



SOKKELDIREKTORATET

26.6.2024 | SODIR-05-24

Strategisk konsekvensutredning av nye områder for havvind

Petroleum og CO₂-lagring i Vestavind B, Vestavind F og Sørvest F

Innholdsfortegnelse

1 Innledning	1
2 Kunnskapsgrunnlag	1
Potensiale for petroleumsressurser	2
2.1 Hvordan kan petroleumsvirksomhet påvirkes av havvind.....	4
2.1.1 Leting og avgrensing.....	4
2.1.2 Boring av brønner.....	5
2.1.3 Utbygging og drift	6
2.1.4 Konsekvenser og avbøtende tiltak	7
2.2 Potensiale for lagring av CO ₂	8
2.3 Hvordan kan lagring av CO ₂ påvirkes av havvind	10
2.3.1 Leting og avgrensing.....	10
2.3.2 Boring av brønner.....	10
2.3.3 Utbygging og drift	10
2.3.4 Overvåking av CO ₂	11
2.3.5 Konsekvenser og avbøtende tiltak	11
2.4 Usikkerhet og kunnskapsmangler	12
2.4.1 Petroleumsvirksomhet.....	12
2.4.2 Lagring av CO ₂	12
3 Metode	13
3.1 Metode for evaluering av konsekvenser for petroleumsvirksomhet	13
3.2 Metode for evaluering av konsekvenser for virksomhet knyttet til lagring av CO ₂	14
4 Beskrivelse av utredningsområdene	14
4.1 Petroleumsvirksomhet.....	14
4.1.1 Vestavind B.....	14
4.1.2 Vestavind F.....	17
4.1.3 Sørvest F	17
4.2 CO ₂ -lagring.....	19
4.2.1 Vestavind B.....	19
4.2.2 Vestavind F.....	20
4.2.3 Sørvest F	20
5 Betragtninger og samlede virkninger	22

1 Innledning

Sokkeldirektoratet var en del av direktoratsgruppen, ledet av Norges vassdrag- og energidirektoratet (NVE) som i april 2023 utarbeidet ett forslag til 20 områder som egnet seg til havvind. NVE har 14.sept. 2023 fått oppdrag fra Energidepartementet (ED) om å utrede konsekvenser av utbygging av disse områdene. De strategiske konsekvensutredningene skal inkludere miljø- og samfunnsmessige forhold, herunder virkninger for andre næringsinteresser, jf. havenergilova § 2-2. Utredningene skal gjøres på et overordnet nivå, og har som mål å fremskaffe kunnskap som er relevant for beslutninger om utredningsområdene. Utredningene vil også belyse kunnskapsmangler.

Sokkeldirektoratets rolle er å bidra til størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten, samt å legge til rette for sikker lagring av CO₂.

I denne rapporten vil Sokkeldirektoratet belyse konsekvenser som utbygging av havvind kan ha både for petroleum og lagring av CO₂ i områdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F. Sokkeldirektoratet skal gjøre en evaluering av petroleumspotensialet, samt muligheter for lagring av CO₂, basert på best mulig data og skal gjøre en vurdering av mulighet for kartlegging og overvåking ved ulike geofysiske metoder i de områdene hvor det er påviste petroleumfelt og CO₂-lager.

2 Kunnskapsgrunnlag

I dette kapitlet gis en overordnet beskrivelse av hvordan havvind påvirker petroleumsvirksomhet og CO₂-lagring.

Å utøve petroleumsvirksomhet og lagre CO₂ har noen fellestrekk: begge aktiviteter er avhengig av egnet geologi, enten tilstedeværelse av petroleum eller en geologisk struktur som er egnet for lagring av CO₂. Aktiviteter for å utøve disse virksomhetene er også lik; det er behov for å ha tilgjengelig seismisk data for å kartlegge geologien, boring av brønner for å påvise hydrokarboner eller CO₂ lagrer, og det er behov for installasjon av ulike typer infrastruktur for å utnytte verdiene.

Samtidig er det også en del forskjeller. Petroleumsvirksomheten er i dag Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter, investeringer og eksportvirksomhet. Det har vært petroleumsvirksomhet på norsk sokkel i mer enn femti år og det var ved årsskiftet 2023/2024 92 felt i produksjon.

CO₂-lagring er en ny næring. Ifølge FNs klimapanel er fangst, transport og lagring av CO₂ et viktig tiltak i arbeidet med å redusere verdens klimagassutslipp. Det er mulig å lagre store mengder CO₂ på norsk sokkel. Sokkeldirektoratet har estimert at det er potensiale for å lagre 80 gigatonn CO₂. Den første utnyttelsestillatelsen for CO₂-lagring (EL001) ble i 2019 tildelt til Northern Lights for å gjennomføre Langskip-prosjektet. Dette er det første fullskala-prosjektet for transport og lagring av CO₂. Det omfatter fangst av CO₂ fra industribedrifter, frakt av flytende CO₂ til en terminal på Vestlandet og transport gjennom et 100 km langt rør og inn i et reservoar i Nordsjøen. Det er planlagt at injeksjonen av CO₂ vil begynne i 2025.

Potensiale for petroleumsressurser

For å kunne si noe om konsekvenser for petroleumsinteresser i de identifiserte områdene er potensialet for petroleumsressurser i de aktuelle områdene vurdert på grunnlag av dagens kunnskap om petroleumsforekomster og geologi.

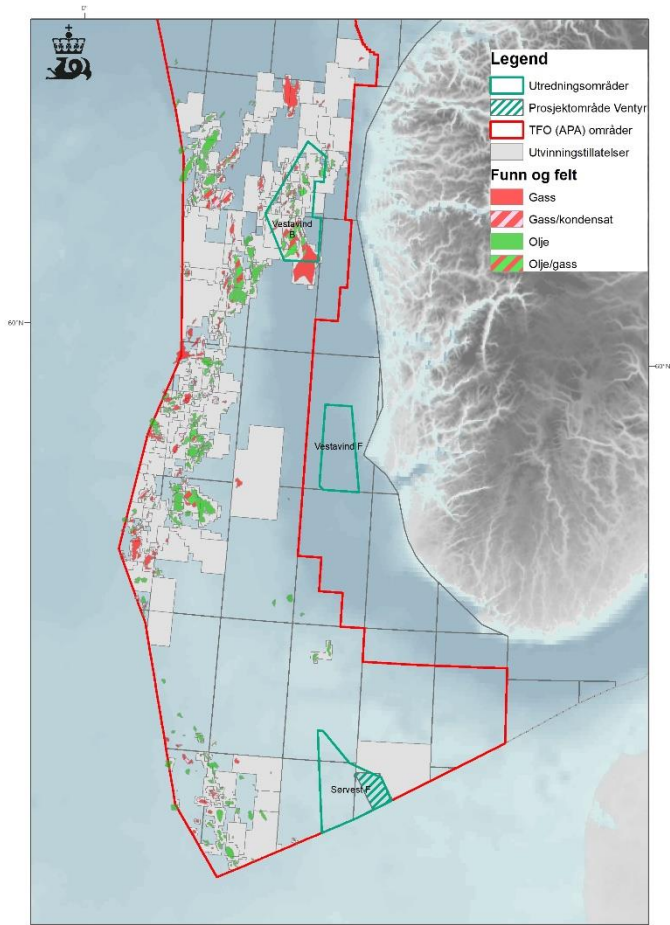
En forutsetning for å gjøre et petroleumsfunn er tilstedeværelse av sedimentære bergarter. Om lag halvparten av arealet med sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum, er i dag åpnet for petroleumsvirksomhet. Nordsjøen, Norskehavet og sørlige deler av Barentshavet er med enkelte unntak åpnet. Siste gang ett nytt område ble åpnet var i 2013 da Stortinget åpnet for petroleumsaktivitet i området Barentshavet Sørøst. Flere av de uåpnede områdene er interessante, men det er store forskjeller mellom disse, blant annet med tanke på kunnskapsnivå, avstand til markeder og eksisterende virksomhet.

Areal tildeles gjennom utvinningstillatelser som gir rettighetshaverne rett til å utøve petroleumsvirksomhet innenfor det tildelte området. Det finnes to typer konsesjonsrunder på norsk sokkel, nummererte runder og tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO). TFO tildeles årlig. Sist det ble tildelt areal i en nummerert konsesjonsrunde var i 2021 (25. konsesjonsrunde). Arealet utvinningstillatelsene beslaglegger er generelt størst i letefasen (kan typisk vare 2 år til 10 år) og noe mindre i produksjonsfasen (mer vedvarende). Innenfor utvinningstillatelsens område kan det foretas seismisk innsamling, boring, feltutbygging og drift.¹

Dersom det gjøres et drivverdig funn, bygges det aktuelle området ut for petroleumsutvinning. Gjøres det ikke funn, eller det avgjøres at området ikke er lovende nok, leveres utvinningstillatelsen tilbake. Samme område kan tildeles på nytt og kartlegges flere ganger. Ny geologisk innsikt kan føre til at olje og gass påvises i utvinningstillatelser andre har levert tilbake. Det er per i dag 542 utvinningstillatelser på norsk sokkel hvorav 318 er i Nordsjøen (fig.1). Antall tillatelser er dynamiske og varierer hvert år. Rundt mars hvert år blir nye tillatelser tildelt, mens i perioden mars-juni tilbakeleveres de som ikke lenger er interessante.

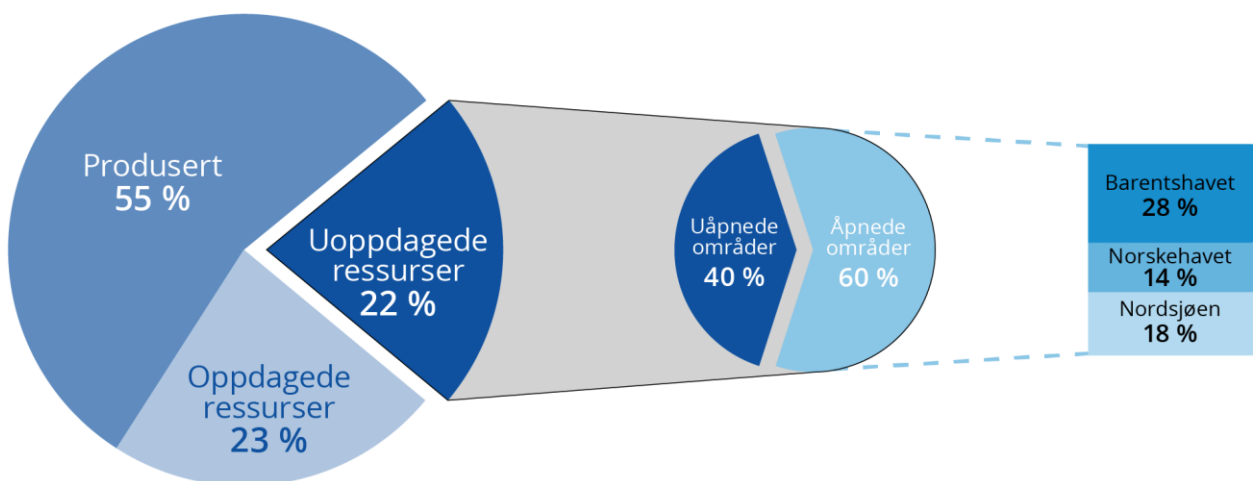
Sokkeldirektoratet har estimert at ca 50 % av ressursene på norsk sokkel allerede er produsert, 23 % er påvist, men ikke produsert, og 22 % er fortsatt uoppdagede. Av dette er 60 prosent i åpnete områder. Disse fordeler seg med 28 prosent i Barentshavet, 14 prosent i Norskehavet og 18 prosent i Nordsjøen (Figur 2).

