

Rapport

Utvikling av nett til havs 2025



Forord

Denne rapporten er den andre versjonen av Utvikling av nett til havs. Rapporten gis ut i tilknytning til Statnetts Systemutviklingsplan (SUP). Norge har ambisjoner om å tildele havområder for fornybar kraftproduksjon tilsvarende 30 GW innen 2040. Energidepartementet har i brev fra juni 2023 utpekt Statnett som systemansvarlig til havs og ansvarlig for å planlegge nettet til havs.¹ Departementet legger også til grunn at eventuelle hybride nettløsninger skal bygges, eies og driftes av Statnett. Som TSO for nettet på land og til havs, har vi dermed ansvaret for å planlegge for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av hele kraftsystemet. Dette inkluderer å sørge for en helhetlig utvikling av nett og kraftsystem på land og til havs.

Statnett erfarer en stor etterspørsel etter tilknytning av nytt forbruk til nettet, og i vår Langsiktige markedsanalyse har vi scenarioer for en forbruksvekst på mellom 40 og 120 TWh frem mot 2050. Uten tilstrekkelig vekst i kraftproduksjonen vil nytt forbruk redusere dagens kraftoverskudd i Norge, føre til økte kraftpriser og bremse Norges muligheter for næringsutvikling og utslippskutt. Havvind er en av flere teknologier som kan bidra til økt kraftproduksjon i Norge.

Siden den første versjonen av temarapporten fra 2023², har havvindfeltet Sørlig Nordsjø II blitt tildelt til Ventyr, Utsira Nord har blitt utlyst for flytende havvind og regjeringen har varslet en plan for fremtidige havvindutlysninger i løpet av 2026. Samtidig har kostnader og usikkerhet relatert til havvindutviklingen økt, sammen med behovet om å finne kostnadseffektive løsninger for havvind og nettløsninger. Selv om det er usikkerhet om hvor mye havvind det er lønnsomt å bygge ut, må Statnett ha kunnskap og planer som muliggjør ulike scenarioer der havvind blir et attraktivt alternativ.

I denne rapporten vil vi belyse viktigheten av god planlegging, forberedende aktiviteter og klargjøring av sentrale rammebetingelser som kan øke muligheten for en rasjonell utvikling av nett til havs og havvind. Innledningsvis gir vi en oversikt over behovet for ny kraft og hva som eksisterer av nett og planer til havs i Norge og Nordsjøen. Videre beskriver vi hvordan gode nettløsninger og rammebetingelser kan redusere kostnadene for nettløsninger og havvind, og hva Statnett gjør for å bidra til dette. Til slutt presenterer vi hvordan utviklingen av nett til havs i Norge kan bli.



Gunnar G. Løvås

Konserndirektør i Kraftsystem og Kunder



Amund Ljønes

Direktør Planområde Hav

Oktober 2025

¹ Olje- og Energidepartementet, [Nettløsning for havvindutlysning i 2025](#), juni 2023

² Statnett, [Temarapport - Utvikling av nett til havs](#), november 2023

Sammendrag

Nettet til havs må være integrert med kraftsystemet på land, enten det er for å frakte kraftproduksjon fra havvind til land, for å elektrifisere petroleumsinstallasjoner eller for utveksling med naboland. Statnett er utpekt som systemansvarlig og som ansvarlig for å planlegge nettet til havs, og vil i tillegg være utbygger og eier av eventuelle hybride nettløsninger. Denne rapporten gir et kunnskapsgrunnlag for å belyse muligheter og løsninger som kan legge til rette for en mest mulig samfunnsmessig rasjonell utvikling til havs. Dagens situasjon kan oppsummeres som følger:

- Energiomstillingen i Europa driver frem et stort behov for ny kraftproduksjon, med tilhørende satsing på havvind. Økende andel uregulerbar kraftproduksjon gir også et økende behov for utveksling mellom land.
- Norske myndigheter har store ambisjoner for utvikling av havvind i Norge, samtidig som vi har en høy etterspørsel etter kraft. I 2024 ble Sørøst Nordsjø II tildelt Ventyr, mens Utsira Nord ble utlyst i mai 2025. Regjeringen har varslet en plan for fremtidige havvindutlysninger innen utgangen av 2026.
- Norge har store havvindområder, gode vindforhold og plass i nettet til å tilknytte havvind mange steder. Samtidig har økende kostnader for havvind og nett de siste årene ført til stor usikkerhet og et stort mulighetsrom for hvordan utvikling av havvind og nett til havs vil bli. Statnett skal legge til rette for at den utviklingen som måtte komme, skal skje på en mest mulig samfunnsmessig rasjonell måte.

God og helhetlig planlegging av kraftsystemet til havs og på land

God og helhetlig planlegging er nødvendig for en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet. Til havs innebærer det å prioritere havvind med lave utbyggingskostnader nær der det er behov for kraft. Det innebærer også å velge nettløsninger som kan dekke flere behov ved å kombinere produksjon, forbruk og utveksling, der det er mulig. Vi bør også vurdere tekniske løsninger som kan gi stordriftsfordeler og redusere det totale arealbehovet. I tillegg vil planlegging av nett og avklaring av rammebetingelser som gjøres før en utlysning bidra til å redusere risiko, spare tid i gjennomføringsfasen og øke forutsigbarhet for aktører.

Statnett jobber nå for å avklare rammebetingelser og å finne mer kostnadseffektive nettløsninger til havs. Vi samarbeider med aktørene i Samarbeidsforum for havvind, TSO-er rundt Nordsjøen, ENTSO-E, OTC og leverandørindustrien. Dette er målrettet arbeid som vil bidra til å redusere risiko og vil kunne øke lønnsomheten for både flytende og bunnfast havvind inkludert hybridprosjekter.

Havvindområder med kraftbehov, lave kostnader og muligheter for lønnsomhet bør prioriteres

Våre analyser viser at det er mulig å tilknytte opp mot 15 GW havvind til 2045. Dette volumet gjelder for eksisterende nett eller nett som allerede er planlagt utbygget for andre formål, og forutsetter en spredt tilknytning av havvind til flere industriknutepunkter langs kysten. Utover dette vil det være mulig å tilknytte større volum havvind flere steder hvis ny produksjon samlokaliseres med nytt forbruk på land og det planlegges for lokale nettinvesteringer.

Til den videre utviklingen bør områdene med størst kraftbehov, lavest kostnader og høyest lønnsomhet prioriteres først. Statnetts erfaring er at disse kriteriene sammenfaller for flere lokasjoner. Dette gjelder for områdene utenfor Sør-Rogaland/Agder og Haugalandet som allerede er utlyst for havvind, og som også har plass til mer. Det gjelder også for Bergensområdet og Romsdal. Videre er det også mulig å tilknytte havvind i Sogn og Fjordane, Trøndelag og Helgeland, men her er det plass til mindre volum havvind i tillegg til at nettløsningene kan bli dyrere på grunn av lengre avstander til

land. I Troms og Finnmark er det også plass i nettet til å tilknytte havvind, men siden havområdene er langt fra land og dermed dyre å utvikle, legger vi til grunn at disse ikke vil bli bygget ut i første omgang.

Havvind på hybrid gir størst samfunnsøkonomisk nytte og reduserer norske kraftpriser

I NVEs samlede vurdering av havvindområdene i sin Strategiske konsekvensutredning fra juni i år, har de kun vurdert teknisk-økonomisk egnethet ut fra et referanseprosjekt med radiell tilknytning. Valg av andre nettløsninger vil kunne påvirke nytte og kostnader og vil dermed kunne endre konklusjonene om egnethet.

Når det gjelder havvindområdene Sørvest A-F, som er aktuelle for bunnfast havvind, er det spørsmål om nettløsningene skal være hybride eller radiale. Hybride nettløsninger kobler havvindparker til både Norge og et annet land, mens radiale nettløsninger kun er koblet til Norge. I vår analyserapport Nettutredning Sørvest F fra februar 2025, viste vi at havvind med hybrid har høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn radial. Hovedgrunnen til dette er at hybrider også kan benyttes til lønnsom kraftutveksling når det ikke blåser, samtidig som kostnadene kan deles med et annet land. Analysen viste også at havvind vil redusere norske kraftpriser både med hybrid og radial, men mest med radial. Konklusjonene er relevante for alle de bunnfaste Sørvest-områdene. Videre viste vi i samme rapport at hele eller deler av nettkostnaden til en hybrid kan dekkes inn fra flaskehalsinntekter og tariff, og samtidig være netto positivt for eksisterende forbrukere på land. En slik finansiering av nettkostnaden gjør at et eventuelt støttebehov til havvindutbyggingen kan reduseres.

Felles nettløsning for havvind og petroleum er en mulighet nå

Samlokalisering av produksjon og forbruk har potensial til å redusere både det samlede behovet for nettinvesteringer og nettap. På kort sikt er dette relevant for elektrifisering av petroleum, mens på lengre sikt kan det bli relevant for andre forbruksaktører til havs, som hydrogenproduksjon. Vi forventer at det største kraftbehovet fra elektrifisering bygges ut mot starten av 2030-tallet. Mulighetsrommet er dermed størst for elektrifiseringsprosjektene som allerede er på utredningsstadiet.

For å kunne realisere felles nettløsning vil det kreve at myndighetene legger til rette for det. En utfordring i dag er at produksjon og forbruk til havs er underlagt ulike lovverk. Det vil også være behov for en avklaring om hvordan en eventuell kostnadsdeling vil være.

Store nettløsninger over 1,4 GW kan være mulig i Norge

Store nettilknytninger med likestrøm er aktuelt på grunn av teknologiutvikling, økonomiske stordriftsfordeler, og redusert arealbehov ved en stor utbygging av havvind i Nordsjøen. Flere europeiske TSO-er planlegger derfor med likestrømsforbindelser for havvind, både for radialer og hybrider, på rundt 2 GW.

Statnett åpner nå for at store likestrømanlegg over 1,4 GW kan være mulig å knytte til Norge. Statnett har sammen med de andre nordiske TSOene utført risikoanalyser som har ledet til denne konklusjonen. Grensen for dimensjonerende utfall i Norden er på 1,4 GW, og betyr at ingen enkeltfeil normalt skal føre til større utfall enn dette. Ved å designe anleggene på en viss måte, med bipol og metallisk returkabel, kan dette oppfylles teoretisk helt opp til 2,8 GW. For å kunne tillate store nettløsninger inn til konkrete stasjoner, må Statnett utføre ytterligere stedspesifikke analyser av overføringskapasitet, stabilitet og risiko.

Innhold

Forord	1
Sammendrag	2
Innhold	4
Del A – Dagens situasjon og planer	5
1. Behov for ny kraft i Norge og Europa	6
2. Havvind og nett til havs i Norge	9
3. Utvikling og samarbeid i Nordsjøen	14
Del B – Gode nettløsninger gir bedre lønnsomhet	18
4. Høye kostnader for norsk havvind, men også høye inntekter	19
5. Gode valg av nettløsninger kan redusere kostnader	22
6. Hybrid er den mest samfunnsøkonomisk rasjonelle måten å bygge ut havvind	27
Del C – Statnett muliggjør rasjonell utvikling til havs	32
7. Statnetts arbeid for utvikling av nett til havs	33
8. Store nettløsninger vurderes til konkrete stasjoner	36
9. Rammebetingelser til havs er under utvikling	39
Del D – Mulig utvikling av havvind i Norge	42
10. Det er god kapasitet i nettet på land til havvind	43
11. Scenarier for videre utvikling av havvind og nett	49

Del A – Dagens situasjon og planer



1. Behov for ny kraft i Norge og Europa

Hovedbudskap:

- Europa har behov for 3000 TWh ny kraftproduksjon innen 2050 – havvind er en del av løsningen
- Norge har begrenset potensial for ny vannkraft, sol og landvind – havvind kan bli avgjørende
- Det er høy etterspørsel etter tilknytning av forbruk i Norge, og forbruket kan øke til 220 TWh innen 2050, drevet av industri, elektrifisering og hydrogen

1.1. Europa har behov for 3000 TWh ny kraftproduksjon

Europa står ovenfor en storstilt klimaomstilling som gir et stort behov for ny fornybar kraftproduksjon de neste årene. EU-landene har vedtatt bindende mål om å redusere de samlede klimagassutslippene med 55 % til 2030.³ Det er også vedtatt at minst 42,5 % av den samlede energibruken på EU-nivå skal komme fra fornybar energi innen 2030. De siste årene har også hensyn til sikkerhet og konkurranseevne fått en større prioritet, særlig innen energipolitikken. EU har derfor en tydelig retning mot å sikre fornybar kraftproduksjon. I Clean Industrial Deal fra 2025 omtales tilgangen på rimelig kraft som selve grunnlaget for EUs konkurranseevne, noe som underbygges av en stor politisk vilje, på både EU-nivå og fra nasjonale myndigheter, til å bruke betydelige ressurser for sikre dette.

Innenfor det europeiske området som modelleres i Statnetts Langsiktige Markedsanalyse (LMA)⁴, legger vi til grunn i basisscenarioet en samlet vekst i kraftproduksjonen fra 3000 TWh i dag til 5500 TWh i 2050. Samtidig forventer vi at fornybarandelen vil øke fra 50 % i 2024 til nesten 90 % i 2050. Det meste av denne energien vil komme fra sol og landvind, som er de mest modne og rimeligste kraftteknologiene, mens nesten 900 TWh kommer fra havvind i vårt basisscenario. I tillegg har kjernekraft blitt mer aktuelt, og er ventet å gi et betydelig bidrag i land som satser på dette.

Arealrestriksjoner for vindkraft på land gjør at land med kystlinje satser tungt på havvind. Dette gjelder spesielt rundt Nordsjøbassenget, hvor det er mulig å bygge ut bunnfast havvind. Dersom flytende havvind blir konkurransedyktig, forventes det at enda større havområder utvikles og bygges ut. International Energy Agency (IEA) forventer at årlige globale investeringer for havvind nesten vil firedobles fremover – tilsvarende 45 GW/år i 2030, og at Europas del av markedet vil bli 18 GW/år⁵. Også analysehuset TGS 4C Offshore forventer en sterk vekst i havvind, og estimerer at dagens installerte havvindkapasitet i Nordsjøen vil øke fra dagens 35 GW, til over 80 GW i 2030 og til nesten 140 GW i 2035.⁶

1.2. Det er mange planer for økt forbruk i Norge

Det er mange forbruksplaner og prosjekter under utvikling i Norge. Statnett har gitt reservasjon til nesten 8000 MW nytt forbruk de neste årene, og ytterligere ca. 8800 MW forbruk står i kapasitetskø.⁷ I vårt basisscenario for 2050 i LMA har vi

³ Sammenlignet med utslippene slik de var i referanseåret 1990

⁴ Statnett, [Langsiktig markedsanalyse \(LMA\) 2024-2050](#), februar 2025.

Det modellerte området utgjør ca. 90 % av Europas totale kraftsystem målt i TWh

⁵ IEA, [Renewables 2024](#), Electricity, oktober 2024

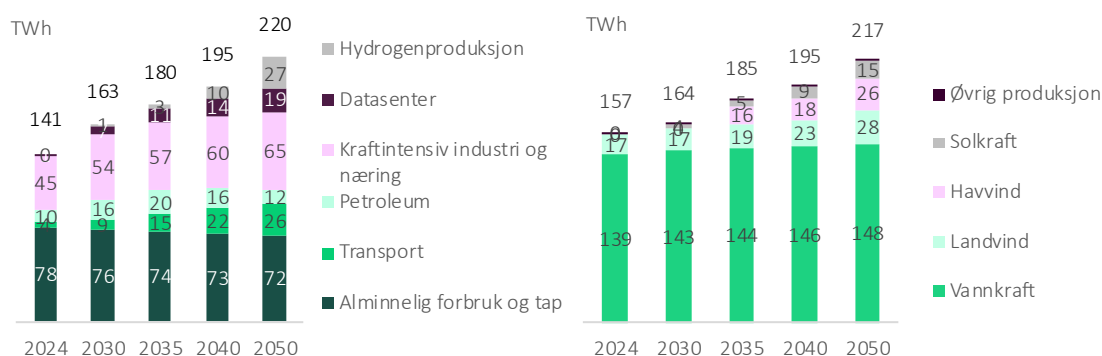
⁶ TGS 4C Offshore, Market Overview report Q2 2025

⁷ Statnett, [Statistikk om tilknytningssaker](#), pr oktober 2025

lagt til grunn at forbruket i Norge øker fra 139 TWh i 2024 til 220 TWh.⁸ Det er imidlertid stor usikkerhet, og utfallsrommet i våre scenarioer ligger mellom 180 og 260 TWh.

Elektrifisering av transportsektoren, utvikling i datasenterindustrien og økt forbruk i kraftintensiv industri og næring er blant de viktigste vekstdriverne frem mot 2050. Mot slutten av perioden forventes det også en betydelig vekst innen hydrogenproduksjon. Forbruket til havs fra elektrifisering av petroleum er ventet å nå en topp på opp mot 20 TWh tidlig på 2030-tallet, før det er ventet å avta frem mot 2050.

I alle scenarioene legger vi til grunn en balansert vekst i forbruk og produksjon, der en økning i forbruk må understøttes av en økning i produksjon, og motsatt. Et varig større underskudd på den norske energibalansen er lite sannsynlig da dette vil gi høyere kraftpriser enn landene rundt oss. Hvis det blir forventning om høye kraftpriser i Norge vil dette både redusere investeringsviljen til industriaktører som vurderer å etablere nytt forbruk, og gjøre at eksisterende industri vil vurdere å legge ned sitt forbruk. Tilsvarende vil et større overskudd raskt bli utlignet av mer forbruk. Samtidig er det sannsynlig at ny industri kan utkonkurrere eksisterende – hvis det ikke kommer nok ny produksjon.



Figur 1: Utvikling i norsk forbruk (til venstre) og produksjon (til høyre) i basisscenarioet i LMA24, fordelt på forbrukskategorier og produksjonsteknologier.

1.3. Begrenset potensial i sol og landvind driver behov for andre produksjonsformer

Fremtidig vekst i produksjon og forbruk er gjensidig avhengig av hverandre. Uten vekst i ny kraftproduksjon som vil bidra til reduserte kraftpriser, vil mye av det etterspurte kraftforbruket heller ikke komme. Samtidig vil mye ny kraftproduksjon raskt øke insentivene for etablering av nytt forbruk. Statnett legger derfor til grunn en balansert vekst i forbruk og produksjon i alle scenarioene i LMA.

Ny norsk kraftproduksjon kan komme fra vannkraft, landvind, havvind, solkraft eller kjernekraft. I Statnett sine langsiktige markedsanalyser kartlegger vi kostnadsnivået og den forventede kostnadsutviklingen til alternative teknologier for kraftproduksjon, målt som levetidskostnader (LCOE)⁹. Kartleggingen er en sammenstilling av internasjonale analyser og prognoser, og tar ikke hensyn til særnorske forhold. Den er likevel egnet til å sammenligne ulike produksjonsteknologier på et overordnet nivå.¹⁰

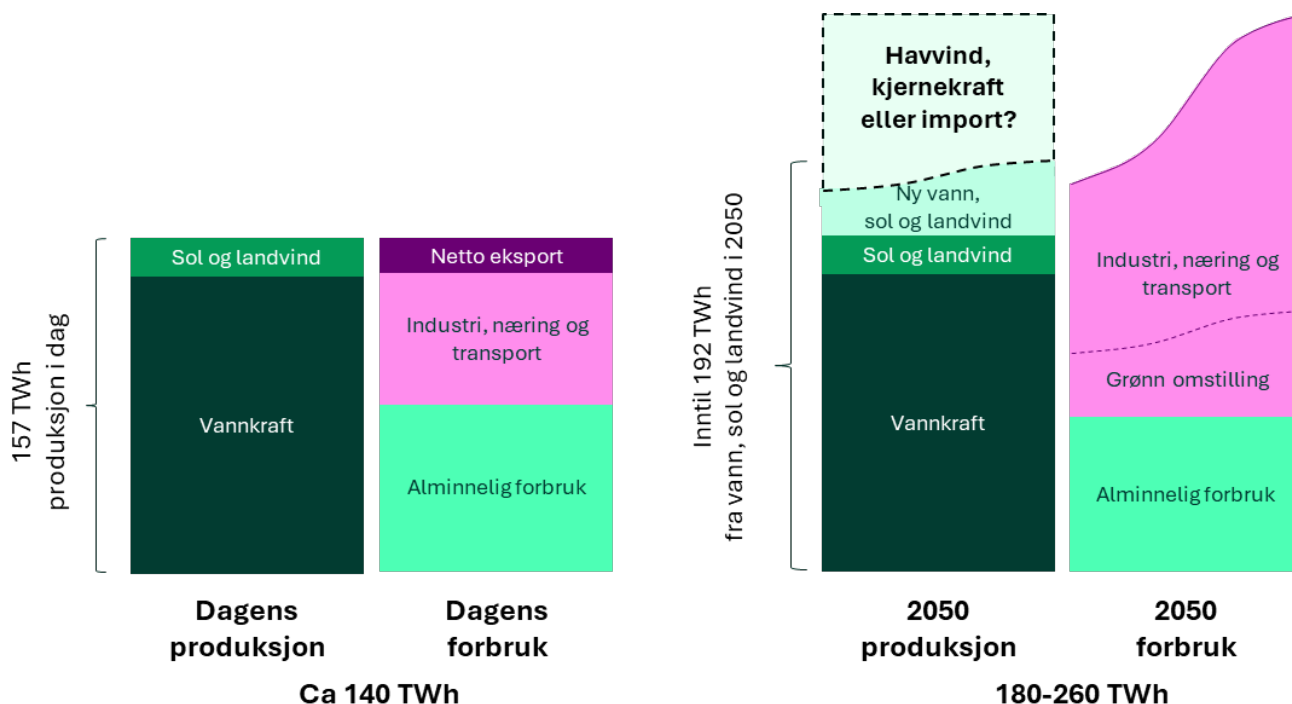
⁸ Statnett, [Langsiktig markedsanalyse \(LMA\) 2024-2050](#), februar 2025

⁹ LCOE står for Levelized Cost of Electricity og representerer levetidskostnaden for energiproduksjonen. LCOE kan ses på som den gjennomsnittlige kraftprisen som må oppnås for kraften som selges, for at prosjektet skal være lønnsomt.

¹⁰ Kartleggingen baserer seg på en sammenstilling av analyser og prognoser fra blant annet IEA, Bloomberg, Rystad og andre.

Sol og landvind, er sammen med vannkraft de teknologiene som er billigst å bygge ut. Selv om det er stort teoretisk potensial for sol og landvind, er det i praksis et begrenset potensial for disse produksjonsteknologiene i Norge. Landvind og store solkraftanlegg er plassskrevende og medfører betydelige arealinngrep på land, noe som kan gå på bekostning av natur og miljø eller jordbruksareal. Mange steder er det i dag stor lokal motstand i befolkningen mot landvind, noe som kan påvirke hvor mye landvind det vil være mulig å realisere frem mot 2050. Det er i praksis også lite potensial for å bygge nye større dammer i norske vassdrag. Men med utbygging av flere småkraftverk, noen mindre kraftverk og effektoppgraderinger av eksisterende vannkraft, vil det trolig også komme noe ny vannkraft fremover.

I Figur 2 har vi illustrert hvordan produksjon og forbruk kan endre seg mot 2050. I dag har Norge ca. 90 % vannkraft og et netto overskudd av kraft i et normalår. Litt over halvparten av kraftforbruket går til alminnelig forbruk. Mot 2050 forventer vi at alminnelig forbruk reduseres, samtidig som det er et stort potensial for forbruksvekst både til grønn omstilling og ny industri. Hvor stor forbruksvekst det blir, vil er avhengig av veksten i produksjon, og omvendt. Mer kraftproduksjon vil føre til lavere priser og økt lønnsomhet for investeringer i industriforbruk, mens mer industriforbruk vil føre til høyere priser og økt lønnsomhet for investeringer i ny kraftproduksjon. I tillegg vil mange andre forhold påvirke investeringsbeslutningene. Ny produksjon fra vann, sol og landvind vil kunne legge til rette for en del forbruksvekst, mens en større forbruksvekst må dekkes av havvind eller kjernekraft for å unngå å komme i en situasjon med kraftunderskudd i Norge.



