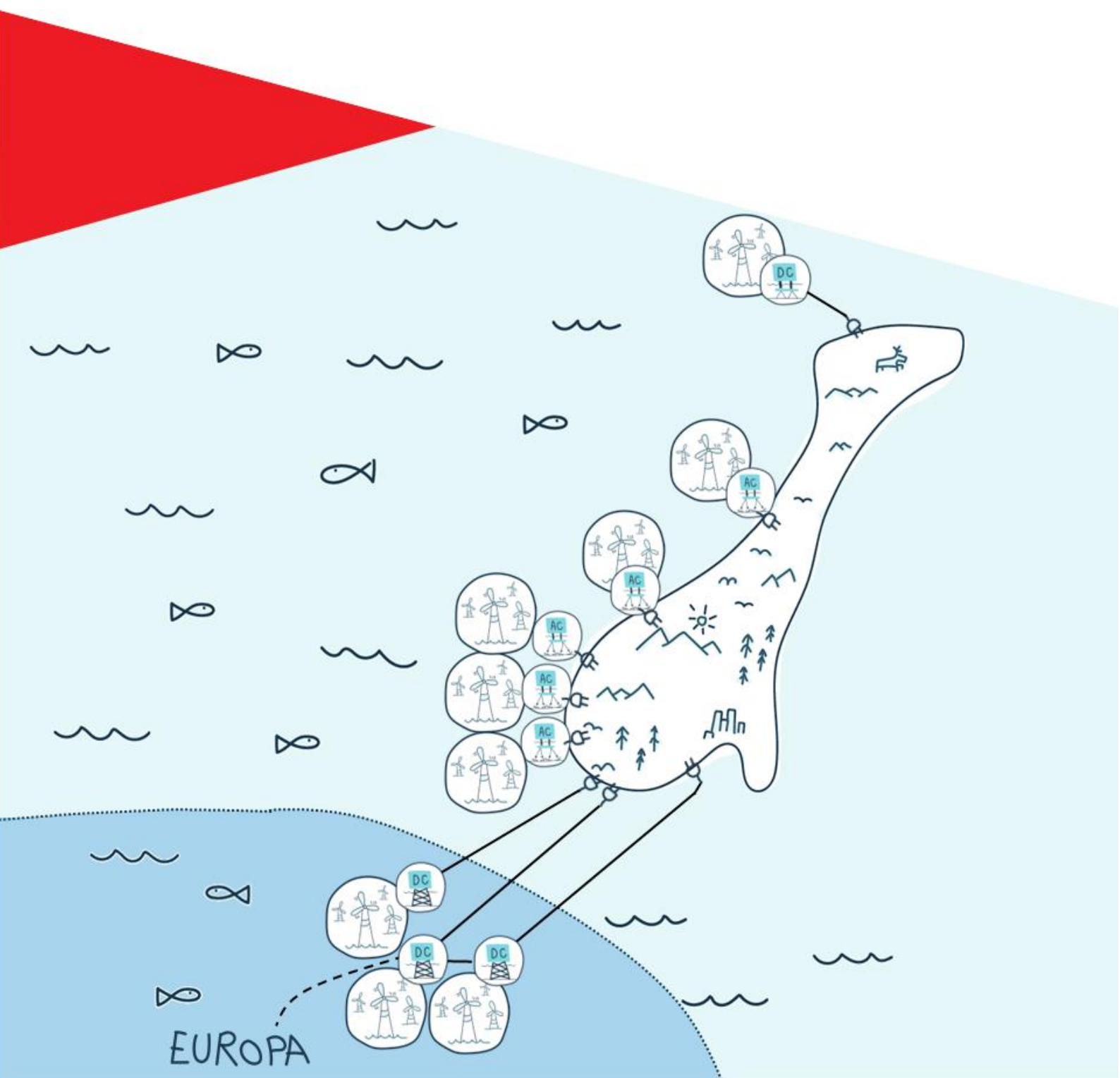


Temarapport:

Utvikling av nett til havs

November 2023



Forord

I forbindelse med Statnetts Systemutviklingsplan (SUP) gir vi i år ut en egen temarapport om *Utvikling av nett til havs*. Rapporten er en av flere temarapporter, markedsanalyser og områdeplaner som beskriver en nødvendig utvikling av kraftsystemet i Norge for å legge til rette for grønn omstilling og ny industri.

Norge trenger mer kraftproduksjon i møtet med det grønne skiftet, og regjeringen har ambisjon om å lyse ut områder for 30 GW havvind innen 2040. For å oppnå en mest mulig bærekraftig og samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet til havs er det behov for god planlegging og et felles kunnskapsgrunnlag. Målet med denne temarapporten er å bidra til en slik utvikling. Det er fortsatt mange usikkerheter rundt hvordan havvindutviklingen vil bli i Norge, og videre avklaringer og utredninger vil være nødvendig for å lage en mer detaljert plan for nett til havs.

Statnett har som mål å forberede kraftsystemet på tilknytning av 15 GW havvind innen 2040, noe som muliggjør en grønn omstilling og ny industri. For å få til dette trengs det utvikling av både nett og system. Nett til havs må utvikles integrert med kraftsystemet på land, og en rask, samfunnsøkonomisk og bærekraftig utvikling oppnås best ved godt samarbeid på tvers av sektorer og interessenter.

I del 1 i temarapporten beskriver vi dagens situasjon for havvindutviklingen i Norge og Europa, og Statnetts roller i utviklingen. I del 2 gir vi et kunnskapsgrunnlag som beskriver gjeldende forutsetninger, utfordringer og muligheter for videre utvikling. Til slutt, i del 3, presenterer vi våre anbefalinger for de neste havvindutlysningene i 2025 og utviklingen frem mot 2040. Rapporten belyser flere ulike temaer, og kapitlene er skrevet for å kunne leses separat. Enkelte tema vil derfor gå igjen i flere kapitler.

Rapporten retter seg mot myndigheter, havvindutbyggere, leverandører, aktører i industri og kraftbransjen, og andre interessenter for å gi et kunnskapsgrunnlag og anbefalinger for utviklingen av nett til havs.

Redaktør av rapporten er Amund Ljønes. Styringsgruppen består av Bente Haaland, Martine Winsnes og Anders Kringstad. I tillegg har det vært flere andre bidragsyttere.

Oslo, 23. november 2023

Håkon Borgen,
Konserndirektør Utvikling Hav

Gunnar Løvås,
Konserndirektør Kraftsystem og Marked

Sammendrag

Vi må utvikle kostnadseffektive og bærekraftige løsninger for at havvind skal komme

Utbygging av havvind og nett til havs er en nødvendig del av energiomstillingen i Europa når flere tusen TWh med fossil energi skal erstattes med fornybar energi. Norge trenger ny fornybar kraftproduksjon for å dekke den økende etterspørselen etter kraft til energiomstilling og ny industri.

Statnett legger til grunn en norsk forbruksvekst på mellom 50-160 TWh til 2050. Tilgangen på rimelig kraft er avgjørende for hvor stor veksten blir. Norge har gunstige forutsetninger for havvind med store havområder og gode vindforhold. Utfordringen per i dag er at havvind har høye kostnader. Nettkostnadene utgjør en vesentlig del av de samlede kostnadene. Vi trenger løsninger som reduserer disse så mye som mulig hvis havvind skal bli en konkurransedyktig energikilde i Norge.

Statnetts oppgave er å legge til rette for en bærekraftig og samfunnsøkonomisk rasjonell tilknytning av havvinden. 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. Statnett har i en egen rapport fra februar 2023 pekt på flere områder på land som egner seg for tilknytning av havvind.

For å utvikle bærekraftig nett til havs har vi gjennomført en dobbelt vesentlighetsanalyse sammen med bransjen og *Samarbeidsforum for havvind*. Her har vi identifisert hvilke faktorer som har størst påvirkning på klima, natur og miljø og sosiale forhold. På bakgrunn av analysen har vi definert følgende overordnede tiltak, som vi vil legge til grunn i den videre planleggingen av nett til havs:

- Utvikle nett til havs som hensyntar klimagassutslipp i et **helhetlig vugge-til-grav-perspektiv**
- Hensynta **kunnskap** om lokale natur- og miljøforhold ved valg av design og trasé
- Etablere **god dialog og tidlig involvering** av interessenter og aktører

For en mest mulig samfunnsøkonomisk og bærekraftig utvikling, er det viktig å se de ulike stegene for utbygging av havvind i sammenheng. På den måten kan vi utnytte områdene best mulig og finne langsiktige rasjonelle løsninger. Både for radielle og hybride løsninger må vi vurdere om det skal tilrettelegges for en sammenkobling med andre havvindparker og forbruk offshore. Statnett anbefaler å starte med utviklingen av havvindområdene som ligger nærmest industriknutepunktene på land, da dette vil redusere kostnadene for nettutvikling på land og til havs, i tillegg til å redusere kostnadene for natur og miljø. Det fremstår også samfunnsøkonomisk rasjonelt å bygge hybride nettløsninger fra Sørvest F som knytter havvinden til Norge og samtidig minst et annet land. Dette forutsetter at system- og priskonsekvensene for kraftsystemet er akseptable. Statnett utreder disse konsekvensene for å gi et oppdatert kunnskapsgrunnlag i forkant av regjeringens utlysning av nye havvindområder som er varslet i 2025.

Store mengder uregulerbar kraftproduksjon – både til lands og til havs – vil påvirke systemdriften i stor grad, både lokalt og på tvers av landegrensene. Uavhengig av Norges satsing på havvind er det derfor behov for utvikling av flere tekniske, regulatoriske og markedsmessige tiltak. Forbruket må tilpasse seg kraftproduksjonen, og kraftsystemet må kunne håndtere hyppigere og større flytendringer.

Nett har lange ledetider – Vi har startet planlegging og utvikling for å kunne tilknytte havvind i tide

Nett til havs er på kritisk linje for utbygging av havvind. OED har bedt Statnett starte utredning av eventuelle hybrider på Sørvest F. Statnett vil utrede og utvikle flere alternative hybridprosjekter for å identifisere de beste løsningene, og for å kunne realisere to hybridforbindelser innen 2040. Som en del av dette har vi styrket vårt samarbeid med våre europeiske søsterselskaper rundt Nordsjøen ved å inngå fem utredningsavtaler med Elia (Belgia), TenneT (Tyskland), Amprion (Tyskland), Energinet (Danmark) og National Grid Venture (Storbritannia). Gjennom dette arbeidet bygger vi opp en portefølje av mulige valg for framtidige politiske beslutninger.

Statnett har startet utvikling av en samordnet nettløsning for tilknytning av havvind på Utsira Nord. Det kan bli aktuelt med flere slike løsninger, masket innenlandsk nett til havs eller HVDC-tilknytninger av havvind hvor Statnett kan bli utbygger og eier av innenlandsk nett til havs.

Statnett skal vurdere rasjonelle nettløsninger for havvind til 2025-utlysningen

Norge har lyst ut sine to første havvindparker og har ambisjon om å lyse ut 30 GW havvind innen 2040. Regjeringen har i september 2023 igangsatt utredninger av tre havområder som er aktuelle for utlysning i 2025: Sørvest F, Vestavind F og Vestavind B. Før områdene kan lyses ut må de åpnes, og det må gjennomføres en strategisk konsekvensutredning. I denne forbindelse vil Statnett innen november 2024 bidra til å vurdere nettløsninger og påvirkningen på kraftsystemet. Vi vil da fremme løsninger som bidrar til tempo, kostnadseffektivitet, bærekraft og en helhetlig kraftsystemutvikling.

Sørvest F er en utvidelse av Sørlege Nordsjø II og er egnet for bunnfast havvind. NVE har estimert et potensial på opptil 11,5 GW havvind i området. Området ligger langt fra land og i nærhet til andre lands havområder. Sørvest F er dermed aktuelt for tilkobling både mot Norge og Europa. Slike hybride nettløsninger gir kraft til Norge og kan samtidig gi en samfunnsøkonomisk lønnsom handel. Sammenlignet med en radial kan hybride løsninger gi lavere subsidiebehov. Statnett vil presentere oppdaterte lønnsomhetsanalyser av hybrider i en egen leveranse i forbindelse med den pågående strategiske konsekvensutredningen for området.

Foreløpig vurdering er at en første hybrid til Sørvest F bør knyttes til på Sørlandet. Sammen med en utbygging av Østre Korridor 2 (ny forbindelse mellom Sørlandet til Grenland) vil dette gi økt kraft til Grenland. Flere steder mellom Stavanger og Østlandet er aktuelle ved ytterligere utbygginger på Sørvest F.

For utbygging av eventuelle radielle forbindelser til Sørlege Nordsjø fremstår det mer rasjonelt å knytte slike mot områder som ligger nærmere land, som Sørvest A, E eller Sønnavind A.

Vestavind F er en utvidelse av Utsira Nord, har en dybde på ca. 265 m og er egnet for flytende havvind. Regjeringen har allerede lansert en mulig utvidelse av de eksisterende feltene på Utsira Nord til 2,25 GW. Vestavind F inneholder i tillegg nye areal, slik at total kapasitet kan bli om lag 3-5 GW.

Vår anbefaling er at utvidelser i Vestavind F i første omgang knyttes radielt til Haugalandet. Vurderinger tilsier at området kan ta imot ca. 2,7 GW havvind forutsatt oppgradering av hele SKL-ringen og forsterkning av Sauda-Samnanger. Mer havvind enn dette tilknyttet Haugalandet forutsetter fleksibelt forbruk eller nye nettførsterkninger.

Et nytt felt sør i Vestavind F kan knyttes mot Stavangerområdet. Vestavind F ligger ca. 50 km fra dagens transmisjonsnett og er det nærmeste identifiserte havvindområdet til Stavanger. En radiell tilknytning må vurderes opp mot eventuelle hybride forbindelser fra Sørvest A-F til Stavanger.

Et nytt felt nord i Vestavind F kan knyttes med en lang radial mot Bergensområdet. Per nå vil vi ikke anbefale dette som en langsiktig løsning, da det ligger andre områder nærmere Bergen.

Vestavind B er et nytt område for flytende havvind om lag 60 km nordvest for Øygarden utenfor Bergen. Her planlegger Statnett en ny stasjon som vil være egnet som tilknytningspunkt. Statnetts har i forbindelse med behandlingen av Trollvind vurdert at tilknytning til dette området er gunstig, blant annet på grunn av kraftsituasjonen i Bergen.

Bergensområdet har sterk forbruksvekst langs kysten. Tilknytning av havvind her er derfor positivt. Med et sterkt transmisjonsnett mellom Vestlandet og Østlandet, vil en god del av kraftproduksjon fra havvind herfra også flyte mot Østlandet og Grenland.

Kombinert havvind og elektrifisering av petroleum bør alltid vurderes ved offshore elektrifisering. Plattformen som elektrifiseres fra land, har plass til å knytte til dobbelt så mye havvind som effektbehovet offshore uten å øke overføringskapasiteten mot land. Med en slik løsning vil plattformene forsynes med 100% havvind i 50-60 % av tiden, samtidig som eventuell overskuddskraft transporteres til land. I resten av tiden vil plattformen forsynes delvis fra land. Totalt reduseres kraftbehovet fra land med over 2/3 og forbindelsene gir en netto kraftflyt mot land.

Forutsigbare og gode rammevilkår må på plass for å få lønnsomme investeringer

Det er i dag et høyt kostnadsnivå for havvind og havnett på grunn av stor etterspørsel og høye råvarepriser – spesielt for flytende havvind. Vi forventer at dagens prisnivå for nett vil avta og at kapasiteten hos leverandørene vil øke. For å realisere store volum havvind i Norge er det en forutsetning at kostnadsnivået reduseres slik at utbyggingene er konkurransedyktige i kraftmarkedet. Dette krever også forutsigbare og fungerende rammevilkår, inkludert hvordan kostnader og inntekter for nett og infrastruktur skal fordeles. Forutsigbarhet reduserer risikoen og dermed kostnadene for investorene.

Vi forventer at havvind i Nordsjøen vil knyttes til land med både radialer og hybride nettløsninger, og at noen av disse etter hvert vil utvikles til å bli maskede nettløsninger. Maskede nettløsninger kan knytte flere havvindparker sammen, knytte sammen havvindproduksjon og forbruk til havs eller knytte havvindproduksjon til land med flere tilknytninger. For å sikre en rasjonell nettvikling bør det skilles på eierskap til nett og produksjon til havs – som på land.

I Tyskland, Nederland og Danmark bygges og finansieres hele eller deler av nettet til havs av TSOene. Dette reduserer risikoen og kostnadene for utbyggere av havvind, og kan medføre økt volum og dermed lavere kraftpris. Dette utfordrer lønnsomheten til havvind i Norge, hvor nett til havs skal finansieres av havvindaktørene. Myndighetene bør vurdere om Norge skal etablere likere rammevilkår som våre naboland.

Det er også behov for å konkludere på markedsdesign til havs, inkludert hvordan flaskehalsinntekter for maskede nett til havs skal fordeles. Statnett og RME anbefaler opprettelse av egne budområder til havs, for å gi en optimal utnyttelse av både overføringskapasitet og de tilgjengelige produksjonsressursene. Vi anbefaler også at flaskehalsinntekter i masket nett til havs skal inngå som en del av inntektsgrunnlaget til TSO-ene og slik bidra til å redusere kostnadene for tariffkundene.

Innholdsfortegnelse

FORORD	1
SAMMENDRAG	2
INNHOLDSFORTEGNELSE	5
DEL 1	
DAGENS SITUASJON OG UTVIKLING AV HAVVIND I NORGE OG NORDSJØEN	6
1 HAVVIND ER EN NØDVENDIG DEL AV ENERGIOMSTILLINGEN I EUROPA OG NORGE	7
2 HAVVINDUTVIKLINGEN I EUROPA OG NORDSJØEN SKJER NÅ	10
3 HAVVINDUTVIKLINGEN I NORGE ER I GANG	14
4 STATNETTS ER PLAN- OG SYSTEMANSVARLIG TIL HAVS	18
DEL 2	
UTFORDRINGER OG MULIGHETER I HAVVINDUTVIKLINGEN	22
5 VI MÅ UTVIKLE ET BÆREKRAFTIG NETT TIL HAVS	23
6 VI MÅ IVARETA SIKKER SYSTEMDRIFT OG EFFEKTIVE MARKEDER	27
7 HAVVIND KAN BLI LØNNSOMT I NORGE	38
8 HAVDYBDE OG AVSTAND FRA LAND ER FØRENDE FOR VALG AV TEKNISKE NETTLØSNINGER	45
DEL 3	
ANBEFALINGER TIL NESTE UTLYSNING I 2025 OG VIDERE UTVIKLING MOT 2040	55
9 ANBEFALINGER OM VIDERE UTVIKLING AV NETT TIL HAVS	56
FORKORTELSER OG DEFINISJONER	65

DEL 1

Dagens situasjon og utvikling av havvind i Norge og Nordsjøen

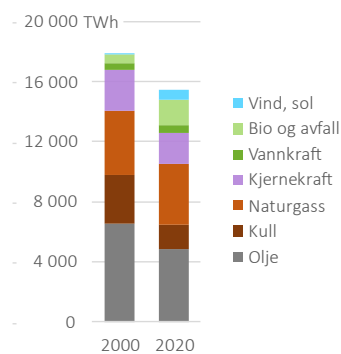
1 Havvind er en nødvendig del av energiomstillingen i Europa og Norge

Hovedbudskap:

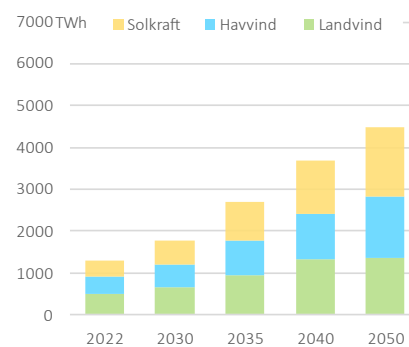
- Europa trenger enorme mengder ny fornybar energi til grønn omstilling for å erstatte bruken av fossil energi til transport, industri, varme og kraftproduksjon
- I tillegg er det behov for kraft til etablering av ny industri som hydrogenproduksjon, batterier og datasentre
- Havvind vil være nødvendig for denne energiomstillingen i både Norge og Europa
- Statnett forbereder kraftsystemet på tilknytning av 15 GW havvind innen 2040 – både flytende havvind langs kysten og hybrider mot Europa

Omstillingen av energisektoren har stor hastighet, og Europa skal kutte flere tusen TWh fossilt energiforbruk både i og utenfor kraftsektoren. Fossil kraft skal erstattes innen transport, industri, varme og kraftproduksjon. Dette skal erstattes med energisparing, ny fornybar energi og noen steder med kjernekraft. Utviklingen tilsier at den europeiske kraftsektoren vil være tilnærmet utslippsfri allerede i 2035-2040.

1.1 Havvind er en sentral del av omstillingen i Europa



Figur 1: Samlet energibruk i vårt modellerte område i Nord- og Mellom-Europa (LMA¹)



Figur 2: Produksjon fra sol og vindkraft i basis-scenariot i LMA

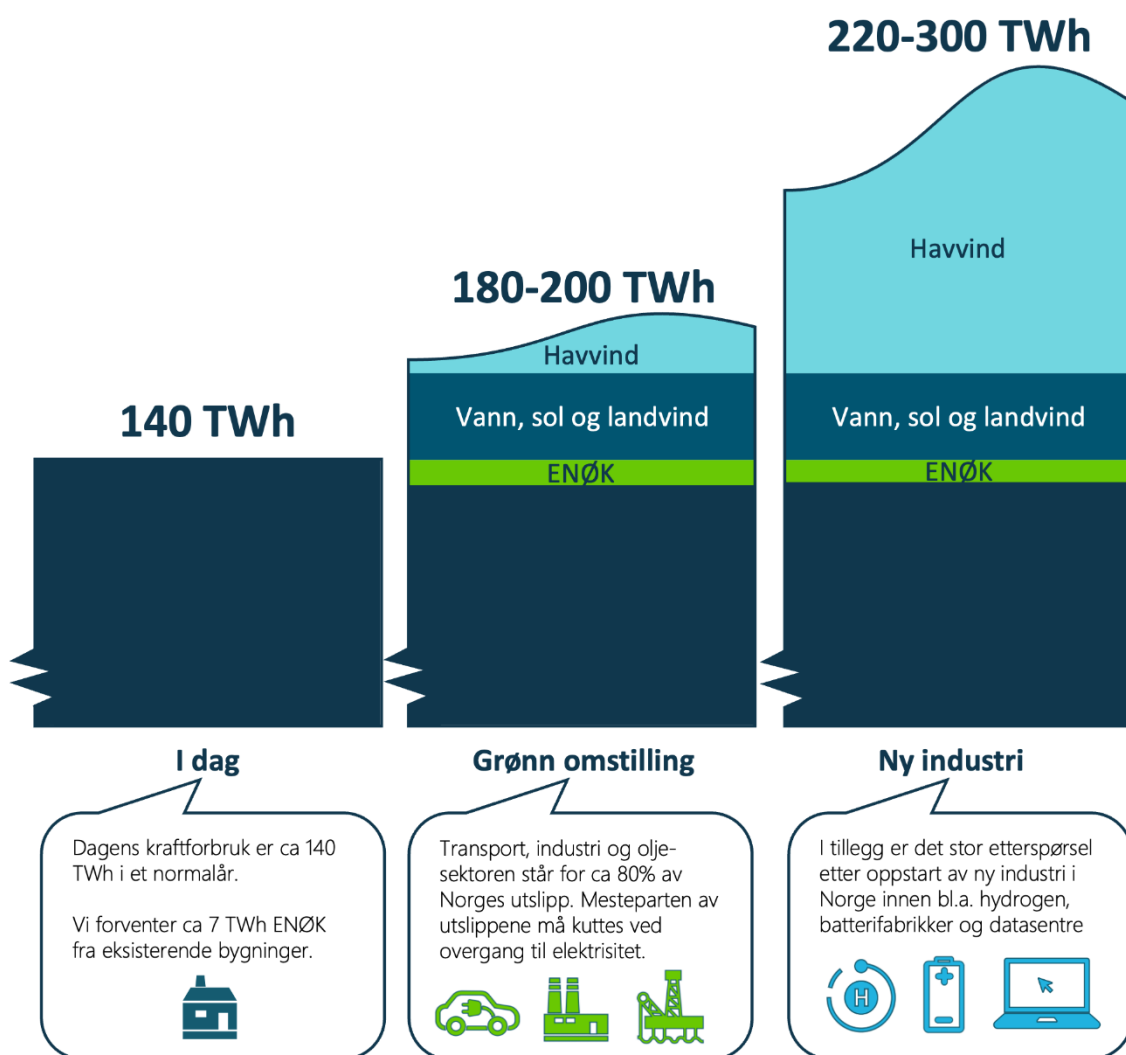
Også i Norge er det stor etterspørsel etter ny fornybar kraftproduksjon både til grønn omstilling for å erstatte eksisterende fossilt energiforbruk, og for etablering av ny industri. I Norge står transport, industri og olje- og gassutvinning for omtrent 80 % av klimautslippene. Elektrifisering av disse sektorene vil stå sentralt for at Norge skal kunne kutte egne utslipp. Vi estimerer at netto nullutslipp av klimagasser

¹ [Statnetts langsiktige markedsanalyse 2023 \(LMA\)](#)

i Norge vil kreve 40-60 TWh i økt kraftforbruk, fra et nivå på 140 TWh. I tillegg er det store planer i Norge om etablering av ny kraftkrevende industri, blant annet innen hydrogen, batterier og datasentre.

I Statnetts langsiktige markedsanalyse (LMA) legger vi til grunn en produksjonsvekst på 30 TWh til 2050 innen vann-, sol- og vindkraft på land. Inkludert i prognosene for økt kraftforbruk har vi i tillegg antatt 7 TWh redusert forbruk på grunn av ENØK-tiltak i alminnelig forsyning. Den resterende forbruksveksten forventer vi dekket av produksjon fra havvind. Vi har da antatt at vi beholder dagens kraftbalanse. Kjernekraft vil også bidra til å dekke energibehovet hvis dette bygges ut.

I Figur 3 har vi illustrert hvordan økt forbruksbehov fra grønn omstilling og ny industri kan dekkes av havvind og andre energiformer. Figuren viser at vi vil trenge produksjon fra havvind bare for å få nok kraft til å kutte eksisterende utslipp. Helt til høyre viser vi hvordan kraftbehovet kan bli for både grønn omstilling og ny industri samlet. Hvor mye ny industri som etableres i Norge er avhengig av tilgangen på konkurransedyktig ny produksjon. For at denne utviklingen skal kunne skje må både kraftprisen være lav nok til at det er lønnsomt å etablere ny industri, samtidig som kostnaden for å bygge ut ny kraft i Norge være lav nok til at utbyggingen av denne også er lønnsom. Det er derfor avgjørende at vi finner løsninger som reduserer kostnadene for havvind til et minimum for at havvind skal bli en konkurransedyktig energikilde i Norge.

