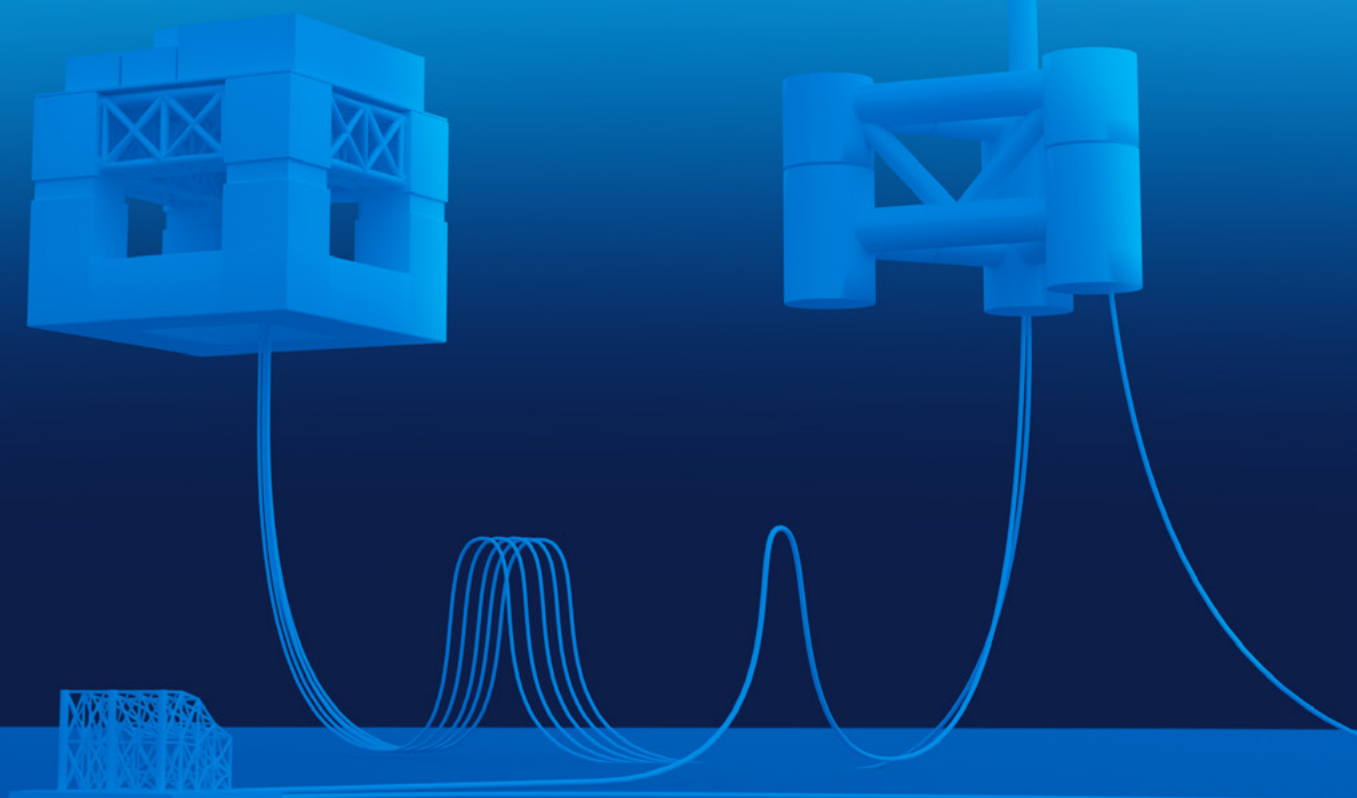


NETTILKNYTNING FOR FLYTENDE HAVVIND

Rapport utarbeidet til
Samarbeidsforum for havvind



Innhold

1	OPPSUMMERING OG KONKLUSJON	4
2	DEFINISJONER	18
3	BAKGRUNN OG MANDAT	22
3.1	Samarbeidsforum	23
3.2	Sammensetning ekspertgruppe	23
4	ALTERNATIVE NETTKONFIGURASJONER	30
4.1	Generelt	31
4.2	Vindpark med AC nettilknytning direkte til land	34
4.2.1	Tilknytning via kabler direkte fra turbiner til land	34
4.2.2	Tilknytning via kollektor	34
4.3	Vindpark med nettilknytning via AC-transformator	35
4.3.1	Flytende transformatorstasjon	35
4.3.2	Subsea transformatorstasjon	36
4.4	Vindpark med nettilknytning med likestrøm-omformer (HVDC)	38
5	TEKNOLOGIEVALUERING	40
5.1	Generelt	41
5.2	Flytende Offshore Substasjoner	43
5.2.1	Teknologibeskrivelse for HVAC substasjoner	43
5.2.2	Teknologibeskrivelse for HVDC-substasjoner	46
5.2.3	Teknologibeskrivelse for HVAC og HVDC elektroutstyr	47
5.2.4	Behov for teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter	52
5.2.5	HVDC nett og interoperabilitet	53
5.3	Subsea Offshore AC Transformatorstasjon	54
5.3.1	Teknologibeskrivelse	54
5.3.2	Behov for teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter	60

5.4	Subsea kollektor	67
5.4.1	Teknologibeskrivelse	69
5.4.2	Behov for teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter	70
5.5	Dynamiske internkabler	71
5.5.1	Teknologibeskrivelse	71
5.5.2	Tilgjengelighet og referanseprosjekter	73
5.5.3	Behov for teknologiutvikling	74
5.5.4	Risiko og barrierer	76
5.5.5	Drift, vedlikehold og bærekraft	76
5.6	Dynamiske eksportkabler	77
5.6.1	Teknologibeskrivelse	77
5.6.2	Tilgjengelighet og referanseprosjekter	79
5.6.3	Behov for teknologiutvikling	80
5.6.4	Risiko- og barrierer	81
5.6.5	Drift, vedlikehold og bærekraft	81
5.7	Andre teknologier, systemer eller prosesser som kan gi kostnadsbesparelser	82
5.7.1	Generelt	82
5.7.2	Subsea kjølesystemer	82
5.7.3	Subsea Transformator for HVDC omformere	84
5.7.4	Overføringssystem med lav frekvens	86
5.7.5	Subsea reaktiv kompensering for AC systemer	89
6	ANBEFALING OM FULLSKALA PILOTERING	90
7	HENVISNINGER / REFERANSER	102
8	VEDLEGG	106
8.1	Virkemiddelapparatet	107
8.2	TRL-skala	114



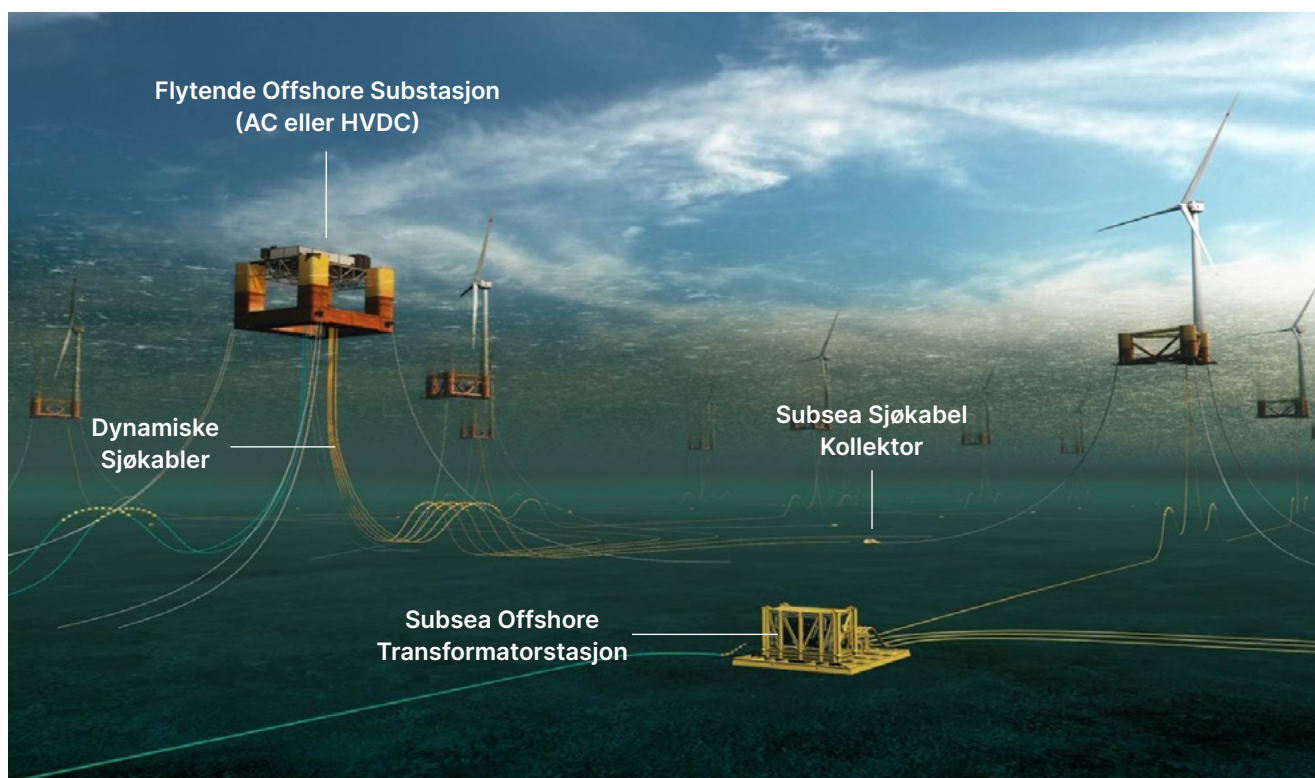
1

OPPSUMMERING
OG KONKLUSJON

Mandat og hensikt¹

Arbeidet er utført av en ekspertgruppe som del av arbeidet i Samarbeidsforum for havvind, med bidrag fra Arbeidsgruppe 2 «Industri- og teknologiutvikling» og Arbeidsgruppe 3 «infrastruktur og utvikling av nettet til havs». Arbeidet er basert på myndighetenes mål om å tildele areal for utbygging av 30 GW havvind innen 2040. Hensikten er å gi en oversikt over teknologiområder for nettilkobling av flytende havvind, og å gi anbefalinger til mulige tiltak for utvikling av teknologien. Teknologiene omfatter nettilkobling med høyspent vekselstrøm (HVAC) og høyspent likestrøm (HVDC) hvor dynamiske kabler, flytende offshore substasjoner (transformator og omformerstasjoner), og undervanns koblingsanlegg («kollektor») er vurdert, se Figur 1.

Det pekes på mulige teknologigap, og teknologier og konsepter som kan gi vesentlige kostnadsreduksjoner. Vellykket prosjektgjennomføring og lavere LCOE (levelized cost of energy) er sentralt for å få økt aksept og støtte til havvind, få realisert prosjektene og igjen bidra positivt til energisystemet og klimamålene.



Figur 1: Oversikt over evaluerte teknologiområder.

1) Definisjoner, se kapittel 2.

Nettilkoblingen kan utgjøre en betydelig del av kostnaden (LCOE) for en flytende havvindpark, og det er derfor viktig å dele og få diskutert kunnskapsgrunnlaget og de mulige løsningene som er presentert i rapporten. Tilknytningspunkter til transmisjonsnett, kostnadsfordeling, leverandør-perspektiver, samlet versus enkeltløsninger osv. er viktige temaer med avgjørende betydning for utbygging av flytende havvind, kostnader og energisystemet totalt. Leverandørperspektivet er viktig, og det har kommet relativt lite frem i en debatt om havvind som har handlet mest om utbyggere, modeller og kriterier for tilde-ling, subsidier, sameksistens med fiskeri og miljø- og naturpåvirkning. Bærekraftige teknologier og løsninger samt kapasitet i leverandørin-dustrien er nødvendig for vellykkede utbygginger. Det er behov for virkemidler, risikoavlastning eller andre insentiver/stimuli som kan bidra til at leverandører satser langsiktig. Dette vil gi større muligheter for realisering av nødvendige teknologier og kostnadsreduksjoner.

Nettkonfigurasjoner

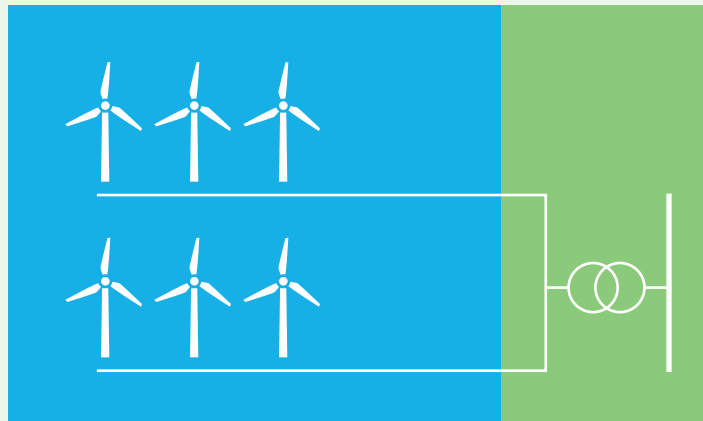
Alternative nettkonfigurasjoner for tilkobling av en havvindpark er vist i Figur 2.

Hvis havvindparken er relativt nært land, 10–20 km, og med begren- set størrelse (maks noen hundre MW), kan nettilkoblingen gjøres uten noen offshore transformatorstasjon. Dette er vist øverst i figuren. 66 kV er standard spenning fra offshore turbiner i dag. En økning av spenning til 132 kV er under utvikling

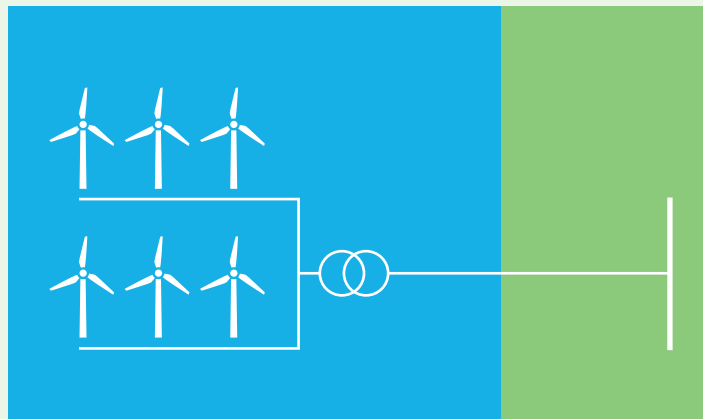
Ved større avstander til land, men typisk under 100 km, kan vind- parken tilkobles med HVAC som vist i midten av figuren. For større avstander må det benyttes en HVDC forbindelse som vist nederst i figuren.

1

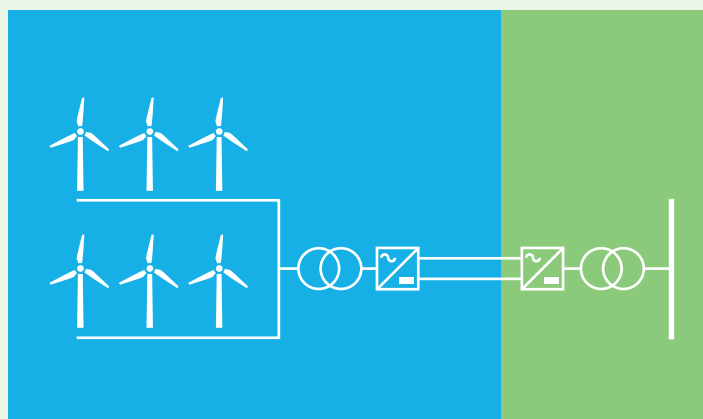
Offshore vindpark tilknyttet med AC-forbindelse direkte til land

**2**

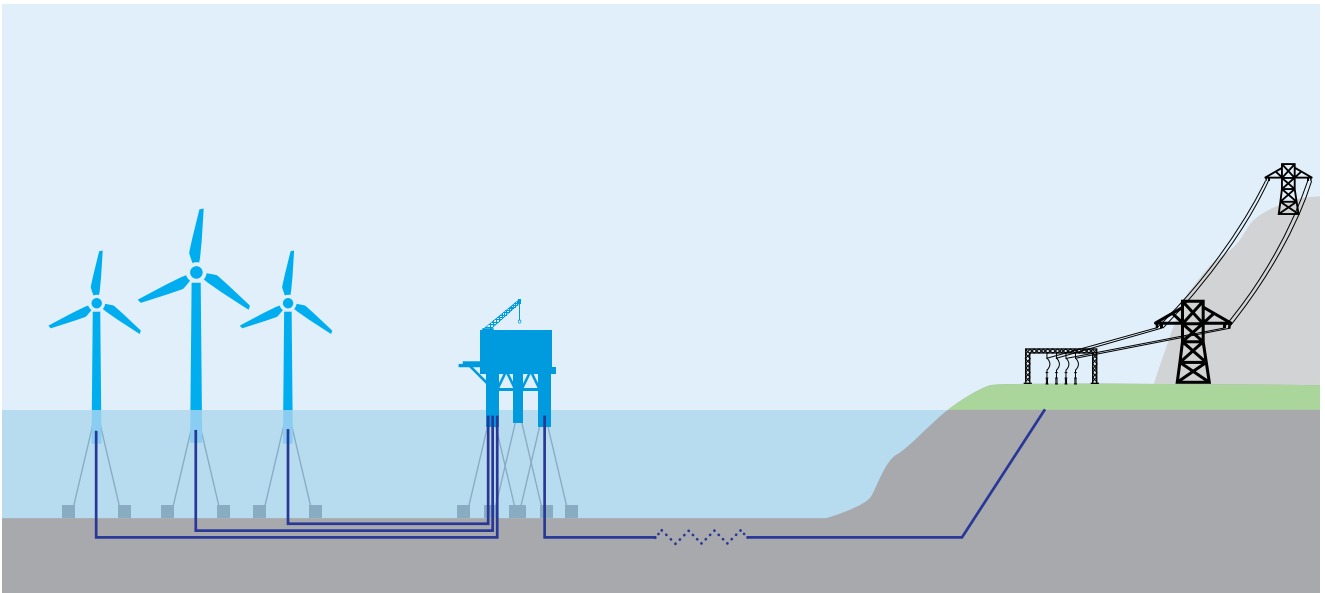
Offshore vindpark tilknyttet offshore transformatorstasjon med AC forbindelse til land

**3**

Offshore vindpark tilknyttet offshore HVDC omformerstasjon og HVDC forbindelse til land



Figur 2: Alternative nettkonfigurasjoner for tilkobling av havvindparker.



Figur 3: Nettilkobling av flytende havvindpark med flytende offshore substasjon.

Teknologioppsummering for flytende offshore substasjon

Teknologisk status for flyterskrog (struktur), marine systemer og forankring er at design og utforming i stor grad er kjent og brukes i olje- og gassindustrien. For havvind vil flyterstørrelse måtte tilpasses høyspenningsutstyrets ytelse med tilhørende behov for areal og volum på topside, forenklede ballastsystemer, forankringssystemer og design av ubemannede enheter.

Dette innebærer at teknologi vil være tilgjengelig for å kunne bygge både mindre flytere for AC-prosjekter og flere størrelser av flytere for ønsket ytelse for HVDC-installasjoner. Gap og barrierer ligger nå i kostnadene. Det er behov for forenklinger og kostnadsoptimaliseringer til havvind fordi risikobildet og inntjeningsmarginene er annerledes enn f.eks. i olje og gass. Direkte gjenbruk av løsninger fra olje- og gassindustrien vil kunne gjøre prosjektene for kostbare, men mange av de tekniske spesifikasjonene i NORSOK standardene er likevel relevante.

Det er behov for å ferdigstille arbeidet med krav og regelverk for flytende substasjoner. For kostnadsbildet er det viktig at det ikke blir særnorske krav og regler, som vil kunne bli fordyrende.

For selve elektrosystemene er det blandet status. Noe er tilgjengelig og har referanser fra bruk i olje- og gassinstallasjoner. Dette gjelder vern- og kontrollsystemer og AC koblingsanlegg opp til 132kV.

Den beste måten å drive utvikling og kostnadsoptimalisering på er å komme i gang med piloter og fullskala prosjekter. Dette er nødvendig for at industrien skal komme helt i mål med å kvalifisere og verifisere teknologi. Forskning og utvikling av løsninger og konsepter uten piloter og fullskala prosjekter er ikke tilstrekkelig.

Leverandørene har gjort en generell utvikling av komponenter med typiske data for bevegelser av flytere. Komponentene, for eksempel transformatorer og reaktorer, til anlegg med stor ytelse, gjennomgår alltid en prosjektspesifikk designtilpasning og sjekk. Dette gjelder uavhengig av om anlegget er på land, bunnfast eller flytende offshore. For bruk i et gitt flyterprosjekt må det gjøres en prosjektspesifikk mekanisk design og sjekk for ekstremkrefter og utmatting.

Det samme gjelder for utstyret til HVDC-omformeren. HVDC-omformere er i dag i drift på bunnfaste installasjoner, men det er behov for å gjøre simuleringer og testing for å sjekke om komponentene i HVDC-anlegget også tåler de mekaniske påkjenningene som vil opptre på en flyter.

Det er så langt bygget en flytende substasjon-pilot i Japan (25 MVA, 22 kV), vist i Figur 4. For øvrig har ikke pilotprosjektene for flytende havvind så langt hatt behov for flytende substasjoner.

Den beste måten å drive utvikling og kostnadsoptimalisering på er å komme i gang med piloter og fullskala prosjekter. Dette er nødvendig for at industrien skal komme helt i mål med å kvalifisere og verifisere teknologi. Forskning og utvikling av løsninger og konsepter uten piloter og fullskala prosjekter er ikke tilstrekkelig.

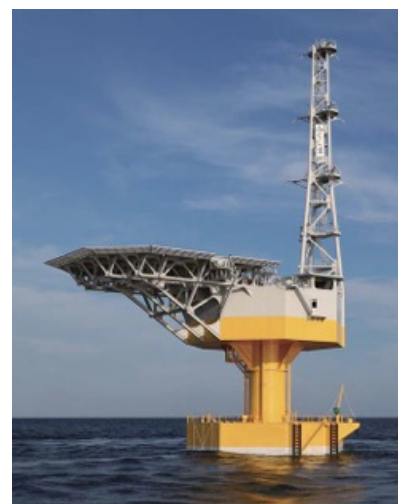


Foto: Aibel

Figur 4: Flytende HVAC-stasjon, Aibel generelt konsept for 500 – 1500 MW til venstre. Første realisererte flytende substasjon i Fukushima testpark for flytende vind i Japan til høyre.

Følgende punkter er anbefalingene for å komme i gang med utvikling av flytende substasjoner:

- Etablere konkrete prosjekter og piloter
- Støtte til FoU innen elektrisk design, forankringssystemer og forenklede marine systemer
- Støtte til arbeidet med å kostnadsoptimalisere konsepter og systemer for ubemannet drift
- Støtte til arbeid med utvikling av regelverk og standarder, og at disse er harmonisert internasjonalt

Tidsmessig teknologistatus:

- Flytende substasjoner med AC-teknologi er klar for start prosjektutvikling² i 2025
- Flytende substasjoner med HVDC-teknologi er antatt klar for start prosjektutvikling omkring 2028

Teknologioppsummering for subsea transformator og kollektor

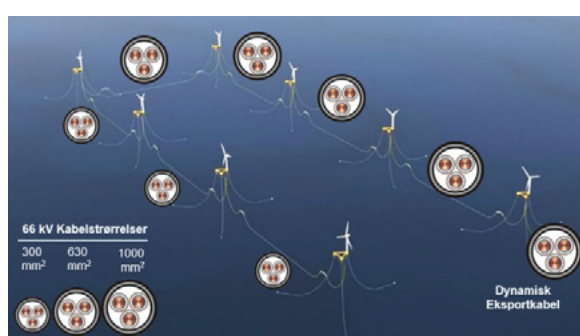
Subsea offshore AC-transformatorstasjoner og kollektorer baserer seg på velprøvd teknologi fra olje- og gassindustrien. Der har man levert og operert rundt 40 subsea transformatorer feilfritt de siste 25 år, samt utviklet undervanns effektbryterteknologi opp til 36 kV de siste 10 årene. Dette inkluderer dessuten våte koblere opptil 52 kV og undervanns tørre kabeltermineringer opp til 145 kV, samt installasjoner på dypere vann enn 1500 m.

Når det gjelder teknologigap, vil det for offshore vind i første omgang være behov for å utvikle undervanns 66 kV effektbryteranlegg med tilhørende kontrollsystem, samt 66 kV våte koblere for kollektorene og turbinsiden av undervannstransformatorene. Dette for å kunne koble fra turbiner eller undervannskabler med feil, uten å måtte koble fra hele eller større deler av vindparken. På eksportsiden av transformatoren er det behov for å kvalifisere tørrkoblet kabelterminering fra 132 kV (eksisterer subsea i dag) til 220 kV for å tilpasse transmisjonskablene til land. Det er allerede satt i gang programmer for å lukke disse teknologigapene, blant annet gjennom Grønn Plattform sitt «Ocean Grid»-prosjekt. Aktører i bransjen har også begynt å se på 132 kV våte koblere på internkabelsystemet fra turbinene. Oppskalering til 400 MVA for subsea-transformatorer gjøres basert på

2) Klar for start prosjektutvikling er definert i kapittel 2

eksisterende subsea designerfaring fra olje- og gassprosjekter samt gjenbruk av kompetanse og fasiliteter rundt leveranse av store krafttransformatorer på land og offshore. For kollektorene har noen leverandører allerede startet utvikling av subsea 66 kV bryteranlegg med tilhørende vern- og kontrollsystemer for installasjon på havbunnen.

Vesentlige fordeler ved å plassere transformatorene og kollektorene med bryteranlegg på havbunnen er at materialbruken, tilhørende CO₂-utslipp og kostnadene reduseres betydelig. Dette oppnås ved å redusere antall dynamiske kabelseksjoner til det halve, sammenlignet med alternativene. Ved å ha en kollektor med hver turbin koblet inn til et stjernepunkt istedenfor en kjedekonfigurasjon en såkalt «daisy chain» mellom turbinene (ref. Figur 5), reduseres summen av kabeltverrsnitt og kobberbehovet til omtrent det halve. I tillegg kan man bruke statisk eksportkabel på både 220 kV siden av subsea transformatoren og på eksportsiden av subsea 66 kV kollektoren, noe som kan ha fordeler sammenlignet med tilsvarende store dynamiske eksportkabler. Enkeltturbiner kan lettere kobles fra systemet, uten at øvrige turbiner blir påvirket eller må stoppes i lengre perioder. Videre utgjør subsea-løsningene standardiserte systemarkitekturer som relativt enkelt kan industrialiseres, typisk opp til 400 MVA for hvert system som kobles til land. Dette gjør det enkelt å utvide kapasitet ved å kopiere slike systemer i parallell. Dette betyr også mulighet for faset utbygning, noe som kan ha positiv innvirkning på nåverdien i prosjekter ved at man ikke trenger å gjøre hele transmisjonsinvesteringen fra dag en.



Kjedet «Daisy Chain» konfigurasjon

- Vanskelig å standardisere grunnet ulike kabelstørrelser
- De dynamiske kablene må ned og opp igjen –2x mer
- Kompleks installasjon med flere avhengigheter



Kollektor med stjernepunkt-kobling

- Alle turbiner med minste kabeltverrsnitt – mye mindre kobber
- Halvparten antall dynamiske seksjoner på kabel – kun ned
- Statisk eksportkabel og lavere installasjonskostnad og risiko

Figur 5: Sammenligning mellom kjedekoblede og stjernepunkt-koblede turbiner.

Disse undervannsløsningene forventes kvalifisert i løpet av 2025/2026. Målsetningen er å dekke et globalt marked, også i regioner hvor flytende turbiner planlegges installert ned mot 1500 m havdyp, som f.eks. utenfor California. Gitt at utviklingsprogrammene holder planen, vil dette være tidsnok for å rekke både offshore vindpiloter på typisk opptil 100 MW (2–7 turbiner) de kommende 3–5 årene (eksempelvis Goliat Vind). Det er også relevant for å være klare for større vindparker på 0,5–1 GW, eller mer, mot slutten av dette tiåret (eksempelvis Utsira Nord/Vestavind F).

Det er allerede konkurranse i markedet, hvor bl.a. både ABB sammen med Aker Solutions, Baker Hughes, SLB OneSubsea og Siemens Energy har utvikling og virksomhet med utspring i Norge. Dette bidrar til et større kompetansemiljø med gode forutsetninger for industribygging, standardisering og eksport. Dessuten sikrer dette erfaringsoverføring fra olje- og gassindustrien over i fornybart, hvor mulighetsrommet for en vellykket overgang ligger foran oss de neste årene. Det sammenfaller med forventet nedadgående virksomhetsnivå innen olje og gass gjennom 2030-tallet.

En viktig anbefaling er at man bør tilstrebe å få disse undervannsløsningene i vannet som fullskala pilotanlegg i eksempelvis Utsira Nord/Vestavind F. Goliat Vind i noe mindre skala vil eksempelvis være et viktig skritt på veien. Dette fordi man nå har et mulighetsrom for å verifisere og bygge tillit til teknologiene. En konkret løsning som dekker alle viktige nøkkelkomponenter er å pilotere en 400 MVA subsea transformator med 66 kV effektbrytere (enten integrert i trafo-modulen, eller som separat modul) og med 220 kV eksportspenning.

En viktig anbefaling er at man bør tilstrebe å få disse undervannsløsningene i vannet som fullskala pilotanlegg i eksempelvis Utsira Nord/Vestavind F. Goliat Vind i noe mindre skala vil eksempelvis være et viktig skritt på veien

Teknologioppsummering for dynamiske internkabler og eksportkabler

Dynamiske sjøkabler er en veletablert teknologi innenfor begrensede spenningsnivåer og transmisjonskapasiteter. 66 kV dynamiske kabler er i dag installert for mindre flytende havvindparker, mens 132 kV kabler er kvalifisert og har driftserfaring fra elektrifisering fra flytende olje- og gassinallasjoner. Teknologien til sistnevnte er spesielt kritisk og overførbar både til flytende havvind og til kabler med høyere spenning og overføringskapasitet. 132 kV dynamiske sjøkabler kan dermed anses som tilgjengelig teknologi.

Både nåværende og fremtidige spenningsnivåer for internkabling kan



Foto: Adobe Stock

dekkes med dagens teknologi. Likevel kan internkabling videreutvikles med tanke på kostnadsreduksjoner, tilstandsovervåkning og standardisering.

Eksportkabler for flytende havvind har høy modenhet når kraften eksporteres via en subsea kollektor eller transformatorstasjon. Dersom kraften eksporteres direkte fra en flytende vindturbin, transformator eller konverterstasjon, kreves derimot en dynamisk eksportkabel. Disse er i dag begrenset av de nevnte spenningsnivåene, disse dekker i hovedsak eksisterende og fremtidige transmisjonsbehov for direkte eksport fra vindturbiner. Som for bunnfast havvind vil ofte lokasjon og produksjonskapasitet tilsi at eksport via en transformator eller konverterstasjon er mer kostnadseffektivt. Dynamiske AC- og DC-eksportkabler for høyere spenningsnivåer forventes å være kvalifisert teknologi om 2–5 år.

Pilotprosjekter kan spille en viktig rolle i å akselerere utvikling av ny teknologi. Spesielt kan økt teknisk risiko allokert til nettilkobling i pilotprosjekter og støtte til industrialisering av leverandørkjeden være effektive virkemidler.

Ny kabelteknologi understøttes i stor grad av forsknings- og utviklingsarbeid i nært samarbeid med akademia og forskningsinstitutter. Teknologimodenhet må imidlertid økes, både for å sikre markedsaksept og for å bli prioritert hos leverandørene. Pilotprosjekter kan spille en viktig rolle i å akselerere utvikling av ny teknologi. Spesielt kan økt teknisk risiko allokert til nettilkobling i pilotprosjekter og støtte til industrialisering av leverandørkjeden være effektive virkemidler.

Anbefalinger om fullskala pilotering



Status

Status for relevant teknologi som kan være aktuelt for nettilknytning for flytende havvind har generelt høy teknologisk modenhet. Mange komponenter er klare for start fullskala prosjektutvikling allerede fra 2025.

1. Relatert teknologi er kjent fra olje og gass. Typisk teknologi relatert til flytende plattformunderstell/topside, forankringsmetoder, hjelpesystemer, osv.
2. Relatert elektroteknisk (AC og HVDC) er kjent fra landbaserte installasjoner og fra bunnfaste plattformer.
3. Relatert teknologi innen subsea installasjoner er kjent fra olje og gass, men med lavere spenninger og ytelser.
4. Nettilknytning basert på AC teknologi har høyere teknologimodenhet enn nettilknytning basert på HVDC.
5. Noe teknologiutvikling relatert til nettilknytning flytende havvindvind kan også være lønnsom for bunnfaste løsninger.