Figur 2: Produksjon og forbruk i Norge i dag og i 2050. Figuren baseres på scenarioene fra Statnetts LMA24. Utfallsrommet for produksjon og forbruk i 2050 er fra scenarioene Lav og Høy.

2. Havvind og nett til havs i Norge

Hovedbudskap:

- Nett til havs er nødvendig for å frakte kraft fra havvind til land, for å elektrifisere petroleum og for nødvendig utveksling av kraft med naboland
- Norge har ett idriftsatt havvindanlegg og to utlyste områder – Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord
- Det er stor usikkerhet rundt kostnader og utvikling, men også betydelige muligheter

Nett til havs er nødvendig for å frakte kraft, enten fra havvind til land, kraft fra land til offshore forbruk eller som mellomlandsforbindelser. I Figur 3 på neste side gir en oversikt over eksisterende nett til havs, i tillegg til mulige områder for havvind og petroleum som kan være aktuell for elektrifisering.

2.1. Norge har ambisjon om å tildele områder for 30 GW havvind

Norge har siden mai 2022 hatt en ambisjon om å tildele områder for 30 GW fornybar kraftproduksjon innen 2040. I august 2025 la regjeringen frem strategien *Et hav av muligheter* der de bekreftet en videreføring av satsingen på havvind.¹¹ Strategien sier at de vil legge til rette for jevnlig utlysninger og støttekonkurranser, hvor statsstøtte vil bli vurdert i forbindelse med hver utlysningsrunde. Regjeringen varslet samtidig at de vil lage en plan for videre utvikling av bunnfast og flytende havvind i løpet av 2026.

2.2. Havvind i Norge i dag

Regjeringen i Norge har ambisjoner om å tildele arealer med mulighet for 30 GW fornybar kraftproduksjon på norsk sokkel innen 2040. Av ulike teknologier som kan installeres offshore, er havvind den mest aktuelle for kraftproduksjon i stor skala. Tabell 1 gir en samlet oversikt over havvindanlegg som er i drift og anlegg som er under utvikling.

2.2.1. Eksisterende havvind

Realisering av havvindanlegg er fortsatt på tidlig stadium i Norge, og per i dag har vi kun ett flytende havvindanlegg og to flytende testturbiner i drift.

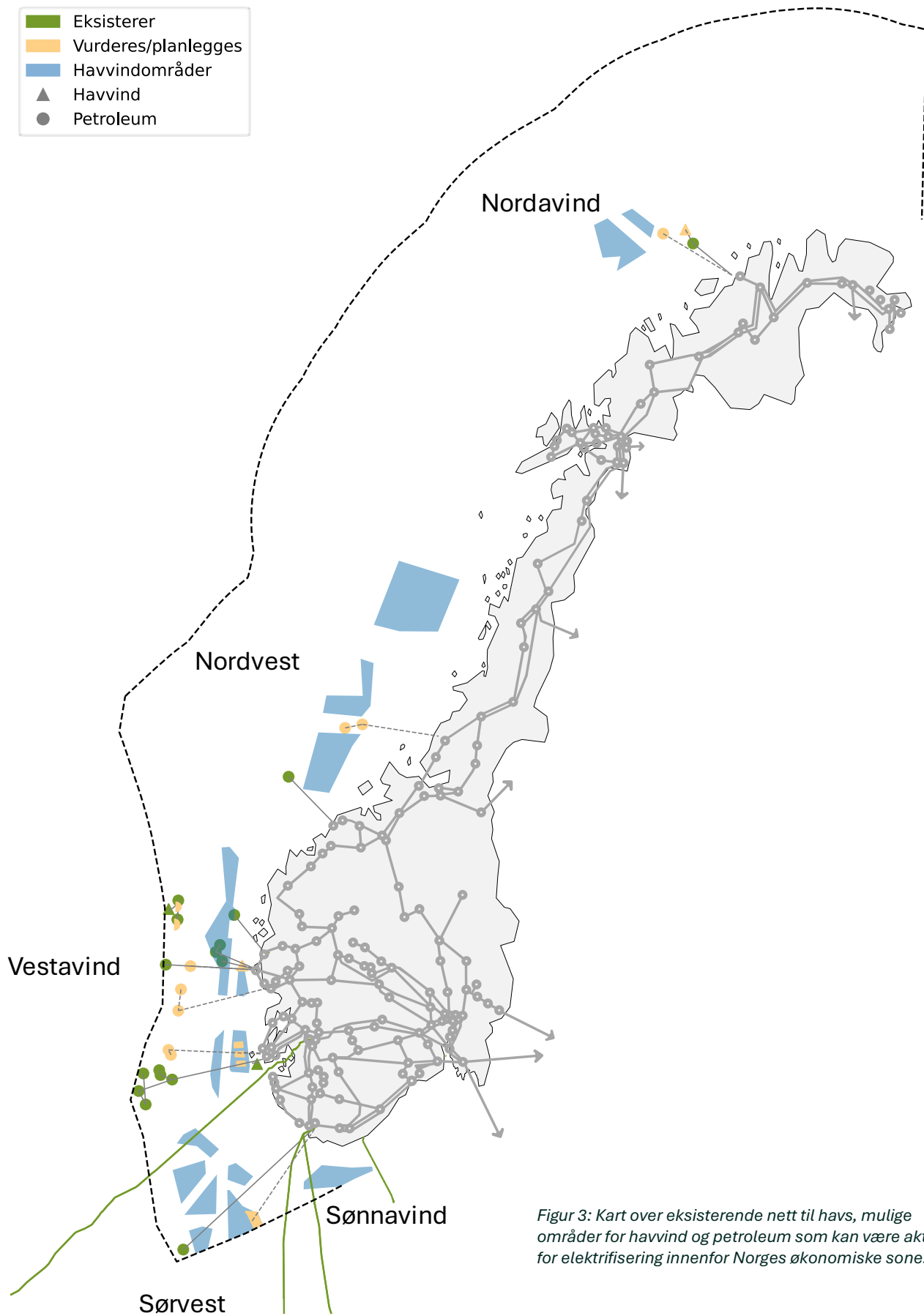
Hywind Tampen¹² ble satt i drift 2022 og er verdens største flytende havvindanlegg. Vindkraftanlegget består av 11 turbiner på 8,6 MW, med en samlet kapasitet på 94,6 MW. Havvindanlegget leverer strøm direkte til petroleumsfeltene Snorre A og B og Gullfaks A, B og C. I et normalår forventes det at vindkraftverket leverer 302 GWh til plattformene.

Marin Energy Testcenter (METCentre)¹³ er et testsenter for flytende havvind omtrent 10 km utenfor kysten av Karmøy. Senteret fikk i 2013 tillatelse fra Energidepartementet til å etablere demonstrasjonsanlegg for test av flytende havvindturbiner med en samlet effekt på 10 MW. I dag står det to turbiner på testområdet: Verdens første flytende havvindturbin Hywind Demo/Zefyros på 2,3 MW som ble idriftsatt i 2009, og havvindturbinen TetraSpar Demo på 3,6 MW som ble idriftsatt i 2021.

¹¹ Energidepartementet, [Et hav av muligheter](#), august 2025

¹² Equinor, [Hywind tampen](#)

¹³ Norwegian Offshore Wind, [Marin Energy Testcenter](#)



Figur 3: Kart over eksisterende nett til havs, mulige områder for havvind og petroleum som kan være aktuell for elektrifisering innenfor Norges økonomiske sone.

Tabell 1: Oversikt over eksisterende og planlagt havvindanlegg i Norge.

Havvindanlegg	Effekt	Teknologi	Status
Hywind Tampen	94,6 MW	Flytende	Idriftsatt
Marin Energy Test Centre	5,9 MW (i dag) Inntil 82,7 MW	Flytende demonstrasjonsanlegg	Idriftsatt, utvidelse planlegges
Sørlig Nordsjø II, Ventyr	1500 MW	Bunnfast	Tildelt, under utvikling
Utsira Nord	500 MW	Flytende	Utløst
Goliat Vind	75 MW	Flytende, demonstrasjonsanlegg tilknyttet petroleum	Planlegges
Wind Catching	Inntil 250 MW	Flytende demonstrasjonsanlegg	Planlegges

2.2.2. Havvindanlegg under utvikling

I dette delkapittelet gir vi en oversikt over havvindanlegg som enten er meldt, konsesjonssøkt eller under utvikling, men der bygging ennå ikke er påbegynt. Om anleggene blir realisert avhenger av myndighetstillatelser og havvindaktørene.

Sørlig Nordsjø II¹⁴ er et bunnfast havvindområde som inngår i Sørvest F. Området ble i 2024 tildelt til Ventyr¹⁵ med 1500 MW produksjon. Havvindanlegget skal ligge omtrent 200 km fra land og er planlagt med 80 til 100 turbiner på minst 15 MW. Havvindanlegget vil tilknyttes med likestrøm, med omformeranlegg både til havs og på land. Anlegget er meldt tilknyttet Kvinesdal stasjon, hvor Statnett har reservert kapasitet til 1400 MW produksjon. Ventyr har sendt melding til NVE for både havvindanlegget og nettilknytning. De skal sende konsesjonssøknad i starten av 2026, og planlegger å være i drift i 2031.

Utsira Nord¹⁶ er et flytende havvindområde som inngår i Vestavind F utenfor Haugalandet. Området ligger mellom 20-40 km fra fastlandet og kan tilknyttes med vekselstrøm uten egen stasjon til havs. Etter å ha blitt utløst i mai 2025 har to aktører søkt om å få tildelt et prosjektområde på 500 MW hver. Søknadene kom henholdsvis fra et konsortium med Equinor og Vårgrønn, og et konsortium mellom Deep Wind Offshore og EDF. Energidepartementet planlegger å tildele prosjektområder første halvår 2026. Etter en modningsperiode vil rettighetshaverne få adgang til å delta i en konkurranse om statsstøtte for ett område på 500 MW.

Marin Energi Test Centre (METCentre) fikk i desember 2023 tillatelse til å utvide testområdet med fire nye testplasser for flytende energiproduksjon, med en samlet effekt på 82,7 MW.¹⁷ I 2023 ble det gitt tillatelse til en 1 MW flytende vertikal turbin, Sea Twirl S2¹⁸, og det ble meldt inn et kombinert pilotanlegg Flex2Power på 11 MW¹⁹, bestående av flytende havvind, solkraft og bølgekraft. Videre er det reservert testplasser for to prosjekter, Aikido-plattformen på 15 MW, en

¹⁴ Energidepartementet, [Sørlige Nordsjø II](#)

¹⁵ Ventyr, [Sørlige Nordsjø II](#)

¹⁶ Energidepartementet, [Utsira Nord](#)

¹⁷ Energidepartementet, [Marin Energi Testcenter får konsesjon til utviding av demonstrasjonsanlegg](#), desember 2023

¹⁸ NVE, [Sea Twirl S2 vertikalakslet flytende turbin](#), oktober 2023

¹⁹ NVE, [Melding for Flex2Power](#), januar 2023

sammenleggbare plattform for rask installasjon som er planlagt ferdig i 2027, og Scalewind-prosjektet på opptil 24 MW som er planlagt ferdig i 2028.²⁰

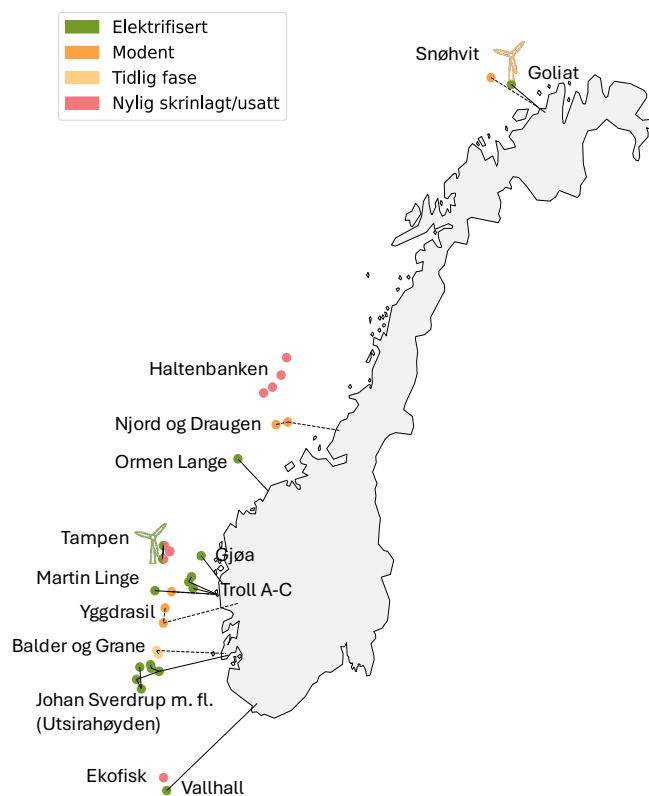
GoliatVIND²¹ AS har søkt Energidepartementet om tillatelse til et demonstrasjonsanlegg for flytende havvind på 75 MW, som er lokalisert 5-10 km fra Goliat-plattformen i Barentshavet, omtrent 85 km fra Hammerfest. Det er søkt om fire til fem turbiner på 14-18 MW, internkabler på 66 kV via en subsea-transformator og en 110 kV-kabel til Goliat-plattformen. GoliatVIND skal knyttes til Goliat-plattformen, som i dag får strøm fra land med en 75 MW kabel fra land. Prosjektet fikk i 2024 innvilget 2 mrd. NOK i støtte fra Enova.²²

Wind Catching Demo har meldt et demonstrasjonsanlegg for flytende havvind på opptil 250 MW omtrent 18 km utenfor Lyngøyna i Øygarden kommune og 21 km nordvest for Kollsnes. Wind Catching er et konsept der flere mindre rotor er samlet på én flytende plattform. Prosjektet innebærer inntil fire slike plattformer, som gir en samlet kapasitet på inntil 250 MW. Anlegget er planlagt utbygd i to faser. Fase 1 omfatter to enheter på 40 MW hver, og fase 2 inntil to enheter med samlet kapasitet opp til 170 MW. Havvindproduksjonen er meldt tilknyttet strømmettet med to 132 kV-kabelsett til Statnetts nye Øygarden stasjon. Prosjektet fikk i 2025 innvilget 1,2 mrd. NOK i støtte fra Enova.²³

2.3. Elektrifisering av petroleum

Petroleum er i dag den største kraftforbrukeren til havs i Norge, og vil trolig være dette i overskuelig fremtid. CO₂-lagring (CCS) er en fremvoksende næring, mens utvinning av havbunnsmineraler kan bli aktuelt på sikt, men vi kjenner per i dag ikke til noen konkrete planer for kraft fra land i forbindelse med disse næringene. Forbruk i form av hydrogenproduksjon til havs kan være en mulighet lengre frem i tid. Dette er beskrevet nærmere i kapittel 3.2.3.

Norge har elektrifisert deler av petroleumsaktiviteten på norsk sokkel med kraft fra land i snart 30 år. Petroleumsaktiviteten på norsk sokkel står likevel årlig for om lag 25 % av samlet norske CO₂-utslipp. Aktiviteten på sokkelen er kraftkrevende, hvor det meste av kraften tradisjonelt har kommet fra egne gassanlegg på installasjonene. Regjeringen har fastsatt et mål om å redusere utslipp på norsk sokkel med 50 % innen 2030, sammenlignet med 2005, og et mål om nær null i utslipp totalt innen 2050. Elektrifisering har blitt pekt på som en av løsningene for å kunne realisere disse målsetningene. Figur 4 viser en oversikt over eksisterende og planlagt elektrifisering.



Figur 4: Forenklet oversikt over eksisterende og planlagte elektrifiseringsforbindelser.

²⁰ Nyhetssak Ocean24, [To flytende havvindprosjekter klare for testing i Norge](#), mai 2025

²¹ [GoliatVIND](#)

²² Oddfjell, [GoliatVIND project awarded 2 billion NOK from Enova](#), mars 2024

²³ Wind Catching, [Wind Catching Demo AS has been granted 1200 MNOK from Enova — WCS](#), januar 2025

2.3.1. Eksisterende elektrifisering

Elektrifiseringen av sokkelen startet i 1996 da Troll A ble delvis elektrifisert med kraft fra land. Deretter fulgte Ormen Lange i 2007 og Gjøa og Vega i 2010, før Valhall ble elektrifisert i 2012. Elektrifiseringen av sokkelen fortsatte med elektrifiseringsprosjekter som Goliat, Johan Sverdrup fase 1 og 2, Martin Linge, og Troll B og C. Der øvrige prosjekter er elektrifisert gjennom kraft fra land, ble Snorre og Gullfaks delvis elektrifisert i 2023 gjennom kraft fra flytende havvind på Hywind Tampen.

2.3.2. Planlagt elektrifisering til havs

De oransje feltene i kartet over er elektrifiseringsprosjekter som har fått endelig tillatelse av Energidepartementet, men enda ikke er idriftsatt. Elektrifiseringen av Njord og Draugen på Sørlig Haltenbanken i Norskehavet, ble godkjent av Energidepartementet i 2023, med en ventet idriftsettelse i 2027. Samme året er det også ventet at Yggdrasil-feltet, med lisensgruppene Hugin, Fulla og Munin, vil settes i drift med kraftforsyning fra Samnanger i Vestland. I tillegg arbeides det med en delelektrifisering av Oseberg, som ligger mellom Martin Linge og Troll, med kraft fra Kollsnes, samt elektrifisering av Snøhvit fra Melkøya. Elektrifisering av feltene Balder og Grane på Utsirahøyden utredes, markert i gult i Figur4.

2.3.3. Andre omtalte elektrifiseringsprosjekter med større usikkerhet

Flere mulige elektrifiseringsprosjekter har blitt nedskalert, stoppet eller utsatt de siste årene. I et brev til Energidepartementet 10. oktober 2025 kunngjorde Equinor at de ikke går videre med elektrifiseringsprosjektene på Tampen, som i dag er delvis elektrifisert med kraft fra Hywind Tampen, og Haltenbanken. Tidligere har også fullelektrifiseringene av Trall B og Osberg feltcenter blitt skrinlagt. Som en del av prosjektutviklingen på Sørlig Nordsjø II ble Ventyr pålagt en dialog med Ekofisk om elektrifisering gjennom havvindanlegget. I april 2025 gikk Ekofisk ut med en pressemelding om at en slik elektrifisering ikke vil være aktuelt.

2.4. Norske mellomlandsforbindelser

Uttekslingskapasitet mot utlandet har siden 1960-tallet vært en integrert og viktig del av det norske transmisjonsnett – inkludert flere forbindelser på land til Sverige og Finland. Norge har et værbasert kraftsystem, med stor variasjon i tilsig, og dermed produksjon, fra år til år. Dette gjør at vi har behov for utvekslingskapasitet for å kunne eksportere kraft i år med overskudd og for å kunne importere kraft i år med underskudd. Mellomlandsforbindelsene gir gjensidig nytte mellom landene. De bidrar til effektiv ressursutnyttelse av produksjonsressursene på tvers av landene i tillegg til økt forsyningssikkerhet. Det er i dag 17 mellomlandsforbindelser mellom Norge og andre land. Syv av mellomlandsforbindelsene er til havs, de er gitt i Tabell 2.

Tabell 2: Norske mellomlandsforbindelser til havs

Forbindelse	Tilkoblet land	Kapasitet	Idriftsatt
Skagerak 1 og 2	Danmark	500 MW	1976/1977
Skagerak 3	Danmark	500 MW	1994
Skagerak 4	Danmark	700 MW	2014
NorNed	Nederland	700 MW	2008
NordLink	Tyskland	1400 MW	2021
North Sea Link	Storbritannia	1400 MW	2022

2.4.1. Reinvestering av eksisterende mellomlandsforbindelser

Det planlegges ikke for noen nye mellomlandsforbindelser fra Norge nå, men en reinvestering av de eksisterende forbindelsene Skagerak 1 og 2 utredes. Nettanlegg har en forventet teknisk levetid på omtrent 40-50 år. Våre første mellomlandsforbindelser til Danmark, Skagerak 1 og 2, er fra 1976 og 1977 og har dermed passert opprinnelig levetid. Vi har derfor, sammen med dansk systemansvarlig Energinet, startet arbeide med å utrede behovet for disse.

3. Utvikling og samarbeid i Nordsjøen

Hovedbudskap:

- Nordsjøen er sentral i Europas energiomstilling, med mål om 300 GW havvind innen 2050
- Hybride nettløsninger og energiløyer er under utvikling, men krever teknologisk og regulatorisk avklaring
- Europeisk samarbeid om nettplanlegging og kostnadsdeling er avgjørende for fremdrift

3.1. Nordsjølandene har store ambisjoner for havvind og utveksling

For å møte Europas kraftbehov (se kapittel 1) er det store planer og ambisjoner for havvind i landene rundt Nordsjøen. Selv om det de siste årene har vært en kostnadsøkning for havvind og nett, og noen planer har blitt redusert eller utsatt, har økt fokus på energiuavhengighet bidratt til at Europa fortsetter sin store satsing på havvind og ny fornybar kraftproduksjon. Gjennom North Sea Summit har energiministre fra ni land rundt Nordsjøen, inkludert Norge, møttes i Esbjerg (2022)²⁴ og Ostende (2023)²⁵ hvor budskapet har vært å gjøre Nordsjøen til Europas grønne kraftverk og øke utvekslingskapasiteten. Sammen har de definert et felles mål om 120 GW havvind i Nordsjøen innen 2030 og mer enn 300 GW i 2050.²⁶ Til sammenligning er dagens installerte kapasitet ca. 35 GW²⁷.

3.2. Nettinfrastruktur i Nordsjøen

3.2.1. Seks mellomlandsforbindelser utenfor Norge er bygget i Nordsjøen siden 2011

I tillegg til mellomlandsforbindelsene til og fra Norge, er det sju forbindelser mellom andre land i Nordsjøen, angitt i Tabell 3. De fleste er bygget ut siden 2011 og i dag er det en samlet overføringskapasitet for mellomlandsforbindelser i Nordsjøen på omtrent 12 GW, inkludert forbindelser til Norge. Det én forbindelse under bygging og to forbindelser planlagt idriftsatt på 2030-tallet. Med den økte andelen uregulerbar fornybar kraftproduksjon som forventes i Europa framover, øker også behovet for overføringskapasitet mellom ulike land.

Tabell 3: Mellomlandsforbindelser i Nordsjøen (uten Norge)

Mellomlandsforbindelser		Idriftsatt [år]	Kapasitet [GW]
IFA	(UK - FR)	1986	2
BritNed	(UK - NL)	2011	1
Cobra Cable	(NL - DK)	2019	0,7
Nemo Link	(UK - BE)	2019	1
IFA2	(UK - FR)	2021	1
ElecLink	(UK - FR)	2022	1
Viking Link	(UK - DK)	2023	1,4
NeuConnect	(UK - DE)	Under bygging, 2026	1,4
FAB Link	(UK - FR)	Planlagt 2031	1,25
Tarchon	(UK - DE)	Planlagt 2032	1,4

²⁴ [Esbjerg-erklæringen](#), mai 2022

²⁵ [Ostende-erklæringen](#) fra energiministrene, april 2023

²⁶ De ni landene er Belgia, Danmark, Frankrike, Tyskland, Irland, Luxemburg, Nederland, Norge og Storbritannia.

²⁷ TGS 4C Offshore, Market Overview report Q2 2025

3.2.2. I dag tilknyttes havvind med radialer, men i fremtiden også med hybrider

Med ett unntak er alle havvindparker i dag tilknyttet radielt direkte til land. Det samme vil gjelde det meste av havvinden som planlegges i Nordsjøen i fremtiden. Alternativt kan havvind tilknyttes en hybrid forbindelse. Dette er en nettløsning der havvind er tilknyttet to forskjellige land eller markedsområder. Hybrider kan, i tillegg til å transportere havvindproduksjon til land, også benyttes til kraftutveksling mellom landene når det er ledig overføringskapasitet.