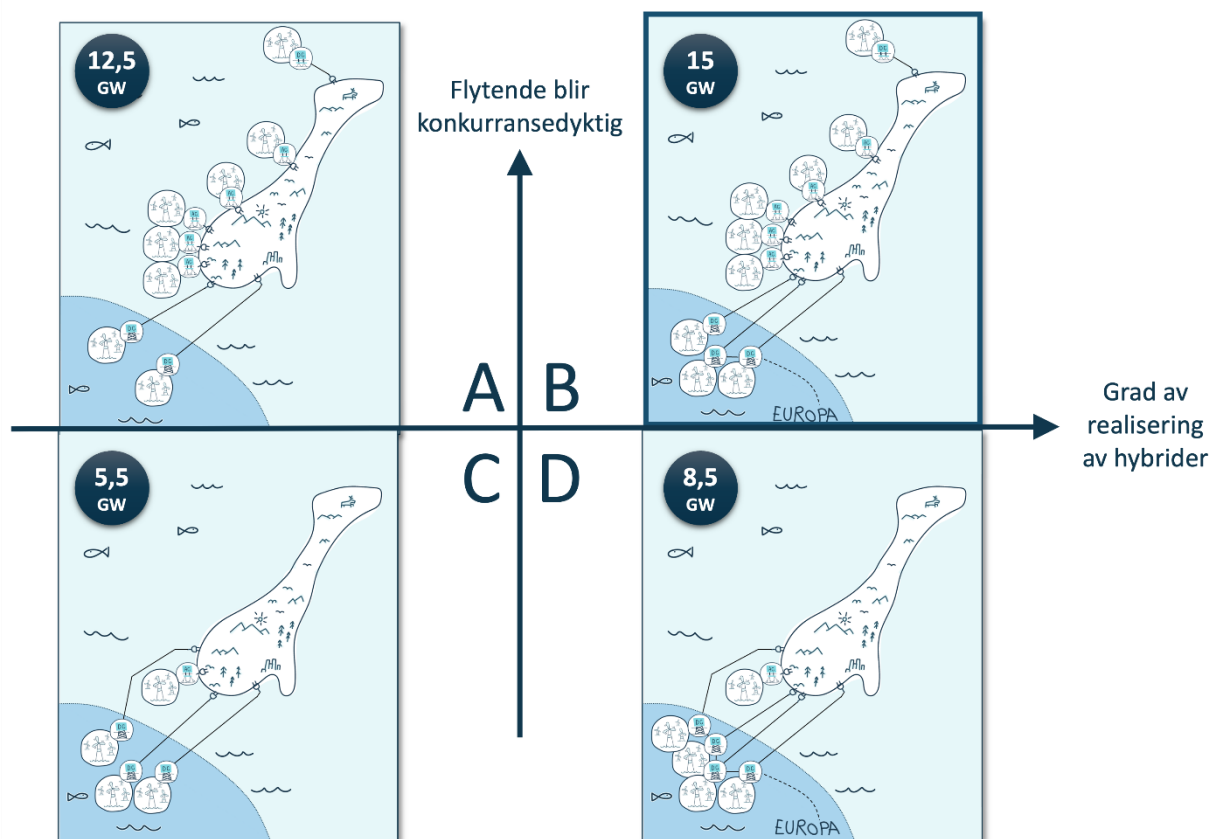


Figur 3: Norsk forbruksvekst frem mot 2050 drives av grønn omstilling og ny industri

1.2 Statnett forbereder kraftsystemet for både flytende havvind langs kysten og hybrider mot Europa

Statnetts strategi er å forberede kraftsystemet for tilknytning av 15 GW havvind innen 2040. Dette er et stort volum som tilsvarer om lag 70 TWh ny kraftproduksjon. Strategien er på linje med regjeringens ambisjon om å utlyse 30 GW innen 2040, da de siste utlysningene vil tilknyttes frem mot 2050.

Hvor mye havvind som bygges ut i Norge er usikkert. Om flytende havvind blir konkurransedyktig og i hvilken grad det blir realisert hybride forbindelser til Europa er de viktigste usikkerhetsmomentene.



Figur 4: Aksekors som viser fire alternative utviklingssløp av havvind i Norge til 2040 gitt to store usikkerhetsfaktorer: om flytende havvind blir konkurransedyktig (vertikalt) og i hvilken grad hybrider blir realisert i Norge (horisontalt)

Figur 4 viser fire mulige scenarier for havvindutviklingen i Norge. Gitt at flytende havvind blir konkurransedyktig kan det knyttes til store volum flere steder langs kysten med AC-forbindelser (scenarier A og B). Hvis derimot flytende havvind ikke blir konkurransedyktig (C og D), er det lite trolig at denne teknologien blir bygget ut i store volum basert på subsidier. I C og D vil det dermed bygges mest bunnfast havvind, noe som må gjøres i de grunne områdene i den sørvestlige delen av Nordsjøen. Siden det er begrenset hvor store mengder havvind vi kan knytte til på Sørlandet, vil vi i disse tilfellene vurdere å bygge lange HVDC-kabler mot forbruksknutepunkter på Vest- og Østlandet. Dette vil gjøre prosjektene mer kostbare, som igjen vil påvirke hvor mye havvind som vil bygges.

Hvis Norge åpner for utbygging av hybrider mot Europa (B og D), vil dette antagelig føre til en mer lønnsom utbygging av havvind i de bunnfaste områdene i Nordsjøen, og dermed et større volum totalt. Tilsvarende vil det antagelig bli bygget mindre havvind i alternativ A og C.

For at skal være mulig å bygge ut og tilknytte 15 GW havvind til Norge innen 2040 legger vi til grunn at dette vil innebære at det bygges både flytende havvind langs kysten og hybrider til Europa. Statnett forbereder seg derfor på en utbygging tilsvarende scenarier B.

2 Havvindutviklingen i Europa og Nordsjøen skjer nå

Hovedbudskap:

- Myndigheter og TSOer samarbeider gjennom NSEC om å utvikle havvind i Nordsjøen
- Norge har skrevet under Oostende-erklæringen sammen med åtte andre land, der landene til sammen har mål om å bygge 120 GW havvind i Nordsjøen innen 2030
- Statnett deltar i prosessene for å realisere havvind, på lik linje med EU-landenes TSO-er
- Sentralt i arbeidet står utarbeidelsen av de europeiske nettplanene TYNDP og ONDP, utviklet av ENTSO-E

For å realisere Europas samlede ambisjoner om havvindutbygging de neste årene er det avgjørende med utstrakt samarbeid mellom myndigheter, TSO-er, organisasjoner og innen FoU. Det er i Nordsjøområdet at de europeiske landene har størst ambisjoner om havvind, og det er også i dette området det er flest planer om å bygge hybride nettløsninger for havvind. I tillegg er det planer om havvindutbygging i Atlanterhavet, Middelhavet, Svartehavet og Østersjøen.

2.1 Nordsjøsam arbeidet ble styrket i Oostende i april 2023

North Sea Summit i Oostende i april 2023 var en milepæl for samarbeid og industriallianser for havvind. Her deltok åtte statsledere og ni energiministre fra landene rundt Nordsjøen. Arbeidet er en utvidelse av samarbeidet som startet mellom Danmark, Tyskland, Nederland og Belgia i Esbjerg i 2022. I Oostende deltok ledere fra nesten 100 energiselskaper og TSO-er sammen med representanter fra myndighetene. Statsminister Gahr Støre og olje- og energiminister Aasland signerte havvind- og netterklæringer for Norge, som her deltar på like linje med EUs medlemsland og UK.

Landene som deltok på North Sea Summit² ble enige om et felles mål om å utvikle Nordsjøen til Europas grønne kraftverk ved å bygge 120 GW havvindkapasitet innen 2030, og minst 300 GW til 2050. I tillegg ble det inngått flere bilaterale samarbeidsavtaler om felles utvikling av nett og hydrogen i Nordsjøen. Samarbeidet er sentralt for å nå EUs klimamål og målet om energiuavhengighet. For at havvindutbyggingen skal lykkes er det behov for mer overføringskapasitet mellom landene og internt i hvert land, noe som stiller krav til mer samarbeid mellom TSO-er. Statnett deltar sammen med andre TSO-er i arbeidet frem mot neste North Sea Summit våren 2024, tett koordinert med ENTSO-E³, NSEC⁴ og norske myndigheter.

NSEC er en arbeidsgruppe opprettet av EU hvor landene rundt Nordsjøen samarbeider på myndighetsnivå for å støtte og fasilitere utviklingen av utviklingen av nett til havs og havvindproduksjon i Nordsjøen. Norge er fullverdig medlem i NSEC, mens UK deltar gjennom av en egen samarbeidsavtale.

² North Sea Summit består av Norge, Storbritannia, Irland, Frankrike, Luxemburg, i tillegg til de opprinnelige Esbjerg-landene Danmark, Tyskland, Nederland og Belgia.

³ ENTSO-E – European Network for Transmission System Operators – Electricity

⁴ [NSEC – North Sea Energy Cooperation-Nordsjølandenes samarbeid om havvind på myndighetsnivå](#)

Arbeidet er organisert i fire arbeidsgrupper – (i) Hybrid and Joint Projects, (ii) Maritime Spatial Planning, (iii) Support Framework and Finance og (iv) Delivering 2050. Statnett deltar i flere av arbeidsgruppene.

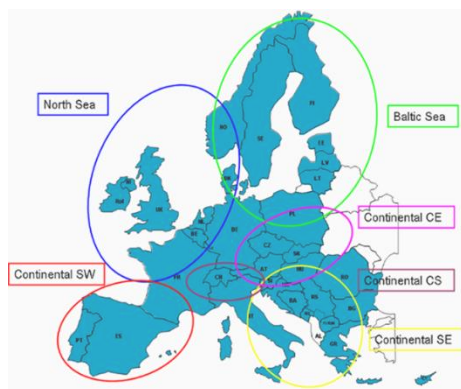
2.2 Europeiske prosesser for utvikling av planer og regelverk

Den europeiske organisasjonen for systemoperatører, ENTSO-E, er gjennom europeisk regulering tildelt et overordnet planansvar for det europeiske kraftsystemet. I dette ligger også en samordnet planlegging av kraftsystemets infrastruktur både på land og til havs, samt samordnet planlegging mellom ulike sektorer, eksempelvis mot gass og hydrogen. ENTSO-E har etablert et prosjekt på tvers av komiteene "Offshore Development Core Group", som skal kommunisere, koordinere og fremme arbeidet med utviklingen offshore. Statnett leder dette prosjektet sammen med TenneT.

2.2.1 Europeisk Kraftsystemplan 2024 – TYNDP⁵

ENTSO-E ble gjennom 3. energimarkedspakke (2009) og etterfølgende regulering i REN-energipakken (2019) tildelt et overordnet europeisk planansvar. Som del av dette publiseres den europeiske kraftsystemplanen (TYNDP) hvert andre år, som også inneholder seks regionale planer. Neste TYNDP blir publisert for offentlig høring i Q3-2024. Hovedfokus i TYNDP er:

- 1) Utarbeide energiscenarioer for å nå klimamålene for 2050
- 2) Utvikle målnett basert på scenarioer for 2030, 2040 og 2050
- 3) Bidra til å minske gap mellom eksisterende transmisjonsnett og målnett 2030, 2040 og 2050 gjennom å kvalifisere nye prosjekt til EUs PCI/PMI-liste⁶



Figur 5: TYNDP består av seks regionale planer for utvikling av nett i Europa



Figur 6: ONDP består av offshoreplaner for fem havbasseng

2.2.2 Europeisk Offshoreplan 2024 – ONDP⁷

Gjennom den nye europeiske infrastrukturreguleringen TEN-E ble ENTSO-E i juni 2022 tildelt et overordnet offshore planansvar. De europeiske havområdene er delt inn fem havbasseng der Statnett er involvert i offshoreplan Northern Sea (Nordsjøen, Engelske kanal, Irskesjøen) og Baltic Sea, med størst fokus på Nordsjøplanen. Reguleringen gir ENTSO-E og EUs medlemsland følgende oppgaver:

⁵ TYNDP – Ten Year Network Development Plan

⁶ PCI/PMI – Project of Common Interest, Project of Mutual Interest

⁷ ONDP – Offshore Network Development Plan

- Januar 2023: Publisere offshore-mål per land per 2030, 2040 og 2050⁸
- Januar 2024: Publisere offshore-planer for fem havbasseng (inkl. Baltic Sea og Northern Seas)
- Juni 2025: Publisere kostnadsfordelingsanalyse for de fem havbassengene

I 2024 er offshoreplanene separate publiseringer, mens de fra 2026 skal inngå som en del av TYNDP. For Statnett er det viktig å sikre at de europeiske planene er konsistente med våre egne planer, analyser og kommunikasjon.

2.2.3 ENTSO-E har utarbeidet posisjonsnotater for havvind

ENTSO-E har utarbeidet syv posisjonsnotater for utviklingen av nett til havs⁹. I notatene vurderes det hvordan ulike løsninger kan bidra til realisering av Europakommisjonens offshorestrategi. Notatene dekker et bredt spekter av spørsmål innenfor systemutvikling, systemdrift, markedsdesign og regulatorisk rammeverk. Det foreløpig siste notatet ble offentliggjort i november 2022, og oppsummerer anbefalingene fra alle de foregående notatene.

En gjennomgående konklusjon fra posisjonspapirene er at eksisterende rollefordeling og regulatorisk rammeverk fra kraftsystemet på land vil fungere også til havs. Et felles regelverk vil sikre en helhetlig utvikling og drift av fremtidens kraftsystem gjennom velprøvde og robuste løsninger, samtidig som det vil sikre fremdriften. Statnett stiller seg bak anbefalingene i posisjonsnotatene.

2.2.4 Prinsipper for kostnadsfordeling

EU skal i 2024 utvikle prinsipper for kostnadsfordeling av offshore-infrastruktur i hvert havbasseng. Prinsippene kalles CBCS, og står for Cross Border Cost Sharing. Utgangspunktet for arbeidet er at nett til havs også kan ha nytte i land som ikke er direkte tilknyttet en mellomlandsforbindelse, og dermed heller ikke bærer investeringskostnaden. EU-kommisjonen ønsker å se på løsninger der alle land som har nytte av en nettinvestering betaler en andel av investeringen, som et virkemiddel for å få fortlgang i nettutviklingen til havs. Med utgangspunkt i CBCS-prinsippene, og offshoreplanen ONDP 2024, skal det utarbeides utkast til kostnadsfordeling mellom land for hvert sjøbasseng.

Prinsippene for kostnadsfordeling vil ikke være bindende, men kan likevel bli førende for fordeling av kostnader for et eventuelt havnett. Statnett bidrar inn i arbeidet gjennom ENTSO-E. For Norges del vil CBCS først bli juridisk gjeldende dersom TEN-E-reguleringen tas inn som del av EØS-avtalen. Vi forventer uansett at CBCS kan bli førende også for Norge ved tilkøpling til et framtidig Nordsjønett.

2.3 Nasjonale mål og planer for havvind og mellomlandsforbindelser i Nordsjøen

Ansvar for å utvikle hybridforbindelser og havnett i Nordsjøen er i hovedsak lagt til TSO-ene. Dette samsvarer med posisjonene til ENTSO-E for utvikling havvind for å nå målene til "EU Green Deal" med utvikling av 300 GW havvind innen 2050.

Danmark skal legge til rette for minst 5,3 GW havvind i Nordsjøen innen 2030, med planer for utvidelse til totalt 35 GW innen 2050. De har også planlagt å utvikle en energiøy i Nordsjøen med minst 3 GW havvind og forbindelser til Danmark og Belgia. Energiministeriet har imidlertid satt den planlagte utlysningen på vent for å undersøke bedre og billigere alternativer. Danmark planlegger også en energiøy for Østersjøen på Bornholm, med 3 GW havvind og forbindelser til Danmark og Tyskland.

⁸ [Offshore-mål per land, \(ONDP, 2023\)](#)

⁹ [ENTSO-E – Position papers for offshore development](#)

Energinet er ansvarlig for utvikling av transmisjonsnett til havs, men havvindutviklere er ansvarlig for tilknytning til transmisjonsnettet.

Tyskland har tilknyttet 8 GW havvind og vil installere minst 26,4 GW havvind innen 2030 og minst 66 GW innen 2050. De vil utvikle storskala produksjonsanlegg for grønt hydrogen med en første anbudsrunde i løpet av 2023. TSO-ene i Tyskland har ansvar for ilandføring av kraft, noe som har bidratt til en helhetlig plan for utvikling av havområdene i Tyskland.

Nederland har tilknyttet 2,5 GW havvind og vil bygge ut 21 GW havvind innen 2030 og utreder en total installasjon av 50 GW i 2040 og 72 GW i 2050. Den nasjonale TSO-en (TenneT) er ansvarlig for utvikling av radialer, havnett og ilandføring av kraften fra havvindparkene.

Belgia vil etablere minst 6 GW havvindkapasitet innen 2030 og 8 GW innen 2040. Belgia vil også fullføre verdens første energiøy (Princess Elisabeth Island) og samarbeider med Danmark, Tyskland og Nederland om et masket nett av energiøyer og hubber i Nordsjøen. Belgia har planlagt en forbindelse til den danske energiøya i Nordsjøen. Elia sikrer ilandføring av kraft fra nasjonale havvindparker. I tillegg har Elia etablert et datterselskap (Windgrid) for utvikling av havnett utenfor Belgia.

Storbritannia vil installere inntil 50 GW havvindkapasitet innen 2030 – inkludert minst 5 GW flytende havvind – og vil øke mellomlandsforbindelsene til 18 GW innen 2030. Havvindutviklerne etablerer radialer til tilknytningspunkt på land, men må overføre nettforbindelsene til en netteier (Offshore Transmission Operator) etter ferdigstilling. National Grid Venture ser på muligheter for hybrider og fremtidig havnett.

I sum er det planer for en havvindutbygging i Nordsjøen på over 300 GW frem mot 2050. EU-landenes 2050-mål ligger på ca. 160 GW havvind i Nordsjøen. I tillegg har Norge mål om å tildele havvindområder for utbygging av 30 GW innen 2040 og UK har mål om utbygging av 50 GW havvind innen 2030. Ifølge UKs Climate Change Committee kan det bli behov for opptil 125 GW havvind i UK i 2050¹⁰.

(GW)	2030	2040	2050
Norge		30	30
Danmark	5	19	35
Tyskland	26	60	66
Nederland	16	30-50	38-72
Belgia	6	8	8
Frankrike	2	5-8	5-17
UK		50	50-125
Irland	5	13	20
Sum	60	< 238	< 373

Tabell 1: Offshoremål for EU-området "the North Seas" for 2030, 2040 og 2050.

¹⁰ [Climate Change Committee \(2020\), The Sixth Carbon Budget: The UK's path to Net Zero](#)

3 Havvindutviklingen i Norge er i gang

Hovedbudskap:

- Regjeringen har ambisjon om å tildele havområder for 30 GW havvind i Norge innen 2040
- De to første områdene, Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II, ble lyst ut i 2023. Begge områdene lyses ut med maksimal kapasitet på 1,5 GW hver
- Tre nye havområder er aktuelle for en ny utlysning i 2025. I tillegg til utvidelser av de to første områdene, er det aktuelt med et nytt område utenfor Bergen
- NVE har identifisert totalt 20 utredningsområder for havvind. Disse er aktuelle for jevnlig utlysninger frem mot 2040

Regjeringen lanserte i mai 2022 en ambisjon om å tildele havområder for 30 GW havvind i Norge¹¹. Det ble lagt til grunn at tildelingene ville skje i steg og med bruk av ulike nettløsninger. Første utlysningsrunde for havvind var i mars 2023, og tildelingen er planlagt tidlig i 2024. Neste runde med utlysninger er varslet å komme i 2025.

30 GW havvind er et stort volum. Med en brukstid på opp mot 5000 timer i året, tilsvarer dette 150 TWh produsert energi i året, noe som vil gi en dobling av dagens kraftproduksjon i Norge. En utbygging av hele eller deler av dette ambisjonsnivået vil dermed ha en stor påvirkning på hele kraftsystemet. Hvor mye havvind som vil bli bygget ut vil være avhengig av lønnsomhet av havvind og forbruksutviklingen.

3.1 Hywind Tampen er den første havvindpark i Norge på drift

I august 2023 åpnet Norges første havvindpark, Hywind Tampen. Havvindparken består av 11 flytende turbiner på totalt 88 MW, og forsyner olje- og gassplattformene Gullfaks og Snorre. Havvindparken er ikke koblet til land. Utenfor Haugesund har Norge også et testsenter for flytende havvindturbiner.

3.2 Norge har utlyst to områder for havvind i fase 1

Regjeringen har i mars 2023 lyst ut to områder for fornybar kraftproduksjon til havs¹², Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord. På forhånd hadde områdene blitt åpnet ved kongelig resolusjon i juni 2020¹³.

Statnett har i brev til OED¹⁴ anbefalt tilknytningspunkter for begge havvindparkene. Havvindutbyggerne er ansvarlig for å dekke kostnadene for de nødvendige nettanleggene for å tilknytte havvindparkene til land¹⁵.

¹¹ [Pressemelding fra regjeringen om Kraftfull satsing på havvind, 11. mai 2022](#)

¹² [Pressemelding fra regjeringen om utlysning av havområder, 29. mars 2023](#)

¹³ [Pressemelding fra regjeringen om åpning av områder for havvind, 12. juni 2020](#)

¹⁴ [Tilknytningspunkter Sørlige Nordsjø II fase 1 og Utsira Nord \(Brev, des. 2022\)](#)

¹⁵ [Statnett.no/havvind – Anslag på anleggsbidrag for tiltak i transmisjonsnettstasjoner](#)



Figur 7: De åpne havvindområdene Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord (Kilde: NVE)

3.2.1 Sørlige Nordsjø II er utlyst som ett prosjektområde på 1500 MW

Prosjektområdet er plassert ca. 200 km sørvest for Agder, på omkring 70 m dybde. Vindproduksjonen planlegges basert på bunnfast teknologi og med likestrømstilknytning (HVDC) til land. Statnett har anbefalt tilknytning til Kvinesdal stasjon, med nye Stemmen stasjon ved Kristiansand som sekundæralternativ. Konkurransen om tildeling av prosjektområdet starter med en prekvalifisering der 6-8 aktører får delta i en kvantitativ auksjon. Utbyggerne av havvindfeltet har ansvar for å bygge en radial nettløsning til land. Prosjektet vil motta støtte og risikoavlastning gjennom en tosidig differansekontrakt (CfD) over 15 år.

Sørlige Nordsjø II ble opprinnelig åpnet for totalt 3 GW. Det totale potensialet for Sørvest F (som inkluderer Sørlige Nordsjø II) er av NVE estimert til 5,7-11,5 GW.

3.2.2 Utsira Nord er utlyst som tre prosjektområder, hvert på 500 MW

De tre prosjektområdene er plassert ca. 40 km vest for Karmøy, og er på omkring 280 m dybde. Vindproduksjonen planlegges basert på flytende teknologi og vekselstrømstilknytning (AC) til land. Etter en kvalitativ konkurranse vil tre aktører bli tildelt hvert sitt produksjonsområde. Om lag 2 år etter tildeling vil to av de tre utbyggerne motta støtte gjennom en tosidig CfD-kontrakt. Regjeringen har videre annonsert muligheten for å utvide havvindproduksjonen på Utsira Nord med 750 MW, til totalt 2250 MW.

For Utsira Nord har Statnett anbefalt tilknytning via Karmøy stasjon og har gjennomført en analyse¹⁶ som har konkludert med at det er rasjonelt å etablere en samordnet nettløsning fra havvindparkene i stedet for at hver havvindutbygger etablerer hver sin nettløsning. Statnett har derfor startet et prosjekt for å bygge en ny transformatorstasjon, enten på Utsira øy eller Karmøy vest, med videre forbindelse til Karmøy stasjon. Utbyggerne av havvindparkene vil ha ansvar for nettforbindingen fra turbinene til den nye transformatorstasjonen.

3.3 Identifiserte havvindområder for fremtidige utlysninger mot 2040

3.3.1 NVE har identifisert 20 utredningsområder for havvind

I april 2023 presenterte NVE arbeidet med å identifisere nye områder for energiproduksjon til havs¹⁷. Arbeidet ble gjort på oppdrag fra OED (Figur 8). I tillegg til utvidelser av Sørlige Nordsjø II (Sørvest F) og Utsira Nord (Vestavind F) har NVE identifisert 18 andre områder spredt langs hele norskekysten. De identifiserte områdene representerer et stort mulighetsrom, med et areal som er om lag 10 ganger

¹⁶ [Tilknytning av havvind fra Utsira Nord, okt. 2023](#)

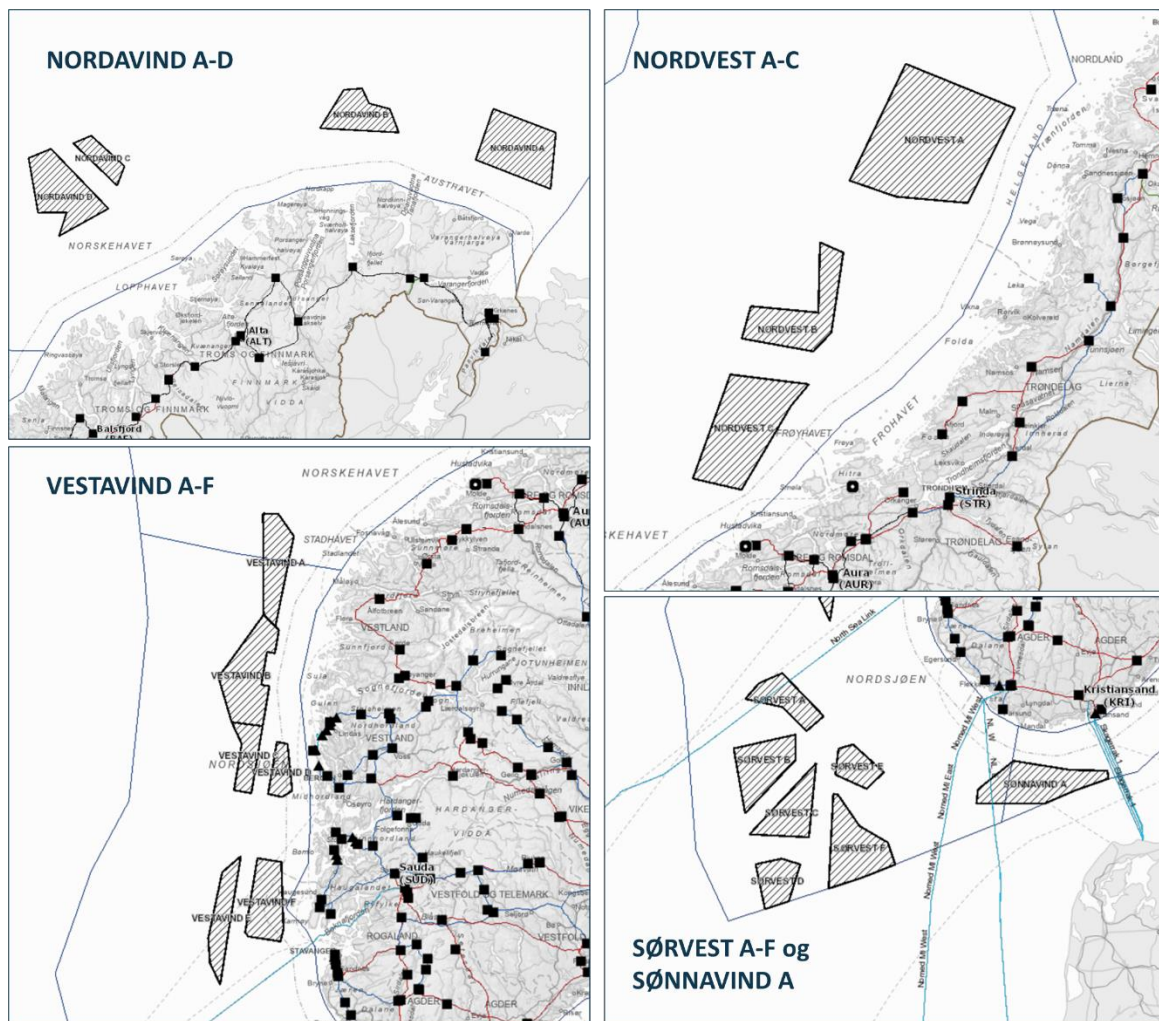
¹⁷ [NVEs nettside om nye utredningsområder](#)

større enn det som vil være nødvendig for å bygge ut 30 GW havvind. Vi forventer at områdene vil reduseres i antall og i areal før nye områder åpnes, utlyses og bygges ut.

3.3.2 Sørvest F, Vestavind F og Vestavind B er aktuelle for en neste utlysning i 2025

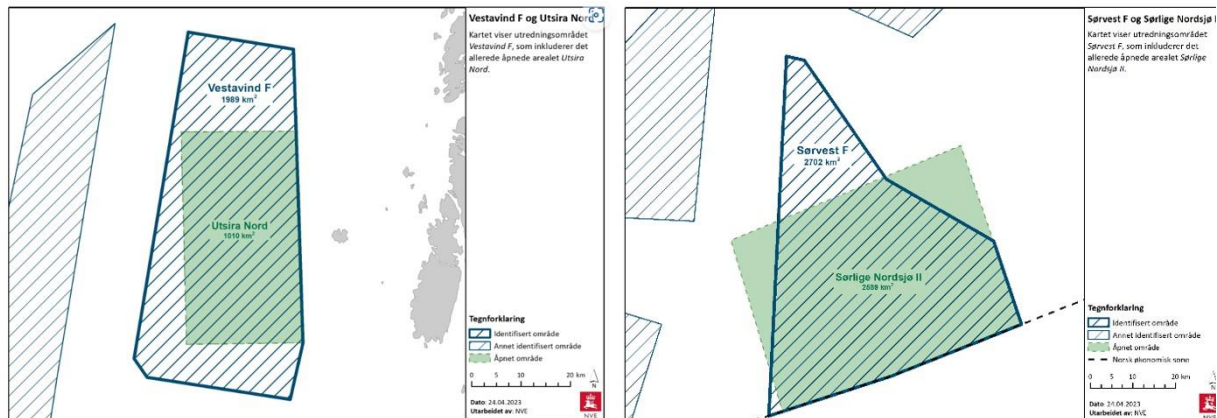
I september 2023 gav regjeringen NVE i oppdrag å utføre to strategiske konsekvensutredninger (SKU) for de identifiserte områdene¹⁸. Den første utredningen gjelder områdene Sørvest F (utvidelse av Sørlige Nordsjø II), Vestavind F (utvidelse av Utsira Nord) og Vestavind B. Disse tre områdene er aktuelle for utlysningen i 2025. Arbeidet skal utføres innen utgangen av november 2024.

