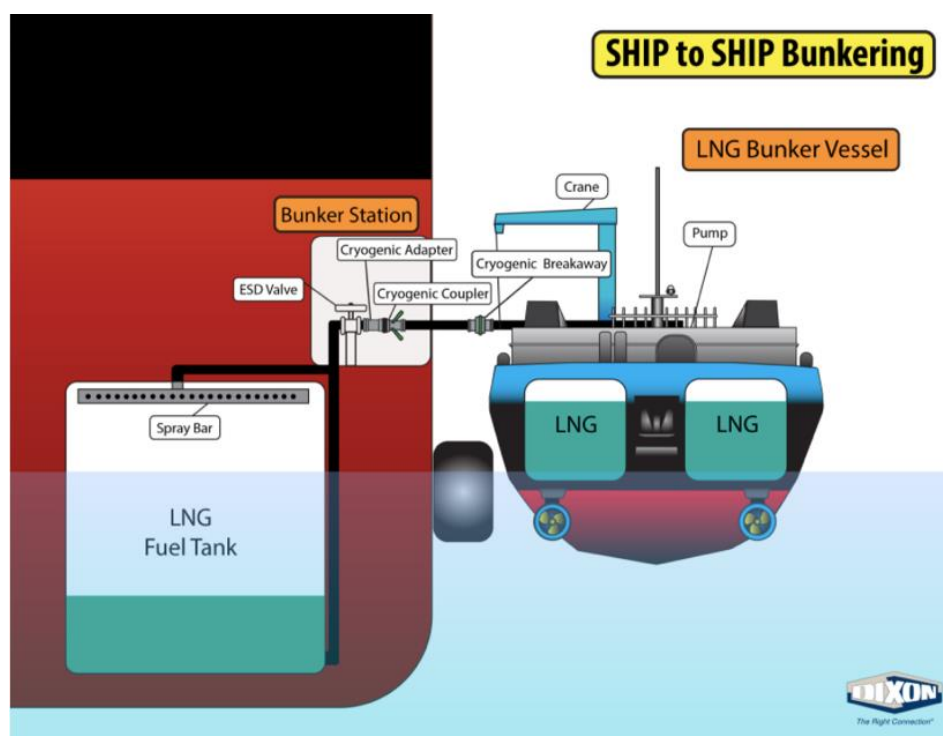
vanninntrenging i overføringsslangene. LH₂ og flytende ammoniakk vil begge fryse vannet som dermed kan tette overføringsslanger. Plattformbasert løsning vil ha slanger over vann og minske risiko for dette.

4.4.2 Skip-til-skip

For å unngå bunkringsoperasjoner med store tankskip i nærheten av produksjonsplattformer kan bunkring av store fartøy med en skip-til-skip metode være en løsning for bunkring av LH₂ og ammoniakk. Drivstoffet overføres i dette tilfellet fra plattform til et eget bunkringsskip som videre vil bunkrer forbigående skip som trenger drivstoff.

Ved bunkring av store mengder drivstoff kan som sagt bunkring av komprimert hydrogen ha utfordringer med at det utvikles mye varme i lagringstankene om bord på skipet. Ved bunkring av flytende hydrogen og ammoniakk med en skip-til-skip bunkringsløsning kan en se vekk ifra dette problemet. Drivstoffet overføres i dette tilfellet fra plattform til et eget bunkringsskip som videre vil bunkrer forbigående skip som trenger drivstoff. Teknologien benyttes i dag for bunkring av tradisjonelle flytende drivstoff. Fordelen med en slik bunkringsløsning er at bunkring kan skje i fart og i roligere sjøtilstand, enn der plattformen vil være plassert. En ulempe med bunkring direkte fra plattformen er nettopp bølgehøyde og værforhold. Moss Maritime, i samarbeid med Equinor, Wilhelmsen, Viking Cruises og DNV-GL lanserte i 2019 et mulighetsstudie for et fremtidig bunkringsskip for flytende hydrogen, Ref./29/. Med unntak av komponenter som kompressorer og «blowers» som skal forhindre at tankene oppvarmes, har potensielle leverandører/produsenter bekreftet at eksisterende utstyr for LNG kan modifiseres og tilpasses for LH₂ etter videre konstruksjon og testing, Ref./29/.

Skip-til-skip bunkring for LNG er illustrert i Figur 4-4.



Figur 4-4: LNG skip-til-skip bunkring. Konsept som trolig vil overføres til skip-til-skip bunkring av ammoniakk og LH₂. Illustrasjon fra Dixon valve, Ref./30/

ZEEDS samarbeidet ser også på bunkringsløsningen skip-til-skip for overføring av ammoniakk, som del av business case for flere av delprosjektene. Grieg Edge og Wärtsilä fikk i desember 2020 Pilot-E tildeling med mål å bygge verdens første ammoniakkdrevne tankskip.⁵ Et av markedspotensialene er å kunne forsyne skip med grønn ammoniakk med en skip-til-skip løsning. En skip-til-skip løsning til bunkring kan virke lovende operasjonelt sett, men det må medberegnes at det vil medføre betydelige energitap ved distribusjon gjennom et ekstra ledd i verdikjeden fra produksjon til drivstoff. Totalt sett vil dette redusere virkningsgraden hvis man ser på hele verdikjeden fra kraft til propellaksling på skipet som skal bunkre.

4.4.3 Sammenligning av bunkringsløsninger

Alle tre alternativene for offshore bunkring har særegne fordeler og ulemper, og det krever en evaluering av hele konseptet for å finne den mest optimale løsningen. Dybdeforhold er en parameter som er viktig for valg av bunkringsarrangement, men som ikke er tatt i betraktning i avsnittet. Fordeler og ulemper med hver av de nevnte teknologiene for offshore bunkring er gitt i Tabell 4-1.

Tabell 4-1: Offshore teknologier for bunkring fordeler og ulemper for bunkring av hydrogen og ammoniakk.

	Single Anchor Loading (SAL)	Plattform-basert overføringsløsning	Skip-til-skip
Fordeler	Beste løsning med tanke på signifikant bølgehøyde Ingen kollisjonsfare	Korte overføringslanger Mindre trykkendring og behov for fasekontroll.	Kan bunkre skip i andre områder Fleksibelt
Ulemper	Stor sikkerhetsradius Lange overføringslanger Trykkendringer i slange ved retur til havbunn	Risiko for kollisjon mellom lastefartøy og plattformen Høyere krav til DP ved operasjon nær lasteplattform/-bøye	Mister virkningsgrad ved bruk av ekstra skip Risiko for kollisjon mellom skip

4.5 Lasteoperasjoner for CH₂, LH₂ og ammoniakk

Lasting av skip offshore vi skje med spesialtilpassede skip som nevnt i kapittel 3.3. Det er store likheter mellom teknologiløsningene for lasteoperasjoner og bunkring. Flere av løsningene som allerede er presentert for bunkring er i utgangspunktet teknologi som per i dag benyttes for bøyelastere i olje- og gassindustrien. Overføring av hydrogen i komprimert og flytende form, samt ammoniakk kan i stor grad gjennomføres ved bruk av samme metoder og infrastruktur som er beskrevet for bunkring over. Flere av løsningene nevnt over, eksempelvis BLS og SAL, er i utgangspunktet metodene som i dag brukes for lasteoperasjoner og de samme fordeler og ulemper for CH₂, LH₂ og ammoniakk gjelder også for lasteoperasjoner. Skip-til-skip løsninger er ikke relevante for lasteoperasjoner, ettersom skipene som trengs for å utføre overføring vil bli i samme størrelse som tankskipene og hensikten dermed forsvinner.

⁵ Wärtsilä (2020) Grieg og Wärtsilä skal bygge banebrytende grønt ammoniakk tankskip, <https://www.wartsila.com/nor/media/nyhet/18-12-2020-grieg-og-w%C3%A4rtsil%C3%A4-skal-bygge-banebrytende-gr%C3%B8nt-ammoniakk-tankskip>

Den største forskjellen mellom bunkring og lasteoperasjoner er volumene som skal overføres. Dette innebærer at man må ha god overføringsrate (i likhet med bunkringsrate) for å kunne fylle innen rimelig tid. De fleste tankskip i Nordsjøen kan gjennomføre lasteoperasjoner opp til 4.5-5.5 m signifikant bølgehøyde, og man vil dermed være avhengig av å kunne fylle tilstrekkelig volum når vær og bølger ligger under de gitte begrensningene for skip og lastesystem. Som for bunkring oppnås best overføringsrate med dagens teknologi for ammoniakk grunnet høyere energitetthet og derav høyere bunkringsrate.

For lasteskip vil komprimert hydrogen bli tidkrevende og kreve lagring av store volum på høyt trykk for å kunne gjennomføre kaskadefylling. Dette medfører at man er avhengig av utvikling og forbedring av overføringsratene før dette blir en mulig løsning. Med 200 kg/min som er Hyons mål, som nevnt i kapittel 0, vil det lastes 12 tonn på en time og det vil ta 15 timer å laste en dags produksjon fra en 400 MW plattform. Ettersom overføringen av komprimert hydrogen er såpass tidkrevende kan dette tale for at rørledninger er en mer praktisk løsning med dagens teknologistatus tatt i betraktning.

5 Diskusjon og oppsummering

Som sett i kapitlene ovenfor finnes det flere løsninger for prosessering og lagring av hydrogen. Valg av løsning vil avhenge av videre konsept for lagring, transport og bruk av hydrogenet. Hvilken løsning som vil vinne frem som foretrukket løsning i ulike markedssegment og for produksjon offshore, er svært usikkert, og man er avhengig av videre studier på dette området for å kunne konkludere på ett konsept.