¹ Seismisk innsamling utenfor utvinningstillatelsens område krever en undersøkelsestillatelse.



Utskriftsdato: 24.06.2024

Figur 1 Kart som viser utredningsområder for havvind, utvinningstillatelser for petroleum og påviste petroleumressurser



Figur 2 Fordeling av ressurser på norsk sokkel

Det er forventet at de fleste funn framover vil bygges ut som mindre utbygginger som utnytter tilgjengelig kapasitet på eksisterende infrastruktur. Et mindretall av funnene vil være av en størrelse som kan forsvare utbygging av ny infrastruktur. Dersom de mindre funnene ikke bygges ut før den eksisterende infrastrukturen har stengt ned, vil de bli liggende igjen. Derfor er Sokkeldirektoratet opptatt av at det i områder nær infrastruktur gjøres grundig kartlegging og utforskning for å kunne maksimere verdiskapingen før nedstenging.

2.1 Hvordan kan petroleumsvirksomhet påvirkes av havvind

Petroleum er en stedbundet ressurs og tilgang til areal er derfor viktig for å kunne realisere verdiene i denne aktiviteten. Utbygging av havvind vil beslaglegge store areal og medføre økte kostnader eller økt risiko i alle faser av petroleumsvirksomheten. Dette vil kunne redusere interessen fra petroleumsindustrien, og potensielt store verdier kan gå tapt.

Avsnittene nedenfor beskriver nærmere de ulike fasene av petroleumsvirksomheten.

2.1.1 Leting og avgrensing

For å kunne påvise petroleumsressurser er det nødvendig å lete etter og avgrense ressursene i et område. I denne fase er det hovedsakelig seismisk aktivitet som vil være dominerende. Det er ulike typer geofysiske undersøkelser som benyttes ved leting. En typisk seismikkinnsamling foregår ved at et fartøy sleper en seismisk lydkilde og én (2D-seismikk) eller flere (3D-seismikk) lyttekabler. På norsk sokkel er det hovedsakelig 3D-seismikk som samles inn.

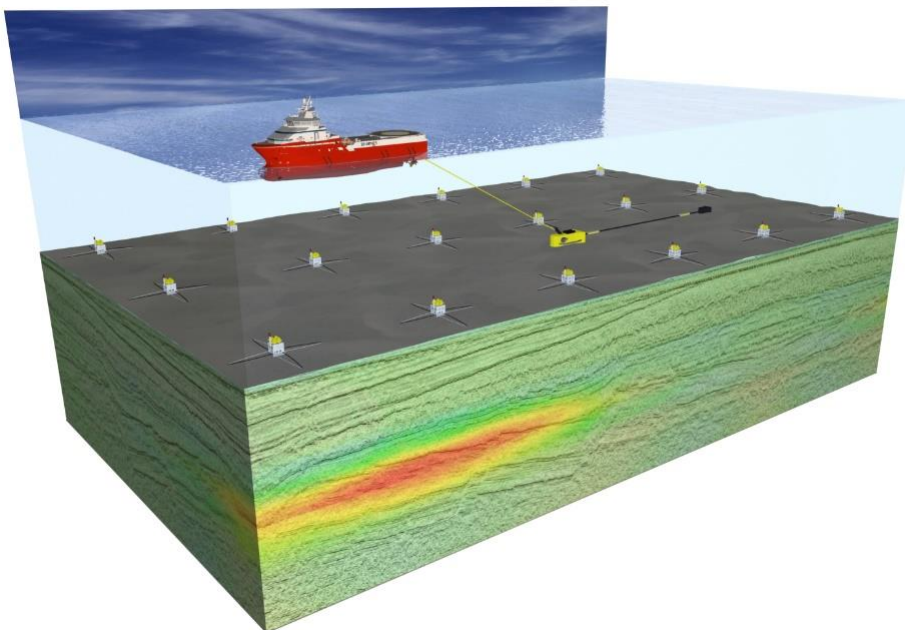
Seismiske undersøkelser offshore blir utført fra store seismiske fartøy. Fartøyene sleper en rekke med lange kabler med hydrofoner bak båten. Kablene senkes 6–9 meter ned i vannet. Kablene kan være flere kilometer lange, og kan ha mange hydrofoner med 25 meters avstand. Ved innsamling av konvensjonell 3D-seismikk beslaglegger det seismiske fartøyet et areal i størrelsesorden 2-8 kvadratkilometer på havoverflaten ettersom det tauer lange lyttekabler etter fartøyet (fig.3). I tillegg er det flere andre følgeskip i området som sørger for å holde fiskefartøy og andre skip unna slepet. Dersom en antar en avstand på 1,5-3 km mellom vindturbiner i en vindpark vil det ikke være mulig å utføre denne type seismikk innad i et havvindanlegg.



Figur 3 Ramform Vanguard samler inn seismikk (Foto: PGS)

Nye metoder for innsamling av seismikk er under utvikling. I områder nær eksisterende infrastruktur kan vi se en økende bruk av havbunnsnoder som alternativ til lyttekabler som slepes bak et seismikkfartøy. Med et seismikkfartøy med kun lydkilden på slep vil det være enklere å manøvrere mellom vindturbiner. Nodene kan plasseres på havbunnen mellom ankerkjettinger, strukturer og kabler ved hjelp av undervannsdroner. Havbunnseismikk kan føre til merkostnad på opptil 2-4 ganger kostnadene ved konvensjonell 3D seismikk.

Andre metoder som elektromagnetisk (CSEM) innsamling (fig.4) brukes også for å lete etter petroleumressurser. Elektromagnetiske data vil kunne gi en mer direkte indikasjon på tilstedeværelse av hydrokarboner. For å samle inn denne type data er det nødvendig å ha sensorer på havbunnen. Et skip sleper en dyptliggende kilde som sender elektromagnetiske impulser. Kilden er om lag 300 meter bak skipet. Denne type innsamling gjøres ikke regelmessig under leting etter petroleum fordi CSEM data ikke alltid er egnet til formålet. Data er påvirket blant annet av dybde til reservoaret, vanndybde og egenskaper i reservoaret.



Figur 4 Illustrasjon av elektromagnetisk innsamling (CSEM) (EMGS).

2.1.2 Boring av brønner

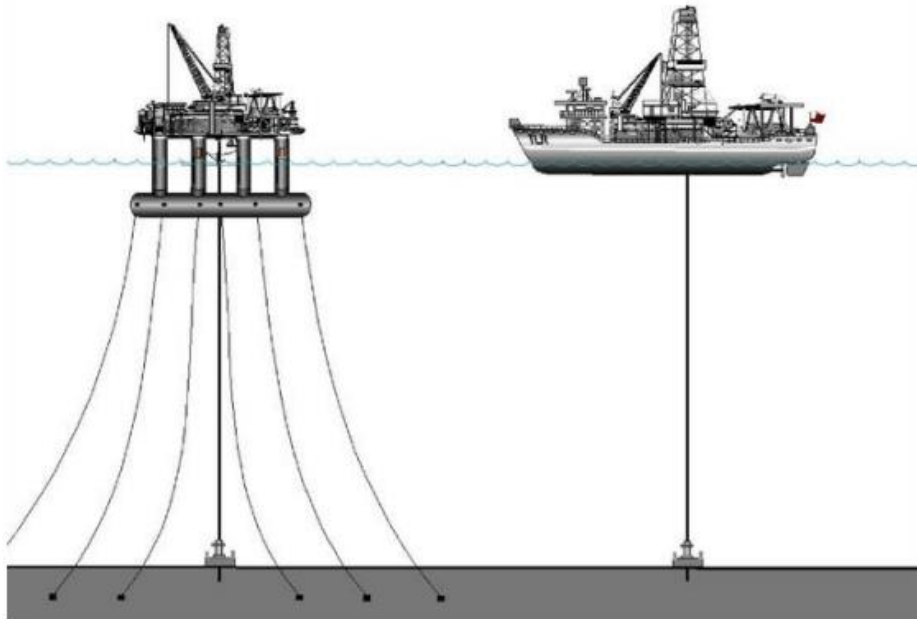
For å kunne påvise hydrokarboner er det nødvendig å bore brønner. Boring av brønner gjennomføres av en borerigg.

En borerigg skal transporteres til borelokasjon, utføre boring og andre brønnaktiviteter, og transporteres ut av området i etterkant av boring.

Det er ulike type borerigger. På grunnere vanddyb kan bunnfaste, oppjekkable borerigger benyttes, men på dypere farvann må en ha flytende borerigger.

Oppjekkable rigger flyttes til borelokasjon ved bruk av tauing med slepebåter eller ved bruk av tungløftfartøy. Flyterigger transporteres med slepebåter, alternativt for egen motorkraft dersom riggen er utstyrt med dette. Mens en borerigg med motorkraft vil kunne opprettholde posisjonen ved hjelp av dynamisk posisjoneringssystem må andre borerigger ankres opp. Slike rigger kan eksempelvis ha et ankermønster med 8-10 ankre lagt med en radius på 1-3 km ut fra rigg.

Ankrene blir som regel preinstallert av ankerhåndteringsfartøy og koblet opp til riggen ved ankomst.