Det andre strategiske konsekvensutredningsprogrammet omfatter de 17 øvrige områdene og skal ferdigstilles innen juni 2025. Disse områdene er aktuelle for videre utlysninger frem mot 2040.



Figur 8: NVE har identifisert 20 utredningsområder for havvind. Nordavind A-D utenfor Troms og Finnmark (ø.v.), Nordvest A-C utenfor Midt-Norge (ø.h.), Vestavind A-F utenfor Vestlandet (n.v.) og Sørvest A-F og Sønnavind A utenfor Sørlandet (n.h.). Alle kartene har samme målestokk.

¹⁸ [Regjeringen har igangsatt strategiske konsekvensutredninger \(SKU\)](#)



Figur 9: Kart over utvidelsene av områdene Utsira Nord (v.) og Sørlige Nordsjø II (h). De nye områdene har fått navn Vestavind F og Sørvest F (Kilde NVE 2023).

Det utvidede område Vestavind F er om lag dobbelt så stort som det opprinnelige utlyste området. Området er utvidet både nordover, vestover og sørover. Totalt areal er om lag 2000 km².

Sørlige Nordsjø II er utvidet med et nytt område i nord. Noen områder er også tatt ut på grunn av kjente interessekonflikter. Totalt er hele Sørvest F på ca. 2700 km², og NVE har estimert at det er mulig å bygge ut mellom 5,7 og 11,5 GW havvind her.

3.3.3 Flytende havvind langs kysten og bunnfast i Sørvest A-F

Av de 20 havområdene som NVE har identifisert er 14 egnet for utbygging av flytende havvind. Dette gjelder alle feltene i Vestavind, Nordvest og Nordavind i tillegg til Sønnavind A rett sør for Kristiansand.

Bare områdene Sørvest A-F er aktuelle for bunnfast havvind. I disse områdene er havdybden i gjennomsnitt mellom 60-80 meter, noe som er betydelig dypere enn mesteparten av bunnfast havvind som allerede er bygget ut i resten av verden (globalt gjennomsnitt ca. 40 meter). Dermed ligger deler av områdene i grenseland mellom flytende og bunnfast teknologi. Sønnavind A har en gjennomsnittlig dybde på 200 m, men er 70 m på de grunneste områdene lengst sørvest. Her kan det derfor være mulig med bunnfaste installasjoner i noen grad, for eksempel for en stasjonsløsning.

3.4 Gunstige tilknytningspunkter for havvind

Som innspill til NVEs arbeid med å identifisere nye havvindområder pekte Statnett i februar 2023 på hvor i kraftsystemet det er gunstig å tilknytte havvind for de neste utlysningene¹⁹. I vurderingen tok vi spesielt hensyn til hvilke områder som har eksisterende og forventet kraftbehov, i hvilke områder det er ledig kapasitet i nettet når vi hensyntar planlagte utbygginger av nettet og nærhet til mulige havområder. I tillegg vektla vi et behov for å spre tilknytningen geografisk.

I kapittel 9 gir vi videre anbefalinger om havvindutviklingen og beskriver nærmere hvordan ulike havvindområder kan knyttes til land.

¹⁹ [Pressemelding fra Statnett og rapport om gunstige tilknytningspunkter for havvind](#)

4 Statnetts er plan- og systemansvarlig til havs

Hovedbudskap:

- Siden havvind som knyttes til land i Norge vil bli helt integrert med det nordiske kraftsystemet, er det behov for en helhetlig planlegging som inkluderer nett, produksjon og forbruk
- Statnett har fått tildelt rollene som plan- og systemansvarlig til havs
- Statnett skal bygge samordnet løsning for Utsira Nord og er forberedt på å bygge og eie samordnede løsninger for flytende havvind langs kysten
- Statnett har fått i oppdrag å utrede eventuelle hybride nettløsninger til utlysningen i 2025, og også å eie og drifte disse dersom de realiseres
- Statnett har inngått utredningsavtaler med fem partnere rundt Nordsjøen for å vurdere mulige hybride nettløsninger for havvind

Havvind som knyttes til land i Norge vil bli helt integrert med det nordiske kraftsystemet. Det er derfor behov for en helhetlig planlegging av kraftsystemet som inkluderer nett, produksjon og forbruk. I driftsfasen er det avgjørende for driftssikkerheten i kraftsystemet at havvind får samme muligheter og samme krav som produksjon på land.

Olje- og energidepartementet (OED) bekreftet i brev til Statnett juni 2023 at departementet vil forskriftsfeste Statnetts rolle som systemansvarlig til havs²⁰. I tillegg har regjeringen besluttet å gi Statnett ansvaret for å planlegge nettet til havs, i tråd med retningslinjer gitt av departementet og basert på innspill og dialog med havvindaktørene.

I samme brev ba OED Statnett om å starte utredning av eventuelle hybride nettløsninger tilknyttet produksjon i Sørvest F i Sørlege Nordsjø. Departementet legger til grunn at eventuelle hybride løsninger skal bygges, eies og drives av Statnett.

Erfaringer fra andre land tilsier at nettløsninger til havs tar lengre tid å realisere enn selve havvindparkene. Dette er forsterket av dagens leverandørmarked for nett til havs. Statnett har derfor startet prosjektutvikling av eventuelle hybridforbindelser til utlysningen i 2025.

4.1 Statnett er utpekt som systemansvarlig til havs

I kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom den samlede produksjonen, det samlede forbruket av kraft, og kraftutvekslingen med utlandet, hensyntatt kapasitetsbegrensningene i nettet. I tillegg skal det legges til rette for en tilfredsstillende leveringskvalitet i alle deler av landet og beslutningene til aktørene i kraftmarkedet må koordineres i planlegging og drift.

²⁰ [OED – Nettløsning for havvindutlysning i 2025 \(juni 2023\)](#)

Statnett er tildelt konsesjon for å utøve systemansvaret i det norske kraftsystemet²¹. Utøvelsen av systemansvaret innebærer ansvar og myndighet til å pålegge andre aktører, gjennom offentligrettslige vedtak, bestemte oppgaver og plikter.

Det er avgjørende for en samfunnsmessig rasjonell systemansvarsutøvelse at systemansvarlig opptrer nøytralt og ikke-diskriminerende. Utpekingen av Statnett som systemansvarlig til havs vil sikre at dette fremdeles kan oppfylles med havvind som en integrert del av det norske kraftsystemet.

4.2 Statnett er ansvarlig for å planlegge nettet til havs

Statnett har etablert områdeplaner for hele Norge som beskriver en planlagt stegvis utvikling av nettet på land frem mot 2040²². Vi har også identifisert gunstige tilknytningspunkter for havvind langs kysten²³. Det er avgjørende at nettet på land bygges ut i tråd med områdeplanene for å kunne knytte til store mengder havvind og en tilsvarende vekst i forbruket.

I all hovedsak er forbruket avhengig av tilgang på kraft også når det ikke blåser. Dette gir økt behov for effekt fra regulerbar vannkraft eller andre kilder, og økt behov for fleksibilitet fra forbrukere. Det vil også være nødvendig med regional balanse for å minimere overføringsbehovet i nettet. Sikker og effektiv drift forutsetter at tilknytning av havvind koordineres godt med oppgraderingen av transmisjonsnettet på land. Ved å samle tilknytningene av havvinden mot industriknutepunkter på land, som også er sterke punkter i nettet, kan vi redusere behovet for nye store ledningsprosjekter på land.

Stabiliteten i kraftsystemet er i dag avhengig av regulerbar vannkraft. Store roterende vannkraftsturbiner bidrar både med stabilitet og reguleringsevne til kraftsystemet. 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. For å håndtere dette må det utvikles nye virkemidler for å sørge for at kraftsystemet er stabilt og nye IT-systemer for å monitorere og håndtere disse utfordringene. Dette er beskrevet nærmere i kapittel 6.

4.3 Statnett skal planlegge, bygge og eie samordnede nettløsninger

Statnett har konkludert med at det er rasjonelt med en samordnet løsning for tilknytning av de tre havvindfeltene på Utsira Nord²⁴. For å sikre videre fremdrift fortsetter Statnett med planlegging, melding og konsesjonssøking av anleggene, i tråd med henstilling fra OED²⁵. Dersom anleggene får konsesjon, vil Statnett også bygge og eie disse anleggene.

Statnett er forberedt på å planlegge, bygge og eie flere slike samordnede nettløsninger for havvind langs kysten. Det kan være behov for slike løsninger både for å koble sammen flere havvindfelte, koble sammen havvindfelte med offshore kraftforbruk, eller for å tilknytte havvindparker mot flere tilknytningspunkter på land. Utbygging av radielle forbindelser vil normalt ikke inngå i Statnetts ansvar.

²¹ [Konsesjon for å utøve systemansvaret i det norske kraftsystemet](#)

²² [Statnett.no – Områdeplaner](#)

²³ [Statnett – Flere gunstige tilknytningspunkter for havvind](#)

²⁴ [Statnett – Tilknytning av havvind fra Utsira Nord, okt 2023](#)

²⁵ [OED – Nettilknytning av havvind fra Utsira Nord og Sørliche Nordsjø fase 1, mai 2023](#)

4.4 Statnett utreder hybride nettløsninger for havvind i Sørvest F

I utredningsarbeidet av eventuelle hybride løsninger i Sørvest F vil vi gjøre analyser av hvordan ulike nettløsninger vil påvirke det norske kraftsystemet og lønnsomheten av disse. Siden det er teknisk mulig med store mengder bunnfast havvind i Sørvest F, vil vi ta høyde for utbygginger i flere faser og se utbygging av disse i sammenheng. Siden alle landene rundt Nordsjøen utvikler havvindparker er det naturlig å også vurdere utbygging av ett eller flere maskede nett hvor flere havvindparker kobles sammen til havs, med tilknytning til to eller flere land. Havvind kan også knyttes mot offshore forbruk som hydrogenproduksjon.

Evaluering og vurdering av tekniske, økonomiske, markedsmessige og regulatoriske aspekter ved alternative nettløsninger krever også samarbeid med andre TSO-er rundt Nordsjøen. For å legge til rette for slikt samarbeid, har Statnett inngått utredningsavtaler («Memorandum of Understanding») med våre europeiske søsterselskaper Elia (Belgia), TenneT (Tyskland), Amprion (Tyskland), Energinet (Danmark) og National Grid Venture (Storbritannia)²⁶. Gjennom dette arbeidet bygger vi opp en portefølje av mulige valg for framtidige politiske beslutninger.

4.5 Statnett skal bygge, eie og drifte eventuelle hybride forbindelser

For den varslede utlysningen av nye havområder i 2025 har myndighetene åpnet for at det kan være aktuelt med hybride nettløsninger. For at det skal være mulig å velge dette alternativet er det nødvendig å starte planlegging av nettløsningen tidlig.

Erfaringer fra pågående utbygging av havvind tilknyttet HVDC-systemer er at det tar lengre tid å bygge ut nettinfrastruktur til havs enn havvindparker. Utbygging av hybride løsninger med partnere fra flere land, og behov for flere kommersielle og operasjonelle avtaler, øker kompleksiteten og byggetiden for nettløsningene ytterligere. Erfaringstall fra siste inngåtte kontrakter på offshore HVDC-systemer i Europa tilsier en leveringstid på 7-8 år fra kontraktsignering til ferdigstilling. Dette er flere år lengre enn den faktiske byggetiden, fordi det er en begrenset kapasitet i dagens leverandørmarked. Denne "køen" i leverandørmarkedet er større for HVDC-stasjoner og kabler enn for turbiner. Til sammenligning forventer vi at en byggetid for havvindparken på 4-5 år for havvindparken etter mottatt konsesjon.

For å være i posisjon til å inngå leverandørkontrakter for nettinfrastruktur må det først være gjennomført forhandlinger med leverandører, inngått avtaler med utenlandske partnere, og en rekke tekniske og øvrige forutsetninger må være klarlagt. For å redusere ledetiden for utvikling av nettinfrastrukturen er det derfor vår vurdering at det er nødvendig å starte prosjektutvikling av hybride forbindelser i god tid før utlysning av havvindområdene, og før myndighetene har besluttet om det eventuelt skal bygges hybride forbindelser. Derfor starter Statnett nå arbeidet med utvikling av teknisk dokumentasjon, konsesjonsprosess og forberedelse for anskaffelser. Ved en eventuell utlysning av hybride forbindelser i 2025 må prosjektutviklingen skje i tett samarbeid med utbyggeren av havvindparken.

Vi forventer at utbygging av eventuelle hybridforbindelser vil defineres som transmisjonsnett og reguleres etter samme regelverk som utenlandsforbindelser. Dette sammenfaller med RMEs vurderinger av regulering av hybride forbindelser fra mars 2023²⁷.

²⁶ [Statnett – Muligheter for framtidig havnett](#)

²⁷ [RME – Regulatorisk rammeverk for havvind med hybridforbindelser, 27.mars 2023](#)

4.6 Statnetts roller i forvaltningsregimet for havvind

NVE og Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har fått i oppdrag fra OED å komme med innspill til forvaltnings- og konsesjonsregimet for fornybar energiproduksjon til havs²⁸. I dette ligger det blant annet hvilke beslutninger som må bli tatt i de ulike stegene i prosessen, og hvilke roller og ansvar havvindutbyggere, Statnett, NVE, RME og OED skal ha. Dette er et pågående arbeid, og Statnett er i dialog med myndighetene om hvilke roller Statnett skal ha i prosessen. Statnett vil integrere plan- og utredningsarbeid for nett til havs i størst mulig grad med etablerte prosesser for Systemutviklingsplanen og områdeplaner. Som planansvarlig til havs vil vi ta initiativ til nødvendige analyser og planprodukter.

I forkant av utlysningen i 2023 fikk Statnett i oppdrag å vurdere konsekvenser for kraftsystemet, tilknytningsløsninger og tilknytningspunkt på land. Statnett forventer at vi, i rollen som planansvarlig til havs, skal gjøre tilsvarende vurderinger for de tre områdene som er pekt ut som aktuelle for utlysning i 2025 (Vestavind B, Vestavind F og Sørvest F), og videre for de øvrige 17 områdene som er aktuelle for utlysninger frem mot 2040²⁹. De første overordnede vurderingene vil inngå som del av den strategiske konsekvensutredningen (SKU)³⁰, der målet er å vurdere hvilke områder som skal åpnes, og i hvilken rekkefølge. I tillegg vil det være behov for å gjøre konkrete vurderinger av tilknytningsløsninger og tilknytningspunkt.

4.7 Samarbeidsforum for Havvind

Olje- og energiministeren opprettet i september 2021 Samarbeidsforum for havvind som en møteplass mellom myndigheter, aktører og interessenter i havvindbransjen. Forumet ble videreført i mai 2022 med opprettelsen av tre arbeidsgrupper: Sameksistens, Industri- og teknologiutvikling og Infrastruktur og utvikling av nett til havs³¹.

Statnett leder arbeidsgruppe 3 "*Infrastruktur og utvikling av nett til havs*", som består av representanter fra Fornybar Norge, Norsk industri, WWS, LO, ZERO og Offshore Norge. OED, NVE og RME er observatører. Arbeidsgruppen er et fora der interessenter kan drøfte og gi innspill til nettløsninger og infrastruktur til havs. Gruppen har jevnlig åpne informasjonsmøter for å informere om arbeidet³².

²⁸ [NVE – Innspill til forvaltningsregimet for fornybar energiproduksjon til havs](#)

²⁹ [NVE – Identifisering av utredningsområder for havvind](#)

³⁰ [NVE – Om strategisk konsekvensutredning](#)

³¹ [Invitasjon til Samarbeidsforum, mai 2022](#)

³² [Statnett – Samarbeidsforum for havvind, arbeidsgruppe 3: "Infrastruktur og utvikling av nett til havs"](#)

DEL 2

Utfordringer og muligheter i havvindutviklingen

5 Vi må utvikle et bærekraftig nett til havs

Hovedbudskap:

- Vi må ta hensyn til påvirkning, risiko og muligheter innenfor klima, natur og miljø, og sosiale forhold i hele prosessen i utviklingen av nett til havs
- Statnett har gjennomført en dobbel vesentlighetsanalyse som viser at de viktigste områdene er å redusere klimagassutslipp i et vugge-til-grav-perspektiv, redusere arealbruk og naturinngrep på land og til havs, samt å jobbe for sameksistens og verdiskaping

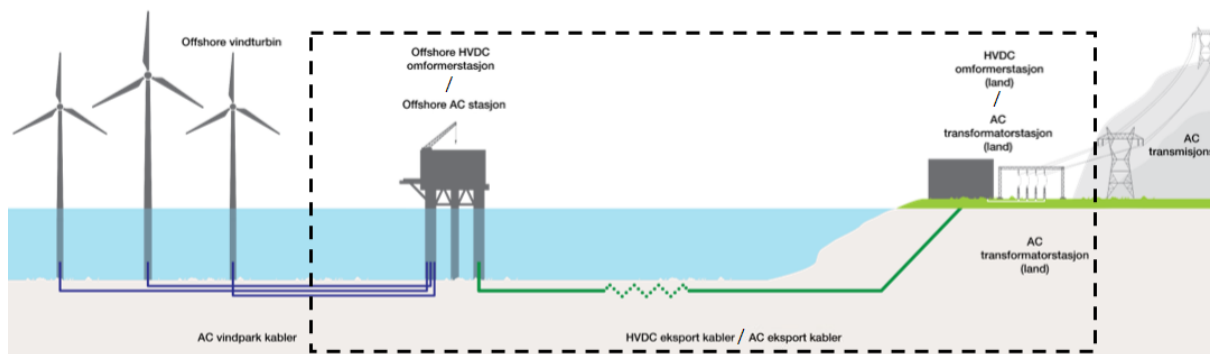
For å bygge infrastrukturen som trengs for å frakte offshore vindkraft til forbrukerne må bærekraftige og ansvarlige løsninger ligge til grunn. Ved å utvikle et nett til havs vil Statnett bidra til å realisere en grønn omstilling for kraftkrevende industri, transportsektor og alminnelig forbruk. Samtidig vil utviklingen medføre naturinngrep, beslaglegge areal og kreve store mengder energi og materiale. For å levere på målet om å forberede kraftsystemet på tilknytning av 15 GW havvind innen 2040 og en samtidig forbruksvekst, er Statnett avhengig av at utviklingen gjøres på en mest mulig skånsom måte med hensyn til klima, natur og miljø, og sosiale forhold.

5.1 Resultater fra dobbel vesentlighetsanalyse gir føringer for utviklingen av havvind

Statnett har gjennomført en dobbel vesentlighetsanalyse for å identifisere de vesentlige bærekraftsforholdene knyttet til utvikling av nettet til havs. En dobbel vesentlighetsanalyse ser på hvilken påvirkning Statnett har på samfunnet og interessenter, samt hvordan relevante forhold kan påvirke Statnetts mulighet til langsiktig verdiskaping. Basert på vesentlighetsanalysen defineres de viktigste områdene for bærekraftsarbeidet. Her må vi ta hensyn til påvirkning, risiko og muligheter innenfor klima, natur og miljø, og sosiale forhold i hele prosessen i utviklingen av nett til havs. Langsiktig planlegging og tidlig avklaring av roller er viktig for å få til dette. Vi vil stå overfor flere dilemmaer knyttet til hvilke bærekraftsområder som skal prioriteres. Vi har hatt dialog med aktører som enten vil berøres av vår virksomhet til havs, eller som selv kan påvirke vår virksomhet til havs på en vesentlig måte.

Vesentlige påvirkninger identifisert i vår analyse er å redusere klimagassutslipp i et vugge-til-grav-perspektiv, redusere arealbruk og naturinngrep på land og til havs, samt å jobbe for sameksistens og verdiskaping³³. Vesentlighetsanalysen omfatter offshore knutepunkt for opptransformering og eventuell omforming til likestrøm, kabler og tilknytningspunkt til nettet på land, som illustrert i Figur 10.

³³ Rammeverket *dobbel vesentlighet* er også benyttet for Statnett konsern, se Års- og bærekraftsrapport 2022. Den overordnede analysen for Statnett konsern har vært utgangspunkt for den mer detaljerte analysen av nett til havs som nå er gjennomført.



Figur 10: Området som Statnett har vurdert: Fra tilkoblingspunkt og stasjon på land til knutepunkt og plattform til havs. Havvindparkene er ikke inkludert.



Figur 11: De mest vesentlige påvirkningene ved utvikling av nett til havs

5.1.1 Klima – Nett til havs legger til rette for fornybar energi, men utslippene ved bygging og drift må minimeres

Utviklingen av nett til havs bidrar til omstillingen til et fornybarsamfunn og er identifisert som den største påvirkningen med hensyn til klima. De mest vesentlige klimagassutslippene kommer fra leverandørkjeden, bygging og drift av anleggsmasse og indirekte i form av overføringstap og flaskehalser i operativ drift.

5.1.2 Natur og miljø – Påvirkningen på natur og miljø må minimeres

Utbygging, drift og vedlikehold kan ikke skje uten at areal beslaglegges og at det gjøres naturinngrep. Dette er derfor pekt på som de største påvirkningene ved nettutbygging for natur og miljø.

5.1.3 Sosiale forhold – Nett til havs må utvikles i sameksistens med andre interesser

Tilrettelegging for offshore vind bidrar til verdiskaping i form av forsyningssikkerhet, økonomisk vekst, leverandørutvikling og lokale ringvirkninger. Samtidig kan det medføre negativ påvirkning på ulike interessentgrupper, deriblant fiskerinæringen og urfolk. Sameksistens og bærekraftig verdiskaping er derfor vektet som de mest vesentlige påvirkningene innen sosiale forhold. Helse, sikkerhet og menneskerettigheter trekkes også fram som områder hvor Statnett har et ekstra ansvar, deriblant sosiale forhold i leverandørkjeden og berørtes rettigheter.

5.2 De mest vesentlige tiltakene

For å realisere et bærekraftig nett til havs har Statnett identifisert tre overordnede tiltak som må oppfylles. Tiltakene er oppsummert i Figur 12 og beskrevet videre under.



Figur 12: Prioriterte områder for målrettede tiltak

5.2.1 Utvikle et nett til havs som hensyntar klimagassutslipp i et helhetlig vugge-til-grav perspektiv

Utviklingen av nett til havs må hensynta klimagassutslipp i et helhetlig vugge-til-grav perspektiv. Omfanget av utslippene er i stor grad basert på valgene som tas i design- og planleggingsfasen og kravene som stilles til leverandørene. Eksempelvis vil en reduksjon av en plattforms størrelse redusere materialbruken på det enkelte anlegg og dermed være et tiltak for å redusere utslippene fra fabrikasjonen av anlegg. Samtidig vil redusert størrelse gå på bekostning av anleggets funksjonalitet. Hvilken fleksibilitet og systemstøtte man trenger for driften av kraftsystemet totalt sett vil blant annet være avhengig av robustheten i tilknytningspunktet og elektrisk avstand til eventuelle omformere. Det er derfor ikke tilstrekkelig å optimalisere på det enkelte anlegg.



Figur 13: Tidsforløp for nett til havs fra vugge til grav

For å utvikle et kraftsystem hvor "hav og land går hand i hand" må Statnett bidra til at det utvikles helhetlige og koordinerte løsninger. Havvindområdene bør koordineres med kraftsystemet på land både med hensyn til tilknytningspunkt og behov for nettførsterkning. For å kunne levere på dette er selskapet avhengig av forutsigbarhet og tydelige planer. Forutsigbarhet er også et helt avgjørende insentiv for industrien for å skalere opp leveranseevnen. Skaleringfordelene er en mulighet man vil miste ved sekvensiell utbygging, i tillegg til muligheten for samordning, felles infrastruktur og koordinerte nettløsninger.

5.2.2 Hensynta kunnskap om lokale natur- og miljøforhold ved valg av design og trasé

Arealet som blir beslaglagt og naturinngrepene som gjøres vil ha ulike konsekvenser avhengig av anleggets og traseenes geografiske plassering. Kunnskap om lokale natur- og miljøforhold må hensyntas ved valg av design og trasé. For å kunne ta valg som reduserer påvirkning på lokale økosystemer må det gjennomføres kartlegging av naturtyper og økosystemer tidlig. Sektorkobling, samarbeid på tvers av bransjen og med forskningsmiljøer er essensielt for en kontinuerlig utvikling av beste praksis, og kan muliggjøre økt samlokalisering av infrastruktur. I tillegg til samlokalisering må vi minimere arealbruk, i økende grad ta i bruk arealer satt av til industri og grå arealer, og unngå verdifulle, sårbare og karbonrike naturtyper.

Materialvalg og ressursbruk er også løftet som vesentlige påvirkninger for natur og miljø. Utvinning av råmaterialer og bygging og drift av anlegg medfører inngrep med potensiell direkte påvirkning på lokale

økosystemer og artsmangfold. Ved realisering av nett til havs må natur ivaretas og tilbakeføres, og naturpositiv utforming av anlegg prioriteres. Bidrag til naturpositivitet skal være førende for utviklingen.

5.2.3 Etablere god dialog og tidlig involvering av interessenter og aktører

For å kunne realisere planene om offshore vindkraft og tilhørende infrastruktur, er vi helt avhengig av god sameksistens. For å lykkes med dette må vi etablere meningsfylt dialog og tidlig involvering av interessenter og aktører. Statnett jobber for å ha oversikt over menneskerettighetsrelaterte risikoer i hele verdikjeden, deriblant helse, sikkerhet og andre sosiale forhold, og for å etablere gode prosesser for å håndtere disse.

5.3 Statnett har lang erfaring med å hensynta bærekraft ved bygging av nett til havs

Statnett har lang erfaring med å bygge nett til havs med store mellomlandsforbindelsesprosjekter mellom Norge og andre land rundt Nordsjøen, senest med NordLink (2020) og North Sea Link (NSL) (2021). Hensyn til klima, natur og miljø, og samfunn har vært viktig for Statnett og helt sentralt i disse prosjektene. Av miljøhensyn ble det gjort vurderinger av prosjektenes påvirkning på miljøet i form av konsekvensutredninger, miljø- og transportplan, miljøkrav til leverandørene gjennom krav i konsesjoner, og sammenfallende krav med Europa. For natur ble det gjort vurderinger av prosjektenes påvirkning på natur, tiltak for å redusere visuell forurensing, kartlegging av truede dyrearter og plantearter med tilhørende iverksatte tiltak, samt at vi tilstrebet effektive løsninger og samlokalisering i eksisterende traseer på land og til havs. For NordLink ble traséen på land i Norge i stor grad lagt sammen med en eksisterende ledningstrasé. I dette prosjektet ble også spesielt sårbare arter som hubro og smålom overvåket for å forhindre negativ påvirkning. En suksess i prosjektet var at vi startet tidlig med interessentdialog for å få til god sameksistens.

6 Vi må ivareta sikker systemdrift og effektive markeder

Hovedbudskap:

- Helhet og konsistens i det regulatoriske rammeverket på land og til havs er viktig for å sikre likebehandling, sikker drift og effektive prosesser
- Kraftproduksjonen fra havvind vil bli en integrert del av det eksisterende kraftsystemet, og må integreres i eksisterende markedsløsninger og driftsprosesser
- Havvind vil, sammen med annen uregulerbar kraftproduksjon, øke kompleksiteten i systemdriften. Det utvikles nå en portefølje av tiltak for å håndtere disse utfordringene
- Et markedsdesign basert på budområder til havs bør benyttes ved hybridforbindelser. Dette vil samsvare med eksisterende praksis og regelverk på land, gi riktige prissignaler og være en effektiv måte å håndtere de strukturelle flaskehalsene på
- Statnett mener at det må stilles krav til havvindparkene om tilknytning til døgnbemannet driftssentral, og det må vurderes om det også skal stilles krav om anmelding i balansemarkedet for mFRR. Statnett vurderer også funksjonskrav som muliggjør at vindkraft kan bidra med ytterligere systemtjenester

Energisystemet i Europa er i starten av en stor omstilling der fossil kraftproduksjon vil erstattes med fornybar kraftproduksjon. Våre vurderinger, som er beskrevet i kapittel 1.1, legger til grunn at havvind vil være den viktigste kilden til ny produksjon i Nord-Europa i alle analysescenariene, men vind på land og solkraft vil også spille en vesentlig rolle. Ny produksjonskapasitet blir derfor i all hovedsak uregulerbar³⁴.