Fra et energiperspektiv er kompresjon den mest effektive formen for prosessering av hydrogen. Ved rørledninger for overføring av hydrogen til kan dette være effektiv løsning totalt sett også, der man ikke er avhengig av lagerkapasitet offshore. Ved bruk av tilstrekkelig store rør kan dette dekke lagringskapasitet, og man kan tilpasse trykk til avtalt leveransetrykk på mottakssiden. Større rør vil også bidra til lavere trykktap og energiforbruk for å sende gassen til land. Rør med stor diameter er imidlertid dyrere og mer komplekse å installere. Det er dermed nødvendig med videre arbeid for å undersøke om utbygging av nødvendig infrastruktur er økonomisk gjennomførbart og hvor stor rørdiameter som er hensiktsmessig.

I en overgangsfase, mens hydrogenproduksjonen skaleres opp, kan innblanding av hydrogen i naturgass være en måte å transportere mindre hydrogenvolumer til markedet. Hydrogengassen vil da bidra til å redusere CO₂-utslippene fra naturgassforbruket. I forskningsprosjektet HyLine vurderes nå mulighetene for å bruke eksisterende eksportør i Nordsjøen til transport av opp til 100% hydrogen. Teknisk sett vil dette trolig være mulig. 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 blanding av hydrogen og naturgass.

For prosessering av hydrogen til LH₂ og ammoniakk vil det kreves større anlegg offshore som kan innebære ekstra plattformer for å få plass til anleggene. Lagring av ammoniakk kan gjøres relativt enkelt ved å ta i bruk eksisterende teknologi fra olje- og gassbransjen, mens lagring av LH₂ er mer krevende. For begge disse mulighetene vil det trolig være mest aktuelt å transportere med skip, eller bunkre drivstoff til skip offshore. Totalt sett anses videreføring av hydrogen til ammoniakk som en enklere løsning enn flytende hydrogen, sett i et offshore perspektiv.

Offshore bunkring og lasting er krevende marine operasjoner som skal kunne gjennomføres i normale vær- og bølgeførhold. Per i dag skjer dette 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. I tillegg er man avhengig av tilstrekkelig høye fyllingsrater om dette skal være aktuelt å gjennomføre offshore. Dette vil kreve videreutvikling av utstyr for å kunne møte krav.

Basert på sammenligningen av CH₄, LH₂ og ammoniakk vil det være lettere å gjennomføre bunkring og lasting med ammoniakk enn CH₄ og LH₂. Ammoniakk har høyest energitetthet, vil oppnå høyere bunkringsrate, og er det drivstoffet der man er nærmest kommersielle offshore bunkringsløsninger da teknologien kan overføres fra olje- og gassindustrien med mindre eller ingen endringer. CH₄ og LH₂ har begge utfordringer når det kommer til lagring og overføring til skip. Begge er avhengig av teknologiutvikling for slanger og koblinger, men disse er mindre komplekse for komprimert hydrogen enn for flytende hydrogen.

Tabell 5-1 gir en oppsummering av teknologistatus for hvert prosesseringssteg for CH₂, LH₂ og ammoniakk, og av muligheter for bruk offshore.

Tabell 5-1: Oppsummering av teknologistatus og muligheter

Proseseringssteg	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 Ingen kommersielle skip per i dag. Konseptskisser er presentert.	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

6 Referanser

- /1/ Sofoklis S. Makridis (07.2016). *Hydrogen storage and compression in: Methane and hydrogen for energy storage*. 10.1049/PBPO101E. <https://digital-library.theiet.org/search?value1=&option1=all&value2=Sofoklis+S.+Makridis&option2=author>
- /2/ NCE Maritime Cleantech (25.04.2019). *Norwegian future value chains for liquid hydrogen*. <https://maritimecleantech.no/wp-content/uploads/2016/11/Report-liquid-hydrogen.pdf> Lest 26.01.2021.
- /3/ Ohlig, K., and Decker, L., (12.2013). *Latest Developments for hydrogen liquefaction technology*. AIP Conference Proceedings 1573, 1311 (2014). DOI: [10.1063/1.4860858](https://doi.org/10.1063/1.4860858)
- /4/ Lloyd's Register for Arena Ocean Hyway Cluster (07.05.2020), "Hydrogen and Ammonia Infrastructure – Safety and Risk information and Guidance" <https://static1.squarespace.com/static/5d1c6c223c9d400001e2f407/t/5eb553d755f94d75be877403/1588941832379/Report+D.3+Safety+and+regulations+Lloyds+Register.pdf>
- /5/ SINTEF and IAE, (19.12.2019), The Role of Large Scale Hydrogen, Hyper Closing Seminar , "Value chain analysis of liquefied hydrogen, ammonia and pipeline for long distance hydrogen transport" https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-1/day1_1140_ishimoto_value-chain-analysis-of-liquefied-hydrogen-ammonia-and-pipeline_iae_rev1.pdf
- /6/ DNV GL (2016), "Feasibility of hydrogen transport in existing pipelines – Pre-study: Hydrogen transport in existing subsea natural gas pipelines"
- /7/ DNV GL (2017), "Proposal for pilot: Re-qualification of Europipe for hydrogen transport"
- /8/ Norsk petroleum, *Rørtransportsystemer*. <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/rortransportsystemet/>
- /9/ SINTEF, HyLINE - Sikre rørledninger for hydrogentransport <https://www.sintef.no/prosjekter/2019/hyline-sikre-rorledninger-for-hydrogentransport/>
- /10/ 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/>
- /11/ Leeds City Gate (u.å). H21. <https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf> . Lest: 03.11.2020.
- /12/ Shrestha, Priyanka (2020) *First UK homes heated with hydrogen in latest demonstration*. <https://www.energylivenews.com/2020/11/16/first-uk-homes-heated-with-hydrogen-in-latest-demonstration/>

-
- /13/ NorthH2 (2021) *Transmission and storage*. <https://www.north2.eu/en/green-value-chain/transmission-and-storage/> Lest 09.03.2021
- /14/ Neptune Energy (20.04.2020). *Neptune Energy welcomes Gasunie as partner on PosHYdon green hydrogen project*. <https://www.neptuneenergy.com/media/press-releases/year/2020/neptune-energy-welcomes-gasunie-partner-poshydon-green-hydrogen> Lest 09.03.2021.
- /15/ "The Northern Netherland investment plan 2020 – Expanding the Northern Netherlands hydrogen valley" (2020)
- /16/ 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>
- /17/ DNV-GL (2017). *Verkenning waterstofinfrastructur*. https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur_rev2.pdf . Lest: 03.11.2020.
- /18/ European Commission; Naturalhy (10.2009). *Using the existing natural gas system for hydrogen*. https://www.fwg-gross-bieberau.de/fileadmin/user_upload/Erneuerbare_Energie/Naturalhy_Brochure.pdf
- /19/ IEA (2018) *Limits on hydrogen blending In natural gas networks*,. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-2018>
- /20/ NREL (03.2013). *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*. https://www.energy.gov/sites/default/files/2014/03/f11/blending_h2_nat_gas_pipeline.pdf
- /21/ Energistyrelsen (2021) *Energiøer* <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/udbud-paa-havvindmoelleomraadet/energieer> Lest:26.01.2021
- /22/ Arena Ocean Hyway Cluster (2020) *Hydrogen Technology and Supply Chains to the Maritime Sector, Report B.0*, https://static1.squarespace.com/static/5d1c6c223c9d400001e2f407/t/5fdb362533c6977cf5b32e7f/1608201769287/Endelig+rapport_B.0+Hydrogen+value+chains+2030_V4.pdf
- /23/ Greensight (2020) *Infrastruktur for hydrogen på kai – Berlevåg – Vadsø – Kirkenes*, Troms og Finnmark fylkeskommune
- /24/ S. Furnes (10.02.2021) *Hydrogenteknologi på skip/ferjer*, MutiMaritime Lest: 02.10.2021
- /25/ J. & K. L. Pratt (2016) *Feasibility of the SF-BREEZE: a Zero-Emission, Hydrogen Fuel Cell, High-Speed Passenger Ferry*, Sandia Report – SAND2016-9719, <https://energy.sandia.gov/download/38805/>
- /26/ Grønt Skipsfartsprogram (2020), *Ammonia as a Marine Fuel, Safety Handbook*,

<https://grontskipsfartsprogram.no/wp-content/uploads/2021/01/Ammonia-as-a-Marine-Fuel-Safety-Handbook.pdf?t=1618319827687>

- /27/ NOV (2021) *Submerged Yoke System*.
<https://www.nov.com/products/submerged-yoke-system>
- /28/ NOV (2021) *Single Anchor Loading*.
<https://www.nov.com/products/single-anchor-loading>
- /29/ Bøhlerengen M. (06.03.2019), *Liquid Hydrogen Bunker Vessel*, Moss Maritime
https://www.sintef.no/globalassets/sintef-industri/arrangement/hydrogen-safety-2019/13_liquid-hydrogen-bunker-vessel_m_bohlerengen_moss_maritime.pdf Lest: 10.02.2021
- /30/ Dixon valve (2021) *Natural Gas & Natural Gas Liquids*.
<https://www.dixonvalve.com/submarket/natural-gas-natural-gas-liquids> Lest: 11.03.2021

Vedlegg – TN-5

Vedlegg A – Wood: Review of Hydrogen Pipeline Flow Assurance Calculations	30
Vedlegg B – Kongstein: Offshore hydrogen transportation.....	52