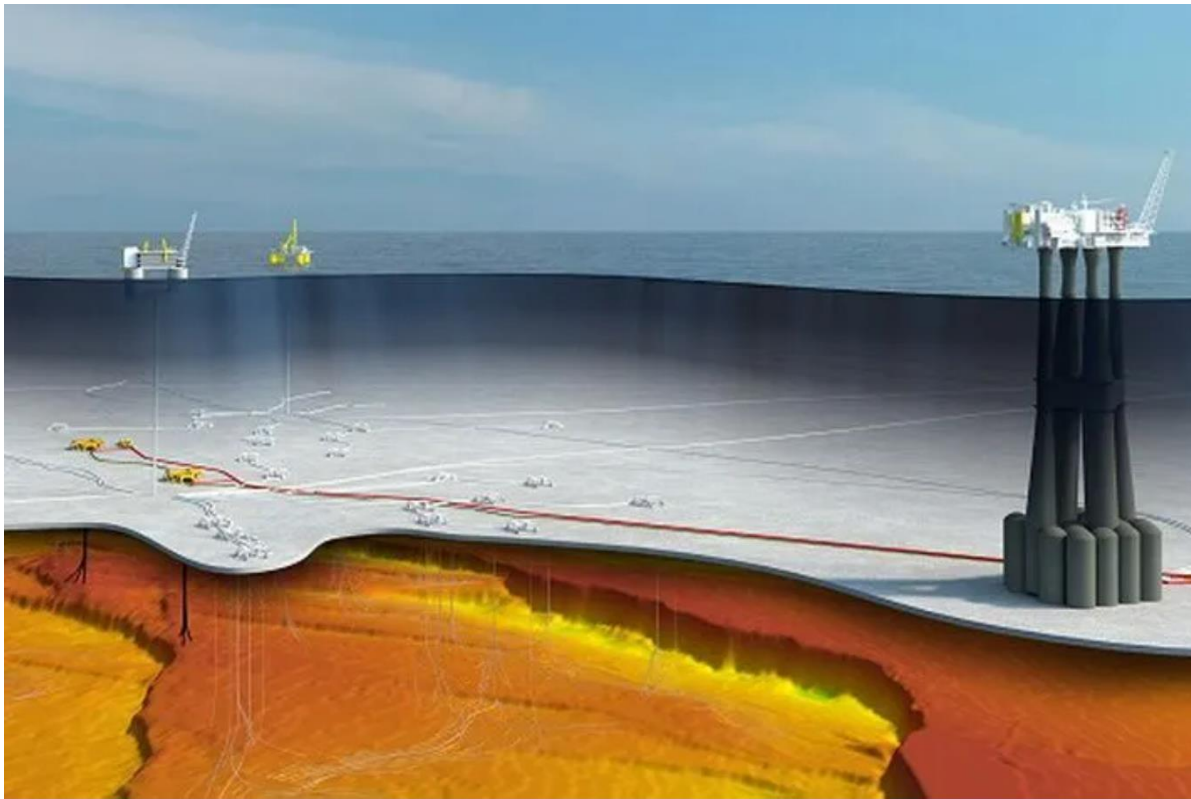


Figur 5 Illustrasjon av en oppankret rigg og en rigg med dynamisk posisjonering.

Under boreoperasjon er det behov for seiling av forsyningsbåter til og fra riggen. Disse vil kunne oppholde seg ved og rundt riggen i lengre perioder. Sikkerhet- og beredskapsfartøy skal ha tilgang og helikoptertrafikk til og fra er også nødvendig.

2.1.3 Utbygging og drift

Utbyggingsfasen innebærer å bygge ut et eller flere funn og klargjøre for produksjon av petroleum. Utbyggingsløsningen vil avhenge av størrelsen på funnet og i hvilken grad en kan utnytte eventuell ledig kapasitet i eksisterende felt i området. I modne områder som Nordsjøen er det forventet at et flertall av framtidige utbygginger vil være havbunnsutbygginger med rørledninger til og kontrollkabler fra en allerede eksisterende produksjonsinnretning. I en utbyggingsfase vil det være en rekke fartøysaktiviteter til og fra feltet for å installere utstyr og bore brønnene. I tillegg vil det være helikoptertransport av personell. En utbyggingsfase kan vare noen få år, og aktiviteten på havet er størst om sommerhalvåret.



Figur 6 Illustrasjon av utbyggingsløsning for Troll fase tre, steg 1 (Equinor). Utbyggingen består av åtte brønner fordelt på to havbunnsrammer (i gult) samt rørledning og kontrollkabel tilknyttet Troll A-plattformen (i rødt). Figuren viser også annen infrastruktur på havbunnen (lys grå farge) samt Troll B og C.

I driftsfasen er aktivitetsnivået mer forutsigbart. Men også her kreves regelmessig tilgang til ulike typer fartøy. Det er behov for å kunne inspisere og vedlikeholde infrastruktur og det er helikopter og forsyningsfartøy til og fra produksjonsinnretningene. Seismikk kan også benyttes i driftsfasen for å kartlegge muligheter for tilleggsbrønner eller nye letemål.

Varigheten på driftsfasen avhenger av størrelsen på funnet og hvor fort ressursene utvinnes. Historisk har driftsfasen på mange felt vart lenger enn det man la til grunn da man besluttet utbygging. Dette skyldes økt kunnskap om tilstedeværende ressurser, at det utvikles metoder for å utvinne mer, og/eller at det finnes petroleumsressurser i nærområdet som knyttes opp mot feltet.

Når et felt avslutter produksjonen, skal infrastruktur fjernes og brønnene permanent plugges. Dette innebærer også fartøysaktivitet og behov for borerigger.

2.1.4 Konsekvenser og avbøtende tiltak

Havvindsinstallasjoner i et område med petroleumsaktivitet vil påvirke alle faser av petroleumsvirksomheten. Det kan oppstå arealkonflikt ved seismisk innsamling, ved boring av brønner og ved utbygging og drift.

Ved etablering av havvind vil det bli mer krevende å lete, bygge ut og drifte et felt. Dette vil kunne føre til redusert interesse fra petroleumsnæringen, og at potensielt store verdier ikke blir realisert.

Avbøtende tiltak som kan bedre sameksistens mellom havvind og petroleumsvirksomhet kan være:

- I de områder hvor det åpnes for havvind bør det, før det blir gitt konsesjon til et konkret prosjekt, utføres en detaljert kartlegging av petroleumspotensielt for å avklare ressurspotensialet og eventuelt justere areal eller på annen måte hensynta denne kunnskapen i utbygging av havvind. En nyere 3D-seismikkinnsamling bør inngå i denne kartleggingen.
- En kan vurdere å etablere tilpassede korridorer med tilstrekkelig avstand mellom vindturbiner og tilhørende ankerliner og kabler, slik at det legges til rette for den type petroleumsaktivitet som det er behov for innenfor et område.
- Dersom det oppstår arealkonflikt etter at en havvindspark er utbygd kan flytting av turbiner, ankerliner eller kabler være et tiltak som vurderes. Dette bør vurderes opp mot alternativet som er å jobbe rundt etablerte turbiner.
- Det er ikke mulig å samle inn konvensjonell 3D-seismikk i områder med vindturbiner. Det kan være mulig å samle inn havbunnseismikk med hjelp av noder plassert på havbunnen og et fartøy med kun lydkilden på slep.
- Hvis det skulle bli aktuelt å bore en letebrønn i nærheten av et vindkraftverk til havs, kan det vurderes bruk av en dynamisk posisjonert rigg, for å unngå lange ankerkjettinger som strekker seg inn i vindkraftverket. Disse riggene brukes ofte i havdybder over 500 m. Av operasjonelle og sikkerhetsmessige grunner, kan man ikke utelukke bruk av anker for å sikre posisjonering av riggene. Hvis posisjonen til vindkraftverket i tillegg fører til at det må bores en horisontal brønn, vil dette ta lengre tid.

Alle disse avbøtende tiltakene vil etter Sokkeldirektoratets vurdering bidra til økte kostnader for petroleumsvirksomheten og/eller havvindsnæringen, samt økt risiko under operasjoner. Kostnader for bruk av ulike metoder må ses opp mot andre mulige tiltak, som flytting av vindturbiner (ved flytende forankring). For petroleumsnæringen kan begrensninger på valg av teknologi og løsninger medføre at leting etter og utvinning av petroleum i et område med havvind ikke blir vurdert som lønnsomt.

2.2 Potensiale for lagring av CO₂

CO₂-håndtering innebærer å fange, transportere og lagre CO₂ fra for eksempel kraftproduksjon eller industriutslipp. Dette er et viktig tiltak i arbeidet med å redusere Norges og verdens klimagassutslipp. Som for petroleumsvirksomhet, vil havvind kunne medføre konsekvenser for transport og lagring av CO₂, blant annet redusert interesse for å drive aktivitet i nærheten av disse områdene.

For å kunne si noe om konsekvenser for lagring av CO₂, er potensialet i de aktuelle områdene vurdert på grunnlag av dagens kunnskap.

Det er to muligheter for lagring av CO₂ på norsk sokkel. Lagring av CO₂ i en akvifer² og lagring av CO₂ i et depletert reservoar³. Det er kun det første som er relevant i Norge i dag, men i Storbritannia vurderes lagring både i depleterte reservoar og akviferer.

² Porøs og permeabel formasjon med saltholdig vann. Disse formasjonene vil dekke store områder (flere titalls kilometer) og CO₂ er lagret ved å fortrenge vannet i formasjonen.

³ Formasjon der hydrokarboner er påvist og produsert tidligere. Disse er mindre i areal og lagring av CO₂ skjer ved å okkupere området som tidligere var fylt med hydrokarboner.

CO₂ har blitt lagret på norsk sokkel siden 1996. Formålet den gang var å møte Europas kravspesifikasjoner på CO₂-innhold i gassen ved eksport. På Sleipner i Nordsjøen fjernes CO₂ fra gasstrømmen for å bli injisert i Utsiraformasjonen. CO₂ fra gassen i Snøhvit fjernes på LNG-anlegget på Melkøya før det tilbakeføres til feltet via en rørledning.

Sokkeldirektoratet utarbeidet i 2014 et CO₂-atlas for norsk sokkel⁴. Hovedhensikten med arbeidet var å identifisere attraktive areal for langtidslagring av CO₂. Atlaset var basert på kunnskap opparbeidet gjennom petroleumsaktiviteten og erfaringer fra CO₂-injeksjonen på Sleipner og Snøhvit. Sokkeldirektoratet beregnet potensielt for lagring av CO₂ på norsk sokkel til å være ca. 80 Gigatonn CO₂, hvor Nordsjøen har størst kapasitet. Dette er en teoretisk kapasitet med stor usikkerhet, og vil endre seg etter hvert som lagringsprosjekter modnes fram.