Den økte andelen uregulerbar kraftproduksjon vil påvirke systemdriften i stor grad, både lokalt og europeisk, og det vil være behov for å utvikle en portefølje av tiltak for å håndtere disse endringene. Utfordringene som vil oppstå er komplekse, og tiltakene for å håndtere driften av fremtidens kraftsystem er både av teknisk, regulatorisk og markedsmessig art. I tillegg vil det være behov for å utvikle IT-systemer som kan automatisere dagens manuelle driftsprosesser, og være fleksible nok til å håndtere fremtidige behov vi ikke kjenner i dag.

6.1 Helhetlig regelverk på land og til havs sikrer likebehandling og effektivitet

Kraftsystemet er ett sammenkoblet teknisk system. Helhet og konsistens i det regulatoriske rammeverket på land og til havs er viktig for å sikre likebehandling, sikker drift og effektive prosesser. Statnett mener at dette kan oppnås ved at det regulatoriske rammeverket for nett, systemdrift og marked til havs er i tråd med det etablerte regelverket som gjelder på land.

6.1.1 Grenseskillene mellom ulike lovverk må avklares

En integrering av havvind i det eksisterende kraftsystemet krever regulatoriske avklaringer på roller, ansvar og myndighet. Energilovens stedlige virkeområde er på norsk landterritorium og indre farvann innenfor grunnlinjen, mens Havenergilova kommer til anvendelse på norsk sjøterritorium utenfor

³⁴ Med uregulerbar kraft menes i denne sammenheng væravhengig produksjon med liten eller ingen fleksibilitet knyttet til når kraften produseres, og ingen mulighet for nedregulering uten at energien går tapt.

grunnlinjen og på kontinentalsokkelen. Energiloven har i dag en rekke underliggende nasjonale og EØS-implementerte forskrifter. Til sammen utgjør dette sentrale rammer og virkemidler for aktørene i kraftmarkedet på land. Flere av disse tildeler Statnett ansvar og myndighet som plan- og systemansvarlig, og regulerer aktørenes forpliktelser ved å knytte seg til det norske kraftsystemet på land.

Havenergilova har ikke tilsvarende forskriftsverk, og rammeverket for kraftmarkedet og Statnetts utøvelse av rollene som plan- og systemansvarlig til havs er foreløpig ikke regulert i forskrift. EØS-implementerte forskrifter er heller ikke gjeldende til havs. Havenergilova gjelder kun fornybar kraftproduksjon til havs, og ikke fossil produksjon og forbruk. Dette skaper grenseskiller mot annet lovverk, eksempelvis Petroleumsloven, som må avklares. I tillegg bør utformingen av nye regler samstemmes med regelverket i de andre landene rundt Nordsjøen.

6.1.2 Systemansvarlig må ha tilstrekkelige virkemidler til å utøve systemansvaret til havs

Systemansvarlig på land har det overordnede ansvaret for å koordinere driften av kraftsystemet. Systemansvarlig skal legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet, og dermed sørge for en rasjonell utnyttelse av kraftressursene for samfunnet som helhet. For å ivareta dette ansvaret er systemansvarlig tildelt offentlig myndighet gjennom vedtakskompetanse, og et sett med virkemidler for å drifte systemet og sikre riktig funksjonalitet i kraftsystemet. Dette innebærer blant annet at systemansvarlig kan kreve endringer i produksjon, forbruk eller utveksling for å ivareta driftssikkerheten i kraftsystemet.

Kraftproduksjon til havs vil påvirke driftssikkerheten på land på lik linje med annen produksjon. Det er derfor avgjørende for systemansvarlig å ha tilsvarende myndighet og virkemidler overfor havvindprodusentene. Dette vil også sikre likebehandling mellom aktører på land og til havs. For å sikre en enhetlig praksis, bør det også være samme regulator på land og til havs.

Myndighetene har i brev til Statnett datert 30. juni 2023 bekreftet at de vil forskriftsfeste Statnetts rolle som systemansvarlig til havs.

6.2 Havvind vil påvirke systemdriften

Havvind og annen uregulerbar kraftproduksjon vil påvirke systemdriften på flere områder. I dette kapittelet drøftes de ulike påvirkningene, mens utviklingsbehovet beskrives i kapittel 6.3.

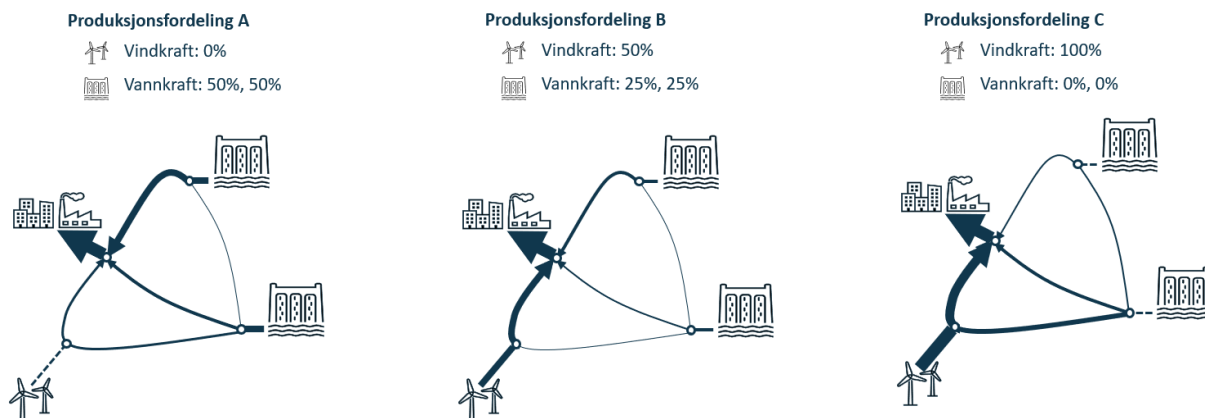
6.2.1 Mer uregulerbar produksjon øker kompleksiteten i flaskehals håndteringen

Produksjons- og flytmønstre har frem til nylig vært relativt stabile, med forutsigbare sesong- og døgnvariasjoner. Når uregulerbar produksjon har fått en større markedsandel, har produksjonsfordelingen blitt mer skiftende og uforutsigbar. Dette gir raskere, hyppigere og større endringer i kraftflyten i nettet.

Systemansvarlig har ansvaret for å gjøre tiltak i driftsfasen for å unngå overlast i nettet. De vanligste tiltakene er å øke eller redusere produksjonen for å redusere kraftflyten gjennom flaskehalsene, eller aktivere ulike typer systemvern som øker kapasiteten. Med hyppigere og større endringer i kraftflyten vil det oftere være endringer i hvilke nettbegrensninger som må håndteres i driftsfasen. Raskere endringer medfører at det må legges inn større marginer for å unngå overlast, eventuelt at det tillates hyppigere overlast i nettet fordi tiltakene ikke kan iverksettes raskt nok.

Bedre prognoser på uregulerbar kraftproduksjon kombinert med en høyere grad av automatisering av flaskehals håndteringen, vil være en forutsetning for å minimere risiko og opprettholde en høy systemutnyttelse.

Figur 14 illustrerer hvordan belastningen i ulike deler av et tenkt nett endrer seg når andelen uregulerbar kraftproduksjon endres.

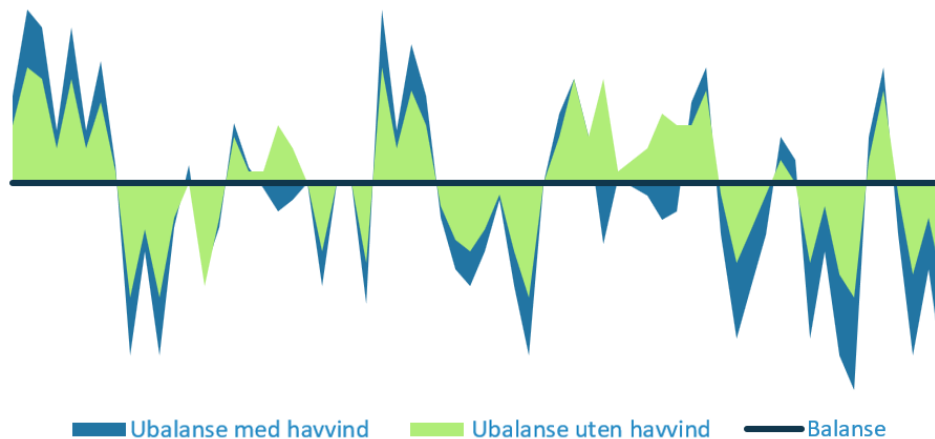


Figur 14: Illustrasjon på hvordan effektflyen (piler) påvirkes av andelen uregulerbar kraftproduksjon

6.2.2 Omstillingen påvirker balanseringen både i kraftmarkedet og operativ drift

Balanse mellom produksjon og forbruk er en forutsetning for en stabil og sikker drift av kraftsystemet. Hoveddelen av balanseringen av kraftsystemet skjer i kraftmarkedet hvor produksjon, forbruk og utveksling balanseres for hvert tidssegment. I driftsfasen vil det, av flere årsaker og helt normalt, oppstå ubalanser mellom planlagt produksjon og faktisk produksjon. Disse ubalansene håndteres av systemansvarlig gjennom aktivering av ulike typer reserver.

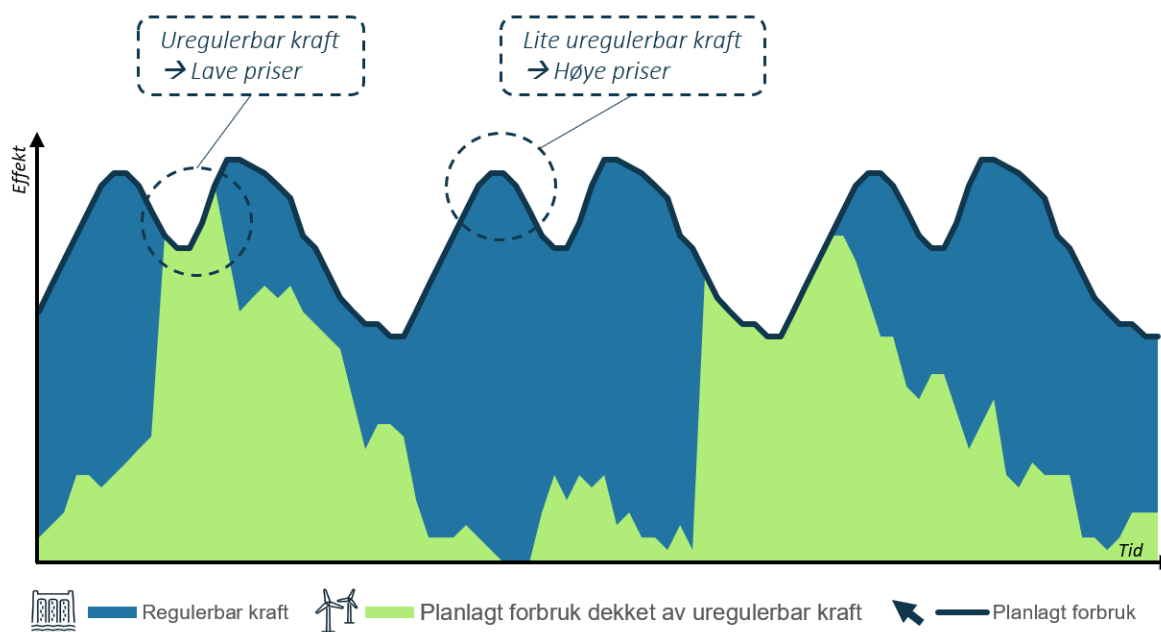
Større andel uregulerbar kraftproduksjon, slik som havvind, gir økte ubalanser i systemet fordi anmelding i Day Ahead-markedet baserer seg på vindprognoser opptil 36 timer før driftstimen. Det vil derfor være usikkerhet knyttet til om vindkraftproduksjonen i driftstimen samsvarer med aktørens markedsforpliktelse.



Figur 15: Kraftsystemet trenger balanse mellom produksjon og forbruk. Større andel uregulerbar kraftproduksjon, f.eks. havvind, gir økte ubalanser. Grafen er en illustrasjon, og ikke basert på simuleringer.

Omstillingen vil også påvirke kraftmarkedet, der prisene både vil bli mer volatile og mindre forutsigbare. Det vil oftere oppstå ekstrempriser ved lav fornybar produksjon, og negative priser ved høy fornybarproduksjon, slik som illustrert i Figur 16.

Et kraftsystem som i større grad er basert på uregulerbar fornybar produksjon kan tidvis møte en mer anstrengt effektsituasjon i systemet, som gir økt risiko for avkortning i kraftmarkedet eller effektbrist i driftsfasen.



Figur 16: Illustrasjon av fordeling mellom regulerbar og uregulerbar kraft for tre vilkårlige dager

6.2.3 Nye krav og økte ubalanser medfører større behov for reserver

I operativ drift stilles det krav til at den enkelte TSO skal ha tilstrekkelig tilgang på reserver til å kunne håndtere dimensjonerende hendelse i sitt kontrollområde³⁵. Med implementering av europeisk lovverk vil det også stilles krav til reserver for håndtering av ubalanser. De nordiske TSO-ene har derfor utarbeidet en metodikk for dimensjonering og plassering av reserver, basert på krav i System Operation Guideline (SOGL). Et viktig prinsipp i metodikken er at hver TSO er ansvarlig for å disponere tilstrekkelig mengde reserver til å kunne håndtere ubalanser både innenfor sitt kontrollområde og for det enkelte budområde.

Nye krav til reservedimensjonering og økte ubalanser som følge av økt andel uregulerbar kraftproduksjon er to faktorer som begge øker reservebehovet. Reservebehovet vil være uavhengig av om havvind er tilknyttet med hybrid eller radial.

6.2.4 Verdien av fleksibilitet øker, men tilgangen på reserver svekkes

Regulerbar vannkraft har frem til nå vært den viktigste kilden til fleksibilitet i Norge og Norden, både for å balansere kraftmarkedet og som reserver for å regulere ut ubalanser i driftstimen. Fleksibiliteten i vannkraften har vært en viktig årsak til at kraftprisene har vært mer stabile i Norge og Norden enn i resten av Europa, samtidig som reservekostnadene i Norge har vært lave sammenlignet med de fleste andre land.

Storskala integrasjon av havvind og annen uregulerbar kraftproduksjon vil i perioder med høy produksjon fortrenge den regulerbare vannkraften. Dette skyldes at kraftprisen i disse timene går ned, og vannkraften vil spare vannet til perioder med høyere pris. Dette er en rasjonell og ønsket agering i kraftmarkedet som øker verdien av vannkraften, samtidig som de samlede produksjonsressursene brukes mest mulig effektivt. Likeledes vil situasjoner med lav uregulerbar kraftproduksjon og høyt

³⁵ Statnett sitt kontrollområde tilsvarer hele Norge.

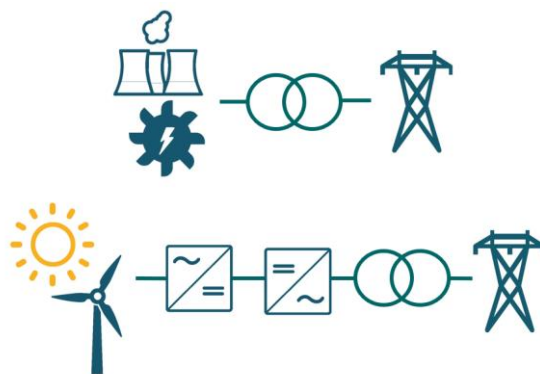
forbruk kunne medføre at all tilgjengelig vannkraft vil produsere. I begge disse situasjonen er vannkraftens fleksibilitet fullt utnyttet i den ene retningen.

Situasjoner med mangel på fleksibilitet i kraftmarkedet påvirker systemdriften. Selv om kraftmarkedet alltid klareres i ekstremisituasjoner, enten ved å avkorte forbruk eller produksjon, er det ingen garanti for at den faktiske responsen i driftsfasen blir som forutsatt i markedet. Avkortning i energimarkedet øker sannsynligheten for effektbrist eller overproduksjon som må håndteres av systemansvarlig i driftstimen.

Statnett anskaffer ulike typer reserver, både for opp- og nedregulering. I perioder der fleksibiliteten i kraftsystemet utnyttes fullt ut, vil tilgangen på reserver svekkes og kostnadene øke.

6.2.5 Stabiliteten i kraftsystemet svekkes

Stabiliteten i kraftsystemet er helt avhengig av tekniske egenskaper som vann- og kjernekraftverkene med synkrongeneratorer har. Disse egenskapene bidrar til å stabilisere frekvens og spenning både i normaldrift og i feilsituasjoner. Når vind- og solkraft erstatter produksjon fra vann- og kjernekraft, svekkes kraftsystemets stabiliserende egenskaper. Dette skyldes at vind- og solkraft blir knyttet til nettet via kraftelektronikkomformere. Dette kan være omformere i den enkelte vindmølle og solcelleanlegg, eller likestrømsforbindelser som kobler havvind til kraftsystemet på land. Vi må sørge for at kraftsystemet fungerer teknisk, uavhengig av hvilke kraftverk som produserer.



Figur 17: Kraftproduksjon fra synkrongeneratorer, som f.eks. vann- og kjernekraft er koblet direkte til kraftsystemet, men vind- og solkraft er koblet til kraftsystemet med omformere

Utover å øke omfanget av allerede kjente fenomen, vil et mer omformerdominert system også introdusere nye stabilitetsutfordringer. Til nå er resonans- og omformerdrevet stabilitet identifisert som nye fremtidige utfordringer vi må forberede systemet på å kunne håndtere.

For å kunne observere og håndtere de nye dynamiske egenskapene i systemet, blir det avgjørende å utvikle systemer for å overvåke stabilitetsfenomener som ikke kan overvåkes i dagens driftskontrollsystemer.

Statnett har laget en egen temarapport om Stabilitet i et kraftsystem i endring³⁶. I tillegg har Statnett sammen med de andre nordiske og europeiske TSOene startet flere aktiviteter for å møte stabilitetsutfordringene i et omformerbasert kraftsystem³⁷.

³⁶ [Stabilitet i et kraftsystem i endring \(statnett.no\)](https://statnett.no)

³⁷ [Nordic Grid Development Perspective 2023](#)

6.2.6 Havvind vil i liten grad påvirke risikoen for anstrengte energisituasjoner

Samlet sett vil havvind bedre energibalansen i Norge, men en økning i både fornybar kraftproduksjon og økt forbruk vil redusere vannkraften sin markedsandel. Dette påvirker produksjonsmønsteret til vannkraften ved at produksjonen blir konsentrert på færre timer. Dette mønsteret blir forsterket med effektutvidelser i eksisterende vannkraft, men disponeringen av vannet over året og fyllingsgraden i magasinene vil i mindre grad bli endret.

Generelt vil overgangen til mer sol- og vindkraft gi større utfordringer med kortvarige svingninger og effektproblematikk, mens risikoen for anstrengte energisituasjoner er mer avhengig av den totale energibalansen og i mindre grad avhengig av om kraften kommer fra regulerbar vannkraft eller uregulerbare kilder.

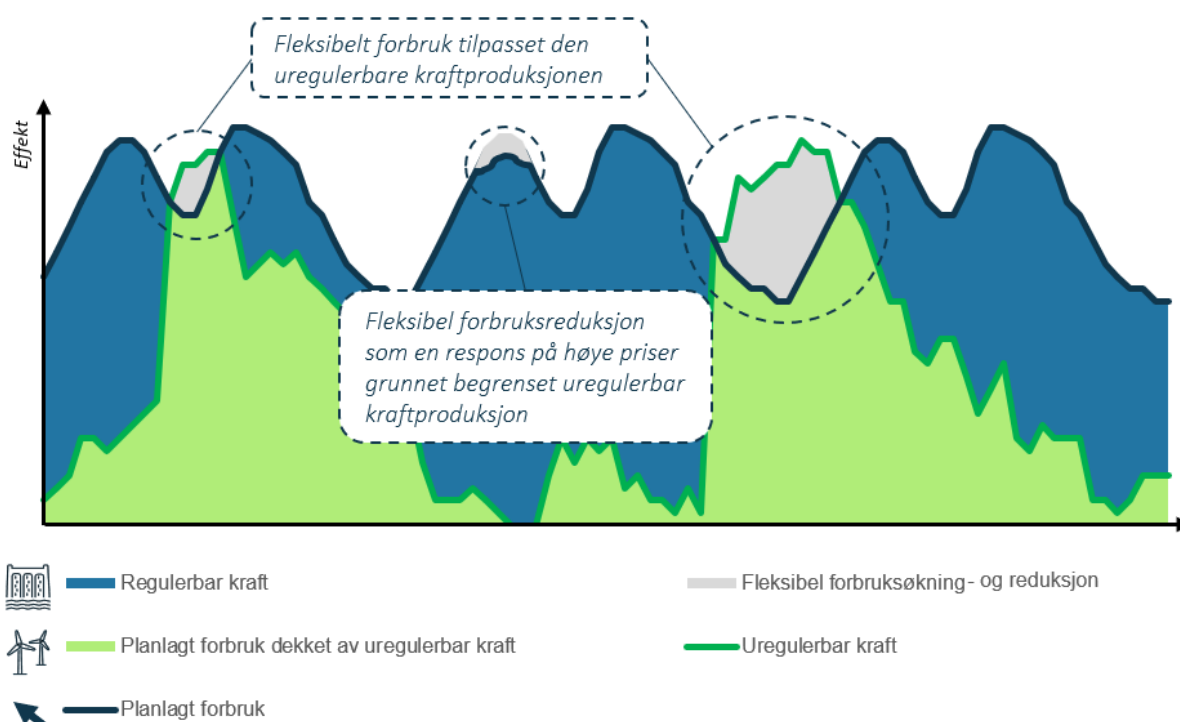
6.3 Integrering av havvind krever utvikling utover tilstrekkelig nettkapasitet

En vellykket integrering av havvind i det norske kraftsystemet vil kreve utvikling på flere områder, utover å bygge tilstrekkelig nettkapasitet.

6.3.1 Behov for mer fleksibilitet og insentiver for å tilby fleksibiliteten i alle markeder

Norges regulerbare vannkraft vil fortsatt være en viktig bidragsyter til systemets fleksibilitet, og effektutvidelser i eksisterende vannkraft vil bidra med ytterligere fleksibilitet. I fremtidens kraftsystem vil imidlertid nye kilder for fleksibilitet innen forbruk og energilagring spille en stadig viktigere rolle for å sikre at markedet kan balanseres og dekke et økende reservebehov. Viktige bidrag til dette blir:

- En mye større andel av forbruket må bli fleksibelt, og ha insentiver til å utnytte denne fleksibiliteten i både kraftmarkedet og reservemarkedene
- Aktiv deltakelse fra "uregulerbar" fornybarproduksjon, som havvind, i intradag og balansemarkedene
- Fleksibel hydrogenproduksjon, og bruk av hydrogen i topplastverk
- Batterier og andre former for energilagring



Figur 18: Fleksibelt forbruk kan både hindre effektbrist og motvirke at energi går tapt i perioder med høy fornybarandel

Figur 18 viser hvordan tilstrekkelig fleksibilitet vil hindre effektbrist i perioder med lav fornybarproduksjon, og motvirke at energi går tapt i perioder med høy fornybarproduksjon.

Fleksibilitet, uavhengig av kilde, kan i utgangspunktet bidra til både å balansere tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet, og til å dekke systemansvarliges reservekrav. Systemansvarlig anskaffer alltid reservene før day ahead-markedet, men en større andel uregulerbar kraftproduksjon kan gi utfordringer med å sikre reservekravet, og kostnadene forventes å øke. Flexibilitetsleverandører, enten det er fra vannkraft, forbruk eller energilagring, vil ha mange ulike markeder å tilby sin fleksibilitet i. Aktiveringstid, maksimal varighet på aktiveringen, start/stopp-kostnader og andre egenskaper kan avgjøre om fleksibiliteten gir størst verdi i energimarkedet eller i systemansvarliges mange reservemarkeder.

Forbruk benyttes også i dag som reserve. En stor del av disse reservene er fra metallindustrien, og kan kun aktiveres med en begrenset varighet på grunn av prosess tekniske forhold. Ubalanser grunnet prognosefeil kan vare i flere timer, og eksisterende forbruksreserver kan derfor i mindre grad bidra i den kontinuerlige balanseringen. Et viktig mål er derfor at nye kilder til reserver i forbruk skal kunne aktiveres over lengre tidsperioder. For mer detaljer om fleksibilitet henvises til Statnetts temarapport om fleksibilitet³⁸.

6.3.2 Høyere kvalitet på vindkraftprognoser er avgjørende for driftssikkerheten

Et større innslag av uregulerbar kraftproduksjon, kombinert med andre endringer, gjør at kvaliteten på prognosene blir mye viktigere for driftssikkerheten i systemet.

Det mest åpenbare er behovet for gode produksjonsprognoser hos vindkraftprodusentene, slik at de skal kunne planlegge seg i balanse i kraftmarkedet og deretter korrigere eventuelle ubalanser i intradagmarkedet. Hvis prognosene på havvindproduksjon avviker mye fra faktisk produksjon, kan det medføre knapphet på reserver, mens bedre prognoser vil kunne bidra til å redusere ubalansene og kostnadene for reserver.

Systemansvarlig og RCC³⁹ vil også ha behov for egne prognoser for å gjennomføre nødvendige sikkerhetsanalyser som grunnlag for kapasitetsfastsettelse, planlegging av driftsstanser, innkjøp og utveksling av reserver og balansering av kraftsystemet. Dette er en del av overgangen til automatisert balansering og flaskehalshåndtering.

6.3.3 De tekniske løsningene i et havnett må hensynta dimensjonerende feil i Norden

Dimensjonerende feil i det nordiske synkronområdet er i dag 1400 MW. Dette betyr at ingen enkeltfeil i kraftsystemet skal medføre et effektbortfall på over 1400 MW, og at dimensjonering av ulike reserver og driftsparametere skal ta høyde for at dimensjonerende feil kan skje til et hvilket som helst tidspunkt.

Det kan likevel ikke utelukkes at større hendelser kan skje, f.eks. ved flere samtidige hendelser eller enkeltfeil med svært lav sannsynlighet. Konsekvensen av slike hendelser kan være at frekvensen faller til et nivå der driftsforstyrrelsesreservene er fullt utnyttet. Frekvensfallet vil da medføre at en andel av forbruket i Norden blir frakoblet av underfrekvensvern.

I Tyskland, Nederland, Belgia og Danmark planlegges det for utbygging av HVDC-omformere på 2 GW. Konseptet inkluderer en metallisk returkabel som gjør at feil på en kabel eller en omformer kun vil

³⁸ [Fleksibilitet som kilde til verdiskaping og forretningsutvikling](#)

³⁹ RCC, Regional Control Center: Alle TSO-er i Europa er tilknyttet en eller flere RCC, som har som oppgave å utføre ulike sikkerhetsanalyser i et større område. Statnett er tilknyttet RCC-Nordic, som dekker Norge, Sverige, Finland og Danmark.

medføre 1 GW effektbortfall. Det kan imidlertid ikke utelukkes helt at det kan skje feilhendelser som kan medføre utfall av hele anlegget, men slike feil vil være svært sjeldne. Det pågår nå et nordisk arbeid for å gi en prinsipiell vurdering om en slik løsning kan aksepteres i det nordiske synkronområdet, med forutsetning om at dimensjonerende feil fremdeles er 1400 MW. Det er viktig at dette er en nordisk beslutning siden konsekvensene ikke er nasjonale, men påvirker hele det nordiske synkronområdet.

Motivasjonen bak en slik løsning er at bærekrafts- og kostnadsvurderinger, samt behovet for standardisering trekker i retning av at havnett vil bygges med store enheter. Dersom løsningen aksepteres i Norden, er neste steg å vurdere om det må stilles strengere krav til testing av kontrollsystem for å minimere risikoen.

6.4 Havvind må integreres i de eksisterende markedsløsningene

Kraftproduksjonen fra havvind vil bli en integrert del av det eksisterende kraftsystemet. Da må havnettet, med produksjon og forbruk, også integreres i de eksisterende markedsløsningene på land.

6.4.1 Havvind må få adgang til samme markedsløsninger som øvrig kraftproduksjon

Det er viktig at havvindprodusentene får tilgang til Day ahead-markedet, intradagmarkedet og balansemarkedene, slik at kraften kan omsettes på en effektiv måte. Dette vil gi produsentene mulighet til å redusere egne ubalanser før driftstimen, og vil samtidig sikre systemansvarlig tilgang til reguleringsressurser for å håndtere de totale ubalansene i systemet.