I dag er det kun én eksisterende hybridforbindelse i nærheten av Nordsjøen, Krieger's Flak i Østersjøen, hvor tysk og dansk havvind er koblet sammen til havs med vekselstrøm og videre tilkoblet begge land. I ENTSO-Es offshore nettutviklingsplan, ONDP²⁸ fra 2024, ble det omtalt fire hybride prosjekter i Nordsjøen med likestrøm og offshore omformerstasjoner. Av disse er det i dag bare LionLink som er under utvikling:

- 1) **LionLink**²⁹ på 1,8 GW er planlagt mellom Nederland og Storbritannia med tilkobling til Nederwiek 3 havvindpark på nederlandsk side og likestrømsforbindelser til begge land. Prosjektet har mottatt flere godkjenninger, men er ikke endelig besluttet. Planlagt idriftsettelse er 2030-2032.
- 2) **Nautilus**³⁰ mellom Storbritannia og Belgia var planlagt koblet til havvind i Belgisk sektor, via energiøya Princess Elisabeth Island. I juni i år, ble HVDC-kontrakten for denne energiøya kansellert, mens byggingen av selve energiøya og tilknytning av havvindparker på vekselstrøm fortsetter.³¹ Elia bekreftet samtidig at de vil fortsette arbeidet med en forbindelse til UK, men fremdriften på denne er nå usikker.
- 3) **TritonLink**³² mellom Belgia og Danmark, var også tiltenkt tilkoblet Princess Elisabeth Island. I dansk sektor skulle forbindelsen knyttes til den kunstige energiøya, Energiø Nordsjøen³³. Dette prosjektet ble satt på vent allerede i 2024.³⁴
- 4) **North Sea Wind Power Hub**³⁵ har utviklet flere konsepter for sammenkobling av havvind mellom Nederland, Tyskland og Danmark, også i kombinasjon med hydrogen. Konseptene er i tidligfase og er ikke konkrete prosjekter.

I tillegg foregår det tidligfase samarbeid og planlegging av flere konsepter bilateralt mellom TSOene rundt Nordsjøen. I Ostende-erklæringen fra energiministrene i 2023, ble 18 av disse prosjektene presentert.³⁶

3.2.3. Havnettet i Nordsjøen vil ikke utvikles som et masket nett i nær fremtid

Havnettet i Nordsjøen utvikles som radialer, hybrider og mellomlandsforbindelser. Muligheten for et mer masket nett, med tilkoblinger til flere land, har også blitt diskutert, men ligger mye lengre frem i tid, og det er usikkert om det vil være rasjonelt. Et slikt masket havnett kan ha en fordel ved at kraften kan flyte dit behovet er størst, dette oppnås også med hybrider, men muligens ikke i like stor grad som i masket nett oppnås også med hybrider. Samtidig har et masket havnett flere utfordringer, og vil ha behov for tekniske løsninger som effektbrytere for likestrøm (DC-brytere), interoperabilitet³⁷ og at styringssystemene for nettet er integrert i alle landene. Dette er i dag ikke er tilgjengelig teknologi. Utvikling kan ta tid, og det kan bli kostbart. Et masket nett vil i tillegg kreve høy grad av koordinering mellom både havvindaktører, TSOer og myndigheter i flere land.

²⁸ ENTSO-E, [Offshore Network Development Plan, ONDP](#), januar 2024

²⁹ LionLink utvikles av [National Grid Ventures](#) i UK og [TenneT](#) i Nederland

³⁰ Nautilus utvikles av [National Grid Ventures](#) i UK og [Elia](#) i Belgia

³¹ Elia, [Princess Elisabeth Island](#) og [Optimisation of the offshore energy hub](#), juni 2025

³² TritonLink utvikles av [Elia](#) i Belgia og [Energinet](#) i Danmark

³³ Energinet, [Energiø Nordsjøen](#)

³⁴ Reuters, [Nyhetssak](#), august 2024

³⁵ [North Sea Wind Power Hub programme](#), samarbeid mellom TenneT, Energinet og Gasunie

³⁶ Regjeringen, [Ostend declaration of energy ministries](#), april 2023

³⁷ Interoperabilitet er at HVDC-systemer for ulike havvindparker og nettilknytninger fra forskjellige leverandører, kan fungere sammen.

Elia sitt nevnte Princess Elisabeth Island i Belgia er planlagt for å kunne bli den første energiøya med tilknytning mot mer enn to land. Selv om energiøya er under bygging, er det i dag kun konkrete planer for radiell tilknytning av havvind. Energinet i Danmark omtaler også sitt prosjekt på Bornholm i Østersjøen for en energiøy, selv om anleggene bygges på en fysisk øy, og utbyggingen kun kobler sammen to land. Som en del av Energiøy Bornholm, planlegger Energinet sammen med 50Hertz en tilknytning videre til Tyskland.³⁸ Energinet har også planlagt utbygging av en eller flere energiøyer i Nordsjøen, med mulig tilkobling til flere land samtidig. Foreløpig er også dette prosjektet satt på vent.

3.2.4. På sikt kan energiøyer med hydrogen og elektrisitet bli realisert

Allerede i dag begynner det å bli en utfordring med arealbehovet ved kysten for ilandføring av radielle forbindelser av havvind. Ved tilkobling av opp mot 300 GW havvindproduksjon til nettet på land, vil beslagleggingen av arealer kunne bli veldig stort. Utbygging av større enheter og hybride nettløsninger kan redusere arealbehovet noe, men det er antagelig utbygginger av offshore hydrogenproduksjon ved elektrolyse som kan redusere arealbehovet mest. Da benyttes havvind til å produsere hydrogen offshore, slik at antall kraftkabler til land kan reduseres.

Ett gassrør med hydrogen har kapasitet til å overføre mye større energimengder til land enn kraftkabler, og kan teoretisk erstatte mer enn ti store kabelforbindelser.³⁹ Begrenset tilgjengelighet til arealer for kabler for nettilknytning av havvind kan gjøre et slikt konsept attraktivt, i tillegg til sparte kostnader for kraftinfrastruktur. En slik utvikling forutsetter kostnadseffektive løsninger for offshore elektrolyseproduksjon og at det er tilstrekkelig etterspørsel etter hydrogen.

Hydrogenproduksjon til havs kan også bidra med fleksibilitet. Det vil være flere tilfeller der det blåser mye og produseres mye havvind samtidig, og det produseres mer kraft enn det er behov for. Ved å produsere hydrogen ved disse tilfellene vil det bidra til å stabilisere kraftprisene og avlaste strømmettet. Ved å samlokalisere produksjon av elektrolyse og elektrisitet fra havvind på en energiøy, kan produksjonen optimeres mellom når det er mest gunstig å produsere hydrogen eller kraft. Det vil også være mulig å overføre kraft til energiøya ved behov.

Utviklingen av hydrogenteknologi og hydrogenmarkedet er usikker, og det er i dag mye som tyder på at det vil ta mer tid før produksjon av hydrogen kommer skikkelig i gang, enn vi trodde for et par år siden. I LMA 2024⁴⁰ har vi derfor redusert hastigheten på utviklingen av hydrogen, sammenlignet med rapporten fra to år tidligere.

3.3. TSOene i Europa samarbeider om å planlegge utviklingen

3.3.1. Statnett deltar i europeisk samarbeid om utviklingen av fremtidens nett til havs

Gjennom ENTSO-E, organisasjonen for Europas systemansvarlige nettselskaper (TSOer), samarbeider Statnett med 38 medlemmer om regional nettutvikling, altså nettutvikling på tvers av landegrensene, samt regulering og markedsutvikling. Her er Statnett blant annet med i Regional Group North Sea som samarbeider om den europeiske nettutviklingsplanen Ten Year Development Plan (TYNDP)⁴¹ for regionen og en egen plan for nettutviklingen til havs, Offshore Network Development Plan (ONDP)⁴². I ONDP fra januar 2024, var konklusjonene at det er behov for økt hastighet i utbyggingen av nett til havs, og det ble identifisert behov for ca. 50 000 km med offshore infrastruktur i Europa frem mot 2050 for å tilrettelegge for de politiske fastsatte målsetningene. Videre trekker rapporten frem at kapitalbehovet for disse investeringene er enorme, og at hybride forbindelser vil være en kostnadseffektiv måte å bygge ut dette nettet på. I ONDP-

³⁸ Energiøy Bornholm og forbindelse mellom Danmark og Tyskland utvikles av [Energinet](#) og [50Hz](#)

³⁹ Gitt at et hydrogenrør på 40 tommer kan overføre 15-20 GW termisk energi, vil det kreve en produksjon av ca 20-28 GW elektrisk energi fra havvind. Tilsvarende mengde havvind vil kreve 10-14 stk. forbindelser hver på 2 GW for ilandføring.

⁴⁰ Statnett, [Statnetts langsiktige markedsanalyse \(LMA\) 2024-2050](#), februar 2025

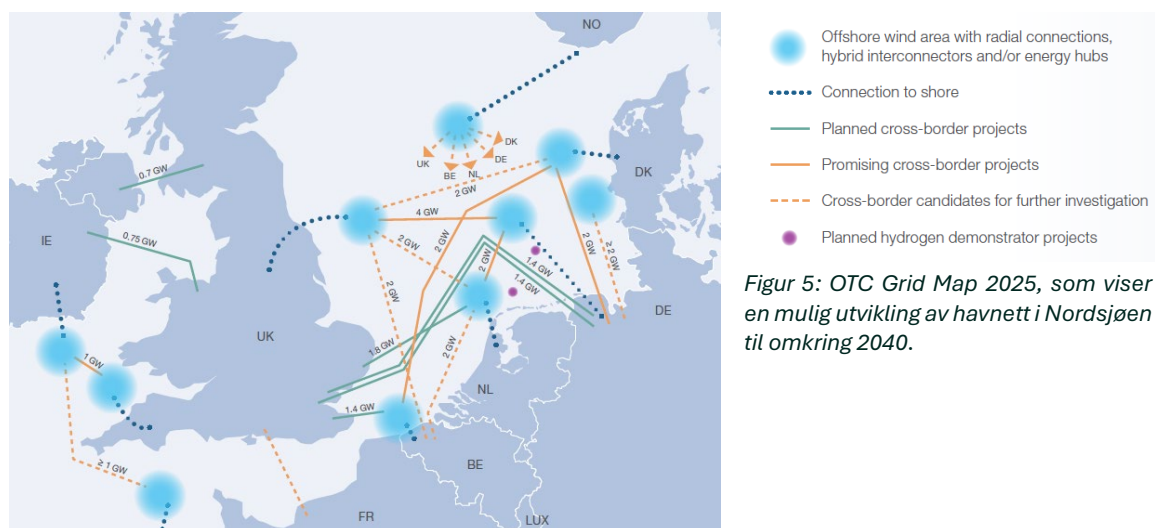
⁴¹ ENTSO-E, [Long term net development plan \(TYNDP\)](#)

⁴² ENTSO-E, [Offshore Network Development Plan, ONDP](#), januar 2024

rapporten om Nordsjøregionen er det identifisert behov for ca. 21 000 km infrastruktur i Nordsjøen i 2040, ekskludert infrastruktur innenfor Storbritannia sitt område. Det antas at mesteparten av havvinden i regionen kobles radielt til ett land, men at ca. 14 % av havvinden kobles til mer enn ett land.

The North Seas Energy Cooperation (NSEC) består av Norge og syv andre land i regionen som støtter og fasiliteter utviklingen av nett til havs og infrastruktur til havs for hydrogen, samt det store potensialet for fornybar energi i området⁴³. I oktober 2024, ble energiministerne i NSEC enige om et felles arbeidsprogram for 2025-2027. Programmet bygger på Nordsjø-toppmøtene i Esbjerg⁴⁴ og Ostende⁴⁵ og styrker samarbeidet om utvikling av havvind i Nordsjøregionen, med særlig vekt på nettilknytning, koordinert arealbruk og utbygging av leverandørkjeder.

Offshore TSO Collaboration, OTC, et felles initiativ bestående av ti TSOer rundt Nordsjøen (Tyskland er representert av tre TSOer), jobber på oppdrag fra NSEC om utvikling av offshore nettinfrastruktur. Figur 5 viser et nettkart for mulig framtidig infrastruktur publisert av OTC. En potensiell hybrid forbindelse fra norsk havvind til andre land er illustrert med stiplede oransje piler.



Figur 5: OTC Grid Map 2025, som viser en mulig utvikling av havnett i Nordsjøen til omkring 2040.

3.3.2. Europeisk arbeid med kostnadsdeling for nettutvikling

I ENTSO-E og OTC undersøkes ulike modeller for kostnadsdeling av havnett. Målet er å etablere prinsipper og metoder som gjør det mulig å fordele kostnader for hybridforbindelser og annen felles infrastruktur til havs mellom involverte land og TSO-er. Muligheten for å involvere land som ikke har infrastrukturen fysisk plassert innenfor sitt område, men som likevel drar nytte av den, undersøkes også. Hensikten er å muliggjøre realisering av prosjekter som kommer regionen til nytte, inkludert prosjekter som ikke ville blitt realisert dersom kun vertsnasjonene skal dekke kostnadene. Arbeidet i OTC støtter opp under EU-kommisjonens TEN-E-regelverk, og bygger på erfaringer fra pågående prosjekter som North Sea offshore hubs. Modellene skal bidra til å fremme effektive og koordinerte investeringer i fremtidens havbaserte energisystem.

⁴³ [The North Seas Energy Cooperation](#). Medlemmer: Belgia, Danmark, Frankrike, Tyskland, Irland, Luxemburg, Nederland, Norge og EU-kommisjonen

⁴⁴ [Esbjerg, North Sea Summit, 2022](#)

⁴⁵ [Ostende, North Sea Summit, 2023](#)

Del B – Gode nettløsninger gir bedre lønnsomhet



4. Høye kostnader for norsk havvind, men også høye inntekter

Hovedbudskap:

- Norsk havvind har høye levetidskostnader, særlig for flytende teknologi
- Gode vindforhold og høy oppnådd kraftpris gir høyt inntekspotensial
- Kostnadsreduksjoner og teknologisk utvikling er nødvendig for lønnsomhet uten støtte

4.1. Høye levetidskostnader for norsk havvind

NVE har som en del av sin strategiske konsekvensutredning, utarbeidet en fagrapport om teknisk-økonomiske vurderinger for de ulike utredningsområdene for havvind.⁴⁶ I rapporten presenterer de estimater for levetidskostnader (LCOE)⁴⁷ for havvindområdene i Norge. Ifølge NVEs estimater ligger levetidskostnadene for de norske bunnfaste prosjektene på mellom 95 og 115 euro per MWh. Dette er høyt i et europeisk perspektiv. Til sammenligning ligger spennet for levetidskostnader for bunnfast havvind i Europa på mellom 40 og 95 euro per MWh i vår Langsiktige Markedsanalyse.⁴⁸ NVE forklarer de høye kostnadene for de norske områder blant annet med at områdene ligger langt fra land og på dypt vann, noe som medfører høye kostnader for nettilknytning, installasjon og vedlikehold. Kostnader til nettilknytning drøftes grundigere i Kapittel 5.

Flytende havvindparker er dyrere enn bunnfaste havvindparker. Dette reflekteres også av kostnadsestimatene i NVEs SKU, hvor totalkostnadene inkludert nettilknytning for de flytende havvindområdene spenner fra om lag 115 til 230 euro per MWh. Samtidig ser vi at de rimeligste områdene for flytende havvind er på nivå med de dyreste områdene for bunnfast havvind. Dette forklares med at de rimeligste områdene for flytende havvind ligger nært land, og har lave kostnader for nettilknytning. Statnett har valgt å ikke presentere et kostnadsspenn for flytende havvind i vår LMA, da flytende havvind fortsatt er en umoden teknologi hvor kostnadene er forbundet med meget stor usikkerhet.

Selv om kostnadene ved utbygging er høye, trekkes levetidskostnadene for de norske områdene noe ned av gode vindforhold i Nordsjøen og langs norskekysten, noe som øker kapasitetsfaktoren.⁴⁹ Høy kapasitetsfaktor tilsier høy produksjon, noe som trekker ned levetidskostnadene, som måler kostnader per produsert enhet. I NVEs SKU anslås kapasitetsfaktoren for de norske havvindområdene til mellom 42 og 54 %. Sønnnavind har den høyeste kapasitetsfaktoren, noe som er en medvirkende årsak til hvorfor dette er området med lavest levetidskostnader blant områdene med flytende havvind.

Vi har ikke gjort egne vurderinger av kvaliteten eller usikkerhet i kostnadsanslagene fra NVEs SKU. NVE påpekte selv at formålet med kostnadsestimatene i NVEs SKU først og fremst er til innbyrdes vurdering av områdene opp mot hverandre. Det er dermed betydelig usikkerhet rundt nivået på kostnadsestimatene.

⁴⁶ NVE, [Teknisk-økonomisk vurdering av utredningsområder for havvind](#), juni 2025

⁴⁷ LCOE (Levelized Cost of Energy) er totalkostnaden for et kraftverk over levetiden, delt på mengden kraft det produserer i samme periode. Merk at NVE oppgir LCOE i øre/kWh, mens vi i denne rapporten benytter euro/MWh. I omregningen har vi lagt til grunn en eurokurs på 11,3 kroner

⁴⁸ Statnett, [Statnetts langsiktige markedsanalyse \(LMA\) 2024-2050](#), februar 2025

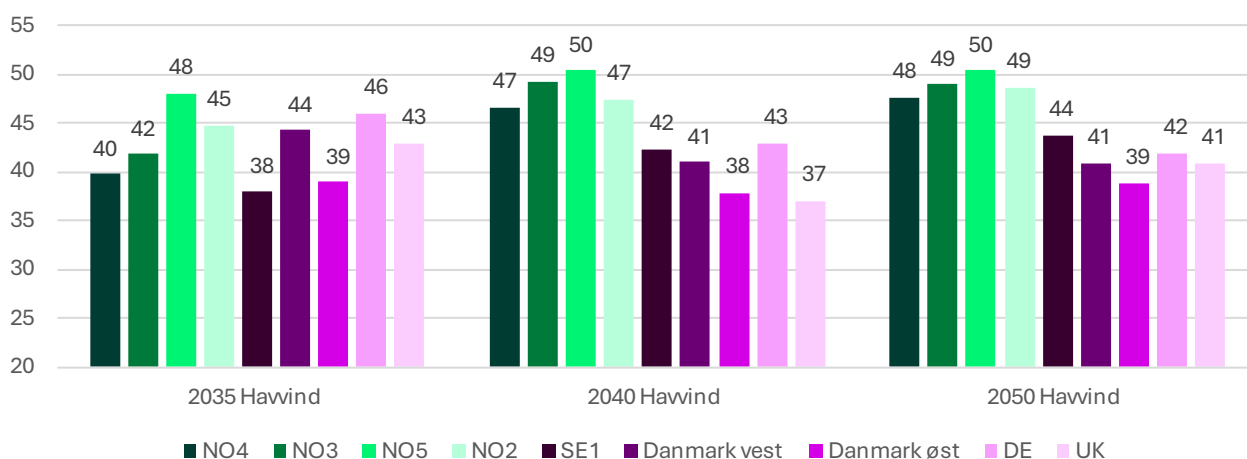
⁴⁹ Kapasitetsfaktor forteller hvor mye strøm en vindturbin produserer, sammenlignet med hvor mye den kunne ha produsert hvis den gikk for fullt hele tiden

4.2. Norsk havvind vil kunne oppnå høye inntekter

Havvind i Norge har et høyt inntekspotensial, sammenlignet med andre land. Dette er på grunn av at uregulert produksjon samspiller godt med regulert vannkraft. Dette veier til dels opp for høye levetidskostnader. Vi forventer at oppnådd kraftpris for havvind vil være høyere i Norge enn i våre naboland, som vist i figuren nedenfor. Oppnådd kraftpris er den gjennomsnittlige prisen kraften fra havvind selges for. Siden havvind er uregulerbar kraft, vil inntektene avgjøres av kraftprisene i de timene det blåser. I Europa bygges det ut store volum vindkraft både til havs og på land, sammen med annen uregulerbar kraftproduksjon. Dette presser ned kraftprisene i timer der det blåser mye og europeisk havvind produserer mest.

I Norge forventer vi at kraftprisen i gjennomsnitt fremdeles vil være lavere enn på kontinentet også fremover, selv om forskjellene vil være mindre enn i dag. Samtidig vil vindkraft utgjøre en mindre andel av kraftmiksen i Norge, der vannkraft bidrar til å holde norske kraftpriser relativt stabile. I tillegg er norsk havvind mindre korrelert med havvind og landvind på kontinentet, slik at prisene i Norge ikke presses ned i samme grad i timene det blåser mye på kontinentet.

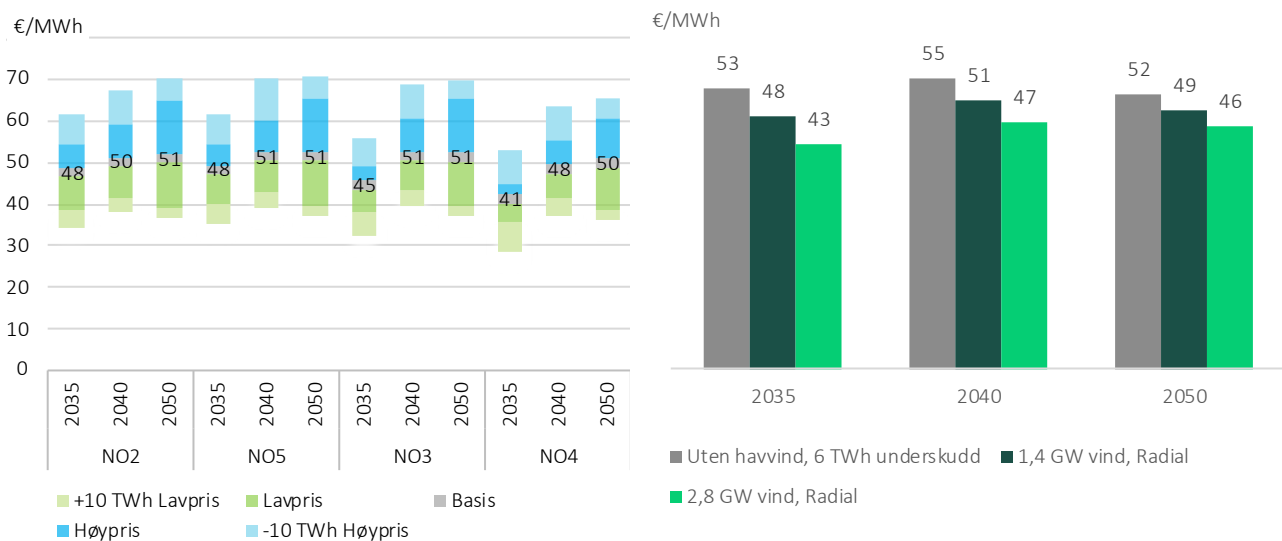
Figur 6 viser at norsk havvind er forventet å få en høyere oppnådd kraftpris enn i våre naboland, særlig fra 2040. Figuren viser også at vi i LMA forventer at oppnådde kraftpriser for havvind vil utjevne seg på tvers av norske prisområder på sikt. Frem mot 2040 er inntekspotensialer for havvind størst i de sørlige prisområdene.



Figur 6: Oppnådd kraftpris for havvind i Norge og i utlandet i 2035, 2040 og 2050 i vårt basisscenario. Kilde: LMA 24.

Havvind vil, som all annen ny produksjon, bidra til å presse prisene nedover og tilrettelegge for mer forbruk. I Nettutredning Sørvest F viste vi blant annet hvordan havvind fra Sørvest F, med ulike nettløsninger, er forventet å påvirke kraftprisene på land i NO2, som vist i Figur 7. 1,4 GW havvind med radial nettilknytning til NO2 vil bidra til å redusere kraftpriser i NO2 med ca. 5 øre i gjennomsnitt i 2035, mens tilsvarende priseffekt for en radial på 2,8 GW er forventet å være ca. 10 øre. Vi forventer imidlertid at priseffekten blir lavere på sikt, da lavere priser vil gi incentiver for etablering og opprettholdelse av mer forbruk, noe som igjen vil føre til økte priser.