Tillatelser etter CO₂-lagringsforskriften gir en tillatelse til leting eller utnyttelse av et undersjøisk reservoar til injeksjon og lagring av CO₂ på norsk sokkel. Denne tillatelsen gir en enerett til leting eller CO₂-lagring på det området som omfattes av tillatelsen. Tildeling av tillatelser under lagringsforskriften vil skje etter en såkalt åpen dør-politikk. Dette innebærer at aktøren(e) som ønsker en tillatelse etter lagringsforskriften, søker på det tidspunktet de selv mener det foreligger et tilstrekkelig godt grunnlag, dvs. et behov, for å søke om tillatelse.

ED vil fortløpende vurdere innkomne søknader. Dersom en søknad er av tilstrekkelig kvalitet og demonstrerer tilstrekkelig det faktiske behovet for lagringstillatelse, vil det området staten vurderer som aktuelt, utlyses med en søknadsfrist.

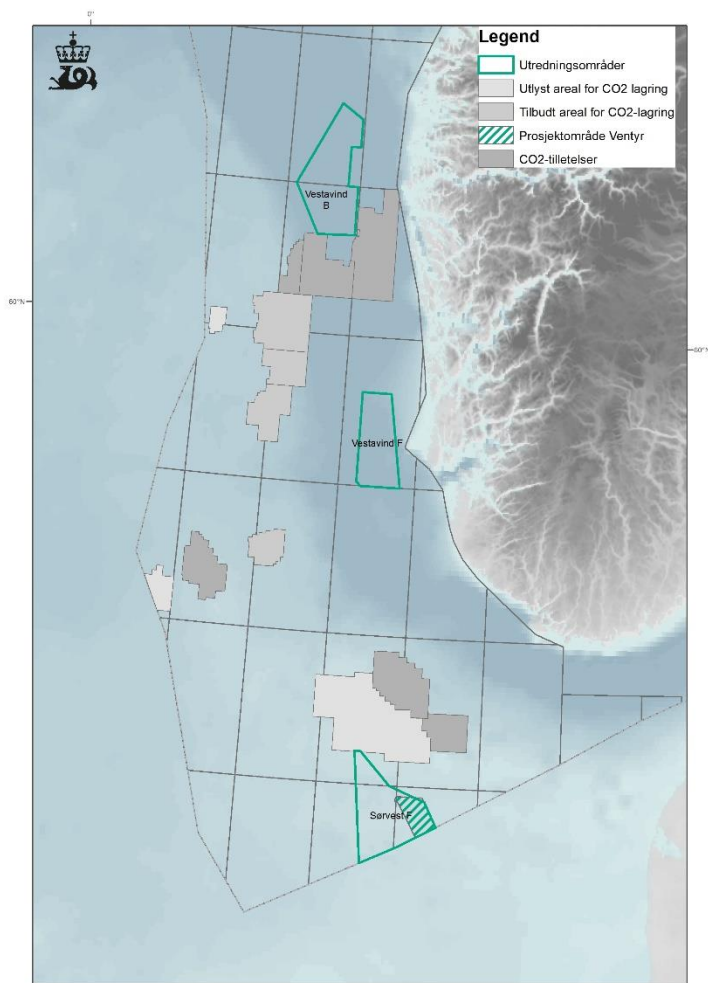
Myndigheter vil først tildele en letetillatelse (ELX) med en varighet på 4-6 år. Når en aktør har fått godkjent en Plan for utbygging og drift (PUD) vil ED tildele en utnyttelsestillatelse (EL). Den første utnyttelsestillatelsen for CO₂-lagring (EL001) ble i 2019 tildelt til Northern Lights. Per 1. juli 2024 er det i tillegg tildelt seks letetillatelser. Fem av disse er i Nordsjøen, mens den siste er i Barentshavet. Fire områder i Nordsjøen er tilbudt etter siste konsesjonsrunde. Det er i tillegg utlyst ytterligere tre områder i Nordsjøen (fig.7).

Innenfor letetillatelsens område kan det foretas seismisk innsamling og boring av brønn for å kartlegge muligheter for lagring. Utbygging av lagringskomplekset og dens drift kan først foregå etter at PUD er godkjent og utnyttelsestillatelsen er tildelt.

Ny geologisk forståelse av områder kan føre til at areal som først ikke var egnet til lagring av CO₂, likevel blir aktuelt.

Sokkeldirektoratet ser at interesse for lagring av CO₂ på norsk sokkel øker i tråd med modning av aktiviteten. Først og fremst er det interesse for areal i Nordsjøen. Dette pga. nærhet til markedet i Europa.

⁴[CO2 atlas for the Norwegian Continental Shelf - The Norwegian Offshore Directorate \(Sokkeldirektoratet.no\)](#)



Utskriftsdate: 24.06.2024

Figur 7 Kart som viser utredningsområder for havvind samt tillatelser etter lagringsforskriften

2.3 Hvordan kan lagring av CO₂ påvirkes av havvind

Lagring av CO₂ kan deles i fem faser; leting, utbygging, drift, overvåking og avslutning.

2.3.1 Leting og avgrensing

Flere av de områder som er relevante for lagring av CO₂ har tidligere vært tildelt som utvinningstillatelser til petroleumsvirksomhet. Det er ofte samlet inn 3D-seismikk og i flere tilfeller er det boret letebrønner. Det er fortsatt behov for å gjennomføre geologisk kartlegging for å bedre forstå potensialet for CO₂-lagring. I noen tilfeller vil det være nødvendig å samle inn mindre mengde med 3D seismisk data (se kapittel 2.2.1 for mer informasjon). Det kan være behov for å bore flere undersøkelses- eller avgrensingsbrønner i denne fasen.

2.3.2 Boring av brønner

Som for petroleum vil det være behov for å bore brønn(er) for å påvise et egnet lager og ifm. utbyggings- og driftsfasen bore de nødvendige injeksjonsbrønnene for lagring av CO₂. Se kapittel 2.2.2 for mer informasjon om boring.

2.3.3 Utbygging og drift

Utbyggingsfasen innebærer å bygge ut et eller flere lagringskomplekser og klargjøre for injeksjon av CO₂. Utbyggingsløsning vil trolig være havbunnsutbygginger, med en eller noen få havbunnsrammer for injeksjonsbrønner. På Langskip blir det bygget et landanlegg for midlertidig

lagring av CO₂ og pumping av CO₂ via en rørledning til brønnene. Transport av CO₂ fra fangstanlegget til landanlegget skjer med skip. Fremtidige utbygginger kan være en variant av dette, eller det kan innebære transport av CO₂ med skip og direkte injeksjon i brønnen(e), eller med en større rørledning fra Europa for fordeling av CO₂ til en eller flere lagringslokaliteter.

Som for petroleum vil det i en utbyggingsfase være en rekke fartøysaktiviteter til og fra området for å installere utstyr og bore brønnene. Se kapittel 2.2.3 for mer informasjon om dette

Seismikk vil være en viktig del av driftsfasen for å overvåke migrasjon av CO₂ i reservoaret og dokumentere at det ikke er lekkasje ut av det definerte lageret (se kapittel 2.4.4). I tillegg må en ha tilgang til infrastruktur for å inspisere og vedlikeholde denne.

Varigheten på driftsfasen avhenger av størrelsen på lagringskomplekset og mengde CO₂ som operatør kan injisere.

Når driften avsluttes, skal infrastruktur fjernes og brønnene permanent plugges. Dette innebærer også fartøysaktivitet og behov for borerigger. Etter avslutning vil det fortsatt være aktivitet knyttet til overvåking av migrasjon av CO₂. Rettighetshaverne vil i denne fasen ha ansvar for å sikre at CO₂ er sikkert lagret i formasjonen. Etter en periode på minst 20 år, vil ansvaret overføres til staten.

2.3.4 Overvåking av CO₂

Overvåking, måling og verifikasjon av reservoaret spiller en viktig rolle for å sikre at CO₂-lagring oppfyller operasjonelle og regulatoriske krav samt aksept i samfunnet. Det er viktig å forstå hvordan CO₂ oppfører seg i reservoaret over tid for å begrense migrasjon til andre geologiske enheter. CO₂ vil kunne fortsette å migrere i reservoaret i mange år etter at injeksjon er avsluttet.

Et program for overvåking vil kunne inneholde følgende elementer

- Ny 3D-seismikk samles inn i forkant av injeksjon. Dette benyttes som grunnlagsdata for å senere kunne detektere CO₂-migrasjon.
- I driftsfasen repeterer innsamling (4D seismikk) i det samme området og med samme konfigurasjon.
- Ulike modeller /simuleringer blir viktige verktøy både i forkant av injeksjon og underveis i driftsfasen. I tillegg vil trykk- og ratemålinger benyttes.
- Seismikk og evt. annen overvåking etter at drift er avsluttet

Det er ikke nødvendigvis en fast frekvens på seismikkinnstillinger. Frekvensen vil kunne bestemmes utfra modeller / simuleringer av hvordan CO₂ migrerer i undergrunnen og kan også justeres basert på erfaringer. Det er forventet at første 4D-seismikk vil utføres noen år etter oppstart.

2.3.5 Konsekvenser og avbøtende tiltak

Havvindsinstallasjoner i et område med aktivitet for lagring av CO₂ vil påvirke alle faser av virksomheten. Det kan oppstå arealkonflikt ved seismisk innsamling, ved boring av brønner og ved utbygging, drift og overvåking. Det er spesielt viktig med seismisk overvåking av CO₂ migrasjon i lagringskomplekset.

Ved etablering av havvind i et område egnet for CO₂-lagring, vil det bli mer krevende å lete, bygge ut og drifte et område for lagring av CO₂. Dette vil medføre en betydelig reduksjon av interesse for lagring i disse områdene.

Avbøtende tiltak som kan bedre sameksistens mellom havvind og virksomhet for lagring av CO₂ er de samme som er beskrevet for petroleumsvirksomhet.

De avbøtende tiltakene vil etter Sokkeldirektoratets vurdering bidra til økte kostnader og økt risiko ved CO₂-lagring og/eller havvindsnæringen. Dette kan medføre at leting etter lagringskomplekser og injeksjon av CO₂ i et område med havvind ikke blir vurdert som lønnsomt. CCS-næringen er mindre lønnsom enn petroleumsnæringen og vil derfor være mer sårbar for økte kostnader som følge av slike tiltak.

Et avbøtende tiltak der man vurderer havvind i nærheten av mulige lagringslokasjoner, er å vurdere om eksisterende seismisk datagrunnlag er tilstrekkelig som baseline for videre overvåking eller om nye data må samles inn.