6.4.2 Havvindaktørene må ha insentiv for å planlegge og opprettholde sin balanse

Hensynet til en sikker og effektiv systemdrift krever at havvindaktørene gis insentiv til å anmelde i balanse i spotmarkedet, og til å benytte intradagmarkedet til å opprettholde balansen gjennom driftsdøgnet. Kostnaden for ubalanser er forventet å øke i fremtiden, noe som vil styrke insentivene for balanseansvarlige aktører til å gjøre tiltak gjennom driftsdøgnet for å minimere sine ubalanser.

Lavere totale ubalanser vil også medføre et lavere reservebehov, og dermed gi en samfunnsmessig besparelse.

6.4.3 Budområder ivaretar driftssikkerhet og gir et effektivt markedresultat

Generelt er inndeling i budområder et effektivt virkemiddel for å håndtere strukturelle flaskehals i kraftsystemet. Handelskapasitet som hensyntar de fysiske begrensningene mellom budområder blir da fastsatt av systemansvarlig og brukes i markedskoblingen. På den måten blir overføringskapasitet fordelt mellom markedsaktører på en ikke-diskriminerende og markedsbasert måte. Dette gir et markedresultat som hensyntar de fysiske begrensningene i nettet, og korrekte prissignaler til produksjon og forbruk som reflekterer verdien av kraften i hvert budområde. Da reduseres systemansvarliges behov for å gripe inn med korrektive virkemidler i driftstimen eller redusere handelskapasiteten unødvendig mye for å ivareta driftssikkerheten.

Statnetts posisjon er at budområder også bør anvendes til havs ved hybridforbindelser. Dette vil samsvare med eksisterende praksis og regelverk på land, gi riktige prissignaler og være en effektiv måte å håndtere de strukturelle flaskehalsene på. Havvind som er tilknyttet med radialer til Norge bør som hovedregel tilordnes det prisområdet der radialen er tilknyttet nettet på land, og behandles markedsmessig som produksjon på land. Dette temaet er grundig behandlet i RMEs rapport *Regulering av nett til havs - Del II Hybridprosjekter*, og Statnett stiller seg bak vurderingene der.

6.4.4 Havvind vil bli en viktig reguleringsressurs

Perioder med stor vindkraftproduksjon i Norge og Norden sammenfaller ofte med høy vindkraftproduksjon på land og til havs i øvrige land rundt Nordsjøen, og tilhørende stor import på eksisterende HVDC-forbindelser. I perioder med lavt forbruk og mye vind kan derfor

vindkraftproduksjon og import dekke store deler av forbruket i Norge, og fortrenge mye av den regulerbare vannkraften.

Det er derfor nødvendig at havvind og annen vindkraft bidrar som nedreguleringsressurs for balansering og flaskehalshåndtering i det sammenkoblede kraftsystemet på land og til havs. Behovet for å kunne regulere ned eller stoppe vindkraft ved behov øker med størrelsen på vindparkene, hvor havvind sannsynligvis vil være de største produksjonsenhetene.

I perioder med høy vindkraftproduksjon og kraftpriser rundt eller under null kroner i enkelttimer, kan vindkraft også være aktuelt som oppreguleringsressurs. I praksis betyr det at vindkraften ikke får tilslag for sin energiproduksjon i kraftmarkedet, og i stedet tilbyr tilgjengelig effekt som oppreguleringsbud i systemansvarliges balansemarked. Dette er ikke kun teoretisk, men har allerede forekommet.

For å oppnå en effektiv ressursutnyttelse bør volum tilsvarende produksjonsplanen i sin helhet bys inn som nedreguleringsbud i Balansemarkedet, slik at hele vindkraftproduksjonen kan stoppes ved behov. Dette vil også gi systemansvarlig god oversikt over tilgjengelige nedreguleringsressurser til enhver tid. Bud fra vindkraft må på lik linje med andre bud forholde seg til vilkårene i Balansemarkedet, og ha en pris som gjenspeiler de reelle kostnadene ved å regulere produksjonen. På den måten vil også den samfunnsøkonomiske kostnaden ved regulering hos de forskjellige aktørene komme klart frem.

De nordiske TSO-ene skal innføre Nordic Balancing Model (NBM) for å automatisere håndteringen av ubalanser og flaskehalser i nettet. For at automatiseringen skal fungere optimalt, må algoritmene ha oversikt over hvilke reguleringsressurser som er tilgjengelige til enhver tid. Det betyr at vindkraftens mulighet til å redusere produksjonen i størst mulig grad må være meldt inn som nedreguleringsbud i Balansemarkedet, og at manuelle prosesser for nedregulering av vindkraft minimeres.

Vindkraft som reguleringsressurs vil bli viktig i fremtidens kraftsystem. Statnett mener at det må stilles krav til havvindparkene om tilknytning til døgnbemannet driftssentral, og det må vurderes om det også skal stilles krav om anmelding i balansemarkedet for mFRR. Statnett vurderer også funksjonskrav som muliggjør at vindkraft kan bidra med ytterligere systemtjenester.

6.4.5 Støtteordninger til havvind må gi riktige insentiver i alle markeder

For operativ drift er utformingen og insentivene i støtteordningene for havvind viktigere enn det totale støttenivået. For å få en samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse av alle produksjonsressursene tilknyttet kraftsystemet, må støttemodellen i størst mulig grad gi aktørene insentiver til å produsere når markedsprisen er høyere enn marginalkostnaden, og stanse vindkraftproduksjon når markedsprisen er lavere enn marginalkostnaden, både i Day-ahead-markedet, Intradagmarkedet og Balansemarkedene.

I tillegg må støtteordninger for havvind gi insentiver til å minimere aktørenes ubalanser, og bidra til at havvind deltar aktivt i balansemarkedene med reguleringsbud til en pris som gjenspeiler de reelle kostnadene ved å regulere produksjonen. Statnett foreslår derfor at følgende blir lagt til grunn for fremtidige utlysninger:

- Vindkraft som mottar støtte bør rapporteres som en egen portefølje, og støtteberettigede vindkraftaktører bør ikke motta støtte for det volumet de er i ubalanse
- Det bør utbetales støtte for volum som nedreguleres av systemansvarlig

Det siste punktet bidrar til en mer korrekt prising av nedreguleringsbudet, og sikrer en samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av de samlede reguleringsressursene i systemet. Dette er beskrevet nærmere i eksemplet under:

Eksempel på ikke-rasjonell utnyttelse av reguleringsressurser:

I en situasjon med flom på Sørlandet og samtidig høy havvindproduksjon oppstår et behov for nedregulering for å avlaste nettet. I utgangspunktet vil en budpris på 0 NOK/MWh være tilstrekkelig for å få kompensert den tapte produksjonen for både vannkraft og vindkraft.

En vannkraftprodusent vurderer imidlertid at risikoen for skadeflom øker ved nedregulering, og kan prise sin nedregulering til f.eks. -50 NOK/MWh for å få kompensert for den økte risikoen.

Havvindaktøren vil i utgangspunktet få dekket sitt produksjonstap ved å tilby en nedreguleringspris på 0 NOK/MWh, men siden aktøren i tillegg også må bli kompensert for bortfall av støtte for det nedregulerte volumet, vil tilbudt nedreguleringspris bli negativ. Dersom støtten som faller bort er 100 NOK/MWh, vil aktøren tilby nedregulering til -100 NOK/MWh for å få dekket sine kostnader.

Nedregulering av aktuelle bud skjer i prisrekkefølge, fra høyest til lavest pris. I dette tilfellet vil dermed vannkraftproduksjonen bli nedregulert før havvindproduksjonen blir stoppet, på tross av at dette øker faren for skadeflom. Bortfall av støtte er i motsetning til skadeflom ikke en samfunnsøkonomisk kostnad, og ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv benyttes budene dermed i feil rekkefølge.

6.4.6 Støtte til havvind må gis gjennom åpne og transparente prosesser, og ikke gjennom omfordeling av flaskehalsinntekter

RME peker i sin rapport om hybridforbindelser på at eventuell økonomisk støtte til vindkraftproduksjon til havs bør gis gjennom direkte støtteordninger, og ikke indirekte gjennom overføring av inntekter og/eller kostnader mellom havnettet og havvindproduksjonen. Reguleringen har som oppgave å legge til rette for en effektiv og sikker drift av kraftsystemet og bør ikke tillegges andre formål. Overføring av flaskehalsinntekter til produsenter bryter også med elektrisitetsforordningen.

Statnett og ENTSO-E støtter dette synet. Det i tillegg et selvstendig poeng at reguleringen i de ulike landene rundt Nordsjøen bør være mest mulig lik.

Våre analyser, som ble offentliggjort i *Fagrapport om tilknytning av havvind i Sørlege Nordsjø*, viser at flaskehalsinntektene først og fremst oppstår som følge av at regulerbarheten i vannkraftbaserte Norge tilknyttes områder uten tilsvarende fleksibilitet, og ikke som en konsekvens av den tilknyttede vindkraften til havs.

Flaskehalsinntekter oppstår når kraft overføres mellom områder med forskjellig kraftpris. Flaskehalsinntekter som oppstår på eksisterende mellomlandsforbindelser deles 50/50 mellom Statnett og partner i nabolandet, mens fordelingsnøkkel på eventuelle hybridforbindelser ikke er bestemt. Økt overføringskapasitet, f.eks. hybridforbindelser, vil redusere prisforskjellene time for time, uavhengig av hvilket land som har høyest pris. Dette vil redusere flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser, en såkalt kannibaliseringseffekt.

Statnetts tillatte inntekt er regulert av myndighetene, og flaskehalsinntektene som tilfaller Statnett videreføres til Statnetts kunder gjennom reduksjon i tariffer. En omfordeling av flaskehalsinntekter på eventuelle hybridforbindelser vil dermed indirekte medføre en økning i tariffen til forbruk på land.

6.5 Avtaleverk og IT-systemer må utvikles og standardiseres

I tillegg til utvikling av tekniske standarder, er det behov for standardisering på europeisk nivå av blant annet avtaler og IT-formater for å være i stand til å kunne realisere den europeiske ambisjonen om en stegvis utvikling mot et masket nett i Nordsjøen. Standardene må utvikles fra første byggetrinn av hybrider for å unngå forsinkelser og økte kostnader i neste fase.

6.5.1 Standardisering av bilaterale avtaler

Det er satt i drift mange HVDC-forbindelser mellom land i Europa de siste tiårene. Felles for disse er at de forbinder to land og blir driftet på bakgrunn av bilaterale avtaler. Norge har i dag forbindelser med Danmark, Nederland, Storbritannia og Tyskland, og avtalene på disse forbindelsene er svært ulike, både fordi de har blitt satt i drift med mange års mellomrom, men også fordi regelverk og behov er forskjellige i ulike land. For å opprettholde muligheten til en stegvis utvikling mot et masket nett, må tilsvarende avtaler på hybridforbindelser standardiseres i større grad enn tilfellet har vært frem til nå. EU-regelverket på energiområdet danner et godt utgangspunkt for å få til dette, men TSO-ene må selv ta initiativ for å standardisere også de bilaterale avtalene.

6.5.2 IT-systemene må videreutvikles og standardiseres

En stegvis utvikling mot et sammenhengende havnett vil kreve standardiserte former for kommunikasjon, prosesser og styring for at IT-løsningene skal kunne levere på TSO-enes behov. Størst mulig grad av standardisering av de bilaterale avtalene som nevnt i forrige delkapittel er derfor viktig for å kunne utvikle velfungerende IT-løsninger og en effektiv systemdrift. Uten standardiserte rammer fra første byggetrinn av hybrider, vil en eventuell fremtidig sammenkobling kunne medføre forsinkelser og økte kostnader.

Systemdriften er avhengig av styring og monitorering av HVDC-forbindelser. Dette involverer en rekke IT-løsninger både i planfasen, driftsfasen og oppgjørfsfasen. På dagens mellomlandsforbindelser kommuniserer hvert enkelt lands nasjonale verktøy med hverandre via bilaterale kommunikasjonsplattformer. Statnett har utviklet gode IT-løsninger for å håndtere dette, men hybridforbindelser krever både store endringer i eksisterende IT-system og utvikling av helt nye. Dette skyldes at vindkraften som er tilknyttet forbindelsen gjør styringen mer kompleks. Det vil også kreve forbedringer innen blant annet datakvalitet, prediktive analyser, kommunikasjon og cybersikkerhet.

7 Havvind kan bli lønnsomt i Norge

Hovedbudskap:

- Tydelige politiske mål sammen med gode og forutsigbare rammebetingelser gir redusert risiko og kostnader for havvindaktører
- Havvind vil være avhengig av støtteordninger i de nærmeste årene
- Utbyggingskostnadene for havvind forventes å fortsette å falle i takt med de store volumene som blir bygd ut
- Lavest mulige nettkostnader bidrar til reduserte total kostnader

Mens havvind vil være en viktig del av den fremtidige fornybarproduksjonen, er det sol og landvind som er den billigste kilden til ny kraftproduksjon i dag. Gjennom utbygging av store volumer sol og landvind de siste årene, har disse teknologiene hatt et stort kostnadsfall og er i mange tilfeller lønnsom uten støtte. Vi anser dermed sol og landvind som modne teknologier. Havvind er fremdeles en umoden teknologi og er i dag den dyreste av fornybarteknologiene. Havvind har derfor stort sett vært avhengig av støtteordninger for å bli realisert. Siden den er i en tidlig fase på læringskurven, forventes kostnadene å falle på samme måte som for andre fornybarteknologier, i takt med et stadig større utbyggingsvolum.

Teksten i dette kapitlet bygger på Statnetts siste markedsanalyser KMA23 og LMA22⁴⁰, hvor vi oppdaterer og presenterer utviklingen i teknologikostnader.

7.1 Teknologikostnadene forventes å falle etter hvert som markedet modnes

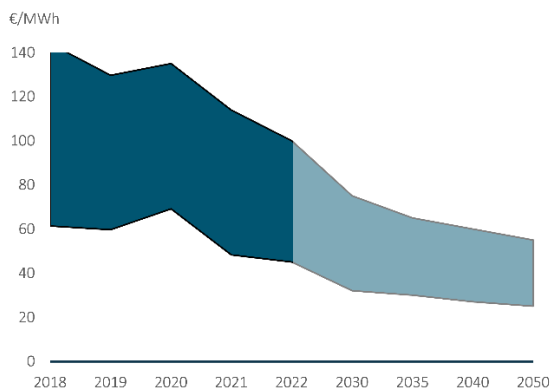
Teknologiutviklingen for havvind går raskt – og stadig raskere – i takt med økt utbyggingsvolum. På grunn av teknologiutviklingen har havvind hatt kontinuerlig fallende kostnader det siste tiåret. De siste par årene har imidlertid prisnedgangen for havvind stoppet opp, og på flere av komponenter har kostnadene økt. Dette har vært drevet av knapphet i leverandørkjeder, høyere råvarepriser og økte rentekostnader. Vi antar at denne prisutviklingen vil være midlertidig og at fallende råvarepriser, bedre leveranse- og forsyningskjeder, og en fortsatt massiv utbygging av land- og havvind globalt vil føre til at teknologikostnadene vil fortsette å falle de neste årene⁴¹.

Både globalt og i Europa er det til nå primært bygget bunnfast havvind, men det planlegges for stadig mer flytende havvind. Basert på planlagte volum i Europa de neste ti årene utgjør flytende havvind under 10 % av all havvind. Svært få parker er bygget og teknologien er ennå ikke industrialisert i stor skala.⁴² Tilsvarende tall gjelder globalt.

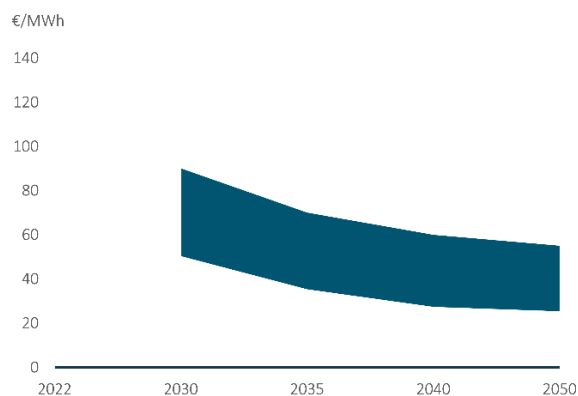
⁴⁰ Kortsiktig markedsanalyse 2023 (KMA23) og Langsiktig markedsanalyse 2022 (LMA22).

⁴¹ Våre LCOE-prognoser er basert på en sammenstilling av ulike kilder og egne vurderinger.

⁴² I Europa er om lag 170 MW flytende havvind bygd pr 2022. Dette er pilot- og demoprojekter (Kilde: Wind Europe). De første ordinære prosjektene antas å komme fra 2026.



Figur 19: Utvikling av gjennomsnittlig LCOE (€/MWh) av bunnfast havvind i Europa. Utfallsrommet frem til 2021 er fra Irena 2022. I den lave delen av skalaen finner vi både en gunstig utvikling i kostnader og prosjekter med høy brukstid (kilde: LMA22)



Figur 20: Utvikling av gjennomsnittlig LCOE (€/MWh) av flytende havvind i Europa. I den lave delen av skalaen finner vi både en gunstig utvikling i kostnader og prosjekter med høy brukstid (kilde: LMA22).

Siden havvind fremdeles er tidlig i teknologiutviklingen, er det sannsynlig at kostnadene faller videre med høyere utbyggingstakt og ytterligere teknologiutvikling. Mot 2050 forventer vi at havvind vil bidra med den største veksten i ny kraftproduksjon i Norden. Bunnfast havvind anses å kunne bygges ut med et lavere støttebehov de nærmeste årene enn flytende havvind. De fleste analyseselskapene antar at LCOE for bunnfast havvind vil ligge i området 35-60 €/MWh. De ulike driverne som påvirker dette intervallet, er utdypet nedenfor.

Flytende havvind er til nå bygget ut i et mye mindre volum enn bunnfast, og utgjør mindre enn 0,5 % av utbygget havvind i verden⁴³. Flytende havvind er derfor på et veldig tidlig teknologistadium. Usikkerheten i videre kostnadsutvikling er derfor stor. Flytende havvind har fordelen av å kunne plasseres i områder med svært gode vindforhold og høy brukstid. Samtidig kan produksjonen av fundamentene standardiseres og mer av installasjonen kan foregå på land. Dette gjør at produksjonskostnadene per MW kan reduseres. Siden flere land trenger å bygge flytende havvind for å realisere sine utbyggingsmål, er det avgjørende at flytende havvind blir konkurransedyktig med bunnfast, noe flere analyseselskaper antar at kan skje for de billigste prosjektene i løpet av 2030-tallet.

Etter at vi publiserte vår forrige Langsiktige markedsanalyse (LMA22) har flere eksterne aktører lagt frem oppdaterte anslag for LCOE. Hovedbildet er at den lave delen av intervallet er økt noe mot 2030, bl.a. drevet av oppbremsingen i kostnadsreduksjonene siste to år.

7.1.1 Læringseffekter – teknologiutvikling og stordriftsfordeler

Havvind er realisert i beskjedne volum sammenlignet med andre fornybarteknologier som solkraft og landvind. Utbyggingen av havvind startet like etter år 2000. Frem til 2015 var det bare bygd ut ca. 11 GW havvind og omtrent alt i var i Europa. I 2023 er det drøyt 30 GW bunnfast havvind i Europa – mesteparten i Nordsjøen. Globalt er det bygget ut ca. 60 GW bunnfast havvind.

Dagens havvindkapasitet tilsvarer omtrent volum landvind i 2005 eller solkraft i 2011. Til sammenligning er det i dag bygget ut nesten 900 GW landvind og 1200 GW solkraft globalt. Begge disse har erfart en svært høy grad av teknologiutvikling som har gitt et dramatisk fall i kostnadene, samtidig som

⁴³ 4C Offshore's Global Market Overview, Q3 2023

kapasitetsfaktorene også øker. Denne utviklingen omtaler vi som læringskurver⁴⁴. Læringskurvene for solkraft og landvind har gitt et enormt fall i LCOE i samme periode.

Fallet i kostnader for havvind de siste 10 årene følger en tilsvarende læringskurve, men teknologien er fremdeles helt i starten av sin syklus. Selv om havvind har mye felles teknologi med landvind er det noen vesentlige forskjeller som betyr mye for kostnadene. Eksempelvis er turbinene som bygges til havs vesentlig større enn på land, og i tillegg er kostnader for produksjon og installasjon av fundamenter høyere enn på land. Det gjenstår dermed ennå mye teknologiutvikling, og det er fortsatt et stort potensial for stordriftsfordeler som vil dra kostnadene videre nedover. Dette er også hovedårsaken til at vi forventer at LCOE vil falle videre fremover, for både bunnfast og flytende havvind.

Behovet for mer energi raskt, og arealkonfliktene som følger med landvind i mange land, gjør at havvind har blitt et større satsningsområde og en mer sentral del av fornybarutbyggingen i Europa de siste årene. Også land utenfor Europa har utbyggingsmål og støtteordninger som er innrettet mot å realisere store volum havvind de neste årene. Dette gir grunnlag for at det blir betydelige stordriftsfordeler innen også denne teknologien.

For bunnfast havvind ser vi fremdeles en betydelig kostnadsforskjell mellom ulike utbyggingsprosjekter. Variasjonene skyldes turbinstørrelse, havdybde, valg av teknologisk løsning, tilgang på skip, finansieringskostnader og ikke minst tilknytningskostnad til fastlandet. Utviklingen går imidlertid mot at dette utfallsrommet mellom prosjektene blir mindre, samtidig med at teknologikostnadene presses lavere. For flytende havvind forventer vi fortsatt å se store variasjoner i kostnadsnivået fremover, fordi teknologien er mer umoden.

Et område hvor teknologiutviklingen vises godt er på kapasitetsfaktoren⁴⁵, som på få år økt fra 39 % til 48 %. Dette skyldes blant annet at størrelsen på vindturbinene har økt fra 8-9 MW til 15 MW på få år. Til sammenligning er de største vindturbinene på land i Norge 4,2 MW. Kapasitetsfaktoren vil også øke med en gunstigere lokasjon, som havvind lengre fra land kan oppnå. En ytterligere økning i turbinstørrelser kan øke kapasitetsfaktoren videre, men det vil også koste mer. I det asiatiske markedet planlegges det nå med turbinstørrelser opp mot 22 MW. Størrelsene på vindturbinene kan i teorien øke videre, men vi antar det ganske raskt vil bli en avveining mellom standardisering for å hente ut stordriftsfordeler opp mot fordelene av økt kapasitetsfaktor. Med økte størrelser møter en også utfordringer med hvor store fartøyer som trengs for å frakte turbinene.

7.1.2 Tilstrekkelig produksjonskapasitet hos leverandørene er en forutsetning

Som beskrevet i kapittel 2 har myndighetene i Europa konkrete mål om en storstilt havvindutbygging i en helt annen skala enn det som er realisert hittil. Det skal skje en stor oppramping i Europa allerede til 2030, med en dobling av utbygd volum. Dette forutsetter at det er tilstrekkelig tilgang på produksjonskapasitet, råvarer og materialer. Havvind konkurrerer også med landvind når det gjelder tilgang på komponenter til eksempelvis turbiner. Den konkurrerer også med andre fornybarteknologier innen tilgang på råvarer og materialer.

Produksjonskapasiteten og leveransene på turbinene til havvindutbyggingen i Europa har hittil vært dominert av 3-4 vestlige selskaper. Økning i råvarepriser og renter i 2021 og 2022 medførte negative regnskapstall for disse, og er noe av årsaken til at kostnadsfallet på turbiner stoppet opp i denne perioden. Dette har nå snudd, og i takt med fallende råvarepriser, renter og forsyningslinjer forventes

⁴⁴ Læringskurven sier hvor fort kostnadene faller for hver gang produksjonsvolumet doubles.

⁴⁵ Kapasitetsfaktor beregnes som forholdet mellom oppnådd energiproduksjon og den energiproduksjonen kraftverket ville ha oppnådd med konstant full ytelse gjennom perioden.

det videre fall i turbinkostnader. Asiatiske selskap har også vist interesse for å etablere seg på det europeiske markedet og notere seg på europeiske børser. Dette vil kunne gi enda større konkurranse og stimulere til ytterligere kostnadsfall.

Basert på rapporter fra flere analyseselskaper, ser vi at det høye forventede utbyggingsvolumet raskt kan gi begrensninger i produksjonskapasiteten på komponentene til havvind. Dette gjelder på alt fra maskinhus og rotor til fundamenter og installasjonsfartøy. Vi ser at den totale produksjonskapasiteten på kort sikt ikke har en vekst som er tilpasset ambisjonene for utbygging av havvind. Det kan dermed bli en knapphet allerede innen få år. Her er det viktig at markedet for produksjonskapasitet får rette signaler og tilstrekkelig trygghet for at utbyggingsmålene skal bli realisert. Dersom en slik knapphet oppstår vil det kunne gi økte komponentpriser, i alle fall i en periode frem til produksjonskapasiteten blir økt.

For råvarer og mineraler viser de samme analysene et mer positivt bilde. Dette er et globalt marked hvor det skjer en stor oppskalering av produksjonskapasiteten. Jern og stål er det materialet som det blir brukt klart mest av for å lage havvindkomponenter, og konkurransen mot andre bransjer og teknologier er stor. I motsatt ende finner vi det som kalles sjeldne jordarter, som det brukes lite av, men som like fullt er nødvendig i konstruksjonen. Dette er råvarer det allerede er en knapphet på. Selv om slike råvarer utgjør en neglisjerbar del av totalkostnaden, kan en knapphet på disse likevel gi begrensninger i utbyggingsvolumet. Vi ser i dag tendensen av en dreining mot mer regional utvinning og bruk av råvarer i både Europa og USA, noe som kan være kostnadsdrivende.

7.1.3 Lavest mulig nettkostnader bidrar til reduserte totalkostnader

Nettkostnaden for å bli knyttet til systemet på land utgjør en stor andel av de totale investeringskostnadene for havvind. Det er imidlertid svært store forskjeller mellom prosjektene på hvor mye dette utgjør, hvor avstand til fastlandet og valg av teknologi er avgjørende. De tekniske løsningene for tilknytning er nærmere beskrevet i kapittel 8.

Mye av havvinden i Europa har til nå blitt bygd ut i Nordsjøen. Parkene har ligget nært land og tilknytningsløsningen har vært basert på AC-teknologi på et lavt spenningsnivå. Dette vil endre seg fremover etter hvert som det blir bygd stadig lengre fra land og størrelsen på parkene øker. Ved lengre avstander blir det overgang til HVDC-teknologi som beskrevet i kapittel 8. Kostnaden for tilknytningsløsningen kan dermed avgjøre hvilke havområder som er mest rasjonelt å bygge ut.

I Norge hvor de første bunnfaste havvindprosjektene er planlagt langt fra land, vil nettkostnadene utgjøre en større andel av investeringskostnadene enn for de fleste andre europeiske prosjekter hittil. Det blir dermed viktig å finne løsninger som får ned nettkostnaden for å få prosjektene lønnsomme. Samtidig kan utbygging av flytende havvind nærmere land med AC-teknologi, etter hvert bli mer gunstig enn bunnfast HVDC-teknologi bygd som radialer. Selv om den flytende havvindteknologien er dyrere, kan lavere nettkostnader gi lavere investeringskostnader totalt.

Ved å utnytte de teknologiske mulighetene til å øke kapasiteten i nettanleggene uten å øke antall omformerstasjoner, kan kostnadene reduseres ytterligere. Slik kan en oppnå stordriftsfordeler i nettløsningen. Basert på offentlig informasjon om inngåtte kontrakter antar vi at ved å øke størrelsen på et 525 kV HVDC-system fra 1,5 GW til om lag 2 GW kan vi i dagens marked oppnå en besparelse på om lag 5 % pr MW havvind. Det kan likevel være utfordringer med hvordan så store volum kan tilknyttes nettet på land på grunn av den nordiske restriksjonen på 1,4 GW i dimensjonerende utfall. Dette er nærmere beskrevet i kapittel **Feil! Fant ikke referanseilden..**

7.2 Lavere risiko og kapitalkostnader øker lønnsomheten

Nivået på kapitalkostnadene eller finansieringskostnadene, er helt sentralt i vurderingen av lønnsomheten av et prosjekt. Kapitalkostnadene øker med risikoen i det prosjektet som skal finansieres. Med høyere risiko, krever investorene høyere avkastning. Havvind har gjennomgående høyere kapitalkostnader enn andre fornybarteknologier på grunn av høyere teknologisk risiko og mer umoden teknologi. Kapitalkostnaden varierer imidlertid mellom land og regioner og også mellom prosjekter.