Utviklingen i norske kraftpriser er spesielt avhengig av utviklingen i norsk energibalanse og europeiske kraftpriser. I vår LMA beskriver vi et stort utfallsrom for norske kraftpriser fremover, som vist i Figur 7. Det er dermed også et stort utfallsrom rundt inntektene til norsk havvind.



Figur 7: Utfallsrom for kraftpriser i ulike prisområder i Norge i 2035, 2040 og 2050, til venstre. Hvordan mer havvind er forventet å påvirke kraftprisen i Norge i 2035, 2040 og 2050, til høyre. Kilde: LMA24 og Nettutredning Sørvest F, Statnett.

4.3. Også andre kostnader og gevinster er relevante for samfunnet

Tidligere i kapittelet har vi drøftet inntekter og kostnader ved havvind fra utbyggernes perspektiv. Dette er viktig, ettersom lønnsomhet er en nødvendig forutsetning for at havvind skal realiseres, enten på egne ben eller gjennom subsidier. Fra samfunnets perspektiv er det også andre kostnader og inntekter som er relevante, som blant annet:

- **Systemkostnader:** Havvind vil, som all annen kraftproduksjon, kunne påvirke kostnadene ved å drive kraftsystemet. Dette inkluderer blant annet balanseringskostnader, kostnader for å sikre systemstabilitet, kostnader for økt fleksibilitetsbehov m.m.
- **Arealinngrep – natur- og miljøkostnader:** Ny kraftproduksjon medfører arealinngrep med tilhørende natur- og miljøkostnader. For havvind ligger store deler av arealinngrep til havs, men det vil også være noe ved ilandføring og i forbindelse med tilknytning i nettet på land.
- **Nettkostnader på land:** Ny kraftproduksjon vil kunne medføre behov for forsterkning av nettet på land, men vil også kunne redusere behovet for slike forsterkninger, ved god planlegging av forbruk og produksjon i sammenheng. For havvind har vi identifisert at det er plass til opp mot 15 GW havvind i det eksisterende og planlagte nettet på land frem mot 2045, fordelt på ulike områder langs kysten. Havvind i disse områdene vil dermed ikke utløse behov for nye investeringer. Vi går nærmere inn på dette i kapittel 10.
- **Verdien av mer kraft:** Som drøftet i kapittel 1.3 er ny kraft nødvendig for grønn omstilling og som innsatsfaktor for eksisterende og ny industri. Verdien av kraften er i utgangspunktet reflektert av kraftprisen og aktørenes betalingsvilje, men gjennom markedssviker og -friksjoner vil mer kraft også kunne ha verdi for samfunnet utover dette.

I et helhetlig kraftsystemutviklingsperspektiv må både lønnsomhet og disse faktorene veies opp mot hverandre, og sammenlignes med tilsvarende egenskaper for alternative kilder til ny kraftproduksjon. Dette er ligger utenfor omfanget av denne rapporten.

5. Gode valg av nettløsninger kan redusere kostnader

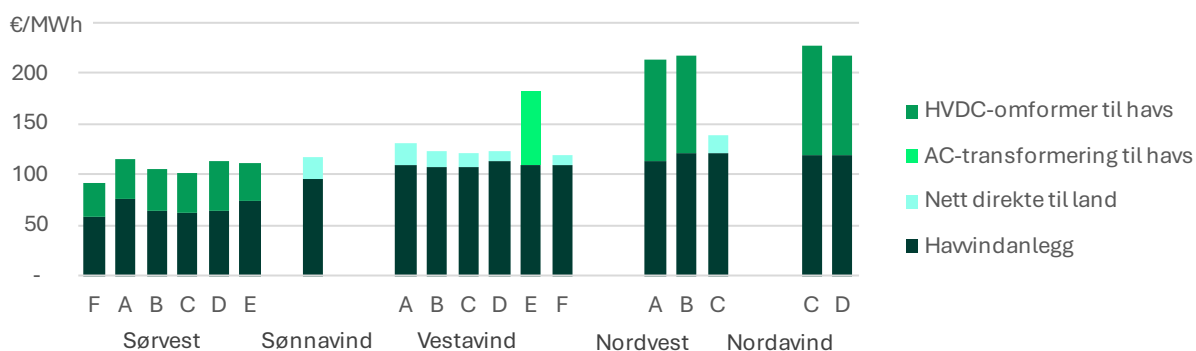
Hovedbudskap:

- Nettkostnader utgjør en stor andel av totalkostnaden for havvind – særlig ved lange avstander til land
- Valg av nettilknytning påvirker kostnadsnivået betydelig
- Samlokalisering med forbruk til havs kan gi kostnadsbesparelser og bedre ressursutnyttelse

5.1. Kostnader ved nettilknytning er avgjørende for lønnsomheten

5.1.1. Kostnadene til nettilknytning øker i steg og med avstand fra land

Nettilknytningen til havvindanlegg utgjør en avgjørende andel av totalkostnadene ved utbygging av havvind. Dette fremkommer tydelig fra kostnadsanslagene i NVEs strategiske konsekvensutredning (SKU), presentert i Figur 8. Alle disse tallene gjelder radial nettilknytning. Figuren viser levetidskostnader, fordelt på kostnader til havvindanlegget og kostnader til nettilknytning. Her ser vi at kostnadene til nett utgjør i underkant av 10 % av de samlede levetidskostnadene for de rimeligste områdene for flytende havvind, mellom 30-40 % for bunnfast havvind i Sørvest-områdene og opp mot 50 % for områdene med flytende lengst fra land.⁵⁰ Nettkostnadene øker med avstanden fra land, og øker i tillegg i store steg ved behov for en annen type nettløsning. Siden flere av områdene for flytende havvind ligger nærmere land og kan tilknyttes med rimeligere nettløsninger, er totalkostnadene for disse feltene bare marginalt dyrere enn de dyreste områdene for bunnfast havvind som ligger lengre fra land.



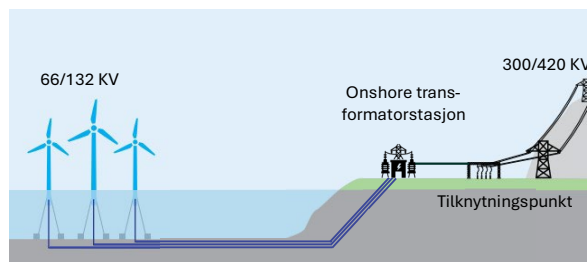
Figur 8: Samlede levetidskostnader for de ulike havvindområdene fra NVEs SKU. Tall omregnet fra kroner til euro.

Det er altså de ulike nettløsninger som i stor grad driver forskjellen i levetidskostnader på tvers av områder. Dette gjelder særlig for områdene som er egnet for flytende havvind, hvor det er størst sprik mellom de ulike nettløsninger. I Figur 8 ser vi at områdene med lavest kostnader er de som ligger nærmest land, og som dermed ikke trenger komplisert nettinfrastruktur til havs. Deretter ser vi et stort hopp i kostnader til Vestvind E (AC-transformering til havs), som ligger lenger fra land, hvor det er behov for en offshore stasjon med opptransformering. De dyreste områdene er de som kombinerer stor dybde med å ligge lengst fra land, hvor det er behov for en flytende plattform med HVDC-omforming før kraften fraktes til land. I neste avsnitt går vi nærmere inn på hvordan de ulike tekniske løsningene ser ut.

⁵⁰ I absolutte størrelser utgjør nettilknytningen fra 2 milliarder kroner for de rimeligste område for flytende havvind på 500 MW, rundt 30-35 milliarder kroner for bunnfast havvind på 1500 MW, og opp mot 25 milliarder kroner for flytende områder på 500 MW lengst fra land ifølge tallene til NVE.

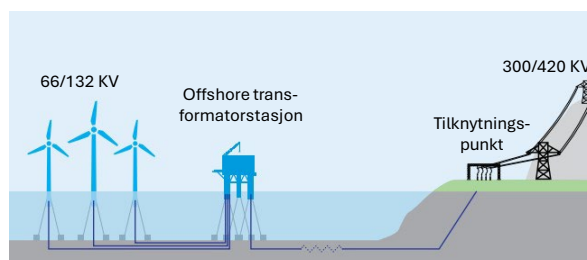
5.1.2. Avstanden til land og havdybden er avgjørende for type nettløsning

Direkte til land (0 til 30-50 km): Ved korte avstander fra havvindanlegget til land, er det aktuelt med sjøkabler direkte fra havvindanlegget til land. Gitt at spenningen på havvindanlegget er på enten 66 eller 132 kV, vil det være behov for en transformatorstasjon på land for å transformere spenningen til samme nivå som i tilknytningspunktet, typisk 300 eller 420 kV dersom dette er i transmisjonsnettet.



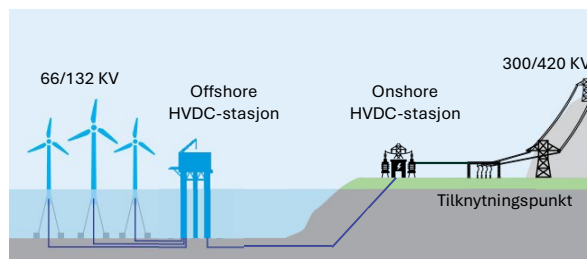
Figur 9: Nettløsning direkte til land.

Transformering til havs AC (30-100 km): Ved noe lengre avstander fra havvindanlegget til land, vil det i mange tilfeller være behov for å transformere spenningen til et høyere nivå til havs. Typisk vil dette være aktuelt å vurdere ved avstander fra rundt 30 km og oppover. Transformering til havs er dyrt og komplekst, særlig når det er dypt vann og behov for flytende eller subsea løsninger. Gevinstene kommer i form av kostnadsbesparelser fra mindre nettap og behov for færre kabler. Disse gevinstene øker desto lengre avstand til land er.



Figur 10: Nettløsning med transformering til havs.

Likestrømanlegg (HVDC) til havs (fra om lag 100 km): Ved avstander over om lag 100 km fra land vil overføring med vekselstrøm (AC) møte utfordringer knyttet til økende tap og behov for reaktiv kompensering. I slike tilfeller vil det være aktuelt med omforming til likestrøm (HVDC).



Figur 11: Nettløsning med likestrøm.

Det er viktig å påpeke at det ikke kun er avstand til land som avgjør hvilken nettløsning som er best egnet i hvert enkelt tilfelle. Optimal nettløsning er et mer komplekst spørsmål som også avgjøres av faktorer som mengden effekt som fraktes samt behovet og mulighetene for reaktiv kompensering. Ved behov for transformator eller omformer til havs vil også dybde spille inn. Ved grunne forhold vil nettanlegget til havs trolig være plassert på en bunnfast plattform. Ved større dybde vil nettanlegget enten plasseres på mer kostbare og tekniske krevende flytende plattformer eller på havbunnen (subsea). Subsealøsninger har blitt brukt til transformering innen petroleum i flere år. For HVDC er det per i dag lite erfaring med flytende plattformer og ingen kvalifiserte løsninger for subsealøsninger, jf. rapport fra Samarbeidsforum for havvind.⁵¹

5.2. Samlokalisering med petroleum er en mulighet nå

NVE har, som nevnt, kun vurdert radielle nettløsninger i sine anslag på levetidskostnader for de ulike områdene. For noen områder kan andre nettløsninger også være aktuelle, med potensial for å redusere levetidskostnadene for utbygger. Et eksempel på dette er samlokalisering mellom forbruk og produksjon.

⁵¹ Samarbeidsforum for havvind, [Nettilknytning for flytende havvind](#), desember 2024

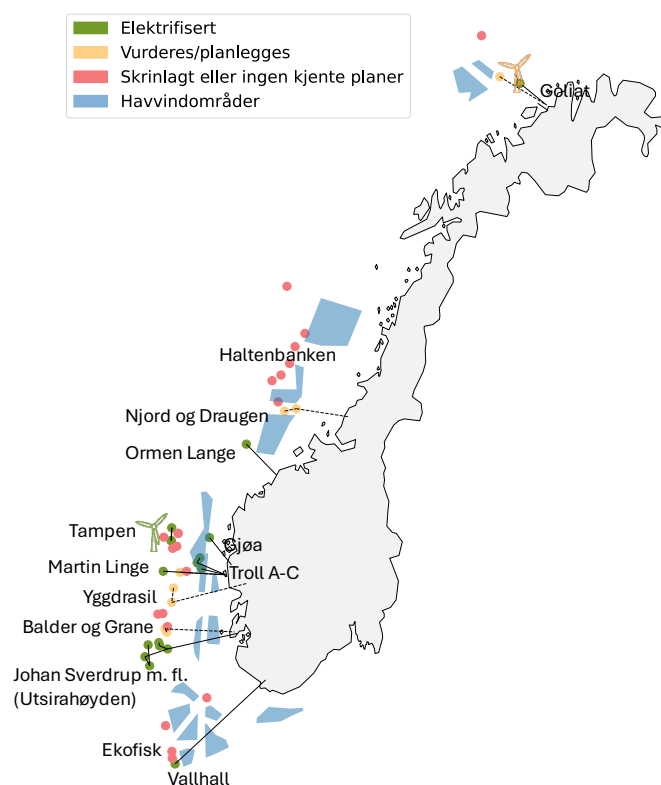
Ettersom produksjon og forbruk til havs har utfyllende behov for nett til havs, er det flere mulige gevinster av å se disse behovene i sammenheng. Dersom produksjon og forbruk ligger nært hverandre geografisk, vil man i praksis kunne benytte den samme nettløsningen til land, uten at den enes bruk går utover den andre. Ikke bare vil man spare store investeringskostnader og arealinngrep i naturen ved å bygge én nettløsning i stedet for to - man vil også kunne redusere kostbart nettap ved at strømmen i mange tilfeller fraktes direkte fra produksjon til forbruk, i stedet for den lengre avstanden til og fra land.

Kostnadsreduksjoner ved samlokalisering vil kunne bidra til at både elektrifiserings- og havvindprosjekter blir mer lønnsomme, og dermed øke sannsynligheten for at prosjektene realiseres. Samtidig er lønnsomheten av disse prosjektene avhengig av en lang rekke andre faktorer, som kostnadsutvikling for havvind, gjenværende levetid for petroleumsinnretningen, kvoteprisen for CO₂-utslipp osv.

En annen mulig oppside ved samlokalisering, er at man kan bygge mer havvind enn det kapasiteten inn til land tillater, ettersom noe av kraften blir brukt til havs og ikke har behov for å fraktes til land. I tillegg vil kraftuttaket fra land til petroleumsinstallasjonen reduseres.

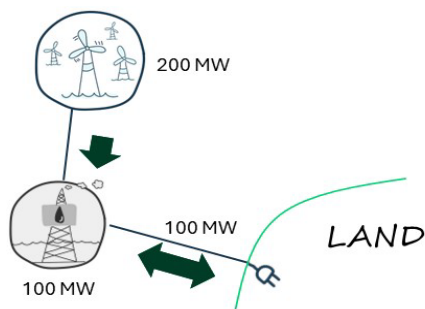
Som drøftet i kapittel 2 står petroleum for mesteparten av eksisterende og forventet forbruk til havs. I Figur 12 har vi sammenstilt de identifiserte havvindområdene sammen med eksisterende petroleumsfelt og elektrifiseringsinfrastruktur. Dette utgjør et godt utgangspunkt for å vurdere samlokaliseringspotensial. Kartet viser mange tilfeller der havvindområder og petroleumsfelt enten overlapper eller ligger i nærhet av hverandre.

Det finnes flere måter å få til samlokalisering. Den ene er samlokalisering med utgangspunkt i eksisterende eller planlagt petroleumsinfrastruktur, som illustrert i Figur 13. GoliatVIND er et eksempel på et slikt samlokaliseringsprosjekt. Nordvest B er et annet område med potensial for samlokalisering, der den planlagte elektrifiseringen av Njord og Draugen og den nå utsatte/skrinlagte elektrifiseringen av Haltenbanken ligger nært området. De to prosjektene har en samlet reservert kapasitet på 215 MW. I teorien gir dette mulighet for opptil 430 MW havvind tilknyttet disse forbindelsene.⁵² Nordvest B er et av områdene som er rangert lavest på teknisk-økonomisk egnethet i NVE sin SKU, der kostnadene til nett utgjør opp mot 50 % av de samlede levetidskostnadene. Ved å bruke planlagt infrastruktur, vil levetidskostnadene til Nordvest B reduseres betydelig, og muligens fremstå som et mer attraktivt område enn det som kommer frem av NVEs SKU.

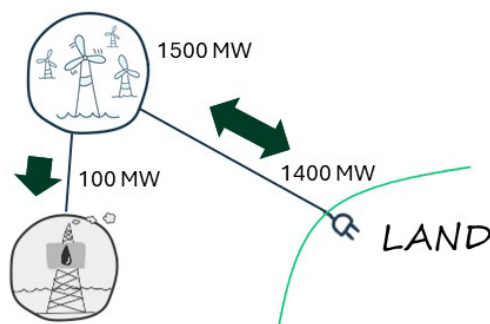


Figur 12: Oversikt over havvindområder og petroleumsfelt og elektrifiseringsinfrastruktur.

⁵² Under en forutsetning om at forbruket på de aktuelle petroleumsinstallasjonene har en tilstrekkelig lang tidshorisont.



Figur 13: Illustrasjon av samlokalisering med utgangspunkt i **petroleum**.



Figur 14: Illustrasjon av samlokalisering med utgangspunkt i **havvind**.

Alternativt kan samlokalisering i form av elektrifisering med utgangspunkt i planlagt havvindpark vurderes, som illustrert i Figur 14. Dette er tilfellet med prosjektet Sørlig Nordsjø II og eksisterende petroleumfelt Ekofisk. Ventrer fikk tillatelse til å bygge 1500 MW havvind, selv om det maksimalt kan knyttes til 1400 MW til nettet på land. De siste 100 MW fordrer at det finnes aktuelt forbruk til havs. Ekofisk har i utgangspunktet ingen planer om elektrifisering, men en slik løsning vil kunne bidra til å redusere utslipp på sokkelen. Ventrer vil på sin side kunne få reduserte kostnader til nettanlegg, gjennom at noe av kostnadene deles med Ekofisk. ConocoPhillips, som eier Ekofisk, har nylig vært ute i media og signalisert at en slik løsning med samlokalisering ikke er aktuelt for dem.⁵³ Kostbare og komplekse feltmodifikasjoner oppgis som årsak. Dette indikerer at det kan være noen utfordringer ved samlokalisering i praksis som må adresseres for at prosjektene skal kunne realiseres. Dette kommer vi nærmere inn på i det neste avsnittet.

Som et siste alternativ kunne man også sett for seg en enda mer aktiv planrolle til havs, der man først kartlegger hvilke behov og muligheter som finnes til havs, for deretter å vurdere om det finnes samfunnsmessig rasjonelle løsninger som dekker disse.

5.2.1. Flere utfordringer må løses

Det er flere utfordringer som må løses for at man skal kunne realisere de mulige gevinstene ved samlokaliseringsprosjekter. Elektrifisering av petroleum har vært et tema i flere utlysingsprosesser for havvind. Ekofisk er allerede nevnt. Et annet eksempel er GreenVolt i Skottland, hvor elektrifisering av petroleum er en av forutsetningene for at statsstøtten skal utbetales. Foreløpige signaler derfra viser at samlokalisering mellom petroleum og havvind er vanskeligere å få til i praksis enn ventet.⁵⁴ Vi har ikke innsikt i årsakene til at samlokalisering fremstår vanskelig i GreenVolt-prosjektet. Noen av de mer sentrale utfordringene ved samlokalisering mer generelt drøftes nedenfor.

Sektorskilte og ulike regulatoriske rammer: Selv om begge deler er en del av den overordnede energisektoren, er det likevel et sektorskilte mellom havvind og petroleum. Havvind er regulert etter havenergiloven, mens petroleum i utgangspunktet er regulert av petroleumsløven. Lovene er underlagt ulike avdelinger i Energidepartementet og håndhevet av hver sine respektive direktorater i Sjøkeldirektoratet og NVE. Det er også ulike skatteregler for petroleum og havvind, og til dels ulike aktører, selv om noen aktører er aktive i begge sektorer. For å få til samlokalisering, vil det være nødvendig med dialog mellom og tilrettelegging fra begge sider.

Fremdrift og levetid: Der havvind i norske farvann fremdeles er i sin spede begynnelse, nærmer elektrifiseringsbølgen på norsk sokkel seg toppen, med et forbruk som er forventet å nå en topp rundt 2030, for deretter å gradvis avta. Behovet

⁵³ Energiwatch. [Lisenspartnerne: Ingen Ekofisk-elektrifisering fra Sørliche Nordsjø II](#), april 2025

⁵⁴ Recharge, [UK floating wind pioneer takes knock as it is shunned by Chinese oil giant](#), september 2025

for kraft på sokkelen ligger nært frem i tid, mens ledetidene for havvind under gjeldende forvaltningsregime er lange. I tillegg er levetiden på havvind forventet å være fra 25 år og oppover, mens kraftbehovet på norsk sokkel 25 år frem i tid er mer usikkert. Til sammen er det flere utfordringer knyttet til tidsperspektiv som må undersøkes nærmere i forbindelse med samlokalisering av petroleum og havvind.

Teknisk kompatibilitet og plass på plattform: For at kraften fra havvinden enten skal kunne brukes på plattformen eller sendes til land med den eksisterende/planlagte forbindelsen, må den være av en frekvens, spenning og leveringskvalitet som er kompatibelt med det elektriske anlegget på plattformen eller forbindelsen til land. Det vil i de fleste tilfeller være behov for noe ekstra elektrisk infrastruktur på plattformen for å sikre dette. Hvor mye plass det er behov for, er avhengig av hvor lik strømmen er i utgangspunktet innen blant annet:

- **Frekvens:** Den elektriske infrastrukturen på flere eldre petroleumsinstallasjoner har en frekvens på 60 Hz, mens nettet på land i Norge og resten av Europa er på 50 Hz. Omforming fra 50 Hz til 60 Hz er både dyrt og plasskrevende. Alternativt vil man kunne bygge havvindparken på 60 Hz, og på denne måten omgå behovet for en frekvensomformer. Dette er blant annet vanlig i USA. Dette kan være aktuelt dersom havvinnanlegget uansett er avhengig av en HVDC-forbindelse for å frakte kraften til land, som tilfellet på de bunnfaste Sørvest-områdene.
- **Spenning:** Havvindturbiner er forventet å være standardisert på enten 66 kV eller 128 kV. Spenningsnivå på forbindelsene fra petroleumsinstallasjoner til land varierer, avhengig av kraftbehov, avstand til land osv. Dersom spenningsnivået på den aktuelle forbindelsen er annerledes enn for havvindturbinen, vil det være behov for å transformere spenningsnivået. En transformator er ikke like plasskrevende som en omformer, men det er heller ikke gitt at den nødvendige plassen er tilgjengelig.
- **Leveringskvalitet:** I tilfeller der man elektrifiserer en petroleumsinstallasjon fra en havvindpark, må kraften som leveres være av nødvendig kvalitet.

Selv om det er flere utfordringer som må jobbes med for å få til samlokalisering mellom petroleum og havvind, kan det være potensielle gevinster i milliardklassen i form av sparte investeringer i dyre nettforbindelser, unngåtte arealinngrep og potensielle utslippsreduksjoner.

5.3. Andre nettløsninger kan gi lavere kostnader og gevinster for samfunnet

5.3.1. Felles nettløsninger for flytende havvind fremstår mindre aktuelt

Kostnadene ved å bygge nettilknytning er i de fleste tilfeller avtagende per MW når kapasiteten på nettilknytningen øker. Det er eksempelvis rimeligere, både i investering og drift, og mindre arealinngripende å bygge én nettløsning på 420 kV spenning med kapasitet på 800 MW, enn fire separate løsninger på 132 kV-løsninger med kapasitet på 200 MW hver.