Teknologigap

Det er fremdeles noen teknologi gap som ansees mulig å lukke innen rimelig tid:

1. Teknologi må tilpasses marine omgivelser og kontinuerlige bevegelser.
 2. Fremdeles noen viktige teknologier som ikke er kvalifisert til å være klare for fullskala prosjektutvikling. Utvikling og testing pågår. Design og verifikasjon kan ikke gjøres av leverandører alene, men trenger støtte og gode rammevilkår for utvikling gjennom reelle prosjekter.
 3. Løsninger utviklet for olje og gass må forenkles og gjøres mere kostnadseffektive både med hensyn på investeringskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader.
 4. Optimalisere teknologi og prosesser med hensyn på bærekraft, også sett fra et systemperspektiv.
-



Tiltak

Det er identifisert noen tiltak:

1. Behov for standardisering av teknologi og prosesser på riktig nivå inklusive oppskalering av industriell kapasitet og industrialisering.
2. Intensivere arbeid med å indentifisere ytterligere muligheter i forhold til forenklinger og muligheter for kostnadsreduksjoner i forhold til investeringer og drift- og vedlikehold.
3. Tilrettelegging for ytterligere teknologiutvikling og testing for enkelte komponenter for å komme opp på relevant teknologimodenhetsnivå.
4. Dagens virkemiddelapparat må styrkes for å ytterligere fremme teknologiutviklingen samt understøtte industrialisering og leverandørutvikling. Det bør utarbeides en rapport som ser på dette i regi av Samarbeidforum for havvind.
5. I forbindelse med kommende utlysninger må det tilrettelegges for å ta i bruk ny teknologi slik at det kan høstes verdifulle erfaringer som kan bidra til viktig læring og standardisering som igjen bidrar til ytterligere kostnadsreduksjoner for nettilknytning av flytende havvind. Flere lovende teknologier bør testes.
6. Det er viktig at det/de første fullskala havvindprosjekt(er) blir valgt med hensyn på mest mulig rasjonelle løsninger og at det søkes de områder som er lettest tilgjengelig, samtidig som de gir mest nytt for kapasitetsbehov på land. Det å lykkes med «det første» prosjektet vil ha stor gevinst og signaleffekt i forhold til kommende prosjekter.



Risikoer

Det er identifisert noen risikoer:

1. Havvind tåler ikke særnorske krav. Forenkling av krav og standarder er nødvendig.
 2. Havvind bør ikke ha særnorske tekniske krav som er kostnadsdrivende
 3. Det er generell høy aktivitet innen bunnfast havvind. Risiko for at flytende havvind kan bli nedprioritert blant leverandører.
-



Konklusjon

Det er behov for pilotprosjekter knyttet til flytende havvind og testing i fullskala prosjekter for realisering av ny teknologi.

Pilotprosjekter vil bidra til viktig læring og standardisering samt kostnadsreduksjoner.



2

DEFINISJONER

AC	Alternating Current (vekselstrøm)
Cigrè	The International Council on Large Electric Systems
DC	Direct Current (Likestrøm)
DNV	Det Norske Veritas
FEED	Front End Engineering Design
FIRM	Fiber Rope Moring
FoU	Forskning og Utvikling
FoT	Forskning og Teknologi (ordning som er del av regelverket for norsk sokkel)
GIS	Gas Insulated Switchgear (gassisolert koblingsanlegg)
GW	Gigawatt
GWP	Global Warming Potential, mål på oppvarmingseffekten som de ulike drivhusgassene har på atmosfæren og angir antall CO ₂ -ekvivalenter
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current (likestrøm)
IAC	Inter-Array Cable (samme som internkabel)
IEC	The International Electrotechnical Commission
IPR	Intellectual Property Rights
kV	Kilovolt
LCOE	Levelized Cost Of Energy
MVA	Mega-Volt Ampere (tilsynelatende effekt / kapasitet. Kapasitet i antall MW er maksimalt dette tallet for utstyret)
MW	Megawatt
NFR	Norsk Forskningsråd
ROV	Remotely Operated Vehicle (undervannsrobot)
TRL	Technology Readiness Level

Turbin-kabler	Høyspenningsskabler internt i vindturbin (typisk 66 kV)
----------------------	---

Intern-kabel	Høyspenningsskabler fra/mellom vindturbin(er) (typisk 66 kV)
---------------------	--

Eksport-kabel	Høyspenningsskabler fra offshore transformatorstasjon/HVDC stasjon til land (typisk >132 kV)
----------------------	--

Klart for start prosjekt-utvikling:	Tidspunktet der teknologien er tilstrekkelig kvalifisert for- og risiko redusert slik den kan inngå som premiss for endelig prosjektutvikling. Det kan være naturlig at prosjektspesifikk tilpasning eller kvalifisering gjenstår, men som da inngåelse i prosjektleveransen. Avhengig av type prosjekt/kontrakt og grad av behov for teknologiutvikling som del i prosjektet, er typisk TRL nivå for teknologien 6 eller 7 (se kapittel 8.2)
--	---

Substation	Samlebetegnelse som gjelder for både AC transformatorstasjon og HVDC omformerstasjon
-------------------	--

Spenning definisjoner	<p>I henhold til IEC benyttes følgende spenningsdefinisjoner for AC:</p> <p>Um Høyeste spenning for utstyr (Den maksimale spenningen som utstyret er designet for å tåle kontinuerlig under normale driftsforhold.)</p> <p>U Merkespenning (Den nominelle spenningen som utstyret er designet for å operere på)</p>
------------------------------	---

U	Um
66 kV	72,5 kV
132 kV	145 kV
220 kV	245 kV



3

BAKGRUNN
OG MANDAT

3.1 Samarbeidsforum

«Samarbeidsforum for havvind» ble opprettet av Olje- og Energi- minister Tina Bru, og har blitt videreført av Energiminister Terje Aasland. Formålet er å samle, styrke og synliggjøre næringen innen havvind. Systematisk samarbeid i Samarbeidsforum og arbeidsgrupper skal bidra til å heve kompetansen, styrke konkurransekraften, bidra til fremdrift, eierskap og avklaringer for kommende utlysninger og prosjekter. Det skal også bidra til godt samarbeid blant aktørene i havvindbransjen og myndighetene, økt verdiskaping fra eksport av teknologi og tjenester, utvikling av egne havvindressurser og fornybar kraft til klimamål og samfunnsutvikling.

3.2 Sammensetting ekspertgruppe

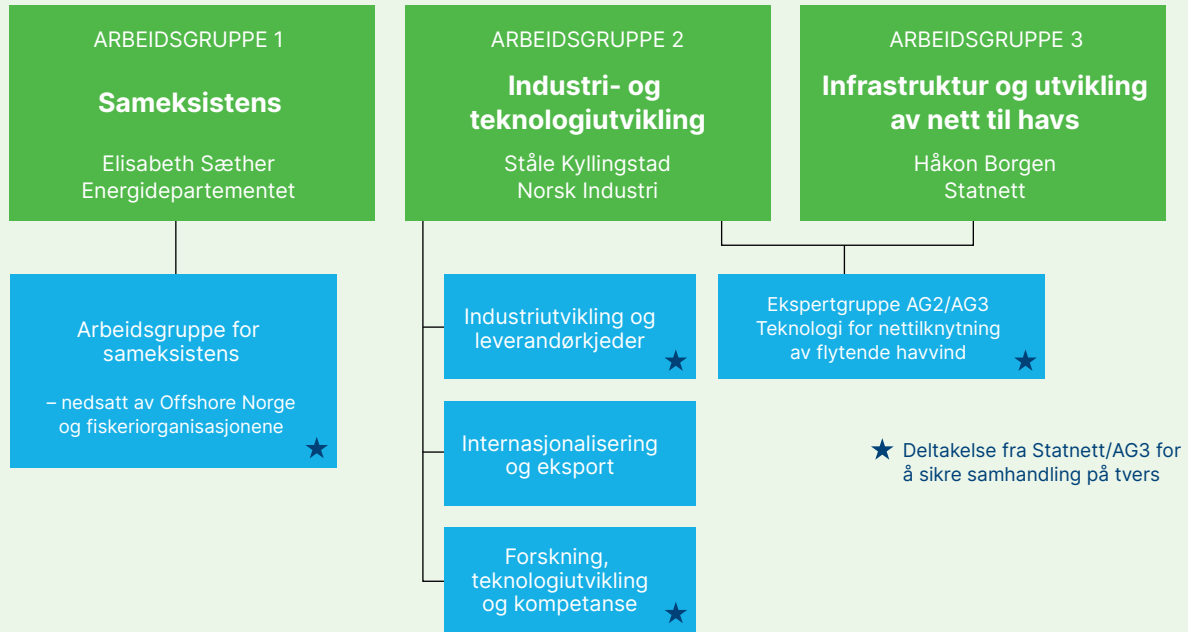
Arbeidet er gjennomført på tvers av arbeidsgruppe 2 «Industri- og teknologiutvikling» og arbeidsgruppe 3 «Infrastruktur og utvikling av nett til havs» under Samarbeidsforumet. Temaet er relevant for begge grupper, og påpekning av behov for teknologiutvikling og muligheter for kostnadsreduksjoner er en viktig del av arbeidet.

Ekspertgruppen ble opprettet 4Q 2023, og oppdragsgivere var lederne for Arbeidsgruppe 2 og 3, henholdsvis Ståle Kyllingstad (Norsk Industri) og Håkon Borgen (Statnett). Ekspertgruppen skulle bestå av maksimalt 9 personer, og ingen deltagere fikk delta kun som «lytteposter». Arbeidet skulle være og har vært i henhold til konkurransereglene. Ekspertgruppen har bestått av deltagere fra noen av de mest erfarne og sentrale leverandørselskaper som har hatt og har prosjekter innen petroleumsindustrien og havvind. Gruppens klare mening er at det ikke blir realisert havvindparker uten gode løsninger for nett-tilknytning og gode tekniske, robuste og kostnadseffektive løsninger fra leverandørindustrien. Arbeidet har vært utført internt i selve Ekspertgruppen.

Det ble besluttet å ikke gjennomføre egne høringsrunder eller gjennomlesing hos utbyggere eller andre. Det var et bevisst valg. Både for å holde tempo på anbefalingene og få temaene diskutert i Samarbeidsforum, og for å gi høy kvalitet på arbeidet ved at ekspertene i gruppen ga god kvalitetssikring. Anbefalingene står for ekspertgruppa sin regning.

Samarbeidsforum for havvind

Energidepartementet



Samarbeidsforum for havvind ble opprettet av Energidepartementet høsten 2021 og ledes av energiministeren. Formålet med samarbeidsforumet er å samle, styrke og synliggjøre næringen. Et systematisk samarbeid vil kunne heve kompetansen, styrke konkurransekraften og bidra til økt verdiskaping både fra eksport av teknologi og tjenester, samt utvikling av egne havvindressurser. Et viktig mål med samarbeidsforumet er også å bidra til å etablere forutsigbare spilleregler for aktiviteten og sameksistens med eksisterende næringer.

Figur 6: Samarbeidsforum for havvind

Deltagere i Ekspertgruppa har vært:

- Truls Normann, Aker Solutions
- Jan Wigaard, Aibel
- Lars Torstveit, Hitachi Energy
- Leif Ingar Stadheim, Siemens Energy
- Audun Johanson, Nexans
- Mikkel Buhl, NKT
- Carl Erik Hillesund, Statnett
- Hans Petter Rebo, Norsk Industri
- Knut Erik Steen, Norsk Industri

Øvrige deltagere har vært Bengt Otterås (Statnett), Bente Haaland (Statnett), Runar Rugtvedt (Norsk Industri) og Yngve Børstad (Norsk Industri). Magnus Wold fra NVE har deltatt i arbeidet med en observatør-status.

Lene Mostue er direktør for Energi 21, og har deltatt på flere av møtene og hatt dialog med Ekspertgruppa. Energi21 er Norges nasjonale forsknings- og innovasjonsstrategi for nye klimavennlige energiteknologier. Det har også vært dialog med en del andre ressurspersoner og miljøer underveis. Equinor ved Trond Gullichsen og Øyvind Bergvoll deltok og presenterte erfaringer fra Trollvind-prosjektet i ett av møtene. Trollvind er et flytende havvind-prosjekt som var kommet ganske langt i prosjektutviklingen og ligger i nåværende Vestavind B.

Ekspertgruppens arbeid startet desember 2023 og avsluttes desember 2024 med denne rapporten.



3.3 Mandat

Arbeidsgruppe 2 «Industri- og teknologiutvikling» og Arbeidsgruppe 3 «Infrastruktur og utvikling av nett til havs» oppretter en ekspertgruppe som skal beskrive teknologier og eventuelle teknologi-gap innenfor «nett» for flytende havvind for å realisere Norges ambisjoner frem mot 2040. Sentrale teknologier er:

- Transformatorstasjoner
 - Flytende konsept: Hvor Stabilitet, mooringsystemer, kabelinnføring, drift og vedlikehold er sentrale elementer.
 - Subsea-konsepter: Hvor vanninntrenging, våte termineringer, spenningsnivåer, kapasitet og redundans er sentrale elementer. Dette inkluderer subsea kollektorer for optimalisering av kabelsystemet for offshore vindpark.
- HVDC omformerstasjoner
 - Flytende konsept: Hvor Stabilitet, mooringsystemer, kabelinnføring, drift og vedlikehold er sentrale elementer.
- Dynamiske kabler for AC og HVDC kabler: Hvor øking av spenningsnivå og kapasitet, levetid, drift og vedlikehold, overvåking, reparasjonsfilosofi, materialvalg er sentrale elementer.

Teknologier spesifikt for flytende havvindparker (turbiner og flytefundamenter) blir adressert i temagrupper i Arbeidsgruppe 2, «Industriutvikling og leverandørkjeder» og «Forskning, teknologiutvikling og kompetanse».

Hensikt og mål med arbeidet i Ekspertgruppen er blant annet:

- Økt forståelse om eventuelle teknologi-gap for å realisere nett til havs i forbindelse med flytende havvind.
- Økt forståelse for kapasitet i leverandørkjeden.
- Forslag til hvordan eventuelle teknologi-gap kan lukkes i et 2030 og 2040-perpektiv
- Vurderinger om det er forbedringsområder, teknologier, konsept eller annet som kan bidra betydelig til kostnadsreduksjoner for flytende havvind
- Bidra med deler av beslutningsunderlag for viktige teknologi eller konseptvalg som bør tas for infrastruktur fra flytende havvindparker og integrasjon med transmisjonsnettet på land
- Lage et faglig grunnlag som bidrag til en mest mulig realistisk diskusjon og økt kunnskap om havvindprosjekter
- Virkemidler, risikoavlastning eller andre ordninger som kan bidra til realisering av nødvendige teknologier og kostnadsreduksjoner

Rapporten er tenkt som bidrag til beslutningsunderlag samt faglige gode og realistiske diskusjoner for både myndighetene og industrien. Arbeidet skal blant annet definere viktige og nødvendige teknologiområder og konsepter, viktigheten av skala/volum, produksjonskapasitet for at kostnader for flytende havvind reduseres og at havvind blir et viktige bidrag inn i energisystemet.

Rapporten viser et «øyeblikksbilde» pr. desember 2024, og utviklingen går videre både hos leverandører som er med i ekspertgruppe og de som ikke har vært med. Anbefalingene og innhold står for ekspertgruppa sin regning.

I forkant av ferdigstilling av rapporten har det på grunn av generell stor interesse og relevant for diskusjoner om havvind vært gitt presentasjoner av foreløpige konklusjoner. Det kan nevnes møte i Samarbeidsforum 2. september med energiministeren til stede, Statnett sin R&D konferanse 29. oktober og Outlook North konferanse i Harstad 31. oktober.



3.4 Havvindområder

Alternativer for knytning til land med kabel er enten direkte med AC turbinspenning, opptransformering med flytende konstruksjon for AC transformatorstasjon, opptransformering med AC subsea-konstruksjon for transformatorstasjon eller med flytende HVDC omformerstasjon.

NVE har tidligere identifisert 20 områder tiltenkt for havvind, 14 av disse i områder egnet for utbygging av flytende havvind. Det gjelder alle felt langs Vestlandet, Midt-Norge og Nord-Norge i tillegg til Sønnavind A rett sør for Kristiansand. Flesteparten kan realiseres med AC-forbindelse til land, mens noen av de 14 må vurderes utbygget med HVDC-forbindelse på grunn av lang avstand til land.

En strategisk konsekvensutredning av områdene har blitt gjennomført og ledet av NVE og med bred deltagelse³. Denne ble lagt frem 28. november 2024 for Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F. Frist for å levere den strategiske konsekvensutredningen for de øvrige områdene er utgangen av juni 2025.

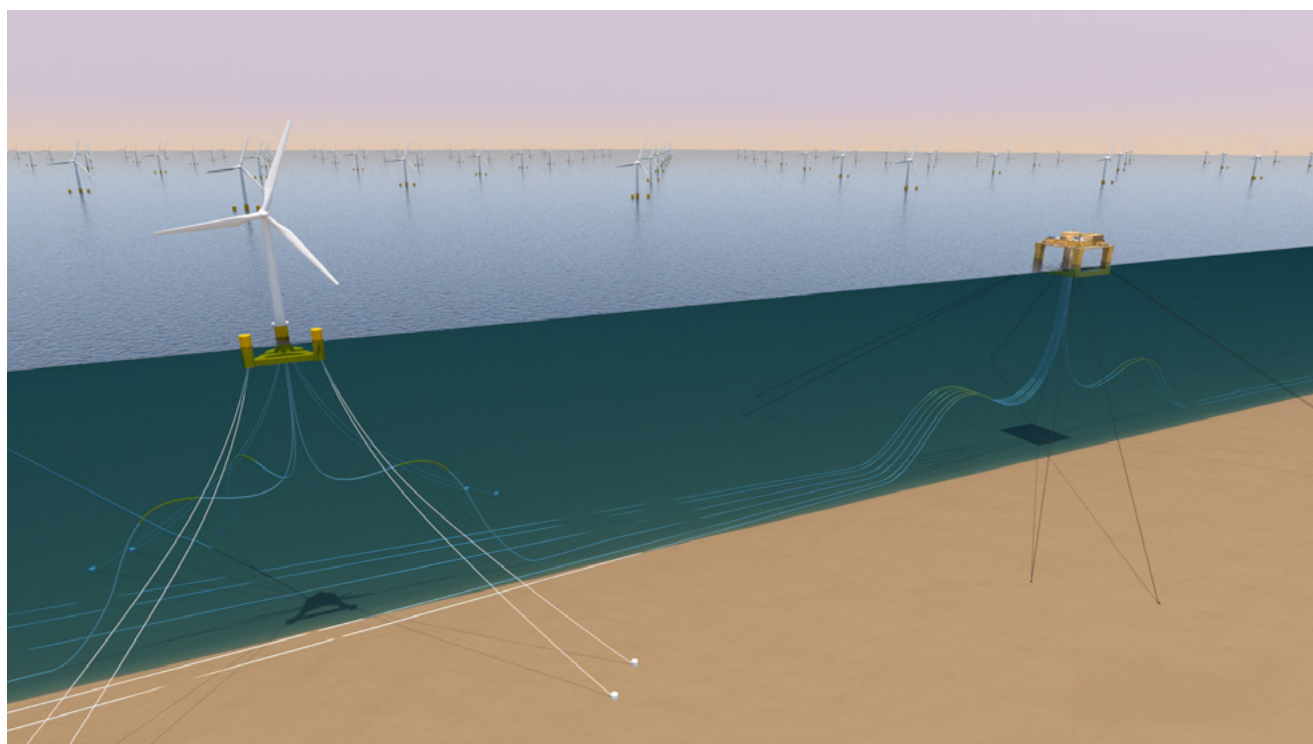
3) [Strategisk konsekvensutredning av identifiserte områder - NVE](#).



Figur 7: Identifiserte havvindområder i Norge.

4

ALTERNATIVE
NETTKONFIGURASJONER



Illustrasjon: Albel

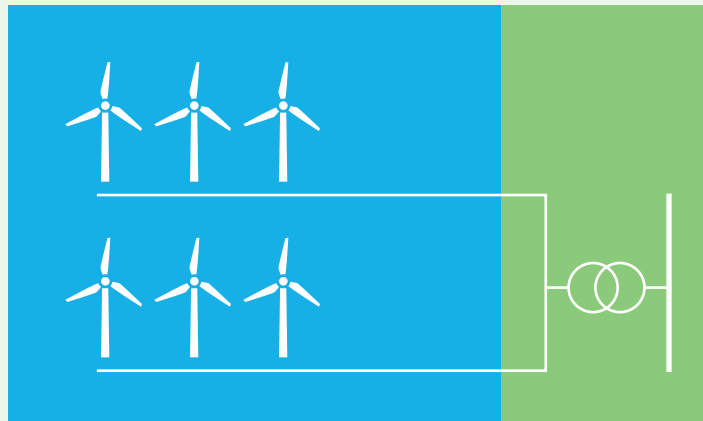
4.1 Generelt

Det er to prinsipper for overføring av elektrisk energi, vekselspanning (AC eller HVAC) og likestrøm (DC eller HVDC). Det mest vanlige for overføring er AC. AC kan enkelt transformeres opp eller ned ved hjelp av transformatorer, noe som gjør det ideelt for overføring og distribusjon. AC overføringer er normalt billigere enn DC-overføringer og er langt mere fleksibelt med hensyn på fordeling av energien. Om det er behov for å seksjonere eller bryte nettet ved feil eller andre forhold er det veletablert teknologi. En av ulempene med AC er store tap og spenningsfall over lengre avstander, spesielt i kabelanlegg. For lange lengder og store overføringer av energi er DC den beste teknologien. DC anlegg er derimot dyre, spesielt i forhold til behov for omforming fra AC til DC og DC til AC. Brytere for seksjonering av DC nett ved feil er ikke kommersielt tilgjengelig for høyere spenninger.

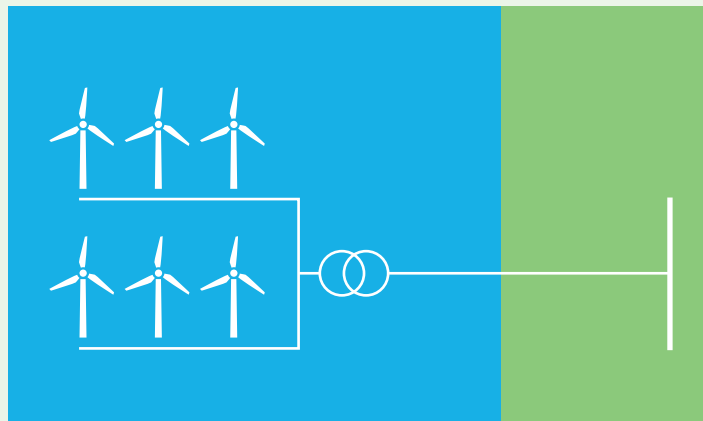
Det blir beskrevet 3 typiske nettkonfigurasjoner (heretter kalt caser) i rapporten for å gi en helhetlig beskrivelse og evaluering. Alle caser gjelder flytende havvind og offshore vindparker med radielle forbindelser til land. Casene er i prinsippet ulike på grunn av avstand fra vindpark til tilknytningspunkt på land.

1

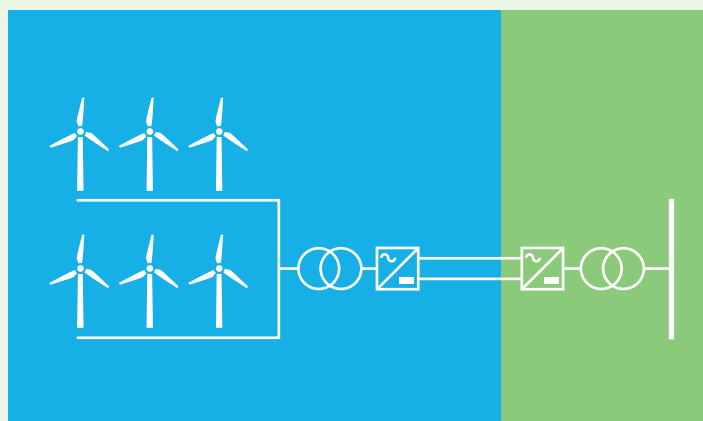
Offshore vindpark tilknyttet med AC-forbindelse direkte til land

**2**

Offshore vindpark tilknyttet offshore transformatorstasjon med AC forbindelse til land

**3**

Offshore vindpark tilknyttet offshore HVDC omformerstasjon og HVDC forbindelse til land



Figur 8: Alternative nettkonfigurasjoner (caser).

Valgt nettløsning avhenger av krav til overføringsevne, energitapsbetraktninger, tilgjengelighet på tilknytningspunkter, samt kostnader og modenhet på de nødvendige komponentene.

Valgt nettløsning avhenger av krav til overføringsevne, energitapsbetraktninger, tilgjengelighet på tilknytningspunkter, samt kostnader og modenhet på de nødvendige komponentene. Sammenlignet med eksisterende bunnfaste anlegg er det primært de siste punktene som vil endres for flytende vind.

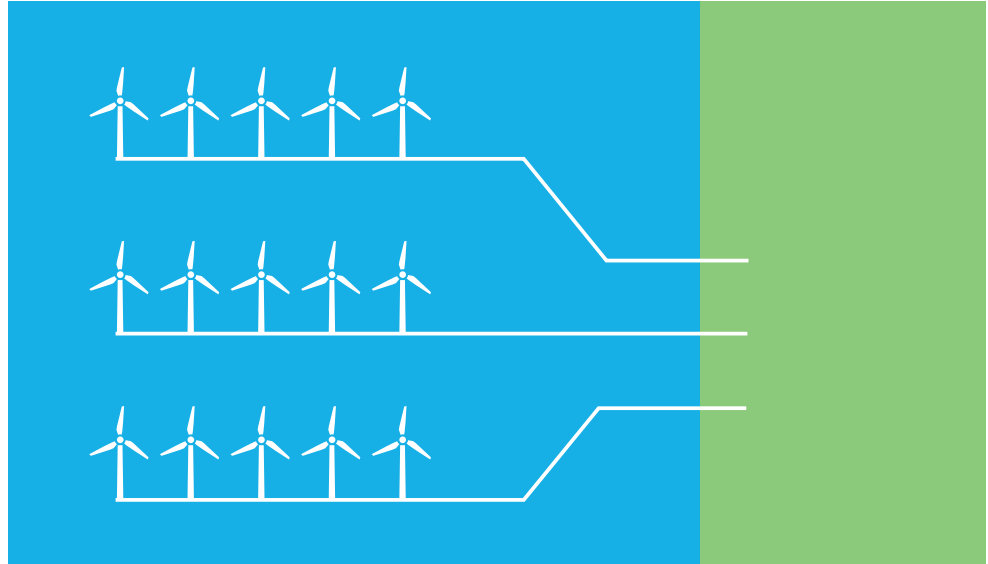
I takt med at turbinytelsen blir større, pushes også spenningen fra turbinene som kabelsystemet tilkobles. Ingen flytende turbiner med 132 kV spenning er i drift i dag, men elektroutstyret ansees ikke som en teknisk barriere. Dette er fordi 132 kV-utstyr også i mange tilfeller brukes for 66 kV. Turbinleverandører oppgir imidlertid at de ikke har en endelig tidsplan for når 132 kV vil være kommersielt tilgjengelig. Det er grunn til å anta at 132 kV først vil bli tilgjengelig for bunnfaste installasjoner.

Betraktninger om flytende vindturbin-understell og forankringer er ikke en del av denne rapporten. Alle caser relateres til dypt vann typisk mer enn 70 meter.

For avstander under ca. 100 km fra tilknytningspunktet på land vil det være naturlig å benytte vekselstrøm (AC). Om det vil være behov for opptransformering for å minske overføringstap, må det beregnes for hvert enkelt prosjekt der blant annet behov for overføringskapasitet spiller inn. Likestrøm (HVDC) vil være det naturlige valget for havvindparker som etableres mer enn ca. 200 km fra land. For avstander mellom ca. 100–200 km fra land, må valg av teknologi avgjøres i hvert enkelt tilfelle. Det gjøres oppmerksom på at dette er svært omtrentlige tall for avstander AC- og HVDC-nett og at det for hvert enkelt prosjekt må foretas omfattende beregninger for å finne optimal løsning.

4.2 Vindpark med AC nettilknytning direkte til land

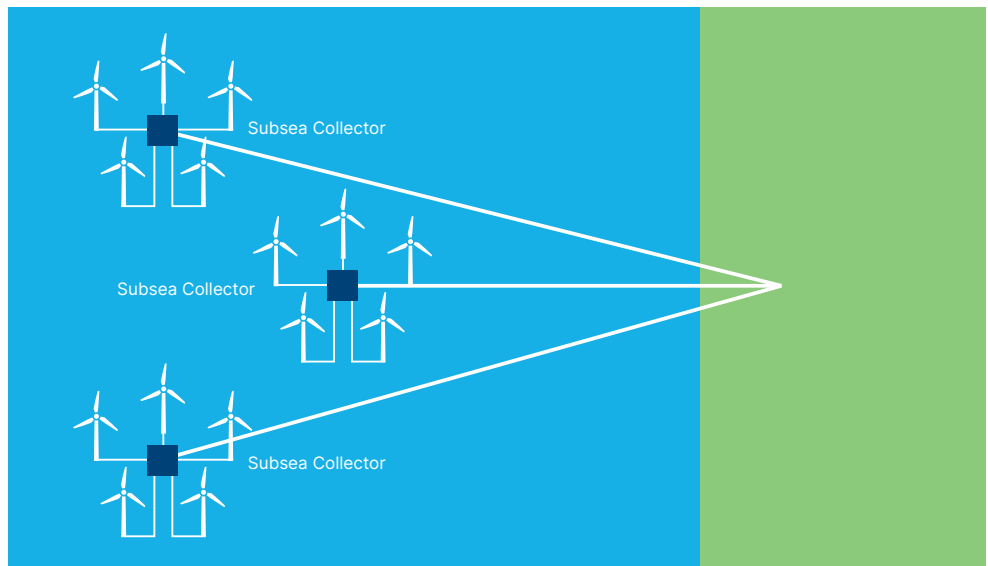
4.2.1 Tilnknytning via kabler direkte fra turbiner til land



Figur 9: Vindpark med nettilknytning direkte til land (kilde: Statnett).

For denne konfigurasjonen er det kabler direkte til land fra flytende turbiner. For dynamiske kabler koblet til flytende turbiner henvises til kapittel 5.5 for detaljer.

4.2.2 Tilnknytning via kollektor



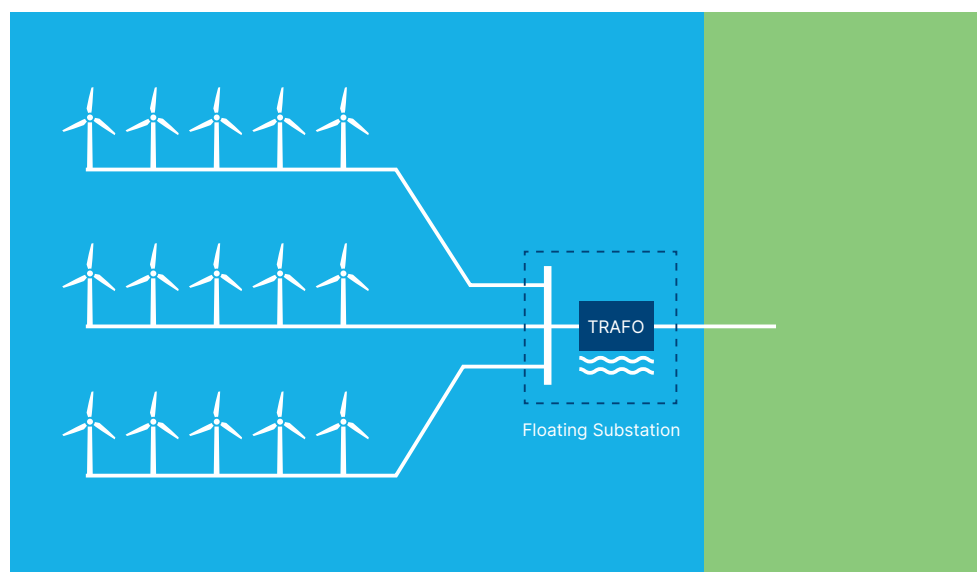
Figur 10: Vindpark med nettilknytning direkte til land med kollektorer.