Kapitalkostnadene (WACC)⁴⁶ består av et vektet snitt av gjelds- og egenkapitalkostnader. Dette betyr at alle prosjektets relevante risikofaktorer for både investoren og långiveren hensyntas for å beregne lønnsomheten i prosjektet. Avkastningskravet på egenkapital reflekterer risikoprofilen og alternativkostnaden til investoren, mens renten på gjelden reflekterer långivers syn på risikoen i prosjektet. Gjeldskostnadene for havvind fremstår som gjennomgående lavere enn egenkapitalkostnadene. De fleste prosjektene gjeldsfinansieres delvis, og bankene er restriktive i en tidlig fase av teknologimodenheten noe som gjenspeiles i lånerenten. Det at låneinstitusjonene blir trygge og får tilstrekkelig sikkerhet vil da dra ned finansieringskostnadene. Her vil lånerenter og betingelser variere mye mellom land. Forutsigbare, trygge og transparente regulatoriske rammer, sammen med et finansielt marked med mye erfaring med fornybarprosjekt og havvind, kan oppnå høy gjeldsandel. Dette gir lavere kapitalkostnader.

Hvordan myndighetene organiserer havvindutviklingen og fordeler risiko påvirker direkte på nivået på kapitalkostnadene. Gode og forutsigbare rammebetingelser er betydningsfullt for hvordan aktørene bedømmer risikoen i prosjektene. Europa og spesielt Vest-Europa har de laveste kapitalkostnadene for fornybar generelt, men også for havvind. Dette er med på å forklare hvorfor LCOE for havvind i Europa ligger lavest i global målestokk. Variasjonen mellom prosjekter skyldes også at forskjellige aktører med ulike erfaring og forretningsmodeller står ovenfor forskjellige kapitalkostnadsforhold.

Organiseringen av nettutbyggingen for havvind er en vesentlig faktor. Utbyggere av havvind som ikke har nettilknytning som sitt spesialområde, vil som regel prise inn en større risiko for den delen av investeringen enn en aktør som har nett som sitt spesialområde. Dette gjelder spesielt for HVDC-teknologi, hvor færre aktører har spesialkompetanse. Samtidig vil risikoen i en utbygging ofte øke dersom flere aktører har gjensidig avhengighet til hverandre. For havvindutbygginger hvor kostnadene for nettanleggene utgjør en stor andel, vil en trolig redusere den totale risikopremien ved å la TSOer ha ansvar for nettutbyggingen. TSOer har også mulighet til å starte nettutviklingen tidlig slik at risikoen for at nettløsningen blir forsinket reduseres.

7.3 Støtteordninger vil være viktig i flere år fremover

Kostnadsutviklingen til havvind, sammen med kraftprisforventningene, vil ikke alene være tilstrekkelig for å gi lønnsomhet til å bygge de planlagte volumene de nærmeste årene. Flere land i Europa legger derfor til rette for fortsatt markedsbasert støtte for havvind. Bruk av støtteordninger, og hvordan disse innrettes, har innvirkning på de totale kostnadene en havvindaktør vil stå overfor. Dette påvirker både om aktørene i det hele tatt er villige til å melde sin interesse for utlyste områder og hvilken støtte de må ha for å bygge ut.

Det er flere ulike støtteordninger for havvindutbygging. De fleste land, inkludert Norge, benytter differansekontrakter / contracts for difference (CfD). Her dekker staten differansen mellom

⁴⁶ WACC (weighted average cost of capital). Forventet kontantstrøm sammen kapitalkostnaden angir lønnsomheten til prosjektet.

markedsprisen og støttenivå. Det vanligste er da at staten auksjoner ut et gitt område og maks utbyggingsvolum (MW). Staten setter da av et maksimalt totalt utbetalingsbeløp og utbetalingsperiode. Aktørene byr inn ønsket støttenivå i form av en kontraktspris (strike price) målt i valuta pr MWh og laveste bud vinner auksjonen. Kontantstrømmen fungerer slik at i de timene spotprisen er under kontraktsprisen dekker staten mellomlegget, mens i de timene spotprisen er over kontraktsprisen må aktøren betale mellomlegget til staten. Hvilken avregningsperiode som benyttes for å beregne spotprisen kan variere, eksempelvis time for time, månedspris eller vindvektet månedssnitt.

Det finnes også andre støtteordninger, som bl.a. "feed-in premium". Her får aktøren en tilleggsbetaling per produserte energimengde som kommer på toppen av inntekter fra markedspris. Ved feed-in tariff får aktørene utbetalt en fastpris for all kraften uavhengig av spotprisen i markedet. I tillegg har det blitt gjennomført auksjoner basert på prinsippet om "zero-subsidy", hvor aktørene betaler for å benytte seg av et havvindområde til staten, men tilrettelegging av området og nettilknytning er dekket. Hvordan støtten henger sammen med variasjonen i kraftpris er vist i figuren nedenfor.

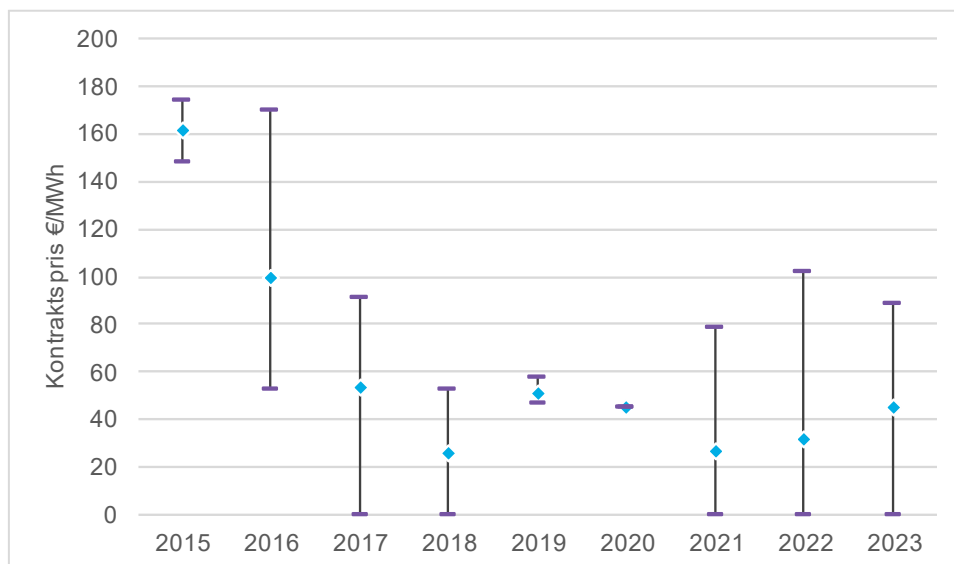


Figur 21: Ulike støtteordninger for havvind

I noen land og prosjekter fremstår havvind lønnsomt med kraftprisen alene⁴⁷. Blant annet i Tyskland og Nederland vil kostnadene for tilknytning til nettet på land dekkes gjennom tariffen og andre støtteordninger. Dette kan utgjøre en vesentlig støtte på mellom 15 og 25 €/MWh. Flere prosjekter de siste årene har gjennomført auksjoner med et støttenivå på 0 €/MWh. Bl.a. i den tyske auksjonen for 7 GW havvind i sommer var tilbyderne villig til å betale for rettigheten til å bygge ut. Samtidig ser vi eksempler hvor det fortsatt er behov for store støttebehov for å finansiere utbyggingen. Myndighetene i Storbritannia mottok ikke noen bud i deres siste havvindausjon (auksjonsrunde 5), hvor de ønsket å tildele areal med en kapasitet opp mot 5 GW. Årsaken til dette var at regjeringen satt en for lav kontraktspris som utgangspunkt for auksjonen. Maksimal støtte var dermed ikke ansett som nok til å dekke den siste tids kostnadsøkninger.

Trenden har vært et fallende støttebehov frem til 2021 (Figur 22), men bruk av støtteordninger er fremdeles viktig. Alle elementer som tar ned risiko for aktørene er av betydning, også på inntektssiden. Her kan utformingen av en differansekontrakt bidra positivt. Eksempler på dette er bruk av inflasjonsjustering/indeks, varighet på kontrakten, hvor stor den totale avsetningen til kontrakten er (totalt støttebehov), og hvor lav kraftprisen kan være for å utløse støtte. Både investor og långiver er opptatt av å få trygghet for sin avkastning og derfor vil sikkerhet for tilstrekkelig inntjening og dermed oppnådd kraftpris være en sentralt. Noe som henger nært sammen med støtteordningene fra myndighetene. En slik deling av risiko mellom utbygger og myndighetene (f.eks. CfD) kan gi lavere finanskostnader og derfor gi redusert LCOE.

⁴⁷ Der utbygger ikke mottar støtteordninger fra myndighetene vil det ofte inngås langsiktige bilaterale kraftavtaler (PPA). Her er det også et stort utfallsrom i pris, men at disse ofte inngås på nivå tilsvarende kontraktsprisen til differansekontrakter.



Figur 22: Utfallsrommet (høyeste, gjennomsnitt og laveste) i kontraktspris (CfD) på havvindauksjoner i Europa 2015-2023.
(Kilde: Basert på tall fra BNEF og Rystad)

I tillegg er det en verdi på inntektssiden for utbygger at det er sikkerhet rundt at nettet er på plass i tide og tilknytningspunkt er avklart. En tilleggsdimensjon er at dersom det er nettselskapet som planlegger, bygger og drifter vil det ta ned risikoen for havvindutbygger ytterligere. Et slikt komparativ fortrinn, hvor havvindaktøren og TSO gjør det de er best på og har best forutsetninger for vil kunne medføre lavere direkte støttebehov – og dermed potensielt gi lavere kostnader for samfunnet i sum.

Dette handler da totalt sett om å få realisert størst mulig volum havvind til lavest mulig kostnad. Det som kan få ned kostnaden utbyggere står overfor blir viktig, enten disse inngår som en del av et økonomisk støttesystem, sosialiseres over tariffen eller om de finansieres via handelsinntekter. Med slike ordninger kan de beste havvindprosjektene på sikt bli konkurransedyktig med dyre landvindprosjekter eller alternative fornybare energikilder.

8 Havdybde og avstand fra land er førende for valg av tekniske nettløsninger

Hovedbudskap:

- For avstander under ca. 100 km fra tilknytningspunktet på land vil det være naturlig å benytte vekselstrøm (AC)
- Likestrøm (HVDC) vil være det naturlige valget for havvindparker mer enn 200 km fra land og for hybride løsninger. For avstander mellom 100-200 km fra land må teknologi avgjøres i hvert enkelt tilfelle
- For havvindparkene aller nærmest land, er det mulig å ilandføre kraften uten offshore transformering. Offshore transformering kan gjøres både med bunnfaste, flytende eller subsea-løsninger
- Flytende HVDC-løsninger og subsea offshorestasjoner er fortsatt umoden teknologi som må utvikles videre før den kan tas i bruk. Det foregår også utvikling av teknologi for dynamiske kabler, kollektorer, våte kabeltermineringer og DC-brytere

Tilknytningsløsninger for havvind står for en stor del av kostnaden ved å bygge ut havvind. Valg av tekniske løsninger, og hvor havvindparkene plasseres med tanke på havdybde og avstand fra land kan være avgjørende for om havvind kan bli konkurransedyktig med andre energiformer. Generelt kan vi si at kostnadene for nettløsninger øker med avstand fra land og havdybden. I dette kapitlet beskriver vi mulige tekniske nettløsninger, forutsetninger og modenhetsgrad. Vi beskriver bunnfaste og flytende konsepter for både vekselstrøm (AC) og likestrøm (HVDC).

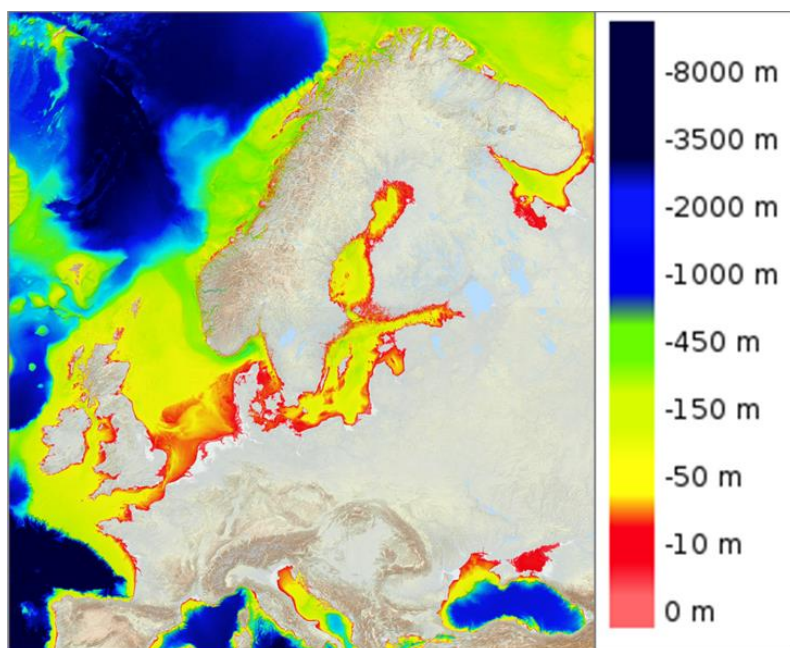
For hver enkelt havvindpark vil det være naturlig å definere et endelig løsningsvalg for nettløsningen basert på en mer detaljert analyse. Nettløsningen er avhengig av størrelse på vindparken i areal og ytelse, spenningsnivå, avstand til land, landtaksriterier, tilgjengelighet og krav til nettilknytning.

8.1 Valg av bunnfast eller flytende nettløsninger for havvind

Vann dybden i Europa varierer mye (Figur 23). I farvannene til våre naboland i Nordsjøen er dybden stort sett under 50 meter og mange steder under 20-30 meter. Langs norskekysten, deler av den svenske kysten, Biscayabukta utenfor Frankrike, kystområder utenfor Portugal og store områder i Middelhavet er det dypere farvann. Stort sett all havvind utbygget per i dag har foregått på grunnere områder og har derfor vært basert på bunnfast teknologi. Danmark, Tyskland, Nederland og UK har dominert disse utbyggingene i Europa. Sett i et norsk perspektiv er det stort sett dype områder langs kysten med unntak av noen områder nært land samt området sørvest i norsk farvann, ofte omtalt som Sørlege Nordsjø.

Hvilke dybder det vil være optimalt å bruke bunnfaste eller flytende teknologier, vil variere for de ulike komponentene som skal installeres og må evalueres og optimaliseres for hvert enkelt prosjekt. Det kan også være aktuelt at havvindturbiner er flytende, mens en stasjonsløsning er bunnfast eller på havbunnen (subsea). En subsea stasjon kan også velges i kombinasjon med bunnfaste turbiner.

For planleggingsformål kan vi regne med at vanddypp grunnere enn 70 m normalt vil bygges ut med bunnfaste turbiner. For vanddypp over 100 m vil en normalt vurdere flytende turbiner, mens i sjiktet imellom vil begge teknologier vurderes. Verdens til nå dypeste havvindpark er Seagreen utenfor Skottland, som ble ferdigstilt i juni 2023. Her er det dypeste fundamentet plassert på 58 meter vanddypp.



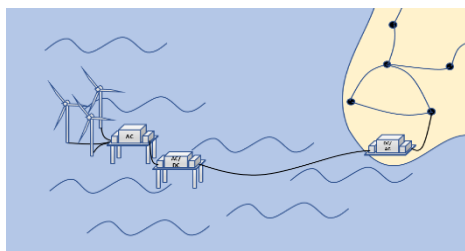
Figur 23: Havdybder i Europa (Kilde: <https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer>)

For å konkludere på teknologivalg for nettløsningen må en hensynta understell for havvindturbinene, om det er behov for offshore AC- eller HVDC-stasjoner, samt tilgjengelig undervanns kabelteknologi. En må også vurdere havbunnsprofiler og havbunnsmaterialer. Samtidig vil kostnadsutviklingen for de ulike teknologiene kunne påvirke grensen for hvor det bygges flytende og bunnfast.

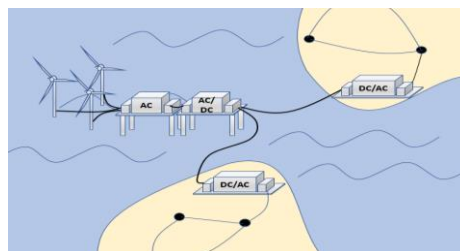
Det foregår utstrakt utvikling av subsea-løsninger for blant annet transformatorer og sammenkobling av kabler (en såkalt kollektor), som vil kunne være aktuelle løsninger, spesielt for dypt vann. Slike løsninger kan også på sikt bli aktuelle for grunnere områder og erstatte AC-plattformer.

8.2 Radielle og hybride nettløsninger

Nesten all havvind som er bygget ut til nå i verden er bygget som radielle forbindelser til land. Her er det som regel utbyggeren av havvinden som er ansvarlig for å bygge nettilknytningen helt frem til et tilknytningspunkt på land. Dette tilsvarer hva som er vanlig for kraftutbygging på land.



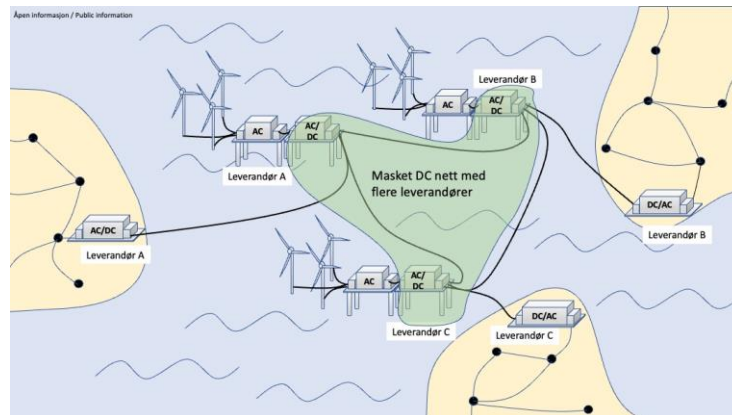
Figur 24: Radiell forbindelse hvor en havvindpark er koblet direkte til land



Figur 25: Hybrid forbindelse hvor en havvindpark er koblet mot minst to forskjellige land

Med økt utbygging av fornybar kraft, øker også behovet for utveksling av kraft mellom ulike land. Derfor planlegger alle landene rundt Nordsjøen for utbygging av hybride forbindelser for havvind, hvor en eller flere havvindparker er knyttet sammen med minst to forskjellige land. På denne måten kan havvindproduksjonen sendes til det markedet som til enhver tid har mest behov for kraften. I tillegg gir forbindelsen mulighet for handel mellom landene når det er ledig kapasitet på forbindelsene.

Det er mulig å bygge ut mange hybride forbindelser i Nordsjøen som ikke er koblet sammen. Med etablert teknologi er det da mulig å velge ulike tekniske løsninger og ulike leverandører for hver enkelt forbindelse. Både ved radielle og hybride nettløsninger er det mulig å koble til mindre volum offshore forbruk til samme nettløsning.



Figur 26: I et masket offshore nett er flere havvindparker koblet sammen til havs, og knyttet mot flere land.

Flere land undersøker også muligheten for å knytte sammen flere hybride forbindelser ved å etablere et masket nett til havs i et større system, ikke ulikt slik kraftnettet er bygget ut på land. Et slikt nett må bygges slik at det er mulig med stegvise utvidelser av nettet i takt med behovet. I et scenario med store volum havvind langt til havs kan et slikt masket nett legge til rette for utbygging av færre kilometer kabler totalt, særlig hvis det også bygges ut offshore kraftforbruk.

Det er også flere utfordringer som må løses for utbygging av maskede HVDC-nett. Bl.a. må det utvikles løsninger for interoperabilitet, slik at det er mulig å bygge sammen utstyr fra flere ulike leverandører. Det vil også være nødvendig med DC-brytere, som i dag er en dyr teknologi, og det må utvikles felles styringssystemer innen drift og marked for å samkjøre driften av et stort HVDC-nett. Det vil også være nødvendig med standardiserte løsninger som bl.a. spenningsnivå.

Det er ikke realisert eller satt kontrakter med interoperable løsninger i dag, men dette er en utfordring som det jobbes med å løse på tvers av land og leverandører gjennom blant annet InterOpera-prosjektet⁴⁸, i ENTSO-E og i Eurobar⁴⁹.

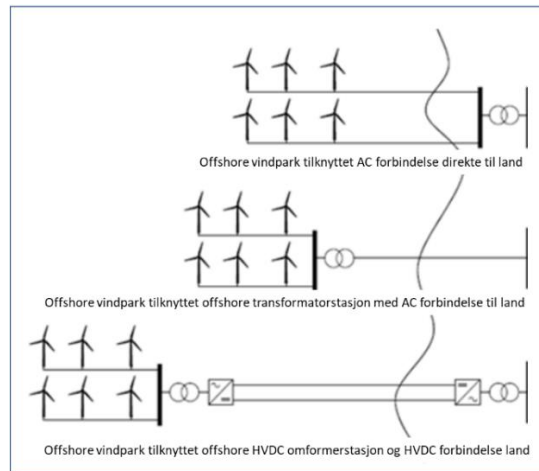
8.1 AC nært land og HVDC lengre fra land

8.1.1 Radiell AC-tilknytning med og uten transformering

Radiell tilknytning av havvind er den mest brukte løsningen når andre land har bygget ut havvind. Ved korte avstander kan havvindturbinene knyttes til nettet med flere parallelle vekselstrømkabler (AC) uten behov for en offshore transformatorstasjon. Ved økende avstand fra land mange parallelle kabler kunne ha en høyere kostnad enn å bygge ut en offshore transformatorstasjon og ilandføre kraften med færre kabler på et høyere spenningsnivå. Dette er illustrert i alternativ a) og b) i Figur 27. Alternativer og konsekvenser av ulike radielle alternativer er beskrevet nærmere i kapittel 8.3.

⁴⁸ [InterOPERA](#) – FoU-prosjekt under Horizon Europe som utvikler kompatible HVDC-løsninger for ulike leverandører

⁴⁹ [Eurobar](#) – Europeisk TSO-samarbeid for å fasilitere utviklingen av havnett



Figur 27: Alternativer for radiell tilknytning av havvind: a) direkte fra turbinene til land, b) via en offshore transformatorstasjon, c) eller med omformering til likestrøm (HVDC).

8.1.2 Likestrøm (HVDC) er vanlig ved lengre avstander

En ulempe med overføring via vekselstrøm (AC) over lengre avstander er at det er behov for reaktiv kompensering i begge ender av kabelen, og eventuelt også underveis. Kompenseringsbehovet kan medføre utfordringer i tilknytningspunktet, gitt at punktet har utstrakt reaktiv kompensering eller spennings sensitivt forbruk.

Overføring av kraft med likestrøm (HVDC) velges når overføringsavstanden er stor. HVDC gir mulighet til å overføre store mengder kraft med mindre tap enn ved AC og uten å produsere uønsket reaktiv effekt. På grunn av den store overføringsevnen til HVDC kabler, trengs det færre HVDC-kabler for å overføre den samme kraften som over AC. Dette gjør at kostnaden pr. km er lavere for HVDC enn for AC gitt samme overføringsevne. Overføring over HVDC krever en omformering fra først fra AC til DC og tilbake igjen i omformerstasjoner. Som illustrert i Figur 27 c) kreves det to omformerstasjoner, både offshore ved havvindparken og på land. Slike omformerstasjoner er kostbare og krever en stor plattform offshore. Derfor er HVDC bare lønnsomt over lengre avstander. HVDC er samme teknologi som brukes i mellomlandsforbindelser, og til elektrifisering av offshore forbruk langt fra land. Hybride forbindelser mellom ulike synkronområder må bygges med HVDC-teknologi. HVDC kan bygges med forskjellige spenningsnivåer, der de vanligste i Europa er 320 kV og 525 kV.

Som Statnett beskrev i vårt Kunnskapsgrunnlag om fleksible løsninger for UN og SNII i november 2022⁵⁰, jobber flere TSOer rundt Nordsjøen for en felles standard for HVDC-tilknytninger av havvindparker på 525 kV. Likt spenningsnivå er avgjørende for å kunne koble flere HVDC-forbindelser sammen. Utbygging på 525 kV kan derfor i praksis bli en forutsetning for sammenkobling av havvindparker mot andre land i Nordsjøen. For radielle og hybride forbindelser som ikke skal kobles sammen med flere forbindelser vil det være mulig å velge andre spenningsnivå.

8.2 Bunnfaste nettløsningskonsepter med HVDC

Mer enn 99,5 % de 64 GW havvind som er installert eller under bygging i verden i dag er bunnfast⁵¹. Dette er dermed i all hovedsak moden teknologi, selv om stadig nye prosjekter bygges lengre fra land

⁵⁰ [Kunnskapsgrunnlag for å vurdere teknisk tilretteleggelse for fleksible løsninger for fase 1 Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord, november 2022](#)

⁵¹ 4C Offshore's Global Market Overview, Q3 2023

og på større dybder. I Norge ligger alle de havvindområdene som kan bygges ut med bunnfast teknologi med en så lang avstand fra land at de kun er aktuelle med HVDC-tilknytning.

8.2.1 Valg av spenningsnivå for HVDC-utbygginger

En av de viktigste forutsetningene ved utbygging av HVDC-løsninger er spenningsnivået. Statnett har sammen med partnere og leverandører utviklet og bygget tre mellomlandsforbindelser på 525 kV spenningsnivå, siden utbyggingen av Skagerrak 4 i 2014. Dette spenningsnivået er de siste årene ansett som en standard for mellomlandsforbindelser og er derfor også i ettertid benyttet ved utbygging av andre mellomlandsforbindelser i Nordsjøen. For havvindinstallasjoner er det høyeste spenningsnivået for idriftsatte HVDC-installasjoner i dag 320 kV. For eksempel er Sofia havvindpark i UK bygget ut med symmetrisk monopol og 1400 MW. Dette konseptet med 320 kV og symmetrisk monopol er også benyttet i Dogger Bank A, B og C, der det installeres tre slike radielle HVDC-forbindelser med en overføringskapasitet 1200 MW hver. I Tyskland er det bygget ut flere HVDC-forbindelser på mellom 300 -320 kV og installert kapasitet opp mot 800 MW. HVDC-installasjoner på land og til elektrifisering av olje og gass er designet og bygget også på andre spenningsnivåer.

I Tyskland og Nederland er det TSOene som har ansvar for utbygging av HVDC-løsninger for offshore tilknytning av havvind. Sammen med myndighetene har de lagt til grunn et konsept med høyest mulig ytelse og derfor valgt 525 kV spenningsnivå og 2 GW bipol med metallisk retur når de har planlagt utbygging av nye nettoutbygginger i Nordsjøen⁵². I 2023 er det inngått rammeavtaler for leveranse av 16 slike HVDC-systemer i Tyskland og Nederland innen 2031. Også TSOene i Belgia og Danmark planlegger utbygging av HVDC-systemer på 525 kV spenningsnivå. Vi antar derfor at 525 kV spenningsnivå vil være en forutsetning for utbygging av maskede nett til havs i Nordsjøen.

Optimal spenning og konfigurasjon for HVDC-tilknytningen avhenger av blant annet traselengde, ønsket overføringskapasitet, kostnader, og hva man eventuelt skal knytte seg til videre dersom det er en hybrid forbindelse. Dersom en hybrid forbindelse skal koble seg til et HVDC-nett må spenningsnivået være det samme som spenningen på HVDC-nettet, da det ikke er realistisk med opp- eller nedtransformering på DC-siden. Dersom videre tilknytning er til en enkelt omformerstasjon i et annet land som ikke er del av et større HVDC-nett, kan topologi og spenningsnivå velges optimert for det enkelte prosjekt.

8.2.2 Monopol eller bipol omformerstasjon

I tillegg til spenningsnivå kan HVDC-systemer også bygges ut som enten monopol eller bipol. Dette gir ulike konfigurasjoner av systemet som påvirker både størrelse, kostnader og bruksområder for nettilknytningen. En monopol har én pol på hver side av omformeren og samme +/- spenning på begge kablene. En monopol kan bygges som et kompakt system med lav vekt og volum, som er gunstig for utbygginger offshore. Ulempen med monopol er at det ved en feil på en av kablene eller omformerne kan ikke HVDC-forbindelsen driftes.



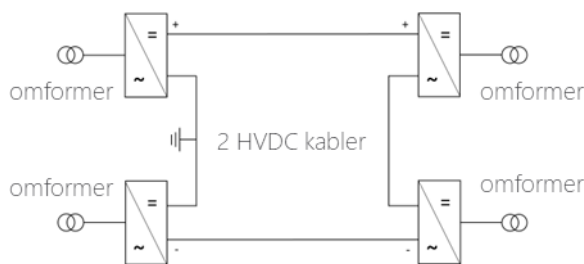
Figur 28: Symmetrisk monopol

⁵² [Tennets 2 GW-program](#)

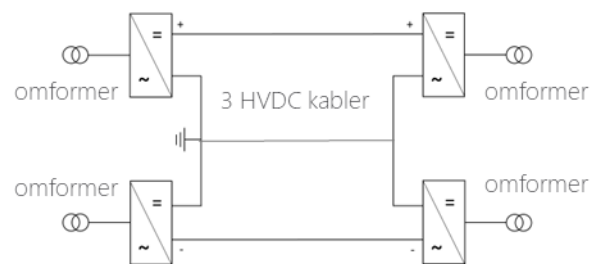
I en bipol er det to poler ved hver omformer og dubler systemer. Dette gir mer vekt og volum enn en monopole. En bipole kan enten bygges ut med eller uten en metallisk returkabel, hvorav det siste kalles en rigid bipole.

En rigid bipole (Figur 29) har den fordel at den kan videreføre drift av systemet også ved en enkeltfeil på en av omformerne ved å koble om og drifte systemet på halv kapasitet som en monopole. Ved kabelfeil finnes det ingen returvei for strømmen og HVDC-forbindelsen kan ikke driftes.

En bipole kan også bygges ut med en ekstra kabel, kalt metallisk retur. Som en rigid bipole har den samme +/- spenning på begge kablene, men har da i tillegg en nøytral returkabel. Fordelen med denne konfigurasjonen er at den kan videreføre drift både ved en enkeltfeil på en av omformerne og også ved en kabelfeil (på en av kablene). Denne løsningen gir høyest oppetid av alle alternativene, noe som kan være lønnsomt, da kabelfeil langt til havs kan ta flere måneder å reparere.



Figur 29: Rigid bipole (uten metallisk returkabel)



Figur 30: Bipole med metallisk returkabel

En bipole har fordel at den kan bygges ut med høyere kapasitet enn en monopole. En offshore omformerstasjon på 320 kV monopole er mindre og lettere enn en 525 kV bipole med samme kapasitet. Men siden sistnevnte kan bygges ut med høyere kapasitet, kan det være kostnadseffektivt og gi mindre fotavtrykk ved utbygging av store volum havvind.

8.3 Flytende nettløsningskonsepter

Flytende teknologi er avgjørende for utbygging av store volum havvind i Norge. I løpet av 2023 vil det kun være bygget ut om lag 200 MW flytende havvind på verdensbasis⁵³. Equinors prosjekter Hywind Scotland og Hywind Tampen utgjør over halvparten av dette. Men både i Europa, Asia og Nord-Amerika er det en stor satsing på flytende teknologi slik at det frem mot 2030 er forventet utbygging av over 10 GW flytende havvind⁵⁴.

Alle de realiserte flytende prosjektene er basert på at kabler fra havvindturbinene går direkte til land og ikke via en transformatorstasjon, eller som for Hywind Tampen, direkte knyttet til plattformene Snorre og Gullfaks uten å være tilknyttet kraftsystemet på land.

8.3.1 HVDC-nettløsning i flytende havvindområder

Det finnes i dag ingen kvalifisert teknologi for flytende HVDC-installasjoner, og det er per i dag ingen initierte prosjekter med dette behovet. Kombinasjonen av flytende løsninger og HVDC er trolig det mest

⁵³ BlombergNEF 1H 2023 Offshore Wind Market Outlook

⁵⁴ 4C Offshore's Global Market Overview, Q3 2023

kostbare alternativet for utbygging av havvind. Det kan likevel forventes at det på sikt, med en storstilt utbygging av havvind også vil bli behov for slike løsninger.

Utfordringen med flytende HVDC-plattformer er primært at HVDC-komponenter på en flytende plattform må tåle dynamiske påkjenninger. Norge har mye kompetanse på flytende plattformer for olje og gass som kan utnyttes for en slik utvikling, men det er likevel flere forhold som trenger å utvikles særskilt for HVDC-omformerer.

Eksempelvis vil det være behov for dynamiske kabler, både for AC-kabler fra turbiner og HVDC-kabler inn til land. Det pågår forskning og utvikling både innen plattform, HVDC-omformerteknologi og kabelteknologi for å møte dette fremtidige behovet. Selv om komponenter hver for seg har høyt TRL-nivå⁵⁵, så ansees et helt flytende HVDC-system å være på TRL-nivå 3.

Vår forståelse, i dialog med HVDC-leverandører, er at nødvendig teknologiutvikling for flytende HVDC forventes å være mulig å realisere, men at det må påregnes ekstra tid og kostnader for gjennomføring av slike prosjekter.

Flytende HVDC-installasjoner kan både være radialer til ett land uten videre forbindelser til andre land eller HVDC-installasjoner, eller være en del av en hybrid forbindelse eller et masket nett. I et mer sammenkoblet system vil kompleksiteten øke, blant annet med behov for flere HVDC-avganger og flere dynamiske HVDC-kabler. I tillegg vil det i et masket nett være behov for HVDC-effektbrytere.

8.3.2 AC-nettløsninger direkte til land uten offshore stasjon

De fleste identifiserte havvindområdene i Norge ligger i områder som er mest relevant for flytende konsepter som knyttes til land med vekselstrøm (AC). Teknologiene for flytende AC-løsninger er mer modne enn for HVDC.

Som beskrevet i kapittel 0, kan radielle AC-forbindelse bygges både med og uten offshore transformering. Nedenfor vurderes tre alternative AC-nettilknytningskonsepter for radiell tilknytting av en offshore vindpark til land. Base case for vurderingen er 66 kV-turbiner. I tillegg viser vi konsekvenser ved utbygging på 132 kV.

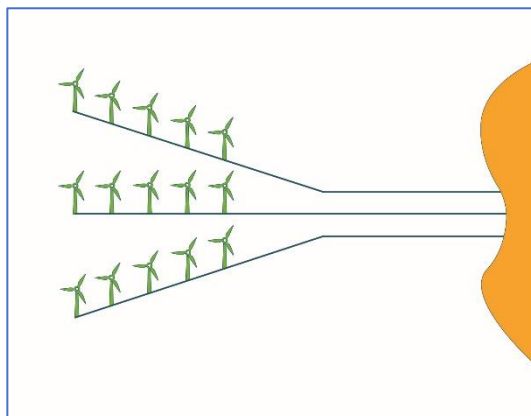
I enkelte tilfeller kan det være teknisk/økonomisk å gå direkte til land med kabel fra nærmeste turbin i turbinrekken. En turbinrekke består av et optimalt antall turbiner basert på turbinstørrelse, effekt og spenning. Størrelse på kablen fra siste turbin og inn mot land bestemmes av total effekt summert fra alle turbiner i en streng. Kablene mellom havvindturbinene kalles inter-array-kabler, mens kablen til land kalles eksport-kabler.

For dagens utbygginger velges spenningsnivå på 66 kV, mens vi forventer at havvindparker som ferdigstilles på 2030-tallet vil bygges på 132 kV. Typisk overføringskapasitet for 66 kV er 100 MW, mens 132 kV-kabler kan overføre 200 MW. En havvindpark på 1000 MW vil dermed ha behov for henholdsvis 10 eller 5 kabelsett på 66 eller 132 kV.

llandføring uten opptransformering egner seg best for vindparker relativt nært land siden kabelkostnaden øker raskt med avstanden når det er behov for mange parallelle forbindelser. Transformering til høyere spenning gir også lavere overføringstap pr km. Det er i prinsippet ingen teknisk begrensning for størrelsen på en vindpark bygget ut på denne måten, da en større vindpark kun vil gi

⁵⁵ TRL (Technology readiness level) Teknologimodenhet ([Technology readiness level, Wikipedia](#)), se også definisjon i Forkortelser og definisjoner på side 73.

behov for flere kabler til land. Det vil imidlertid raskt kunne bli en utfordring med ilandføringen av mange parallelle kabler i et landtak på kysten. Dette vil være arealkrevende og gir behov for en stasjon med mange felt der kabelsettene tilknyttes på land.



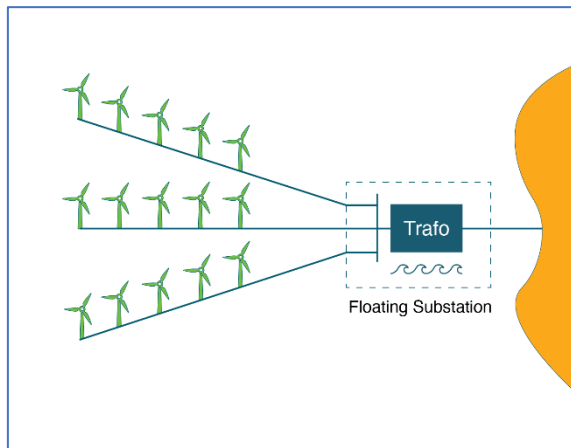
Figur 31: AC-nettilknytning direkte til land (her vist med 3 tilknytninger)

Denne teknologien er tilgjengelig i markedet i dag på 66 kV. Det er imidlertid ennå ikke installert slike løsninger på 132 kV. En økning i spenning avhenger i første omgang på utvikling hos vindturbinleverandører for å øke spenningen i selve turbinene fra 66 til 132 kV, i tillegg til at det må typegodkjennes dynamiske kabler på 132 kV. Det er ikke kjent når vindturbinleverandører kan levere 132 kV og heller ikke TRL-nivået for denne utviklingen. Dynamisk kabel for 132 kV med overføringskapasitet på om lag 200 MW antar vi kan være klar ganske snart blant de fleste større leverandørene. Det antas at de ulike leverandørene ligger på et TRL-nivå mellom 7 og 9. Vi antar at dynamiske kabler vil bli utviklet raskt når dette bestilles av utviklere. Det samme vil sannsynligvis også gjelde for turbiner og det er grunn til å anta at 132 kV kommer først for bunnfaste turbiner.

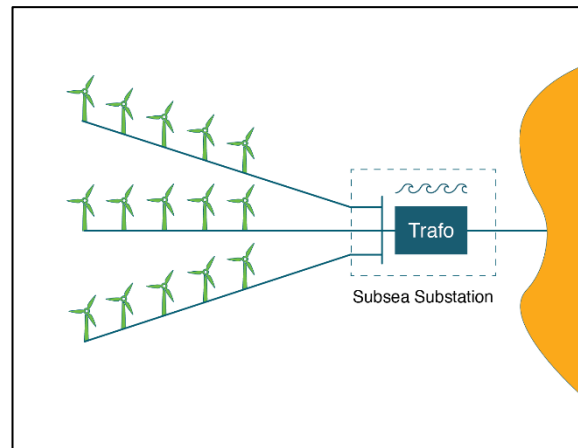
8.3.3 AC-nettilknytning til land med offshore flytende AC-stasjon

Offshore transformering innebærer etablering av en flytende, bunnfast eller undersjøisk installasjon med en høy kostnad. Hvor stor avstanden fra land må være før transformering til høyere spenning blir kostnadseffektivt er avhengig av bl.a. havdybde og bunnforhold, overføringskapasitet, behov for reaktiv kompensering, tap og driftskostnader. De fleste bunnfaste havvindparkene i Nordsjøen som er bygget ut med AC ligger i grunne områder og er dermed bygget ut med transformering i en offshore transformatorstasjon. I Norge planlegges alle havvindparkene som er mulig å tilknytte med AC-løsninger i dype områder som gir dyrere løsninger for slik opptransformering. Det eksisterer i dag ingen slike offshore flytende transformatorstasjoner. Det er derfor viktig at det utvikles kostnadseffektive løsninger for flytende eller eventuelt subsea transformering. Det vil også være naturlig å vurdere bunnfaste transformatorplattformer på større dybder enn der det bygges bunnfaste turbiner.

Med dette konseptet kobles også havvindturbinene sammen i parallelle grener med inter-array-kabler som i det første konseptet (ref. kapittel 8.3.2). Men istedenfor å ilandføre havvindene i mange parallelle kabler (spenning lik turbinspenning), transformeres spenningen opp til et høyere spenningsnivå. For bunnfaste installasjoner er dette prinsippet blitt benyttet for mange offshore vindparker. En stor utfordring relatert til offshore flytende transformatorstasjon er behov for dynamiske eksport kabler for spenningsnivåer fra 132 kV og oppover til 420 kV. Utviklingen av 420 kV dynamiske kabler har lavere TRL nivå enn 132 kV. Det er grunn til å anta at behov og besparelser ved å gå opp til 420 kV ved færre parallelle kabler vil akselerere utviklingen.



Figur 32: AC-nettilknytning med offshore flytende AC-stasjon (her vist med 3 tilknytninger)



Figur 33: AC-nettilknytning med offshore subsea AC-stasjon (her vist med 3 tilknytninger)

Selv om flytende plattformer er velkjent teknologi innen olje og gass, er de ikke bygget spesifikt for transformatorstasjoner ennå. Leverandørindustrien er i gang med utvikling av nødvendig teknologi og TRL-nivået er i størrelsesområdet rundt 4. Det antas også at dette vil i mange tilfeller være en relativt dyr løsning og industrien ser på muligheter til andre løsninger som vil kunne være billigere, som for eksempel subsea transformatorstasjon.

8.3.4 AC-nettilknytning til land med offshore subsea AC-stasjon

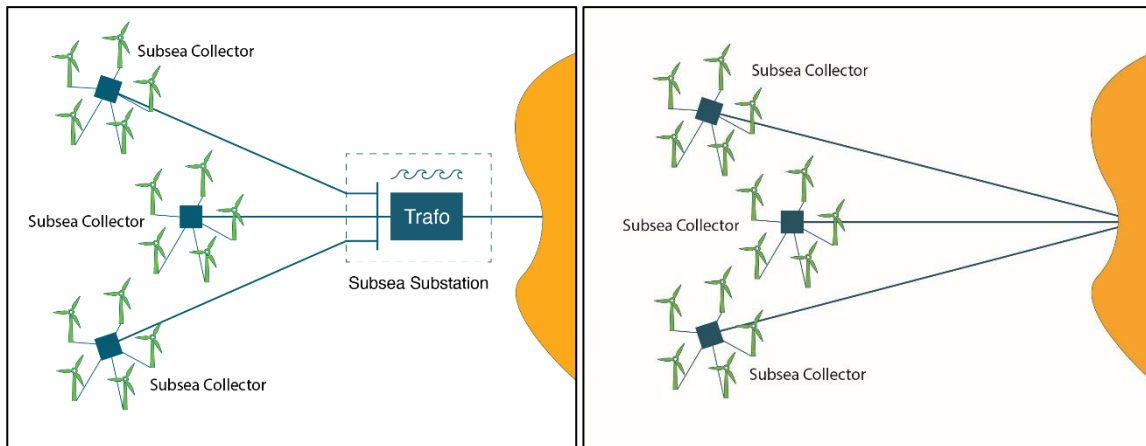
Dette konseptet er identisk med det forrige, bare at transformatorstasjonen er plassert på havbunnen (subsea). Det er flere fordeler med en slik løsning, blant annet at det ikke er behov for dynamisk kabel for kablen inn til land (eksportkabelen). En subsea-løsning har langt færre komponenter og funksjoner, samt vil ha en stabil og kald omgivelsestemperatur. En subsea-løsning vil utvikles for å være vedlikeholdsfri i hele levetiden.

Subsea transformatorstasjoner er pr. i dag kun utviklet og i drift for mindre enheter i tilknytning til olje og gass-installasjoner. Det jobbes imidlertid med teknologiutvikling på dette området og det er planlagte pilotprosjekter i de kommende årene for installasjoner på 3-400 MW og spenningsnivåer på 66 / 220 kV. På sikt sees det på installasjoner på opp mot 1000 MW og opptransformering til 420 kV.

En av de store utfordringene med en subsea transformator er den såkalte våte kabeltermineringen, det vil si der kablen på lavspenningsiden tilkobles transformatoren under vann. På høyspenningsiden utføres terminering tørt over vann før transformatorenheten med kabel forsiktig senkes ned på havbunnen. De våte termineringene antas å ha et TRL-nivå på mellom 2-4. I Grønn plattform-prosjektet Ocean Grid pågår det utviklingsarbeid og det er forventet at TRL-nivået vil oppnå 6 i løpet av 2024. Neste steg er et fullskala pilotprosjekt.

8.3.5 AC-nettilknytning til land via subsea kollektor med og uten offshore subsea AC-stasjon

Det tradisjonelle oppsettet for offshore vindparker er vindturbiner plassert i rekker inn mot enten land eller en transformatorstasjon. Ved en slik konfigurasjon vil overføringsbehovet i kablene øke slik at det er det behov for en opptrapping av tverrsnittet for kablene nær transformatorstasjonen eller land. I tillegg må hver turbin tilrettelegges for både kabel inn og kabel ut. En alternativ kabelkonfigurasjon hvor hver turbin har kun én kabel ut, og er direkte koblet mot et koblingspunkt har tradisjonelt vært en dyrere løsning, og dermed ikke blitt benyttet for bunnfaste installasjoner. Tradisjonelt har det vært behov for plattform relatert til dette.



Figur 34: AC-nettilknytning til land via kollektor med og uten offshore subsea AC-stasjon (her vist med 3 tilknytninger)

Det utvikles imidlertid enheter som kalles subsea kollektorer, hvor turbiner kan kobles sammen i en stjerneformasjon til et felles punkt, før kraften overføres med en eksportkabel videre til land eller til en transformator, som både kan være flytende transformatorstasjon eller subsea transformatorstasjon. En slik konfigurasjon har flere fordeler, blant annet at det kan benyttes samme dynamiske kabeltype fra alle turbinene mot subsea kollektoren. Hver turbin trenger også kun en kabeltilkobling samt at det vil være noe forenklinger i selve turbinen ved blant annet enklere konfigurasjon. Turbinene blir i sum mer standardiserte.

Siden subsea kollektorer og subsea transformatorer utvikles i parallell, er det grunn til å anta at om et subsea system blir realisert for et prosjekt, vil det bli med både subsea kollektor og subsea transformatorer i samme prosjekt.

En subsea kollektor kan enten utføres med våte kabeltermineringer hvor kablene kobles til kollektoren under vann eller ved at alle kabler kobles sammen i tørr tilstand i en ramme over vann før rammen forsiktig senkes ned på havbunnen.

I Grønn plattform-prosjektet Ocean Grid⁵⁶ pågår det utvikling av våte termineringer og det er forventet at TRL-nivået vil oppnå 6 i 2024. Neste steg er et fullskala pilotprosjekt.

8.4 Teknisk tilretteleggelse for utvidelse for tilknytning av offshore forbruk, økt fremtidig produksjon eller tilknytning til havnett

Statnett har tidligere beskrevet hvordan anlegg kan tilrettelegges teknisk for utvidelse for tilknytning av offshore forbruk, økt fremtidig produksjon eller tilknytning til havnett⁵⁷. Tekniske løsninger som kreves for tilrettelegging for forbruk eksisterer i dag. For byggefasen anslår vi at tilretteleggingen for selve utvidelsen ikke vil medføre lengre byggetid av betydning. I kapittel 9.5 beskriver vi hvordan elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner bør vurderes å bygges kombinert med havvind og forbindelse til land.

⁵⁶ [Green Platform Project – Ocean Grid](#)

⁵⁷ [Statnett – Kunnskapsgrunnlag for å vurdere teknisk tilretteleggelse for fleksible løsninger for fase 1 Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord, nov 2022](#)

DEL 3

Anbefalinger til neste utlysning i 2025 og videre utvikling mot 2040

9 Anbefalinger om videre utvikling av nett til havs

Hovedbudskap

- For utlysningene i 2025 anbefaler vi:
 - Sørvest F: Hybrid tilknytning til Sørlandet
 - Vestavind F: Tilknytning til Haugalandet, alternativt Stavangerområdet
 - Vestavind B: Tilknytning til Bergensområdet
- Kombinert utbygging av havvind og elektrifisering offshore bør alltid vurderes
- Det finnes gode tilknytningspunkter nær havvindområder langs hele kysten som vil tilrettelegge for grønn omstilling og ny industri. Tilknytning til Romsdal og Helgeland er særlig gunstig
- Vi kan videre integrere store mengder havvind ved å samlokalisere havvind med industriknutepunkter og fordele tilknytningene til flere steder langs kysten
- Forutsigbare og gode rammevilkår gir mer lønnsomme investeringer

9.1 Prinsipper for våre anbefalinger

Med god planlegging kan et fremtidig kraftsystem håndtere store volum havvind. Dette innebærer en samlokalisering av produksjon og forbruk, en fordeling av havvinden mot ulike steder i landet, tilstrekkelig fleksibilitet i kraftsystemet og kontroll på stabilitetsutfordringene. Utviklingen av vindkraft til havs må være bærekraftig og samfunnsøkonomisk lønnsom. Statnetts anbefalinger er basert på følgende prinsipper:

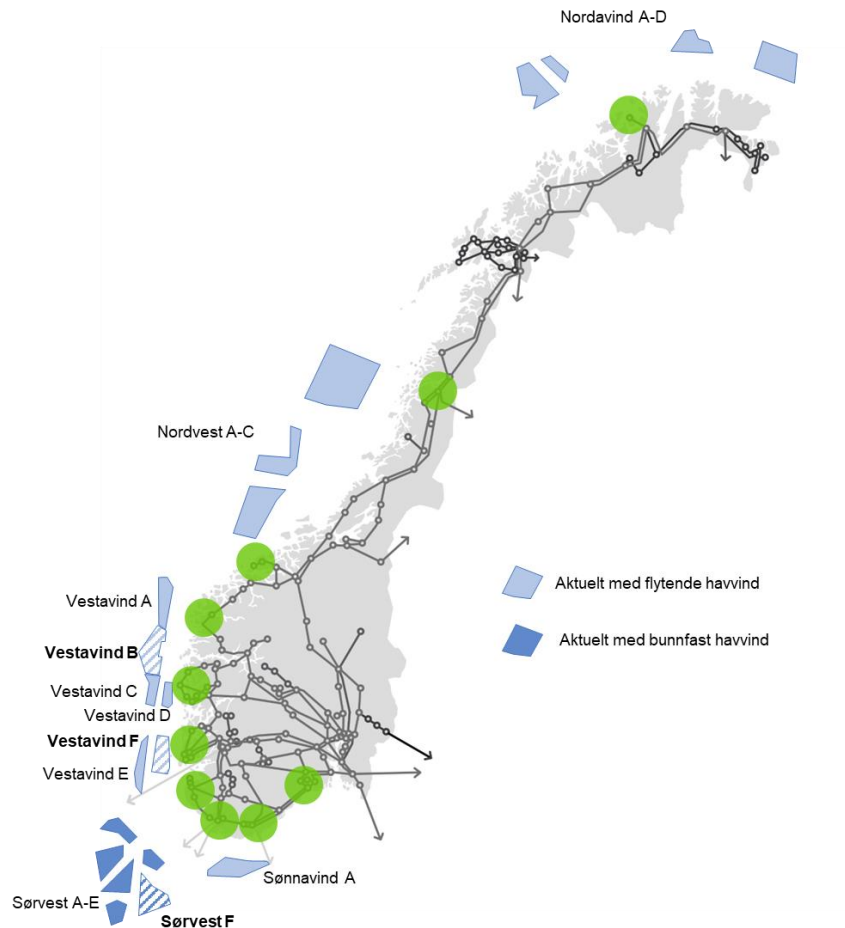
- Vi utvikler forbruk, produksjon og nett i sammenheng – og inkluderer hele energisystemet
- Vi tar utgangspunkt i nettet vi har og bygger ut – og hvor det er behov for kraften
- Regional balansert utvikling gjør det mulig å knytte til mer uten nye store nettinvesteringer
- Vi må ivareta sikker og stabil drift
- Vi identifiserer løsninger som reduserer kostnader og risiko gjennom tidlig dialog og involvering – for å oppnå kraft til lavest mulig kostnad for aktører og samfunnet
- Kortere avstander til tilknytningspunkt gir lavere kostnader og mindre naturinngrep

Fra et kraftsystemperspektiv er det gunstig å spre tilknytningen av havvind til flere områder. En spredt tilknytning demper overføringsbehovet, sikrer regional krafttilgang og gjør at vi kan knytte til mer havvind før det oppstår større flaskehals. Havvind som er spredt over et større område vil også ha mindre samvariasjon, og dermed gi en mer stabil samlet havvindproduksjon.

De endelige beslutningene om volumer og hvilke havområder som skal åpnes bør gjøres ut fra en total samfunnsøkonomisk vurdering, som i tillegg til forhold knyttet til kraftsystemet også hensyntar sameksistens med andre næringer, påvirkning på klima, natur og miljø og lønnsomhetsvurderinger knyttet til selve havvindparkene.

9.2 Anbefalinger til utlysningen i 2025

Statnett er i gang med omfattende oppgraderinger av transmisjonsnettet og bygger et målnett som vil legge til rette for høy forbruksvekst og tilknytning av store mengder havvind. I dette kapittelet gir vi anbefalinger for tilknytning av havvind fra områdene som er aktuelle for utlysningen i 2025.



Figur 35: Utredningsområder for havvind identifisert av NVE (i blått) og gunstige tilknytningspunkter identifisert av Statnett (i grønt). Skraverete havområder er aktuelle for 2025-utlysningen: Sørvest F (utvidelse av Sørlige Nordsjø II), Vestavind F (utvidelse av Utsira Nord) og Vestavind B (nytt område utenfor Bergen).

9.2.1 Sørvest F: Hybrid tilknytning til Sørlandet

Sørvest F er en utvidelse av Sørlige Nordsjø II og er egnet for bunnfast havvind. Statnett har tidligere anbefalt Kvinesdal som tilknytningspunkt for radialen til Sørlige Nordsjø II som skal bygges i første fase (1500 MW). For fremtidige havvindparker i Sørvest F, anbefaler vi hybrid tilknytning. På oppdrag fra OED utreder vi nå slike eventuelle hybride nettløsninger.

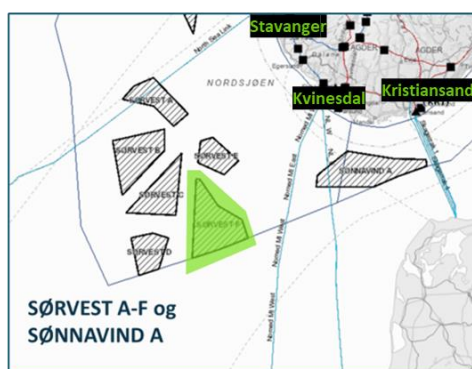
For havområder som ligger langt fra den norske kysten og nær andre lands havområder bør det alltid vurderes hybride nettløsninger som både forbinder havvinden til Norge og samtidig ett eller flere andre land eller offshore vindparker. Statnett har tidligere vist at hybride løsninger gir lønnsom kraftutveksling og bedre utnyttelse av nettinfrastrukturen⁵⁸. Inntekter fra denne krafthandel vil dermed bidra til å redusere subsidiebehovet.

For utbygging av eventuelle radielle forbindelser til Sør- og Østlandet, fremstår det mest rasjonelt å gjøre dette fra havområdene som ligger nærmest land, det vil si Sørvest A, Sørvest E og Sønnavind A. Siden Sørvest F ligger lengre fra den norske kysten anbefaler vi at fremtidige utbygginger hit forbeholdes for eventuelle hybride forbindelser.

⁵⁸ [Statnett - Fagrapport om havvind i Sørlige Nordsjø II \(2022\)](#)

Vår foreløpige vurdering er at en eventuell første hybrid til Sørvest F bør knyttes til på Sørlandet. Området har et sterkt masket nett, høy forbruksvekst, nærhet til regulerbar vannkraft og utvekslingsmuligheter over mellomlandforbindelsene. Transmisjonsnettet her er derfor godt egnet for tilknytning av mer havvind.

Statnett har også pekt på Grenland og eventuelt andre punkter på Østlandet som gunstige områder for tilknytning av havvind. Avstanden fra havvindområdene i Sørvest A-F er imidlertid vesentlig kortere til Rogaland og Sørlandet enn til Grenland og Østlandet. Kortere avstand gir en rimeligere tilknytningsløsning med mindre beslagleggelse av sjøbunnsareal. Statnett planlegger også med forsterkning av nettet mellom Sørlandet og Østlandet (Østre Korridor 2) på land. Det er dermed ikke behov for å legge en sjøkabel i parallell med nettet på land. Samlet vil en havvindtilknytning til Sørlandet og Østre Korridor 2 bidra til å dekke økt kraftbehov i Grenland.



Figur 36: For utlysningen i 2025 anbefaler vi at havvind fra Sørvest F tilknyttes med en hybrid til Sørlandet.

9.2.2 Vestavind B: Tilknytning til nye Øygarden stasjon

Vestavind B er et nytt utredningsområde ca. 60 km nordvest for Øygarden utenfor Bergen. Området er aktuelt for flytende havvind. Statnett anbefaler tilknytning av havvind fra Vestavind B til nye Øygarden stasjon like ved Kollsnes.

Mye av forbruket på Vestlandet er lokalisert ute langs kysten, mens de store vannkraftverkene ligger lengre øst. Statnett gjennomfører omfattende nettforsterkninger i dette området, og tiltakene fra Sogndal til Sauda og mot Bergensområdet og Haugalandet er høyt prioritert. I tillegg er det behov for økt kraftproduksjon for å møte forbruksveksten. Det er derfor svært gunstig med tilknytning av havvind her. Dette gjelder spesielt Bergensområdet, som har høyt forbruk og høy forbruksvekst.

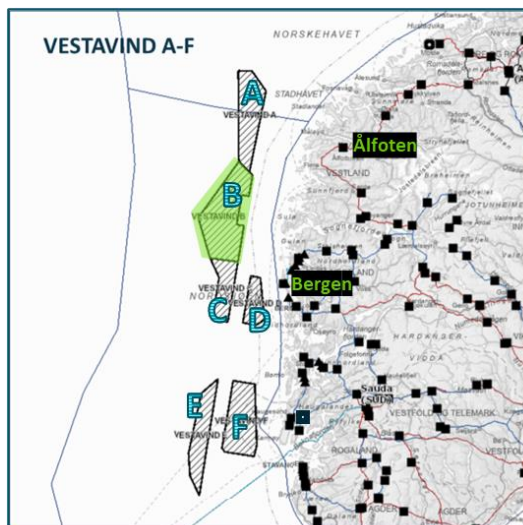
Øygarden er et godt egnet tilknytningspunkt for havvind. Nettforsterkningene hit, inkludert ny stasjon i Øygarden, kabelforsterkninger og 420 kV Sogndal-Modalen-Kollsnes vil muliggjøre tilknytning av mye vindkraft (1400 MW). I perioder med stort produksjonsoverskudd, vil det kunne oppstå flaskehalser sørover (mellom Samnanger og Sauda). Statnett planlegger en tredje forbindelse til Kollsnes/Øygarden og økt kapasitet nord-sør (Sauda-Blåfalli-Mauranger-Samnanger). Når denne er idriftsatt kan større volum (>1400 MW) knyttes til i Bergensområdet.

9.2.3 Vestavind F: Tilknytning mot Haugalandet

Vestavind F er en utvidelse av Utsira Nord og er egnet for flytende havvind. Haugalandet kan ta imot mer havvind fra Vestavind F. Det kan også være aktuelt med tilknytning til Stavanger-området.

Dagens transmisjonsnett sørvest på Haugalandet har god kapasitet til ny kraftproduksjon, også utover første fase (1500 MW) havvind fra Utsira Nord. For den første fasen har Statnett anbefalt tilknytning til Haugalandet og vi har utredet og anbefalt en samordnet løsning hvor vi etablerer en felles tilkoblingsstasjon for de tre feltene. Avhengig av forbruksutviklingen, vil dagens stabile og høye flyt inn

mot Haugalandet erstattes med hyppige og store variasjoner. I perioder vil havvinden gi lokalt produksjonsoverskudd – altså flyt ut fra Haugalandet.

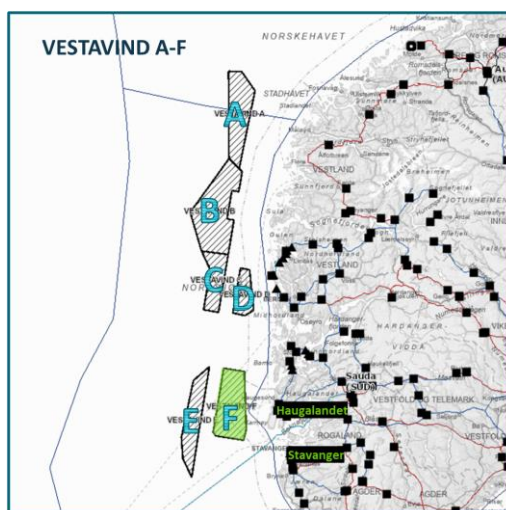


Figur 37: Statnett anbefaler at havvind fra Vestavind B tilknyttes Bergensområdet.

Gitt planlagte netttiltak for forbruk på Haugalandet, inkludert ny 420 kV-ledning Blåfalli-Gismarvik, og spenningsoppgradering Sauda-Samnanger, anslår vi at inntil 2700 MW havvind kan tilknyttes på Haugalandet. Dette tilsvarer 1200 MW i tillegg til det volumet som er utlyst i 2023. Flere stasjoner på Haugalandet er aktuelle, og vår hovedanbefaling er at nye havvindparker i Vestavind F tilknyttes hit.

For eventuelle nye havvindfelt lengst sør i Vestavind F, er også tilknytning til Stavangerområdet aktuelt. Stavangerområdet er hovedtyngdepunktet for forbruk i Sør-Rogaland, og det er gunstig med ny kraftproduksjon i området. Stavangerområdet er imidlertid også et aktuelt tilknytningspunkt for områdene i Sørvest A-F, slik at tilknytninger her må vurderes helhetlig.

Selv om Bergensområdet også har stort kraftbehov, vurderes tilknytning hit fra Vestavind F som mindre rasjonelt. Dette skyldes at det finnes andre aktuelle havvindområder (som Vestavind B, C og D) som ligger vesentlig nærmere Bergensområdet.



Figur 38: Statnett anbefaler at ytterligere havvind fra Vestavind F tilknyttes nettet på Haugalandet eller Stavangerområdet.

9.3 Prioritering av kommende utlysninger mot 2040

9.3.1 Kort avstand til land begrenser nettkostnadene

Tilknytning av havvind flere steder langs kysten, forutsetter utbygging av flytende havvind. Utvikling av havvindområder som ligger i nærheten av industriknutepunkter på land bidrar til å redusere nettkostnadene. Dette kan bli avgjørende for om flytende havvind blir konkurransedyktig.

Av de 17 områdene som er aktuelle for videre havvindutbygging mot 2040 ligger Vestavind D kun 20 km fra nye Øygarden transmisjonsnettstasjon og er havområdet med kortest avstand til land. I tillegg ligger Nordvest C i nærheten av Fræna ved Nyhamna. Begge disse har også nærhet til industriknutepunkter. Tilknytninger hit vil gi blant de laveste nettilknytningskostnadene og i første omgang heller ikke gi behov for store nettførsterkninger på land utover det som allerede er planlagt.

9.3.2 Viktig å utrede og eventuelt åpne områder i flere regioner

De tidligste utlysningene er konsentrert rundt Sør- og Vestlandet. Vi forventer høy forbruksvekst både i Midt-Norge (NO3) og Nord-Norge (NO4), og det er viktig med økt kraftproduksjon her. I tillegg viser vindanalyser at havvindproduksjon nord for Stadt er mindre korrelert med andre land enn havvind lenger sør i Nordsjøen.

Fra et kraftsystemperspektiv er særlig Romsdal og Helgeland gunstige for de neste tilknytningene av havvind. Statnett har også pekt på Ålfoten- og Hammerfestområdet som mulige tilknytningspunkt for havvind i NO3 og NO4, men da trolig for mindre volum.

- **Romsdalsområdet: Havvind fra Nordvest C**

Det er stor forbruksvekst i Midt-Norge (NO3) og nettkapasiteten inn til området er begrensende. Derfor er det behov for mer kraftproduksjon. Fræna ved Nyhamna utpeker seg som en god lokasjon for innmating av stor havvindproduksjon, grunnet nærhet til stort forbruk, planer om økt forbruk, sterkt nett i området og nærhet til fleksibel vannkraft.

- **Helgeland: Havvind fra Nordvest A**

Stor forbruksøkning uten ny produksjon vil føre til en fundamental endring av kraftbalansen i Salten og Helgeland, fra stort kraftoverskudd i dag til kraftunderskudd. Det er stort potensial for samspill mellom industri, vindkraft og vannkraft forutsatt tilstrekkelig nettkapasitet og fleksibilitet i forbruket. Helgeland og Salten har mye kraftkrevende industri og regulerbar vannkraft. Vi forventer høy forbruksvekst i området og tilknytning av havvind her vil være gunstig. Statnett har igangsatt en konseptvalgutredning for nettførsterkninger på Helgeland hvor havvind inngår i utredningen.

- **Ålfoten-området: Havvind fra Vestavind A og B**

Det er også gunstig med mer produksjon nord for Sognefjorden på Vestlandet (i NO3). Statnett har tidligere pekt på Ålfoten-området i Nordfjord som et mulig tilknytningspunkt for havvind. Samspill med forbruksvekst er avgjørende siden det kun er én gjennomgående 420 kV-forbindelse mellom Ørskog og Sogndal. Ålfoten-området er både aktuelt for tilknytning av havvind fra Vestavind B og for Vestavind A som ligger nærmere transmisjonsnettet her.

- **Hammerfest- eller Tromsøområdet: Havvind fra Nordavind B-D**

En utbygging av ny produksjon i Finnmark bør gjøres i takt med utvikling av forbruk. På grunn av begrensninger i overføringskapasiteten, er det lite aktuelt med større havvindutbygging som ikke samtidig er knyttet mot utbygging av lokalt industriforbruk. Statnett har tidligere pekt på Hammerfestområdet som et gunstig tilknytningspunkt for havvind.

På lengre sikt er Tromsø-området også et mulig tilknytningspunkt, gitt høy forbruksvekst og etablering av en ny 420 kV-ledning hit.

Østlandet og Grenland er også områder med stort behov for kraft. Tilknytning av havvind i nærheten av større forbruk vil være positivt for energibalansen og kraftflyten i disse områdene. Flere stasjoner er godt egnet for tilknytning, men aktuelle havområder ligger langt unna.

9.3.3 Vi må vurdere flere områder samlet

Det er begrensning på hvor mye havvind det vil være mulig å knytte til på samme tid og i nærheten av hverandre. Kraftflyt, flaskehals og begrensninger i systemdriften ved flere større havvindtilknytninger over hele landet må analyseres nærmere.

For eksempel vil Sør- og Østlandet ha en begrensning på hvor mye havvind som kan knyttes til. Dette gjelder særlig Sørvest A-F og Sønnvind A, men også Vestvind E-F hvis disse knyttes sørover mot Stavanger. Vi forventer høy forbruksvekst, og når transmisjonsnettet på Sør- og Østlandet er oppgradert til 420 kV, finnes det gode tilknytningspunkt langs hele kysten fra Stavanger til Østfold. Hvor mye havvind som kan knyttes til Sør- og Østlandet er avhengig av forbruksvekst, utviklingen av nettet på land, og om tilknytningene bygges som radiale eller hybrider. Tilgjengelig fleksibilitet fra produksjon, forbruk og kraftutveksling betyr mye.

Store volum havvind tilknyttet i Bergensområdet og Haugalandet må også vurderes samlet og sammen med tilknytning av havvind langs resten av Vestlandskysten. Vi må blant annet klarlegge samlet innvirkning på kraftflyten i nettet mellom Sogndal og Sauda og eventuelt behov og nytte av ytterligere nettførsterkninger langs kysten.

9.4 Utvikling på lang sikt – masket nett og sektorkobling

En videre utbygging av havvind opp mot 30 GW må skje gradvis, og i takt med forbruksutviklingen og utvikling av kraftnettet. Havvind kan bygges ut for å legge til rette for en stor økning i norsk kraftforbruk og for utveksling og eksport av overskuddet til andre land.

For å oppnå ambisjonen fra Oostende om 300 GW havvind i Nordsjøen til 2050, vil det være behov for en stor økning i overføringskapasiteten for kraft og energi mellom landene. Et slikt scenario kan også innebære offshore kraftforbruk til hydrogenproduksjon. En mulig utvikling er at infrastrukturen da bygges stegvis ut i et eller flere masket nett ved å koble ulike havvindparker sammen, mot offshore forbruk og med flere forbindelser mot land. En slik utvikling vil ligne på hvordan kraftnettet på land er utviklet. Siden maskede nett til havs vil kreve en del teknologi- og systemutvikling, må et masket nett oppnå gevinster i form av mindre material- og arealbruk og lavere kostnader for å bli lønnsom. Særlig innenfor interoperabilitet og DC-brytere må det utvikles ny teknologi.

For de eventuelle første hybride forbindelsene som bygges i Sørvest F er det en viktig strategisk avgjørelse om en vil tilrettelegge disse for en mulig fremtidig utvidelse mot maskede nett. Dette vil kreve investeringer i standardiserte løsninger som kan være dyrere enn hvis hvert enkelt prosjekt optimaliseres uten mulighet for utvidelse. Dette kan innebære å sette av ekstra fysisk plass på plattformene, å velge et annet spenningsnivå og HVDC-design. I tillegg må avtaleverk og kontrollsystemer utformes slik at det er mulig med fremtidige utvidelser. Statnett samarbeider derfor med andre TSOer om utvikling av både nett, systemdrift og markedsdesign til havs.

I Norge kan det også på sikt bli aktuelt å knytte sammen flere havvindparker og offshore forbruk flere steder mot land lokalt i Norge.

I våre markedsanalyser legger vi til grunn at hydrogen blir en viktig energibærer i fremtiden. Kraft fra havvind kan brukes til produksjon av både blått og grønt hydrogen og kobler dermed ulike sektorer tettere sammen – i dette tilfellet kraftsektoren, hydrogenindustri og petroleumssektor. Mange europeiske land har høye ambisjoner om bruk av hydrogen i et utslippsfritt energisystem og selv om

mye skal produseres lokalt er for eksempel Tyskland avhengig av omtrent 70 % import. Flere utforsker derfor muligheter for gjenbruk av eksisterende gassrør eller etablering av nye, for transport av hydrogen fra Norge til Europa. I første omgang er dette mest aktuelt for blått hydrogen, men på sikt også for grønt hydrogen. I en slik sektorkobling blir det viktig å undersøke potensialet for å koordinere behovet for infrastruktur for å få samfunnsøkonomiske rasjonelle løsninger. God koordinering mellom myndigheter og aktører innenfor kraft, gass og hydrogen blir viktig for å sikre en helhetlig infrastrukturutvikling.

9.5 Kombinert utbygging av havvind og elektrifisering bør alltid vurderes

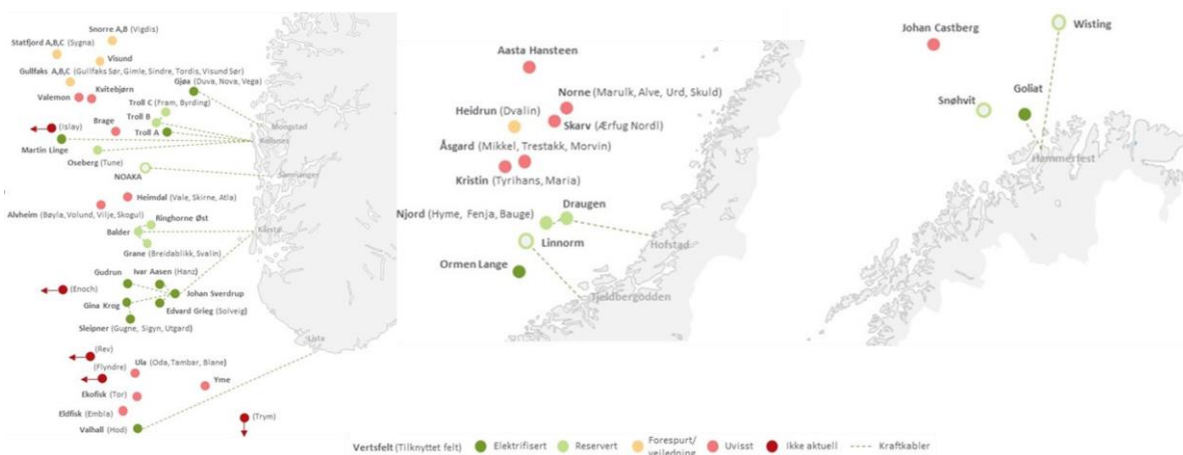
9.5.1 Olje- og har et kraftbehov på om lag 24 TWh

Olje- og gassutvinning står for omtrent ¼ av norske klimagassutslipp, og elektrifisering av denne sektoren er sentralt for å kutte utslipp i Norge. Mange offshorefelt og landanlegg er allerede elektrifisert, og det er konkrete planer for ytterligere elektrifisering. Ifølge KonKrafts klimastrategi vil kraftbehovet fra olje- og gassnæringen øke fra dagens nivå på 9 TWh til omkring 24 TWh utover på 2030-tallet⁵⁹. Med mer utstrakt elektrifisering, hydrogenproduksjon og CO₂-lagring kan kraftbehovet øke ytterligere. 24 TWh tilsvarer energiproduksjonen fra om lag 5 GW havvind.

For å dekke hele kraftbehovet på en plattform, og dermed fjerne behovet for gassturbiner offshore, må plattformene elektrifiseres med tilknytning til land. Alternativet er å knytte havvind direkte til petroleumsinstallasjoner uten landtilknytning, såkalt øydrift. Hywind Tampen (88 MW) er et eksempel på dette, hvor havvinden er tilknyttet Snorre- og Gullfaks-plattformene. Fordi havvind alene ikke gir stabil kraftforsyning, trengs det her i tillegg gassturbiner. Havvinden fra Hywind Tampen forsyner derfor omtrent 35 % av det årlige elektriske kraftbehovet på disse plattformene⁶⁰.

9.5.2 Kombinert utbygging av havvind og elektrifisering kan redusere behovet for nett

Siden mange av de identifiserte havvindområdene ligger i nærheten av petroleumsinstallasjoner kan det være gunstig å finne helhetlige løsninger for elektrifisering og produksjon av havvind. I tillegg kan en også tenke seg andre former for offshore forbruk som kan knyttes til havvind, som havbruk og hydrogenproduksjon.

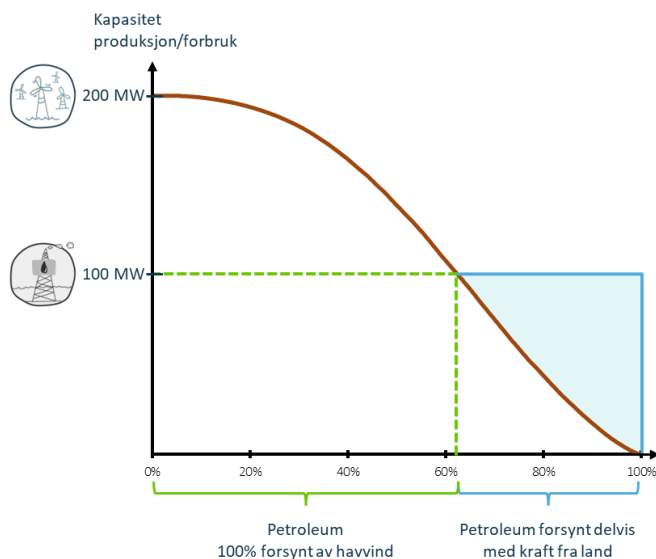


Figur 39: Status på elektrifisering av petroleum pr 2022 (Kilde: Statnett, Forbruksutvikling i Norge 2022-2050)

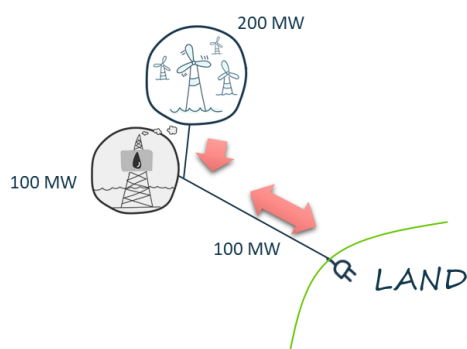
⁵⁹ KonKrafts statusrapport 2022

⁶⁰ [Equinor.com](https://www.equinor.com) – Hywind Tampen

I Figur 40 og Figur 41 viser vi et eksempel på hvordan et havvind kan kobles til et offshore forbrukspunkt. For en installasjon som planlegger elektrifisering fra land, vil det være prinsipielt mulig å koble seg til en havvindpark med dobbelt så stort volum som forbruksbehovet offshore. Likevel kan den samme nettforbindelsen til land benyttes. I Nordsjøen kan vi forvente at en havvindpark kan ha mer enn 50% produksjon i om lag 60 % av tiden. I denne perioden forsynes det offshore forbruket utelukkende fra havvindparken i vårt eksempel. I de resterende 40 % av tiden vil forbrukspunktet delvis forsynes av havvind og delvis med kraft fra land. På denne måten kan kraftbehovet fra land reduseres med 70-80%. Ved å øke størrelsesforholdet mellom havvindparken og offshore forbruk, vil kraftbehovet fra land reduseres mer. Vi mener derfor at det ved alle elektrifiseringsprosjekter bør vurderes utbygging av kombinerte nettløsninger for både havvind og kraft fra land.



Figur 40: Varighetskurve for havvindproduksjon fra én havvindpark (rød linje). Illustrasjonen viser hvordan en vindpark på 200 MW kan forsyne kraft til et forbruk på 100 MW i ca. 60 % av tiden.



Figur 41: Eksempelskisse for hvordan en havvindpark på 200 MW kan kobles til et offshore forbrukspunkt på 100 MW og knyttes til land med en forbindelse på 100 MW.

Trollvind utenfor Bergen og Goliatvind utenfor Hammerfest er eksempler på prosjekter der industriaktører har foreslått utbygging av havvind i tilknytning til petroleumsinstallasjoner. Det er gunstig fra et kraftsystemperspektiv når slike løsninger også knyttes til land, særlig hvis havvindproduksjonen dimensjoneres slik at det blir en netto flyt mot land. Utbyggingen vil da både møte behov om ny kraftproduksjon og elektrifisering fra land. Dette kan gi rom for tilknytning av mer annet forbruk på land.

I 2022 beskrev Statnett muligheten for å tilknytte i størrelsesorden 100 MW forbruk på AC-siden av en offshore omformerstasjon på Sørlige Nordsjø II fase 1⁶¹. Operatørene på Ekofiskområdet har også henvendt seg til myndighetene angående denne muligheten. Utredning av mulighetene som ligger i en slik samordning er senere blitt en del av utlysingsdokumentene for Sørlige Nordsjø II.

⁶¹ [Kunnskapsgrunnlag for å vurdere teknisk tilretteleggelse for fleksible løsninger for fase 1 Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord, november 2022](#)

9.6 Forutsigbare og gode rammevilkår gir mer lønnsomme investeringer

I dag er det behov for statlig støtte for utbygging av både bunnfast og flytende havvind i Norge. Slike subsidier kan være gunstig både for å øke kraftproduksjonen og for å bidra til å utvikle havvindindustrien i Norge. Hvis det skal bygges ut store volum havvind i Norge, legger vi til grunn at utbyggingene etter hvert blir konkurransedyktige uten statlig støtte. Siden Norge har et stort behov for ny kraftproduksjon, er det avgjørende at havvind blir konkurransedyktig i Norge så raskt som mulig. I tillegg til kostnadsreduksjonene vi forventer som følge av teknologiutvikling, er det viktig med forutsigbare og gode rammevilkår.

I kapittel 7 viser vi at forutsigbare og gode rammevilkår bidrar til å redusere risikoen i prosjektene, noe som gir lavere finansieringskostnader for havvind. I dag bidrar ulike rammevilkår og ulik lokal risiko til at utviklingskostnadene for havvind varierer betydelig mellom land i Europa. Her har myndighetene en sentral rolle og et stort mulighetsrom til å påvirke kostnadsnivået for havvind i hvert enkelt land.

Hvordan kostnader og inntekter ved havvindutbygging skal fordeles er et av områdene som trenger avklaring. Her finnes det ulike modeller for blant annet om havvindutbyggeren eller TSOene skal bygge nettilknytningen, og hvordan kostnadene for dette skal finansieres. Statnett mener at nett til havs som har potensial for å bli utvidet mot offshore forbruk, flere havvindparker eller flere tilknytningspunkter på land bør planlegges, bygges og eies av en TSO, noe vi blant annet skrev til RME i 2022⁶². Siden nett er på kritisk linje i havvindutbyggingen er det videre viktig at nettutviklingen starter tidnok til å redusere risikoen for at nettilknytningen ikke er klar i tide for havvindparken. Når det gjelder hvordan kostnadene for nett til havs skal finansieres, er det først og fremst behov for avklaring om i hvilken grad kostnadene skal dekkes av havvindutbyggerne i form av anleggsbidrag eller av forbrukerkundene på land i form av nett-tariff.

Ved utbygging av hybride nettløsninger som legger til rette for handel mellom ulike markedsområder trengs det videre en tydelig avklaring om eventuelle handelsinntekter skal tilfalle netteieren, eller om disse helt eller delvis skal omfordeles til havvindutbyggere. RME peker i sin rapport om Regulering av nett til havs på at en omfordeling av flaskehalsinntekter til havvindprodusentene ikke er i tråd med gjeldende lovverk, og at flaskehalsinntekter skal tilfalle netteier⁶³. Netteier skal benytte disse til å opprettholde eller øke overføringskapasiteten, eller redusere tariffene for nettkundene. En tydelig avklaring på dette punktet vil være viktig for å øke forutberegneligheten og redusere risikoen for havvindaktørene.

I tillegg til regulering, vil langsiktige planer og ambisjoner for havvindutviklingen bidra til forutsigbarhet for aktører. Jo større trygghet industrien har for når og til hvilket volum havvindutbyggingen vil skje i Norge, jo mindre risiko vil det være i å investere i norsk havvindindustri. Dette gjelder alt fra kompetanseoppbygging, leverandørindustri, havner i tillegg til havvindutbyggere og nettutviklere.

⁶² [Statnetts vurderinger knyttet til regulering av nett til havs, oktober 2022](#)

⁶³ [RME, Regulering av nett til havs, Del II: Hybridprosjekter, 2023](#)

Forkortelser og definisjoner

Forkortelse og begreper	Beskrivelse
TSO	Transmission System Operator, systemansvarlig nettselskap
HVDC	Likestrøm – High voltage, direct current
AC	Vekselstrøm – Alternating current
TEN-E	Ny europeisk infrastrukturegulering
ENTSO-E	Den europeiske organisasjonen for systemoperatører. European Network for Transmission System Operators - Electricity
TYNDP	Europeisk Kraftsystemplan, Ten Year Network Development Plan
ONDP	Europeisk Offshoreplan, Offshore Net Development Plan
PCI/PMI	Prioriterte prosjekter I TYNDP og ONDP. Project of common/mutual interest
CBCA	Cross Border Cost Sharing. Europeiske prinsipper for fordeling av kostnader og inntekter ved infrastrukturinvesteringer.
LCOE	Levelized cost of energy eller energikostnad over levetiden, ofte omtalt som teknologikostnaden. Den viser forholdet mellom totalkostnaden over levetiden for et kraftanlegg og hvor mye energi som blir produsert. LCOE illustrerer både konkurransedyktigheten av ulike teknologier relativt sett og hvilken oppnådd kraftpris som trengs for å gjøre den lønnsom.
TRL-nivå	<p>Technology Readiness Level beskriver en teknologis modenhet på en skala fra 1-9.</p> <p>TRL 1: Grunnleggende prinsipper er observert</p> <p>TRL 2: Teknologikonsept er definert</p> <p>TRL 3: Eksperimentelt konseptbevis (proof of concept) foreligger</p> <p>TRL 4: Teknologien er validert i laboratoriet</p> <p>TRL 5: Teknologien er testet i laboratorieskala, som del av systemløsning</p> <p>TRL 6: Pilotskala systemløsning validert under relevante driftsbetingelser.</p> <p>TRL 7: Fullskala prototype eller demonstrasjonsanlegg i markedsrelevant skala er testet ut under reelle driftsbetingelser</p> <p>TRL 8: Reelt komplett systemløsning ferdigstilt og kvalifisert gjennom test og demonstrasjon</p> <p>TRL 9: Teknologien er kommersielt tilgjengelig og har vært i drift over tid</p>
LMA	Statnetts Langsiktige markedsanalyse

Nydalen allé 33, Oslo
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
Fax: 23 90 30 011
E-post: firmapost@statnett.no
Nettside: statnett.no

Statnett