Vedlegg A – Wood: Review of Hydrogen Pipeline Flow Assurance Calculations

Hydrogen Pipeline Flow Assurance Calculations

Prepared for: Greenstat AS
Doc Ref: J003173-00-FA-TEN-001
Rev: 0
Date: April 2021

Client	
Greenstat AS	
Document Title	
Hydrogen Pipeline Flow Assurance Calculations	
Wood Reference Number	Client Reference Number (if applicable)
J003173-00-FA-TEN-001	TBC
Contact	
<p>Mangala Ngala, Engineering Manager, Intelligent Operations mangala.ngala@woodplc.com Tel: +47 51 37 25 07</p> <p>Wood Golf Tower Kanalsletta 2 Røyneberg 4033 Stavanger Norway</p> <p>Tel +47 51 37 25 07 www.woodplc.com</p>	

Revision	Date	Reason for Issue	Prepared	Checked	Approved
0	09/04/21	Issued for Use	MN	HH	LM
B	24/02/21	Re-issued For Review	CM/MN	MN/HH	LM
A	10/02/21	Issued For Review	CM/MN	MN/HH	LM

INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS NOTICE AND DISCLAIMER

Wood Group Norway AS is the owner or the licensee of all intellectual property rights in this document (unless, and to the extent, we have agreed otherwise in a written contract with our client). The content of the document is protected by confidentiality and copyright laws. All such rights are reserved. You may not modify or copy the document or any part of it unless we (or our client, as the case may be) have given you express written consent to do so. If we have given such consent, our status (and that of any identified contributors) as the author(s) of the material in the document must always be acknowledged. You must not use any part of the content of this document for commercial purposes unless we (or our client, in the event that they own intellectual property rights in this document) have given you express written consent for such purposes. This document has been prepared for our client and not for any other person. Only our client may rely upon the contents of this document and then only for such purposes as are specified in the contract between us, pursuant to which this document was prepared. Save as set out in our written contract with our client, neither we nor our subsidiaries or affiliates provide any warranties, guarantees or representations in respect of this document and all liability is expressly disclaimed to the maximum extent permitted by law.



Executive Summary

A flow assurance, Quality Assurance (QA) review has been undertaken by Wood to assess the pressure drop calculations performed by Greenstat [Ref. 1] in order to check whether the inputs and assumptions are correct and whether similar results are obtained by Wood when compared against simulation results obtained with industry standard, 3rd party software used for steady state pressure drop analyses. The assessment was undertaken for a scenario where hydrogen (H₂) is being transported through a 200 km steel pipeline, for four different production scenarios ranging from 200 MW to 1600 MW and three pipeline pressures of 100 bar, 200 bar and 700 bar respectively.

The main conclusion from Wood's flow assurance review of the pressure drop calculations performed by Greenstat [Ref. 1] is that significant deviations are noted between the pressure drop calculation performed with the Renouard formula [Ref. 3] used in the Greenstat memo, compared to the equivalent pressure drop calculations performed with the 3rd party PIPESIM steady state flow simulation software used by Wood. The extent of deviation was noted to be highest at the higher operation pressure and smaller internal diameter (ID) cases. The calculation methodology used to obtain the pressure losses in the Greenstat memo (Table 2-1 of [Ref. 1]) appears to have applied the referenced equation from [Ref. 3] to the total pipeline distance whereas the methodology in [Ref. 3] recommends for the formula to be applied to incremental lengths of the total pipeline distance, calculating the inlet pressure, hydrogen properties and incremental pressure drop for each discrete section length as recommended in the calculation algorithm in [Ref. 3]. The accuracy of the algorithm/ calculation method discussed in [Ref. 3] can be improved by increasing the number of pipeline segments used in the calculation/ shortening the discrete section lengths used for each calculation step.

The following recommendations are made following this review/ QA process:

- Suitability of the formula given in the memo from should be reviewed against results given by Wood from the 3rd party simulation software (PIPESIM). It is possible that the assumptions made to derive this formula are unsuitable for some of the cases given in the memo received from Greenstat since the pipeline length has not been sufficiently discretised/ segmented to improve the accuracy of the calculated values.

The feasible pipe sizes (internal diameters, ID) identified for each operating pressure scenario ranged as follows:

- 100 bar: 8 inch (200 MW) to 16 inch (1600 MW);
- 200 bar: 6 inch (200 MW) to 12 inch (1600 MW);
- 700 bar: 4 inch (200 MW) to 8 inch (1600 MW); feasibility concerns were noted for the latter for diameters >10 inch.

A check of standard ASME pipe sizes required for each energy duty/ flowrate indicates potential feasibility concerns for a maximum allowable operating pressure (MAOP) of 700 bar, particularly for larger pipeline sizes e.g. IDs ≥ 10 inch.

Hydrogen service is known to reduce the fracture toughness of steels and this is pressure dependent. A pipeline MAOP of 700 bar is likely to be challenging to design for in terms of required pipeline size and wall thickness to meet the fracture toughness criterion. Wood recommend a detailed review of the proposed operating pressures used in this assessment as some might be practically infeasible due to the limitations in applicable steel grade(s) and the material impacts of hydrogen service, particularly once material derating and other design factors are taken into account.

Revision History (Optional)		
Revision	Date	Comments
A	10/02/2021	Issued for Review
B	24/02/2021	Re-Issued for Review – client comments incorporated
0	09/04/2021	Issued for Use – document title also updated

HOLDS		
No.	Section	Comment

Signatory Legend		
Revision	Role	Comments
0	Prepared	Mangala Ngala, Engineering Manager, Intelligent Operations
	Checked	Hooman Haghighi, Business Manager, Intelligent Operations
	Approved	Lars Myklebost, Operations Director, Wood Norway



Table of Contents

1.0	Introduction	7
1.1	Overview.....	7
1.2	Objective.....	7
1.3	Abbreviations	7
2.0	Review Summary	8
2.1	Review of Input Parameters.....	8
2.2	Review of Pressure Drop Methodology.....	9
2.3	Conversion from Power Capacity to Hydrogen Flowrate	10
2.4	Review of Pressure Drop Results	11
2.5	Evaluation of Pipe Size for Each Category.....	18
3.0	Conclusions and Recommendations.....	20
4.0	References	21



List of Tables

Table 2.1 Input Values to Pressure Loss Calculations 8

Table 2.2 Comparison of Hydrogen Density 8

Table 2.3 Conversion from Power Capacity to Hydrogen Flowrate ¹ 10

Table 2.4 PIPESIM Input Data 11

Table 2.5 Pressure Loss Comparison to Memo Cases - 200 km, 100 bar 12

Table 2.6 Pressure Loss Comparison to Memo Cases - 200 km, 200 bar 14

Table 2.7 Pressure Loss Comparison to Memo Cases - 200 km, 700 bar 16

Table 2.9 Velocity Limits for Different Outlet Pressures – 100 bar Operating Scenario 18

Table 2.10 Estimated Suitable Pipe Size (ID) for Each Category 19



1.0 Introduction

1.1 Overview

Flow assurance calculations have been performed by Greenstat Energy in order to assess the feasibility for transport of hydrogen in a 200 km steel pipeline [Ref. 1].

1.2 Objective

The purpose of this document is to summarise the outcomes of the Quality Assurance (QA) exercise performed as a check of the calculations performed by Greenstat. The following were required to be checked [Ref. 2]:

1. Whether correct assumptions, formulas and factors were used in the calculations;
2. Whether similar results are obtained with 3rd party software or other tools which Wood has access to;
3. Quick experience-based evaluation of pipe size for the production volume in each category.

1.3 Abbreviations

ϵ	Absolute Roughness
D	Diameter
H ₂	Hydrogen
HHV	Higher Heating Value
L	Length
LHV	Lower Heating Value
Nm ³ /h	Normal Cubic Metres per Hour ¹
P _{in}	Inlet Pressure
QA	Quality Assurance
°R	Degrees Rankine (temperature unit)
S _q	Relative Tetthet (Relative Density, H ₂ /air)
T	Temperature
Z	Compressibility

Notes: 1. Nm³ defined at Reference T = 0°C, Reference P = 1 atm (1.013 bar) as per previous IUPAC definition of Standard Temperature and Pressure

2.0 Review Summary

2.1 Review of Input Parameters

A list of input parameters was used in the pressure loss calculations as summarised in the table below (see Table 1-1, Section of [Ref. 1]).

Table 2.1 Input Values to Pressure Loss Calculations

Input	Value	Comment
P_in [bar]	100	-
P_in [Pa]	10 000 000	-
T [K]	283	-
Density, H ₂ @ 100 bar, 10°C [kg/m ³]	8.400	Note 1
Density, H ₂ @ 1 bar, 0°C [kg/m ³]	0.089	Note 2
G (specific gravity)	0.07	Note 3
Z_avg (compressibility)	1.06	Note 4
L [km]	200	-
ε (relative roughness) ⁵	0.02	Note 5, 6
Heat of combustion [MJ/kg]	142	Note 7

The following notes/ observations are made regarding the input parameters used:

1. There is a slight discrepancy noted in the value used for the density of hydrogen at 100 bar and 10°C. The % difference is approximately 4% higher for the value used in the memo (8.4 kg/m³) compared to Multiflash Thermodynamic modelling software (version 7.0.36) using the high accuracy GERG equation of state and also compared to publicly available data accessible from the NIST web book [Ref. 5]; see comparison below:

Table 2.2 Comparison of Hydrogen Density

Pressure	Temperature	Memo	Multiflash (v 7.0.36)	NIST Web Book	Difference
[bar]	[°C]	[kg/m ³]	[kg/m ³]	[kg/m ³]	[%]
100	10	8.4	8.06	8.0612	4.2



Pressure	Temperature	Memo	Multiflash (v 7.0.36)	NIST Web Book	Difference
[bar]	[°C]	[kg/m ³]	[kg/m ³]	[kg/m ³]	[%]
1	0	0.089	0.0887	0.0887	0.3

2. The correct value is used for the density of hydrogen at 1 bar and 0°C; see comparison in Table 2.2 above.
3. The specific gravity shown is in line with the known value of 0.0696 available from a range of public literature.
4. The reference pressure and temperature used for the compressibility (Z factor) are not clear but it is noted that an equivalent Z factor is obtained in Multiflash at the reference values of 100 bar and 10°C; Multiflash outputs:
 - 1.0621 at 100 bar and 10°C;
 - 1.0006 at 1 bar and 0°C.
5. Although the author refers to this as relative roughness it is assumed that the author meant absolute roughness as this symbol (Greek epsilon, ε) is for absolute roughness. Relative roughness is used to refer to the dimensionless term: ε/D.
6. The units are not indicated but the value shown is in line with the typical range of 0.02 to 0.05 mm used for commercial steel pipe under new service conditions.
7. The heat of combustion shown is in line with publicly available data for the gravimetric energy density of hydrogen which ranges from 120 MJ/kg (Lower Heating Value, LHV) to 142 MJ/kg (gravimetric Higher Heating Value, HHV).

2.2 Review of Pressure Drop Methodology

The following formula was used for the pressure drop calculations (Section 1.1 of [Ref. 1]).

$$p_1^2 - p_2^2 = 18.872 * S_q * T * Z * L * q_h^{1,82} * D^{-4,82}$$

Equation 2-1 Formula for Pressure Drop in Pipeline with Minimal Friction

It was noted by Wood that this equation is the Renouard hydraulic equation which is used within the reference literature given by Greenstat [Ref. 3]. Use of this equation is generally acceptable for smooth, steady-state conditions assuming relatively low pressure drops. Although this assumption is acceptable for the cases presented to Wood with large diameters/low flowrates, this assumption does not hold true for cases with a greater velocity and a large pressure drop (unless the pipeline is divided into smaller, discrete section lengths, for calculation of the incremental pressure drop from point to point). It is in these cases where a greater deviation from the values calculated by Wood were found.

It was also found that the formula in Equation 2-1 was used in the reference literature as one step in an iterative process which involved dividing the 200 km pipeline into 20 km sections, calculating pressure drop across each section, generating physical properties and comparing the results for the last pipeline segment with the results of an overall mass balance of the full pipeline. Based on email communication with Greenstat [Ref. 7], it appears the method followed in the memo applied the pressure drop equation to the entire pipeline length i.e. treating it as a single, 200 km segment, rather than dividing it into discrete section lengths as recommended in the reference



literature. The result of this approach is that a significant deviation in the predicted pressure drop is noted for the smaller diameter cases, where the gas velocities and pressure drop will be higher when compared for each flowrate scenario; see results comparison in Section 2.4. The deviation is lower i.e. the results approach the predicted pressure loss results obtained in PIPESIM, for the larger diameter cases presented in Section 2.4, in cases where the frictional pressure losses are minimal. It is expected that if the Greenstat calculations are repeated by performing the pressure drop calculation for smaller section lengths, this approach would give results more in line with the PIPESIM results obtained by Wood, for the smaller diameter cases presented.

2.3 Conversion from Power Capacity to Hydrogen Flowrate

The power capacity for each scenario was used to obtain the mass source flowrates applied to the calculations performed in PIPESIM. The hydrogen volumetric flowrates (Nm³/h) included in Table 2-1 of the memo are shown in the row in green in Table 2.3 below. The volumetric and mass source flowrates were calculated using 70% of the power capacity for each category. The 70% corresponds to the expected efficiency of for the electrolyser [Ref. 7]. The mass source flowrates shown in the last row of Table 2.3 below were used for the pressure drop calculations completed by Wood, for which the results are discussed in Section 2.4. The conversion calculation is shown below:

Table 2.3 Conversion from Power Capacity to Hydrogen Flowrate ¹

Heat of Combustion [MJ/kg]:	142			
Density of Hydrogen @ 0°C & 1 atm [kg/m³]:	0.089			
Electrolyser Efficiency [%]:	70			
Power Capacity [MW]:	200	400	800	1600
Energy Transport Calculated Mass Flowrate [MW]:	140	280	560	1120
Calculated Mass Flowrate [kg/s]:	0.986	1.972	3.944	7.887
Calculated Volumetric Flowrate [Nm³/s]:	11.078	22.155	44.311	88.622
Calculated Volumetric Flowrate [Nm³/h]: ²	39880	79759	159519	319038
Volumetric Flowrates from Greenstat Memo, Table 2-1 [Nm³/h]:	39809	79618	159237	318474
% difference²	0.2	0.2	0.2	0.2
Calculated Mass Flowrates from Greenstat Vol. Flowrates [kg/s]: ³	0.984	1.968	3.937	7.873

- Note:
1. Calculation inputs are shown in the blue rows, calculation outputs are shown in the white rows, Greenstat values for the volumetric flowrates are shown in the green row.
 2. Minor difference noted in the calculated volumetric flowrates ~0.2%. It is noted that a volumetric flowrate closer to the values from the Greenstat memo (i.e. the green row) are only obtained with a back calculated hydrogen density of 0.08916 kg/m³; this is slightly different from the value of 0.0887 kg/m³ obtained from Multiflash or the NIST Web book but is small enough that the discrepancy was ignored.
 3. i.e. these are the mass flowrates calculated, if the Greenstat flowrates (Nm³/h) are converted using the density value of 0.089 kg/m³. E.g.



$$[39\ 809\ \text{Nm}^3/\text{h} \times 0.089\ \text{kg}/\text{m}^3] / 3600\ \text{s} = 0.984\ \text{kg}/\text{s}$$

2.4 Review of Pressure Drop Results

The results of the pressure drop analysis completed by Greenstat were checked using a series of parametric studies completed in the simulation software PIPESIM v2018.1. The input for these cases is given in Table 2.4 below.

Table 2.4 PIPESIM Input Data

Input	Value
Internal Diameter	From 4 inch to 44 inch
Mass Flowrate	0.98 / 1.97 / 3.94 / 7.89 kg/s
Inlet Pressure	100 / 200 / 700 bar
Ambient Temperature	283 K / 10°C
Pipeline Length	200 km
Elevation Difference	0 m
Pipeline (Inside) Surface Roughness	0.02 mm

The results from PIPESIM have been shown for selected pipe sizes up to 16 - 24 inch ID depending on the operating pressure scenario. Based on Wood’s experience, the range of pipe sizes which can be considered for hydrogen service will be restricted by the material performance requirements (which will affect minimum allowable wall thickness) plus manufacturing and installation limitations. The higher the required operating pressure, the thicker the pipe wall is required to be with likelihood for more stringent material performance requirements due to risk of hydrogen embrittlement (the risk of hydrogen absorption may reduce the ductility of steel, resulting in potential fracture). It is therefore considered that pipe sizes up to the maximum 44 inch may be unrealistic to include in the range of sizes considered.

The pressure loss comparison was performed using the density at 0°C and 1 atm (0.089 kg/m³) to convert the volumetric flowrates given by Greenstat (in Table 2-1 of the memo, [Ref. 1]) into equivalent mass flowrates for input to PIPESIM. This calculation was performed for the 100, 200 and 700 bar inlet pressure case to allow for a like for like comparison between the pressure drops calculated using both the Greenstat method and PIPESIM for each volumetric flowrate from the memo (39809 Nm³/h up to and including 318474 Nm³/h).



Table 2.5 Pressure Loss Comparison to Memo Cases - 200 km, 100 bar

Internal Diameter [inch]	0.98 kg/s ¹ (39809 Nm ³ /h)				1.97 kg/s ¹ (79618 Nm ³ /h)				3.94 kg/s ¹ (159237 Nm ³ /h)				7.87 kg/s ¹ (318474 Nm ³ /h)			
	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop ³ [%]	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop ³ [%]	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop ³ [%]	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop ³ [%]
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	32.6	41.16	11.10	26.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	7.07	8.12	4.08	14.9	27.99	35.40	11.41	26.5	-	-	-	-	-	-	-	-
10	2.35	2.61	2.47	11.1	8.58	10.05	5.32	17.2	35.19	46.95	17.68	33.4	-	-	-	-
12	0.97	1.05	1.69	8.7	3.47	3.93	3.47	13.2	12.87	15.64	7.86	21.5	61.32	-	-	-
14	0.46	0.49	1.23	7.1	1.64	1.81	2.50	10.4	5.90	6.90	5.26	17.0	22.83	29.56	13.73	29.5
16	0.24	0.26	0.94	6.5	0.86	0.93	1.90	8.4	3.06	3.48	3.89	13.9	11.26	13.84	8.67	22.9
18	0.14	0.14	0.74	2.4	0.48	0.52	1.49	8.5	1.72	1.93	3.03	11.9	6.22	7.41	6.40	19.1
20	0.08	0.09	0.60	6.6	0.29	0.31	1.21	6.8	1.03	1.14	2.43	10.5	3.69	4.30	5.02	16.6



Internal Diameter [inch]	0.98 kg/s ¹ (39809 Nm ³ /h)				1.97 kg/s ¹ (79618 Nm ³ /h)				3.94 kg/s ¹ (159237 Nm ³ /h)				7.87 kg/s ¹ (318474 Nm ³ /h)			
	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop ³ [%]	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop ³ [%]	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop ³ [%]	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop ³ [%]
24	0.03	0.03	0.42	14.4	0.12	0.13	0.84	5.1	0.43	0.46	1.68	7.2	1.52	1.71	3.40	12.7

- Note:
- The mass flowrates shown for each case correspond to the volumetric flowrates from the Greenstat memo multiplied by the hydrogen density of 0.089 kg/m³. E.g. [39 809 Nm³/h × 0.089 kg/m³] / 3600 s = 0.984 kg/s and so on.
 - Pipe IDs which result in velocities in the desired range of 5 – 10 m/s for continuous operation are shown in shaded green cells; results > 10 m/s are shown in shaded red cells (values < 5 m/s are shown in white/ not shaded).
 - Percentage difference (between the Wood vs Greenstat values) for pressure drop > 10% are shown in **red, bold font**; percentage difference from 5 – 10% are shown in **orange, bold font**.



Table 2.6 Pressure Loss Comparison to Memo Cases - 200 km, 200 bar

Internal Diameter [inch]	0.984 kg/s (39809 Nm ³ /h) ¹				1.968 kg/s (79618 Nm ³ /h) ¹				3.937 kg/s (159237 Nm ³ /h) ¹				7.873 kg/s (318474 Nm ³ /h) ¹			
	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	38.43	49.74	6.61	29.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	14.99	18.30	3.87	22.05	59.91	83.07	11.59	38.65	-	-	-	-	-	-	-	-
8	3.64	4.18	2.04	14.96	13.16	16.20	4.31	23.10	51.60	71.87	11.99	39.28	-	-	-	-
10	1.23	1.37	1.29	11.49	4.39	5.14	2.62	17.13	15.97	20.22	5.63	26.61	64.55	96.14	18.70	48.93
12	0.51	0.56	0.89	8.90	1.81	2.05	1.79	13.50	6.47	7.82	3.68	20.89	23.91	31.75	8.30	32.80
14	0.24	0.26	0.65	7.92	0.86	0.95	1.31	10.77	3.05	3.57	2.65	17.11	11.00	13.91	5.57	26.46
16	0.13	0.13	0.50	2.62	0.45	0.49	1.00	9.09	1.60	1.83	2.01	14.07	5.70	6.97	4.12	22.31
18	0.07	0.07	0.39	5.43	0.26	0.27	0.79	5.23	0.90	1.01	1.59	12.58	3.21	3.83	3.21	19.21
20	0.04	0.04	0.32	7.50	0.15	0.16	0.64	8.00	0.54	0.60	1.28	11.02	1.93	2.25	2.58	16.48

Note: 1. The mass flowrates shown for each case correspond to the volumetric flowrates from the Greenstat memo multiplied by the hydrogen density of 0.089 kg/m³. E.g. [39 809 Nm³/h



Internal Diameter [inch]	0.984 kg/s (39809 Nm ³ /h) ¹				1.968 kg/s (79618 Nm ³ /h) ¹				3.937 kg/s (159237 Nm ³ /h) ¹				7.873 kg/s (318474 Nm ³ /h) ¹			
	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³

× 0.089 kg/m³/ 3600 s = 0.984 kg/s and so on.

2. Pipe IDs which result in velocities in the desired range of 5 – 10 m/s for continuous operation are shown in shaded green cells; results >10 m/s are shown in shaded red cells (values < 5 m/s are shown in white/ not shaded).
3. Percentage difference (between the Wood vs Greenstat values) for pressure drop >10% are shown in **red, bold font**; percentage difference from 5 – 10% are shown in **orange, bold font**.

It must be noted that although the maximum operating pressure case considered is 700 bar, hydrogen service is known to reduce the fracture toughness of steels and this is pressure dependent. Although the results in for 700 bar service have shown sizes up to 18 inch ID to be feasible from a pressure drop/ hydraulic perspective, a quick check of the wall thickness requirements has indicated that the larger pipeline sizes (e.g. 10 inch ID and above) will likely be borderline or not be feasible to deliver based on reference to standard ASME pipe sizes available and once material derating and design factors are taken into account. A pipeline Maximum Allowable Operating Pressure of 700 bar is likely to be challenging to design for in terms of required pipeline size and wall thickness to meet the fracture toughness criterion.



Table 2.7 Pressure Loss Comparison to Memo Cases - 200 km, 700 bar

Internal Diameter [inch]	0.984 kg/s ¹ (39809 Nm ³ /h)				1.968 kg/s ¹ (79618 Nm ³ /h)				3.937 kg/s ¹ (159237 Nm ³ /h)				7.873 kg/s ¹ (318474 Nm ³ /h)			
	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³
3	168.27	261.71	7.48	55.53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.5	74.37	107.53	4.38	44.59	323.31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	38.03	52.56	3.14	38.21	145.82	228.64	7.98	56.79	-	-	-	-	-	-	-	-
5	12.74	16.51	1.93	29.59	46.08	65.72	4.09	42.63	180.64	300.15	11.70	66.16	-	-	-	-
6	5.26	6.51	1.33	23.83	18.76	25.28	2.71	34.74	68.71	103.15	5.95	50.13	291.32	664.26	153.91	128.02
8	1.31	1.52	0.74	15.76	4.64	5.79	1.49	24.79	16.52	22.54	3.04	36.44	60.25	91.78	6.61	52.33
10	0.45	0.48	0.47	7.56	1.58	1.87	0.95	18.04	5.59	7.17	1.91	28.25	19.95	28.15	3.92	41.09
12	0.19	0.18	0.33	-4.00	0.66	0.74	0.66	11.48	2.32	2.83	1.32	22.13	8.22	10.98	2.67	33.61
14	0.09	0.07	0.24	-19.44	0.31	0.33	0.48	6.23	1.10	1.29	0.97	17.52	3.90	4.99	1.95	28.01
16	0.05	0.03	0.19	-48.20	0.16	0.16	0.37	-0.94	0.58	0.65	0.74	12.31	2.04	2.53	1.49	23.90

Note: 1. The mass flowrates shown for each case correspond to the volumetric flowrates from the Greenstat memo multiplied by the hydrogen density of 0.089 kg/m³. E.g. [39 809 Nm³/h



Internal Diameter [inch]	0.984 kg/s ¹ (39809 Nm ³ /h)				1.968 kg/s ¹ (79618 Nm ³ /h)				3.937 kg/s ¹ (159237 Nm ³ /h)				7.873 kg/s ¹ (318474 Nm ³ /h)			
	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³	Pressure Drop - Memo [bar]	Pressure Drop [bar]	Outlet Velocity [m/s] ²	Increase in Pressure Drop [%] ³

× 0.089 kg/m³/ 3600 s = 0.984 kg/s and so on.

2. Pipe IDs which result in velocities in the desired range of 5 – 10 m/s for continuous operation are shown in shaded green cells; results >10 m/s are shown in shaded red cells (values < 5 m/s are shown in white/ not shaded).
3. Percentage difference (between the Wood vs Greenstat values) for pressure drop >10% are shown in **red, bold font**; percentage difference from 5 – 10% are shown in **orange, bold font**.

There is a considerable deviation in pressure drop for the flowrate associated with each production scenario, which is at its worst for higher velocity/ smaller diameter cases. This is likely due to the simplifications in the calculation method, which have been discussed in further detail in Section 2.2. The Renouard equation is generally permissible for calculating pressure drops during smooth, steady-state conditions assuming relatively low pressure drops. This is true of many of the cases in the table above, however, as the velocity increases the tendency for laminar flow decreases and the calculation method underpredicts pressure drop considerably when compared to PIPESIM, unless smaller incremental section lengths are used.



2.5 Evaluation of Pipe Size for Each Category

Based on the pressure drop calculations performed in PIPESIM and presented in Table 2.5 to Table 2.7, Wood has performed a quick experience-based evaluation of pipe size required for the production volume in each category.

The following criteria was used as a starting point as per ASME B31.12 for Hydrogen Piping and Pipelines [Ref. 6], which recommends that the H₂ gas velocity in piping should not exceed the erosional velocity u_e , calculated by Equation 2-2 below. Note: ASME B31.12 is not an offshore design code but it details the requirements/ material implications when designing for hydrogen service, which could be transferred/ used to supplement the offshore pipeline design codes such as DNVGL-ST-F101.

$$u_e = \frac{100}{\sqrt{\frac{29GP}{ZRT}}}$$

Equation 2-2 Erosional Velocity

Where:

- G = gas gravity (0.0695);
- P = minimum pipeline pressure, psia;
- R = Universal gas constant = 10.73 ft³.psia;
- T = flowing gas temperature, °R;
- u_e = erosional velocity, ft/s (the applicable multiplication factor can be applied to convert to m/s);
- Z = compressibility factor at specified temperature and pressure (dimensionless).

Some typical values obtained for the lowest operating pressure scenario (100 bar) are shown below.

Table 2.8 Velocity Limits for Different Outlet Pressures – 100 bar Operating Scenario

Outlet Pressure [bara]	Compressibility, Z [-]	Velocity Limit, u_e ¹ [m/s]
100	1.062	43
90	1.056	45
80	1.049	48
70	1.043	51

Note: 1. The velocity limits reduce with increasing operating pressure e.g. to 31 m/s for 200 bar or 19 m/s for 700 bar (at 10°C operating temperature).

The outlet velocities in the corresponding pressure drop results table for 100 bar (see Table 2.5, Section 2.4) are all below the velocity limits in Table 2.8, even for the smaller diameter cases considered. However the velocity limit criteria calculated using Equation 2-2 above typically applies to piping. For long distance pipelines conveying gas flow, the normal range of velocities is desired to be maintained in the range of 5 - 10 m/s for continuous flow and not to exceed 20 m/s for intermittent flow (based on previous projects); for pipelines conveying liquid, it is desirable to maintain the normal range of flow in the range of 1 to 2 m/s. On the basis of the velocity deemed to be acceptable for conveying of gas flow (5 - 10 m/s), the pipe size range for each category is shown highlighted



in green rows in the results tables in Section 2.4 (Table 2.5 to Table 2.7); the pipeline sizes resulting in high velocities outside the 5 – 10 m/s range are shown in red.

On this basis, an example/ summary of the likely suitable pipe sizes for each category is shown in Table 2.9 below for the 100 bar and 200 bar operating pressure scenarios:

Table 2.9 Estimated Suitable Pipe Size (ID) for Each Category

Operating Pressure	Reference Table ¹	Minimum Pipe Internal Diameter for Each Production Scenario ²			
		200 MW (1.408 kg/s)	400 MW (2.817 kg/s)	800 MW (5.634 kg/s)	1600 MW (11.268 kg/s)
[bar]	[-]	[inch]	[inch]	[inch]	[inch]
100	Table 2.5	8	10	12	16
200	Table 2.6	6 ³	8	10	12 - 14
700	Table 2.7	4 ⁴	5 ⁴	6 - 8 ⁴	8 - 10 ^{4.5}

- Note:
1. See pressure drop results tables in Section 2.4.
 2. Based on limiting criteria of a desired velocity in the range of 5 – 10 m/s for continuous operation; see Table 2.5, Table 2.6 and Table 2.7 (Section 2.4).
 3. Although the 5" ID is shaded "green" in terms of outlet velocity being in the 5 – 10 m/s range for the 200 bar operating case (see Table 2.6), the pressure drop is quite high (~50 bar i.e. 25% of the operating pressure). Therefore 6" ID or greater is recommended for this case.
 4. Although some smaller IDs are "green" in terms of outlet velocity being in the 5 – 10 m/s range for the 700 bar operating case (see Table 2.7), the pressure drop is quite high for some of the cases with "green" shaded cells. Therefore slightly larger ID than the "green" shaded cases is shown/ recommended so as to allow for a lower pipeline pressure drop.
 5. Pipeline sizes with 10 inch ID or greater are shown in red for the 700 bar operating pressure as they were borderline or infeasible in terms of the wall thickness required for pressure containment. This is likely to render larger diameters infeasible for the 700 bar case, once any applicable material derating or design factors are taken into account.

As discussed in Section 2.4, an informal check of the standard ASME pipe sizes that would be required to meet each duty (capacity/ energy flowrate) indicates that for the highest operating pressure (700 bar), the wall thickness requirements for larger pipeline sizes would practically not be feasible for such high operating pressures. This requires further assessment to determine the exact cut off point for the maximum feasible standard pipe size as feasibility concerns were noted for the cases >10 inch ID at the 700 bar operating pressure.



3.0 Conclusions and Recommendations

The main conclusion from Wood's flow assurance review of the pressure drop calculations performed by Greenstat [Ref. 1] is that there are significant discrepancies between the pressure drop calculation performed using the formula presented in Section 1.1 of the Greenstat memo and the equivalent pressure drop calculations performed using the 3rd party PIPESIM steady state flow simulation software. The extent of deviation was noted to be highest at the higher pressure drop/ smaller diameter cases, whilst it is noted that the applied Renouard hydraulic equation from [Ref. 3] is applicable to flow in smooth pipes and for small pressure drops. The Renouard equation also assumes a constant density of the fluid within the pipe/ conduit being assessed, which will not be true for the higher pressure drop cases analysed in the Greenstat calculation (gas density and therefore incremental pressure drop will vary along the pipeline length for the cases where there is significant pressure drop from pipeline inlet to pipeline outlet). The calculation methodology used to obtain the pressure losses in the Greenstat memo (Table 2-1 of [Ref. 1]) applied the referenced equation from [Ref. 3] to the total pipeline distance [Ref.]; this is believed to be the cause of the discrepancy. In contrast, the methodology in [Ref. 3] recommends application of the formula to incremental lengths of the total pipeline distance, calculating the inlet pressure, hydrogen properties and incremental pressure drop for each discrete section length as recommended in the calculation algorithm in [Ref. 3]. The accuracy of the algorithm/ calculation method discussed in [Ref. 3] can be improved by increasing the number of pipeline segments used in the calculation/ shortening the section lengths used for each calculation step.

The following recommendations are made following this review/ QA process:

- Suitability of the formula given in Equation 2-1 from should be reviewed against results given by Wood from the 3rd party simulation software PIPESIM. As discussed, it is possible that the assumptions made to derive this formula are unsuitable for some of the cases given in the memo received from Greenstat due to the fact that the pipeline length was not sufficiently discretised/ segmented to improve the accuracy of the calculated values. It is recommended that the results from both methods should be reviewed against the alternative formula in the Greenstat memo (Figure 1.2 in ref. [1]) to determine its suitability in calculating pressure drop.

It must be noted that although the maximum operating pressure case considered is 700 bar, hydrogen service is known to reduce the fracture toughness of steels and this is pressure dependent. A MAOP of 700 bar is likely to be challenging to design for in terms of required pipeline size and wall thickness to meet the fracture toughness criterion; feasibility concerns were noted for pipe sizes > 10 inch ID, for the 700 bar operating pressure case.

Wood has recently reviewed the accepted UK and international design standards for application to the design of new (and converted) gaseous to hydrogen service rigid steel pipelines. Our study identified that the expected allowable operating pressure for hydrogen can significantly reduce compared with natural gas varying from 35% to 50% depending on material grade. Wood recommend a detailed review of the proposed operating pressures used in this assessment as some might be practically infeasible due the grade and the material impacts of hydrogen service.

4.0 References

1. "Flow Assurance Calculations", Greenstat Ref. Memo-GS-WOOD-001, Rev 01, 30/08/2013.
2. Email from tine@greenstat.no (Tine Louise Trøen, Greenstat Energy) to lars.myklebost@woodplc.com (Lars Myklebost, Wood plc), "Flow assurance", 25th January 2021, 14:15.
3. "Thermodynamic analysis of hydrogen pipeline transportation – selected aspects", AGH Drilling Oil Gas, Wlodek, T & Laciak, M, 2016.
4. "Thermodynamic and Technical Issues of Hydrogen and Methane-Hydrogen Mixtures Pipeline Transportation", Kuczynski S, Laciak M, Olijnyk A, Szurlej A, Wlodek T, 2019.
5. "NIST Chemistry Web Book, SRD 69", webbook.nist.gov/chemistry/fluid, NIST US Department of Commerce, SRD 69, © 2018.
6. "Hydrogen Piping and Pipelines", ASME B31.12, 2019.
7. Email from are@greenstat.no (Are Obstad Sæbø, Greenstat Energy) to lars.myklebost@woodplc.com (Lars Myklebost, Wood plc), "RE: Første estimat, Hydrogenplattform, caser", 16th February 2021, 23:27.

-o0o-

Vedlegg B – Kongstein: Offshore hydrogen transportation



KONGSTEIN

KONGSTEIN AS

Sørlige Nordsjø – Study Hydrogen from Offshore Wind

Offshore Hydrogen and Ammonia Transportation in Ships

Revision	Date	Issued by	Approved by	Remarks
03	20/04/2021	BJ	RTV	Issued to Client

Greenstat AS

Are Opstad Sæbø, Tine Louise Trøen
Thormøhlens Gate 51
5006 Bergen
Norway

Client Ref.: Sørlige Nordsjø – Study Hydrogen from Offshore Wind

Rev. 03

KONGSTEIN Ref.: 241-01-01_Greenstat AS_Sørlige Nordsjø_Annex – Study Hydrogen

20/04/2021



Table of Contents

List of Abbreviations.....	2
1. Comparison between Transportation Methods.....	3
1.1 Pros and Cons of Hydrogen Derivates.....	3
1.2 Required Equipment Offshore.....	7
2. Transportation Vessel Characteristics.....	9
2.1 Vessel Size.....	9
2.2 Containment System.....	9
3. Loading / Unloading Arrangement.....	11
4. Offshore Bunkering.....	12
5. Basic Hazardous Identification.....	13
6. Summary.....	13

List of Abbreviations

AISI 316	Stainless Steel Type
BLS	Bow Loading System
CTV	Crew Transfer Vessel
DP	Dynamic Positioning
GH ₂	Gaseous (Pressurized) Hydrogen
H ₂	Hydrogen
H _s	Significant Wave Height [m]
LH ₂	Liquid Hydrogen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
LPG	Liquified Petroleum Gas
NH ₃	Ammonia
SAL	Single Anchor Loading
SOV	Service Operation Vessel



1. Comparison between Transportation Methods

There are several of ways to transport hydrogen in the maritime environment. It can either be transported in compressed- ($G\text{H}_2$) or liquefied form ($L\text{H}_2$), chemically attached to a carrier liquid (Liquid Organic Hydrogen Carrier – LOHC) or converted to other chemicals such as ammonia (NH_3). The different technologies have obviously an impact on cost and overall efficiency in addition to advantages and disadvantages.

1.1 Pros and Cons of Hydrogen Derivates

1.1.1 Low Pressure Hydrogen

Higher storage pressure will obviously result in higher energy density (volumetric), but usually requires the use of composite material at a high capital cost. The alternative low pressure (up to 200 bar) has the advantage of being able to use recyclable steel materials in the storage/containment system, thus significantly reducing capital costs. Reducing the storage pressure allows for using larger size storage tanks, which makes the integration onboard a vessel less challenging. Since fewer tanks are required, the number of pipe connections are reduced accordingly, which again reduce the number of potential leakages thus improving the overall safety. While the number of pipes will be reduced, the pipe diameter will increase according to the volume and mass flow, which inevitable impacts the auxiliary equipment. It might be a challenge to design applications such as flow meters and valves for larger diameters. As low temperatures may occur during discharging of the hydrogen, the material used in both pipes and auxiliary equipment has to be manufactured from low temperature steel, e.g. stainless steel AISI 316.

A major advantage of using lower storage pressure is the reduced energy consumption for compressing versus higher pressure.

On the other hand, lower storage pressure requires more space on the offshore storage facility (see Figure 1), transportation vessel and in the offloading port. Also, if the hydrogen is required at a higher pressure-level onshore, additional compressor has to be installed in the port.

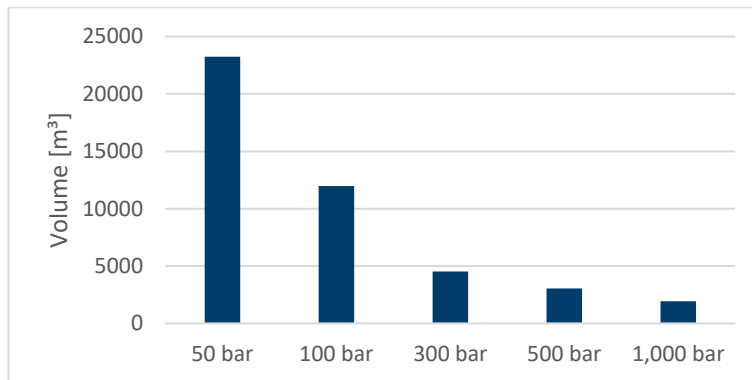


Figure 1: Volume requirements for 100 t of hydrogen @ 0°C (Source: NIST)

Figure 1 does not take into account the auxiliary steel structures (i.e. support structures, support frames etc.) and the required distances between the single smaller bottles required for higher pressure. Hence, not only the storage volume has to be considered but the entire containment system will have an impact on the required volume onboard a vessel. It is, however expected a decreased overall weight and dimensions when increasing the storage pressure.

1.1.2 High Pressure Hydrogen

High pressure hydrogen (200 – 500 bar) has the obvious benefit in the higher energy densities, hence reducing the volume required for storage (see Figure 1). Less volume required results in more payload onboard the transport vessel, which can make the logistical cycle more attractive for vessel owners. However, with increased pressure there will inevitably be a requirement to reduce the tank sizes. Likewise, steel is no longer a suitable material to use for the tanks and composite materials are currently the only suitable material. The current disadvantage with composite material is the high cost. In addition, its recyclability is rather low and challenging.

Smaller tanks also result in substantial increased number of tanks and subsequently piping connections which results in a higher risk of leakages in addition to a more complex process of controlling loading and unloading of large hydrogen volumes. Pressure loss is considered neglectable low, if pipe dimensions are designed project specific. Furthermore, the mass and volume streams need to be aligned with the compressor capacity.



Increased energy consumption for compressing is also a challenge as well as finding suitable couplings that can handle the combination of relatively high volume-flow and high pressure, both for the offshore loading and onshore discharge application.

1.1.3 Liquid Organic Hydrogen Carrier

LOHC is a low flammable liquid which can be stored in ambient temperatures and pressures, which in turn simplifies transportation, storage, loading and offloading significantly. Being an oil-based liquid, it can be transported on a regular tanker and transferred using conventional pumps. Also, since self-discharge rate is extremely low, LOHC is a suitable alternative for long-term storage.

The disadvantage with LOHC technology is the relatively lower overall efficiency. Releasing the hydrogen from the carrier liquid is an endothermic process, hence requiring heat from an external source. As such, if the required heat energy is not available “free of charge”, the overall efficiency will decrease significantly. Likewise, the process of binding the hydrogen to the carrier-liquid is an exothermic process, but as cooling water is readily available offshore this is not considered a major challenge.

The carrier liquid is losing a small percentage of its initial capacity after each logistical cycle. It is expected that around 1,000 cycles can be completed before it needs to be replaced or treated, however, depending on the type of carrier liquid.

Another disadvantage is the purity of the released hydrogen; hence purification might be required for use in fuel cells. Manufacturers of LOHC technologies often provide the option to add a purification unit to their release system depending on the required purification level, slightly increasing the CAPEX.

Since LOHC it is an oil-based liquid, it is a risk of spillages into the ocean, which is considered equally to spillages from conventional oil tankers.

1.1.4 Liquid Hydrogen

Liquefied hydrogen has a significant higher volumetric energy density compared to pressurised hydrogen (see Figure 2) and can be superior for long distance transportation,



also since it can be stored at ambient pressure. In addition, LH₂ can be stored at ambient pressures neglecting the requirements for pressure vessels.

Liquid hydrogen with its extremely low liquefaction point of -252,87°C requires special handling especially with regards to the associated hazards such as fire, explosion, and personnel risks during leakages or exposure. A special thermal insulated containment system is required, e.g. vacuum insulated double wall tanks. However, even the highest-quality insulation is not capable of avoiding a certain portion of the hydrogen to evaporate (boil-off effect), as such there will be a loss of valuable cargo during a voyage.

The liquefaction process requires a large amount of energy (see section 1.2.3), as such the overall efficiency is lower than with compressed hydrogen.

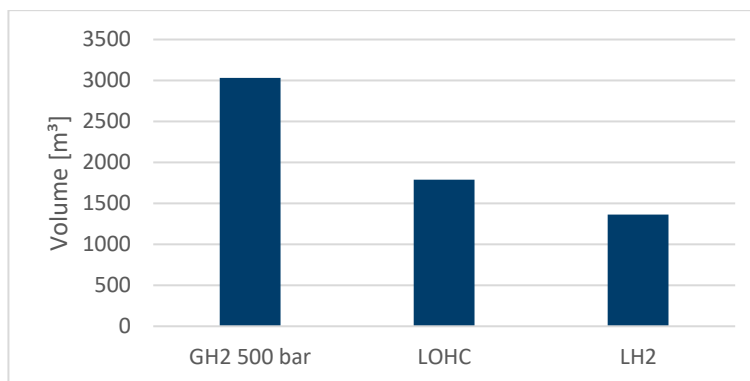


Figure 2: Volume requirements for 100 t hydrogen for GH₂, LH₂ and LOHC (Source: NIST, Hydrogenious)

1.1.5 Ammonia

Ammonia is a compound of nitrogen and hydrogen and is commonly used and well known in various industrial applications such as the fertilizer industry. Its gravimetric energy density is about a fifth of hydrogen, while the volumetric energy density is higher even compared to LH₂. Another major advantage of ammonia is that it can be stored in liquid state at ambient temperatures and moderate pressures of 10 bar in standardized steel tanks, currently being used for liquefied petroleum gas (LPG). Storage and the well-known use of ammonia makes it easy to handle than pure hydrogen, even in offshore applications.

The major downside of ammonia is its toxicity hence exposure of personnel can cause a hazard on inhalation, skin or eye contact and ingestion. As such, containment-, transfer- and control system must be designed failproof for personnel and environmental safety.



1.2 Required Equipment Offshore

Producing hydrogen at an offshore location will consist of identical electrolyser equipment irrespectively of the selected storage and transportation method. The required electrical energy will be provided by the offshore wind farm to the electrolyser and other auxiliary processes. During the electrolyser process, fresh water gets separated into hydrogen and oxygen, hence a fresh water supply is required. To provide this fresh water, the offshore production facility must be fitted with a suitable desalination unit.

The electrolyser provides hydrogen at a given temperature and pressure level, depending on the type of process.

1.2.1 Compressed Hydrogen

The output pressure from the electrolyser plant is for gaseous hydrogen lower than the decided storage pressure hence a compressor plant will be required. The numbers, capacities, and sizes of the compressors are highly depending on the hourly compression rate as well as on the required pressure level. Power consumption of the compressors are similarly dependent on the same factors and may be extremely high for combinations of high pressure and large capacities. A typical offshore loading rate of 50 t_{H2}/h for a low-pressure system of 50 – 60 bar currently requires compressors in the magnitude of 20 – 60 MW depending on the manufacturer and arrangement. Increasing pressure or increased loading rates increase the compressor capacity accordingly.

Especially during hydrogen transfer between offshore storage facility and transportation vessel, high loading rates will occur, hence requiring a large amount of electricity. Due to the high consumption of electricity, the compression plant should be installed ideally onboard the offshore storage facility or the production platform. For a transfer of 150 t low pressure hydrogen (50 – 60 bar) with a transfer rate of 50 t_{H2}/h an accumulated energy consumption of 30 – 55 MWh is expected as best-case.

Client Ref.:	Sørlige Nordsjø – Study Hydrogen from Offshore Wind	Rev. 03
KONGSTEIN Ref.:	241-01-01_Greenstat AS_Sørlige Nordsjø_Annex – Study Hydrogen	20/04/2021



1.2.2 Liquid Organic Hydrogen Carrier

Since LOHC is a carrier medium, a containment system for “unloaded” LOHC needs to be available on site either connected via pipeline to shore or regularly refilled via transportation vessel.

In order to chemically bind the hydrogen molecules to the LOHC (“hydrogenation”), a storage unit available on the market is required. The storage unit will chemically bind the hydrogen to the carrier liquid under low pressure in a catalytic reaction, while releasing heat. This heat is estimated at 9 kWh of thermal energy per kilogram of hydrogen. In the best-case scenario, the waste heat occurring as part of the exothermic process can be utilized to increase the overall efficiency.

1.2.3 Liquid Hydrogen

With its comparable low boiling point, a complex process is required in order to cool gaseous hydrogen to a liquid form. The liquefaction processes are usually a combination of compressors, heat exchangers, expansion engines and throttle valves.

This arrangement of machines and equipment compress the hydrogen and cool it via heat exchanger before it enters the throttling valve. The hydrogen is allowed to expand producing a certain amount of liquid hydrogen which gets separated and stored. The remaining gaseous hydrogen is returned into the cycle. This approach is commonly known as “Joule-Thomson Expansion Cycle” and is one of the simplest processes for hydrogen liquefaction.

The heat exchanger as crucial process part needs to be installed offshore as well and may utilize seawater as cooling medium. The whole process of liquefaction requires a lot of energy, accumulating to approximately one third of the initial energy stored. Hence sufficient energy supply and power cables are required.

1.2.4 Ammonia

While the majority of ammonia is still produced with natural gas, it can also be combined with hydrogen and electrolysis in the “Harber-Bosch-Process”. As nitrogen is required for the chemical reaction, nitrogen generation applications need to be installed offshore. Since



nitrogen is abundant in the air, it can easily be extracted by distillation or adsorption. Depending on the nitrogen generation capacity, temporary storage tanks might be required on the production platform.

Both hydrogen and nitrogen will be fed into the ammonia synthesis reactor in which ammonia is formed in an exothermic reaction before entering a heat exchanger and condensation system. The refrigerated ammonia is collected in a separated containment system.

Due to the exothermic reaction, the efficiency of the ammonia synthesis is considerable low, while utilization of waste heat can increase the overall system efficiency similar to LOHC.

2. Transportation Vessel Characteristics

2.1 Vessel Size

There are two major factors determining the size of a vessel transporting hydrogen between an offshore wind farm and a base port. Firstly, it is the requirement for onboard storage and not least the storage method. Secondly, the vessel should be large enough to have sufficient seakeeping capabilities to maintain the required operability logistic schedule even in harsh North Sea conditions.

The vessel will require a Dynamic Positioning (DP) system installed in order to comply with safety of offshore loading operations.

2.2 Containment System

Integration of a compressed hydrogen storage system onboard a vessel may be a challenge as there are currently no clear rules and regulations from the classification societies or maritime authorities to refer to. Furthermore, there are no proven designs for large scale transportation of compressed hydrogen, however, several concepts are under development and is expected to be approved in principle in the near future.



The determining factor of the deck layout itself is the pressure level, as it significantly impacts the number, form, size and material of storage tanks. In general, low-pressure can be transported with large tanks made out of steel. On the other side, high-pressure hydrogen is usually transported in smaller tanks made of composite materials.

Even considering low-pressure, the number of storage tanks on deck the carrier vessel will be high. To simplify the arrangement and to reduce the risk of leakages, multiple tanks can be grouped. Such grouping allows monitoring and controlling and reduces the amount of auxiliary equipment. Each group is feeding into the main distribution pipes.

During loading & unloading of the hydrogen, thermodynamic effects apply to the pipes, valves and tanks and potentially require heating or cooling, depending on the pressure level (Joules-Thompson effect).

LOHC as oil-based liquid has the major advantage that conventional and proven vessels (i.e. shuttle tankers in scaled-down version – see Figure 3) from the oil industry can be used as design basis, as the hydrogen is chemically attached to the carrier liquid and no pressurization or cooling is required.



Figure 3: Shuttle tanker commonly used in the oil industry (Source: MacGregor)

The first vessel for the transportation of liquid hydrogen was launched in 2019 by Kawasaki Heavy Industries in Japan (see Figure 4). For the containment, Kawasaki installed a single



1,250 m³ vacuum-insulated double-shell-structure in order to transport the hydrogen from Australia to Japan.



Figure 4: Liquid hydrogen transportation vessel (Source: Kawasaki Heavy Industries)

There are several developments for an ammonia tanker underway (i.e. Wärtsilä & Grieg Edge consortium), partly they will also operate on ammonia. Since large amounts of ammonia will be transported, the most suitable option is refrigerated ammonia (usually at -33°C).

3. Loading / Unloading Arrangement

Currently there is no proven technology for transfer of large-scale hydrogen, neither in gaseous nor liquified form. The main challenges for the hydrogen transfer are the sealing arrangement as well as the material selection for transfer lines, since they need to be flexible and leak-proof.

Based on the experience from the Oil & Gas industry the most obvious solution is to fit the transport vessel with a Bow Loading System (BLS). A BLS can be combined with either a bottom fixed Single Anchor Loading (SAL) arrangement (see Figure 5) or a bottom fixed platform-based loading arrangement (see Figure 6), both technologies commonly used in the North Sea. Such a system will be capable of connecting the vessel in sea state up to a significant wave height (H_s) 4.0m.

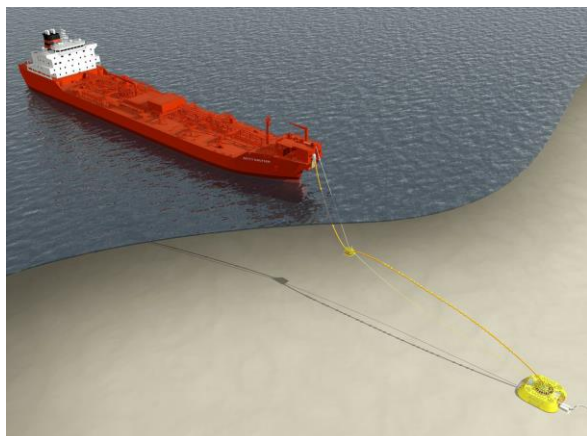


Figure 5: SAL loading arrangement (Source: APL)



Figure 6: Platform loading arrangement (Source: APL)

The disadvantage with a platform-based loading arrangement is the obvious risk of collision between transport vessel and the loading installation. As such the bottom based SAL is the preferred solution despite the relatively large weather-vane diameter required for maintaining safe distance to other objects.

Both alternatives offer distinctive advantages and disadvantages and require a project specific assessment. Key parameters deciding for the loading arrangement are water depths, location and environmental impact.

4. Offshore Bunkering

Bunkering of hydrogen offshore for vessels other than the transportation vessel is a great opportunity to e.g. decrease the environmental footprint of the operational phase of the connected offshore wind farm. Crew Transfer Vessels (CTV) or Service Operation Vessels (SOV) can bunker green hydrogen while working in the perimeters of the wind farm.

The above-mentioned SAL loading arrangement requires a vessel designed to pick up the loading buoy via the BLS. Since this is a major conversion and not all vessels are suited for such a conversion, the implementation seems challenging both technologically and financially. However, a tailor made “floating bunkering arrangement” with reduced capacity is possible to arrange based on a similar arrangement as the SAL, i.e. with a bottom based system and a pick-up buoy.

Client Ref.:	Sørilige Nordsjø – Study Hydrogen from Offshore Wind	Rev. 03
KONGSTEIN Ref.:	241-01-01_Greenstat AS_Sørilige Nordsjø_Annex – Study Hydrogen	20/04/2021



For the alternative platform solution, the required conversions can be kept to a minimum while the only critical risk factor with such an arrangement is the risk of collision between the platform and bunkered vessel.

It is anticipated that the receiving vessel is fitted with a DP2 system, hence a mooring connection between bunker station and vessel will not be required.

Operability of an offshore bunkering system is highly dependent on the vessel's size and seakeeping performances. An optimised system should be able to transfer the required amount of H₂ fuel in about 1-1,5 hour + time for connecting and disconnection.

5. Basic Hazardous Identification

One of the main risks associated to transportation of hydrogen is leaks, as hydrogen ignites easily. Keeping the pipes and connections to a minimum, while using proper equipment to monitor the hydrogen flow and pressure level can significantly mitigate any risks and improve the overall safety.

During any hydrogen transfer, the loading lines and couplers are subject to environmental forces. This requires a close monitoring of the weather as well as designing the connections with a quick-release coupler.

Utilizing a fixed structure for hydrogen transfer offshore increases the risk of possible collisions between the structure and the transportation vessel.

6. Summary

There are several ways of utilizing the hydrogen produced on an offshore wind farm. Hydrogen in pressurized, liquid or bound form and ammonia are generally all suitable for transportation to shore, and each of the technologies offer unique advantages and disadvantages as well as energy efficiency. The selection of transportation technologies should be based on detailed assessment of the specific project to ensure the optimal overall solution and utilisation of the energy.



The choice of technology heavily impacts the design and requirements of the transport vessel's containment system, however, ensuring sufficient seakeeping capabilities to meet the predicted operability will also be a dimensioning factor.

Hydrogen transfer offshore is challenging, but proven technology from the oil & gas industry can be used as design basis, whereas a Single Anchor Loading as well as a bottom fixed platform arrangement are suited. Both offer distinctive advantages, while the bunkering of other vessels is less challenging with a bottom fixed platform arrangement. However, with a bottom fixed platform the risk of collisions between installation and vessel has to be considered.

The main risk during offshore hydrogen transfer are leakages, as hydrogen ignites easily. Proper equipment as well as close monitoring can mitigate this risk.