For denne konfigurasjonen er det kabler direkte til land fra en subsea kollektor og ikke fra «siste» turbin i vindparkfeltet. For dynamiske

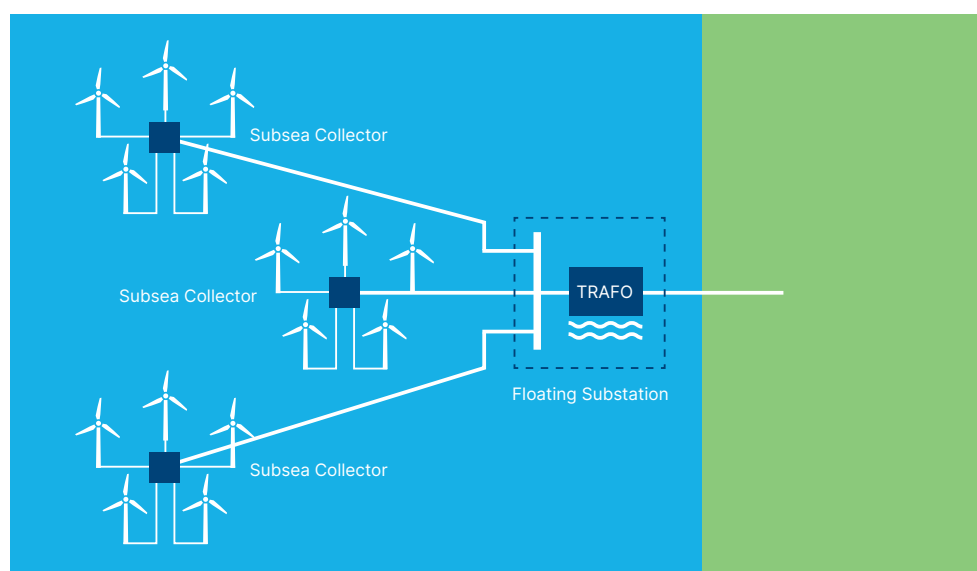
kabler koblet til flytende turbiner og kollektorer henvises til kapittel 5.5 for detaljer. For mere detaljer om kollektor, se kapittel 5.4. For kabler fra kollektor og inn til land kan det i prinsippet benyttes statiske kabler.

4.3 Vindpark med nettilknytning via AC-transformator

4.3.1 Flytende transformatorstasjon



Figur 11: Vindpark med nettilknytning via flytende transformatorstasjon.

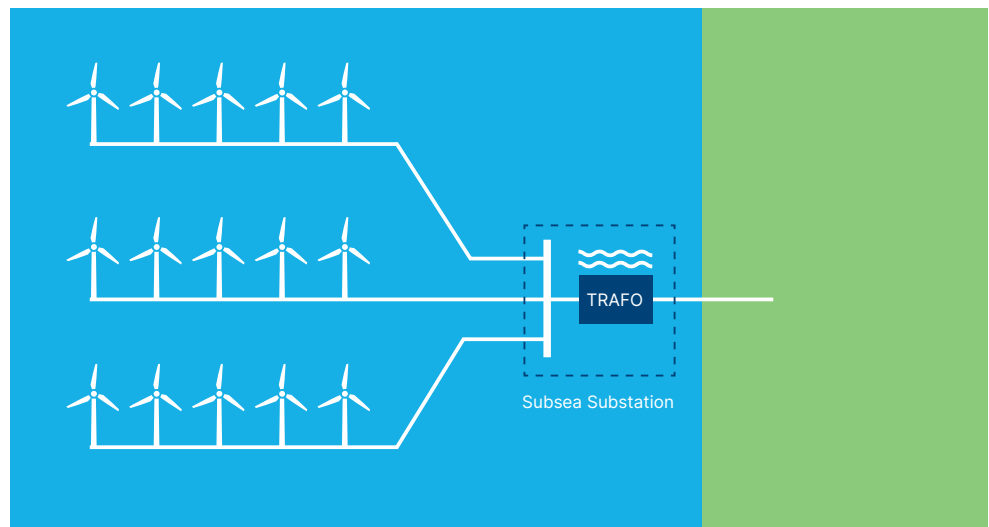


Figur 12: Vindpark med nettilknytning via flytende transformatorstasjon med kollektorer.

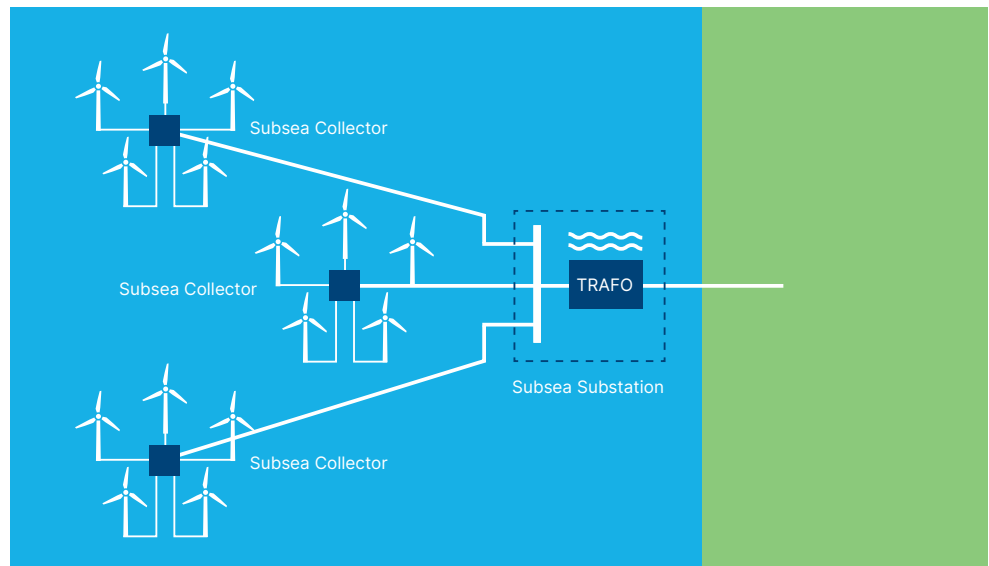
For disse konfigurasjoner er det kabler fra vindturbiner (internkabler) enten direkte til flytende transformatorstasjon eller via en subsea kollektor. Fra flytende transformatorstasjon går det kabler (eksportkabler) direkte til land.

For en offshore flytende transformatorstasjon, er det behov for dynamiske kabler både for internkabler fra turbiner og for eksportkabler fra plattform til land. For dynamiske internkabler koblet til flytende turbiner og eksportkabler tilkoblet flytende transformatorplattform, henvises til kapittel 5.5 og 5.6 for detaljer. For detaljer om flytende offshore plattform henvises til kapittel 5.2.

4.3.2 Subsea transformatorstasjon



Figur 13: Vindpark med nettilknytning via subsea transformatorstasjon.



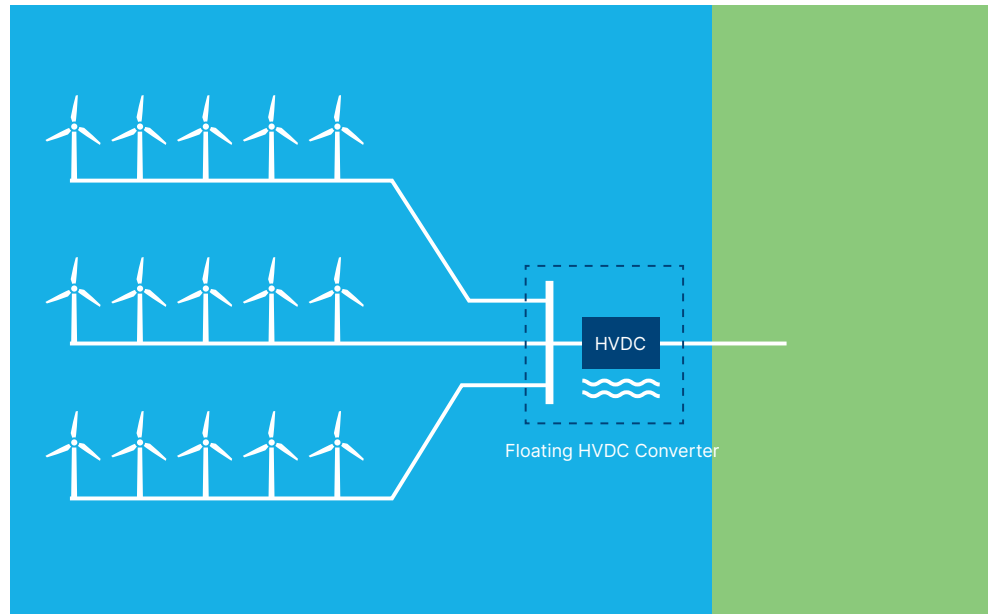
Figur 14: Vindpark med nettilknytning via subsea transformatorstasjon med kollektor.

For disse konfigurasjoner er det kabler fra vindturbiner (internkabler) enten direkte til subsea transformatorstasjon eller via en subsea kollektor. Fra subsea transformatorstasjon går det kabler (eksportkabler) direkte til land.

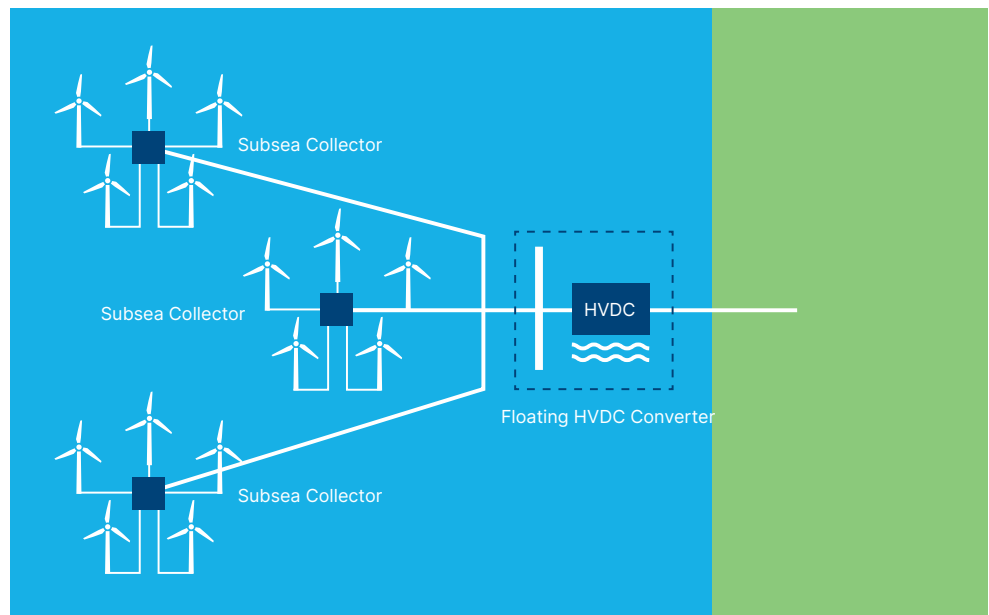
For subsea transformatorstasjon er det behov for dynamiske kabler for internkabler fra turbiner til subsea transformator eller kollektor. For dynamiske internkabler koblet til flytende turbiner og kollektor, henvises til kapittel 5.5 for detaljer. For tilkobling av kabler til kollektorer og til lavspenningside på subsea transformator er det behov for tilkoblingsmuligheter som kan gjøres under vann, såkalt «wet mate conector».

For detaljer om subsea transformator henvises til kapittel 5.3, og for kollektorer henvises til kapittel 5.4.

4.4 Vindpark med nettilknytning med likestrøm-omformer (HVDC)



Figur 15: Vindpark med nettilknytning via flytende HVDC-omformer.

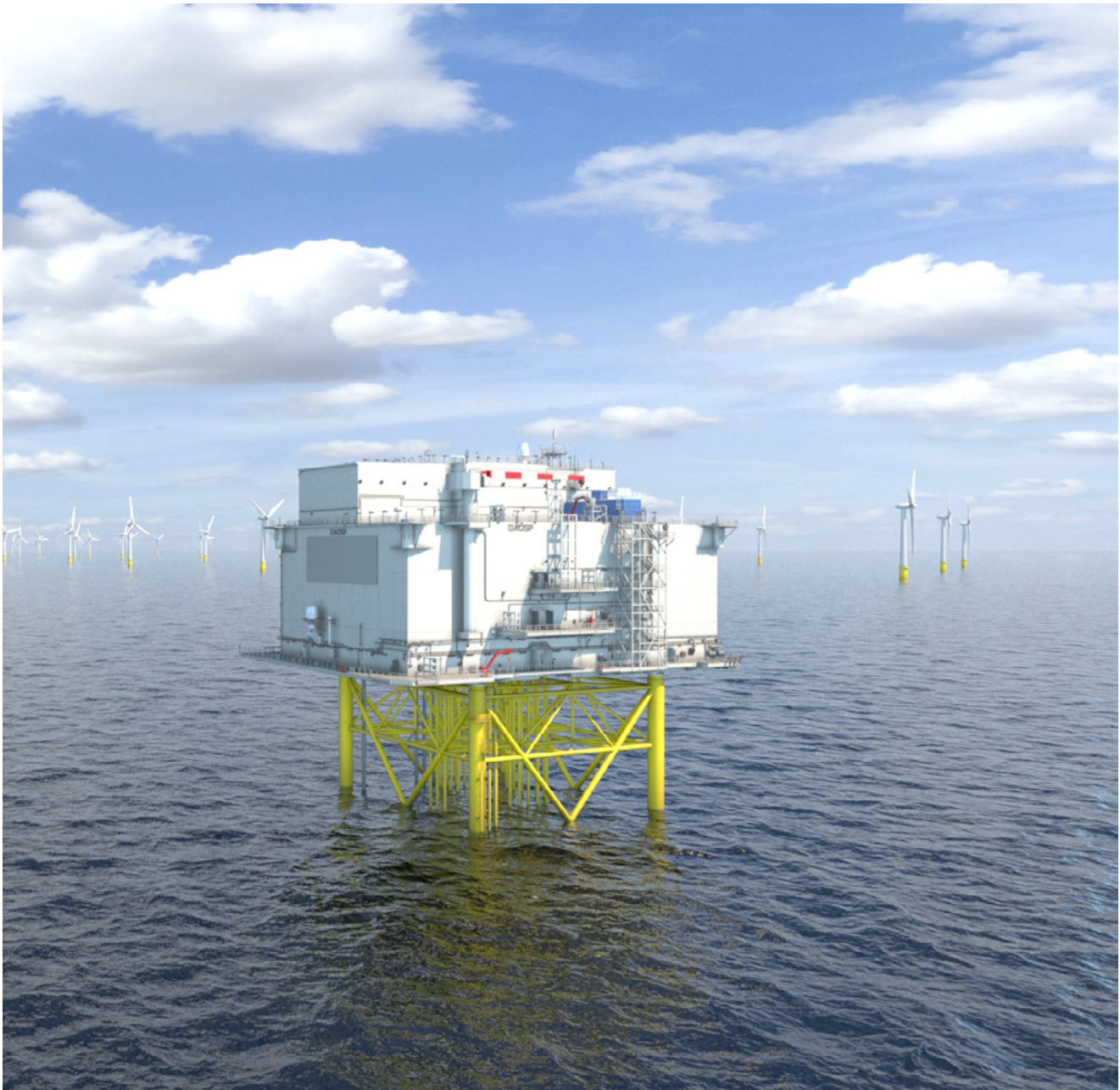


Figur 16: Vindpark med nettilknytning via flytende HVDC-omformer med kollektor.

For disse konfigurasjoner er det kabler fra vindturbiner (internkabler) enten direkte til flytende HVDC omformer eller via en subsea kollektor. Fra flytende HVDC omformerstasjon går det HVDC-kabler (eksportkabler) direkte til land.

Det behov for dynamiske kabler for internkabler fra turbiner til kollektor. For dynamiske internkabler koblet til flytende turbiner og kollektor, henvises til kapittel 5.5 for detaljer. For tilkobling av kabler til kollektorer er det behov for tilkoblingsmuligheter som kan gjøres under vann, såkalt «wet mate connector».

For detaljer om kollektorer henvises til kapittel 5.4.



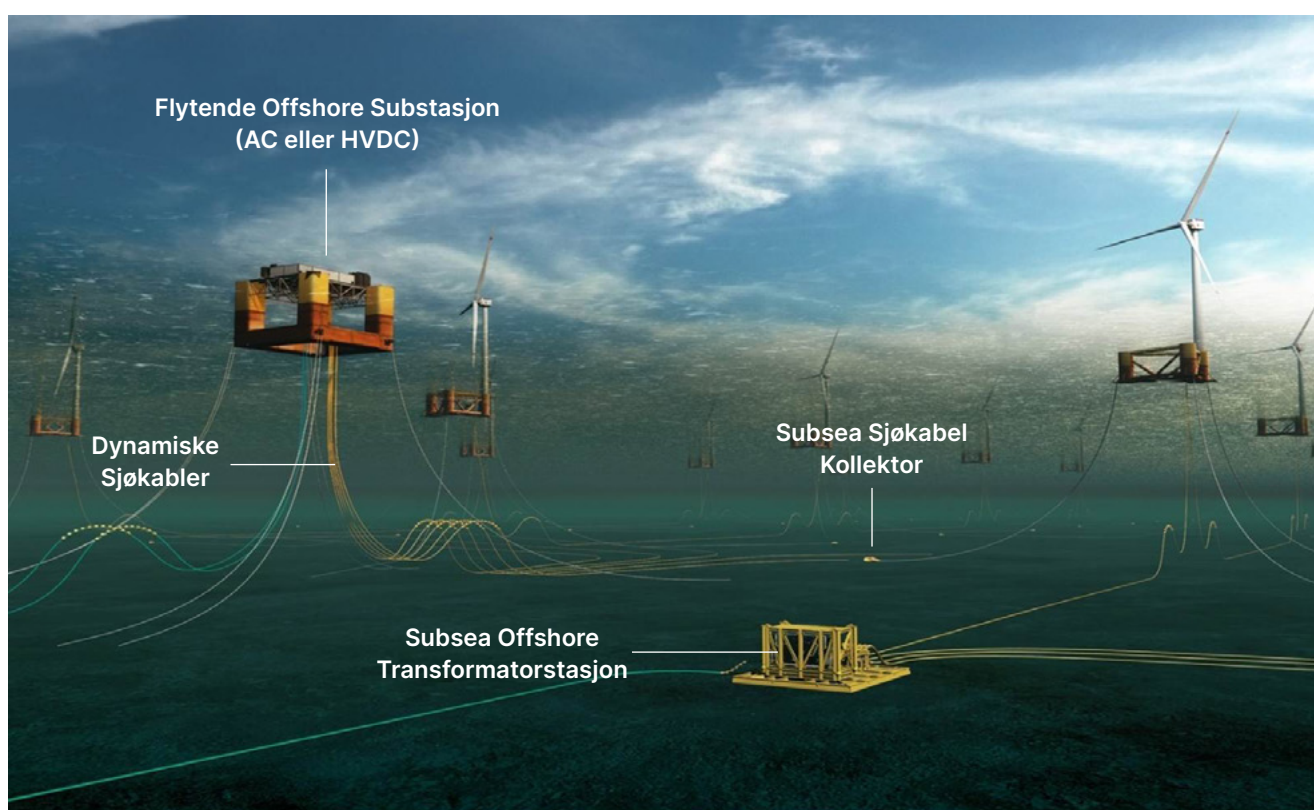
5

TEKNOLOGI-
EVALUERING

5.1 Generelt

I dette kapitlet blir de forskjellige teknologier relatert til nett for flytende havvind evaluert. Viktig fokus er teknologibeskrivelse, teknologimodenhet, teknologigap samt evaluering av hvordan teknologigap kan lukkes. Teknologier for flytende havvind er generelt betraktet som kostbare, og teknologigap og løsninger for å lukke disse og få ned kostnader er viktig. Både investerings-, drift- og vedlikeholdskostnader er sentrale elementer i tillegg til reparerbarhet og reparasjonsstrategi. Bærekraft er tatt i betraktning, men har ikke vært sentralt i denne rapporten jmfør mandatet.

Generelt foregår teknologiutvikling i flere steg som begynner med design og beregninger, deretter testing i mindre skala før testing i større skala. Investeringsbeslutning for et virkelig prosjekt tas normalt etter storskala testing og verifikasjon, da er teknologien kvalifisert. Deretter følger detaljprosjekter, bygging, installasjon og testing mot igangsetting. Detaljprosjektering og realisering tar normalt 3–5 år fra investeringsbeslutning til igangsettelse og normal drift.



Illustrasjon: Aker Solutions

Figur 17: Oversikt over evaluerte teknologier.

Når man sier at en teknologi er klar, må man derfor skille på om den er klar for første gangs testbruk i et prosjekt, eller om teknologien har vært bygget og testet i virkelig drift.

For å beskrive en entydig status for teknologimodenhet er det i rapporten henvist til når teknologien er klar for start prosjektutvikling.

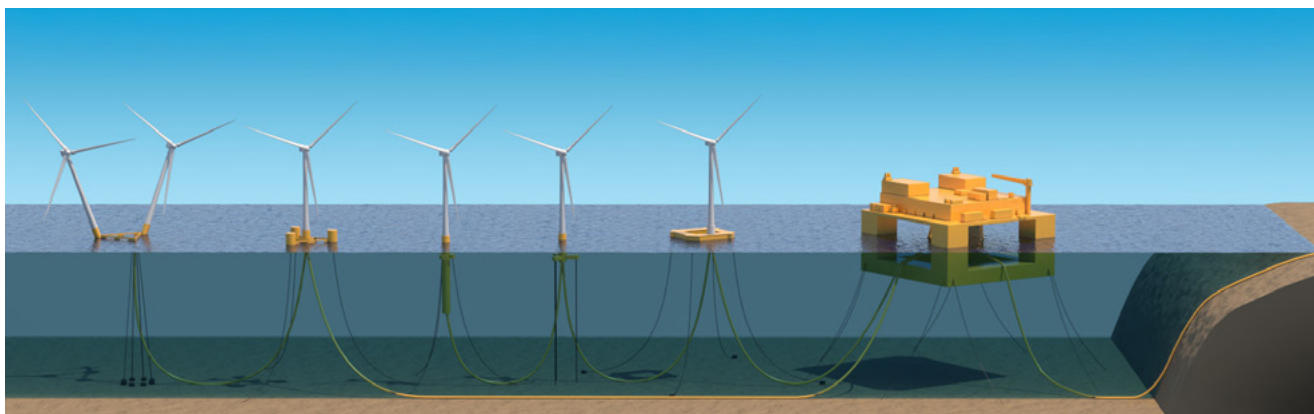
Kapasitet i Industrien

Mandatet skisserte at kapasitet i industrien skulle inkluderes i studien. Dette er et tema som etter vurdering ble tatt ut av arbeidet som lot seg gjøre internt i gruppa da det influerer for mye inn i de enkelte selskapers behov for konfidensialitet og kan være i konflikt med konkurranselovgivningen.

Punktet om kapasitet i industrien er derfor løst ved den eksterne markedsanalysen som er utført av ERM, Brinckmann og Norwegian Energy Partners (NORWEP). Oppdragsgivere for studien er Norsk Industri, Fornybar Norge og Offshore Norge. Studien viste veldig kort oppsummert at det norske markedet er for lite til å påvirke kapasiteten til industrien globalt. Rapporten viser ellers hvor industrien har flaskehalsproblemer p.t.⁴

Kapasitetsutfordringer i leverandørkjeden og begrenset satsing fra leverandører på grunn av usikkerhet og risiko kan bremse teknologiutvikling- især kostbare industrialiserings- og piloteringsbehov.

4) norskindustri.no/siteassets/dokumenter/bransjer/offshore/2024-global-supply-chain-study---havvind.pdf



Illustrasjon: Albel

Figur 18: Flytende HVAC-substasjon, prinspskisse for kobling mot flytende turbiner og mot land.

5.2 Flytende Offshore Substasjoner

5.2.1 Teknologibeskrivelse for HVAC substasjoner

HVAC substasjoner vil spille en viktig rolle for overføring av elektrisk kraft fra offshore energikilder som flytende havvindparker til det landbaserte nettet. Teknologien i disse substasjonene omfatter flere nøkkelkomponenter som transformatorer, koblingsanlegg, kompensering, og beskyttelsessystemer som sikrer at den genererte kraften transporteres effektivt over store avstander med minimale tap.

For offshore applikasjoner er HVAC substasjoner vanligvis plassert på plattformer til havs, og deres design må tilpasses de utfordrende maritime forholdene. Dette inkluderer korrosjonsbestandige materialer, modulære design for enklere installasjon og vedlikehold, samt beskyttelse mot svingninger i temperatur, fuktighet, og mekanisk belastning fra bølger og vind.

For flytende havvind er det en stor fordel at mye av den eksisterende teknologien fra olje- og gassindustrien kan gjenbrukes, men det er samtidig behov for videreutvikling. Dette inkluderer enklere og mer kostnadseffektive design, forbedrede subsea transformatorer og kabeltermineringer, og økt standardisering for å redusere kostnader og øke påliteligheten. HVAC substasjoner har en høy teknologimodenhet, men krever kontinuerlig optimalisering og samarbeid mellom leverandører og designere for å møte de spesifikke utfordringene i flytende havvindinstallasjoner.

Markedsstatus

Det har vært utviklet ulike konsepter for flytende HVAC-stasjoner gjennom de siste 10–15 årene. Det er bygget en flytende pilot test-stasjon i Japan i Fukushima testpark for flytende vind⁵. Utenom denne har ingen flytende pilotprosjekt vært av en størrelse til at en flytende substasjon har vært nødvendig. I kjeden av prosjektutvikling fra gjennomførbarhetsstudie, konseptstudie, FEED og gjennomføring/bygging, så er et Equinor prosjekt i Sør-Korea kommet til FEED-fasen. Flytende vindparker under planlegging er tildelt konsesjoner i UK, men disse planlegges bygget med flytende turbiner og bunnfaste substasjoner på begrensede vanddyp ned til ca. 100 m. Det er andre initiativer og konkrete planer om flytende vindparker fra demo størrelse på ~200 MW og opp til kommersielle på 1000 MW+ i Frankrike, Irland, Taiwan, Japan og USA Østkyst, men med usikre fremdriftsplaner.

Teknologistatus

Teknologisk status for flyterskrog (struktur) er at design og utforming kan og bør følge mer eller mindre standardløsninger fra olje- og gass industrien. Forenklinger og noe tilpasning vil være nødvendig, blant annet for ballastsystemer. Det forutsettes at plattformer skal være ubemannet.

Det settes andre krav til utstyr om bord på en flytende plattform sammenlignet med en bunnfast, for å tolerere akselerasjoner i alle retninger og helninger. Høyspenningsutstyr i størrelsesorden titalls MW og titalls kV har vært i bruk på skip og plattformer/FPSOer i lang tid, og er velprøvd og kvalifisert. Det pågår er arbeid både hos Havindustritilsynet og DNV med regelverkstilpasninger og krav til flytende substasjoner.

Det har vært forsøkt design av flyterkonsepter som enten er mer eller mindre fastholdte eller er så store at de ikke beveger seg stort mer enn bunnfaste plattformer. Disse konseptene får svært høye kostnader eller vil være urealistiske i praksis med hensyn på størrelse. F. eks. er tension-leg plattformer fastholdt vertikalt, men har samme akselerasjoner som andre flytere horisontalt og det anses ikke teknisk mulig å holde fast horisontalbevegelser med kraftig forankring, da ville de i så fall være billigere å bygge med en bunnfast løsning.

5) flytende substasjon pilot i Japan <https://www.fukushima-forward.jp/reference/pdf/study025.pdf>

Konklusjonen er at utstyr på en plattform må tolerere normale flytebevegelser, og at det er fullt mulig både teknisk og kostnadmessig.

Utstyrleverandører har arbeidet med utvikling og kvalifisering av høyspenningsutstyr i størrelse hundretalls MW og hundretalls kV gjennom de siste 5–6 årene, og utstyrsleverandører bekrefter at de er klare til å levere det utstyret som er nødvendig på en flytende HVAC substasjon. For nærmere detaljer se kapittel 5.2.3.

Figur 18 og Figur 19 illustrerer flytende substasjoner som på samme måte som flytende turbiner kreves det som kalles dynamiske kabler. Dette er kabler og en kabelkonfigurasjon som kan ta opp de relative bevegelsene mellom plattform og havbunn. For beskrivelse av utvikling innen dynamiske kabler henvises til kapittel 5.5 og 5.6.

En flytende substasjon vil også kreve et forankringssystem. Standard forankringssystemer fra olje- og gassindustrien vil teknisk sett fungere også for flytende substasjoner, men kan bli for kostbare sammenholdt med inntektspotensialet fra vindparker. Det har vært gjennomført flere ulike FoU prosjekter med støtte fra NFR på å utvikle mer kostnadsoptimale løsninger ved hjelp av fibertau eller andre løsninger uten at de helt store besparelser er bevist eller oppnådd så langt. Referanseprosjekt er Innovative Mooring Systems og FIRM (Fibre Rope Mooring).

Levetid, drift, vedlikehold og reparasjonsfilosofi

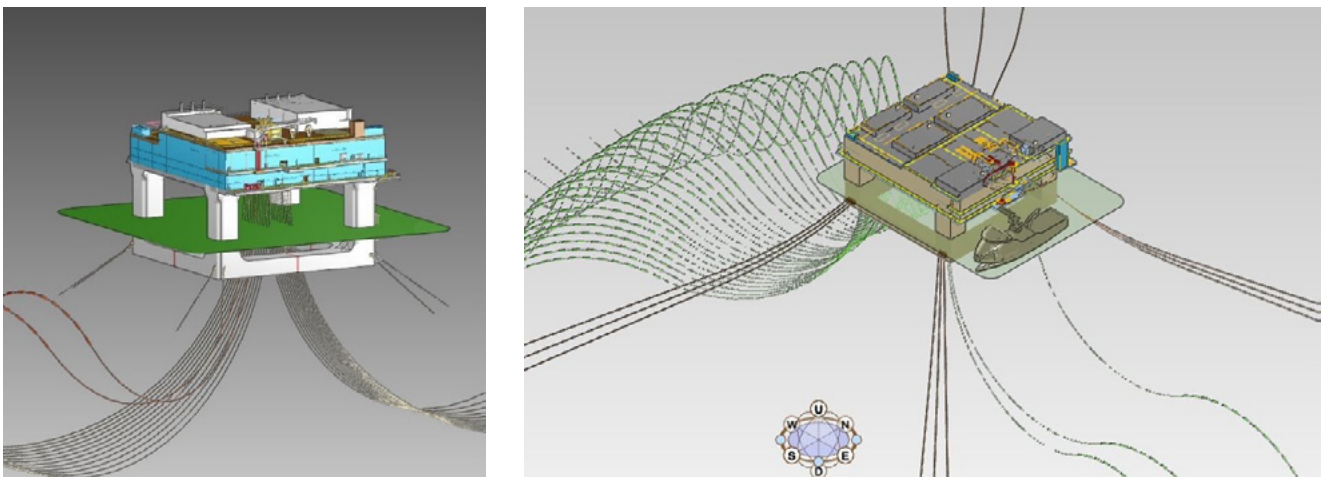
Det designes for samme levetid og drift, vedlikeholds og reparasjonsfilosofi for flytende substasjoner som for bunnfaste. Dette anses som tilstrekkelig modent for gjennomføring, og ingen vesentlige gap er identifisert. Standard flytende turbiner må enten må frakobles og taues til land, eller krever en ikke-eksisterende løsning for hovedvedlikehold offshore. For flytende substasjoner derimot, kan alt vedlikehold og eventuelle utskiftninger på en flytende substasjon gjennomføres med kjente og velprøvde metoder med kraner på servicefartøy, plattformkraner og flytekraner. For de eksisterende flytende substasjonskonseptene er tilkomst, materialhåndtering, evakuerings- og utskiftningsfilosofi allerede innbakt i konseptet.

5.2.2 Teknologibeskrivelse for HVDC-substasjoner

Samme utfordring med kabler og utstyr gjelder for flytende HVDC-substasjoner. Mye av utstyret er likt for HVDC som for HVAC og kan anses kvalifisert når HVAC-stasjoner er bygget og testet. HVDC-leverandørene jobber med å kvalifisere selve omformerutstyret, dette anses som fullt ut gjennomførbart med mindre endringer, men kvalifiseringen av dette ligge noe lengre ut i tid enn for HVAC-utstyret.

Aibel, Hitachi Energy og Nexans deltar i Grønn Platform «Ocean Grid»-prosjektet som er støttet av Forskningsrådet og Innovasjon Norge. Her gjøres det utmattings- og ekstrempåkjenning simulering og evaluering for to HVDC-konsepter basert på metocean data fra Snorrefeltet i Tampenområdet i Nordsjøen. I prosjektet inngår $\pm 320\text{kV}$ symmetrisk monopol med kapasitet 1,0–1,6 GW flytende omformerstasjon og ± 525 bipol med kapasitet 2–3 GW flytende omformerstasjon. For flytende HVDC-stasjoner så trengs det spesifikke HVDC-utstyret videre utvikling og kvalifikasjon for å kunne brukes på flytere.

Illustrasjon: Aibel



Figur 19: Konsept for flytende HVDC stasjoner. 1,0 – 1,5 GW 320kV Monopol omformer til venstre. 2–3 GW 525kV Bi-pol omformer til høyre. (Aibel konsepter fra Equinor/Sintef Ocean Grid FOU prosjekt, delprosjekt flytende HVDC stasjoner.)

Likheter og ulikheter mellom HVAC og HVDC

- En del av utstyret på HVAC- og HVDC-substasjoner er likt eller av tilsvarende type.
- HVDC-stasjoner har mer utstyr på plattformen. Selve omformer-utstyret som omformer mellom AC og DC krever noe mer plass på dekk.
- HVAC systemdesign og utstyrskomponenter er utbyttbare mellom leverandører med muligheter for kombinasjoner av flere leverandører. Systemdesign kan gjøres både av utstyrsleverandører og uavhengige aktører.
- HVDC systemdesign og utstyrskomponenter for hver stasjon er spesielt for hver leverandør, og ikke ombyttbart. Systemdesign kan bare gjøres av utstyrsleverandørene selv.
- Dette gir føringer for kontraktsoppsett og prosjektgjennomføring, som er mer begrenset for HVDC og mer fritt til å sette opp for HVAC.

5.2.3 Teknologibeskrivelse for HVAC og HVDC elektroutstyr

Elektroteknisk utstyr som kreves i dag er kommersielt tilgjengelig for bruk i bunnfaste prosjekter, og det er høstet driftserfaringer i mer enn 10 år for slike installasjoner. Det trengs dermed ikke å utvikles komponenter som tåler høyere spenninger, større strømmer og mer effekt etc. Utfordringen ligger i marineringen, eller mer presis forsterkning av mekanisk struktur, innfesting, gjennomføringer etc. slik at utstyret kan tåle de påkjenningene som kommer av å være installert på en flyter.

Marine samt olje- og gassindustrien har i årtier etablert standarder og testprogrammer for å kvalifisere utstyr for industrien enten gjennom typetester eller prosjektgodkjenninger. Noe av dette kan direkte gjenbrukes for flytende havvind, som for hjelpesystemer (MV og LV), kontrollsystemer og telekom-systemer som alt har godkjenninger fra marine classeselskaper.

For tyngre elektrisk utstyr som kraftransformatorer, shunt reaktorer, gassisolerte koblingsanlegg (GIS) og HVDC-omformere har GE Vernova, Hitachi Energy og Siemens Energy alle pågående program for kvalifisering. Programmene ser på den mekaniske integriteten til transformatorer, GIS systemer, HVDC-omformere etc. plassert ombord på en flyter. Typisk testes utmatting, ekstrembelastninger, ulykkestilstander, varierende nedbøyninger og deformasjoner samt

Elektroteknisk utstyr som kreves i dag er kommersielt tilgjengelig for bruk i bunnfaste prosjekter, og det er høstet driftserfaringer i mer enn 10 år for slike installasjoner.

akselerasjoner og krenghninger. Historisk er det levert og typegodkjent elektroutstyr på lavere spenningsnivå for marine og olje- og gass-installasjoner. Dette gjelder både transformatorer, koblingsanlegg og omformere basert på kraftelektronikk. DNV og andre klasseselskaper typegodkjenner slikt utstyr for skip og olje- og gass installasjoner. Det finnes også egne standarder for havvind, f.eks DNV-RU-OU-0512 «Floating wind installations». På høyspenning transmisjonsutstyret er det pr i dag kun en frivillig klasse (HV).⁶

The following systems are covered limited to the hull and its systems, i.e. not including the power transmission and its associated systems, unless the voluntary class notation HV is selected:

- machinery systems and equipment
- electrical systems and equipment
- instrumentation and telecommunication systems
- fire protection.

The high voltage electrical system, equipment and associated control systems necessary to collect and transform the power from the wind power plants to the offshore transmission system may be covered by the voluntary class notation HV.

I praksis vil dette si at leverandørene har erfaring, og kanskje også typegodkjenninger, for utstyr for mindre ytelser og lavere spenninger brukt på skip og olje- og gass-installasjoner, men ikke for «grovere» utstyr som vil trenge i et transmisjonssystem for havvind.

Per i dag er det levert og satt i drift 132 kV HV GIS og transformatorer i 50–100 MVA-klassen til Troll B og C, Gjøa og til Goliat plattformen. Jansz-plattformen får idriftsatt tilsvarende utsyr, samt kraftelektronikkbaserte omformere i 20 MVA-klassen til kompressorer og fremdriftssystemer.

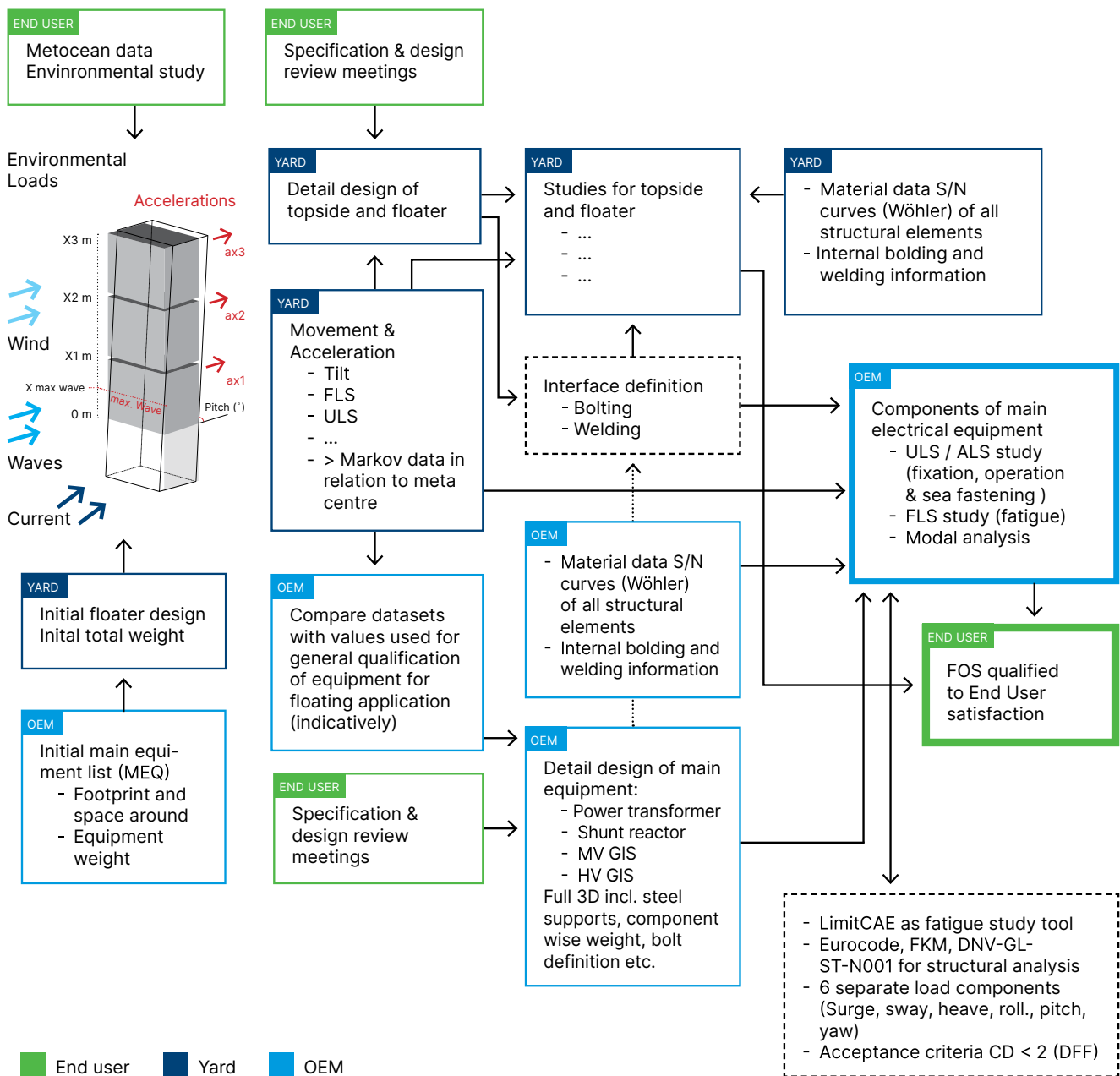
Dette betyr at noe av utstyret som trengs for flytende havvind alt er tilgjengelig i markedet, mens annet utstyr vil måtte gjennomgå kvalifiseringsprogram, typisk i første omgang i form av datasimuleringer. En utfordring er at mye av utstyret er så stort og tungt at det ikke er hverken mulig eller praktisk gjennomførbart å teste prototyper på ristebord slik det gjøres i typetester for marine sertifiseringer.

6) <https://standards.dnv.com/explorer/document/7A322F7B14014BD793BDCB4C4C1C56CC/7> (krever innlogging)

Design og verifikasjonsprosessen for utstyret kan ikke gjøres av en utstyrsleverandør alene. Man trenger data om vind, bølger, strøm etc, fra aktuell lokasjon, samt data fra plattformdesigneren for selve flyteren for å kunne simulere og verifisere for aktuelt prosjekt.

Hvor på flyteren utstyret er plassert og hvilke akselerasjoner som er aktuelle på gitt punkt for et gitt havområde må sjekkes ut.

Et eksempel på en slik prosess:



Figur 20: Design og verifikasjonsprosess for elektrisk utstyr plassert ombord i en flyter.

Risiko og barrierer

Markedsaktiviteten for bunnfaste havvindprosjekter, og for elektrifiseringsprosjekter generelt, er svært høy. Mange av leverandørene har rekordstore ordrebøker, og leveransetidene er lange på hovedkomponentene. Det er en risiko for at flytende havvind blir nedprioritert til fordel for andre «enklere» prosjekter både hos utbyggere og leverandører.

Som industri trengs det koordinering og samkjøring av standarder med kriterier samt test -og verifikasjonskrav. Det blir svært dyrt om at alt utstyr skal kunne motstå akselerasjoner og krefter som kan oppstå på en dårlig designet flyter i svært røffe havområder.

Instrumenteringen og delkomponenter kan testes separat i fysiske tester, mens øvrig utstyr må simuleres digitalt. Testing av større komponenter i lab eller fabrikk på et ristebord er ikke mulig. Testing av for eksempel tunge transformatorer må derfor gjøres på andre måter.

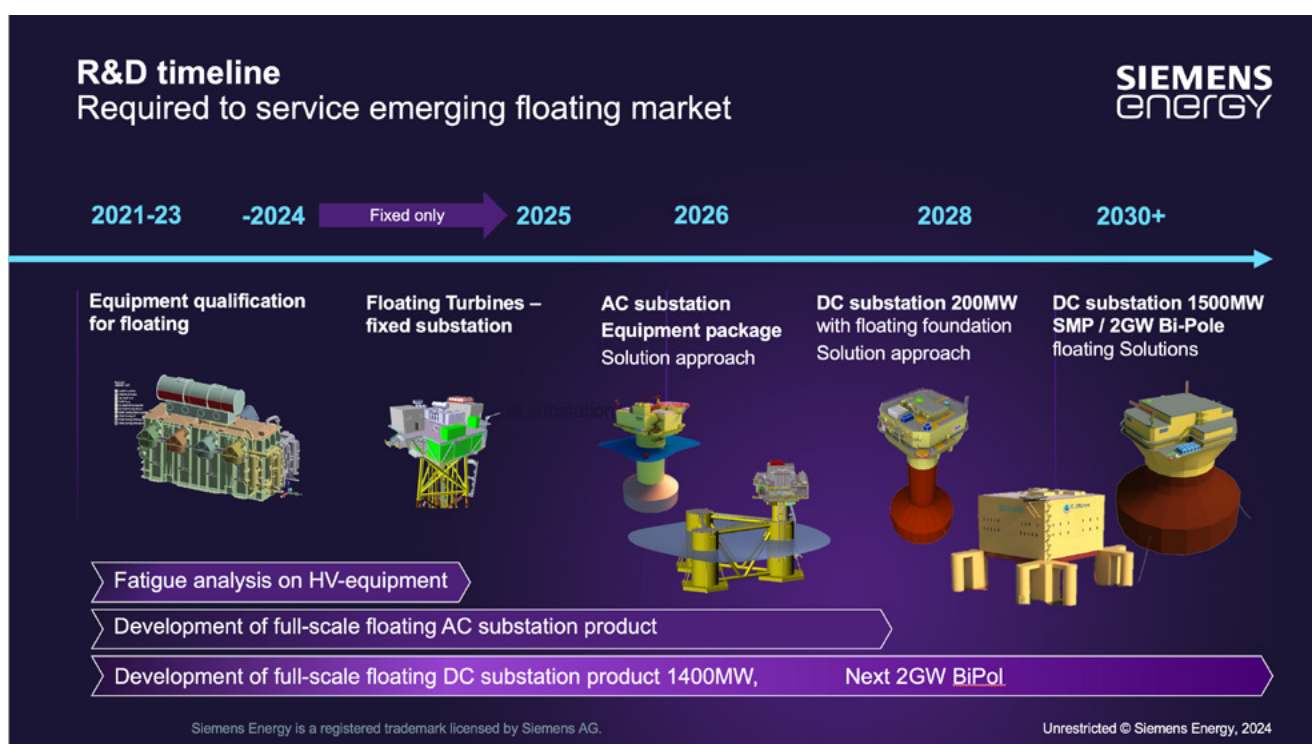
Barrierer eller punkter som trenger industrikoordinering:

- Hva kan/skal testes og valideres gjennom fysiske tester vs digitale simuleringer?
- Hvilke standarder skal det testes og simuleres etter og hvilke testkriterier skal settes.

Tidslinjer

HVDC-omformerne med sin sammenkoblede kraftelektronikk, med tilhørende kontroll og kjølesystemer, er mer komplekst og har flere sjekkpunkter enn transformatorer og GIS-anlegg.

Leverandørene indikerer derfor at flytende transformatorstasjoner (HVAC) vil være kommersielt klart for start prosjektering ~2025, mens for flytende omformerstasjoner (HVDC) ventes å være tilgjengelig for start prosjektering ~2028.



Figur 21: Tidslinje fra Siemens Energy.

Bærekraft

Siden 60-tallet er SF₆-gass brukt som isolasjonsmedium for GIS-anlegg og slokkemedium i effektbryter. Denne gassen har fremragende tekniske egenskaper, men den er også dessverre en «klimaversting» med hensyn på klimagassutslipp ved lekkasje med en GWP på 24 300. Ett kg SF₆ tilsvarer 24,3 tonn CO₂ ved utslipp i atmosfæren.

Bruk av SF₆-gass er i nå ferd med å fases ut, og SF₆-frie koblingsanlegg er i dag kommersielt tilgjengelig på de spenningsnivåene som vil trenge for flytende havvindprosjekter. Disse SF₆-frie alternativene vil måtte «mariniseres» og verifiseres med simuleringer og tester på

samme måte som øvrig elektroutstyr. Dette kan gjøres innenfor den samme tidsrammen som øvrig elektroutstyr, dersom man starter et pilotprosjekt hvor alt utstyr for flyteren gjennomgås for det spesifikke prosjektet, typisk i en FEED-studie.

5.2.4 Behov for teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter

For å kunne gjennomføre et HVDC og et HVAC prosjekt med flytende plattformer som er beskrevet ovenfor, er stort sett alle hovedkomponenter på plass. For å komme et steg videre for å lukke de identifiserte gapene for å plassere utstyr på en flytende plattform, vil det være mest hensiktsmessig å gjennomføre et fullskala prosjekt. Gjennom et fullskala prosjekt må det være rom for teknologikvalifisering av gjenstående gap, samt eventuelt avdekking av behov for ytterligere forbedringer og teknologiutvikling.

Gjennom et fullskala prosjekt må det være rom for teknologikvalifisering av gjenstående gap, samt eventuelt avdekking av behov for ytterligere forbedringer og teknologiutvikling.

For å få testet og pilotert flytende substasjoner, bør det areal og prosjekter tildeles der det er egnet for flytende substasjon. Dette kan eventuelt legges inn som en forutsetning for utlysning av et vindkraftfelt.

For å få testet og pilotert flytende substasjoner, bør det areal og prosjekter tildeles der det er egnet for flytende substasjon. Dette kan eventuelt legges inn som en forutsetning for utlysning av et vindkraftfelt. Fremdriften med å få bygget en flytende substasjon er nå styrt av evne og vilje til å tildele og få satt i gang prosjekter.

Det vil være en viss risiko kommersielt med å få bygget de første substasjonene, og risikoavlastende tiltak vil trolig være nødvendig.

Tekniske krav og regelverk bør følge internasjonale standarder slik at man slipper å lage spesielløsninger for norske prosjekter. For eksempel så har flytende olje- og gassinstallasjoner på norsk sokkel særnorske krav i en kombinasjon av Norsok-standarder og krav fra Sjøfartsdirektoratet. Dette gjør at man får egne løsninger som ikke standard, og typisk gjelder dette forankring, antall ballasttanker, ballastsystem, overflatebehandling, stålkvaliteter og dette kan drive kostnadene opp.

DNV sin standard for offshore substasjoner har innen bunnfast vind etablert seg som en de-fakto internasjonal standard. DNV har pågående arbeid som inkluderer FoU arbeid (Joint Industry Project) med å oppgradere deres offshore standard for substasjoner til å inkludere flytere. Dette arbeidet bør støttes. Det er arbeid på gang hos Havindustritilsynet som bør avklares og som mest naturlig bør legge seg på et internasjonalt nivå og henvise til internasjonalt anerkjente standarder.

For flytende HVDC- stasjoner er det behov for utvikling og oppgradering av selve omformerutstyret hos de utenlandske leverandørene, for å kunne tåle flytterbevegelser. Dette må skje hos leverandører uten direkte støtte, men det bør gis indirekte incentiver ved at det blir en forutsigbar portefølje av prosjekter. På denne måten vil leverandørene være villige til å investere i utviklingen, det gir trygghet å vite at det kommer flere prosjekter fremover i tid.

Det er et generelt behov for å redusere kostnader for utbygging av nett til havs for offshore havvind, og et viktig virkemiddel er prosjekter i større skala og lære gjennom disse. Typiske områder hvor det er kan være mulig å redusere kostnader er ved å innføre ubemannet drift, forenklede marine systemer samt optimaliserte forankringssystemer som består av kombinasjon av mindre bruk av materialer og bruk av billigere materialer og komponenter. Her er anbefalt vei videre, å kombinere forskning og utvikling med å gjennomføre prosjekter der det åpnes for å teste nye løsninger.

Oppsummert er anbefalingene for flytende substasjoner:

- Etablere piloter og prosjekter
- Fortsatt støtte til FoU innen forankring, forenklede marine systemer, forankringssystemer, mm
- Støtte til arbeidet med å redusere kostnader for forskjellige konsepter og systemer for ubemannet drift
- Støtte arbeid med utvikling av regelverk og standarder og at disse er harmonisert internasjonalt

5.2.5 HVDC nett og interoperabilitet

Det er allerede igangsatt arbeider for å utvikle HVDC-nett fra de fleste leverandører, «multi terminal – multi vendor». Dette vil også introdusere og involvere landbaserte koblingsstasjoner som kan håndtere feil i systemene som feildeteksjon og feilutkobling (ikke bare punkt til punkt leveranser). Denne utviklingen er allerede støttet med EU-midler i ett prosjekt, InterOpera. Det er å anta at offshore delen av et HVDC grid ikke påvirkes i stor grad. Denne type utvikling vil videre styrke mulighetsrom for å koble sammen land og regioner rundt Nordsjøen på en trygg og effektiv måte. Pilotprosjekter er allerede utpekt for denne type teknologi i løpet av 5–10 år.

5.3 Subsea Offshore AC Transformatorstasjon

5.3.1 Teknologibeskrivelse

Utviklingen av offshore transformatorstasjoner som undervannsløsning, forenklet kalt subsea substasjon, har sitt utspring i undervannstransformatorer for subsea kompresjons- og pumpesystemer innen olje og gass. Selskaper som Aker Solutions, ABB/Hitachi, SLB OneSubsea, Baker Hughes og Siemens Energy med flere har med utgangspunkt i norske ingeniørmiljøer vært viktige i å utvikle denne elektroteknologien. Et eksempel er Ormen Lange Subsea Compression Pilot som ble testet fra 2011–2015 i Shell sitt testbasseng på Nyhamna utenfor Molde. Der testet man for første gang en ca 20 MVA 132/22 kV prototype som var designet for 70 MVA⁷. I denne løsningen inngikk en 132 kV tørr terminering fra Baker Hughes mellom kabel og transformator, som også er brukt på Equinors Åsgard Subsea Compression. Her har man i 9 år siden 2015 operert flere subsea transformatorer med våte og tørre koblere opp til 52 kV med en oppetid på over 99.9 % (Tilsvarende bare ca. 8 timer nedetid pr år. Kilde: Equinor i media 2022⁸).

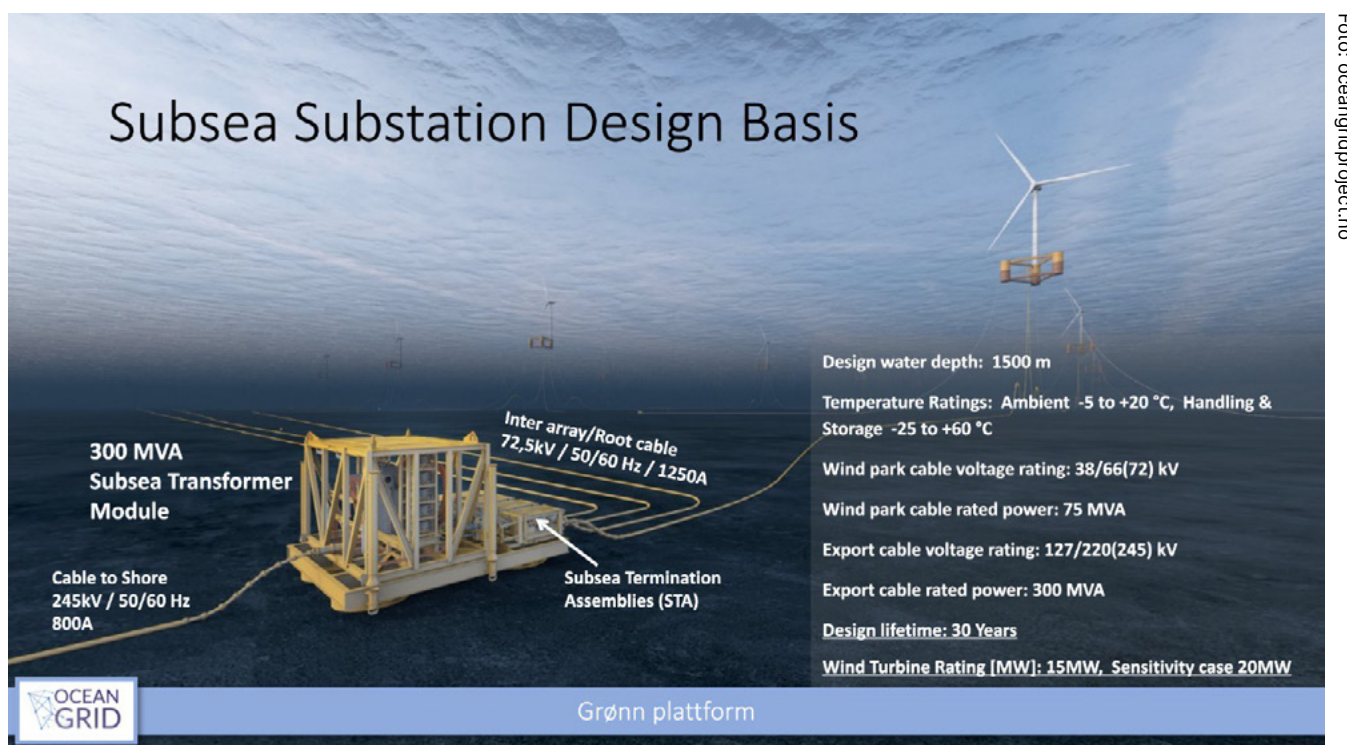
Foto: Aker Solutions



Figur 22: Eksempel på 400 MVA Subsea Substasjon med 66 kV inn (4 stk) og 220kV ut.

7) Offshore Magazine, «Ormen Lange Pilot test info: «Norske Shell sanctions Ormen Lange subsea compression tests», 1 April 2012. [Internett]. Available: <https://www.offshore-mag.com/subsea/article/16760195/norske-shell-sanctions-ormen-lange-subsea-compression-tests>.

8) Midtnorsk Næringsnytt MN24, «Equinor uttalelse om oppetid for subsea kompresjon med elektroutstyr i artikkelen «Kan tjene 200 milliarder på det de trodde var umulig», 6 Februar 2022. [Internett]. Available: <https://www.mn24.no/nyheter/i/Xq3nrg/kan-tjene-200-milliarder-paa-det-de-trodde-var-umulig>.



Figur 23: Eksempel på design basis og tekniske krav i Ocean Grid / Grønn Plattform.

Eksempelvis har ABB sammen Hitachi Energy hatt en pionerrolle innen utvikling av teknologien fra både designstudier og tester / prototyper over de siste 25 årene, og gått i front gjennom leveranse av ca. 40 subsea transformatorer, uten rapporterte feil. Statistikken fra Åsgard, samt flere titalls undervanns pumpe-systemer med produkter fra ulike leverandører, viser at transformatorer og høyspente koblere under vann har høy pålitelighet.

De siste 7–8 årene har man med utgangspunkt i erfaringene fra olje og gass gradvis utviklet lignende løsninger for flytende og bunnfast havvind. Det samme er tilfellet fra tidevannskraft gjennom eksempelvis HydroQuest Flowatt i Frankrike⁹. Status i dag er at det er flere aktører som utvikler subsea transformatorer opp mot 400 MVA. Disse er tilpasset havvind med 66 kV og 132 kV IAC kabler på forsyningsiden, og for transmisjonsspenning til land på 145 kV og 245 kV. Norske myndigheter sponser blant annet Grønn Plattform / Ocean Grid, hvor ABB og Aker Solutions utvikler systemtopologier og funksjonskrav til subsea transformatorstasjoner under prosjektledelse av Equinor og Sintef m.fl.¹⁰

9) Windstaller Alliance Press Release, «Windstaller Alliance appointed to HydroQuest Flowatt Tidal FEED,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.windstalleralliance.com/news/windstaller-alliance-appointed-to-tidal-power-feed>.

10) Ocean Grid Project, «Ocean Grid Project,» 2024. [Internett]. Available: <https://oceangridproject.no>.

Teknologistatus / State-of-the-Art

Basert på offentlig tilgjengelig informasjon er det 4 aktører som utvikler offshore AC transformatorstasjoner under vann pr. i dag. Disse er Aker Solutions sammen med ABB/Hitachi Energy, Baker Hughes (basert på presentasjon på konferanser), SLB OneSubsea¹¹, og Siemens Energy¹².

Når det gjelder MVA-ytelse er dette bestemt både av strømførings- evne til kabel og kabelterminering og høyspent eksportsiden av transformatoren, og av termiske og praktiske forhold relatert til fabrikasjon og installasjon på havbunnen. Selv om det er teknisk mulig å konstruere en transformator større enn 500 MVA, er det eksempelvis en fordel å holde seg under maksimal vekt på typisk 600 til 900 tonn for å være tilpasset de mest aktuelle klassene for installasjonsfartøyer. Går man over denne vekten er det mer aktuelt med tyngre kranfartøy, som er betydelig mer kostbare og mindre tilgjengelige.

Flere av aktørene har på konferanser presentert at de utvikler transformatorer opp til 400 MVA, og da forventes vekten typisk være innenfor nevnte vektklasser. Dette er også innenfor hva som er mulig å håndtere på transformatorfabrikkene og logistisk i forhold til modulintegrering og fabrikasjon.

Avhengig av kraftsystemarkitektur er det også ofte relevant å utstyre transformatoren med effektbrytere, skillebrytere og jordingskniver (enten integrert i modulen, eller som separat effektbrytermodul), slik at kablene inn fra vindparken kan isoleres ved feil, og dermed opprettholde drift på de andre innkommende kablene / vindturbinene. Effektbryterne gjør det også mulig å forhåndsteste og spenningsteste systemet fra land, samt å tilrettelegge for gradvis utvikling av vindparken.

Tabell 1 på neste side gir en oppsummering av status på teknologien pr. 2. kvartal 2024 (TRL skala 1–9, EUR 27988 EN).

En forskjell med subsea transformatorer sammenlignet med de som er montert på en plattform, er at man kan installere flere enheter på 400 MVA suksessivt etter hvert som området for vindparken bygges ut. Dette kan gjøres fordi 400 MVA-systemene er helt uavhengige.

11) A. M. Askeland, «One Subsea: «Subsea Substations - Leveraging Existing Technology to Reduce Costs off Offshore Wind», i Underwater Technology Conference, Bergen, 2023.

12) G. Mabey, «Siemens Energy - The Future of Platform Electrification with Subsea Transformers and High Voltage Wet-mate Connectors», i Floating Wind Solutions, Houston, USA, 2024

System-komponent	Status (desember 2024)				Ambisjon for havvind			
	Effekt	Spenning	Havdyp	TRL-nivå skala 1-9	Effekt	Spenning	Havdyp	Forventet TRL 6 / klar for prosjekt
Subsea transformator ¹⁾	24 MVA	145 kV (HV side) 52 kV (MV side)	3000 m	TRL 9	400 MVA	245 kV (HV side) 72 kV (MV side)	1500 m	2025-26
Terminering / våt kobler på MV /IAC-siden av transformator ²⁾	97 MVA	52 kV	3000 m	TRL 6	143 MVA	72.5 kV	1500 m	2025-26
Terminering / tørr kobler på HV / eksportsiden av transformator ³⁾	176 MVA	145 kV	3000 m	TRL 9	400 MVA	245 kV	1500 m	2025-26

1) Referanser: Hitachi Ormen Lange (24 MVA) , ABB Ormen Lange Pilot (145kV). Både One Subsea, Aker / ABB og Siemens har flagget 400 MVA som ambisjon for havvind

2) I dag: Siemens SpectRON 45-52 kV / 1250 A. Det forventes at 145 kV vil komme som et neste steg når markedet for flytende vindturbiner for fullt beveger seg fra 66 kV til 132 kV. Aker Solutions / Benestad, SCM, Siemens og Baker Hughes jobber med utvikling av 72.5kV våte koblere

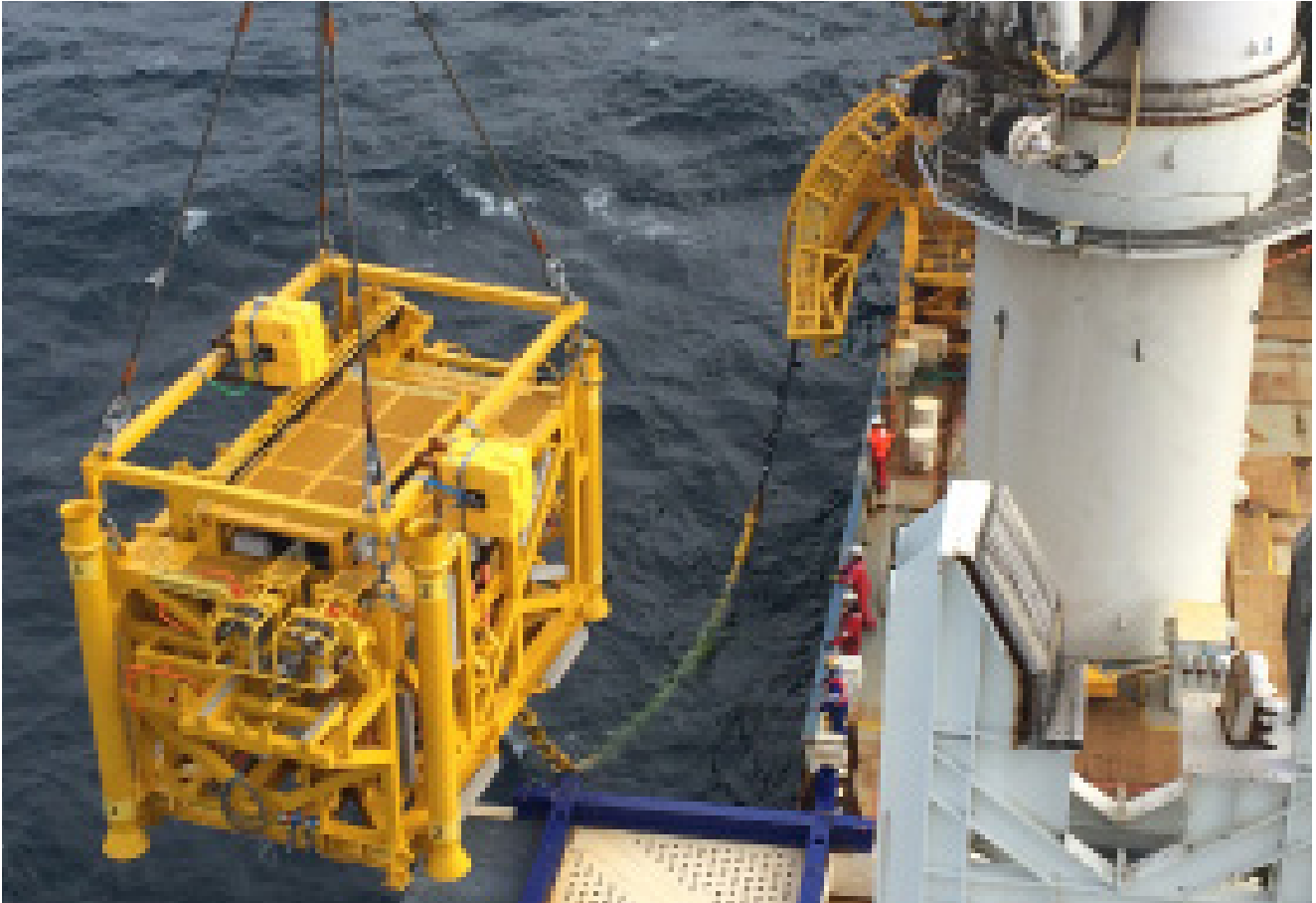
3) Referanser: Baker Hughes MECON 145 og MECON 245 (under utvikling sammen med NTNU og Sintef i CROWN-prosjektet, delvis støttet av Forskningsrådet)

Tabell 1: Teknologistatus for undervannskomponenter som er relatert til subsea transformatorstasjon.

Dette kan ha positiv effekt på nåverdien, siden en bunnfast eller flytende substasjon som regel er konstruert for all installert effekt for hele vindparken fra starten, når plattformen sendes ut på feltet. Videre kan subsea trafostasjonene uavhengig installeres ved siden av hverandre i takt med effektbehovet / vindparkstørrelsen den fordelen at de gir en implisitt systemredundans i takt med antall parallelle systemer.

Installasjon

Det foreligger en god del erfaring med installasjon av store sammenlignbare subsea moduler over 400 tonn fra olje- og gassindustrien (for eksempel store subsea kompressorer). Dette inkluderer også subsea transformatorer med tørrkoblede kabler som illustrert i fotoet i Figur 24 fra Åsgard Subsea Compression-prosjektet. Dette gjelder også dypere enn 1000 m, og eksempelvis Jansz i Australia (som er under utbygging av Chevron), hvor man har flere store subsea transformatorer, designes for 1500 m havdyp. Norske selskaper er blant de ledende innen installasjon av store undervannsmoduler.



Figur 24: Installasjon av Åsgard subsea transformator fra Aker Solutions / ABB, 2015. Figuren viser også kraftkabelen som er tørrkoblet til Baker Hughes' MECON 145 kV kabeltermineringene.

For en transformator med tørrkoblet eksportkabel må installasjonsfartøyet vanligvis seile til kai og først montere transformatoren på den enden som installeres først, hvor man også skjøter enkeltfasene på kabelen inni transformatormodulen. Avhengig av lengde til land kan fartøyet enten legge hele eksportkabelen uten flere skjøter, eller legge en bestemt overlengde med 220 kV kabel mot land, som så i neste omgang plukkes opp og skjøtes til kabelfartøyet som så legger resterende kabellengde til land.

Avhengig av bunnforhold må transformatoren enten plasseres på en forhåndsinstallert bunnramme med sugeankre, eller på en såkalt «mud mat» som med stort nok areal vil ligge stabilt på bunnen. Disse bunnrammene installeres gjerne av samme type fartøy i en tidligere installasjonskampanje noen måneder eller opptil et år eller en installasjons sesong tidligere.



Foto: Windstaller Alliance

Figur 25: Installasjon av 66 kV IAC kabler og subsea transformator.

Levetid, drift og vedlikehold

En undervannstransformator opereres under mer ideelle forhold enn en tilsvarende transformator offshore eller på land. Det er ikke værutsatt, det er ikke behov for å vedlikeholde rust/korrosjon på samme måte grunnet annet materialvalg, og transformatorer under vann er sikrere. Dette gjelder både for miljø og personell, fordi de ikke kan ta fyr eller eksplodere i de oksygenfrie omgivelsene.

På havbunnen er det helt stabile omgivelsestemperaturer og det hydrostatiske trykket minsker risikoen for partielle utladninger, som er en viktig aldringsmekanisme for høyspente elektrokomponenter. Sistnevnte opptrer i irregulareteter i isolasjonsmaterialer og grenseflater, og spesielt hulrom i isolasjon blir presset mer sammen under vann, som legger til rette for å minske sannsynligheten for slike partielle utladninger. Dette underbygges av at ABB/Hitachi Energy, som er de

som har levert over 40 subsea transformatorer hittil, ikke har mottatt noen rapporterte feil¹³.

I tillegg er det vanlig å installere elektronikk for måling av temperatur, lekkasjesensorer, strømmåling/spenningsmåling i separat opptrekkbare kontrollmoduler som typisk er mindre enn 1 m i diameter og 2 m høyde, med vekt på typisk maksimalt 3 tonn. Disse er lett opptrekkbare og byttbare ved bruk av de minste og billigste installasjonsfartøyene. Det er også vanlig å designe subsea transformatorer innen olje- og gass for 30–50 år, og tilsvarende er relevant for havvindanvendelser.

5.3.2 Behov for teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter

Lukking av teknologigap

Som nevnt i innledninger om teknologistatus og tabellen i kapittel 5.3.1 er hovedgapene for subsea substasjon opp til 400 MVA relatert til følgende, med fremdriftsbeskrivelse:

A. 72.5 kV (for 66 kV driftsspenning) våt høyspentkobler («wet mate») med tilhørende penetrator og kabelterminering

- Det norske selskapet Benestad kvalifiserer sin løsning gjennom Ocean Grid¹⁴, som har pågått siden 2022 og forventes ferdig kvalifisert til TRL 6 (ISO skala 1–9) i Q2 2025. Så langt går testingen på plan
- Siemens Energy¹⁵, SCM¹⁶ og Baker Hughes jobber med lignende programmer ved samme spenningsnivå, og indikerer offentlig tilsvarende tidspunkt for ferdigstilling av kvalifiseringsprogram.
- Alle løsningene som utvikles er basert på erfaring fra design, testing og leveranser av penetratorer og / eller connectorer på lavere spenninger fra 11 til 52 kV tidligere
- Noen aktører har også begynt å se på utvikling av 145 kV våte koblere. For å kunne ta steget opp til dette spenningsnivået, må det imidlertid foreligge et driv blant turbinleverandørene for å gå opp til dette nivået på vindturbinene.

13) Norwegian Energy Partners, «ABB/Hitachi subsea transformatorstatistikk: «Subsea substation for offshore wind», April 2022. [Internett]. Available: <https://www.norwep.com/technologies-solutions/uvp/subsea-substation>.

14) Windstaller Alliance Press Release, «Windstaller Alliance appointed to HydroQuest Flowatt Tidal FEED», 2023. [Internett]. Available: <https://www.windstalleralliance.com/news/windstaller-alliance-appointed-to-tidal-power-feed>.

15) Midtnorsk Næringsnytt MN24, «Equinor uttalelse om oppetid for subsea kompresjon med elektroutstyr i artikkelen «Kan tjene 200 milliarder på det de trodde var umulig», 6 Februar 2022. [Internett]. Available: <https://www.mn24.no/nyheter/i/Xq3nrg/kan-tjene-200-milliarder-paa-det-de-trodde-var-umulig>.

16) SCM - Systems et Connectique du Mans, «Solutions for energy - Floating offshore wind», 2024. [Internett]. Available: <https://www.sclemans.com/energy>.

B. 245 kV (for 220 kV driftsspenning) tørr høyspentkabler/
kabelterminering

- Baker Hughes kvalifiserer sin MECON 245 i IPN Crown¹⁷ i samarbeid med Norges Forskningsråd og Sintef, og forventes ferdigstilt TRL 6 (ISO skala 1–9) i løpet av 2025/26
- Denne løsningen er basert på den eksisterende MECON 145 som ble brukt i Ormen Lange Pilot og Åsgard Subsea Compression prosjektene (allerede TRL 9)

C. Opsjon avhengig av systemdesign – 72.5 kV subsea effektbryter for å koble ut innkommende vindturbiner i tilfelle feil, samt for test og spenningssetting av kabel fra land

- Aker Solutions og ABB utvikler sammen med kundepartnere et subsea effektbrytersystem med vern- og kontrollektronikk, samt tilstandsovervåkning¹⁸
- Programmet startet Q1 2024 og forventes ferdigstilt TRL 6 (ISO skala 1–9) i løpet av 2025/26
- Utviklingen er basert på ABBs Subsea Power JIP fra 2013–2020, hvor man blant annet utviklet 36 kV subsea switchgear til TRL 6 (ISO skala 1–9)

Overordnet fremdrift tilsier at subsea substation vil bli kommersielt tilgjengelig i løpet av 2025 sett at det arbeides aktivt med kvalifisering og at komponenter som forventes å komme til TRL nivå 6 i starten av 2025 kommer videre med testing og pilotering raskt.

Overordnet fremdrift tilsier at subsea substation vil bli kommersielt tilgjengelig i løpet av 2025 sett at det arbeides aktivt med kvalifisering og at komponenter som forventes å komme til TRL nivå 6 i starten av 2025 kommer videre med testing og pilotering raskt.

Planer for større vindparker over 0.5–1 GW tilsier idriftsettelse rett før eller på begynnelsen av 2030-tallet, noe som betyr at kontrakter gjerne må settes ut 3–4 år tidligere. Altså typisk fra 2027–28 og utover.

Man ser imidlertid også at enkelte pilotprosjekter for flytende vind, som eksempelvis Goliat Vind (Odfjell Oceanwind med partnerne Source Galileo og Kansai Electric Power), har planer om piloter opp mot 100 MVA tidligere enn dette. Nevnte prosjekt oppgir mulighet for idriftsettelse allerede i 2027–28¹⁹. Ved slike piloter for typisk mellom

17) Forskningsrådet, «Forskningsrådet Project Bank - Baker Hughes IPN Crown for MECON 245 kV», [Internett]. Available: <https://prosjektbanken.forskningsradet.no/en/project/FORISS/327921?Kilde=FORISS&distribution=Ar&chart=bar&calcType=funding&Sprak=no&sortBy=date&sortOrder=-desc&resultCount=30&offset=0&Fag.3=Elkraft>. [Funnet 2022].

18) Aker Solutions, «Aker Solutions to pilot floating-wind power hub - subsea collector & 66 kV switchgear», 2024. [Internett]. Available: <https://www.akersolutions.com/news/news-archive/2024/aker-solutions-to-pilot-floating-wind-power-hub>.

19) Source Galileo, «Odfjell Oceanwinds prosjektoversikt og planer», 2024. [Internett]. Available: <https://goliatvind.no/nb>.

2 og 7 turbiner vil man, gitt at prosjektene går for subsea transformator som en del av systemarkitekturen, oppnå å sette i drift transformatorer som er på neste skalanivå etter ca 20–25 MVA fra olje- & gassanvendelser, og dermed kunne bruke disse pilotprosjektene som springbrett for subsea systemarkitekturer i GW-skala på vindparkene. Høyspente koblere på 66 kV for IAC-kablene og 110 kV på eksportsiden mot land vil da kunne bli testet ut²⁰.

Dette vil gi sitt gode bidrag til tidligere å bygge videre tillit til systemkomponentene. Man vil her ikke få driftserfaring med transmisjonsspenningsnivået på 220 kV som vil kreves for større havvindprosjekter i GW-klassen. Da må man opp i spenning både for å forsyne kraft over lengre og mer aktuelle avstander for større skala, samt at man ved høyere spenninger reduserer effekttapene.



Figur 26: Det norske selskapet Benestad sitt 66 kV subsea koblingssystem for havvind.

20) Regjeringen, «Beskrivelse av Goliat vind-prosjektet: «Melding med forslag til prosjektspesifikt utredningsprogram for GoliatVIND», 25 Oktober 2023. [Internett]. Available: https://www.regjeringen.no/contentassets/511a51a0645f47738e4e703c7b27b2a3/goliatvind-melding-med-forslag-til-prosjektspesifikt-utredningsprogram_2023-10-25-1520477-11522652.pdf.



Foto: Baker Hughes

Figur 27: Mecon 145 (eksisterende løsning) og Mecon 245 (under utvikling).

Risiko og barrierer

Risiko relatert til subsea transformatorstasjoner er hovedsakelig til spranget i ytelse / størrelse på transformatorene, samt kundenes vurderinger av tekniske barrierer og teknologimodenhet. Her kan det gjerne være forskjeller i vurdering avhengig om det er fornybarkunder med erfaring fra subsea ifm. olje og gass eller om det er kunder som ikke har erfaring fra lignende subsea-løsninger tidligere. De første pilotprosjektene vil også gjerne være avhengig av subsidier (som Enova-støtte, ref. eksempelvis Goliat Vind-prosjektet) og andre økonomiske incentiver som utgjør kommersielle barrierer, innen man får volum- og skalaeffekter på leverte enheter. Siden pilotene ikke bare består av subsea-utstyret, men også kabler, turbiner, installasjonstjenester, landtilknytning etc., er det også en helhet som skal være lønnsomt for utbyggerne – på linje med utbygging av offshore vind generelt.

En subsea transformatorstasjon har gjerne gunstigere operasjonsbetingelser på havbunnen enn over havoverflaten grunnet stabil omgivelsestemperatur, god kjøling, hydrostatisk trykk (lavere sannsynlighet for partielle utladninger) og eliminert eksplosjonsfare (ikke oksygen/mulighet for brann og fare for mennesker og omgivelser).

Samtidig kreves det at utstyret er oljefyllt og trykkompensert for å forhindre vanninntrengning, samt at alle tetninger mellom f.eks. høyspente (220 kV) og mellom-/lavspente (66 kV) penetratorer er tette. I flensene for disse gjennomføringene bruker man gjerne metalltetninger som er testbare med helium lekkasjetestutstyr (gjøres som del av FAT (factory acceptance test)), slik at man er helt sikre på at alle gjennomføringer er vanntette før man senker utstyret ned på havbunnen.

Siden subsea transformatorer har vært i drift mer enn 25 år pr. nå, og ingen feil har blitt rapportert for ca. 40 installerte enheter¹², har man oppnådd driftserfaring som tilsier at komponentene er pålitelige og robuste. Det å gå fra referansestørrelser på opptil 20–25 MVA fra subsea trafoapplikasjoner innen O&G til 400 MVA for offshore vind, betyr i utgangspunktet ikke store endringer i designprinsippene for konstruksjonen. En viktig hovedforskjell er størrelse på utstyret (håndtering i fabrikk, transport etc.). En annen viktig parameter er trykkompensatorer for å håndtere mer oljevolum som «puster» mot omgivelsene ved temperaturendringer som funksjon av antall MVA. Det må sikres at man har nok overflate på trafotanken til å sikre at man får kjølt effekttapene tilstrekkelig (i utgangspunktet ved passiv kjøling, selv om aktiv kjøling av trafooljen også er en mulighet). For å få til dette på en trygg måte, med tilstrekkelig designmargin, krever erfaring og kalibrerte beregningsmodeller og at design utvikles og testes i hensiktsmessige trinn for øking av antall MVA.

Et annet risikoelement relaterer seg til installasjon, og da spesielt til at modulene ikke blir så tunge eller store at det er vanskelig å håndtere under gitte vær/bølgebetingelser (her setter man vanligvis en grense for maksimal signifikant bølgehøyde o.l.). Siden det pr i dag utvikles 245 kV tørre koblinger for eksportkabler, og ikke våt kobling på dette spenningsnivået, betyr dette også at man ved installasjon må håndtere en stor og relativt stiv 245 kV kabel i tillegg til selve transformatoren under installasjon. For å sikre et trygt design er det viktig at installasjonseksperter/-selskaper involveres tidlig i designprosessen. En eventuell feil i transformatoren eller 245 kV tørrkoblingen til kabel, vil medføre at hele transformatormodulen med 245 kV kabel, må heves og repareres.

På 66 kV-siden av transformatoren er det våte koblere mot IAC kablene. Her er det naturligvis viktig at disse har gjennomgått et

tilstrekkelig kvalifikasjonsprogram (med utgangspunkt i f.eks. IEC 61886-1) som sikrer robusthet i isolasjonssystemet og f.eks. at koblerne tåler oppkobling i vann som gjerne blandes med sedimenter og små sandkorn fra ROV'en (remotely operated vehicle – fjernstyrt robot) når delene kobles sammen. Det er etablert robuste tester for dette som en del av kvalifikasjonsprogrammet for de høyspente koblerne, men samtidig er det svært viktig at dette er tilstrekkelig verifisert så man minimerer sannsynligheten for at subsea substasjonen må trekkes og repareres på overflaten.

Måleelektronikk utgjør gjerne komponentene med lavest pålitelighet, og for å redusere risikoen er elektronikk-kort o.l. plassert i en opptrekkbar kontrollmodul. Disse kan byttes med lette og mindre kostbare installasjonsfartøy.

Bærekraft

En subsea substasjon kan gi betydelige besparelser²¹ sammenlignet med en bunnfast eller flytende substasjon, når man måler i totalt antall tonn og tonn per MW. Dette innebærer tilsvarende besparelser i CO₂-utslipp fra materialbruk, logistikk, arealbruk og fabrikasjon.

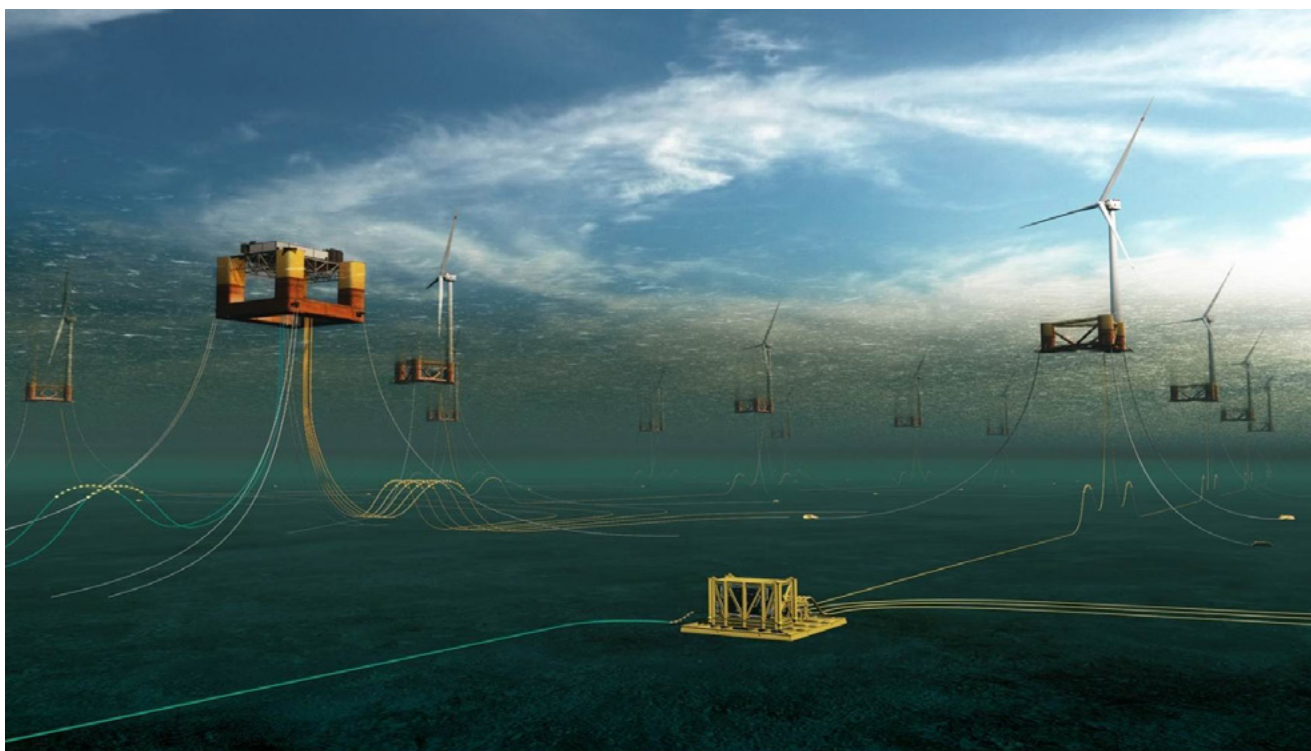


Foto: Aker Solutions

Figur 28: En subsea løsning krever typisk 80–90 % færre materialer og komponenter enn f.eks. en flytende substasjon målt i tonn pr. MW. Det gir en betydelig reduksjon i CO₂-utslipp.

21) Ocean Grid Project, «Ocean Grid Project,» 2024. [Internett]. Available: <https://oceangridproject.no>.

Transformatorer kan generelt resirkuleres nærmere 100 % relatert til trafotank, jernkjerne, viklinger, isolasjonsmaterialer og transformatorolje. Dette gjelder også i stor grad for elektronikk og instrumentering. For en subsea transformator, i likhet med topside-trafoer, kan man også rense og gjenbruke transformatoroljen.

Sammenlignet med en alternativ topside flytende eller bunnfast substasjon, krever subsea transformatorer mindre areal på havbunnen (en flytende plattform krever gjerne opptil 8 forankringspunkter på havbunnen), og man har erfaring fra subsea olje- og gassutstyr som tilsier at marint liv som fisk o.l. oppfatter havbunnsstrukturene som «kunstige rev»²². Dette gjelder gjerne på mer grunt vann, hvor det er tilgang på sollys. I forhold til fiskeri, og eksempelvis tråling, kan man bidra til sameksistens ved å grave ned kabler på havbunnen samt utstyre undervannsstasjonen med en overtrålbare struktur. Denne type strukturdesign er vanlig fra olje- og gassindustrien, eksempelvis i Norge.

Undervannstransformatoren er også designet slik at den plasseres inne blant turbinene, slik at arealbruken minimeres samt at man ikke opererer i områder tiltenkt fiskeriaktivitet.



Figur 29: Eksempel på overtrålbare struktur for bedre sameksistens med fiskeriaktivitet (Bilde: Aker Solutions)

Subsea substasjoner er også relativt enkle å gjenbruke på flere lokasjoner ved at de er lette å installere og bytte ut, og de kan designes for både 30 og 50 års levetid. Hovedforskjellen på varighet går hovedsakelig på temperatur, og for å oppnå lengre levetid designer man gjerne for litt lavere kjernetemperatur, som ihht. Arrhenius-ligningen gjør at komponentene aldres saktere.

22) S. D. R. Lara Alvarez, «Marint liv nær olje- og gassinntallasjoner: «Sikre økosystemene når infrastruktur i havet avvikles», 2 Juni 2022. [Internett]. Available: <https://www.ramboll.com/no-no/innsikt/kutte-klimagassutslipp-til-nettonull/sikre-okosystemene-nar-infrastruktur-i-havet-avvikles>.

5.4 Subsea kollektor

Hovedhensikten med en subsea kollektor å koble sammen enkelt-turbiner med identiske kabler med minste mulige tverrsnitt til et subsea stjernepunkt, hvor man så ruter den samlede effekten fra alle turbinene videre fra stjernepunktet til en offshore transformatorstasjon (som både kan være på havbunnen, på en bunnfast eller flytende AC-plattform, evt. til en HVDC-plattform) eller direkte til land, avhengig av transmisjonsavstander.

En vesentlig fordel med dette er at man får standardisert helt identiske kabler ned fra hver turbin, og i tillegg eliminerer mengde dynamiske kraftkabler med stort tverrsnitt. Det er større behov for store dynamiske kraftkabler for flytende havvind ved bruk av såkalt «daisy-chain» topologi, altså kjedet kobling mellom turbinene. Dette gjør at kablen fra siste turbin til offshore AC transformator, HVDC stasjon eller land blir relativt stor og tung fordi den må designes for totalt antall MW fra alle turbinene i kjeden (se Figur 31, venstre halvdel).

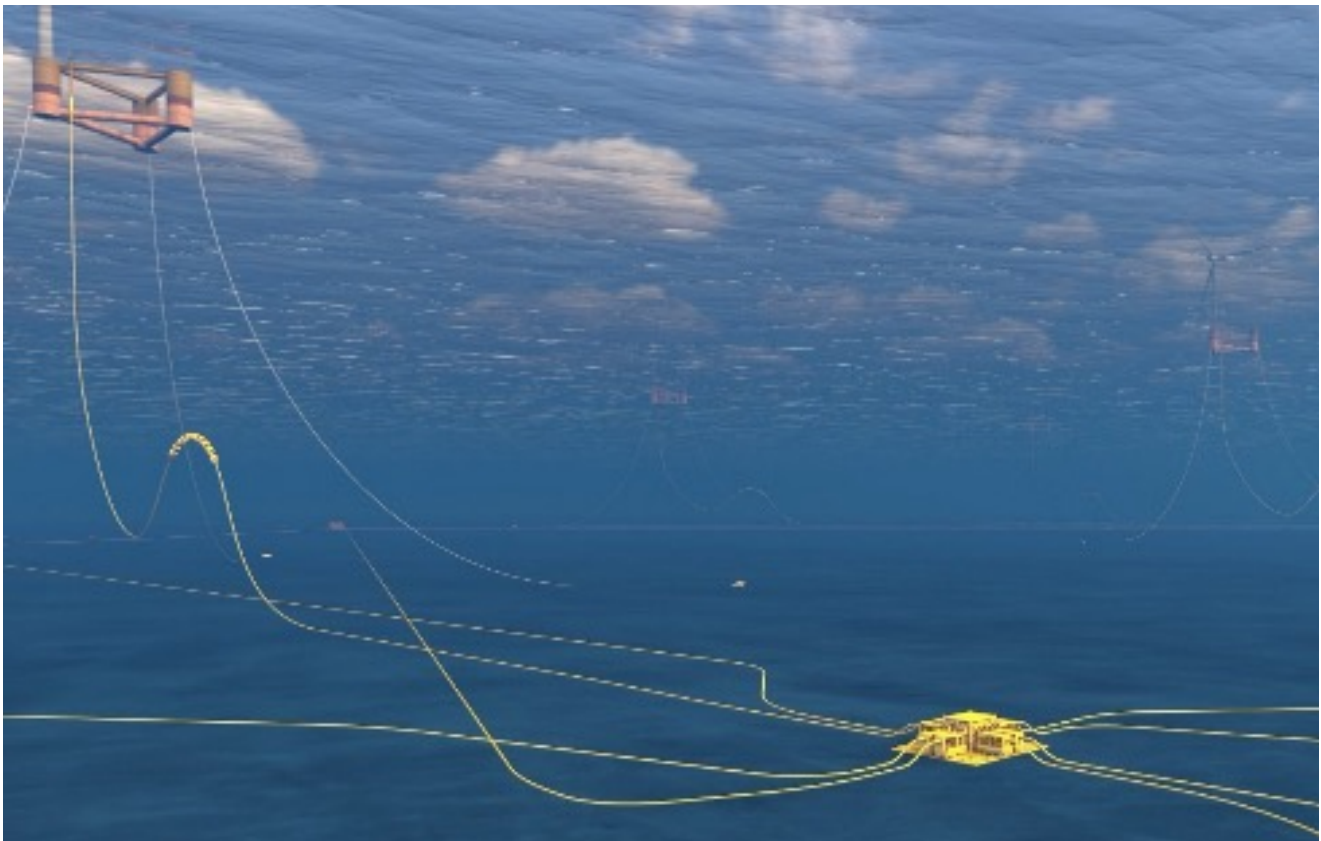


Foto: Aker Solutions

Figur 30: Illustrasjon av subsea kollektor med kabler fra 7 turbiner, samt statisk samlekabel ut av kollektoren, som enten kan gå rett til land eller til en offshore transformatorstasjon.



Figur 31: Sammenligning mellom kjedekoblede og stjernepunkt-koblede turbiner.

For stjernekoblet konfigurasjon synker dessuten antall dynamiske kabeltilkoblinger fra hver turbin, ganske enkelt fordi kablen bare henger ned en gang, og ikke må opp til overflaten igjen (slik tilfellet er ved kjedekoblet løsning mellom turbinene). Videre reduseres tidsbruk og kompleksitet i forbindelse med offshore installasjonsoperasjoner, som har direkte innvirkning på totalkostnadene. Disse faktorene, samt at samlekablen for alle turbinene ved stjernekobling ligger statisk på havbunnen (se Figur 31, høyre halvdel), vil være positivt for systemets pålitelighet, noe som også har fordeler sett fra forsikringssekskapenes ståsted.

I dag er det typisk de samme aktørene som jobber med subsea transformatorstasjon, som også på konferanser, i pressemeldinger og lignende presenterer at de utvikler denne kollektor-teknologien. Disse er Aker Solutions (sammen med ABB), Baker Hughes, SLB One Subsea, Siemens²³ og franske SCM²⁴.

En subsea kollektor kan også utstyres med effektbrytere, noe som gjør at ikke alle turbinene inn til kollektoren må kobles ifra dersom en

23) A. M. Askeland, «One Subsea: "Subsea Substations - Leveraging Existing Technology to Reduce Costs off Offshore Wind",» i Underwater Technology Conference, Bergen, 2023.

24) Norwegian Energy Partners, «ABB/Hitachi subsea transformatorstatistikk: "Subsea substation for offshore wind",» April 2022. [Internett]. Available: <https://www.norwep.com/technologies-solutions/uvp/subsea-substation>.

av kablene fra en av turbinene feiler. Både Baker Hughes, Siemens og ABB har i løpet av de siste 10–15 årene utviklet subsea effektbrytere opp til 24 kV og 36 kV innen kraftdistribusjonsløsninger for subsea pumping og kompresjon innen olje & gass. Så grunnlaget for å løfte dette til 66 kV (og videre) for havvind er til stede blant flere aktører.

5.4.1 Teknologibeskrivelse

Figur 31 viser hvordan turbinene kobles opp i stjernepunkt og hvor kollektoren har en statisk eksportkabel som ligger på havbunnen, og følgelig ikke henger som en dynamisk kabel fra siste turbin, som ved kjedet konfigurasjon («daisy chain»). Dette reduserer risiko relatert til utmatting og levetid.

Når det gjelder detaljer rundt løsningene fra de ulike aktørene som utvikler kollektorer, så er ikke all informasjon offentlig tilgjengelig. Aker Solutions sendte imidlertid ut pressemelding i januar 2024 på at de har vunnet en tidligfase designstudie (FEED) for implementering av en 66 kV subsea kollektor på METCentre sitt testsenter for offshore vind-turbiner 10 km utenfor kysten av Karmøy i Norge. Ambisjonen er ifølge meldingen å ha teknologien klar i 2026, altså til TRL 6 på ISO-skalaen fra 1–9. Pressemeldingen nevner at dette vil bidra til å redusere totalkostnadene for en 1 GW vindpark med typisk 10 %, noe som altså utgjør milliardbeløp i besparelser sammenlignet med konvensjonell systemarkitektur med bl.a. kjedet kobling av turbinene.

Kollektor-enheten er planlagt med høyspente våte koblere på 66 kV fra det norske teknologiselskapet Benestad (eiet av Aker Solutions), og effektbryter- og vernteknologi fra Aker Solutions sin subsea alliansepartner ABB.

Installasjon er planlagt utført av Windstaller, en allianse mellom Aker Solutions, DeepOcean og Solstad Offshore. Dette er et eksempel på samarbeid mellom sterke teknologimiljøer i Norge.

En subsea kollektor kan enten være designet uten noen spesiell intelligens eller funksjonalitet, altså kun med en samleskinne inni som ruter inn kablene fra turbinene, og samler strømmen til kabelen videre ut på eksportkabelen. Eller den kan være utstyrt med bryteranlegg med effektbrytere og vern, samt måleutstyr. Begge disse alternativene gjør at enheten blir relativt liten med moderat vekt, som gjør det enkel å installere (følgelig er installasjonsbeskrivelsen relatert til subsea transformatorstasjon i avsnitt 5.3 dekkende også her).