Mekanismen ovenfor var årsaken til at det for Utsira Nord ble vurdert en samordnet nettløsning. Det sentrale premisset for at en slik samordnet løsning skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt er at flere enn én aktør har behov for nett i det aktuelle området. Etter at det ble klart at kun én aktør får statsstøtte på Utsira Nord, var ikke dette premisset til stede lenger, og arbeidet med samordnet nettløsning ble avsluttet.⁵⁵

Hvorvidt samordnede nettløsninger er aktuelle for fremtidige utlysninger er dermed avhengig av at det vil være flere utbyggere i samme område, som med sikkerhet vil idriftsettes omtrent samtidig. Dette må avklares på en måte som gir akseptabel risiko for både havvind- og nettutbyggere. Gevinstene ved en samordning øker desto større avstand det er fra

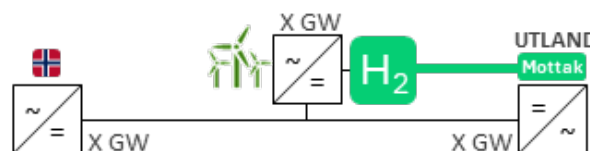
⁵⁵ Statnett, [Nettilknytning av havvind fra Utsira Nord](#), mars 2025

havvindområdet til det aktuelle tilknytningspunktet på land. Selv om gevinstpotensialet er minst for havområdene som ligger nær land, vil en samordnet transformatorstasjon på land også kunne gi kostnadsbesparelser og redusert arealinngrep enn tilfellet der to eller flere utbyggere må bygge hver sin transformatorstasjon i samme område.

5.3.2. Samlokalisering med hydrogen til havs kan være en mulighet på sikt

Hydrogenproduksjon til havs samlokalisert med havvind kan ha flere fordeler, det kan redusere behov for kraftkabler og bidra med fleksibilitet. Dette er beskrevet nærmere i kapittel 3.2.4.

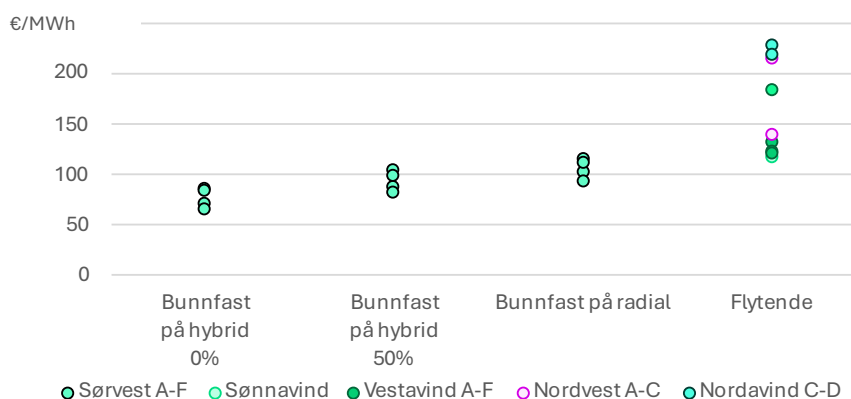
Slike konsept ligger trolig langt frem i tid, og er trolig mest aktuelt å etablere utenfor Norge, da markedet for mottak av gassen først og fremst ligger på kontinentet. Hvis slike prosjekter skal realiseres, kan det være aktuelt å knytte de til havvind i norsk sektor. En mulighet for hydrogen og havvind sammen er at hydrogenproduksjon og havvind kobles til en hybrid nettløsning, dette er illustrert Figur 15.



Figur 15: Kombinasjon av havvind og produksjon av grønt hydrogen.

5.3.3. Hybride nettløsninger har lavest LCOE og høyest lønnsomhet

I neste kapittel beskriver vi hvordan hybrid er den mest samfunnsøkonomisk lønnsomme måten å bygge ut havvind. Som illustrert i Figur 16, vil en hybrid også gi lavere levetidskostnader for utbygger (LCOE), enn tilfellet er med både bunnfaste og flytende radialer. Selv om totalkostnaden for nettløsningen med en hybrid er høyere enn for en radial, vil kostnadene deles med et partnerland, slik at den norske andelen av kostnadene kan bli omtrent de samme for radial og hybrid. I tillegg, vil nettanlegget til en hybrid, i motsetning til en radial, også kunne brukes til kraftutveksling når det ikke er full kraftproduksjon. Siden nettanlegget dermed har en transmisjonsnettsfunksjon, kan det være rimelig at havvindaktørene ikke bekoster hele den norske andelen alene. I beregningene i figuren under har vi lagt til grunn to alternativer for hybrid, der havvindutbyggerne betaler henholdsvis 0 % og 50 % anleggsbidrag av de norske kostnadene til nettanlegget.



Figur 16: Levetidskostnader (LCOE) for de ulike havvindområdene, gruppert etter antagelser om nettløsning. Kostnadene er basert på NVEs SKU, mens inntektsantagelser for hybrid er basert på Statnetts rapport Nettløsning for Sørvest F. Det er lagt til grunn henholdsvis 0 % og 50 % anleggsbidrag på norsk andel av samlede nettkostnader for hybrid.

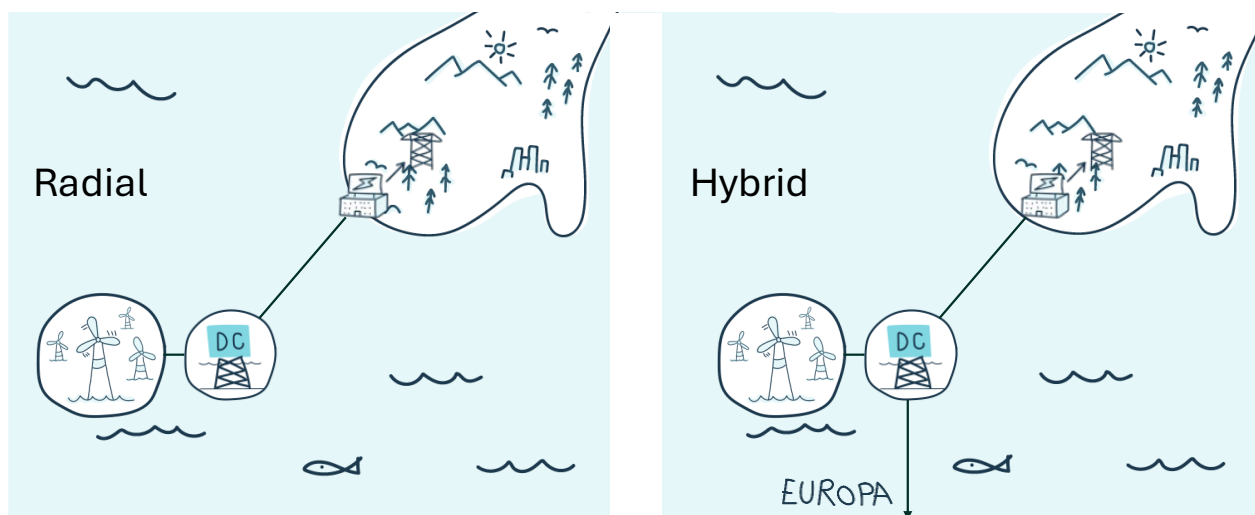
6. Hybrid er den mest samfunnsøkonomisk lønnsomme måten å bygge ut havvind

Hovedbudskap:

- Hybride nettløsninger gir høyere samfunnsøkonomisk nytte enn radialer, ved kraftutveksling og kostnadsdeling
- Hybrid kan redusere støttebehov og bidra til reduserte kraftpriser for norske forbrukere
- Hybride konsepter er teknisk mulige, men har lang ledetid – en eventuell prosjektutvikling må starte tidlig

6.1. Hybrid nettløsning er mer lønnsomt enn radial for Sørvest F

På oppdrag fra Energidepartementet har Statnett utredet ulike nettløsninger for havvindområdet Sørvest F.⁵⁶ I utredningen har vi både sett på radielle og hybride nettløsninger. En radial er en direkte tilknytning av havvind til land i Norge, mens en hybrid innebærer tilknytning både til Norge og til et samarbeidsland i utlandet.



Figur 17: Illustrasjon av radial og hybrid

I utredningen viser vi at en hybrid nettløsning er mer samfunnsøkonomisk lønnsom enn en radial. Hovedgrunnen til dette er at den hybride nettløsningen også kan brukes til lønnsom import og eksport av kraft med et partnerland når det er ledig overføringskapasitet. Samtidig vil ikke en hybrid nettløsning behøve å være dyrere å bygge ut for Norge, siden vi kan dele kostnadene med et partnerland.

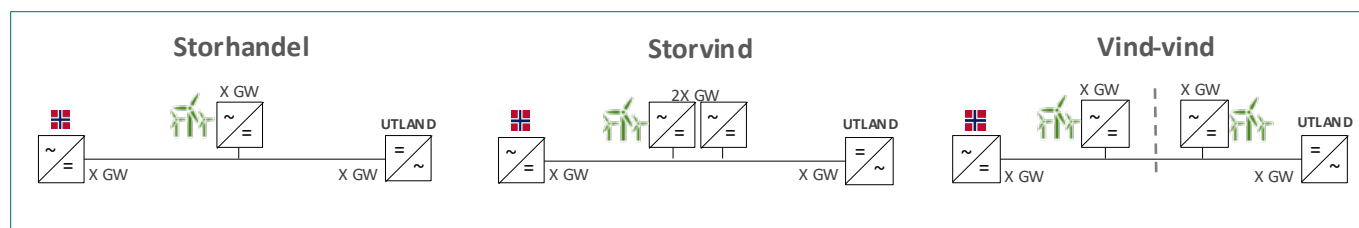
Selv om utredningen fokuserer på havvindområdet Sørvest F, er funnene også aktuelle for de andre områdene for bunnfast havvind som NVE har vurdert: Sørvest B, C og D⁵⁷.

⁵⁶ Statnett, [Nettutredning Sørvest F](#), februar 2025

⁵⁷ NVE, [Strategisk konsekvensutredning av vindkraft til havs – del 2](#), juni 2025

6.2. Hybrider kan bygges på ulike måter

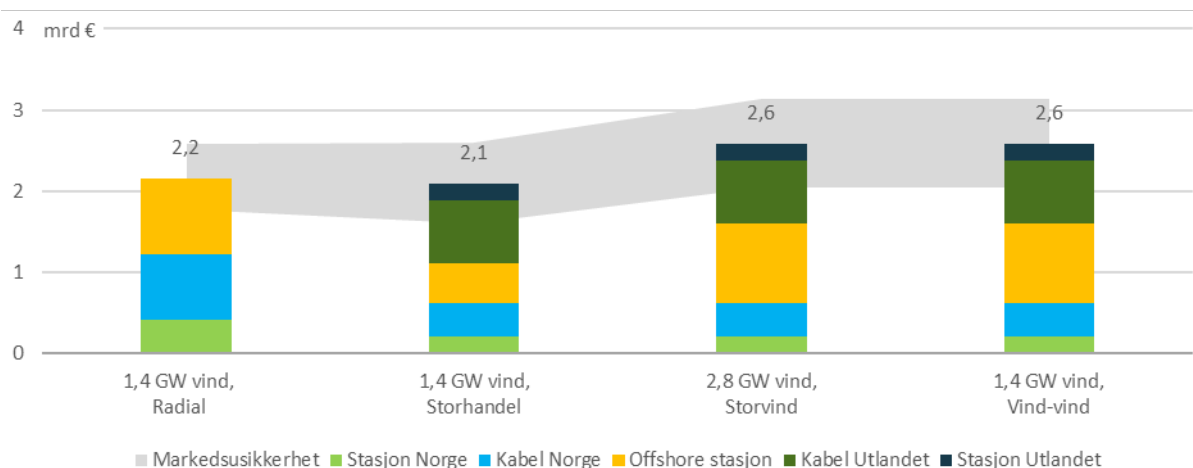
I Nettutredning Sørvest F utredet vi flere ulike nettkonsept – både radialer og hybrider – for tilknytning av havvind fra Sørvest F. I tillegg kan det være aktuelt med hybrider mot Norge der kraftproduksjonen bygges i andre lands havområder, særlig hvis dette kan gjøres til lavere kostnader på grunn av grunnere vann. I Figur 18 vises tre prinsipielle hybride konsept med enkel (Storhandel) eller dobbel (Storvind og Vind-vind) mengde havvind. Havvinden kan plasseres i både norsk og utenlandsk sone. Vi har kalt konseptet med vind i begge land for Vind-vind. I vår rapport så vi også på asymmetriske konsepter, med mer overføringskapasitet til Norge enn til utlandet, og fant at disse er teknisk kompliserte og dyre, og at de dermed er mindre aktuelle. Det kan likevel være aktuelt med noe asymmetri, hvor det er mindre variasjoner i overføringskapasiteten til de ulike landene.



Figur 18: Ulike prinsipiell hybride konsepter med enkel (Storhandel) eller dobbelt (Storhandel og Vind-Vind) havvindproduksjon. I alle konsept kan havvinden være plassert enten i Norge eller i utlandet.

6.3. Det er avgjørende å finne kostnadseffektive løsninger for alle hybridkonsept

Alle de undersøkte nettkonseptene kan bygges med kjent teknologi, men har høye investeringskostnader. Videre teknologiutvikling og innovasjon vil derfor handle mest om å redusere kostnadene. De høye kostnadene skyldes både stor avstand til land, økte råvarepriser og økte marginer i et presset leverandørmarked. Vi fant at for en radial vil nettkostnadene utgjøre i størrelsesorden 40 % av totalkostnaden for utbygging av havvind i Sørvest F. Dette forsterker behovet for å utvikle kostnadseffektive nettløsninger.



Figur 19: Norsk andel av investeringskostnader for havvind med ulike nettkonsept, inkludert markedsusikkerhet. Her vist for forbindelser til Tyskland. Kilde: Nettutredning Sørvest F

Det er et stort utfallsrom for kostnadene relatert til de ulike konseptene. Frem mot et løsningsvalg vil geografiske tilkoblingspunkter på land og valg av type konsept redusere utfallsrommet betydelig. I tillegg er det en stor markedsusikkerhet som følge av et anstrengt leverandørmarked. Hvor stor andel Norge må betale for en mulig utbygging av en hybrid er i tillegg avhengig av hvordan kostnadene blir fordelt med partnerlandet. I utredningen legger vi for

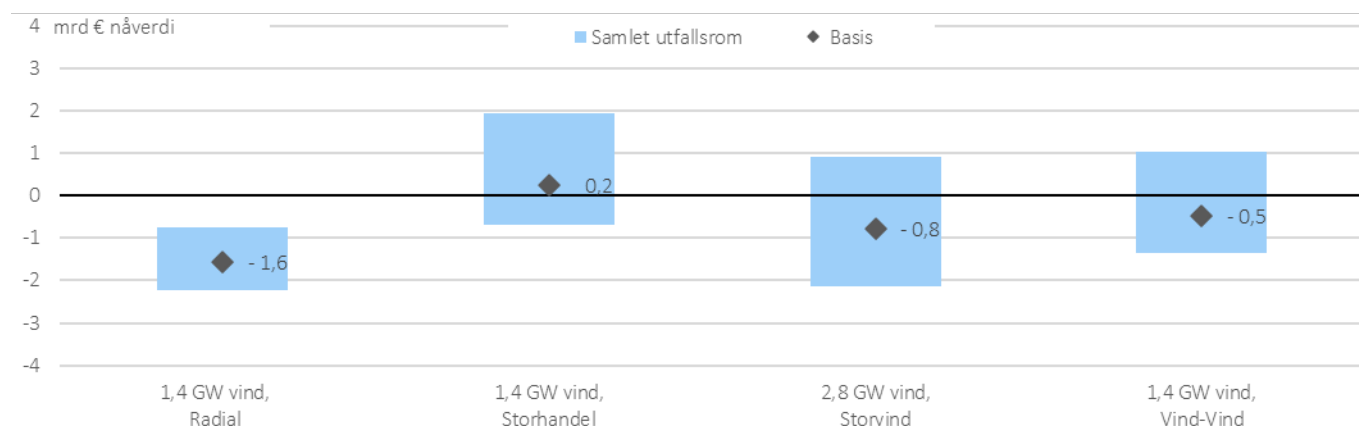
enkelthets skyld til grunn en 50/50-delning av kostnadene for hele nettanlegget for hybrider. For en radial er Norges andel av kostnadene 100 %. Figur 19 viser en oversikt over den norske andel av kostnadene for de ulike konseptene.

Storhandel har lavest investeringskostnader for Norge i vår basis scenario, også lavere enn for en radial. I basis har vi benyttet Tyskland, som har en avstand nær gjennomsnittet av mulige partnerland. Storvind og Vind-vind har dobbelt så mye havvind installert som Storhandel og en radial, og har dermed høyere kostnader for stasjon til havs. Likevel øker ikke de totale kostnadene like mye, noe som gjør at disse konseptene har lavest nettkostnader per GW havvind installert.

Fremtidig klargjøring av endelig nettløsning, avtaler med handelspartnere og en god anskaffelsesprosess vil ta ned risiko og kan redusere norsk andel av kostnadene for nettanlegget frem mot investeringsbeslutning. Samtidig vil det å ha mest mulig avklart før auksjonstidspunktet gi lavere risiko og kostnader for utbyggeren av havvinden.

6.4. Hybrid er mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn bunnfaste og flytende radialer – og reduserer støttebehovet

Våre beregninger viser at havvind med hybrid får høyere prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn radial i de fleste scenarioer. Dette er vist i Figur 20. Hovedgrunnen er at hybrider har høyere markedsnytte⁵⁸, samtidig som kostnadene kan deles med en utenlandsk partner. Konseptet Storhandel, som har mest tilgjengelig overføringskapasitet, får høyest prissatt lønnsomhet. Radial får negativ lønnsomhet i hele utfallsrommet. I sum gir både usikre kostnader og usikker nytte et betydelig utfallsrom i samlet lønnsomhet for alle nettkonseptene.



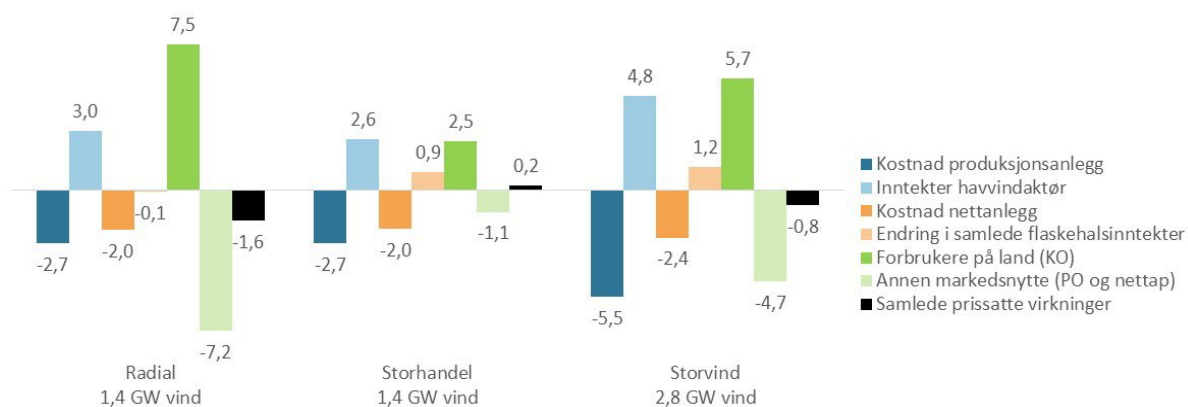
Figur 20: Norsk samfunnsøkonomisk lønnsomhet for havvind med ulike nettkonsepter. Her vist for forbindelser til Tyskland. Kilde: Nettutredning Sørvest

Våre analyser viser at nytten av en hybrid vil være omtrent på samme nivå til alle de aktuelle landene rundt Nordsjøen. Totalkostnaden for en hybrid vil imidlertid variere med avstanden til de andre landene. Fordelingen av kostnader med landet vi knytter oss til vil derfor bety mye for valg av partnerland, i tillegg til mulighetene for praktisk gjennomføring.

I Figur 21 viser vi fordelingsvirkningene som ligger til grunn for den totale prissatte lønnsomheten av radial, Storhandel og Storvind. For alle nettløsningene vil forbrukerne på land (KO, konsumentoverskudd) komme godt ut, på grunn av reduserte kraftpriser. Dårligst ut kommer eksisterende kraftprodusenter på land (PO, produsentoverskudd), av samme

⁵⁸ Markedsnytte er her summen av salgsinntekten for havvinden, flaskehalsinntekter på forbindelsen og endringer i nyttevirksomheter på land i Norge som følge av en investering i havvind og nettløsning. Dette inkluderer endringer i nyttevirksomheter for eksisterende produsenter (PO) og konsumenter (KO) på land, i inntekter fra mellomlandsforbindelser og mellom prisområder på land i Norge, og tapskostnader i nettet.

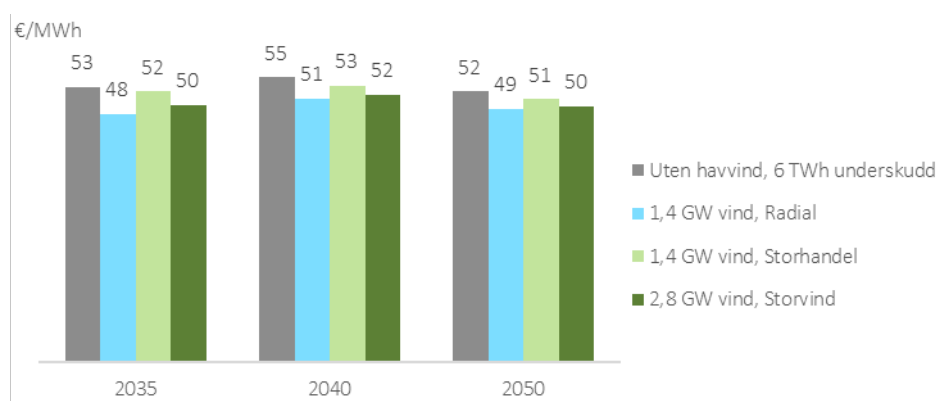
grunn. Summen av PO + KO er i alle tilfeller positivt, fordi vannkraftsprodusentene har mulighet til å spare vannet når det er lave priser.



Figur 21: Fordelingsvirkninger ved ulike nettløsninger for havvind. Kilde: Nettutredning Sørvest F

6.5. Mer havvind – både på radial og hybrid – reduserer norske kraftpriser

Mer havvind uten andre endringer gir lavere priser i Sør-Norge både med radial og hybrid, men mest med radial. Hovedårsaken er at mer produksjon gir bedre energibalanse i Norge. Dette fører generelt til lavere vannverdier som gir lavere priser i en normalsituasjon, og i tillegg vil havvind føre til at uregulert produksjon og import ved en hybrid oftere dekker hele forbruket i Norge, slik at prisene oftere faller ned til null. Figur 22 viser hvordan den gjennomsnittlige kraftprisen påvirkes av tilknytning av havvind med ulike nettilknytninger.



Figur 22: Simulert sørnorsk kraftpris med ulike tilknytninger av havvind i Sørvest F. Snitt av 29 værår. Kilde: Nettutredning Sørvest F.

Del C – Statnett muliggjør rasjonell utvikling til havs



7. Statnetts arbeid for utvikling av nett til havs

Hovedbudskap:

- Statnett er systemansvarlig og planansvarlig til havs, og vil bygge og drifte eventuelle hybride nettløsninger
- Statnett arbeider med å utarbeide kunnskapsgrunnlag for en rasjonell utvikling, kundedialog og utvikling av funksjonskrav for havvind
- Statnett jobber med kostnads- og gjennomføringseffektivisering for en eventuell hybrid nettløsning

7.1. Statnetts roller til havs

Statnett er systemansvarlig i det norske kraftsystemet og har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Det betyr at vi vil forberede og tilrettelegge kraftsystemet for det som kan komme av utvikling både på land og til havs. Statnett har etter Energiloven tilknytningsplikt for å knytte produksjons- og forbrukskunder på strømmettet, så lenge det er samfunnsmessig rasjonelt. Energidepartementet spesifiserte i 2023 at Statnett også har systemansvar til havs, og at de vil forskriftsfeste dette.⁵⁹ Samtidig besluttet regjeringen å gi Statnett ansvaret for å planlegge nettet til havs, i tråd med retningslinjer fra departementet. Departementet la videre til grunn at Statnett skal bygge, eie og drifte eventuelle hybride nettløsninger.

Systemansvaret på land er regulert gjennom Forskrift om Systemansvar (FOS), og Statnett er dermed ansvarlig for at kraftsystemet til enhver tid er i balanse og har nødvendige systembærende egenskaper. Statnett har ansvar og myndighet til å stille krav til aktører som knytter seg til nettet slik at kraftsystemets egenskaper ivaretas. Nett til havs må planlegges helhetlig med nett på land, siden det blir fysisk koblet sammen og styrt som et felles kraftsystem. Vi stiller nødvendige tekniske krav slik at leveringskvalitet og pålitelighet i kraftsystemet blir ivaretatt, gitt i Nasjonal veileder for Funksjonskrav (NVF).⁶⁰

Planansvarlig har ansvar for å ivareta en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av kraftsystemet. Utvikling av energiproduksjon til havs må ses i sammenheng med hvor det er behov for kraft i det norske strømmettet. Planansvarlig skal sørge for en helhetlig og langsiktig utvikling av nettet til havs, slik at det støtter opp under regjeringens ambisjoner for blant annet havvind, ivaretar forsyningssikkerhet og legger til rette for tilknytning med kraftsystemet på land.

Netteier eier og drifter transformatorstasjoner og nettanlegg for transmisjonsnettet som betjener mer enn et fåtall brukere. Statnetts anlegg på land driftes vanligvis på 300-420 kV, men noen anlegg er på 132 kV. I tillegg eier Statnett mellomlandsforbindelsene. Dersom det skal bygges en hybrid nettforbindelse mellom Norge og et annet land, vil den bli definert som transmisjonsnett, der skal Statnett planlegge, bygge og drifte slike løsninger.

7.2. Statnett ivaretar utpekte roller som system- og planansvarlig til havs

For ivaretagelse av roller som systemansvarlig, planansvarlig og netteier av transmisjonsnett til havs, har Statnett flere pågående aktiviteter. For å støtte regjeringens ambisjoner om tildeling av områder for 30 GW havvind innen 2040, har Statnett mål om å forberede kraftsystemet på land for tilknytning av minst 15 GW havvind innen 2045. Blir behovet større,

⁵⁹ Regjeringen, [Nettløsning for havvindutlysning i 2025](#), juni 2023

⁶⁰ Statnett, [NVF 2025](#), juni 2025

kan vi oppdatere målet. Det viktigste arbeidet vi gjør som planansvarlig til havs i dag er å etablere kunnskapsgrunnlag til myndigheter og aktører for hvordan en mest mulig rasjonell utvikling av et integrert kraftsystem til havs og på land kan bli.

Statnett gjør analyser og utredninger av virkninger på kraftsystemet og om det er behov for oppgradering i eksisterende nett som følge av ny energiproduksjon. Basert på analyser, angir Statnett mulige tilknytningspunkt for produksjon til havs i nettet på land som ivaretar overføringskapasitet og systemstabilitet. Statnett jobber også for å redusere arealinngrep ved eventuelle utbygginger. Som en del av Offshore TSO Collaboration (OTC) og ENTSO-E, er Statnett deltaker i diverse europeiske planarbeid, som finnes mer informasjon om i kapittel 3.3.

Statnett jobber med å utvikle våre roller til havs, og tilpasser samtidig funksjonskravene som gjelder for våre installasjoner på land til også å omfatte anlegg til havs. For å støtte dette arbeidet har Statnett utgitt en NVF-veileder som omhandler tilknytning av havvindproduksjon⁶¹. Gjennom FOS\$14 fastsetter og følger vi opp funksjonskrav for anlegg som tilknyttes strømmettet.

Statnett følger opp tilknytningskunder av havvind gjennom vår kundedialog. Dette gjelder i første omgang for Ventyr i Sørliche Nordsjø II, og kommer til å legge opp til lignende oppfølging av eventuelle aktører som får tildelt prosjektområder på Utsira Nord. Statnett har informasjonsplikt til aktører som skal knytte seg til transmisjonsnettet. I møte med aktører som skal bygge energiproduksjon til havs og knytte seg til nettet på land, innebærer dette deling av relevante data, teknisk dokumentasjon og styrende dokumenter som veiledning og informasjon om Statnetts anlegg. I tillegg involveres Statnetts driftsorganisasjon i det aktuelle området som aktør skal knytte seg til for å håndtere alle fysiske grensesnitt. Det innebærer inngåelse av juridiske avtaler mellom partene og avklare stedsspesifikke forhold på stasjonen Statnett har pekt på som tilknytningspunkt.

Det er mye læring å hente fra de første havvindprosjektene med tilknytning til strømmettet på land, både når det gjelder å identifisere behov for tilpasninger i funksjonskrav og retningslinjer for nettløsninger, omformeranlegget og tilknytning til havvinnanlegget. Sørliche Nordsjø II-prosjektet som planlegges av Ventyr SNII AS vil bli Norges største kraftverk målt i både energi og effekt. Det er derfor viktig at Statnett fastsetter krav til anlegget og følger opp at kravene blir overholdt i designfasen og i framtidig drift.

7.3. Statnett forbereder for en eventuell utbygging av hybride nettløsninger

Utvikling av nettløsninger til havs har lange ledetider, særlig for grensekryssende hybride nettløsninger siden disse krever samarbeid mellom mange aktører og land, samtidig som mange rammebetingelser ikke er avklart. Statnett jobber derfor med forberedende aktiviteter for å være i stand til å starte en prosjektutvikling dersom myndighetene ønsker å realisere hybride nettløsninger. Arbeidet inkluderer avklaring av rammebetingelser, utvikling av mer kostnadseffektive nettløsninger og risikoreduserende tiltak. Vi samarbeider med aktørene i Samarbeidsforum for havvind, TSO-er rundt Nordsjøen, ENTSO-E, OTC og leverandørindustrien. Dette er målrettet arbeid som vil bidra til å redusere risiko og vil kunne øke lønnsomheten for hybridprosjekter. Arbeidet har også overføringsverdi til radielle konsepter og flytende havvind.

Investeringskostnadene for nettløsninger til havs er høye, og spesielt for offshore HVDC-anlegg som er nødvendig for hybridkonsepter. Dette gir behov for å finne kostnadseffektive løsninger og redusere risiko. Statnett jobber systematisk både internt og sammen med TSOer rundt Nordsjøen for å oppnå dette innenfor fire hovedområder, som vist i Figur 23.

⁶¹ Statnett - "[NVF guide to offshore wind installations](#)" er oppdatert, august 2025

Disse forholdene påvirker kostnader, gjennomføringstid og risiko både for myndighetene (støttenivå), havvindutbyggere og netteiere. Kostnadseffektivitet dreier seg om å redusere investeringskostnader, men også om anleggets utforming, regulering, risikodeling mellom aktørene og risikodeling mellom aktørene og myndighetene. Et kostnadseffektivt nettanlegg er et anlegg som legger til rette for høyest mulig samfunnsøkonomisk lønnsomhet for hele energianlegget (nett + produksjon), lavest mulig støttebehov og akseptable fordelingsvirkninger mellom forbrukere og produsenter.



1. Innovasjon for å redusere investerings- og driftskostnader



2. Etablering av prinsipper for kostnads- og inntektsdeling



3. Redusere usikkerhet relatert til markedsdesign, systemdrift og regulering



4. Etablering av en effektiv gjennomføringsmodell

Figur 23: Fire fokusområder som Statnett jobber med innen kostnads- og gjennomføringseffektivisering for utvikling av nett til havs.

Innovasjon for å redusere investerings- og driftskostnader: Kostnadene for HVDC-anlegg har økt kraftig de siste årene og Statnett samarbeider med våre TSO-partnere for å legge til rette for designløsninger som kan redusere kostnadene. Potensialet ligger særlig i HVDC-stasjonsløsningen offshore inkludert plattformløsningen. Mange av dagens løsninger er opprinnelig utviklet for landanlegg slik at vekt optimalisering ikke har vært like kritisk som for offshore løsninger. Enkelte utbygginger, som Doggerbankprosjektet, har vist at potensialet for vekt og kostnadsreduksjon er stort. Vi jobber nå med å bygge videre på læringene fra disse for å etablere standarder som er bedre tilpasset offshore. Denne typen optimalisering påvirker også driftskostnadene gjennom strategier for vedlikehold og bemanning, og ved etablering av samarbeidsmodeller mellom TSOer og med havvindutbyggere.

Etablering av prinsipper for kostnads- og inntektsdeling: Statnett deltar i multilaterale arbeider om dette i ENTSO-E, OTC og NSEC samtidig som det er en del av de bilaterale diskusjonene med våre TSO-partnere. Vi forventer at norske myndigheter vil beslutte endelige fordelingsnøkler sammen med motpartland dersom man ønsker en hybridløsning. Det er imidlertid viktig at mulige prinsipper diskuteres og utredes i forkant slik at veien til enighet blir kortere.

Redusere usikkerhet relatert til markedsdesign, systemdrift og regulering: Et hybridprosjekt med tilknyttet vind, kanskje både i Norge og i motpartland, krever enighet og avklaringer med hensyn til markedsdesign, systemdrift og regulering. Dette vil redusere usikkerheten for netteier, systemansvarlig og havvindutbyggere. Statnett arbeider sammen med europeiske TSOer for å forberede for mulige løsninger og nødvendige prosesser frem mot endelige løsninger. Et viktig eksempel på markedsdesign er spørsmålet om Tyskland bør deles i flere prisområder (budområder) og om Nordsjøen skal deles i flere egne offshore budområder til havs. Statnett deltar aktivt i TSO-samarbeid om denne type spørsmål.

Etablering av en effektiv gjennomføringsmodell: Etablering av et eventuelt hybridprosjekt vil være myndighetsstyrt. Prosjektutvikling og realisering vil involvere mange aktører med en stor grad av gjensidige avhengigheter. Statnett arbeider både med europeiske TSOer og i Samarbeidsforum for Havvind med å utvikle samordnede modeller for prosjektutvikling og realisering av både havvindpark og nettløsning. Dette inkluderer forslag til tilpassing av myndighetenes utlysningssprosess legge til rette for effektiv gjennomføring og akseptabel risiko for alle parter. Tidlige myndighetsavklaringer og forutsigbare prosesser vil redusere kompleksiteten i dette arbeidet (les mer om dette i kapittel 9.2).

8. Store nettløsninger vurderes til konkrete stasjoner

Hovedbudskap:

- Statnett åpner for HVDC-tilknytninger over 1,4 GW, gitt bipol-konfigurasjon og metallisk returkabel
- Større nettløsninger gir stordriftsfordeler og reduserer arealbehov
- Det kreves stedsspesifikke analyser for å ivareta systemstabilitet og forsyningssikkerhet før Statnett kan endelig avgjøre om og hvor det er mulig med tilknytning av store nettløsninger

8.1. Nettløsninger over 1,4 GW kan gi stordriftsfordeler

Mange havvindområder i Nordsjøen ligger langt fra land og forutsetter for nettilknytning med kostbar likestrømteknologi (HVDC). Med teknologiutvikling er det nå mulig å bygge HVDC-systemer med høyere kapasitet og spenning enn tidligere. Høyere kapasitet per utbygging bidrar til redusert totalt arealbruk for kabeltraseer og stasjoner på land og til havs. Lavere arealinngrep til havs og på land er viktig for miljø og sameksistens med andre interesser. Det gir også skalaeffekter ved at man kan bygge med høyere kapasitet per plattform. Større utbygginger kan også gi økonomiske stordriftsfordeler.

Dimensjonerende hendelse i det nordiske synkronområdet er i dag 1,4 GW. Det betyr at det nordiske synkronområdet tåler maksimalt bortfall av 1,4 GW samtidig. Derfor må reserver og driftsparametre dimensjoneres for å kunne håndtere et utfall av en slik størrelse. Flere europeiske systemansvarlige planlegger nå HVDC-forbindelser over 1,4 GW. To av de tyske TSOene, TenneT og Amprion, har signert rammeavtaler for 14 stk. HVDC-systemer på 2 GW hver. I UK er det planlagt utbygginger på 1,8 GW, og HVDC-leverandørene kan trolig snart levere løsninger på opp mot 2,2 GW.

8.2. Statnett har åpnet for å kunne vurdere store nettløsninger

8.2.1. Felles nordisk arbeid førte til at store nettløsninger kan vurderes til konkrete stasjoner

Statnett har på bakgrunn av felles nordisk arbeid konkludert med at en HVDC-tilknytning fra 1,4 GW opp til 2,8 GW ikke bryter med kravet om dimensjonerende hendelse, forutsatt at den bygges som bipolkonfigurasjon og med metallisk returforbindelse. Statnett vil gjøre ytterligere analyser for å avgjøre om konkrete stasjoner i det norske kraftsystemet kan ta imot HVDC-forbindelser med bipol og metallisk returkabel over 1,4 GW (mer info i kapittel 8.3).

Våren 2024 utførte Statnett og andre nordiske TSOer en risikoanalyse for utfall av store HVDC-forbindelser og stasjoner som overgår dimensjonerende hendelse. I System Operation Guidelines (SOGL⁶²) kategoriseres utfall i tre kategorier; normal, eksepsjonell og out-of-range. Den nordiske systemdriftsgruppen Regional Group Nordic konkluderte i arbeidet med at enkeltutfall som tar ut hele HVDC-forbindelsen på over 1,4 GW med metallisk retur kategoriseres som eksepsjonelle, dvs. at man ikke dimensjonerer nettet for å tåle eksepsjonelle hendelser. Det er vesentlig lav sjanse å miste polkabelen ved en stor HVDC-løsning med metallisk returkabel, derfor ble det kategorisert som eksepsjonelt. Resultatene ble presentert for RGN som ble enige om en prosess som nordiske TSOer skal benytte ved planlegging av nye HVDC-anlegg som overgår dimensjonerende hendelse.

For å tilfredsstille kravet om dimensjonerende hendelse må HVDC-installasjoner større enn 1,4 GW bygges med tre kabler, der den siste kabelen er en metallisk returkabel. Dette krever at HVDC-systemet er konfigurert som en bipol, med

⁶² EU, [System Operation Guidelines \(SOGL\)](#)

en positiv og en negativ omformerpol. Fordelen med metallisk returkabel er at en enkeltfeil på en av polene vil kun vil forårsake tap av halvparten av overføringskapasiteten på HVDC-systemet fra før feilen oppstod. Ved normal drift brukes de positive og negative polkablene til å transportere strømmen fra havvindanlegget til land. Ved et utfall på en av polene, brukes metallisk returkabel for å føre returstrømmen tilbake til omformerstasjon. Det gjør at anlegget kan opprettholde monopol drift på halv kapasitet av før feilen oppstod. Ved feil på en omformerpol, kan metallisk returkabel tas i bruk på få sekunder, istedenfor å bruke flere minutter på å rampe ned og opp hele forbindelsen.

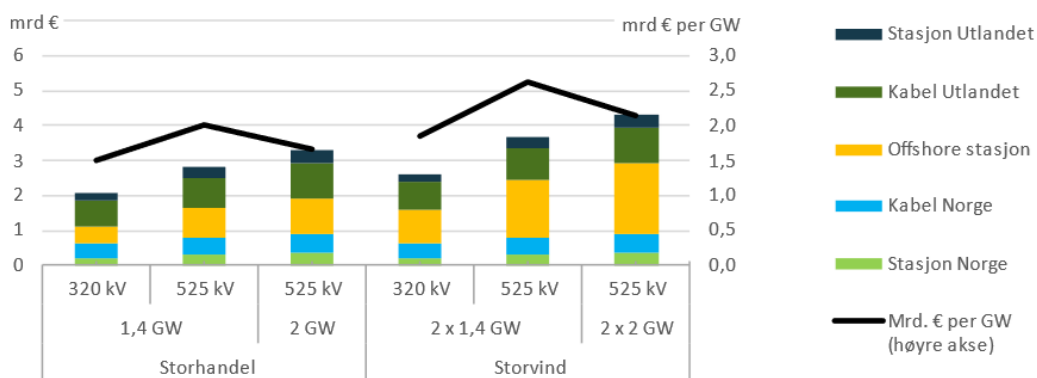
Det vil sannsynligvis komme erfaringer fra andre land med metallisk returkabel de neste årene. Erfaringer med drift av slike konfigurasjoner kan påvirke hvordan risikobildet ser ut for hvilke feilhendelser som blir kategorisert som normale og eksepsjonelle.

8.2.2. Økt kapasitet på nettløsning kan gi stordriftsfordeler

HVDC-anlegg kan bygges på flere ulike måter, med ulikt spenningsnivå (eks. 320 kV og 525 kV), ulik overføringskapasitet (eks. 1,4 GW eller 2 GW) og ulik teknisk konfigurasjon (symmetrisk monopol, bipol osv.). Spenningsnivå og teknisk konfigurasjon må være lik for hele det sammenkoblede HVDC-anlegget. I Nettutredning Sørvest F, som vi gjengir hovedpunktene fra i kapittel 6, la vi til grunn en nettløsning med 320 kV spenningsnivå, 1,4 GW overføringskapasitet og symmetrisk monopol. Gitt våre foreløpige kostnadsestimer, var dette den mest kostnadseffektive nettløsningen. Denne teknologien er imidlertid begrenset til overføringskapasiteter rundt 1,4 GW. Siden noen europeiske land planlegger for overføringskapasiteter på rundt 2 GW, er det derfor også relevant å se på nettløsninger med 525 kV spenningsnivå og bipol-konfigurasjon.

I Figur 24 viser vi våre kostnadsestimer for forskjellige tekniske nettløsninger for konseptene Storhandel og Storvind (se definisjon av konseptene i Kapittel 6.2). Aksene til venstre viser norsk andel av de totale kostnadene, mens aksene til høyre viser investeringskostnadene per GW overføringskapasitet. Nettløsningen med 320 kV monopol og 1,4 GW har her både lavest total kostnad og lavest kostnad pr GW.

Hvis en hybrid tilknytning til et annet land vil kreve en nettløsning på 525 kV og bipol-konfigurasjon, på grunn av forhold i det andre landet, viser figuren at det vil gi vesentlig lavere kostnad per GW å samtidig øke kapasiteten fra 1,4 GW til 2 GW. Det er dermed betydelige stordriftsfordeler av å utnytte potensialet for overføringskapasitet som følger av et slikt teknisk løsningsvalg. For Storhandel er et løsningsvalg med 2 GW og 525 kV bipol her kun marginalt dyrere pr GW som 1,4 GW og 320 kV monopol. Også for Storvind er det fordelaktig å øke enhetene til 2 GW ved 525 kV bipol, men siden Storvind har to plattformer er virkningen mindre her. Som beskrevet i kapittel 7.3, er Statnett involvert i arbeid med å utvikle mer kostnadseffektive løsninger innenfor begge tekniske løsningsvalg, noe som kan føre til nye konklusjoner i fremtiden.



Figur 24: Estimerte kostnader ved ulike tekniske løsninger for konseptene Storhandel og Storvind (venstre akse) og investeringskostnader per overføringskapasitet for de samme konseptene (høyre akse). Norsk andel. Kilde: Nettutredning Sørvest F

8.3. Regional kraftbalanse og systemstabilitet må ivaretas

For at det nordiske kraftsystemet skal virke sikkert og stabilt, er det per i dag avhengig av tekniske egenskaper som synkrongeneratorene i vann- og kjernekraftverkene tilfører. Roterende synkrongeneratorer bidrar både med stabilitet og reguleringsevne til kraftsystemet. Disse egenskapene bidrar blant annet til å stabilisere frekvensen og til å gjøre nettet elektrisk sett stivt nok til å fungere slik det skal.

Med flere HVDC-anlegg og mer omformerbasert kraftproduksjon, får vi perioder med mindre av disse egenskapene enn tidligere. En økning av uregulerbar energiproduksjon som vind- og solkraft, og økt utveksling på HVDC-forbindelser, gjør at uregulerbar produksjon i perioder vil fortrenge regulerbar vannkraft. Kraftelektronikk er teknologi vi finner i både vindturbiner og HVDC-omformere. Disse installasjonene har ikke samme roterende masse som vannkraftgeneratorer, noe som gjør kraftsystemet mer sårbart for spenningsfall ved utfall i nettet. Kraftproduksjonen blir mer væravhengig, som fører til at produksjonssammensetningen varierer mer enn tidligere.⁶³ For å håndtere dette må det utvikles nye virkemidler for å sørge for at kraftsystemet er stabilt. Før nye anlegg kan bygges, må Statnett analysere temaer beskrevet i de neste avsnittene. Analysene er spesielt viktig for store nettløsninger over 1,4 GW.

Statnett må gjøre systemanalyse av kapasitet i områdene der nye anlegg planlegges. Analysene resulterer i mulig overføringskapasitet og plass i strømnettet. Dette innebærer å analysere begrensninger i nettet rundt mulige tilknytningspunkt. Statnett gjør også utfallsanalyse for å ivareta forsyningssikkerheten.

Dersom det blir aktuelt med flere HVDC-forbindelser eller større havvind-tilknytninger inn til ett område, er det vesentlig for Statnett å gjøre nevnte systemanalyser i forkant for å sikre at robusthet og forsyningssikkerhet for det norske kraftsystemet er ivaretatt. Nye havvindanlegg må tilfredsstillte tekniske krav og gi Statnett som systemansvarlig samme virkemidler som om anlegget var bygget på land.

Statnett må også avdekke og beskrive driftssituasjoner ved utfall på mer enn 1,4 GW i ett punkt i nettet. Arbeidet skal identifisere risikoreduserende tiltak Statnett kan innføre. Det er usikkerhet knyttet til feil på kontrollanlegg, men innføring av systemvern kan være en ekstra sikkerhet for risikoer vi ikke kjenner til, spesielt under prøvedrift av et slikt anlegg. På HVDC-anlegget kan det være aktuelt å etablere reservekomponenter for å redusere risiko for totalt bortfall.

⁶³ Statnett, [Stabilitet i et kraftsystem i endring](#), november 2023

9. Rammebetingelser til havs er under utvikling

Hovedbudskap:

- Regelverk, konsesjonsprosesser og rammebetingelser til havs må videreutvikles
- Avklaringer om tilknytningsplikt, budområder og kostnadsdeling er nødvendige for hybride løsninger
- En helhetlig plan fra myndighetene vil gi forutsigbarhet og redusere risiko

9.1. Regelverk til havs skaper forutsigbarhet

Havenergiloven tredde i kraft i 2010 og er det rettslige rammeverket for åpning av områder for fornybar energiproduksjon til havs. Loven slår fast at retten til å utnytte fornybare energiresurser til havs tilhører staten.⁶⁴ Aktuelle havområder må konsekvensutredes og formelt åpnes før de kan tildeles prosjektutviklere, vanligvis gjennom konkurranse. I 2020 fikk vi havenergilovforskriften, som vedtar at havenergilovens virkeområder om f.eks. åpning av areal for mulig utbygging av energiproduksjon. Formelt har Norge åpnet to områder for havvind, Sørlig Nordsjø II og Utsira Nord. Dette ble gjort ved kongelig resolusjon i juni 2020.⁶⁵ Områdene ble åpnet for henholdsvis 3000 MW og 1500 MW.

Energidepartementet kan i særlige tilfeller gi unntak fra reglene om åpning av areal etter Havenergiloven § 2-2, slik GoliatVIND har søkt om.⁶⁶ Det kan også gjøres unntak fra loven dersom det gjelder anlegg som er omfattet av andre lover. I april 2020 fikk det flytende havvindprosjektet Hywind Tampen tillatelse fra Petroleumsloven til å levere strøm til oljeplattformene Snorre og Gullfaks.

9.2. Nødvendige avklaringer for videre utvikling til havs

For å best mulig møte og være forberedt for en eventuell storskala utbygging av energiproduksjon til havs er det viktig at ansvarsområder, grensesnitt og rammebetingelser avklares, se Tabell 4. Vi vil i det følgende belyse temaer for avklaring.

Tabell 4: Statnetts liste over temaer for avklaring knyttet til videre utvikling til havs.

Temaer for avklaring (ikke uttømmende liste)	
Helhetlig plan fra myndighetene	- Ulike nettløsninger og teknologi bør hensyntas - Støtteordning og andre økonomiske insentiver
Regelverk og konsesjonsprosess	- Enhetlig regelverk innenfor og utenfor grunnlinje - Planlegging av nettløsning bør gjøres tidlig
Rammebetingelser	- Reguleringsmyndighet til havs - Forskriftsfestet roller og ansvar til havs
Avklaringer for hybride nettløsninger	- Finansiering; deling av kostnader og inntekter - Markedsdesign - Budområde til havs

⁶⁴ Lovdata.no, [Havenergilova § 1-3](#)

⁶⁵ Regjeringen, [Opner områder for havvind i Noreg](#), juni 2020

⁶⁶ Regjeringen, [Høring GoliatVIND](#), mars 2025

9.2.1. Helhetlig plan fra myndighetene

Fra myndighetenes strategi for leverandørindustrien til havvind kommer det frem at regjeringen skal legge fram en plan for veien videre for utvikling av havvind senest i 2026.⁶⁷ Siden valg av nettløsning vil påvirke både kostnader og nytte ved en havvindutbygging, bør dette også hensyntas når havområdene skal prioriteres i en langsiktig plan. For de bunnfaste områdene i Sørvest A-F er det mulig med både radiell og hybrid nettløsning. I Sør-Rogaland og Agder har Statnett angitt at det trolig er mulig å tilknytte 2,8 GW i planlagt nett, derfor konkurrerer de bunnfaste områdene om den samme nettkapasiteten. Ved en eventuell utlysning av bunnfast havvindområde med radiell nettløsning, vil det potensielt kunne gi begrensninger for utlysning av bunnfast havvindområde med hybrid nettløsning på et senere tidspunkt.

Det er hensiktsmessig å skille mellom havvindområder som er aktuelle for teknologiene flytende og bunnfast havvind. Bunnfast havvind er derimot kun aktuelt i Sørvest-områdene. Flytende havvind er per i dag en dyrere teknologi, men kan samtidig legge til rette for industriutvikling flere steder langs kysten i Norge enn bunnfast havvind. Det er derfor naturlig å vurdere områdene som er aktuelle for flytende og bunnfast hver for seg.

Det er forventet at teknologiutvikling vil føre til kostnadsreduksjoner framover, spesielt for flytende havvind, samtidig som usikkerheten er stor, så det vil sannsynligvis være behov for støtte fremover også. For norsk havvind er de bunnfaste områdene relativt sett dyre sammenlignet med bunnfast havvind i andre land, grunnet dypt vann og lang avstand til land. Hvis bunnfast havvind i Sørvest-områdene bygges med radiell nettilknytning, er det sannsynligvis behov for støtte. For å redusere risiko og bidra til å realisere havvind er det hensiktsmessig med en helhetlig plan fra myndighetene.

9.2.2. Regelverk og konsesjonsprosess

Nettilknytning av produksjon eller forbruk utenfor grunnlinjen krever med dagens regelverk tillatelse etter to regelverk og av to myndigheter. I Havenergilooven gir Energidepartementet tillatelse til utbygging av produksjon og nettilknytning utenfor grunnlinjen, mens i Energilooven gir NVE tillatelse innenfor grunnlinjen.

NVE har i rapporten om innspill til forvaltningsregimet kommet med forslag til endret konsesjonsprosess for nett- og produksjonsanlegg og forvaltningsregime for havvind.⁶⁸ NVE anbefaler at det bør være samme instans som har vedtaksmyndighet innenfor og utenfor grunnlinjen, og at regelverket så langt som mulig bør være det samme som på land. For å sikre at nettanlegget og havvidanlegget realiseres til samme tid foreslår NVE at nettutviklingen starter før havvindaktør er bestemt, og at det er Statnett som gjennomfører tidlige konseptvurderinger av nettløsning.

Nettløsning har lange ledetider, og det kan være mange berørte parter. Arbeidet innebærer å finne egnede arealer og traseer til nødvendige anlegg på land, som transformatorstasjoner, ledningstraseer og omformerstasjoner. Planleggingen av nettløsning bør derfor starter tidlig, der ulike konsepter mht. nettløsning, kapasitet på havvidanlegget og aktuelle stasjoner for tilknytning av havvind vurderes.

9.2.3. Rammebetingelser til havs må avklares

Per i dag er det ikke utpekt reguleringsmyndighet til havs, det er en nødvendig rolle som må på plass. Det er behov for regulatoriske avklaringer knyttet til tredjepartsadgang, markedstilgang, tariffing, klageadgang, tilknytningsplikt og økonomisk regulering. Kraftsystemet er ett sammenkoblet teknisk system, og helhet og konsistens i det regulatoriske rammeverket til havs må på plass i en tidlig fase. RME, som er myndigheten for regulering av kraftmarkedet og

⁶⁷Regjeringen, [strategi-for-leverandorindustrien-til-havvind_v5.pdf](#), august 2025

⁶⁸ NVE, [Innspill til forvaltningsregimet for fornybar energiproduksjon til havs - NVE](#), mai 2023

nettsystemet på land, har i rapporten *Regulering av nett til havs*⁶⁹ beskrevet prinsipper om tredjepartsadgang, budområder til havs og skissert modeller for fastsettelse av anleggsbidrag, støtte og KILE.

Som beskrevet i kapittel 7.1, har Statnett i brev fra Energidepartementet fått rolle som system- og planansvarlig til havs. Det er ikke forskriftsfestet under havenergiloven enda, men i utlysningssdokumentene for Sørlig Nordsjø II⁷⁰ og Utsira Nord⁷¹ skrev Energidepartementet at de vil sørge for at Statnett får hjemmel til å stille vilkår om fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet til produksjonsanlegg utenfor grunnlinjen. Utøvelsen av systemansvaret er vesentlig for å opprettholde forsyningsikkerhet i det norske kraftsystemet, derfor må det tydeliggjøres hva som skal ligge i den rollen til havs.

Det er ikke definert tilknytningsplikt til havs som involverer plikt til å koble til nye kunder eller produsenter til strømmettet, for eksempel ved utvidelse av havvindproduksjonen eller annen produksjonsteknologi. Det kan også være forespørsel om tilknytning av forbruk til havs, som elektrifisering av petroleumsinstallasjon eller hydrogenproduksjon. Dersom det kommer en tilknytning til havs, finnes det ingen regler eller ansvar for tilkobling av kunden, som kan føre til at kunden må bygge egen løsning inn til strømmettet på land. Avklaring rundt tilknytningsplikt kan føre til mer samfunnsøkonomiske nettløsninger og mer effektiv utnyttelse av havområder ved at flere aktører deler på nettinfrastruktur.

9.2.4. Avklaringer knyttet til hybride nettløsninger

Dersom tilknytning av havvind bygges med hybrid nettløsning medfører det behov for ytterligere avklaringer. Finansiering med fordeling av kostnader og inntekter mellom landene, samt markedsdesign og budområder til havs er viktig å avklare.

Finansieringsavklaring handler om hvordan kostnadene for nettanlegget på hybridforbindelse fordeles, som henger sammen med støtteordning og anleggsbidrag for vindkraftanlegget og HVDC-plattform som ligger i ett lands farvann. Fordeling av kostnader ved drift av nettanlegget må også avklares, i tillegg til systemdriftskostnader som er kostnader knyttet til å opprettholde stabil og sikker drift av kraftsystemet, f.eks. kjøp av reserver og reguleringstjenester. På inntektssiden skal det avklares hvordan man fordeler flaskehalsinntekter mellom land.

Valg av markedsdesign er avgjørende for å sikre effektiv kraftflyt og kostnadsfordeling mellom landene. Det er viktig at felleseuropeiske løsninger for krafthandel også gjelder til havs. Offshore Bidding-Zone-modellen, en modell for budområder til havs, er en forutsetning for effektiv utnyttelse av hybridforbindelser. Det sikrer likebehandling mellom aktører på land og til havs. Modellen sikrer effektiv produksjon og flyt gjennom korrekte prissignaler basert på tilbud og etterspørsel i budområdet og de tilknyttede budområdene, samt tilgjengelig overføringskapasitet. Det bør avklares om det skal gjelde.

Statnett har gjort et arbeid med europeiske TSOer som publiserte en rapport i mai 2025, som identifiserer regulatoriske utfordringer relatert til å integrere nett på land og til havs⁷². I rapporten peker ENTSO-E på seks nøkkeltema: geografiske områder og integrasjon av budområder til havs, balansering, frekvenskontroll, ramping rate for DC-forbindelser og vindkraftverk til havs. Dette bør prioriteres i det videre arbeidet med det regulatoriske rammeverket.

⁶⁹RME, *RME Rapport 1/2023: Regulering av nett til havs. Del II Hybridprosjekter*, 2023

⁷⁰Regjeringen, *vedlegg-3-prosjektområdet-nettilknytning-og-regulatoriske-forhold-for-forste-fase-av-sorlige-nordsjo-ii.pdf*, mars 2024

⁷¹Regjeringen, *vedlegg-2-prosjektomrader-nettforhold-og-regulatoriske-forhold-for-utsira-nord.pdf*, mai 2025

⁷²ENTSO-E, *ENTSO-E Offshore Roadmap*, mai 2025

Del D – Mulig utvikling av havvind i Norge



10. Det er god kapasitet i nettet på land til havvind

Hovedbudskap:

- Planlagt nett kan håndtere opp mot 15 GW havvind, særlig ved spredt tilknytning langs kysten
- Sør-Rogaland, Agder, Haugalandet, Bergen og Romsdal er best egnet for tilknytning
- Tidlig planlegging og samordning med forbruk gir lavere kostnader og bedre utnyttelse

10.1. NVE har gjennomført strategisk konsekvensutredning av havvindområder

I 2023 presenterte NVE 20 utredningsområder for havvind⁷³. Disse områdene ble videre utredet gjennom strategiske konsekvensutredninger, som NVE leverte i to deler. Første del omfattet havvindområdene Sørvest F, Vestavind F og Vestavind B⁷⁴, mens del 2 omfattet de øvrige havvindområdene⁷⁵. I løpet av arbeidet konkluderte NVE å ikke gå videre med de to områdene nord for Øst-Finnmark, slik at det nå totalt gjenstår 18 områder som er aktuelle for havvind.

NVEs overordnede vurdering er at de fire områdene Vestavind C og Sørvest B, C og D skiller seg ut som mer teknisk-økonomisk egnet og med lavere samlede konsekvenser enn de øvrige havvindområdene. I tillegg ble Nordvest B og Nordavind C og D vurdert som mindre teknisk-økonomisk egnet.

I forbindelse med NVEs strategiske konsekvensutredninger, har Statnett utarbeidet to underlag om hvor mye havvind det er kapasitet til å tilknytte det norske kraftsystemet⁷⁶. I tillegg har vi levert høringssvar til Energidepartementets om utredningen⁷⁷. I våre innspill gir vi et kunnskapsgrunnlag om hvilke havvindområder som er best egnet i et kraftsystemperspektiv, hvilke nettområder på land som har størst behov for kraft og hvor mye nettkapasitet det er i eksisterende og planlagt nett. Hovedpunktene i våre innspill er gjengitt i dette kapitlet.

10.2. Med god planlegging kan kraftsystemet håndtere mye havvind

Målnettet, slik det er beskrevet i Statnetts områdeplaner, vil legge til rette for tilknytning av en stor mengde havvind i Norge. Vi kan redusere nettkostnadene både til havs og på land gjennom god planlegging og ved å spre utbyggingen av havvind for å oppnå regional balanse mellom produksjon og forbruk.

10.2.1. Havvindområder nær kraftbehov, med lave kostnader og høy lønnsomhet bør prioriteres

Ved å starte med utvikling av havvindområder som ligger nærmest industriknutepunktene på land, vil dette redusere kostnadene for nettutvikling på land og til havs, i tillegg til å redusere ulemper for natur og miljø. Flere industriknutepunkter har enten god nettkapasitet for ny produksjon, eller det er planlagt oppgradering av nettet grunnet i forbruksvekst og reinvesteringer. Ved å knytte havvinden til disse områdene kan en unngå at store nye nettutbygginger utløses av havvindutbygging.

⁷³ NVE, [Identifisering av utredningsområder for havvind](#), april 2023

⁷⁴ NVE, [Strategisk konsekvensutredning av vindkraft til havs – del 1](#), november 2024

⁷⁵ NVE, [Strategisk konsekvensutredning av vindkraft til havs – del 2](#), juni 2025

⁷⁶ Statnett, [Innspill til SKU del 1- Vestavind B og F](#), november 2024 og [Innspill til SKU del 2](#), april 2025

⁷⁷ Regjeringen, [Høring av strategisk konsekvensutredning for havvindområder - regjeringen.no](#), oktober 2025

I tillegg til utvikling av områder nær der det er kraftbehov, bør områdene med lavest kostnader prioriteres. Statnetts erfaring er at disse kriteriene sammenfaller for flere lokasjoner. Dette gjelder særlig for områdene utenfor Sør-Rogaland/Agder og Haugalandet som allerede er utlyst for havvind, og som også har plass til mer. Det gjelder også for Bergensområdet og Romsdal. Videre er det også mulig å tilknytte havvind i Sogn og Fjordane, Trøndelag og Helgeland, men her er det plass til mindre volum havvind i tillegg til at nettløsningene kan bli dyrere på grunn av lengre avstander til land. I Troms og Finnmark er det også plass i nettet til å tilknytte havvind, men siden NVEs underlag viser at havområdene her er dyre å utvikle, legger vi til grunn at disse ikke vil bli bygget ut i første omgang.

Tabell 5 viser vår rangering av hvilke nettområder på land som egner seg for tilknytning av havvind fra et kraftsystemperspektiv, slik vi spilte inn til NVEs SKU-arbeid. Tabellen viser også hvor stor kapasitet havvind-forbindelser som kan knyttes til land i planlagt nett. Volumene kommer i tillegg til det som allerede er reservert til Ventyr (1400 MW) og på Utsira Nord (500 MW). Forutsetninger for tallene er presentert i vårt innspill til NVE fra april⁷⁸.

- Med **dagens nett** mener vi nettet som er i drift i dag, under bygging eller som har gyldig tillatelse til å bli bygget. Når vi angir tilgjengelig kapasitet regner vi ikke med kapasitet som allerede er reservert.
- Med **planlagt nett** mener vi dagens nett pluss konkrete tiltak og utbygginger av nettet hvor vi har igangsatt prosjekter.

Tabell 5: Statnetts rangering av nettområder og mulig volum havvind som kan knyttes til i dagens og planlagt nett.

Rangering	Nettområde	Mulig volum havvind- forbindelser i <u>dagens</u> nett	Mulig volum havvind- forbindelser i <u>planlagt</u> nett
1	Sør-Rogaland og Agder	0 MW	2800 MW
1	Haugalandet	1700 MW	1700-2200 MW
1	Bergensområdet	1400 MW	1400 MW
1	Romsdalen	1400 MW	1400 MW
2	Sogn og Fjordane	500-700 MW	500-700 MW
2	Trøndelag	0 MW	400-500 MW
2	Helgeland	400-500 MW	400-500 MW
2	Troms og Finnmark	400-500 MW	500-600 MW

Til slutt vil også forventet kraftpris i de ulike prisområdene ha betydning for lønnsomheten av havvinden. I vår Langsiktige Markedsanalyse 2024-2050 legger vi til grunn at NO3 og spesielt NO4 fortsatt vil ha betydelig lavere priser enn NO2 og NO5 i 2030, men at prisforskjellene vil reduseres gradvis. I 2040, når flesteparten av de planlagte nettførsterkningene er gjennomført, er det betydelig mindre prisforskjeller mellom prisområdene i gjennomsnitt. Dette taler for at havvindutbygginger som skal ferdigstilles på 2030-tallet bør prioriteres å legges til NO2 og NO5. Vi skriver mer om dette i kapittel 4.2.

10.2.2. Større volum havvindproduksjon må spres langs kysten og nettområder må ses i sammenheng

Ved en utbygging av større volum havvind i Norge, vil det være gunstig å spre utbyggingen mot flere regioner. Ved å oppnå noenlunde balanserte regionale utbygginger av produksjon og forbruk, vil behovet for nettutbygging reduseres. F.eks. vil

⁷⁸ Statnett, [Innspill til SKU del 2](#), april 2025

en tilknytning av mer enn 2,8 GW havvind inn mot Sør-Rogaland og Agder kunne kreve utbygginger av nye transportkanaler for strøm på land fra helt sør i Norge og mot forbruksområder lengre opp på Øst- og Vestlandet.

I tillegg til økt behov for frakt av kraft, vil større volum havvind til ett nettområde kunne virke inn på stabiliteten i kraftsystemet. Ved store volum havvind, må derfor nettområdene ses i sammenheng. Statnetts markedsanalyser baserer seg på en balansert utvikling, der produksjon og forbruk balanseres ut innenfor hver region. Dersom det skal mates inn store volumer havvind konsentrert i mindre regioner må det gjøres større marked- og nettanalyser for å se hvordan dette påvirker transmisjonsnettet også utenfor regionen. Se mer om dette i kapittel 8.

10.2.3. Starte tidlig med planlegging

Det er gunstig å starte tidlig med planlegging og utbygging av nettløsninger for havvind – både på land og til havs. Nett har lange ledetider og det er gunstig at flest mulig usikkerheter rundt nettutvikling er avklart før en havvindutlysning.

Ved en offentlig konkurranse om tildeling av havvindområder vil mest mulig avklarte forhold rundt nettutvikling gi redusert usikkerhet og lavere kostnader. Dette gjelder særlig ved hybride forbindelser, men også ved radielle forbindelser hvor havvindutvikleren bygger selv. All reduksjon av usikkerhet vil bidra til reduserte kostnader. For at alle forhold rundt trasé, tilknytningspunkt, nettløsning og kostnader skal være avklart frem til et nivå der myndighetene kan gi konsesjon til nettløsningen samtidig som tildeling av havvindområdet, må planlegging og prosjektutvikling av nettløsning ha startet flere år i forveien. Ved et utlysningstidspunkt vil det være særlig viktig å ha avklart om nettløsningen skal bygges for flere formål, som flere havvindparker, offshore forbruk, eller som hybride nettløsninger.

Utbygging av nett har også som oftest lengre ledetider enn selve havvindparkene, både i fasen før konsesjon gis og i selve utbyggingsfasen. I dagens leverandørmarked er leveringstidene for nettanlegg lange, og selve installasjonsperioden varer som regel i flere år. Utbygging av nett vil dermed ofte være på kritisk linje for ferdigstilling av havvind og nett, også i tilfeller der nettplanleggingen har startet tidlig.

10.3. Det er plass til opp mot 15 GW havvind i planlagt nett

Totalt viser våre analyser at det er mulig å tilknytte opp mot 15 GW havvind til 2045. Dette volumet gjelder for eksisterende nett eller nett som allerede er planlagt utbygget for andre formål, og forutsetter en spredt tilknytning av havvind til flere industriknutepunkter langs kysten. Et slikt volum inkluderer også tilknytning til nytt offshore forbruk og hybride tilknytninger med større havvindkapasitet enn det er mulig å tilknytte radielt til land i Norge. Utover dette kan det være mulig å tilknytte større volum havvind hvis ny produksjon samlokaliseres med nytt forbruk på land og det planlegges for lokale nettinvesteringer, men det må i så fall utredes grundigere av Statnett.

I Tabell 6 viser vi hvor mye nettkapasitet vi har reservert og hvor mye det kan være mulig å tilknytte fra havvind i planlagt nett for hver av kategoriene i NVEs overordnede vurdering av havvindområdene i den strategiske konsekvensutredningen. Totalt er det plass til 12 GW når vi summerer på denne måten. Det er i tillegg mulig å bygge ut ca. 3 GW mer havvind enn kapasiteten mot land, gitt at denne tilknyttes hybride forbindelser eller til nytt offshore forbruk som ikke enda er planlagt elektrifisert. I tabellen skiller vi på om områdene er aktuelle for bunnfast eller flytende havvind. I kolonnen lengst til høyre viser vi akkumulert nettkapasitet fra øverst til nederst.

Tabell 6: Allerede reservert og mulig nettkapasitet for tilknytning av havvind i planlagt nett for hver av kategoriene i NVEs overordnede vurdering. Alle tall er fra Statnetts innspill til NVEs SKU del 2 fra april, og gjengitt i Tabell 5 over.

NVEs overordnede vurdering av områdene	Bunnfast (Radial eller hybrid)	Flytende (Radial)	Akkumulert nettkapasitet
Allerede reservert kapasitet	Sørvest F 1,4 GW	Vestavind F 0,5 GW	1,9 GW
Mer teknisk-økonomisk egnet og lavere samlet konsekvens	Sørvest B, C og D 2,8 GW	Vestavind C 3,6 GW	6,4 GW
Tilsvarende godt teknisk-økonomisk egnet, men høyere samlede konsekvenser		Vestavind D Sønnavind A Tillegg: 0 GW	Tillegg: 0 GW
Mindre teknisk-økonomisk egnet		Nordvest B Nordavind C og D Tillegg: 1,1 GW	Tillegg: 1,1 GW
Øvrige områder med større variasjon både i teknisk-økonomisk egnethet og i samlet konsekvenser innad i området	Sørvest A og E Tillegg: 0 GW	Nordvest A og C Vestavind A, B og E Tillegg: 2,6 GW	Tillegg: 2,6 GW
Totalt	4,2 GW bunnfast	7,8 GW flytende	Totalt: 12 GW

10.4. Oversikt over nettkapasitet og mulige tilknytningspunkt i ulike områder

I forbindelse med NVEs strategiske konsekvensutredning, leverte Statnett en vurdering av tilgjengelig nettkapasitet i kraftsystemet og mulige tilknytningspunkt for hvert av de konkrete havvindområdene i henholdsvis dagens- og planlagt nett⁷⁹. Våre vurderinger ble basert på eksisterende kunnskap og analyser, og bygger blant annet på vår tidligere leveranse til NVE, *Tilknytning av nye havvindområder til land*⁸⁰ fra 2023. I dette kapitlet gir vi en overordnet oppsummering.

10.4.1. Vestavind kan tilknyttes nettområder med høyt kraftbehov

Bergensområdet og Haugalandet er underskuddsområder, har tilgjengelig nettkapasitet og stor etterspørsel etter ny kraftproduksjon. Det er områder med mye industri og jevnt høyt forbruk. Havvind inn til disse nettområdene kan derfor være positivt for energibalansen og vil kunne avlaste nettet på land.

Vestavind E og F kan knyttes til Haugalandet

På Utsira Nord, som utgjør mesteparten av Vestavind F, er det planlagt statsstøtte for ett av tre prosjekter på 500 MW. Siden området ble åpnet i 2020, er det blitt gjennomført flere utredninger av nettløsninger, kraftsystemvirkninger og miljø- og samfunnsinteresser her. Statnett har pekt på Gismarvik eller Karmøy stasjoner som mulige tilknytningspunkt. Området ligger nær land og er mulig å tilknytte uten fordyrende stasjonsanlegg til havs. Det er derfor hensiktsmessig å videreføre utbygging av havvind i dette området. Vestavind E ligger lengre fra land, omkring 70-100 km, og har derfor høyere kostnader for nettilknytning.

⁷⁹ Statnett, [Innspill til SKU del 2](#), april 2025

⁸⁰ Statnett, [Tilknytning av nye havvindområder til land](#), februar 2023

Vestavind B, C og D kan knyttes til Bergensområdet – et sterkt nettområde med høyt kraftbehov

Vestavind C og D vil gi kraft inn mot Bergensområdet, som har et stort kraftbehov. Vestavind D ligger ned mot 25 kilometer fra Statnett sin planlagte stasjon på Øygarden og utpeker seg spesielt med tanke på kostnader for nettilknytning. Vestavind C ligger på det nærmeste omtrent 50 km fra Øygarden stasjon. Begge felter kan i prinsipp tilknyttes med en AC-forbindelse uten stasjonsanlegg til havs. Vestavind B ligger noe lengre unna, på det nærmeste omtrent 60 km fra Øygarden, slik at det kan bli behov for fordyrende stasjonsanlegg til havs. Det er mye petroleumsaktivitet i området, som gjør at det kan være et potensial for samordning av elektrifisering og havvind.

Vestavind A og B kan knyttes til Sogn og Fjordane – som ikke er blant de mest aktuelle områdene i første omgang

Vestavind A og nordlige deler av Vestavind B kan tilknyttes mot Sogn og Fjordane, hvor det ikke er like stort kraftbehov. I tillegg gjør avstandene til land at havvind må tilknyttes med stasjonsanlegg til havs. Dette er fordyrende, og disse områdene bør ikke prioriteres opp mot de andre områdene som har antatt lavere kostnader for nettilknytning og høyt kraftbehov.

10.4.2. Sørvest kan knyttes til Sør-Rogaland og Agder

Sør-Rogaland og Agder er nettområder med sterkt kraftnett, god utvekslingskapasitet til utlandet og nærhet til regulerbare vannkraft, og som dermed egner seg godt for tilknytning av havvindproduksjon.

Sørvestområdene kan knyttes til Sør-Rogaland og Agder – gode nettområder for tilknytning av havvind

Sørvestområdene ligger mer enn 100 km fra fastlandet og må tilknyttes med HVDC-forbindelse og stasjonsanlegg til havs. I tillegg til at området kan bygges ut med bunnfast havvind er vindforholdene gunstige. Derfor har NVE vurdert at radialer fra Sørvestområdene har lavere energikostnad enn alle områdene som er egnet for flytende havvind⁸¹. Beliggenheten sør i Nordsjøen, nær andre lands havområder, gjør at hybride forbindelser er aktuelt her. Som beskrevet nærmere i kapittel 6 gir hybrid høyere samfunnsøkonomisk nytte enn en radiell tilkobling.

Sønnavind konkurrerer om tilknytning i samme område som Sørvestområdene

Sønnavind er blant de flytende havvindområdene med laveste energikostnad, og er kun marginalt dyrere enn bunnfaste havvind-radialer fra Sørvestområdene.⁸² Sønnavind ligger omtrent 30-100 km fra land, som gjør at deler av området trolig kan tilknyttes med AC-forbindelse, uten stasjonsanlegg til havs. Området konkurrer imidlertid om den samme nettkapasitet på land som Sørvestområdene, slik at en utbygging her vil påvirke mulighetene for utbygging av hybride forbindelser.

10.4.3. Nordvest ligger utenfor et stort område med ulike kraftbehov

Nordvest C kan knyttes til Fræna stasjon i Romsdal

Nordvest C kan tilknyttes til Fræna stasjon utenfor Molde, og er best egnet av Nordvest-områdene fra et kraftsystemperspektiv. Fræna stasjon ligger nær stort forbruk og det er flere industriplaner i området. Nordvest C ligger fra 55-155 km fra land. Den nærmeste delen vil kunne tilknyttes med AC-forbindelse direkte til land, mens området lengre fra land må tilknyttes med HVDC.

⁸¹ NVE, [Teknisk-økonomisk vurdering av utredningsområder for havvind](#), juni 2025

⁸² NVE, [Teknisk-økonomisk vurdering av utredningsområder for havvind](#), juni 2025

Nordvest A kan tilknyttes Helgeland der vi forventer endring av kraftbalanse fra kraftoverskudd til underskudd

Det er planer om svært mye ny industri på Helgeland, noe som gjør det gunstig med havvind tilknyttet her. Området ligger i grenseland for hva som er mulig med å tilknytte med AC-teknologi. Mens NVE har lagt til grunn tilknytning med likestrøm, kan det kanskje også være mulig med tilknytning med AC, ved samtidig utbygging av nett på land og eller til øyer.

Nordvest B ligger langt fra Trønderlagskysten, men kan være aktuelt for felles nettløsning med petroleum

Nordvest B ligger mellom Haltenbanken, som er under utredning for elektrifisering, og Draugen og Njård, som har fått konsesjon for elektrifisering. Siden området ligger langt fra Trøndelagskysten vil det være behov for HVDC her, noe som gjør området mindre egnet for radiell tilknytning. Det kan likevel være aktuelt å bygge ut havvind her ved en felles nettløsning med elektrifisering av petroleum.

10.4.4. Nordavindområdene har antatt høyest energikostnad

Nordavind C og D ligger langt fra fastland, og begge områdene må tilknyttes med HVDC-forbindelser. I tillegg vil det være behov for nettutvikling på land. Dette gjør områdene dyrere og mindre egnet for havvind. I tillegg er vindressursene her blant de svakeste, og NO4 har også forventet lavere kraftpriser enn resten av landet de neste årene. Mens nettområdet i dag er et overskuddsområde, vil økt kraftforbruk som elektrifisering av Melkøya øke kraftbehovet i regionen. Samtidig er det meldte landvindprosjekter som også kan gi kraft til området raskere og rimeligere enn havvind. Dersom flere landvindprosjekter blir realisert, vil det være begrenset kapasitet til havvind. Nordavind A og B er ikke vurdert, da NVE har konkludert å ikke gå videre med disse områdene.

11. Scenarier for videre utvikling av havvind og nett

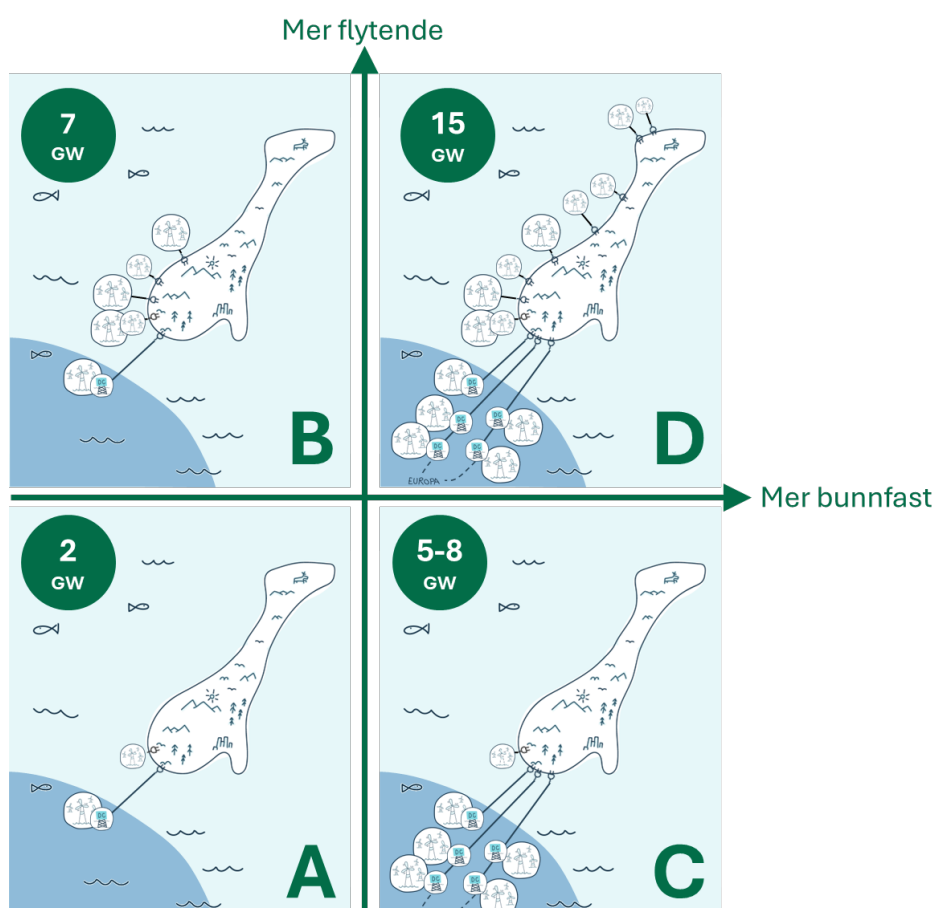
Hovedbudskap:

- Vi har laget fire scenarier som viser mulig utvikling mot 2045 – fra 2 GW til 15 GW havvind
- Utviklingen av flytende havvind og hybride forbindelser er avgjørende for videre vekst
- Med god planlegging og kostnadsreduksjoner kan havvind bli en sentral del av Norges kraftsystem

11.1. Utvikling kan innebære både mer flytende eller mer bunnfast havvind

11.1.1. Aksekors med fire scenarier for havvindutviklingen

Havvindutviklingen i Norge har startet med Hywind Tampen som er i drift, og utlysningene av Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord, på totalt 2 GW. Hvordan utviklingen vil fortsette fremover er særlig avhengig av hvordan bransjen vil lykkes med å redusere kostnadene, nivået på fremtidige støtteordninger og samfunnsaksepten for ulike konsepter. For å illustrere hvordan utviklingen kan bli, har vi oppdatert vårt aksekors fra forrige utgivelse av Utvikling av nett til havs fra 2023⁸³, inkludert hvilke volumer havvind det kan være mulig å tilknytte til land.



Figur 25: Scenario-aksekors for norsk havvind

⁸³ Statnett, [Temarapport: Utvikling av nett til havs](#), 2023

Aksekorset definerer fire scenarioer frem mot ca. år 2045, når Statnett har ferdigstilt utbyggingen av målnett på land slik vi har i våre områdeplaner.⁸⁴ Y-aksen peker i retning av mer utbygging av flytende havvind, mens X-aksen peker i retning av mer bunnfast havvind. I hver kvadrant indikerer vi hvilke havområder som kan bli bygget ut og hvilke områder på land som kan få havvindtilknytninger. Øverst til høyre tilsvarer det mest optimistiske scenarioet når det kommer til hvor mye volum havvind som kan bygges ut. Volumene er riktignok begrenset til det vi har presentert i Tabell 5 og Tabell 6 i kapittel 10., og viser hva som kan være mulig å tilknytte uten ytterligere nettførsterkninger på land. Alle kostnadsvurderinger belager seg på NVEs SKU.

Scenario A danner et startpunkt for alle de andre scenarioene

Dette scenarioet inkluderer Hywind Tampen og dagens to utlyste områder i Sørliche Nordsjø II (Ventyr) og Utsira Nord. Gitt at kostnadsnivået og subsidiebehovet for videre utvikling av flytende og bunnfast havvind blir vedvarende høyt, og Norge heller ikke ønsker å bygge ut hybride forbindelser, kan utviklingen stoppe her.

Tabell 7: Scenario A med anslått volum

Hywind Tampen	100
UN – første auksjon	500
Ventyr	1 400
	2 000

I B blir flytende havvind bygget ut langs kysten

Lønnsomhet for aktørene kan også innebære en andel statlige støtteordninger. Som vist i kapittel 5.1, øker kostnaden for flytende havvind betydelig hvis det er behov for offshore stasjonsanlegg, enten for likestrøm eller vekselstrøm. Hvis vi kun legger til grunn de flytende havvind-feltene som kan bygges ut med lavest kostnad er det plass til ca. 5 GW i planlagt nett. Dette volumet har vi plassert i scenario B, i tillegg til det som ligger i scenario A. I scenario D tar vi også med ca. 2 GW ytterligere flytende havvind som kan tilknyttes langs kysten, men som vil være dyrere og mindre lønnsom å bygge ut.

Tabell 8: Scenario B med anslått volum

Scenario A	2 000
Bergen (Vestavind B, C og D)	1 400
Haugalandet (Vestavind F)	1 500
Romsdal (Nordvest C)	1 400
Sogn og Fjordane (Vestavind A og B)	700
	7 000

I scenario C bygges bunnfast havvind på radial eller hybrid

Vi legger til grunn at det maksimalt er plass til to havvindforbindelser hver på 1,4 GW i NO2 frem mot 2040, utover Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord, slik vi beskrev i Nettutredningen Sørvest F.⁸⁵ Ved utbygging av to radialer eller hybrider av typen *Storhandel* eller *Vind-Vind* (Se kapittel 6.2), er det en-til-en mellom havvindvolumet og hva som kan knyttes til land, altså 2,8 GW. Gitt at begge forbindelsene bygges ut som *Storvind*-hybrider, kan hver forbindelse være tilknyttet dobbelt så mye havvind. Dette kan gi ytterligere 2,8 GW havvind, totalt 5,6 GW som det kan bli rasjonelt å utvikle. Vi beskriver volumet havvind i scenario C som et spenn fra 5-8 GW, avhengig av hvilke typer hybrider eller radialer som realiseres, mens vi i scenario D kun har lagt til det største volumet.

Tabell 9: Scenario C med anslått volum

Scenario A	2 000
2 x Radialer eller Storhandel-hybrider (Sørvest A-F)	2 800
+ Ytterligere volum ved 2 x Storvind-hybrider (Sørvest A-F)	2 800
	7 600

⁸⁴ Statnett.no – Planer og analyser

⁸⁵ Statnett, *Nettutredning Sørvest F*, februar 2025

I scenario D bygges det ut totalt 15 GW havvind på både flytende havvind og hybrider

I scenario D har vi maksimert hvor mye havvind det kan være mulig å tilknytte i alle de identifiserte områdene. Vi tar da hensyn til hvor mye det er plass å tilknytte i nettet på land uten flere nettførsterkninger enn det som allerede er planlagt for andre formål, som beskrevet i kapittel 10.3. Totalt gir dette opp mot 15 GW havvind. Dette inkluderer også flytende havvind som vil ha behov for dyr nettilknytning. 15 GW tilsvarer ca. 50 % av dagens produksjonskapasitet på land, og er omtrent på nivå med Statnetts høye scenario for 2050 i LMA 2024.⁸⁶

Tabell 10: Scenario D med anslåtte volum

Scenario A	2 000
Scenario B, ytterligere	5 000
Scenario C, ytterligere	2 800
Haugalandet (Vestavind E)	700
Helgeland (Nordvest A)	500
Trøndelag (Nordvest B)	500
Troms og Finnmark (Vestavind C og D)	600
	14 900

11.1.2. Med ytterligere nettinvesteringer er det mulig å bygge ut mer havvind i Norge

Ved en balansert utvikling av lokal produksjon og forbruk er det mulig å knytte til mer havvind flere steder. Dette vil antagelig kreve noe lokale nettførsterkninger på land, som økt stasjonskapasitet og nye linjer. Med god planlegging vil ikke større mengder uregulert kraftproduksjon trenge å føre til flaskehalser og oppgraderinger av de store transportkanalene for kraft mellom landsdelene. En geografisk fordelt vannkraftkapasitet og planer om effektoppgraderinger i flere vannkraftverk bidrar til at lokale ubalanser ikke vil spre seg videre i transmisjonsnettet. Siden flere av de flytende havvindområdene kan bli dyre å bygge ut på grunn av behovet for kostbare offshore stasjonsanlegg, kan det være mer lønnsomt å heller bygge ut større volum havvind der det kan gjøres til lavest kostnader. Her må kostnad for nytt nett på land sees opp mot økte kostnader for nett til havs. Statnett har i dag ikke planer for ytterligere netttiltak som vil være nødvendig for å realisere slike volum.

Hvis det bygges større mengder havvind i et område enn det som kan håndteres gjennom lokalt forbruk og fleksibilitet, kan det likevel føre til behov for større investeringer i transportkanalene. Dette vil i så fall bli dyrere og vanskeligere å gjennomføre. F.eks. kan flere havvind-forbindelser enn vi har anbefalt tilknyttet mot Sørlandet føre til behov for nye stasjoner og linjetraséer over lange avstander mot Vest- og/eller Østlandet.

I scenarioene har vi ikke inkludert utbygging av felles nettløsninger for havvind og elektrifisering av petroleum, slik vi skriver om i kapittel 5. I noen tilfeller kan slike utbygginger føre til mulighet for noe økt utbyggingsvolum for havvind.

11.2. Kostnadene må ned for at havvind skal bli lønnsomt

11.2.1. Det er stor usikkerhet rundt videre utvikling

Det er stor usikkerhet rundt videre havvindutvikling i Norge, og utviklingen kan stoppe med alternativ A. En utvikling videre herfra mot en av de andre scenarioene i aksekorset, vil forutsette at kostnadsnivået reduseres og at det etableres totalløsninger som er akseptable fra flere samfunnsperspektiv. En utbygging av store volum havvind vil forutsette at investeringene blir lønnsomme, uten vesentlig behov for statlig støtte. Foreløpig har støttebehovet for de to første havvindutlysningene vært på henholdsvis 23 mrd. NOK for 1500 MW bunnfast havvind i Sørlige Nordsjø II og inntil 35 mrd. NOK for 500 MW flytende havvind på Utsira Nord. Begge prosjektene med radiell nettløsning. Mest sannsynlig vil erfaringen fra de første havvindprosjektene, sammen med ny innovasjon og ikke minst erfaringen fra andre land, bidra til

⁸⁶ Statnett, [Langsiktig markedsanalyse \(LMA\) 2024-2050](#), februar 2025

at kostnadene reduseres i fremtiden. Det er imidlertid stor usikkerhet rundt hvor raskt og hvor mye kostnadene kan reduseres. I kapittel 7.3 beskriver vi hvordan Statnett bidrar i dette arbeidet.

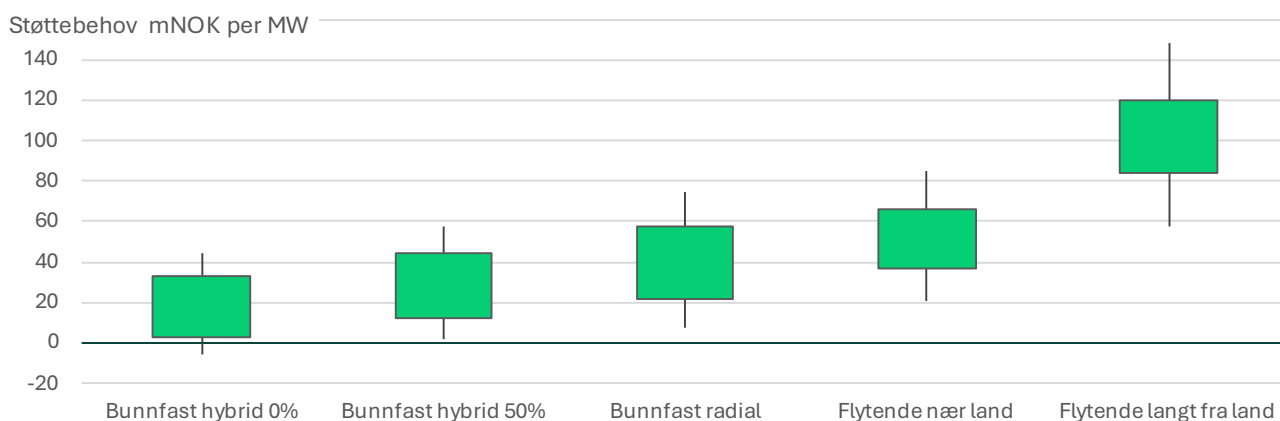
11.2.2. Støttebehovet er trolig en del lavere med hybrid enn flytende eller bunnfaste radialer

Støttebehovet for fremtidige utlysninger for havvind er forbundet med stor usikkerhet. Det gjelder særlig for flytende havvind, som foreløpig har lite erfaringsgrunnlag. Som er regneøvelse, har vi sammenstilt levetidskostnadene fra NVEs SKU med Statnetts egne prisestimat fra LMA 2024, for å illustrere lønnsomheten for havvind i Norge.⁸⁷ Vi understreker at dette ikke viser Statnetts forventning, men er ment som en illustrasjon for å vise hva NVEs kostnadsnivå vil bety for havvind som realiseres tidlig på 2030-tallet. I alle regneeksemplene er havvind ulønnsomt isolert sett, og det vil være behov for støtte for å realisere utbyggingene.

Sammenstillingen er presentert i Figur 26 nedenfor. Støttebehovet er oppgitt per MW. Den grønne boksen representerer en kombinasjon av ulike områder for havvind og oppnådd kraftpris fra de ulike markedsscenarioene i LMA, mens streken representerer 20 % opp og ned i kostnader på toppen av dette. Dette gir samlet sett et stort utfallsrom for støttebehov for de ulike havvindkategoriene, noe som reflekterer at det reelt sett er stort usikkerhet rundt dette.

Figuren viser at havvind på bunnfast hybrid har lavest estimert støttebehov. Det laveste støttebehov kommer i alternativet der havvindaktørene ikke betaler anleggsbidrag for nettløsningen. I Nettutredning Sørvest F viste vi hvordan en slik ordning kan finansieres over nettleia, samtidig som forbrukerne på land kommer positivt ut av en investering i havvind og nettanlegg. Hva som skal være nivået på et anleggsbidrag i Norge er ikke avklart, og vil være opp til myndighetene å bestemme. Vi har skrevet mer om hybrider i kapittel 6.

I vårt regneeksempel innebærer radial nettilknytning et betydelig støttebehov for både bunnfast og flytende havvind, med et bredt utfallsrom som reflekterer den store usikkerheten i kostnadsanslagene. De bunnfaste Sørvest-områdene har et støttebehov på mellom 10 og 75 mill. NOK pr MW, mens støttebehovet for de flytende områdene som er nærmere land ligger mellom 20 og 85 mill. NOK pr MW. For flytende områder lengre fra land og med dyrere nettkostnader gir denne sammenstillingen et særlig høyt støttebehov opp mot og over 100 mill. NOK pr MW.



Figur 26: Sammenstilling av støttebehov per MW havvind for de ulike områdene i 2030. Boksen viser kombinasjon av ulike områder og markedsscenarioer. Strek viser lave og høye kostnadsanslag på toppen av dette. Kilde: NVEs SKU og Statnett

⁸⁷ Vi har her antatt en WACC på 6 % og at støttebeløpet utbetales som investeringsstøtte ved driftsstart. For hybrider har vi lagt til grunn nettkostnader fra Statnetts rapport "Nettløsning Sørvest F". Øvrige kostnader, inkluder kostnader for havvindanlegget og kapasitetsfaktorer, er basert på NVEs tall for å gjøre det så sammenlignbart som mulig.

Sammenligner vi vår figur med støttenivåene for de utlyste havvindområdene i Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord, ser vi at begge beløpene ligger utenfor boksene, noe som bekrefter den store usikkerheten som ligger i disse estimatene. Mens Ventyrs støttenivå på 23 mrd. NOK for 1500 MW, ligger i underkant av boksen i Figur 26, ligger støttenivået på Utsira Nord på 35 mrd. NOK for 500 MW i overkant. Samtidig er heller ikke tallene nøyaktig sammenlignbare, da beregningene i figuren forutsetter at støtten utbetales som investeringsstøtte, mens støtten på Sørliche Nordsjø II utbetales som CfD over flere år.

Estimatene i Figur 26 er basert på NVEs kostnadsanslag for 2030. Disse vil endres etter hvert som kostnadene for bunnfast og flytende havvind vil utvikle seg over tid. Hvordan lønnsomheten av havvind vil utvikle seg videre utover mot 2040 og 2050 er svært usikkert og avhengig av hvordan kostnadene vil utvikle seg frem til det aktuelle beslutningstidspunktet. Ettersom bunnfast havvind er en mer moden teknologi, mens flytende havvind fremdeles er relativt uprøvd, er det flere som forventer at kostnadene for flytende havvind vil kunne reduseres mer enn kostnadene for bunnfast havvind på sikt. Om dette skjer vil totalkostnaden for radialer med flytende havvind kunne bli konkurransedyktig med bunnfaste havvind på sikt i Norge. Dette drives av at nettkostnadene for flytende havvind er vesentlig lavere enn for bunnfast havvind når det gjelder radialer.



Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no