2.4 Usikkerhet og kunnskapsmangler

Kunnskapsgrunnlaget for vurdering av petroleumsressurser og lagring av CO₂ er basert på dagens kjennskap til geologien i de aktuelle områdene.

2.4.1 Petroleumsvirksomhet

De to områdene Vestavind B og Sørvest F er i såkalte modne områder av norsk sokkel, mens Vestavind F er utenfor areal som per i dag er interessant for petroleumsvirksomhet og ligger utenfor området som kan tildeles ifm. TFO.

Selv om et område blir vurdert som modent har erfaring vist at kunnskapen om et område kan endre seg. Nye letemodeller, ny geologisk innsikt og teknologiutvikling kan føre til at olje og gass påvises i utvinningstillatelser andre har levert tilbake. Et eksempel på dette er Johan Sverdrup (Aldous/Avaldsnes). Arealet ble tildelt i første konsesjonsrunde i 1965, men funnet ble ikke gjort før i 2010. Johan Sverdrup-feltet er i dag blant de største feltene på sokkelen.

Sokkeldirektoratet har i senere år i samarbeid med UiT (Universitet i Tromsø) og CAGE (Senter for arktisk gasshydrat, miljø og klima) identifisert flere naturlige metan- og oljelekkasjer på havbunnen i Barentshavet.⁵ Denne type datainnsamling kan gi ny forståelse av geologien og mulighetene for å finne petroleum. Det er også gjort tilsvarende undersøkelser i Nordsjøen, og mer konkret er det gjort funn av naturlige lekkasjer i to av de tre områdene (Vestavind B og Sørvest F).

Det er usikkerhet knyttet til hvordan havvind og petroleumsaktiviteter vil påvirke hverandre. Den endelige utformingen av en havvindspark mhp. plassering, avstand og utplassering av turbiner, anker og kabler vil ha betydning for muligheten for petroleumsaktivitet. Informasjonsutveksling og god dialog mellom næringsaktører vil være viktig for å finne de praktiske løsningene.

Seismiske metoder går ut på å sende lydbølger ned i undergrunnen, derfor vil seismisk data være sensitiv ovenfor annen støypåvirkning. Det er usikkert i hvilken grad støy fra vindturbiner til havs vil komme i konflikt med seismikkinnsamling.

2.4.2 Lagring av CO₂

Lagring av CO₂ er en industri i oppstartfase. Det er i dag stor usikkerhet om framtidig lønnsomhet av næringen. Langskip er et prosjekt som får støtte fra norske myndigheter. Det har

⁵ [Norske hydrokarboner har lekket bort de siste 15 000 årene \(geoforskning.no\)](http://geoforskning.no)

vært økende interesse for å søke på areal, men det er så langt dette prosjektet som er godkjent til lagring av CO₂.

Det er derfor viktig å hensynta CO₂-lagringsprosjekter ved planlegging og etablering av havvind og med dette unngå barrierer som fordyrer eller hindrer videreutvikling av CO₂-lagring som næring. For eksempel pågår det planlegging av et CO₂-rør fra Europa for CO₂-lagring på norsk sokkel. Dette røret skal, hvis det blir vedtatt utbygd, kunne frakte store mengder CO₂ fra kontinentet⁶.







I likhet med petroleum, vil bedre forståelse av geologi og erfaring fra prosjekter kunne endre kunnskap om hvilke områder som er interessante for lagring av CO₂.

3 Metode

3.1 Metode for evaluering av konsekvenser for petroleumsvirksomhet

Sokkeldirektoratet har kartlagt potensialet for petroleumssressurser i de tre områdene Vestavind B, Vestavind F og Sørvest F. Det er tatt utgangspunkt i dagens kunnskap om geologi. - Vurderingen rangerer ulike områder basert på tilstedeværelse av letemodeller⁷, prospektmuligheter⁸ og prospekter⁹, funn¹⁰ og felt¹¹. I tillegg har man lagt vekk på i hvilken grad områdene er av interesse fra næringen.

Tabell 1 Metode for evaluering av konsekvenser for petroleumsvirksomhet

Kategori	Konsekvenser for petroleumsnæringen		
0	Ingen konsekvens («ikke tilstede»)	Områder hvor det i dag ikke er kartlagt potensiale for petroleumssressurser og hvor det ikke pågår petroleumssaktivitet	
1	Ubetydelig konsekvens	Område hvor det er identifisert mulighet for petroleumssressurser, men det er lite som er kartlagt og liten interesse fra næringen	
2	Noe konsekvens	Område hvor det er kartlagt potensiale for petroleum, men liten interesse fra næringen	
3	Middels konsekvens	Områder med en del kartlagt potensiale for petroleum og noe interesse fra næringen.	
4	Alvorlig konsekvens	Områder med stort kartlagt potensiale for petroleum og stor interesse fra næringen. Det er gjort funn.	
5	Svært alvorlig konsekvens	Områder med stort kartlagt potensiale for petroleum i tillegg til at det er gjort flere funn samt bygd ut felt. Stor interesse fra næringen	

⁶ [Smeaheia – viktig for at Europa skal nå sine klimamål - Equinor](#)

⁷ En letemodell er en metode for å anslå hvor mye olje og gass som kan være til stede i et område. Det kan være flere letemodeller innenfor samme geografiske område, og de kan ha ulik geologisk alder og ligge på ulike dyp

⁸ En prospektmulighet er en mulig petroleumsfelle der tilgjengelig datadekning og -kvalitet ikke er tilstrekkelig for å kartlegge eller avgrense bergartsvolumet

⁹ Et prospekt er en mulig petroleumssforekomst som ennå ikke er boret, men som er kartlagt og som det er beregnet volum av.







¹⁰ Et funn er en petroleumssforekomst bekreftet av en eller flere brønner.

¹¹ Et felt er en eller flere petroleumssforekomster som er utbygd og satt i produksjon, eventuelt under utbygging.

3.2 Metode for evaluering av konsekvenser for virksomhet knyttet til lagring av CO₂

Sokkeldirektoratet har kartlagt potensialet for virksomhet knyttet til lagring av CO₂ i områdene Vestavind B, Vestavind F og Sørvest F. Det er tatt utgangspunkt i dagens kunnskap om geologi og muligheten for at det er egnede lager for CO₂ i disse områdene.

Tabell 2 Metode for evaluering av konsekvenser for næring for lagring av CO₂

Kategori	Konsekvenser for næring for lagring av CO ₂		
0	Ingen konsekvens («ikke tilstede»)	Områder hvor det i dag ikke er identifisert potensial for lagring av CO ₂ .	
1	Ubetydelig konsekvens	Område hvor det er identifisert mulighet for lagring av CO ₂	
2	Noe konsekvens	Område hvor det er kartlagt middels potensiale for lagring av CO ₂ og/eller det er noe interesse fra næringen	
3	Middels konsekvens	Områder med kartlagt stort potensiale for lagring av CO ₂ og/eller noe interesse fra næringen, f.eks. i form av nominering.	
4	Alvorlig konsekvens	Områder med stor kartlagt potensiale for lagring av CO ₂ og/eller området er nominert og utlyst	
5	Svært alvorlig konsekvens	Områder med kartlagt potensiale for lagring av CO ₂ . Området er tildelt til næringen	

4 Beskrivelse av utredningsområdene

I dette avsnittet gis en beskrivelse av utredningsområdene mhp. petroleumsvirksomhet og lagring av CO₂. Der det er identifisert ulik grad av konsekvens innad i et område har vi delt inn i delområder i tråd med tabellen i kapittel 3.

4.1 Petroleumsvirksomhet

4.1.1 Vestavind B

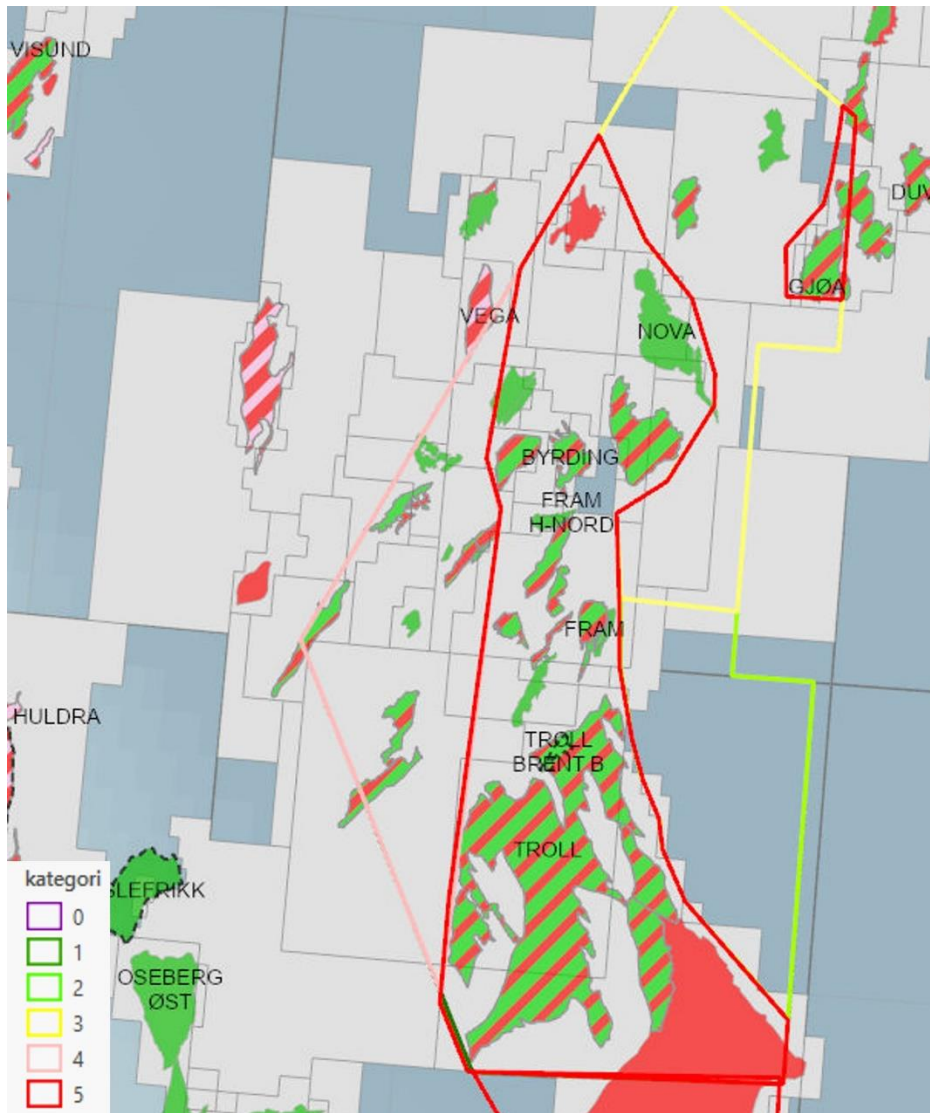
Sammendrag

Vestavind B (fig.8) er et område med mye petroleumaktivitet. Det er flere felt i drift, det er gjort flere funn i senere år som vurderes for utbygging og det er potensiale for å finne ytterligere ressurser i området. Dette er et område hvor det forventes å være petroleumaktivitet i mange år framover.