Angående standardisering og antall turbiner som kan dekkes per kollektor, så er det de våte høyspente koblerne som bestemmer kapasiteten i antall MW per kollektor enhet.

Eksempel:

- Våt kobler (66 kV, 1250A) tilsvarer ca 143 MW pr statisk eksportkabel.
- Ved 14 MW turbiner kan en kollektorenhet dekke og samle kraften fra ca 10 turbiner.
- Ved 20 MW turbiner kan en kollektorenhet dekke og samle kraften fra ca 7 turbiner.
- Dersom man i et kraftsystem for flytende havvind har 2 stk. offshore transformatorer på til sammen 800 MVA (enten subsea eller på en plattform), vil det typisk være behov for 4–5 stk. 80–100 MVA kollektorer til hver 400 MVA transformator.

En subsea kollektor er antatt å ha relativt høy pålitelighet og lang levetid, selv med implementering av subsea effektbrytere. Dette utfra at en effektbryter generelt har lang levetid og vil opereres relativt sjelden (samtidig som den kan testes jevnlig under drift). Den vil dessuten kunne innstilles til å feile i lukket posisjon, altså som en kollektor uten effektbryter. Siden salgsvolumet potensielt er relativt stort, er det også grunnlag for at vedlikeholdsfilosofien tar utgangspunkt i at man som leverandør kan ha en forretningsmodell hvor man kan leie ut standard reserveenheter på tvers av kunder, dersom en enhet skulle feile. Siden enheten ellers ikke krever vedlikehold på havbunnen, danner dette grunnlaget for en drifts- og vedlikeholdsfilosofi med relativt lave kostnader.

5.4.2 Behov for teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter

Teknologiutvikling for kollektor kan på mange områder sammenlignes med utvikling av subsea transformatorstasjon, riktignok uten selve transformatoren. Dette gjør utviklingen noe mindre komplisert. Som nevnt over, er det hovedsakelig utvikling av 66 kV subsea bryteranlegg og våte koblere, samt subsea kontrollmodul med vernfunksjonalitet som utgjør hovedgapene.

Tidligfase designstudie (FEED) for implementering av en 66 kV subsea kollektor på METCentre sitt testsenter for offshore vindturbiner utenfor kysten av Karmøy i Norge er et viktig ledd i utvikling av kollektoren.

Tidligfase designstudie (FEED) for implementering av en 66 kV subsea kollektor på METCentre sitt testsenter for offshore vindturbiner utenfor kysten av Karmøy i Norge er et viktig ledd i utvikling av kollektoren.

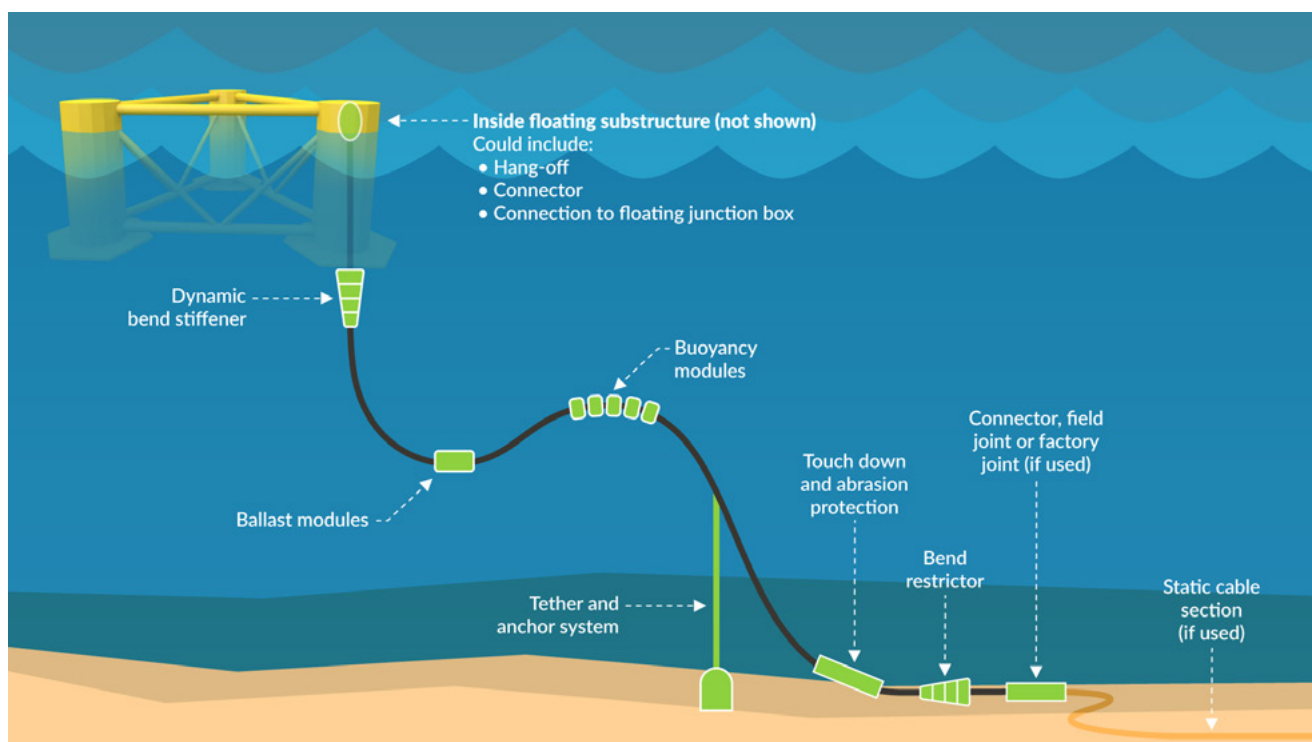
Dersom man på MetCentre velger å implementere en undervannsmodul med subsea kollektor, vil et slikt pilotanlegg kunne stå klart i løpet av 2026/2027.

5.5 Dynamiske internkabler

5.5.1 Teknologibeskrivelse

Dynamiske kabler må utformes for å tåle vedvarende mekaniske laster gjennom hele levetiden. Disse kommer fra en kombinasjon av plattformbevegelser, bølger og strømmer, og kan forringe kabelens funksjonelle egenskaper. Feilmodier kan være rene mekaniske, elektriske, kjemiske, eller en kombinasjon. Dynamiske kabler må betraktes som systemer hvor utstyr slik som bøyestivere, oppdriftselementer, bunnanker, termineringer og skjøter må være en del av leveransen.

Installasjonsmetode vil også være en essensiell del av leveransen. Videre er interaksjon med flyter og dets forankring essensielle innputt til kabeldesign.



Figur 32: Oversikt over utstyrskomponenter i ett dynamisk kabelsystem (<https://guidetofloatingoffshorewind.com>)



Figur 33: Inntrekkshode og bøystiver som under installasjon i forbindelse med elektrifisering (www.NKT.com).

Design av kabelsystemet fordrer ordinær elektrisk systemdesign som statiske kabler, samt mekaniske betraktninger slik en kjenner fra leveranser av dynamiske stigerør i olje og gas sektoren. Til forskjell fra stigerør er sjøkabler ofte mer komplekse fra et mekanisk og feil-scenario-perspektiv som følge av komponent- og materialegenskaper. Generelt påkrever ovenstående økt ingeniørinnsats som forarbeid til- og som del av kabelløseleveransen. Dette sikrer at kabeldesign, dynamisk konfigurasjon og assosiert utstyr oppnår spesifisert levetid.

«Oppsummert vil en dynamisk kabelløseleveranse inkludere kabel og utstyrsdesign understøttet av mekaniske og elektro-termiske analyser. Især langtids global- og lokal mekaniske analyse er med eksperimentelt fremskaffet material- og komponentdata basert på testing er unikt kritisk for dynamiske kabler sammenlignet med statiske kabler. Materialtrettthet er av særlig viktighet og gjenstand for høy grad av utviklingsarbeid. Avslutningsvis vil full-skala kabelsystemer fabrikkeres og gjennomgå mekanisk og elektrisk typetesting inkludert flexetest i henhold til eksisterende industrinormer (Cigre TB490, TB 623 og IEC62067).

5.5.2 Tilgjengelighet og referanseprosjekter

I dag er 145 kV spenningsnivå å regne som tilgjengelig for dynamisk intern- og eksportkabling. Større vanddyb er i hovedsak ikke en begrensning, men grunt vann og/eller krevende miljøforhold kan sette begrensninger.

Spenningsnivå og vanddyb er viktige teknologiparametere som kan være begrenset både av tilgjengelig teknologi, leverandørsesifikk kvalifiseringsstatus og prosjektsesifikke grensebetingelser. I dag er 72 kV dynamiske kabler for flytende vind å regne som tilgjengelig og industristandard med følgende referanseprosjekter i drift^{25, 26}:

- 2023 Provence Grand Large (Prysmian). 24 MW. 100 m vanddybde.
- 2023 Hywind Tampen (JDR). 88 MW. 300 m vanddybde.
- 2024 Gruissan/EOLMED (Prysmian). 30 MW. 90 m vanddybde.

72 kV kabeldesign i drift er i dag våt design. Det betyr at den ikke benytter en metallisk vannbarriere rundt de enkelte strømfasene som sikrer et tørt isolasjonsutstyr²⁷. Kvalifisering av våte kabelsystemer opp til 145 kV pågår.

Dynamiske kabler opp til 145 kV er i dag kvalifisert og/eller i drift for elektrifiseringsformål^{28,29,30}:

- 2010 Gjøa power from shore (NKT). 115 kV AC. 40 MW. 360 m vanddybde.
- 2015 Goliat (NKT). 123 kV AC. 75 MW. 400 m vanddybde.
- 2023 Troll West (NKT). 145 kV AC. 160 MW. 330m vanddybde.
- 2025 Jansz (Nexans). 145 kV AC. 100 MW. 1,500 m vanddybde.
- 2025 Njord (NKT). 145 kV AC. 330 m vanddybde.

25) [JDR wins contract for first floating offshore wind project to power oil and gas platforms - JDR Cables, providing the vital connection](#)

26) [Dynamic Cables Pre-termination phase completed for Provence Grand Large floating offshore wind farm | Prysmian](#)

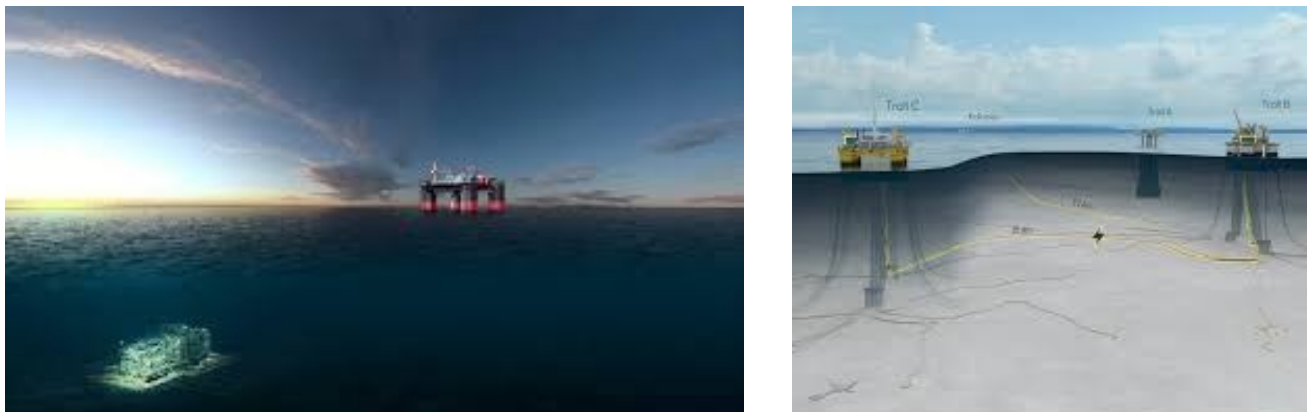
27) Tradisjonelle høyspentkabler benytter i dag en ekstrudert blykappe som vannbarriere. Bly tolererer generelt ikke de mekaniske lastene en dynamisk kabel ser.

28) [Dynamic high voltage cables – from the world's first to future applications | NKT](#)

29) [Dynamic cables: Unlocking offshore wind development](#) (nexans.com)

30) [Nexans - Nexans' groundbreaking deep-water high voltage dynamic cable selected for Jansz-Io Compression project, paving the way for future offshore innovation](#)

Illustrasjon: Nexans, NKT



Figur 34: Olje og gassinstallasjoner elektrifisert med dynamisk 145 kV kabelteknologi.

Teknologien benyttet for slike prosjekter kan videreføres for flytende vind- inkludert internkabling. Disse kablene er per i dag tørr design hvor en vannbarriere benyttes (blyfri). Avhengig av design og komponentvalg, kan økt vanddyb øke utfordringer rundt dynamiske sjøkabler. Men ofte er det grunt vann og/eller krevende miljøforhold som gir begrensninger for kabeldesign og/eller design av utstyr, forankring eller flytere.

Anbefalinger fra Cigrè blir ofte benyttet som industristandarder og beskriver nødvendig kvalifiseringstesting av sjøkabler- inkludert dynamiske kabler. Standarden for sistnevnte er imidlertid ny, og kan betraktes som umoden. I praksis er derfor utvikling av- og kvalifisering av sjøkabler for høyere spenninger (> 145 kV) svært avhengig av kompetanse og eksperimentelt arbeid utenfor eksisterende standarder.

5.5.3 Behov for teknologiutvikling

Kostnader kan reduseres og pålitelighet kan forbedres. Dynamisk internkabelteknologi er i dag relativt modent, men flere konkrete muligheter for teknologiutvikling eksisterer:

- **145 kV spenningsnivå**

Etablering av 145 kV spenningsnivå for internkabler kan både tilrettelegge for større vindturbiner og optimalisering av havvindsarkitekturen. Videre vil en kunne redusere ledertverrsnitt og dermed kostnader og miljøavtrykk. 145 kV internkabel arkitektur vil også gi et bedre utgangspunkt for direkte-til-land forbindelser (uten bruk av undersjøisk eller flytende trafo). Realisering av 145 kV internkabling kan som utgangspunkt benytte eksisterende tørre designer som beskrevet over, men våte kabeldesign vil også være viktige i fremtiden som kostreduserende tiltak.

- **Erstatte kobber med aluminium**
Aluminium er vesentlig mer kostnadseffektivt enn kobber (og mer bærekraftig i lys av materialknapphet). Aluminium har i midlertidig andre mekaniske og fysiske egenskaper, og krever en viss grad av utviklings og/eller kvalifiseringsarbeid for realisering.
- **Monitorering og levetidsbetraktninger**
Monitoreringsmetode og verktøy for statiske sjø og landkabler er i dag etablert teknologi. Unike feilsenarioer og monitoreringsmetoder for dynamiske sjøkabler er i midlertidig ikke velutviklet. Innovasjoner og teknologiutvikling her kan bidra til å redusere risiko for uforventet feil og levetidsforlengelse/ betraktninger.
- **Installasjonsmetode**
Reduksjon av installasjonstid samt reduksjon av nødvendig fartøy og mannskapsbehov kan både redusere kost, miljø og sikkerhetsavtrykk for flytende havvind. Metode vil henge sammen med kvalifisert og/eller demonstrert teknologi for elektriske og mekaniske termineringer med assosiert utstyr slik som inntrekkhode eller T- tilkoblinger.
- **Kvalifiseringsnormer- og standarder**
Tilgjengelige standarder slik som Cigrè, IEC eller DNV er i dag umodne, og under utvikling. Ettersom løsninger modnes vil det i midlertidig være hensiktsmessig å søke standardisering av test- og kvalifiseringsmetodikk. Tradisjonelle olje- og gas standarder som i dag er sentrale også for flytende vind, gir ikke nødvendigvis riktig pålitelighetsnivå. Flytende havvind fordrer trolig optimalisering med mål om kostnadsoptimalisering hensyntatt pålitelighetsforventninger³¹.

teknologigap kan adresseres på flere nivåer- herunder forsknings- og utviklingsprosjekter, samarbeidsprosjekter på tvers av verdikjeden og kvalifiseringsprosjekter hos den enkelte kabelleverandør.

Overnevnte teknologigap kan adresseres på flere nivåer- herunder forsknings- og utviklingsprosjekter, samarbeidsprosjekter på tvers av verdikjeden og kvalifiseringsprosjekter hos den enkelte kabelleverandør. Svake norm- og kvalifiseringsstandarder kombinert med introduksjon av nye materialer og komponenter kan også gjøre at full-skala demonstrasjonsprosjekter blir viktige for å sikre realistiske miljø- og testkondisjoner, samt troverdighet for nye kostnads- og miljøeffektive løsninger for flytende havvind.

31) [Optimizing mooring and dynamic cable design requirements for floating wind - new joint industry project launched](#) (dnv.com).

5.5.4 Risiko og barrierer

Flaskehalsen i verdikjeden, nye leverandører og krevende teknologi kan gjøre at flytende havvind som markedsområde blir nedprioritert og/eller øke risiko for feil.

Kabelleveranser er i dag en flaskehals i verdikjeden med betydelige leveransetider. Det er også et vesentlig skille mellom leveranser av tradisjonell mellom- og internkabling, og eksportkabler hvor de større og mer erfarne kabelleverandørene fokuserer på sistnevnte. Dynamiske kabler- især høyspente kabler er i så måte nisjeprodukter som både er assosiert med økt teknisk risiko, begrenset- eller ingen erfaring hos mange kabelleverandører og mulige investeringsbehov i leverandørkjedene. Uerfarne leverandører kan øke risikoen for feil, noe som igjen kan redusere pålitelighet og dermed estimerte kostnader. For de større og mer etablerte leverandørene (Nexans, NKT, Prysmian og LS) må trolig teknisk risiko minimaliseres om leveranser til flytende havvind skal prioriteres.

Virkemiddelapparatet og spesielt for pilotering både av produksjonsteknologi og leveranse kan bidra til å sikre prioritering av leveranser til flytende havvind.

5.5.5 Drift, vedlikehold og bærekraft

Kabelsystemer er i hovedsak vedlikeholdsfrie, men feil fra håndtering, tråling eller fabrikasjon vil kreve erstatningslengder og reparasjonskjøper med tilhørende havoperasjon. Tilgjengelighet av fartøy kan da være en begrensende faktor.

I likhet med andre komponenter i nett til havs, innebærer også sjøkabler et viktig element i forhold til viktigheten av å finne bærekraftige løsninger. Dette gjelder spesielt påvirkning på sjøbunnen under installasjon og materialbruk med tanke på en rekke livsløpsparametere. Metallbruk er spesielt relevant, men driftsfasen må også tas hensyn til. Elektriske tap under driftsfasen. i.e. større ledertverrsnitt medfører lavere elektriske tap. I dag er livsløpsanalyser sentralt i de fleste kabelleveranser. Teknologitvilling vil generelt bidra til å redusere materialbruk og/ eller elektriske tap.

5.6 Dynamiske eksportkabler

5.6.1 Teknologibeskrivelse

Dynamiske eksportkabler skiller seg vesentlig fra internkabler når det gjelder transmisjonskapasitet og tekniske utfordringer som følger av dette.

Der dynamiske internkabler på mellomlang sikt begrenser seg til 145 kV som spenningsnivå, må eksportkabler håndtere transmisjonskapasiteter som generelt fordrer 145 kV og oppover. Likevel må de samme tekniske kravene for vedvarende mekaniske laster håndteres. I lys av konsekvens ved feil er det også tenkelig at krav til pålitelighet er høyere enn for internkabling. Det høye spenningsnivået sammen med pålitelighetsnivå og kabellengder kan favorisere tørre kabel-design for 145 kV, og er trolig et krav for høyere spenningsnivåer (AC og HVDC).



Figur 35: (Venstre) Statisk 3- fase AC eksportkabel (www.Nexans.com); (Høyre) Installasjon av eksportkabel fra bunnfast struktur. (www.nexans.com).

Eksportkabler må betraktes som et system hvor assosiert utstyr inngår sammen med kabelen. Dette på samme måte som internkabler. Eksportkabler er normal lengre lengder og viktigheten av fabrikk- og reparasjonsskjøter poengteres. Eksportkabler vil trolig inkludere overgangskjøter mellom dynamisk og statisk del hvor den statiske kabelen ofte vil være lik statiske eksportkabler for bunnfast havvind, men med tilfredsstillende mekanisk strekkapasitet for installasjon på dypere vann.

Sammenlignet med internkabler følger også strengere krav til normkrav slik som langsgående vanntetting med tanke på eventuell feil og vanninntrengning.

Blyfrie vannbarrierer som følger av krav til tørt kabeldesign, har lenge vært- og er et prioritert område for teknologiutvikling: Høyspente (statiske) sjøkabler er avhengig av et tørt isolasjonssystem som har fordret bruk av vannbarrierer. Materialene og prosessene (ekstruderte blykapper) har vist seg svært robust i en statisk kontekst, men vil typisk ikke overleve en permanent dynamisk suspensjon mellom en flyter og havbunn på grunn av mekaniske laster. Dette har tradisjonelt representert det største teknologispranget innen dynamiske sjøkabler, og begrenset spenningsnivå. Om/ når teknologien for å omgå dette er etablert, er det sannsynlig at dynamiske eksportkabler til dels eller i sin helhet kan følge den samme elektriske kvalifiseringsstatusen som i dag er etablert (og under utvikling) for statiske sjøkabler:

- 420 kV AC opp til 1 GW
- 525 kV DC opp til 2 GW

Dagens kvalifiserte statiske kabelverrsnitt som beskrevet over vil representere et vesentlig teknologihopp fra 145 kV tørre design. Viktige mellomsteg og prioriterte teknologibehov på kort og mellom-lang sikt er derfor:

- 245 kV AC opp til 400 MW
- 320 kV DC opp til 1.2 GW

Dynamiske eksportkabler som beskrevet over er gjerne mer krevende å realisere på grunn av de mekaniske lastene. Dette kan gi begrensninger og utfordringer når det gjelder dynamisk konfigurering og interaksjon med flyterdesign. Utviklingen er mer avhengig av interaksjon mellom leverandør av flyter, kabel og forankring, sammenlignet med internkabling.

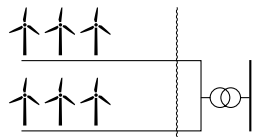
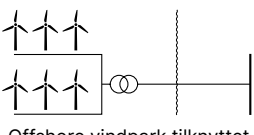
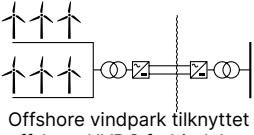
5.6.2 Tilgjengelighet og referanseprosjekter

I dag er 145 kV spenningsnivå å regne som tilgjengelig for dynamisk eksportkabling. Teknologi utviklet for eksisterende dynamiske 145 kV kabler er antatt skalerbar for høyere transmisjonskapasiteter (i.e. eksportkabler) og forventet kvalifisert innen 2–3 år. Slik som for internkabling er eksisterende dynamiske kabler for elektrifisering innen olje- og gas et kritisk utgangspunkt. Dette gjelder især prosjektene:

- 2010 Gjøa power form shore (NKT). 115 kV AC. 40 MW. 360 m vanddybde.
- 2015 Goliat (NKT). 123 kV AC. 75 MW. 400 m vanddybde.
- 2023 Troll West (NKT). 145 kV AC. 160 MW. 330 m vanddybde.
- 2025 Jansz (Nexans). 145 kV AC. 100 MW. 1,500 m vanddybde.

Disse prosjektene bruker en vannbarriere (alternativ til bly) som trolig kan videreføres for dynamiske eksportkabler for både AC og DC. Avhengig av design og komponentvalg kan økt vanddybde øke utfordringer med dynamiske sjøkabler, men ofte er det grunt vann og/eller krevende miljøforhold som begrensninger rundt kabeldesign og/eller design av utstyr, forankring eller flytere.

Antatt tidsramme for teknologikvalifisering med tanke på de beskrevne nettilkoblingsarkitekturene (Case 1–3) er gitt i tabellen nedenfor.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
 <p>Offshore vindpark tilknyttet med AC forbindelse direkt til land</p>	HVAC (tør) dynamisk Kabelteknologi for 72–145 kV AC er i dag tilgjengelig					
 <p>Offshore vindpark tilknyttet offshore transformatorstasjon med AC forbindelse til land</p>	HVAC dynamisk Kabelteknologi for 245 kV AC/ ~400 MW er i dag under kvalifisering etter normale industri normer.					
 <p>Offshore vindpark tilknyttet offshore HVDC forbindelse til land</p>			Kabelteknologi for 320 kV DC/ ~1 GW er antatt å bli kvalifisert av en eller flere kabelleverandører i tidsrommet 2026–2028.			

Tabell 2: Veikart for teknologit utvikling for de beskrevne nettilkoblingsarkitektur (case 1–3).

Anbefalinger fra Cigrè blir ofte benyttet som industristandarder, og beskriver nødvendig kvalifiseringstesting av sjøkabler- inkludert dynamiske kabler. Standardene for sistnevnte er imidlertid nye, og kan betraktes som umodne. I praksis er derfor utvikling av, og kvalifisering av sjøkabler for høyere spenninger (132 kV og høyere), svært avhengig av kompetanse og eksperimentelt arbeid utenfor eksisterende standarder.

5.6.3 Behov for teknologiutvikling

Hovedfokus i dag er kvalifisering og verifisering av dynamiske eksportkabler på nødvendige transmisjonsnivåer. Optimalisering av helhetlige eksportløsninger inkludert kostnadsoptimalisering av kabel og flyter er vel så kritisk.

Dynamisk eksportkabel er i dag relativt moden for nettilkoblinger opp til 132 kV. Konkrete utviklingspotensialer finnes både for utvidede spenning- og transmisjonskapasitet. Dette gjelder først og fremst for flytende transformator og konverterstasjoner som beskrevet i Kapittel 5.2. I tillegg kan flere aspekter styrkes og skaleres for overordnede kostnadsreduksjoner.

- **>245 kV AC spenningsnivå/ >400 MW transmisjonskapasitet**
Etablering av spenningsnivå for eksportkabler over 132 kV. I første omgang 245 kV AC. Slike kabeldesign vil antageligvis forbli tørre.
- **Dynamisk DC eksportkabel >1 GW transmisjonskapasitet**
Etablering av DC eksportkabler. I første omgang vil 320 kV være en forutsetning for flytende konverterstasjoner. Slike kabeldesign vil antageligvis forbli tørre.
- **Erstatning av bly for statiske eksportkabler**
Tørre dynamiske kabeldesign for både AC og DC vil trolig være konsistent med teknologiutvikling for overordnet erstatning av dagens blykappe. Dette kan ha vesentlige positive effekter på miljø- og kabelkostnader.
- **Monitorering og levetidsbetraktninger**
Monitoreringsmetode og verktøy for statiske sjø og landkabler er i dag etablert teknologi. Unike feilsenarioer og monitoreringsmetoder for dynamiske sjøkabler er i midlertidig ikke velutviklet. Innovasjoner og teknologiutvikling her kan bidra til å redusere risiko for uforventet feil og støtter levetidsbetraktninger.

- **Kvalifiseringsnormer- og standarder**

Tilgjengelige standarder slik som Cigre, IEC eller DNV sine er i dag umodne, og under utvikling. Ettersom løsninger modnes, vil det i midlertidig være hensiktsmessig å søke standardisering av test- og kvalifiseringsmetodikk. Tradisjonelle olje- og gass standarder som i dag er sentrale, også for flytende vind, gir ikke nødvendigvis riktig pålitelighetsnivå. I tillegg vil trolig pålitelighetskrav være annerledes for eksportkabler sammenlignet med internkabler.

Overnevnte teknologigap kan adresseres på flere nivåer, inkludert forsknings- og utviklingsprosjekter, samarbeidsprosjekter på tvers av verdikjeden og kvalifiseringsprosjekter hos den enkelte kabelleverandør. Gitt svake norm- og kvalifiseringsstandarder i kombinasjon med introduksjon av nye materialer og komponenter, kan også full-skala demonstrasjonsprosjekter være viktige for å både sikre realistiske miljø- og testkondisjoner, samt troverdighet når det gjelder nye kostnad- og miljøeffektive løsninger for flytende havvind.

5.6.4 Risiko- og barrierer

Flaskehalsen i verdikjeden, nye leverandører og krevende teknologi kan gjøre at flytende havvind nedprioriteres som markedsområde og/ eller øke risiko for feil.

Kabelleveranser er i dag en flaskehals i verdikjeden med vesentlige leveransetider. Det er også et vesentlig skille mellom leveranser av tradisjonelle internkabler, og eksportkabler hvor de større og mer erfarne kabelleverandørene fokuserer på sistnevnte. Dynamiske kabler, og spesielt høyspentkabler er nisjeprodukter som både er assosiert med økt teknisk risiko, begrenset- eller ingen erfaring hos mange kabelleverandører og mulige investeringsbehov i leverandørkjedene. Uerfarne leverandører kan øke risikoen for feil, noe som igjen kan redusere forstått pålitelighet og dermed estimerte kostnader. Når det gjelder de større og mer etablerte leverandørene må trolig teknisk risiko minimaliseres om leveranser til flytende havvind skal prioriteres. Virkemiddelapparatet og især pilotering – både av produksjonsteknologi og leveranse kan her bidra til å sikre prioritering av leveranser til flytende havvind.

5.6.5 Drift, vedlikehold og bærekraft

Fartøy for drift og vedlikehold kan representere en flaskehals. Teknologit utvikling for flytende havvind kan bidra positivt når det gjelder bærekraft for både flytende og bunnfast havvind.

Drift- og vedlikeholds aspekter når det gjelder eksportkabler er like som for internkabler, men tilgjengelighet av kapasitet og kompetanse er mer utfordrende. Sammenlignet med internkabling er trolig mulighetsrommet rundt bærekraftsutvikling større, og med særlig fokus på erstatning av blykappen.

5.7 Andre teknologier, systemer eller prosesser som kan gi kostnadsbesparelser

5.7.1 Generelt

I de foregående kapitler er det sett på teknologier hvor det konkluderes med relativt høy teknologimodenhet samt indikerte behov for fullskala demonstrasjonsprosjekter for å få implementert teknologien. Dette er nødvendig for å ta ut potensialet for mere kostnadseffektive løsninger på sikt.

Det er imidlertid flere teknologier som vil kunne være med på å gi kostnadseffektive prosjekter både til utbygging, drift og vedlikehold. Det kan være teknologier som ligger langt frem i tid, men også teknologier som er mere modne, og som kan inkluderes for eksempel i flytende offshore AC eller HVDC plattformer.

Ut over de eksempler som er vist nedenfor, anbefales det at det gjøres et større screeningarbeid for å se om det er andre løsninger som kan bidra til kostnadseffektive løsninger både på kort og lang sikt samt hvilke tiltak som bør gjøres. Faktorer som bør evaluere er blant annet smartere nettløsninger, materialteknologi, produksjonsprosesser, logistikk, installasjon, drift, vedlikehold, reparasjon og avhending. Bærekraft er viktig i disse vurderingene.

Ut over de eksempler som er vist nedenfor, anbefales det at det gjøres et større screeningarbeid for å se om det er andre løsninger som kan bidra til kostnadseffektive løsninger både på kort og lang sikt samt hvilke tiltak som bør gjøres. Faktorer som bør evaluere er blant annet smartere nettløsninger, materialteknologi, produksjonsprosesser, logistikk, installasjon, drift, vedlikehold, reparasjon og avhending. Bærekraft er viktig i disse vurderingene.

5.7.2 Subsea kjølesystemer

Hjelpesystemer om bord på plattformer representerer en relativt stor vektkilde og er plasskrevende. Spesielt for HVDC-anlegg er det et stort behov for kjøleanlegg som tradisjonelt gjøres med sjøvannskjøling hvor sjøvann pumpes om bord. Alternativ kan det benyttes luftkjøling som er det vanlige for HVDC-anlegg på land. Både tradisjonell sjøvannskjøling og luftkjøling krever relativt mye plass og har høy vekt. Dette innebærer implisitt en stor kostnad på topside, i tillegg er kjølesystemene i seg selv kostbare, og krever mye vedlikehold.

Det er sett på muligheten for å flytte selve kjølemodul(en) ned på sjøbunnen, eller feste dem til understellet. Her vil det være forskjellige løsninger avhengig av vanddybde, bunnfast eller flytende teknologi osv. Kjølekretsen vil da være en passiv kjølemodul plassert under vann med en lukket kjølekrets med inhibitor, for eksempel glykol. Varmevekslerer for elektroteknisk utstyr med mere vil ha plass på topside, og pump(er) sørger for sirkulasjon i kjølekretsen fra subseakjølere.

Det er pr i dag ingen storskala kjølesystemer med denne teknologien installert for eksempel på eksisterende offshore AC transformatorstasjoner eller HVDC stasjoner. Det er derimot vært tilsvarende systemer i mindre skala i drift i mange år. Åsgard-feltet i Nordsjøen har hatt et slikt system i drift siden 2015 og Jansz subsea compression prosjektet³² som er under utbygging skal også ha et slikt system. Future Technology³³ er et Norsk selskap innenfor denne teknologien og har i tillegg til selve kjølesystemet utviklet avansert software for å optimalisere kjølesystemet. Dette gir potensial til reduksjon både i forhold til investeringskostander og i forhold til drift og vedlikehold sammenlignet med tradisjonelle vann- og luft kjølesystemer.

Foto: SLB OneSubsea

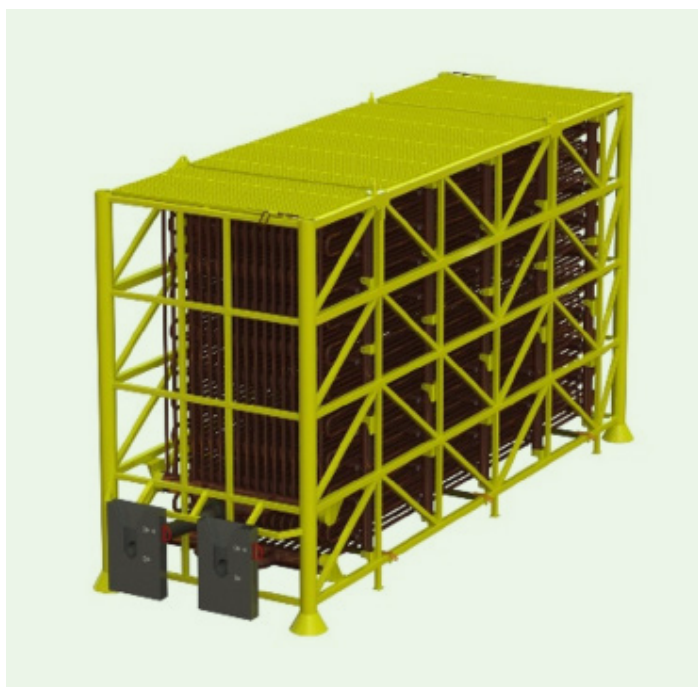
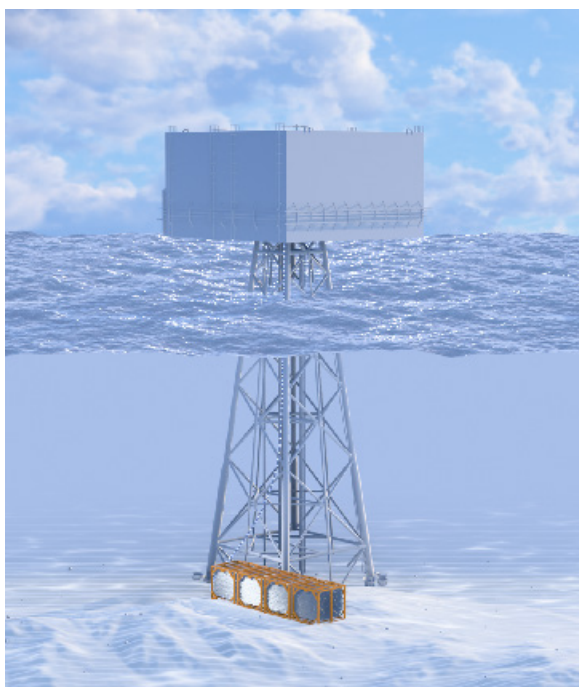


Foto: Future Technology

Figur 36: Subsea kjøleenhet.

32) [Aker Solutions Awarded Subsea Gas Compression Contract](#) | [Aker Solutions](#)

33) [Subsea Cooling — Future Technology](#)

Det ansees at denne teknologien er relativt moden, men at du teknologikvalifisering gjenstår og drift og vedlikehold er sentralt her. Sentralt er enhetens motstand mot blant annet groing sentral.

Generelt så anbefales at det for både bunnfaste og flytende substasjoner (både AC og HVDC), ses på hvilke muligheter som ligger innen optimalisering av hjelpesystemer.

Generelt så anbefales at det for både bunnfaste og flytende substasjoner (både AC og HVDC), ses på hvilke muligheter som ligger innen optimalisering av hjelpesystemer. Det bør gjøres grundige analyser for å kartlegge hvor det er mulig å redusere investeringskostnader, drift og vedlikeholdskostnader.

5.7.3 Subsea Transformator for HVDC omformere

Det kan være antagelig være mulig å bruke undervannstransformatorer for store offshore HVDC-systemer (HVDC-transformatorene som forsyner AC til DC-omformerne). En utfordring når man skal bygge store offshore HVDC-plattformer er at vekten og størrelsen på utstyret på dekk når en praktisk maksimal grense som igjen fører til at kostnadene blir høye. En generell fordel med teknologien for undervannstransformatorer er at mye volum og vekt kan flyttes til havbunnen som da fører til en lettere og mere kompakt topside. I tillegg får man en mer effektiv og pålitelig kjøling.

Foto: TenneT



Figur 37: Illustrasjon av TenneT offshore 2GW HVDC plattform.

TenneT³⁴, annonserte i juni 2024³⁵ at de inviterer industrien til å by på en teknisk/økonomisk mulighetsstudie for utviklingen av en såkalte VSC-HVDC transformatorer. Man ser her samme fordeler som for AC-transmisjon av pålitelighet i undervannskomponenter og forenklinger av systemarkitekturen. Ved bruk av subsea transformatorer, evt. også i kombinasjon med subsea kollektorer og høyspente bryteranlegg på havbunnen kan man mate kraften fra turbinene rett inn på undervanns-transformatorene og derfra direkte videre til like-rettssystemet på HVDC-plattformen. En stor utfordring er transformatorens kraftelektronikk, og den vil bli svært utfordrende i en subsea konfigurasjon. Om det lar seg løse eller inntil dette lar seg løse på en hensiktsmessig måte, vil nok HVDC-transformer plassert på en plattform være mer hensiktsmessig enn en subsealøsning.

Storskala utbygging av HVDC-infrastruktur med standardisering av plattformer kan med et subsea-konsept bety et stort volum av store (typisk på 500 MVA+) undervanns-krafttransformatorer, noe som i seg selv også vil bringe ned enhetskostnadene for selve transformatorteknologien og åpne opp for flere aktører og større konkurranse. De samme leverandørene som tilbyr subsea transformatorer for AC, vil typisk også kunne dekke disse anvendelsene innen subsea for HVDC.

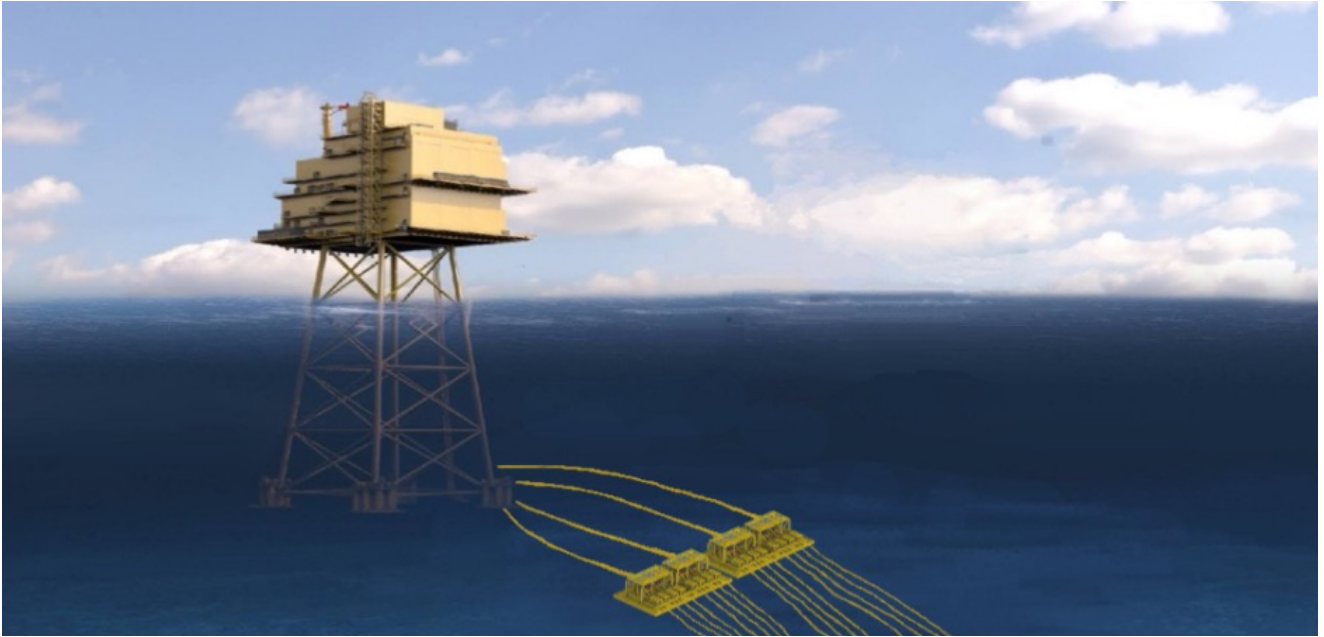
Det er imidlertid viktig å understreke at dette er teknologi som ligger relativt langt frem i tid. En HVDC transformator er relativt mye mere komplisert enn en AC-transformator hvilket gjør at kompleksiteten ved å sette denne på havbunnen er større enn for AC transformatorer.

Det er imidlertid viktig å understreke at dette er teknologi som ligger relativt langt frem i tid. En HVDC transformator er relativt mye mere komplisert enn en AC-transformator hvilket gjør at kompleksiteten ved å sette denne på havbunnen er større enn for AC transformatorer. Pr i dag er det vanskelig å sette et årstall for når en eventuell HVDC transformator kan være kommersielt tilgjengelig for subsea-installasjon.

Det er også vært å merke seg at offshore subsea HVDC transformator i første omgang vil være mest aktuelt for bunnfaste installasjoner.

34) TSO som også er en ledende europeisk utbygger og operatør av fornybare kraftsystemer

35) <https://www.offshorewind.biz/2024/07/04/tennet-develops-subsea-transformer-concept-launches-feasibility-study-tender>



Figur 38: Illustrasjon av offshore omformerstasjon for HVDC i kombinasjon med subsea HVDC transformator.

5.7.4 Overføringsystem med lav frekvens

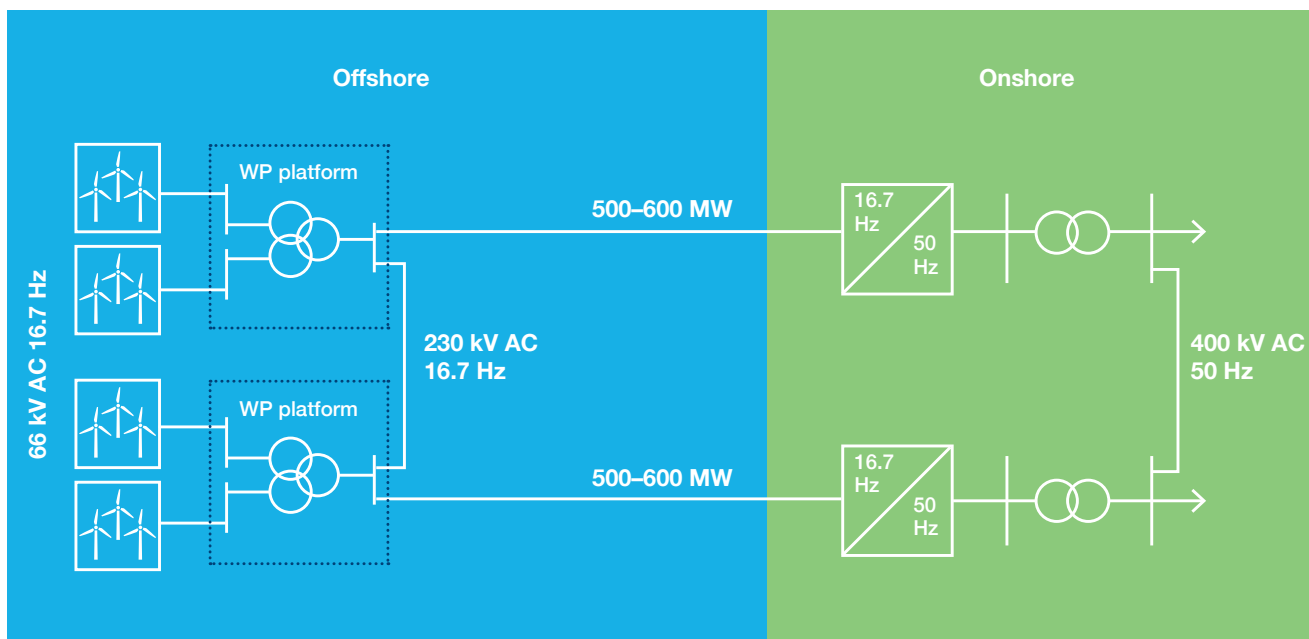
Vekselstrøm i lange kabler fører til at kablene fungerer som store kondensatorer. Dette skyldes kapasitansen mellom kabelens ledere og jord/omgivelsene. Ved å bruke en frekvens på 50 Hz som er den frekvensen som benyttes for det meste globalt, oppstår betydelige reaktive effekttap som begrenser den effektive energioverføringen. Ved å benytte likestrøm elimineres denne effekten fordi strømmen ikke varierer med frekvens. Dette muliggjør energioverføring over mye lengre avstander uten tap knyttet til kapasitans.

Det er imidlertid mulig å benytte en lavere frekvens en 50 Hz og kunne oppnå bedre overføringsegenskaper samtidig som fordelene med vekselstrøm opprettholdes. Ved for eksempel å senke frekvensen til $16 \frac{2}{3}$ ³⁶ Hz vil et vekselstrøm kabelsystem kunne overføre vesentlig mere energi over lengre avstander enn for et tilsvarende 50 Hz system.³⁷

Det foreligger flere studier som viser hvordan et slikt system, som i prinsipp er en kombinasjon av AC og HVDC system, gir vesentlige større overføringskapasiteter over lengre avstander. Typisk vil tapene for et 50 Hz system ligge på omtrent 160 kW/km, for et $16 \frac{2}{3}$ Hz

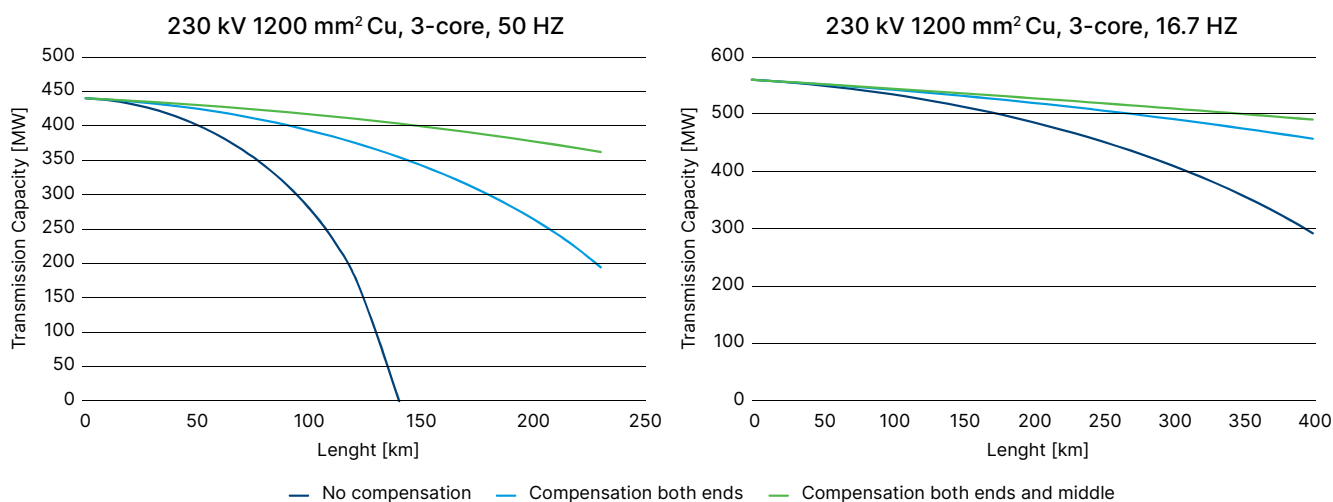
36) $16 \frac{2}{3}$ Hz er en frekvens som er mye benyttet for eksempel for jernbanesystemer ($16 \frac{2}{3}$ Hz fremkommer av å dele 50 med 3)

37) (PDF) [Low Frequency AC Transmission on Large Scale Offshore Wind Power Plants - Achieving the Best from Two Worlds?](#) (13th Wind Integration Workshop, Berlin 2014, paper_WIW14-1085)



Figur 39: Prinsipp skjema Lav frekvens AC system (referanse: J-cable 2015-B2.1 «AC Transmission Systems for Large and Remote Offshore Wind Farms»)³³.

systeme ligg på ca 80 kW/km mens et HVDC system vil ligg på ca. 60 kW/km. Det er her antatt en AC-spenning på 230 kV. Videre vil en typisk 230 kV forbindelse utan kompensering kunne overføre ca. 500 MW over en avstand på ca. 200 km, men for et 50 HZ system må det kompensering til i begge ender for å kunne overføre ca. 250 MW for en tilsvarende 200 km distanse.³⁴



Figur 40: Sammenligning overføringskapasiteter for 50 Hz og 16 2/3 Hz. (referanse: J-cable 2015-B2.1 «AC Transmission Systems for Large and Remote Offshore Wind Farms»)³⁵.

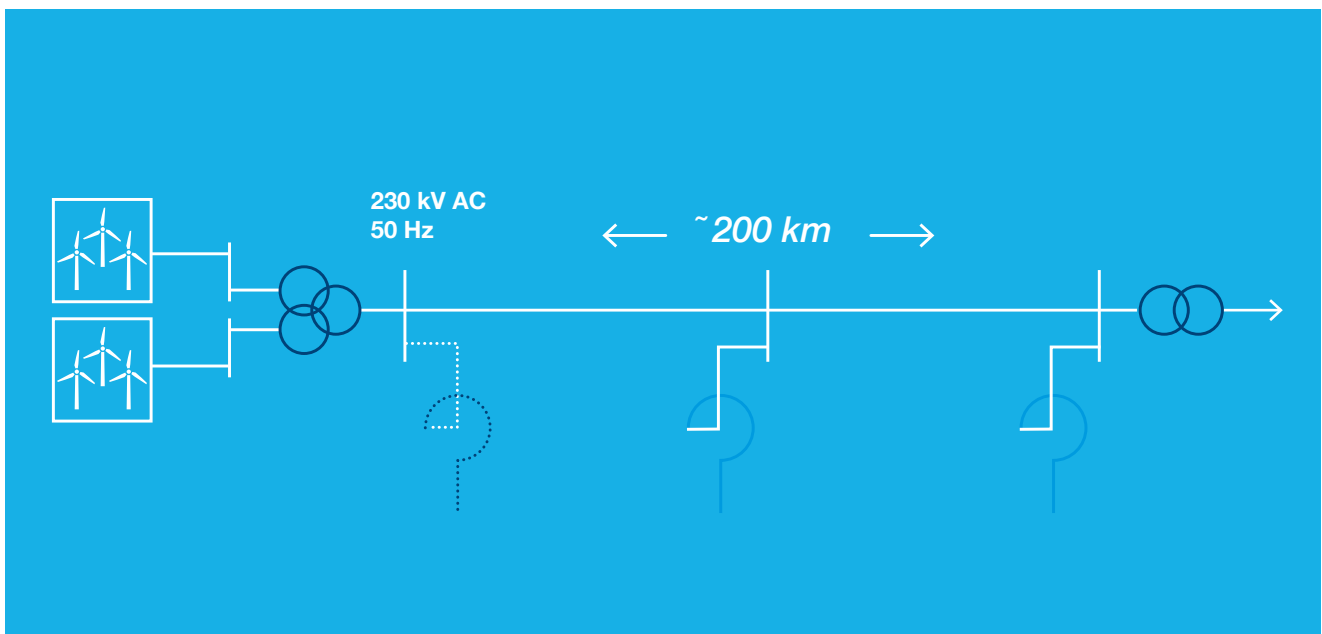
33) [Jicable'15 Home-page](#) J-cable 2015-B2.1 «AC Transmission Systems for Large and Remote Offshore Wind Farms». Krever innlogging
 34, 35) (PDF) [Low Frequency AC Transmission on Large Scale Offshore Wind Power Plants - Achieving the Best from Two Worlds?](#) (13th Wind Integration Workshop, Berlin 2014, paper_WIW14-1085)

Det er imidlertid ikke helt rett frem å endre frekvensen til for eksempel 16 2/3 Hz. Følgene forutsetninger må tas hensyn til:

- Turbiner må operere med en utgangsfrekvens på 16 2/3 Hz på høyspenning kabelavgang (typisk 66 kV). Det betyr at transformatorer for opptransformering til 66 kV i turbinene vil bli mye større og tyngre (opp mot 2–3 ganger 50 Hz trafo)
- En transformator for opptransformering fra 66 kV til for eksempel 220 kV vil ha større vekt og volum (opp mot 2–3 ganger 50 Hz trafo).
- Det vil være behov for en omformerstasjon på land for å omforme 16 2/3 Hz til 50 Hz før anlegget kan kobles til transmisjonsnettet på land. Det er vært å merke seg at i motsetning til et tradisjonelt HVDC overføring er det her ikke behov for omformerstasjon offshore.

Det er ingen prosjekter pr i dag som har utnyttet dette for å oppnå høyere overføring over lengre avstander for sjøkabler. Det er imidlertid en moden teknologi og dette systemet kan være konkurransedyktig i forhold til avstander fra land som ligger i grenseland hvor HVDC må benyttes i stedet for AC.

Det er ingen prosjekter pr i dag som har utnyttet dette for å oppnå høyere overføring over lengre avstander for sjøkabler. Det er imidlertid en moden teknologi og dette systemet kan være konkurransedyktig i forhold til avstander fra land som ligger i grenseland hvor HVDC må benyttes i stedet for AC.



Figur 41: Eksempel på reaktiv kompensering i begge ender og midtpunkt. (referanse: J-cable 2015-B2.1 «AC Transmission Systems for Large and Remote Offshore Wind Farms»)³⁶.

5.7.5 Subsea reaktiv kompensering for AC systemer

Reaktiv kompensering enten i en ende eller i begge ender av en sjøkabel er kjent teknologi for å kunne øke overføringskapasiteter og overføringslengder. Midtpunktskompensering er også vanlig på land hvor et slikt arrangement lettere lar seg realisere. Om det skal benyttes midtpunktskompensering offshore må nødvendigvis reaktoren(e) plasseres enten på en plattform eller som en subsea installasjon.

For offshore nett til havs på dypt vann vil subsea reaktor kunne være konkurransedyktig i forhold til både å kunne utnytte AC kabelforbindelsen bedre samt at en subsea løsning kan være mere konkurransedyktig i forhold til en reaktor på en flytende plattform.

For offshore nett til havs på dypt vann vil subsea reaktor kunne være konkurransedyktig i forhold til både å kunne utnytte AC kabelforbindelsen bedre samt at en subsea løsning kan være mere konkurransedyktig i forhold til en reaktor på en flytende plattform.

Det er ikke kjent at det eksisterer subsea reaktorer i dag. Teknologien er imidlertid mye til felles som for subsea transformator, med unntak av at kabel inn og kabel ut vil være på samme spenningsnivå og primært med en spenning på 230 kV eller høyere. Det betyr at en wet mate løsning på dette spenningsnivået vil ligge relativt langt frem i tid. Det bør derfor undersøkes om det er mulig å montere kabler før nedsenkning av subsea reaktor med bruk av bøyestivere tilpasset reaktor konstruksjon, kabeltype og installasjon.

Det antas at dette systemet vil være moden for å kunne bli implementert i et kommersielt prosjektløp på et seinere tidspunkt enn subsea transformator.

6

ANBEFALING OM FULLSKALA PILOTERING

I de foregående kapitler er status, relevante gap samt forslag til lukking av disse teknologier for realisering av nett til havs beskrevet. Det er vist når de ulike teknologiene kan være klare for start prosjektutvikling, og det er gitt en overordnet beskrivelse av hvordan kostnader kan reduseres.

Samtlige områder langs norskekysten som er pekt ut som aktuelle for havvind har med unntak av områdene i sørvest, dypt vann og vil derfor kreve flytende havvindteknologi. Det er grunn til å anta at de områdene som ligger nærmest kysten vil bli utlyst først, og at disse områdene vil bli knyttet til land med en AC-forbindelse.

I kapittel 5 blir både AC- og HVDC-teknologi for flytende havvind analysert. AC-teknologi har generelt størst modenhet, og vil kunne være klar for bruk før HVDC-teknologi.

Den enkleste formen for tilknytting av en havvindpark er med kabel uten noen transformator mellom vindparken og land. Turbiner som blir levert i dag har en utgangsspenning på 66 kV som vil bety at det kan bli svært mange kabler i parallell. Dette vil bedre seg noe hvis turbinspenningen blir hevet til 132 kV, hvilket bransjen tror vil komme i relativt nær fremtid. For utbygging av havvindparker nært land, typisk omkring 20–30 km fra land, vil ofte direkte forbindelse fra turbiner til land med samme spenning som turbinen fremstå som mest kostnadseffektive. For parker lengre fra land vil det fort bli behov for å transformere opp spenningen. Det bør sees på muligheten for å velge «alternative» teknologier, som beskrevet med høy modenhet, for tidligere kvalifisering av fremtidsrettet teknologi selv for prosjekter hvor det i utgangspunktet vil være tilstrekkelig med direkte tilkobling uten opptransformering.

I oppsummeringen og som grunnlag for anbefaling tas det utgangspunkt i teknologi hvor turbinspenning blir opptransformert til en høyere spenning før strømmen blir eksportert til nettet på land.

For en AC-nettkonfigurasjon hvor turbinspenning blir opptransformert til en høyere spenning konkluderes det med at det er generelt høy modenhet for alle komponenter og at de i prinsipp er klare for start prosjektutvikling hvis typisk 220 kV spenning blir lagt til grunn for eksportkabler.

Det er mange prosjektspesifikke forhold som det må tas hensyn til før et prosjekt kan konkludere med den mest optimale løsning for nettkonfigurasjon. Typiske forhold er avstand til land, dybdeforhold, bunnforhold, forhold relatert til nettilknytning på land (både elektrisk og geografisk), mm.

I kapittel 5 er både AC-transformator plassert på en flytende plattform og transformator plassert i en subsea konstruksjon evaluert. Hva som er den mest hensiktsmessige løsningen, er gjenstand for en omfattende engineering og optimalisering hvor flere forhold må legges til grunn. Det er også viktig at krav til tilgjengelighet, redundans blir hensyntatt i tillegg til investeringskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader. Her kommer også hensyntagen til reparasjonsmetodikk og reparasjonstider inn.

I kapittel 5 er både AC-transformator plassert på en flytende plattform og transformator plassert i en subsea konstruksjon evaluert. Hva som er den mest hensiktsmessige løsningen, er gjenstand for en omfattende engineering og optimalisering hvor flere forhold må legges til grunn. Det er også viktig at krav til tilgjengelighet, redundans blir hensyntatt i tillegg til investeringskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader. Her kommer også hensyntagen til reparasjonsmetodikk og reparasjonstider inn.

Transformatorstasjon plassert på en flytende plattform

For transformatorstasjon plassert på en flytende plattform er det elektrotekniske utstyrets evne til å motstå akselererte bevegelser på grunn av bølger, vind og strøm et av de betydeligste gapene som er identifisert. Bransjen anser imidlertid disse gapene for håndterbare og teknologien er i prinsipp klar for å implementeres i et fullskala pilotprosjekt. For en transformatorstasjon på en flytende plattform er det i prinsipp ingen begrensing på transformator kapasitet(er) innenfor de kapasiteter opp mot 1500 MW. For flytende transformatorstasjoner er også mulighetene til stede for en optimalisert bruk av effektbrytere og skillebrytere i henhold til den fleksibilitet og redundans som er ønsket.

Dynamiske kabler

Det er en forutsetning at dynamiske kabler med spenning 220 kV vil være tilgjengelig for at en flytende transformatorstasjon skal kunne realiseres. 132 kV dynamiske kabler for dypt vann med høy overføringsevne er tilgjengelig i dag fra de ledende leverandører av høy-spenning sjøkabler i Europa. Det arbeides med å få kvalifisert 220 kV dynamiske kabler og bransjen melder at det vil være ferdig kvalifisert om kort tid, og vil være klart for start prosjektutvikling allerede i 2025. I likhet med flytende transformatorstasjon er dynamiske kabler med spenningsnivå 220 kV klar for å implementeres i et fullskala pilotprosjekt. Videre finnes flere kostbesparende elementer som kan være relevante for pilotering.

Subsea transformator

I offshore olje- og gassindustri har enheter vært flyttet ned på havbunnen allerede i flere ti-år for blant annet å spare kostnader. Det er derfor lagt ned innsats fra leverandører for å utvikle subsea løsninger for transformatorer med spenningsnivå 66kV/220 kV og med kapasitet på typisk 400 MVA for å tilpasse teknologien til størrelsesordener som er påkrevet i forbindelse med fornybare prosjekter, typisk havvind på dypt vann. Teknologien ansees for å være relativt moden, men noe kvalifisering gjenstår blant annet i forhold til 66 kV wet-type termineringer og passiv kjøling for transformatorer med høy kapasitet. Det gjenstår noe utvikling før subsea transformator kan kombineres med brytere (skilebrytere og effektbrytere). De første prosjekter vil mest sannsynlig realiseres uten brytere, men tilgjengelighet, reparasjonstider m.m. må hensyntas. Det anses altså at de teknologigap som gjenstår lar seg løse og mye teknologiutvikling og testing pågår for at teknologien skal bli klar. Subsea transformatorer med spenningsnivå 66 kV / 220 kV og med 400 MVA kapasitet ansees å kunne implementeres i et fullskala pilotprosjekt allerede i 2025.

Subsea kollektorer

Tradisjonelt har havvindparker blitt koblet sammen med såkalt «daisy chain» konfigurasjon hvor turbiner er koblet sammen i serie med hverandre og hvor kabelverrsnitt har økt i forhold til hvor mange turbiner som er koblet på og krav til overføringsevne for kabler har økt. For denne konfigurasjonen er det behov for at det er kabler både inn og ut av turbinfundamentet samt at det er behov for flere typer kabler med forskjellig tverrsnitt. Ved å tenke annerledes og koble alle turbiner i en stjerneformasjon hvor alle kabler samles i et punkt vil det kun være behov for to kun kabelverrsnitt. En type kabler fra turbin til samlingspunktet og en fra samlingspunktet for eksport ut av området, enten til en transformatorstasjon eller til land. Hver turbin trenger også kun tilkobling av en kabel.

En ser for seg at en kollektor løsning vil kunne ha kostnadsbesparelser sammenlignet med «daisy chain», sett at kollektorer plasseres subsea i motsetning til en egen plattform eller lignende. I likhet med subsea transformator, ansees kollektor å kunne implementeres i et fullskala pilotprosjekt allerede i 2025.

Andre teknologier, systemer eller prosesser som kan gi kostnadsbesparelser

I rapporten vurderes også andre mulige initiativer som kan gi kostnadsbesparelser. Det blir her ikke gått i detalj, men tatt med som eksempler på at det kan være relaterte teknologier, systemer eller prosesser som kanskje kan bidra. Det anbefales her å gjøre et større screening arbeid for å se om og i så fall hva som kan bidra, enten på kort eller på lang sikt.

Arbeidsgruppen «Forskning, innovasjon og utdanning» i samarbeidsforumet for havvind har laget en rapport om FoU/innovasjon og utdanning.

I dette omfattende arbeidet fokuseres det mye på forskning, innovasjon og utdanning og anbefalte tiltak relatert til det. Det er ikke så mye fokus på teknologimodenhet og kostnadsreduksjoner, men det er noe som er relevant og bør fremheves fra rapporten.

Det er behov for forskning og utvikling av både flytende og bunnfast havvindteknologi. Fokus bør være på teknologiområder hvor Norge allerede har sterke forskningsmiljø og industri som kan utnytte resultatene for leveranser til utbygging i Norge og internasjonalt.

Det er behov for forskning og utvikling av både flytende og bunnfast havvindteknologi. Fokus bør være på teknologiområder hvor Norge allerede har sterke forskningsmiljø og industri som kan utnytte resultatene for leveranser til utbygging i Norge og internasjonalt.

- Viktige mål med forsknings- og innovasjonsinnsatsen er kostnadsreduksjoner, oppskalering av industriell kapasitet, konkurransedyktige løsninger, og effektiv, sikker, miljøvennlig og rettferdig utbygging og drift av havvindparker som en sentral del av fremtidens bærekraftige energisystem. Videre er det behov for å utvikle nye materialer som kan gi lengre strukturell levetid, mindre vedlikehold og som kan resirkuleres.
- Det må utvikles ny kabelteknologi og undervannsteknologi for tilkobling av store flytende havvindparker, og kostnadsreducerende løsninger med HVDC eller annen teknologi for overføring av kraft fra store havvindparker langt til havs. Teknologien må være robust og miljøvennlig. Det er behov for industrialisering og standardisering, med teknologi som muliggjør effektiv fabrikasjon, sammenstilling og installasjon i store volum, men også nytenkning og innovasjon med utvikling av nye konsept, både på komponent og systemnivå.
- Industrialisering vil være viktig for å få til store kostnadsreduksjoner. Industrialisering av flytende havvind innebærer at man må utvikle og bygge opp metodikk, teknologi og infrastruktur for masseproduksjon og -installasjon, da produksjons- og sammenstillingsprosessene for flytende havvind skiller seg vesentlig fra tilsvarende prosesser for bunnfast havvind.

- Verfts- og havnekapasitet må økes, slik at man gjør det mulig å øke produksjonen fra noen få flytere per år til serieproduksjon. Produksjon og sammenstilling må strømlinjeformes gjennom økt bruk av automatisering, robotisering, nye eller forbedrede sammenføyingsmetoder og standardisering av komponenter.

Kriterier og betingelser for tildeling av arealer

Det har så langt vært mye diskusjon og ulik praksis i ulike land for modell og betingelser for tildeling av areal til utbyggere. Temaer som to-sidig differansekontrakt (CfD), investeringsstøtte, statsstøttebetraktninger, auksjonsprinsipper og kvalitative kriterier og vekting av disse har vært mye debattert.

For å muliggjøre en utbygging som inneholder viktige teknologiutviklingselementer bør man legge til rette for en finansieringsstruktur som muliggjør en kombinasjon av CfD risiko-avlastning og Enova midler, eller en modell der deler av et prosjekt finansieres separat som et teknologiprojekt. Flere av løsningene skissert i denne rapporten kan være egnet for en slik kombinert finansieringsløsning.

For den kommende utlysningen på Utsira (Vestavind F) bør det utredes om deler av Capex-elementet i prosjektet, som har et teknologiutviklingsaspekt, på denne måten kan finansieres separat gjennom andre støtteordninger.

Det må avklares juridisk både mot norsk lov og mot relevante konkurranseorgan i EU hvordan en slik kombinert finansieringsløsning kan innrettes. Det bør også kartlegges hvilke støtteordninger som finnes gjennom EU-program som kan inngå. Her kan Innovasjon Norge eller Forskningsrådet bidra med en oversikt. Det kommer også mer praksis og der det kan kobles nasjonale midler og EU-midler.

Gruppen anbefaler at det utarbeides en rapport som både ser på det juridiske rundt kombinerte støtteordninger, og hvordan dette håndteres i en utlysning og at det utarbeides en oversikt over relevante nasjonale og EU-støtteordninger for flytende havvind. Det anbefales at dette gjøres i regi av Samarbeidsforum for Havvind.

Gruppen anbefaler at det utarbeides en rapport som både ser på det juridiske rundt kombinerte støtteordninger, og hvordan dette håndteres i en utlysning og at det utarbeides en oversikt over relevante nasjonale og EU-støtteordninger for flytende havvind. Det anbefales at dette gjøres i regi av Samarbeidsforum for Havvind.

Kostnadsreduksjon

I ekspertgruppens mandat står det blant annet *at det skal gjøres vurderinger om det er forbedringsområder, teknologier, konsept eller annet som kan bidra betydelig til kostnadsreduksjoner* for flytende havvind samt se på virkemidler, risikoavlastning eller andre ordninger som kan bidra til realisering av nødvendige teknologier og kostnadsreduksjoner. Det står også at det skal gjøres vurderinger av leverandørers kapasitet. I henhold til fastsatte retningslinjer for deling av kommersielt sensitiv informasjon er blant annet priser, produksjonskapasitet, transport og marked ikke med i arbeidet.

Det pekes likevel på hva og hvordan teknologi kan bidra til kostnadsreduksjoner i en mere generell setting samt sammenlikningsgrunnlag. Nedenfor er det presentert noen funn som indikerer elementer i forhold til kostnadsreduksjoner uten at det er kvantifisert beløp. Ekspertgruppen antar at det ligger betydelige besparelser om de rette og anbefalte tiltak blir iverksatt.

Det pekes likevel på hva og hvordan teknologi kan bidra til kostnadsreduksjoner i en mere generell setting samt sammenlikningsgrunnlag. Nedenfor er det presentert noen funn som indikerer elementer i forhold til kostnadsreduksjoner uten at det er kvantifisert beløp. Ekspertgruppen antar at det ligger betydelige besparelser om de rette og anbefalte tiltak blir iverksatt.

Det er typisk to forhold relatert til kostnadsreducerende tiltak;

① Hva som kan gjøres på kort sikt og i forkant av «det første prosjektet».

② Det faktum at det antas at erfaringer fra første eller de første prosjekter vil kunne gi store besparelser i forhold til standardisering og leverandørutvikling samt større grad av industrialisering.

Det er typisk to forhold relatert til kostnadsreducerende tiltak;

(1) Hva som kan gjøres på kort sikt og i forkant av «det første prosjektet» og (2) det faktum at det antas at erfaringer fra første eller de første prosjekter vil kunne gi store besparelser i forhold til standardisering og leverandørutvikling samt større grad av industrialisering.

Det totale bilde i forhold til kostnadsreduksjon er når investering, drift- og vedlikeholdskostnader samt levetid blir inkludert og sett i sammenheng. Nedenfor er det listet opp noen sentrale elementer med utgangspunkt i AC nett:

- A. Tilpasse krav og regelverk til offshore fornybar industri.
- B. Standardisere på ubemannede plattformer samt logistikk relatert til drift- og vedlikehold. Fokuserer på samarbeid mellom netteier og vindparker hvis hensiktsmessig.
- C. Risikotilnærmet vurdering av behov for redundante høyspenningssystemer, samt behov for vern og brytere.
- D. Videreutvikling og designoptimalisering (lean design) av AC plattformer som vil gi reduserte investeringskostnader og driftskostnader.
- E. Optimalisering av ankring/mooring systemer for plattform
- F. Optimalisere hjelpesystemer
- G. Optimaliserer elektroteknisk utrusting med hensyn på å tåle bevegelser grunnet bølger, vind og strøm.

- H. For nettkonfigurasjoner med AC plattformer vil økt internspenning for vindparken fra 66 kV til 132 kV kunne gi store besparelser.
- I. Der hvor subsea transformatorer kan være teknisk hensiktsmessig kan det ligge store besparelser i forhold til flytende plattformer. Internspenning i parken vil da være begrenset til 66 kV pga wet mate tilkoblinger. Størrelse på hver transformator enhet vil også foreløpig være begrenset til ca 400 eller 500 MW. Om det er behov for større kapasitet vil det være mulig å ha uavhengige systemer koblet i parallell. Det ansees for å være lavere kostnad relatert til installasjon av en subsea transformatorstasjon sammenlignet med en plattform. Subsea trafo design gir i prinsipp mindre redundans og fleksibilitet enn plattform design (avhengig av vern/bryter bestykning). Eksportkabler fra subsea transformator kan være en statisk utførelse (230 kV).
- J. Det er ansett å være reduksjon i drift- og vedlikeholdskostnader med subsea transformatorstasjon i forhold til en flytende plattform.
- K. Subsea kollektorer ansees for å være kostnadsbesparende. På grunn av wet mate tilkoblinger vil kollektorer være begrenset til 66 kV en god stund. Forutsetter uten brytere i første omgang.
- L. Utvikling av dynamiske kabler for 230 kV (og eventuelt høyere) vil gi store besparelser for eksportkabler fra flytende transformatorstasjon.

Ekspertgruppen mener at i tillegg til de punkter som er nevnt over, vil den største kostnadseffektive gevinsten være å få etablert et fullskala pilotprosjekt. De etterfølgende prosjekter vil kunne utnytte erfaring slik at standardisering kan forekomme og at det blir ytterligere fokus på teknologiutviklingen, leverandørutvikling samt større grad av industrialisering.

Oppsummert



Status

Status for relevant teknologi som kan være aktuelt for nettilknytning for flytende havvind har generelt høy teknologisk modenhet. Mange komponenter er klare for start fullskala prosjektutvikling allerede fra 2025.

1. Relatert teknologi er kjent fra olje og gass. Typisk teknologi relatert til flytende plattformunderstell/topside, forankringsmetoder, hjelpesystemer, osv.
2. Relatert elektroteknisk (AC og HVDC) er kjent fra landbaserte installasjoner og fra bunnfaste plattformer.
3. Relatert teknologi innen subsea installasjoner er kjent fra olje og gass, men med lavere spenninger og ytelser.
4. Nettilknytning basert på AC teknologi har høyere teknologimodenhet enn nettilknytning basert på HVDC.
5. Noe teknologiutvikling relatert til nettilknytning flytende havvindvind kan også være lønnsom for bunnfaste løsninger.



Teknologigap

Det er fremdeles noen teknologi gap som ansees mulig å lukke innen rimelig tid:

1. Teknologi må tilpasses marine omgivelser og kontinuerlige bevegelser.
 2. Fremdeles noen viktige teknologier som ikke er kvalifisert til å være klare for fullskala prosjektutvikling. Utvikling og testing pågår. Design og verifikasjon kan ikke gjøres av leverandører alene, men trenger støtte og gode rammevilkår for utvikling gjennom reelle prosjekter.
 3. Løsninger utviklet for olje og gass må forenkles og gjøres mere kostnadseffektive både med hensyn på investeringskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader.
 4. Optimalisere teknologi og prosesser med hensyn på bærekraft, også sett fra et systemperspektiv.
-



Tiltak

Det er identifisert noen tiltak:

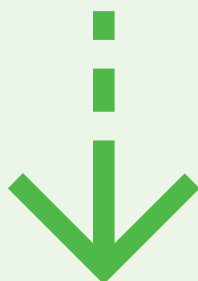
1. Behov for standardisering av teknologi og prosesser på riktig nivå inklusive oppskalering av industriell kapasitet og industrialisering.
2. Intensivere arbeid med å indentifisere ytterligere muligheter i forhold til forenklinger og muligheter for kostnadsreduksjoner i forhold til investeringer og drift- og vedlikehold.
3. Tilrettelegging for ytterligere teknologiutvikling og testing for enkelte komponenter for å komme opp på relevant teknologimodenhetsnivå.
4. Dagens virkemiddelapparat må styrkes for å ytterligere fremme teknologiutviklingen samt understøtte industrialisering og leverandørutvikling. Det bør utarbeides en rapport som ser på dette i regi av Samarbeidforum for havvind.
5. I forbindelse med kommende utlysninger må det tilrettelegges for å ta i bruk ny teknologi slik at det kan høstes verdifulle erfaringer som kan bidra til viktig læring og standardisering som igjen bidrar til ytterligere kostnadsreduksjoner for nettilknytning av flytende havvind. Flere lovende teknologier bør testes.
6. Det er viktig at det/de første fullskala havvindprosjekt(er) blir valgt med hensyn på mest mulig rasjonelle løsninger og at det søkes de områder som er lettest tilgjengelig, samtidig som de gir mest nytt for kapasitetsbehov på land. Det å lykkes med «det første» prosjektet vil ha stor gevinst og signaleffekt i forhold til kommende prosjekter.



Risikoer

Det er identifisert noen risikoer:

1. Havvind tåler ikke særnorske krav. Forenkling av krav og standarder er nødvendig.
 2. Havvind bør ikke ha særnorske tekniske krav som er kostnadsdrivende
 3. Det er generell høy aktivitet innen bunnfast havvind. Risiko for at flytende havvind kan bli nedprioritert blant leverandører.
-



Konklusjon

Det er behov for pilotprosjekter knyttet til flytende havvind og testing i fullskala prosjekter for realisering av ny teknologi.

Pilotprosjekter vil bidra til viktig læring og standardisering samt kostnadsreduksjoner.





7

HENVISNINGER /
REFERANSER

Det er generelt gitt referanser som fotnoter i dokumentet. Nedenfor er det listet noen generelle referanser som ikke direkte er linket til teksten i dokumentet:

Referanser Generelt

Grønn plattform Ocean Grid: <https://oceangridproject.no/research/floating-hvdc-platform>

Referanser Flytende Offshore Substasjoner

Hitachi Energy: <https://www.hitachienergy.com/markets/renewable-energy/oceaniq#what-is-oceaniq>

Relevante Cigre publikasjoner: (krever innlogging)

ID: 11147 B3 SUBSTATIONS AND ELECTRICAL INSTALLATIONS - Full Papers

Topics: B3 PS1 - Challenges and New Solutions in T&D Substation Design and Construction for Energy Transition

Keywords: Floating, HVAC, HVDC, Offshore Wind, Primary Equipment, Substations
Offshore floating HVAC and HVDC substations – Experiences in design of selected primary equipment

Douglas RAMSAY, Mark GEARY, Thomas HAMMER, Thorsten STEINHOFF, Matthias STEUER, Stephan VOSS, Joerg HAFERMAAS, Yana SHATEROVA

ID: 10338 B3 SUBSTATIONS AND ELECTRICAL INSTALLATIONS - Full Papers

Topics: B3 PS1 - Challenges and New Solutions in T&D Substation Design and Construction for Energy Transition

Keywords: USA West Coast, Offshore Substation (OSS), Floating Offshore Substation (FOSS), Finite Element Analysis (FEA), Wave Basin, Model Test

Conceptual Design of Semi-submersible Floating Offshore HVAC Substation Solution
Hongbiao SONG, Zhaoxiang TANG, Yang OUYANG, Robert LUESCHER, Tobias STIRL, Hana ASSEFA

ID: 10737B3 SUBSTATIONS AND ELECTRICAL INSTALLATIONS - Full Papers

Topics: B3 PS1 - Challenges and New Solutions in T&D Substation Design and Construction for Energy Transition

Keywords: Floating Offshore Substation, FOSS, GIS, Simulation, Vibrations, Experimental Correlation, GIS for offshore and floating applications

Marcel STOECKLI, Yang OUYANG, Lukas TREIER, Bernhard SPICHIGER, Robert LUESCHER, Hongbiao SONG

ID: 10259 A2 POWER TRANSFORMERS AND REACTORS - Full Papers

Topics: A2 PS1 - Design of Resilient Transformers

Keywords: Powers transformers, floating offshore, applications, technology, potential failure
Stresses on Power Transformers in Floating Offshore Applications

Triomphant NGNEGUEU, Max GILLET, Vivekkumar CHAUBEY, Rupesh DARIPA, Oguzkan SENTURK, Tobias STIRL, Jian ZHANG, Hongbiao SONG

Referanser Dynamiske kabler

Relevante Cigre publikasjoner: (krever innlogging)

ID: 10955 B1 Insulated cables - Full Papers

Topics: B1 PS1 – Learning from experiences

Keywords: Floating wind farms, Subsea HV XLPE cables, Dynamic cables, Wet aging, Time-to-failure testing, Water treeing

Model Test

Time to Failure of Model HV XLPE Cables in Salt Water at High Electrical AC Stress and Temperature Sverre Hvidsten, Karl Magnus Bengtsson, Elise Olsen

Iversen, Øyvind, and Johanson Audun. «High Voltage Cables – A Technology Step.» Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2022. doi: <https://doi.org/10.4043/32084-MS>



8

VEDLEGG

8.1 Virkemiddelapparatet

Det finnes et næringsrettet virkemiddelapparat i Norge, enkeltnasjoner for øvrig og innenfor EU som tilbyr ordninger og programmer som lån, tilskudd, garantier og ulike kompetansetiltak. Hensikten er å støtte næringslivet i viktig utvikling innen FoU, etablering, vekst, skalering og eksport. I Norge er det vedtatt å utvikle en FoU-strategi for hele energiområdet, som skal bli operativ i starten av 2025 og vil erstatte Energi21 og OG21. Foreløpig er den kalt Energi2050.

Det er velkjent at den største økonomiske risikoen ofte er i oppskaleringsfasen, og for endelig kvalifisering av løsning eller system. Det påløper store kostnader for å utvikle og verifisere teknologi i stor skala, og det er sentralt med risikoavlastning eller direkte støtte som kan bidra til å realisere potensiell(e) demonstrasjon- eller pilotprosjekter. Samtidig kan slike løsninger være helt nødvendige for å få ned kostnader og gjennomføre teknologisprang som er til gode for utviklingen.

Betingelsene for kostbar teknologipilotering vil være viktig for modning av leverandørkjeden samtidig som dagens støttegrad i Norge er lav sammenlignet med annen forskning og utvikling. Industrien opplever at det på flere områder kan være et gap i bruk av- eller tolkning av Europeiske statsstøtteregler mellom Norge og andre land. Tabellen under beskriver ordningene slik Ekspertgruppa har forstått situasjonen.

Aktivitet		Støttegrad (Store bedrifter)
TRL 5 - 8 Eksperimentell utvikling	Investeringsstøtte – Flytende havvindsparker	< 100 % (Forutsatt unntak fra statsstøtteregler. For eksempel Enovas program «Konkurransen om støtte til småskala kommersielle flytende havvindprosjekter»)
	Pilotering av enkeltkomponenter og investeringsstøtte for ny produksjonsteknologi	< 25 %
TRL < 5 Industriell forskning	Forskning og utvikling	< 50 %

Tabell 3: Investeringsstøtte relatert til ulik teknologimodenhet.

Samarbeid i prosjektene kan i noen tilfeller øke maksimal støttegrad med 15 %. For eksempel regjeringens Grønn Plattform har bidratt til å fasilitere slike prosjekter hvor gjerne pilotering har vært i fokus. Videreføring og styrking av denne ordningen kan være en viktig brikke i virkemiddelapparatet.

Mange kritiske komponenter for nett som er omfattet av denne studien plasserer seg i dag under TRL6 i modenhet. Samtidig er kostnadene for videre modning høye og støttegraden lav om utviklingen ikke er en del av en full investering med sluttbruker. Muligheter for frittstående pilotering anses som en viktig mulighet, ikke minst for leverandører. Dette bør understøttes i virkemiddelapparatet. Det anbefales å vurdere handlingsrom og utvikle modeller som adresserer dette gapet. Dette må sammenholdes med praktisering av støtteordninger i Europeiske land og USA for å sikre konkurransedyktig næringsliv, tiltrekke seg aktivitet og utvikle teknologier for anvendelse og som kan bli et konkurransefortrinn. Uavhengig av dette er det kritisk at eksisterende ordninger for investeringsstøtte vektlegger integrering av viktige og skalerbare pilotkomponenter i endelig anlegg (dette er antageligvis i tråd med eksisterende handlingsrom).

Arbeidsgruppe 2 i Samarbeidsforum har i tidligere arbeid beskrevet virkemiddelapparat og teknologiutvikling som det vises til. For eksempel: «Norge har mye teknisk kompetanse fra olje- og gass-industrien som direkte overførbart til havvind-industrien. Dette gjelder blant annet bunnfaste og flytende strukturer, ankersystemer, statiske og dynamiske kabler og marine operasjoner. Norsk industri har også høy kompetanse på gjennomføring av store, komplekse utbyggingsprosjekter der myndigheter, operatører og utbyggere jobber tett sammen både i tidligfase og gjennomføringen av prosjektet. De siste årene er det også opparbeidet en betydelig erfaring med partnerskapmodeller i den norske olje- og gassindustrien. Dette mener vi er et fortrinn vi kan bygge videre på, og da spesielt innen flytende havvind som har en prototype karakter og delvis uprøvde forsyningskjede. Utviklere og underleverandører jobber sammen som ett team fra tidligfase og inn i prosjektfasen, og dermed unngår silotankegang og suboptimalisering, en fordel når det gjelder å utvikle de innovative og kostnadseffektive løsningene som trengs spesielt innen flytende havvind.»

Norges Forskningsråd, Innovasjon Norge, Norwegian Energy Partners, EKSFIN og Enova har alle relevante programmer og ordninger. Eksfin tilbyr garantiordninger, Innovasjon Norge har blant annet finansiert > 200 prosjekter, og NORWEP har målrettet salgsdialog mellom norsk industri og internasjonale kunder. Men for mange bedrifter oppleves det som tidkrevende å utarbeide søknader, svarfristene kan være lange, det kan være utfordringer med eierskap og bruksrett til teknologi (IPR) med mere.

Enova har lenge hatt en rolle innenfor vindkraft. Fokus der er nå teknologiutvikling for havvind, særlig for flytende løsninger. Enova har lagt til grunn at ved å gå inn med tilbud rettet mot teknologiutvikling og demonstrasjon, kan løsninger modnes raskere og kostnader gå ned. Det overordnede målet for virkemidlene er å bidra til å redusere LCOE for flytende havvind slik at løsningene i framtiden kan bli økonomisk bærekraftige og lønnsomme på kommersielle vilkår uten støtte.

Norske aktører er godt posisjonert for å levere teknologi og produkter til et voksende internasjonalt marked innen havvind, men flere teknologiområder trenger ytterligere modning og bearbeiding for at havvindkonseptene skal stå stødig som leverandør av energi til konkurransedyktige priser.

Norske aktører er godt posisjonert for å levere teknologi og produkter til et voksende internasjonalt marked innen havvind, men flere teknologiområder trenger ytterligere modning og bearbeiding for at havvindkonseptene skal stå stødig som leverandør av energi til konkurransedyktige priser:

- Vindturbin (WTG)
- Flytefundament
- Forankring
- Kraftkabel
- Lagringsteknologier
- Automasjonsteknologier inklusive digitalisering (digitale tvillinger)
- Fartøy (adkomst og service)
- Installasjons- og servicemetode
- Havneområder (transport og logistikk)

Enova tilbyr støtte gjennom to ulike innretninger:

Havvind 2035

Dette er et løpende støtteprogram som inkluderer pilotprosjekter, investeringsprosjekter forprosjekter og forstudier, uten søknadsfrister. Programmet er forankret i generelle gruppeunntak for statsstøtte, noe som innebærer at maksimal støtte for investeringsprosjekter vil være 30 millioner euro (og 45 % av godkjente kostnader) mens maksimal støtte for pilotprosjekter vil være 25 millioner euro (støtteandel avgjøres av prosjektinnhold og deltagende aktører). Forprosjekter og forstudier kan innvilges inntil 10 millioner kroner i støtte (50 % av godkjente kostnader).

Prosjekter må være knyttet til en konkret investering og relatert til ny teknologi. Forretningsutvikling og tilhørende posisjonering i forhold til framtidige markedsmuligheter faller utenfor Enovas virkeområde.

Investeringsstøtte kan søkes til prosjekter som demonstrerer komplett strømproduserende installasjon skal levere kraft og som har full levetid. Pilotstøtte kan gis til utprøving av enkeltkomponenter uten noe krav til energileveranse fra prosjektet, men derimot mer krav til sannsynliggjøring av bidrag til reduksjon av framtidig LCOE.

Programmet er åpent for næringsaktører, offentlige aktører eller konsortier. I konsortier må alle aktører være medfinansierende og aktive deltakere. Aktøren som sender inn søknaden vil i alle tilfeller være prosjektansvarlig ved kontraktsinngåelse med Enova.

Søker (prosjektansvarlig) kan være:

- En etablert bedrift som er registrert i norsk foretaksregister og har økonomisk aktivitet i Norge
- En norsk offentlig aktør
- En forskningsorganisasjon, dersom søknaden sendes inn på vegne av et konsortium med minimum en norsk, etablert bedrift eller offentlig aktør, og der øvrige deltakere i konsortiet (bedrifter og/eller offentlige aktører) bidrar med minimum 50 % av finansieringen i prosjektet

Søker og eventuelle prosjektpartnere må oppfylle alle krav for å kunne motta statsstøtte.

Eksempelvis kan støttemottaker være:

- For et typisk forprosjekt må prosjektansvarlig være den virksomheten som skal realisere investering i et eventuelt investeringsprosjekt i etterkant
- For et investeringsprosjekt må søker være den virksomheten som skal realisere investeringen og stå ansvarlig for måloppnåelsen i prosjektet
- For pilotprosjekt kan søker være en leverandør, en sluttbruker eller en forskningsorganisasjon
- For konsortier må alle deltakere som skal motta støtte, være registrert i norsk foretaksregister.

Mer informasjon finnes her: <https://www.enova.no/bedrift/industri-og-anlegg/havvind-2035>

Konkurransen om støtte til småskala kommersielle flytende havvindprosjekter

I dette støtteprogrammet er det rom for støtte til kommersielle, flytende havvindprosjekter med støttebehov på mer enn 30 millioner euro.

Programmet har søknadsfrister, og den maksimale støtten per prosjekt er to milliarder norske kroner. Det kan i prinsippet søket 100 % støtte, men det er konkurranse mellom prosjektene og kostnadseffektivitet (for Enova) er den avgjørende faktoren i rangeringen (rangeringskriteriene vektet 70 % på kostnadseffektivitet og 30% på innovasjonshøyde og spredningspotensial)

Det er krav om planlagt driftsettelse innen fem år etter Enova-vedtak.

Prosjektet:

- For dette programmet støtter Enova prosjekter som demonstrerer kostnadseffektive konsepter innenfor flytende havvind energi-produksjon.
- Prosjektet skal ha full levetid, innenfor en begrenset støtte på to milliarder kroner. Det betyr at fullskala parker ikke er innenfor dette programmet.

Forsknings- og utviklingskontrakter (FOT)³⁷

Veldig mye av forskning, teknologiutvikling, kvalifisering av teknologier og systemer i større skala på norsk sokkel i olje- og gassindustrien har vært gjennom den såkalte FoT-ordninger. Ordningen er en del av regelverket for norsk sokkel som innebærer at lisensene betaler en fast prosentsats av Exploration, Capex eller Opex som operatøren kan benytte til forskning som har nytte for norsk sokkel. Finansiering skjer i tråd med Regnskapsavtalene på norsk sokkel, artikkel 2.2.2 – Forskning og utvikling. Det innebærer beskrivelse og stor satsing fra en operatør som får tildelt lisens til årlige investeringer i utdanning, forskning og innovasjon. Dette har gitt konkurransekraft for norsk industri og en best mulig utbygging og drift av prosjektene.

Arbeidsgruppe 2 – F&U-I og «utdanning»

Det pågår et større arbeid innen forskning, utvikling og innovasjon som 1 av 3 delgrupper i Arbeidsgruppe 2. Grappa har deltagerere fra universiteter, utbyggere, leverandører med mere. Det vises til rapport lagt frem i webinar 14. mars 2024³⁸.

I grønn plattform prosjektet Ocean grid om havnett er det spesielt tre arbeidspakker med utvikling av teknologi for nettilkobling av flytende havvind som trekkes frem, blyfri kabel med Nexans, Subsea koblingsanlegg med Aker Solutions og Benestad og Flytende HVDC med Aibel og Hitachi Energy». Her kommer det også anbefalinger om sentrale teknologi- og kunnskapsbehov.

Gjennom *Samarbeidsforum for Havvind* har Temagruppen «Forskning, Teknologi- og kompetanseutvikling» sett et økende behov for å kartlegge kompetansebehovet for offshore vind for å være i stand til å møte utfordringene som kommer med ambisjonene om å tildele nye områder for 30 GW havvind før 2040.

En slik kompetansekartlegging vil danne grunnlaget for en nasjonal satsning på havvind, hvor industrien definerer behovet, og academia vil kunne svare med fagplaner som dekker hele utdanningsløpet fra fagbrev til forskning.

37) FOT (Forsknings- og utviklingskontrakter) i sammenheng med forskning, utvikling og innovasjon. Dette er en ordning som brukes for å stimulere til samarbeid mellom næringsliv og offentlige aktører, ofte med formål om å utvikle nye produkter, tjenester eller løsninger.

38) <https://www.norskindustri.no/dette-jobber-vi-med/energi-og-klima/norsk-industri-om-vindkraft/samarbeidsforum-for-havvind>

For å møte dette behovet har Norsk Industri med flere startet et prosjekt som bygger videre på arbeidet som ble gjort under «Leve-ransesmodeller for Havvind», hvor det ble gjennomført en kartlegging av det norske kompetansemiljøet. Her ble det påpekt at det særlig innfor videregående opplæring og fagskoler er det mangler, særlig på teknisk nivå. Prosjektet vil jobbe videre med dette datagrunnlaget og se hvordan vi kan forsterke fagmiljøet i Norge, samt hvordan dette kan samkjøres mot internasjonale kompetansekrav.

Prosjektet VindKOMP³⁹ ble startet høsten 2023 med finansiell støtte fra Energidepartementet, Norsk Industri, Fornybar Norge, Offshore Norge og flere større industrielle samarbeidspartnere. VindKOMP vil bli ledet av Nasjonalt Kompetansesenter for Havvind, med in-kind-støtte fra industrien og academia. VindKOMP er derfor foreslått å bli delt inn i 3 faser:

Fase 1: Behovskartlegging

Gjennom dybdeintervjuer og arbeidsmøter med bedrifter fra hele verdikjeden (teknisk, finans, juridisk, samfunnsvitenskap) ønsker man å kartlegge hvilket behov bransjen vi trengte på kort- og lengre sikt. Denne undersøkelsen vil kartlegge behovet for ressurser med kortere og høyere utdanning, samt hvilket kompetansefelt som vil bli etterspurt.

Fase 2: GAP Analyse og anbefalinger til academia

I denne fasen ønsker vi å analysere resultatene fra fase 1 og måle dette opp mot det eksisterende tilbudet på fagkompetanse i dag. Gjennom diskusjoner med academia kunne presentere nye kortere- og lengere kompetansemoduler, som inkluderer etterutdanning i bransjen, samt fagmoduler i fagskole og høyere utdanning.

Fase 3: Plan for kompetanseutvikling knyttet til eksport og indirekte årsverk

I denne fasen skal vi ta resultatene fra de første to fasene, og utarbeide spesifikke strategiske tiltak for å dekke gapet mellom tilbud og etterspørsel for havvindrelevant kompetanse. Målet er at alle skal vite hvordan de bidrar til å bygge og beholde en robust arbeidsstyrke som kan møte havvindindustriens utfordringer og muligheter.

Første delrapport fra VindKOMP ble lansert i Oktober 2024, og kan leses på Nasjonalt Kompetansesenter for Havvind sine sider (<https://www.havvind.no/tema/vindkomp>)

39) [VindKOMP Norsk Industri](#)

8.2 TRL-skala

Teknologimodenhetsnivåer (TRLs) er en metode for å estimere modenheten til teknologier. Bruken av TRLs muliggjør konsekvente og enhetlige diskusjoner om teknisk modenhet på tvers av ulike typer teknologi. Et teknologis modenhetsnivå bestemmes gjennom en Technology Readiness Assessment, som undersøker programkonsepter, teknologikrav og demonstrerte teknologiske evner.

TRL 1	Grunnleggende forskning: Grunnleggende prinsipper er observert og rapportert.
TRL 2	Anvendt forskning: Teknologikonsept og/eller applikasjon er formulert.
TRL 3	Kritisk funksjon, konseptbevis etablert: Viktige funksjoner er testet og konseptet er bevist.
TRL 4	Laboratorietesting av prototypekomponent eller prosess: Enkeltkomponenter testes under kontrollerte forhold.
TRL 5	Laboratorietesting av integrert system: Flere komponenter integreres og testes sammen i laboratoriet.
TRL 6	Prototype system verifisert: Et prototype-system testes i et relevant miljø.
TRL 7	Demonstrasjon av integrert pilotsystem: Et fullt integrert system demonstreres i et operativt miljø.
TRL 8	System inkorporert i kommersiell design: Teknologien er utviklet og integrert i kommersielle produkter.
TRL 9	System klart for fullskala implementering: Teknologien er ferdig utviklet og klar for bruk i storskala.

Denne skalaen brukes ofte i forskning, utvikling og innovasjonsprosjekter for å måle framgang og modenhet.

Mer informasjon kan finnes i «EU, Technology Readiness level. Guidance principles for renewable energy technologies» [Technology readiness level - Publications Office of the EU](#)

Tabell 4: Generisk TRL skala