I størsteparten av området er det aktive utvinningstillatelser og stor aktivitet. I området nord-øst for Troll er det et område hvor Sokkeldirektoratet vurderer konsekvensen som lav (kategori 2). Det er riktignok et potensiale for petroleum i dette området, men det er liten interesse fra næringen. Per i dag er det ingen aktive utvinningstillatelser i dette området.

Identifiserte verdier

Sokkeldirektoratet har delt Vestavind B inn i fem underområder avhengig av ressurspotensialet innenfor disse områdene og dermed konsekvens gitt havvind i disse områdene. To av områdene er i kategori 5, ett område i kategori 4, ett område kategori 3 og ett kategori 2. Det meste av arealet i Vestavind B er dekket av aktive utvinningstillatelser (fig.8).



Figur 8 Kart over Vestavind B med inndeling i underområder basert på konsekvenser for petroleum

Innenfor områdene i kategori 5 er det flere felt i drift, flere funn hvor det pågår planleggingsarbeid fram mot konseptvalg og investeringsbeslutning, og det pågår leteaktivitet.

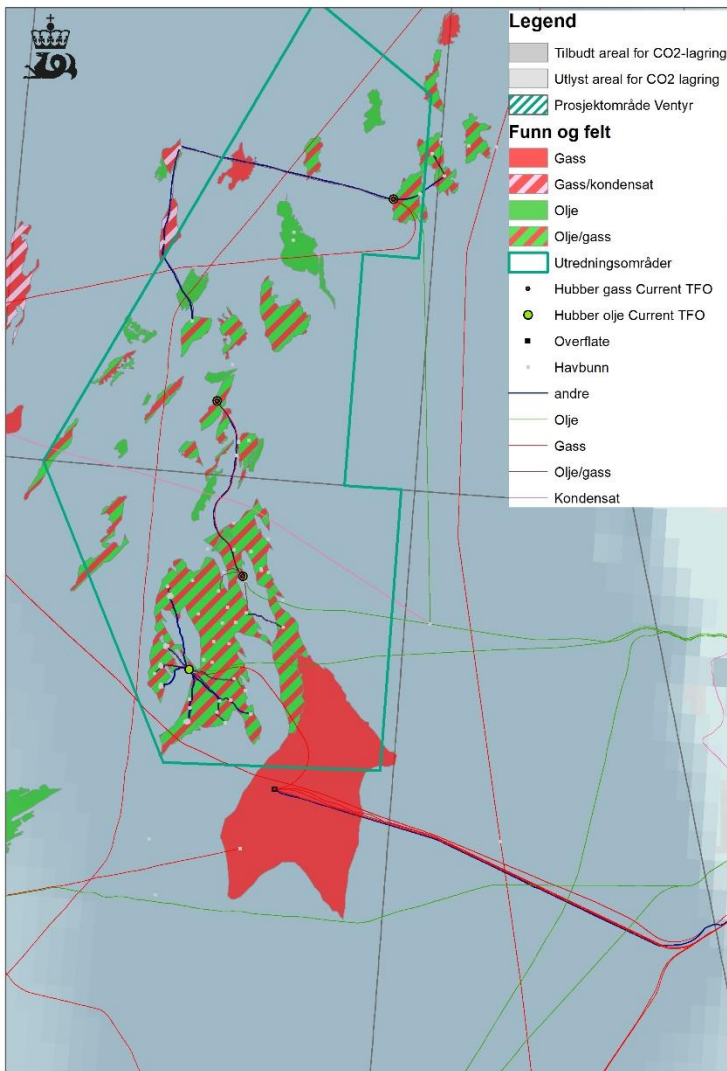
Gjøa ligger i det nord-østlige hjørnet av Vestavind B og består av en flytende produksjonsinnretning med tilhørende undervannsanlegg og rørledninger. Feltet Troll ligger helt sør i Vestavind B, ca 50 km sør for Gjøa. Troll består av tre plattformer, Troll A, B og C med tilhørende undervannsanlegg og rørledninger. Troll A ligger rett sør for grensen, mens B og C ligger innenfor området. Feltene Fram, Fram H-Nord og Byrding ligger nord for Trollfeltet og er undervannsfelt tilknyttet Troll C. Nord for Fram H-Nord og Byrding ligger feltene Vega og Nova som er undervannsfelt tilknyttet Gjøa. Se www.norskpetroleum.no for mer informasjon om disse feltene.

Det er senere år gjort flere gass- og oljefunn og det pågår kartlegging etter ytterligere ressurser. Utbyggingsløsning vil trolig bli undervannsutbygging(er) som knyttes opp mot Gjøa og/eller Troll.

Vest for det største av de to områdene i kategori 5 er et område Sokkeldirektoratet har vurdert som kategori 4. Det er ikke utbygde felt i dette området, men det er gjort flere funn de senere år som vurderes for utbygging. Det forventes høy leteaktivitet i dette området de kommende år.

I området mellom det store området i kategori 5 og området i nordøstlige hjørnet (Gjøa) er det et område som er vurdert for å være i kategori 3. Det er kartlagte prospekter her. Det er også gjort noen funn, men det vurderes per i dag som lite sannsynlig at disse funnene blir bygget ut. Størsteparten av arealet i dette området ble tildelt ifm. TFO i tidsrommet 2021-2024, dvs. det pågår leteaktivitet i dette området nå. Det kan, uavhengig av eventuelle beslutninger om leting innenfor området, komme ny infrastruktur i dette området, ved at funn i andre subområder knyttes opp til Gjøa.

Området nord-øst for Troll er vurdert å være i kategori 2. Innenfor arealet er det letemodeller, prospekter og prospektmuligheter, men det er liten interesse fra næringen. Dette arealet er i all hovedsak ikke tildelt rettighetshavere på sokkelen per i dag.



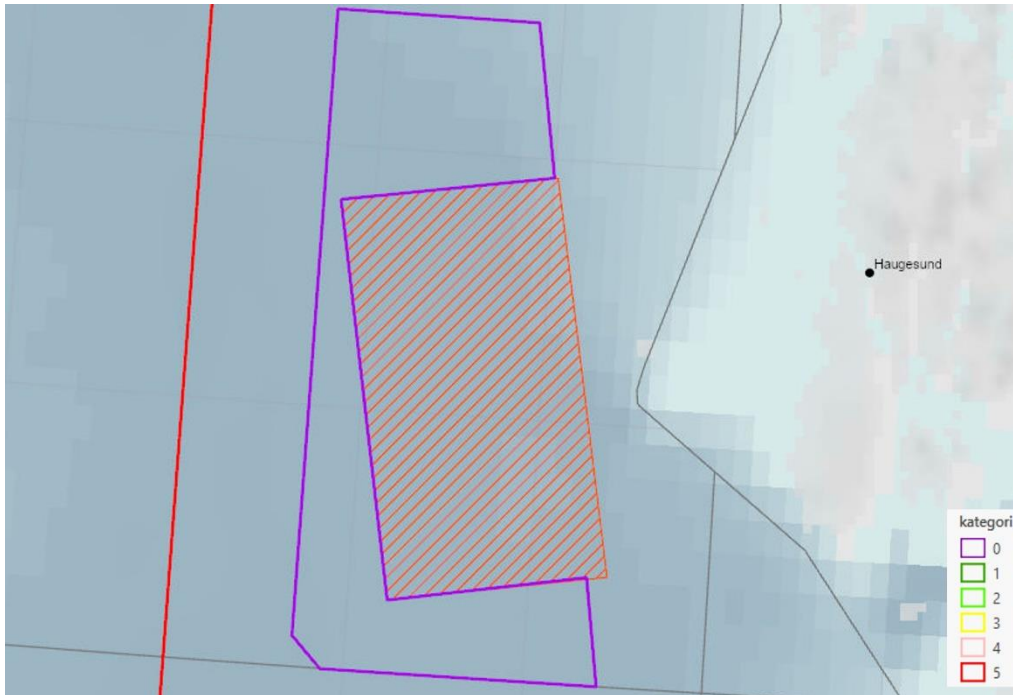
Utskriftsdato: 24.06.2024

Figur 9 Kart som viser infrastruktur for transport av olje og gass i Vestavind B

4.1.2 Vestavind F

Sammendrag

Det er ikke interessekonflikt mellom petroleumsvirksomhet og havvind i dette området. Området ligger utenfor TFO-areal, dvs. dette inngår per i dag ikke i areal som rettighetshaverne kan søke om. Det er ikke forventet at interessen for området vil øke.



Figur 10 Kart over Vestavind F med inndeling i underområder basert på konsekvenser for petroleum

Identifiserte verdier

Området er en utvidelse av Utsira Nord, som er et område utenfor Kårstø landanlegg. Det er gassrørledninger som går gjennom området.

Det er ikke boret letebrønner i området og det er heller ikke kartlagt letemodeller, prospekter eller prospektemuligheter. Området er utenfor areal som er tilgjengelig for «Tildeling i forhåndsdefinerte områder» (TFO).

Oljedirektoratet vurderer virkningene for petroleumssinteresser ved etablering av vindkraftverk i området som ubetydelige.

4.1.3 Sørvest F

Sammendrag

Utvidelsen av Sørvest F består av to mindre områder. Begge områdene er vurdert å være lav konsekvens for petroleumsvirksomhet dersom det etableres havvind i dette området (kategori 2). Det ligger innenfor areal som kan tildeles til petroleum, men det er i dag ingen aktive utvinningstillatelser innenfor området. Det er flere letemodeller i området, og det er kartlagt noen få prospekter og prospektemuligheter. I tillegg er det observert naturlige lekkasjer av olje og gass. Det kan derfor ikke utelukkes at det kan finnes petroleum av kommersiell verdi i dette området.

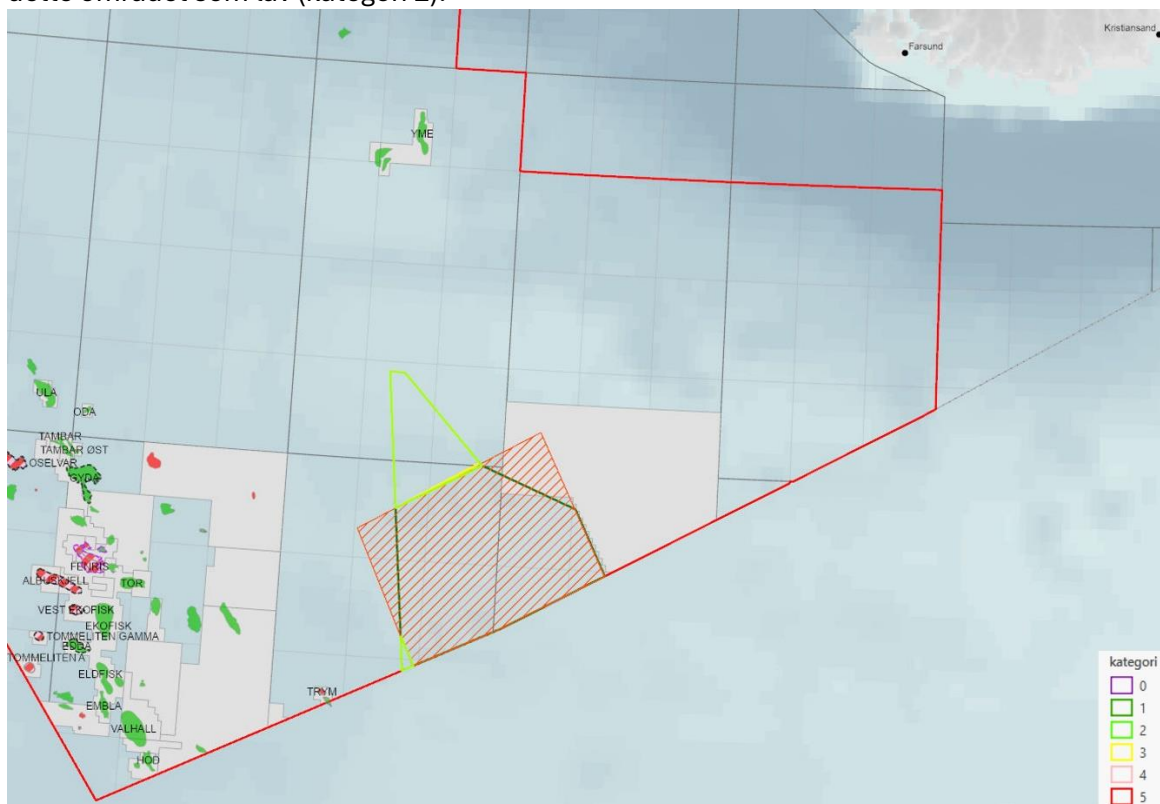
Identifiserte verdier

Utvidelsen av Sørvest F ligger innenfor areal som er tilgjengelig for tildeling (TFO). Det er ingen aktive utvinningstillatelser i disse to områdene i dag.

Det er tidligere boret en brønn i området og det er også utbygde felt i nærområdet (men utenfor arealet). Det nærmeste feltet er Trym som er bygget ut med en havbunnsramme knyttet til Harald-innretningen på dansk sektor. Sørvest F ligger på grensen til dansk kontinentalsokkel hvor det er flere produserende felt.

Det er kartlagt flere letemodeller og prospekter innenfor området. I tillegg er det observert naturlige lekkasjer av olje og gass. Det kan derfor ikke utelukkes at det er petroleumsakkumulasjoner av kommersiell verdi i området.

Sokkeldirektoratet vurderer konsekvensen for petroleumsvirksomhet ved å etablere havvind i dette området som lav (kategori 2).



Figur 11 Kart over Sørvest F med inndeling i underområder basert på konsekvenser for petroleum

4.2 CO₂-lagring

4.2.1 Vestavind B

Sammendrag

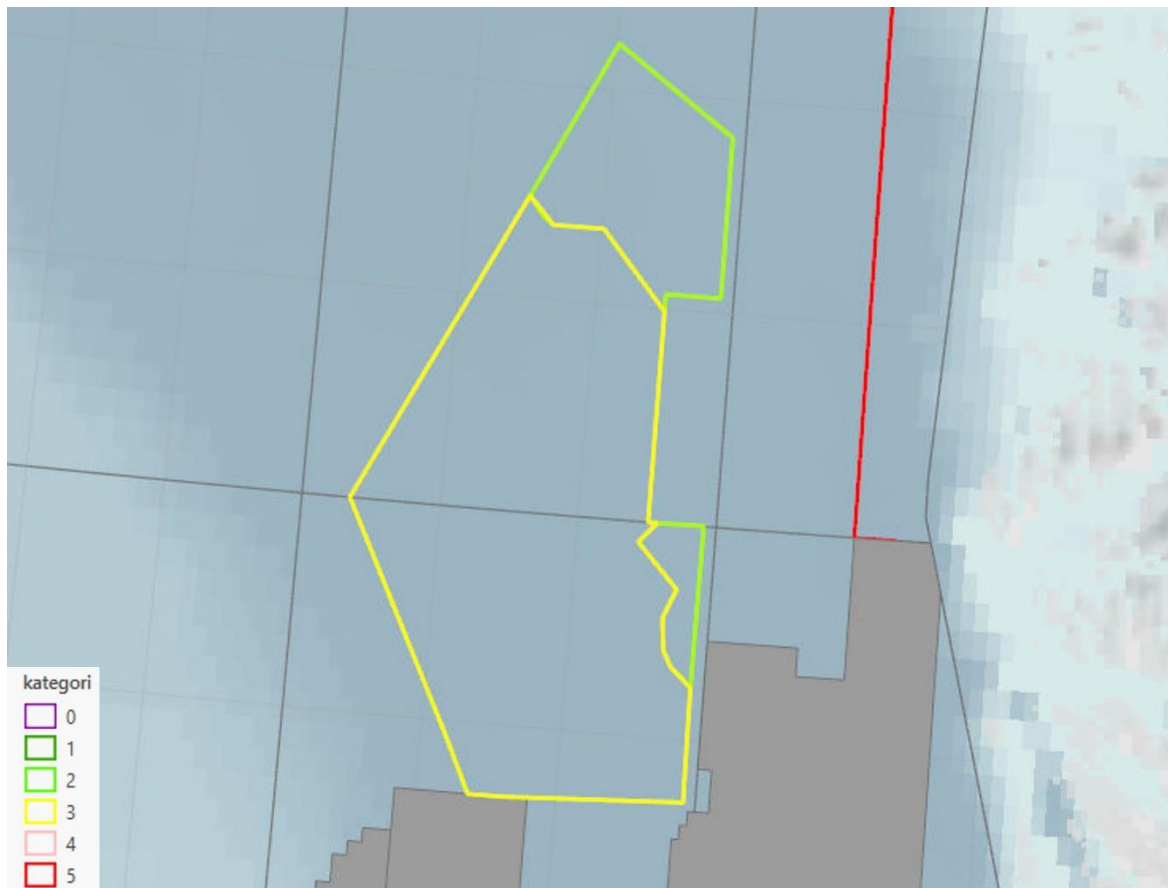
Det er per i dag lite interessekonflikt mellom lagring av CO₂ og havvind i Vestavind B. Området er preget av petroleumsaktivitet og det er fortsatt store mengder hydrokarboner som utvinnes i området. Det er ikke utenkelig at området blir mer interessant for lagring av CO₂ i fremtiden når eksisterende felter stenges ned. Flere akviferer med stor kapasitet for lagring av CO₂ strekker seg inn i dette området.

Identifiserte verdier

Området ligger rett nord for EL001, som er den første tildelte tillatelsen for lagring av CO₂ i Norge. To av de største akviferene i Nordsjøen strekker seg inn i dette området.

Sokkeldirektoratet har delt Vestavind B inn i tre områder. Den sørvestlige delen er vurdert å ha størst potensiale for CO₂-lagring. Det er ikke identifisert lagringskomplekser, men akviferene i dette området er viktige for lagring av CO₂ (kategori 3). Lagringskapasiteten i nord og øst i Vestavind B er mindre, basert på akviferene i området (begge har konsekvenskategori 2).

Området har i dag mye petroleumsaktivitet. CO₂-lagring blir mer aktuelt i fremtiden når feltene stenger ned. I store deler av Vestavind B er det i tillegg depleterte petroleumsreservoarer som kan bli aktuelle for å lagre CO₂.



Figur 12 Kart over Vestavind B med inndeling i underområder basert på konsekvenser for CO₂-lagring

4.2.2 Vestavind F

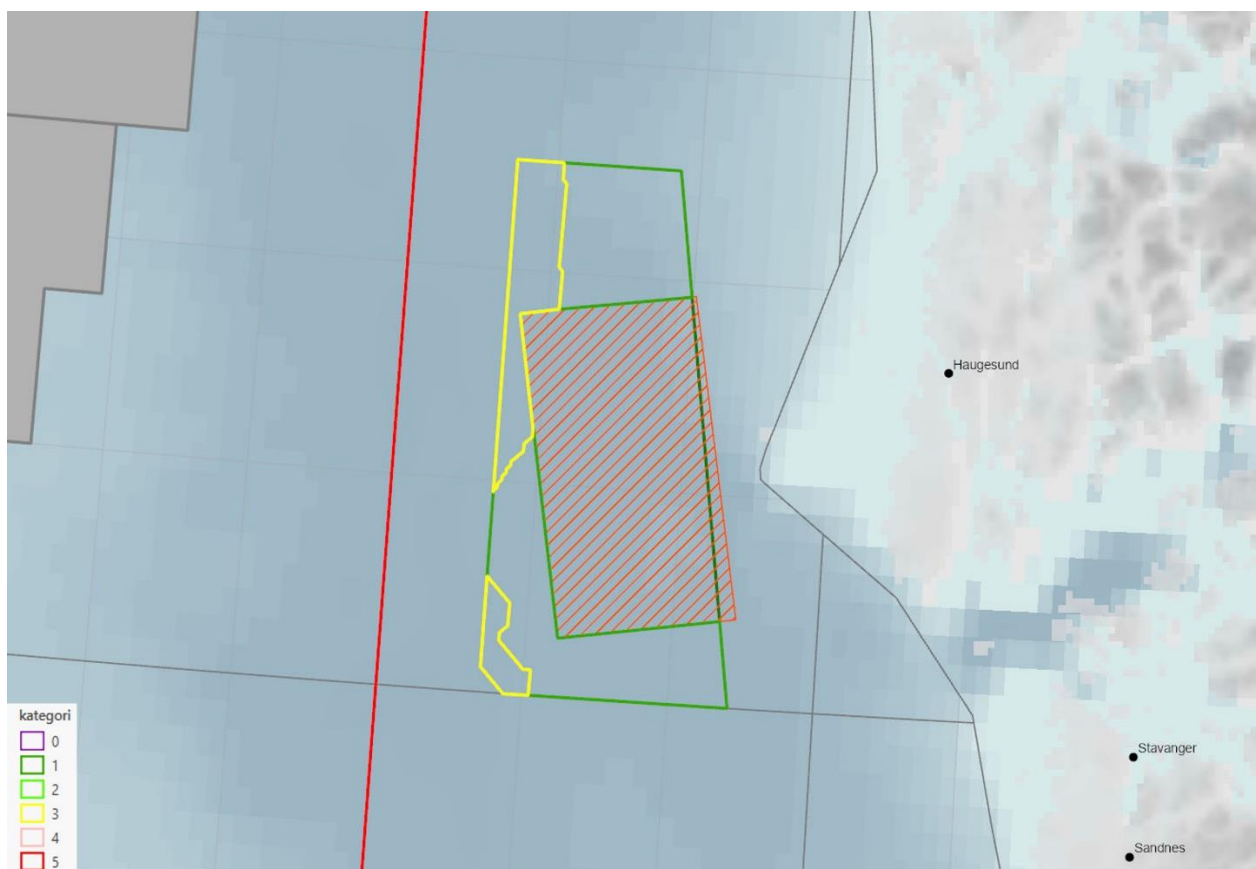
Sammendrag

Det er lite interessekonflikt mellom lagring av CO₂ og havvind i dette området. Kun i den vestlige delen av området er det kartlagt en akvifer som kan lagre CO₂.

Identifiserte verdier

Området er en utvidelse av Utsira Nord, som er et område utenfor Kårstø landanlegg. Det er ikke boret letebrønner i området. Det er lite seismisk data i området som kan brukes til å identifisere mulige lagringskomplekser. Vestmarginen av området dekker en akvifer som er av interesse (kategori 3).

Ved eventuell fremtidig lagring av CO₂ i vestmarginen og/eller vest for Vestavind F, kan det bli behov for monitorering av CO₂ også inn i deler av Vestavind F som er vurdert til kategori 1.



Figur 13 Kart over Vestavind F med inndeling i underområder basert på konsekvenser for CO₂-lagring

4.2.3 Sørvest F

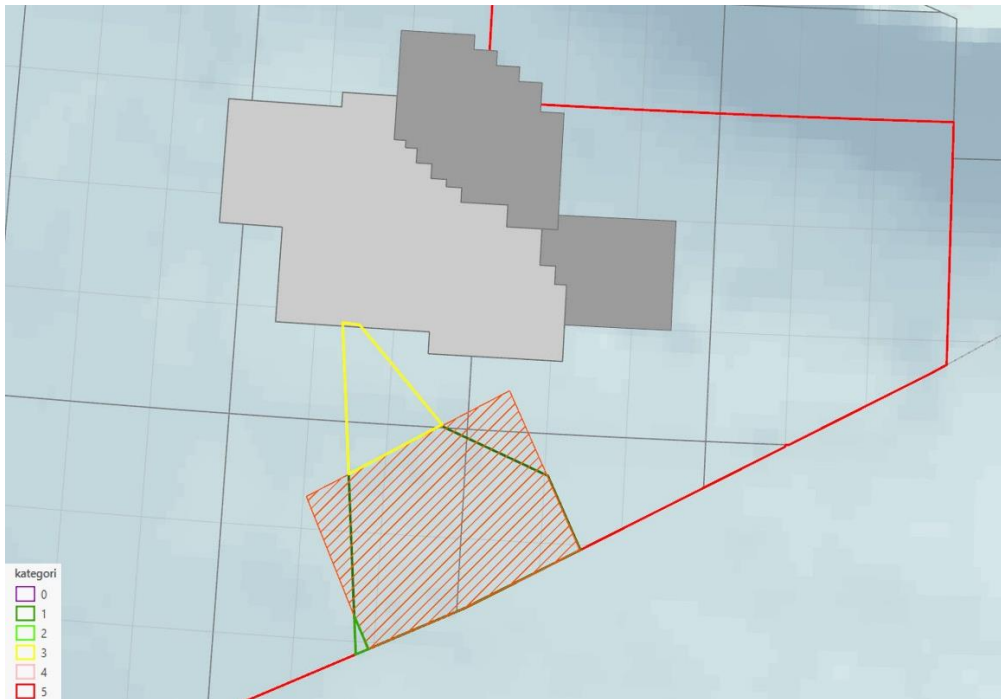
Sammendrag

Det er to mindre områder som er vurdert for Sørvest F. En liten trekant vest for Sørlige Nordsjø II, der interessekonflikt er vurdert som lite. Utvidelse nord for Sørlige Nordsjø II har en middels konflikt potensial.

Identifiserte verdier

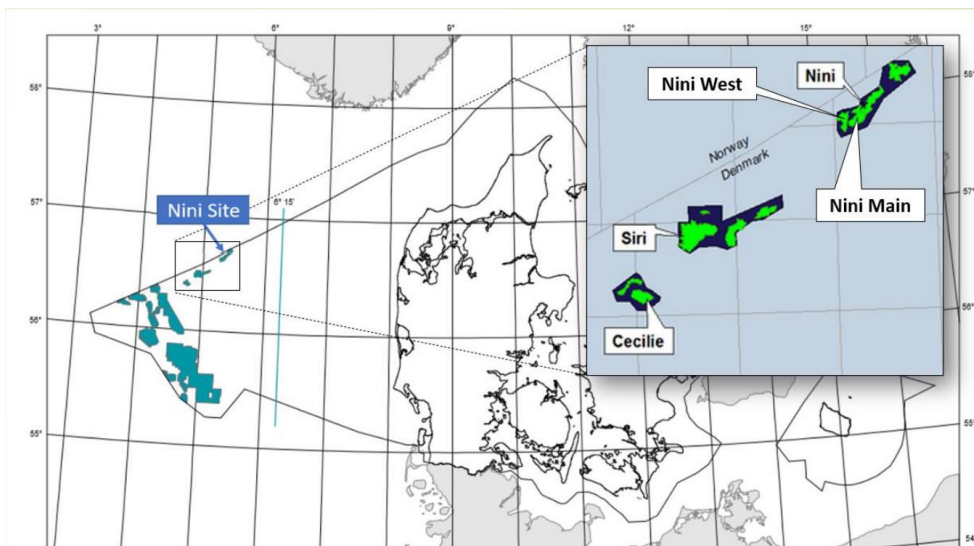
Det er to mindre områder som er vurdert for Sørvest F. En liten trekant vest for Nordlig Nordsjøen II, der konsekvensen er vurdert som lav (kategori 2). Det er kartlagte akviferer i det området, men det er ikke vist noe interesse per i dag. Utvidelse nord for Sørlige Nordsjø II har en

middels konsekvens (kategori 3). Det er identifiserte lagringskomplekser med kapasitet for å lagre CO₂ innenfor området som er vurdert for havvind. Dette arealet er dessuten rett sør for et område som er utlyst og dette kan medføre at Sørvest F blir mer interessant i nær framtid.



Figur 14 Kart over Sørvest F med inndeling i underområder basert på konsekvenser for CO₂-lagring

Det er høy aktivitet på dansk side av grensen i forbindelse med utvikling av Greensand-prosjektet¹². Prosjektet planlegger CO₂-injeksjon fra 2025 med lagring i depleterte felter, rett sør for området som er lyst ut for havvind (fig.15). Området er forventet å kunne lagre ca 8 mtpa i 2030.



Figur 15 Prosjekt Greensand for lagring av CO₂ i depleterte felt på Dansk sokkel, rett sør for utlyste område Sørlig Nordsjøen II.

¹² Greensand prosjekt: [PowerPoint Presentation \(bcforum.net\)](https://www.bcforum.net)

5 Betraktninger og samlede virkninger

Aktivitet knyttet til petroleum- og lagring av CO₂ i samme område som bygges ut for havvind blir vanskelig. Selv om det teknisk lar seg gjøre å bruke avbøtende tiltak, er det usikkert om industrien vil finne lønnsomhet i prosjektene, eller om de vil være villige til å ta risikoen som er forbundet med å operere i havindområder.

I områder som kun har delvis overlappende areal vil det være lettere å få til løsninger. Det er svært viktig med informasjonsutveksling og dialog mellom de ulike næringsaktørene og myndighetene slik at de gode løsningene identifiseres. I områder der lagring av CO₂ og havvind delvis overlapper, er det særlig viktig å avklare hvordan overvåking av CO₂ vil foregå.

The Energy Transition Alliance (ETA) skrev i 2021 en rapport¹³ der de så på konsekvenser av sameksistens mellom CCUS¹⁴ og havvind. Anbefalingene i denne rapporten kan vurderes på norsk sokkel, både for CCS- og petroleumsaktivitet. Noen av disse anbefalinger er:

- Vurder å ha et felles overordnet organ for overlappende prosjekter i de to næringene. Organet kan bestå av representanter fra myndigheter og industriaktører og kan ha som formål å bistå i planleggingsfasene, utvikle standarder og håndtering av sameksistensutfordringer.
- Proaktivt identifisere hvor næringene vil overlappe og etablere felles tilnærming i disse områdene.

ETA har også kartlagt mulige synergier mellom næringene. Noen av disse er deling av data og bruk av fartøy.

Vestavind B har mye aktivitet knyttet til petroleum. Det er ikke CO₂-aktivitet innenfor området, men rett i nærheten er det flere tillatelser. Områdene hvor det i dag er petroleumsaktivitet vil med tid bli tilgjengelig for andre aktiviteter. Samtidig forventes det at det vil være petroleumsaktivitet i dette området i mange år framover. Det er likevel ikke utenkelig at ved tett samarbeid mellom utbyggere kan man finne akseptable løsninger på tvers av næringene.

Det er viktig med god dialog mellom havvind- og CO₂-aktørene med tanke på overvåking av migrasjon av CO₂ i og utenfor lagringskomplekset. Det kan være lettere å redusere konsekvenser ved sameksistens dersom samme eier er involvert i begge næringene.

¹³ [CCUS & OFFSHORE WIND OVERLAP STUDY REPORT \(ctfassets.net\)](https://ctfassets.net)

¹⁴ CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage