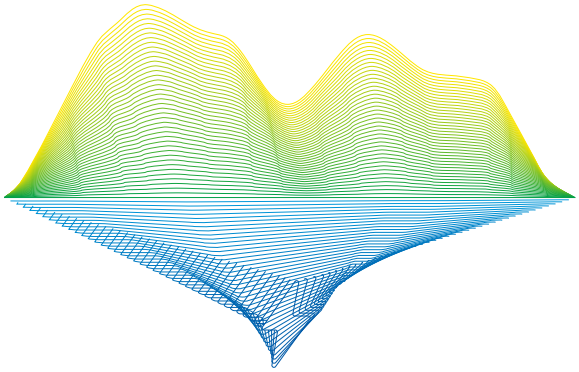
Kraft fra land



Innholdsfortegnelse

Sammendrag
Innledning
Utslipp til luft
Felt med kraft fra land
Under planlegging
Ressursmessige konsekvenser

Sammendrag

Kraft fra land som erstatning for gassturbiner har vært det viktigste tiltaket for å redusere utslippene av klimagasser offshore. Denne rapporten bygger videre på rapporten «Kraft fra land til norsk sokkel» fra 2020.

I perioden 2020-2025 har antall felt som har eller har vedtatt å ta i bruk kraft fra land økt. Omlegging til kraft fra land er godkjent på Sleipner, Njord, Draugen, Oseberg feltsenter, Oseberg Sør, Troll B og C samt landanlegget Hammerfest LNG. I tillegg er det besluttet å bygge ut feltene i Yggdrasil-området med kraft fra land.

Antall felt som drives helt eller delvis med kraft fra land var 16 i 2020. Når prosjektene som er under utbygging kommer i drift, vil antallet øke til 39. Dette inkluderer også mindre felt tilknyttet vertsinnretninger som drives med kraft fra land.

Omlegging til kraft fra land har bidratt til en betydelig reduksjon i utslippene av klimagasser. Fra 2019 til 2024 er utslippene fra norsk sokkel redusert med 2,9 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Siden 2015 er reduksjonen på 4,1 millioner tonn CO_2-ekvivalenter eller 27 prosent. Når alle prosjektene som er under utbygging blir satt i drift, forventes ytterligere utslippsreduksjoner.

Økte CO_2-kostnader
De viktigste virkemidlene for å redusere utslippene fra petroleumssektoren er økonomiske; kvoteplikt og CO_2-avgift. Økningen i antall kraft fra land-prosjekter skyldes blant annet at økte CO_2-kostnader har ført til at flere prosjekter blir lønnsomme.

Siden 2020 har CO_2-kostnaden økt fra om lag 860 til 1860 kroner per tonn i 2025. Dette innebærer at miljøkostnaden nå er en betydelig andel av driftskostnadene for felt som drives med gassturbiner.

I årene framover er det forventet at CO_2-kostnaden stiger ytterligere.

Flere prosjekter er stanset
De prosjektene som de siste årene har vært i planleggingsfasen for omlegging til drift med kraft fra land er mindre lønnsomme og mer krevende å gjennomføre enn besluttede prosjekter. Flere prosjekter er som følge av dette lagt bort.

På feltene Balder og Grane i Nordsjøen pågår det fortsatt studier. Tidspunkt for eventuell investeringsbeslutning er planlagt i løpet av 2026. Sokkeldirektoratet kjenner ikke til at det kommer nye kraft fra land-prosjekter på felt i drift etter det.

Selskapene har også vurdert alternative løsninger for å redusere utslipp fra gassturbiner offshore. Disse alternativene er av selskapene vurdert til å ha høyere kostnader, lavere utslippsreduksjoner og/eller er mer teknisk krevende å få gjennomført.

Ressursmessige konsekvenser for felt uten kraft fra land

Det er forventet at flere plattformer skal fortsette driften med gassturbiner. Disse plattformene vil derfor ha store utslipp og tilhørende kostnad for utslipp av klimagasser.

Høye CO_2-kostnader kan få ressursmessige konsekvenser fordi det kan påvirke framtidig bruk av felt som vertsinnretning, framskynde tidspunktet for nedstenging, påvirke leting og redusere lønnsomheten av utvinningstiltak som innebærer økt eller opprettholdt bruk av energi.

Innledning

Sokkeldirektoratet har fått i oppdrag fra Energidepartementet å oppdatere kunnskapsgrunnlaget for eventuelle framtidige kraft fra land-prosjekter til eksisterende felt og innretninger. Kraft fra land er beskrevet i flere tidligere rapporter. Den siste rapporten kom i 2020.

Rapportens mandat

Energidepartementets mandat for oppdraget om å etablere et oppdatert kunnskapsgrunnlag for eventuelle framtidige kraft fra land-prosjekter til eksisterende felt /innretninger:

«Sokkeldirektoratet har i flere omganger utarbeidet et oppdatert kunnskapsgrunnlag knyttet til kraft fra land-prosjekter på norsk kontinentalsokkel. Dette ble sist gjort i 2020, og mye har hendt på området etter dette.

Departementet gir derfor Sokkeldirektoratet, i samarbeid med Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), i oppgave å utarbeide et oppdatert kunnskapsgrunnlag om ev. fremtidige kraft fra land-prosjekter, jf. Prop. 1 S (2024-2025) Energidepartementet.

Det oppdaterte kunnskapsgrunnlaget skal omfatte ev. nye kraft fra land-prosjekter, der det ikke allerede er tatt beslutning om konkretisering, og som innrapporteres fra rettighetshaverne høsten 2024 («RNB-innrapporteringen»).

For prosjekter som omfattes av oppdraget skal også effekt på kraftpris, regional kraftbalanse og nett vurderes. Det skal vurderes om ev. negative effekter kan motvirkes av tiltak som økt kraftproduksjon (inkl. gasskraftverk med CO_2-håndtering) og nettutvikling. I tillegg skal prosjektenes effekt på fremtidige klimagassutslipp fra sektoren vurderes.

Sokkeldirektoratet bes også vurdere ev. ressursmessige konsekvenser for felt/innretninger som ikke er egnet for drift med kraft fra land.

Arbeidet skal gjennomføres av Sokkeldirektoratet. På de områder som faller innenfor NVE sitt ansvarsområde skal Sokkeldirektoratet innhente vurderinger fra NVE som skal inngå i leveransen til departementet. Arbeidet skal oppsummeres i en rapport høsten 2025.»

Denne rapporten omhandler utvikling av kraft fra land-prosjekter på felt i drift. Siden 2020 er det vedtatt kraft fra land på en rekke felt. Rapporten gir en oversikt over disse feltene og omtaler prosjekter i planleggingsfasen og prosjekter som det har vært arbeidet med, men som av ulike årsaker er lagt vekk.

Ressursmessige konsekvenser for felt/innretninger som følge av at høye CO_2-kostnader påvirker selskapenes beslutninger, belyses også.

Kraft fra land til eventuelle nye utbygginger eller omlegging til bruk av mer kraft fra nettet på landanleggene er ikke en del av rapportens mandat.

Rapporten skal omhandle hvilke effekter eventuelle nye kraft fra land-prosjekter har på kraftsystemet på land. Dette skal ifølge mandatet gjøres på prosjekter der det ikke er tatt beslutning om konkretisering og som ble innrapportert høsten 2024. Det var ingen slike prosjekter i RNB-innrapporteringen og derfor er effekter på kraftsystemet på land heller ikke omtalt i rapporten.

RNB-innrapportering

RNB-innrapporteringen er en årlig prosess der Sokkeldirektoratet hver høst får oppdatert informasjon om aktiviteter og planer for felt, funn, rør og landanlegg fra operatørselskapene.

Dette inngår som underlag for Sokkeldirektoratets arbeid med å utarbeide prognoser for utviklingen i petroleumsvirksomheten. Disse prognosene blir benyttet som underlag for arbeidet med revidert nasjonalbudsjett (RNB) som kommer i mai hvert år.

Innrapporteringen inkluderer også prosjekter for omlegging til kraft fra land.

Første gang et prosjekt skal rapporteres er etter at rettighetshaverne har tatt beslutning om å initiere et prosjekt (BOI). Deretter rapporteres prosjektet årlig etter hvert som prosjektet modnes og inntil det er satt i drift eller at det legges bort. De viktigste milepælene før innlevering av PUD/PAD (plan om utbygging og drift/plan for anlegg og drift) er:

BOI – beslutning om å initiere et prosjekt innebærer at rettighetshaverne har besluttet å starte arbeidet med mulighetsstudier for å identifisere et teknisk og økonomisk gjennomførbart prosjekt.

BOK – beslutning om konkretisering. Rettighetshavere har identifisert et teknisk og økonomisk gjennomførbart konsept som gir grunnlag for å starte studier som leder fram mot konseptvalg.

BOV – beslutning om videreføring. Rettighetshaverne har valgt et konsept og studerer dette videre med formål om å ta en investeringsbeslutning, det vil si beslutning om gjennomføring.

BOG – beslutning om gjennomføring. Rettighetshaverne tar en investeringsbeslutning som resulterer i innlevering av PUD og/eller PAD til myndighetene.

I etterkant av en godkjent PUD/PAD rapporteres prosjektene fortsatt som egne prosjekter inntil de er satt i drift. Deretter inngår de i den vanlige rapporteringen fra feltet.

Utslipp til luft

I dette kapittelet:

- Utslippskilder
- Tiltak for å redusere utslipp
- Virkemidler for å redusere utslipp

Klimagassutslippene fra petroleumssektoren var 10,9 millioner tonn CO_2-ekvivalenter (se faktaboks om ulike typer utslipp) i 2024. Dette inkluderer utslipp fra faste og flyttbare innretninger på norsk sokkel og prosesseringsanlegg på land, det vil si Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Melkøya, Stureterminalen og oljeterminalen på Mongstad.

Av dette utgjorde utslipp av CO_2 10,6 millioner tonn. Metanutslippene var på 10 871 tonn eller 0,3 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Utslippene fra petroleumssektoren utgjør om lag en firedel av de totale norske klimagassutslippene. Sektoren er også en betydelig kilde til utslipp av NOX og NMVOC.

Ulike typer utslipp fra petroleumssektoren

Utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten består av mer enn klimagassen CO_2.

Her er en kort oversikt over andre utslippskomponenter enn CO_2 samt en forklaring på begrepet CO_2-ekvivalenter.

Nitrogenoksider (NOx): En fellesbetegnelse for nitrogenoksidene NO og NO2 som er gasser med forsurende effekt på miljøet.

Svoveloksider (SOx): En fellesbetegnelse for svoveldioksid (SO_2), og svoveltrioksid (SO3).

Metan (CH4): I et 100-årsperspektiv har metan (CH4) en klimaeffekt som er cirka 28. ganger så stor som klimaeffekten av CO_2.

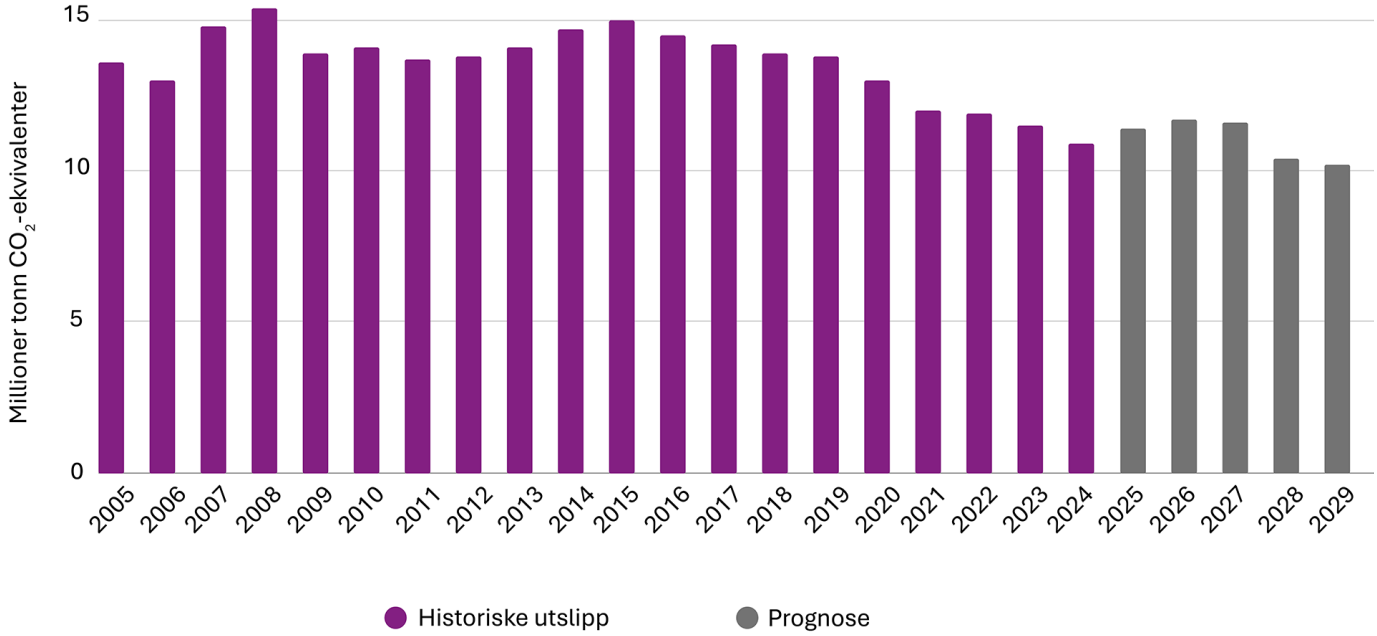
NMVOC (non-methane volatile organic compounds): En betegnelse på flyktige organiske forbindelser med unntak av metan.

Svart karbon: Svart karbon er små partikler som dannes ved ufullstendig forbrenning av fossilt brensel og har en sterk oppvarmende effekt.

CO_2-ekvivalenter: Den samlede oppvarmingseffekt fra CO_2 og metan summeres som CO_2-ekvivalenter i Sokkeldirektoratets utslippsprognoser.

Metan og NMVOC har også en indirekte effekt ved at de over tid oksideres til CO_2 og får en tilleggsvirkning tilsvarende rene CO_2-utslipp. Denne effekten er med i Miljødirektoratets utslippsprognoser.

Figur 1 (under) viser årlige utslipp fra 2005 til 2024, og en prognose fram til 2029. De årlige utslippene av CO_2 og CH4 har gått ned med 4,1 millioner tonn CO_2-ekvivalenter siden 2015 til tross for at produksjonen har vært relativt stabil. Det skyldes i hovedsak at flere innretninger helt eller delvis er driftet med kraft fra land. I årene framover er det ventet at utslippene reduseres ytterligere. Det skjer selv om utslippene øker noe på kort sikt.



Figur 1: Utvikling i klimagassutslipp 2005-2024 og prognose til 2029.

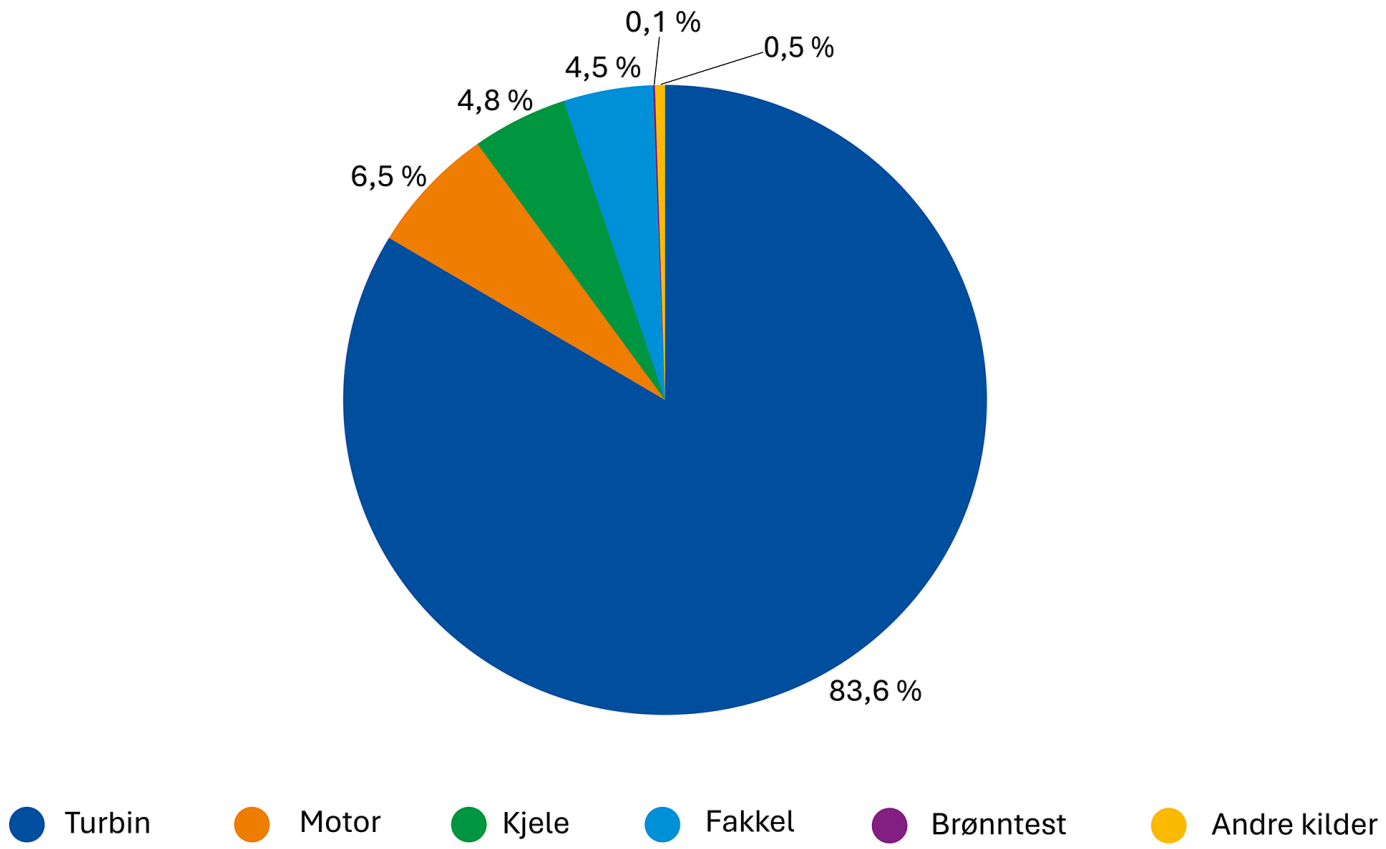
Utslippskilder

Energiproduksjon på innretninger offshore og landanlegg er hovedkildene til utslipp til luft i petroleumssektoren.

En petroleumsinnretning trenger kraft til tre hovedbruksområder: produksjon av elektrisitet, drift av utstyr og varmeproduksjon. Kraften genereres ved forbrenning av gass i gassturbiner.

Gassturbiner er den største utslippskilden til CO_2 fra norsk sokkel, se figur 2. Bruk av diesel i motorer benyttes hovedsakelig på flyttbare innretninger, det vil si til boring av brønner. I tillegg kommer utslipp fra sikkerhetsfakling av naturgass.

De største kildene til metanutslipp er planlagte eller uplanlagte direkte utslipp av naturgass til luft, utslipp knyttet til uforbrent naturgass i fakkel og turbiner og utslipp ved lagring og lasting av råolje.



Figur 2 Fordeling av klimagassutslipp (CO_2) på utslippskilder.

Tiltak for å redusere utslipp

Kraft fra land er det viktigste tiltaket for å redusere utslippene fra petroleumssektoren. Ved å erstatte kraften produsert i gassturbiner helt eller delvis med kraft fra land, kan utslippene fra den største utslippskilden offshore reduseres.

Det pågår også arbeid med andre tiltak for å redusere utslippene. Her vurderer næringen energieffektivisering og redusert fakling som viktigst.

Energieffektivisering
Energieffektivisering omfatter ulike tiltak som bidrar til redusert energibehovet og dermed redusert bruk av brenngass i gassturbiner. Det finnes mange muligheter for energieffektivisering, og tiltakene varierer i omfang, kompleksitet, effekt og kostnader. Dersom energiforbruket reduseres slik at driften kan opprettholdes med færre gassturbiner, kan forholdsvis mye energi spares.

Havvind
Istedenfor kraft fra land er det mulig å redusere utslippene med kraft fra lokalt installert havvind uten tilknytning til kraftnettet. Utslippsreduksjonene blir ikke like store som for kraft fra land, og tiltakskostnaden øker. Innretningene behøver kontinuerlig tilførsel av energi og trenger da supplement av kraft fra gassturbiner når det ikke blåser nok.

Gullfaks og Snorre er de eneste feltene som forsynes med kraft fra havvind, noe de får fra vindparken Hywind Tampen. Utbyggingen av Hywind Tampen skjedde med støtte fra Enova og NOx-fondet. Det er estimert at vindparken kommer til å forsyne feltene med om lag 35 prosent av det årlige elektriske kraftbehovet. Tilsvarende tiltak har vært vurdert på Brage og Ekofisk, men er av økonomiske årsaker lagt vekk.

På sikt kan installasjoner muligens knyttes til havvindparker som er knyttet opp mot kraftnettet på land. Slike vindparker kan forsyne innretningene med kraft i større deler av året sammenlignet med kraft fra lokal havvind som bare har noen få turbiner. Likevel er det nødvendig med kraftoverføring fra land eller fortsatt bruk av gassturbiner i perioder med for lite vindkraft.

Det er per i dag ingen slike havvindparker i drift på sokkelen. Rettighetshaverne på Ekofisk har vurdert tilknytning til vindparken som er under planlegging i Sørlige Nordsjø II, men valgte i 2025 å stanse studiene på grunn av for høye kostnader.

Karbonfangst og -lagring

Utstyr for fangst og lagring av CO_2 fra turbineksosen (CCS) er krevende å få installert på eksisterende innretninger. Slikt utstyr krever normalt mer plass og vektkapasitet enn det som er tilgjengelig på innretningene. Denne teknologien er derfor mer aktuell ved utbygging av nye innretninger. Utbygging av egne gasskraftverk med CCS, som forsyner eksisterende innretninger med strøm, er av rettighetshaverne vurdert som betydelig dyrere enn å hente strøm fra landnettet. Derfor har de valgt å ikke gå videre med dette alternativet.

Alternative drivstoff

Bruk av alternative brensler som biodrivstoff, hydrogen eller ammoniakk kan bli mulig på lengre sikt. Tilgang til og pris på brennstoff er utfordrende. Det er usikkerhet knyttet til forbrenning i eksisterende turbiner og hvilke ombygginger som trengs. Forbedringer i teknologiske løsninger og reduserte kostnader er nødvendig før slike tiltak eventuelt kan tas i bruk. Innføring av alternative drivstoff kan medføre andre typer risikoer som må håndteres.

Virkemidler for å redusere utslipp

De viktigste virkemidlene for å oppnå reduksjoner i klimagassutslipp fra petroleumssektoren er økonomiske: avgifter og deltagelse i EUs kvotesystem.

Selskapene må også ha tillatelse til kvotepliktige utslipp etter forurensingsloven og faklingstillatelse etter petroleumsloven.

Gjennom kvoteplikt og avgifter må virksomhetene enten redusere utslippene sine eller betale for dem. Utslippskostnadene har økt over tid. I 2020 var nivået rundt 860 2025-kroner/tonn, og i dag er den om lag 1860 kroner/tonn.

Stortinget har besluttet en gradvis opptrapping av CO_2-avgiften slik at samlet kvotekostnad i 2030 skal utgjøre 2000 2020-kroner per tonn (tilsvarende om lag 2400 2025-kroner). Det betyr en betydelig økning i CO_2-kostnaden også framover,

noe selskapene legger til grunn i sine økonomiske forutsetninger. Avgiften vedtas årlig i forbindelse med Statsbudsjettet.

Se Meld. St. 1 (2024-2025) og Prop. 1 LS Tillegg 1 (2021-2022).

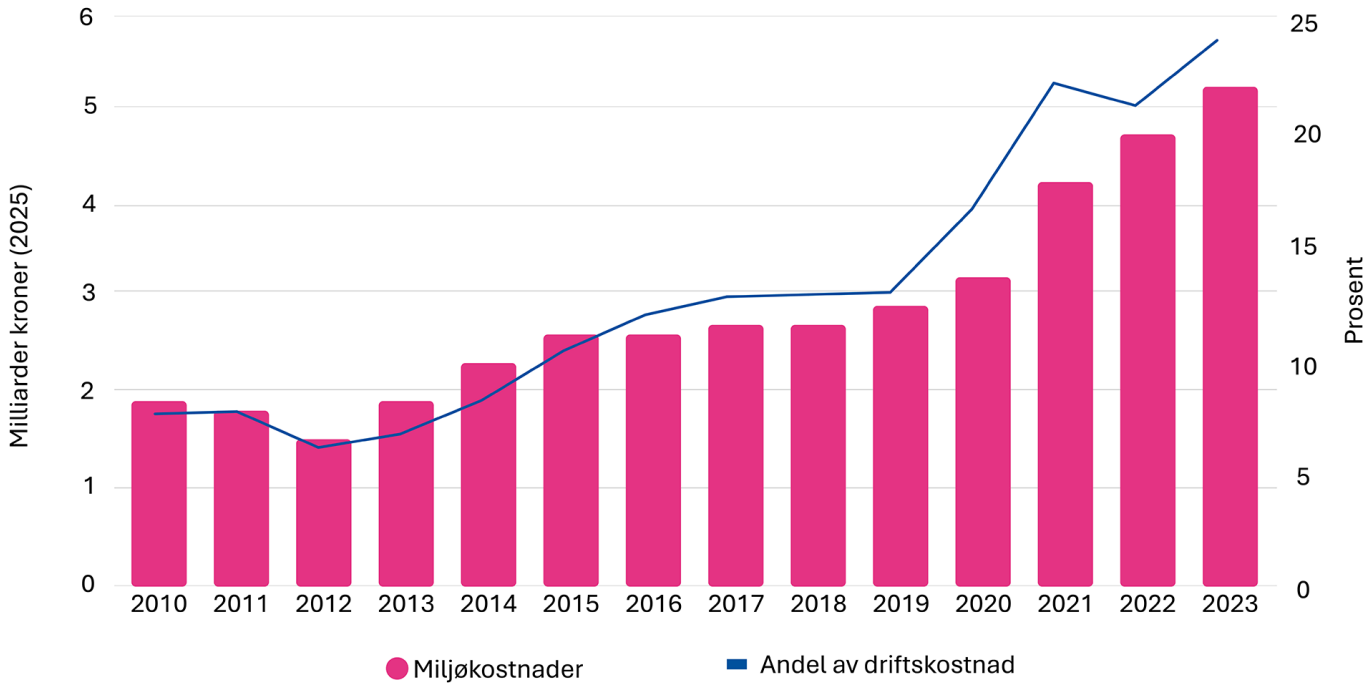
Kvoteplikt og CO_2-avgift

Kvoteplikt
I 2024 var 95 prosent av utslippene i petroleumssektoren omfattet av EUs kvotesystem. Det innebærer en plikt til å kjøpe kvoter for å slippe ut CO_2. Kvoteprisen bestemmes i kvotemarkedet. I 2024 var CO_2-prisen i EUs kvotesystem i snitt 66,60 euro eller om lag 775 kroner per tonn CO_2. I starten av oktober 2025 var den rundt 78 euro/tonn, eller om lag 920 kroner/tonn (kurs 11,8).

CO_2-avgift
I 2024 var nær 86 prosent av utslippene i petroleumssektoren avgiftsbelagt. Lov om avgift på utslipp av CO_2 i petroleumsvirksomheten på sokkelen fastsetter at selskapene må svare CO_2-avgift ved forbrenning av gass, olje og diesel på sokkelen, inklusive Melkøya landanlegg. Det er også avgift for direkte utslipp av naturgass samt for CO_2 utskilt fra petroleum og sluppet ut til luft. CO_2-avgiften for 2025 ved forbrenning av gass er 2,21 kroner/Sm^3. Omregnet i kroner per tonn utslipp utgjør dette 944 kroner.

Les mer om kvoteplikt og CO_2-avgift.

Økningen i utslippskostnad per tonn har ført til en økende miljøkostnad på feltene over tid. Høyere miljøkostnader utgjør en betydelig andel av de løpende kostnadene for felt der energiproduksjonen drives med gassturbiner. Figur 3 (under) viser utvikling i miljøkostnader fra 2010 til 2023 for felt der hele energiforbruket har vært dekket av gassturbiner. For disse feltene utgjorde miljøkostnadene i 2023 nær 24 prosent av driftskostnadene.



Figur 3 Utvikling i miljøkostnad og andel miljøkostnader i prosent av driftskostnader for felt der hele energiforbruket er dekket av turbindrift. Miljøkostnaden er her den samlede kostnaden for utslipp av CO_2 (avgift og kvoteplikt) og NOx-avgift. Sistnevnte utgjør om lag 3 prosent.

Store investeringer medfører at et prosjekt for omlegging av energiforsyningen til kraft fra land trenger en lang driftsperiode for å være lønnsom. Prosjektet som nå er i planleggingsfasen, vil i tråd med dagens planer kunne være i drift i 2032, se kapittel 5.

Det er selskapenes forventninger til utslippskostnaden etter 2030 som inngår i en lønnsomhetsvurdering av prosjektene. Det er betydelig usikkerhet knyttet til utviklingen i utslippskostnaden langt fram i tid, og selskapene vil ha ulike vurderinger om størrelsen på denne.

Lønnsomheten til kraft fra land-prosjekt

Lønnsomheten til et kraft fra land-prosjekt påvirkes av en rekke tekniske og økonomiske faktorer. Her omtales de viktigste økonomiske elementene.

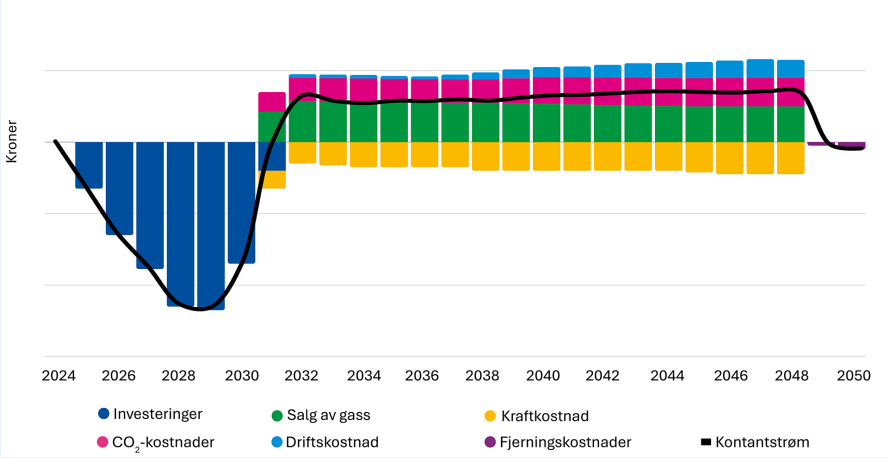
Omlegging av energiproduksjonen på et felt fra bruk av gassturbiner til kraft fra land kan innebære betydelige investeringer. Investeringene kan variere fra innretning til innretning, avhengig av kostnadene for å tilknytte seg landnettet, avstanden og mengden kraft som skal overføres offshore og grad av ombygging og utstyr som skal installeres på innretningen. Les mer i kapittel 3 i Kraft fra land-rapporten i 2020.

En annen stor kostnad er knyttet til kraftkjøp. Dette inkluderer nettleie.

Gassen, som i utgangspunktet benyttes som energi til turbinene, kan selges i gassmarkedet gitt at det er kapasitet til å eksportere gassen. Dette gir store inntekter.

Kraft fra land fører til reduserte kostnader knyttet til utslipp av klimagasser: både CO_2-avgift og kostnader knyttet til kjøp av klimakvoter. Størrelsen på framtidige utslippskostnader per tonn er en sentral forutsetning. I tillegg kommer sparte kostnader knyttet til vedlikehold av gassturbinene fratrukket kostnader knyttet til vedlikehold av ny kraftinfrastruktur.

Dersom produksjonen på en innretning må stenges ned i forbindelse med ombyggingen fører det til utsatte inntekter, noe som også må hensyntas i lønnsomhetsberegningene.



Figur 4 Skisse – kontantstrøm fra et kraft fra land-prosjekt

Størrelsen på samlet kontantstrøm for et kraft fra land-prosjekt vil også avhenge av lengden på driftsfasen med kraft fra land: Dess lengre driftsfase, dess høyere samlet kontantstrøm.

For å vurdere lønnsomheten til et slikt prosjekt, vil samlet nåverdi være et sentralt vurderingskriterium. I tillegg kommer tiltakskostnad, se egen faktaboks.

I tillegg til lønnsomhetsanslag, vil vurdering av risiko være sentralt i forbindelse med en utbyggingsbeslutning. Det vil typisk være endringer i størrelsen på investeringene som har størst effekt på nåverdien. Erfaringsmessig er det også investeringer knyttet til ombygging av innretningene som har vist seg vanskeligst å anslå.

Det er også andre effekter av kraft fra land som bør inkluderes i en samlet vurdering. I 2020-rapporten omtales en studie av Havindustritilsynet som viser at å legge om til drift med kraft fra land i sum er positivt for helse, miljø og sikkerhet. Det er også erfaringer som viser at driftsregulariteten vanligvis er høyere på felt med kraft fra land.

Kraft fra land-prosjekt vil normalt være omfattende prosjekter som bare vil lønne seg dersom det er forventet lang driftstid. Selskapenes strategiske vurderinger og antagelser om eventuelle framtidige endringer i rammevilkår vil også være

sentrale i forbindelse med en utbyggingsbeslutning.

Tiltakskostnad

Sokkeldirektoratet definerer tiltakskostnaden som den CO_2-kostnaden per tonn som gir nåverdi lik null med 7 prosent kalkulasjonsrente. Slik definert angir tiltakskostnaden det minimumsnivå CO_2-kostnaden per tonn CO_2 må ha for at prosjektet er lønnsomt. Ligger forventet fremtidig CO_2-kostnad per tonn over tiltakskostnaden, vil et CO_2-reduksjonsprosjekt være lønnsomt. I denne beregningen diskonteres både kontantstrøm og reduksjon i CO_2-utslipp (som reflekterer inntekt i form av reduserte CO_2-kostnader).

Det finnes også en annen måte å beregne tiltakskostnad på. Se vedlegg C og D i 2020-rapporten for detaljer om begge metodene.

Felt med kraft fra land

I 2020 var innretninger på feltene Troll, Gjøa, Ormen Lange, Valhall, Goliat og Johan Sverdrup helt eller delvis forsynt med kraft fra land. I tillegg var det flere felt i drift tilknyttet disse innretningene som dermed også fikk kraft fra land. Kraft fra land var under utbygging på feltene Martin Linge, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog. Det betyr at det totalt var 16 felt som enten var drevet med kraft fra land eller at kraft fra land var under utbygging. Samtlige er nå i drift.

I etterkant av 2020-rapporten er helt eller delvis omlegging til kraft fra land besluttet på innretningene Troll B og C, Oseberg feltsenter og Oseberg Sør, Sleipner, Njord og Draugen samt på landanlegget Hammerfest LNG (Melkøya). I tillegg er feltene i Yggdrasil-området besluttet bygd ut med kraft fra land.

Tabell 2, 3 og 4 gir en oversikt over felt med kraft fra land i drift i dag og felt hvor kraft fra land er under utbygging. Tabellene viser også tilknyttede felt der prosessering skjer på vertsinnretningen og som da drives med kraft fra land via denne. Når alle prosjektene under utbygging kommer i drift, vil det være totalt 39 felt med kraft fra land.

Tabell 1 (under) Felt og innretninger i drift med kraft fra land. Med tilknyttede felt menes her havbunnsutbygginger eller enklere innretninger som brønnhodeplattformer som er tilknyttet en vertsinnretning for prosessering og tilførsel av kraft. For disse feltene er kraftløsningen et resultat av valg tatt på vertsinnretningen.

Felt / innretning	Beskrivelse	Tilknyttede felt
Troll A	Troll A er det første innretningen som har fått kraft fra land. Innretningen har siden produksjonsstart i 1996 fått hele kraftbehovet dekket med kraft fra Kollsnes. For å kompensere for fallende reservoartrykk, har mengden kraft som overføres økt i flere faser.	
Gjøa	Gjøa får deler av kraftbehovet dekket med kraft fra land. Gasseksporten drives av en lokal gassturbin. Ved hjelp av et varmegjenvinningsanlegg leverer denne turbinen også nødvendig prosessvarme. Feltet har vært delelektrifisert siden oppstart i 2010.	Feltene Vega, Nova og Duva er havbunnsfelt som drives med kraft fra Gjøa.

Ormen Lange/Nyhamna	Ormen Lange er en havbunnsutbygging med rør til prosesseringsanlegg på land (Nyhamna). Hele kraftbehovet til landanlegg og havbunnsanlegg leveres fra landnettet. Ormen Lange ble satt i drift i 2007.	
Valhall	Som en del av en større ombygging på feltet ble en løsning med overføring av kraft fra land satt i drift i 2012. Dette er det første feltet som er bygd om fra drift med gassturbiner til drift med kraft fra land. Hele kraftbehovet dekkes fra land.	Hod-feltet består av en brønnhodeplattform som forsynes med kraft fra Valhall. Fenris-feltet er under utbygging med en tilsvarende løsning.
Goliat	Goliat har siden oppstarten i 2016 fått dekket hele kraftbehovet med kraft fra land. Elektriske kjeler dekker prosessvarmebehovet. I tillegg har innretningen en gassturbin med varmegjenvinningsenhet som har kapasitet til å dekke hele kraftbehovet hvis det skulle være nødvendig.	
Johan Sverdrup	Feltet er bygd ut i to faser. Da første fase startet opp i 2019, var det med kraft fra land. I godkjenning av utbyggingsplanen for fase 2 ble det besluttet at en områdeløsning for kraft fra land skulle etableres. Områdeløsningen skulle omfatte feltene Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog. Den ble også dimensjonert for mulig økt behov på de tilknyttede feltene og til eventuelle framtidige tredjepartstilknytninger. Oppstart av Johan Sverdrup fase 2 var i slutten av 2022. Hele kraftbehovet dekkes med kraft fra land.	

Martin Linge	Feltet ble bygd ut med kraft overført via en kabel fra Kollsnes. Feltet ble koblet til kraft fra land i november 2018 og startet produksjon av olje og gass i 2021. Hele kraftbehovet dekkes med kraft fra land.	
Edvard Grieg	Feltet, som kom i produksjon i 2015, er siden 2022 drevet med overføring av kraft via Johan Sverdrup og områdeløsningen på Utsirahøyden. Hele kraftbehovet dekkes med kraft fra land.	Solveig er et havbunnsfelt med forsyning av kraft via Edvard Grieg.
Gina Krog	Feltet, som kom i produksjon i 2018, har siden 2023 blitt drevet med kraft fra land via Johan Sverdrup og områdeløsningen på Utsirahøyden. Hele kraftbehovet dekkes med kraft fra land.	Eirin er et undervannsfelt under utbygging som vil få kraft via Gina Krog.
Ivar Aasen	Ivar Aasen er siden oppstarten av feltet drevet med hele kraftbehovet overført via en strømkabel fra Edvard Grieg. Siden områdeløsningen på Utsirahøyden kom i drift i 2022, er også Ivar Aasen drevet med kraft fra land.	Hanz og Symra er to havbunnsfelt tilknyttet Ivar Aasen. Symra er under utbygging.

Sleipner	I 2021 ble utbyggingsplanen for omlegging til delvis drift med kraft fra land til Sleipner godkjent. Det ble besluttet å knytte Sleipner til områdeløsningen på Utsirahøyden med kraftkabel via Gina Krog til Sleipner A. Utgangspunktet var at Sleipner ville få overført det som var tilgjengelig av kraft etter at øvrige felt har fått dekket sitt forbruk, mens noe kraft fortsatt skulle genereres av gassturbiner. Etter at kraftoverføring kom i drift i 2024 har Sleipner fått mer kraft enn det som ble lagt til grunn. Rettighetshaverne vurderer om ytterligere tilgjengelig kraft i Utsirahøyden kan benyttes til å elektrifisere mer utstyr.	Øvrige felt som er tilknyttet Sleipner er Sigyn og Utgard, som er havbunnsfelt, og Gungne som er boret med tre brønner fra Sleipner A-innretningen
Gudrun	Gudrun er siden oppstarten i 2014 drevet med kraft overført i kabel fra Sleipner A. Siden overføring av kraft fra Utsirahøyden til Sleipner kom i drift i 2024, er også Gudrun drevet med kraft fra land.	

Tabell 2 (under) Felt og innretninger hvor omlegging til kraft fra land er under utbygging. Med tilknyttede felt menes her havbunnsutbygginger eller enklere innretninger som brønnhodeplattformer som er tilknyttet en vertsinnretning for prosessering og tilførsel av kraft. For disse feltene er kraftløsningen et resultat av valg tatt på vertsinnretningen.

Felt / innretning	Beskrivelse	Tilknyttede felt
Troll B og C	I 2021 ble utbyggingsplan for omlegging til kraft fra land til Troll B og C godkjent. Troll B ble vedtatt delelektrifisert og Troll C helelektrifisert. Delelektrifisering av B og C kom i drift i 2024, og arbeid med helelektrifisering av C pågår. Kraftstasjonen på Kollsnes og sjøkabelen er bygd med kapasitet til eventuell seinere fullelektrifisering av Troll B. Rettighetshaverne vedtok i 2024 å stanse arbeidet med dette prosjektet.	Feltene Fram, Fram H-Nord og Byrding er alle havbunnsfelt som forsynes med kraft fra Troll C.
Oseberg og Oseberg Sør	I 2022 ble ombygging av Oseberg feltsenter og Oseberg Sør til delvis drift med kraft fra land godkjent. Prosjektet er under utbygging. Kraftstasjonen på Kollsnes og sjøkabelen er tilrettelaget for ytterligere elektrifisering. Rettighetshaverne vedtok sommeren 2024 å stanse arbeidet med ytterligere elektrifisering av Oseberg feltsenter.	Tune er et havbunnsfelt som får kraft fra Oseberg feltsenter.
Draugen	Ombygging til kraft fra land til Njord er en samordnet utbygging med Draugen, godkjent i 2023, der det legges en kabel fra land til Draugen og videre til Njord. Draugen blir fullelektrifisert etter ombyggingen. Prosessvarmen dekkes da av elektrisk regulerbare varmeelementer. Ved oppstart av store motorlaster, som gasskompressorer og lastepumper, startes en gassturbin opp for å gi den nødvendige ekstraeffekten til motorstart.	

Njord	Ombygging til kraft fra land til Njord er en samordnet utbygging med Draugen, godkjent i 2023, der det legges en kabel fra land til Draugen og videre til Njord. Njord blir delelektrifisert. Gassturbinene, som i dag benyttes til kraftproduksjon til Njord A og B, erstattes med kraft fra land. Gasseksporten skal som før drives av en lokal gassturbin.	Bauge, Fenja, Hyme er havbunnsfelt som får kraft fra Njord.
Snøhvit/Melkøya	Snøhvit er et havbunnsanlegg med rør til landanlegget på Melkøya, Hammerfest LNG. Landanlegget er hovedsakelig vært drevet med kraft generert av gassturbiner og en varmegjenvinningsenhet som dekker LNG-anleggets varmebehov. I 2023 ble omlegging til full drift med kraft fra nettet godkjent. Prosjektet er under utbygging. Etter ombygging skal varmebehovet dekkes av elektriske dampkjeler. Den totale overføringskapasiteten etter ombygging er vurdert som tilstrekkelig til å dekke eventuelle framtidige behov på Snøhvit, for eksempel offshore kompresjon.	

Tabell 3 (under) Nye feltutbygginger med kraft fra land.

Område	Beskrivelse
Yggdrasil	Yggdrasil er navnet på en samordnet utbygging av feltene Hugin, Munin og Fulla i midtre del av Nordsjøen. Området består av flere funn og et tidligere nedstengt felt, og er under utbygging. Området bygges ut med kraft fra land til innretningen Hugin A og videre med kabel til Munin. Øvrige innretninger, bestående av en brønnhodeplattform (Hugin B) og havbunnsrammer, får dekket sitt kraftbehov fra Hugin A og Munin. Den totale overføringskapasiteten er vurdert å være tilstrekkelig til å dekke framtidige kraftbehov i området.

Under planlegging

I dette kapittelet:

- Store modifikasjoner ved omlegging til kraft fra land
- Krevende å få til lønnsomhet
- Flere prosjekter er skrinlagt

I oktober 2025 er det bare ett prosjekt som planlegges for omlegging til kraft fra land, nemlig områdeløsningen på Balder og Grane. Prosjektet omfatter omlegging til delvis drift med kraft fra land kombinert med forsert gassproduksjon for Granefeltet.

Beslutning om konkretisering for dette prosjektet ble tatt i første halvdel av 2024. Siden har rettighetshaverne arbeidet med mer detaljerte studier for å avklare det beste konseptet. Konseptvalg planlegges seint høsten 2025 og en eventuell investeringsbeslutning i slutten av 2026.

I henhold til mandatet skal rapporten omfatte eventuelle nye kraft fra land-prosjekter som ble innrapportert høsten 2024 og der det ikke allerede er tatt beslutning om konkretisering. Det er ingen slike nye prosjekter.

Det har vært flere prosjekter i planleggingsfasen de siste årene. Prosjekter som er studert har vist seg å være mer komplekse og ha lavere lønnsomhet enn tidligere kraft fra land-prosjekter. Med unntak av prosjektet på Balder/Grane er disse prosjektene lagt bort. Videre i dette kapitlet går vi nærmere inn på utviklingen i disse prosjektene.

Store modifikasjoner ved omlegging til kraft fra land

En eksisterende innretning må bygges om for å kunne få kraft fra land. Ombygging av eksisterende innretninger koster vanligvis mye mer enn å tilrettelegge et nytt felt med kraft fra land.

Kostnadene og arbeidet med ombygging er blant annet avhengig av hvor mye utstyr på innretningene som skal byttes ut. Det enkleste er å erstatte gassturbiner som leverer elektrisk kraft til innretningene. Det er mer komplisert og dyrere å bytte ut gassturbiner som driver direktedrevent utstyr som gasskompressorer. Mange felt er av den grunn bare delvis elektrifisert. Også avstanden til land har betydning for kostnadsnivået.

Omlegging til kraft fra land på produserende felt må utføres mens anlegget er i drift. Det er ofte begrenset med sengeplasser og plass og vektkapasitet til utstyr. Dersom arbeidet krever midlertidig produksjonsstans eller innleie av flotell for å øke antall sengeplasser, øker kostnadene. For flere detaljer om teknologi for kraft fra land, se kapittel 3 i 2020-rapporten.

Krevende å få til lønnsomhet

De mest lønnsomme kraft fra land-prosjektene er allerede besluttet. Etter hvert som CO_2-kostnaden har økt, har selskapene evaluert og besluttet flere kraft fra land-prosjekter.

I de siste tiltakene som er vedtatt (Melkøya og Njord/Draugen), lå operatørens tiltakskostnadsanslag på i underkant av 2000 kroner per tonn CO_2 (2025-kroner). Stortingets beslutning om å øke CO_2-kostnaden fram mot 2030 bidro til at disse prosjektene ble besluttet. Les mer om CO_2-avgift og lønnsomhet av kraft fra land-prosjekter i kapittel 3.

Felles for de prosjektene som har vært i planleggingsfasen i de siste årene er at de har hatt et høyere kostnadsnivå enn prosjekter som er besluttet.

Anslag på tiltakskostnader ved BOK er usikre. Etter hvert som et prosjekt modnes og går gjennom de ulike prosjektmilepælene BOK, BOV og PUD, blir estimatene mer presise. Mer detaljerte studier og analyser gir bedre grunnlag for kostnadsberegningene. Erfaringer tilsier at det er vanligere at kostnadsestimatene øker fra BOK til PUD enn det motsatte.

Flere av kraft fra land-prosjektene som har blitt studert har økt kostnadsestimatene siden BOK. Dette skyldes bedre forståelse for arbeidsomfanget. I tillegg har det de siste årene vært en generell kostnadsøkning som har påvirket kostnadsestimatene ytterligere.

Flere prosjekter er skrinlagt

De seinere årene er flere planer for omlegging til kraft fra land endret. Av tekniske og økonomiske årsaker har rettighetshaverne stanset prosjekter eller redusert omfanget av dem.

I 2024 ble arbeidet med å fullelektrifisere Troll B og ytterligere elektrifisering av Oseberg Feltsenter stanset. Samme år ble områdeløsningen på Tampen, som til da bestod av feltene Visund, Snorre og Gullfaks, skalert ned i omfang og kraftbehov. Elektrifiseringen av Visund ble stanset.

I prosjekter innrapportert høsten 2024 har det også skjedd endringer. I første halvår 2025 vedtok rettighetshaverne å stanse arbeidet med å knytte Skarv til en områdeløsning på Haltenbanken som til da bestod av feltene Skarv, Kristin, Åsgard og Heidrun. Prosjektet ble vurdert som ulønnsomt. Rettighetshaverne på Ekofiskområdet har av samme årsak stanset arbeidet med å knytte seg til vindparken som planlegges av Ventyr i Sørlige Nordsjø II.

På Tampen ble det besluttet å legge bort prosjektet som omfattet delelektrifisering av Gullfaks. I tillegg ble prosjektet på Snorre skalert ned. Tidsplanene på de gjenværende prosjektene på Haltenbanken, Tampen og Balder/Grane ble dessuten forskjøvet.

I oktober 2025 informerte Equinor i et brev til Energidepartementet at de anbefalte å stanse videre arbeid med elektrifisering av Haltenbanken og Tampen. Begrunnelsen var at tiltakskostnaden var blitt for høy.

Av prosjektene som er meldt inn til Sokkeldirektoratet i forbindelse med RNB-innrapporteringen høsten 2024 gjenstår dermed kun ett prosjekt som fortsatt er i planleggingsfasen; nemlig kraft fra land til Balder/Grane.

Balder/Grane-prosjektet omfatter omlegging til delvis drift med kraft fra land kombinert med forsert gassproduksjon for Granefeltet. Prosjektet skal benytte felles infrastruktur med en transformatorstasjon på Haugalandet/Gismarvik, strømkabel til ny plattform på Granefeltet og kraftkabler videre til Jotun og Ringhorne på Balderfeltet. Utslippene kan reduseres med om lag 380 000 tonn CO_2 per år. Eventuell investeringsbeslutning planlegges i slutten av 2026. Panlagt oppstart er 2032.

Ressursmessige konsekvenser

I dette kapittelet:

- Energibruk på innretningene
- Konsekvenser for økt utvinning
- Innfasing av tredjepartsfelt
- Feltene kan få kortere levetid
- Konsekvenser for leteaktiviteten

Det er ventet at en rekke felt kommer til å bli drevet videre med bruk av gassturbiner, se tabell 5. Disse får, som vist i figur 3, betydelige CO_2-kostnader.

Høye kostnader gir insentiv til å redusere klimagassutslippene. Samtidig kan mulighetene til store utslippsreduserende tiltak på disse feltene være begrenset. Forhold som kort gjenværende levetid, lang avstand til land, og/eller store ombyggingsbehov gjør at kraft fra land ikke blir lønnsomt. Flere prosjekter for omlegging til kraft fra land er av den grunn skalert ned eller stanset, se kapittel 5.

Selv om ikke omlegging til kraft fra land gjennomføres, vil høye CO_2-kostnader gi rettighetshavernes insentiv til å gjøre driftstilpasninger. Dette kan være alt fra mindre energieffektiviseringstiltak til tidligere nedstenging og/eller konsolidering av infrastruktur. Dette kapitlet handler om mulige ressursmessige konsekvenser av høye CO_2-kostnader og tiltak for å redusere utslippene.

Tabell 4 (under) Felt uten planer for omlegging til drift med kraft fra land. Flere av disse er vertsfelt som prosesserer olje og gass samt leverer kraft til tilknyttede felt (høyre kolonne). *Gullfaks og Snorre blir delvis forsynt med kraft fra vindparken Hywind Tampen.

Felt	Tilknyttede felt i drift og under utbygging
Alvheim	Vilje, Volund, Bøyla, Skogul og Tyrving
Brage	Bestla
Ekofisk	Tommeliten A, Tor
Eldfisk	Embla
Gullfaks*	Gimle, Sindre, Gullfaks Sør, Tordis, Visund Sør
Heidrun	
Johan Castberg	
Kristin	Tyrihans, Maria
Kvitebjørn	Valemon
Norne	Urd, Skuld, Alve, Marulk, Verdande

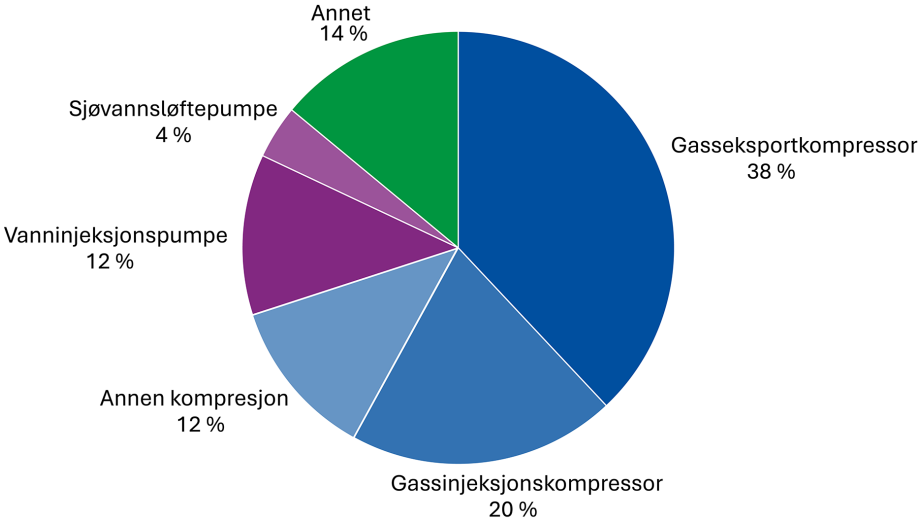
Skarv	Ærfugl Nord, Alve Nord, Idun Nord, Ørn
Snorre*	Vigdis
Statfjord	Statfjord Nord, Statfjord Øst, Sygna
Ula	Oda, Tambar, Tambar Øst, Blane
Visund	
Yme	
Aasta Hansteen	Irpa
Åsgard	Mikkel, Morvin, Trestakk, Berling, Halten Øst

Energibruk på innretningene

Petroleumsinnretninger trenger energi til en rekke formål som drift av prosessanlegget, eksport av olje og gass, boring av brønner, oppvarming og belysningsformål.

En stor del av energien går til drift av større kompressorer og pumper. Gasskompresjon benyttes til å øke trykket på gass for eksport, økt produksjon av olje ved reinjeksjon i reservoaret eller til gassløft. Pumper benyttes også til oljeeksport og til vanninjeksjon for økt oljeutvinning. Figur 5 illustrerer fordeling av energibruken til ulike formål.

Høye utslippskostnader trekker i retning av lavere energibruk. Det kan få ressursmessige konsekvenser ved at energikrevende tiltak ikke besluttes.



Figur 5: Forbruk av energi til ulike aktiviteter. (Kilde: Equinor,18 installasjoner på norsk sokkel, 2022)

Konsekvenser for økt utvinning

For et felt med energiproduksjon basert på gassturbiner, vil miljøkostnader kunne påvirke valg av utvinningsstrategi både for felt i produksjon og i framtidige prosjekter. Det skyldes at en rekke av tiltakene som bidrar til å opprettholde produksjonen på feltene krever energi. Høye CO_2-kostnader bidrar dermed til å redusere lønnsomheten knyttet til slike utvinningstiltak.

Et eksempel er trykkstøtte. Injeksjon av gass eller vann brukes i de fleste oljereservoarer for å øke utvinningen. Et nytt prosjekt kan kreve betydelige investeringer blant annet til boring av brønner for dette formålet. I driftsfasen er kostnadene i stor grad knyttet til energibruken. Redusert injeksjon av vann i reservoaret på et felt i drift vil redusere energiforbruket, men kan også medføre redusert produksjon på kort eller lang sikt.

Et annet eksempel er lavtrykksproduksjon. Synkende reservoartrykk reduserer produksjonen av olje og gass over tid. Ved å senke brønnhodetrykket eller separatortrykket på innretningen kan produksjonen opprettholdes og høyere utvinningsgrad sikres. Etter hvert som feltene på norsk sokkel eldes, blir dette aktuelt på stadig flere felt. Lavtrykksproduksjon krever mer energi fordi gassen som går til injeksjon eller eksport må komprimeres fra et lavere trykk.

Hvor mye høye CO_2-kostnader vil redusere utvinningstiltak er vanskelig å anslå. Investeringskostnader og størrelsen på utvinnbare ressurser vil normalt ha større betydning for lønnsomheten enn kostnader knyttet til drift.

Innfasing av tredjepartsfelt

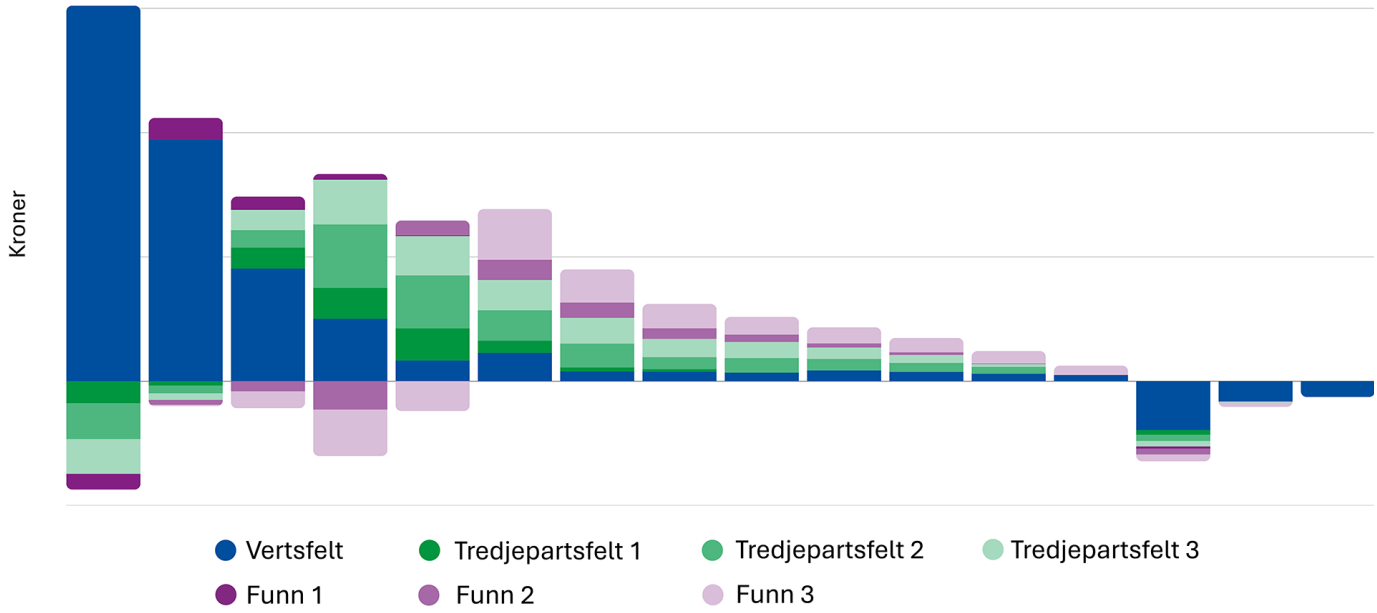
Mange felt på norsk sokkel fungerer som vertsfelt for tredjepartsfelt. Det betyr at mindre funn i nærheten kan kobles til eksisterende infrastruktur på vertsfeltet. Det bidrar til forlenget produksjon og levetid for vertsfeltet. Dette er viktig for å maksimere ressursutnyttelsen og verdiskapingen både i området og på norsk sokkel som helhet. Eksisterende funnportefølje består i stor grad av funn som forventes utbygd med havbunnsløsning.

Innfasing av tredjepartsvolum kan bety at totalt energiforbruk på vertsfeltet øker, enten som følge av økt kraftforbruk til produksjon av olje og gass fra tredjepartsfelt eller at produksjonen forlenges i tid. Høye CO_2-kostnader bidrar til å gjøre felt uten kraft fra land til mindre attraktive vertsfelt.

Motsatt kan det på felt med kraft fra land-prosjekter under planlegging eller utbygging medføre økte kostnader for rettighetshavere som vurderer tilknytning av funn dersom de må være med og dekke kostnadene. Tilknytning av funn kan og bli forskjøvet fordi det ikke er kapasitet til å utføre modifikasjonsarbeid offshore samtidig med omlegging til kraft fra land.

Den viktigste effekten for innfasing av tredjepartsfelt ser ut til være at selskapene tar hensyn til at det på sikt kan bli en forutsetning for videre drift at feltet/innretningene har lave utslipp. Felt som ikke har lave utslipp, kan dermed bli mindre aktuelle som vertsinnretninger for nye havbunnsfelt. En konsekvens av dette kan bli at dyrere og elektrifiserte tilknytningsalternativer velges. Det kan også føre til en kø av prosjekter til samme vertsinnretning slik at felt igangsettes seinere, at felt uten kraft fra land stenges ned tidligere og/eller at leting i nærområdet avtar.

Figur 6 viser kontantstrømmen for alle ressursene tilknyttet en vertsinnretning. Ved at flere felt deler kostnaden for bruk av eksisterende vertsinnretning økes samlet verdi.



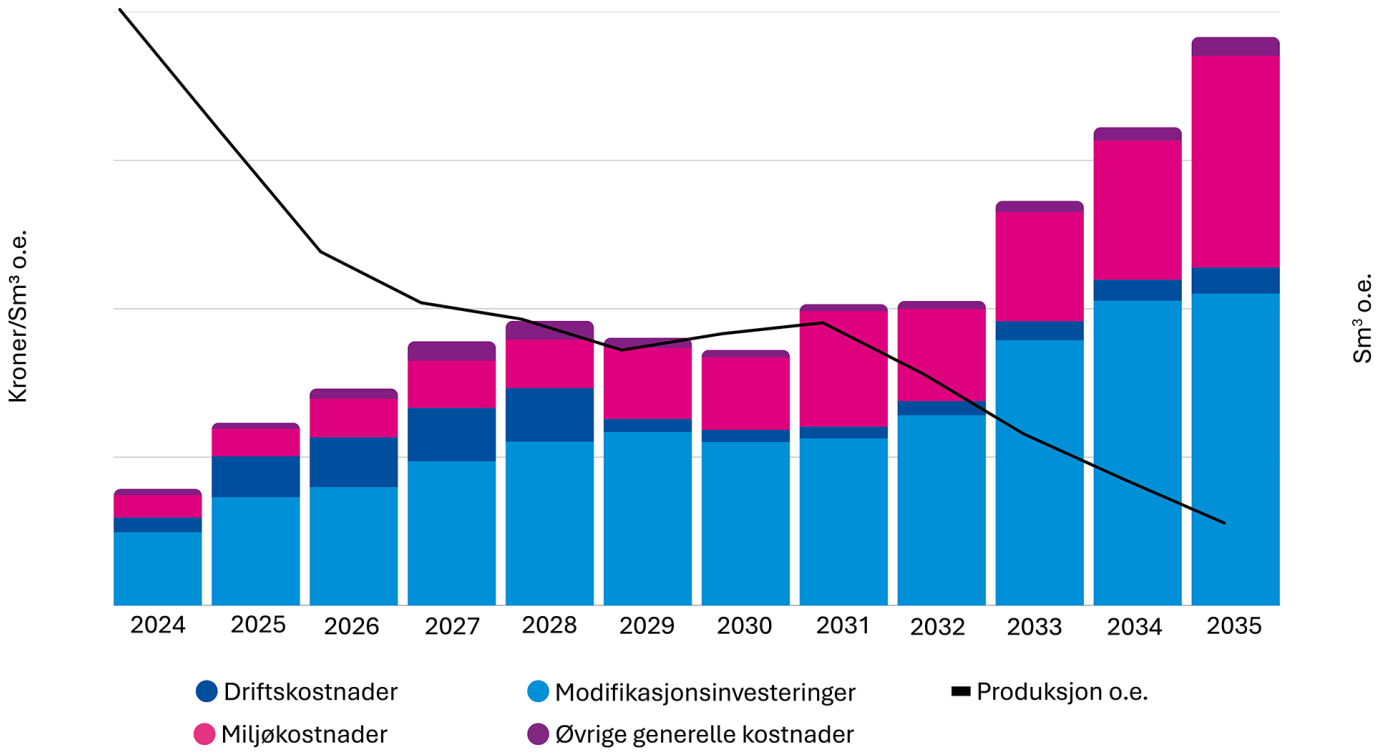
Figur 6: Anslag på framtidig kontantstrøm for vertsfelt og tredjepartsfelt (eksempelfelt). Med tredjepartsfelt og funn tilknyttet vertsfeltet er nedstengingstidspunkt i dette eksemplet 2037. Ved at flere felt deler kostnaden for bruk av eksisterende vertsinnretning økes samlet verdi og bidrar til forlenget levetid.

Feltene kan få kortere levetid

Et felt har normalt få års platåproduksjon og en relativt lang periode med haleproduksjon. Driftskostnadene kan være forholdsvis stabile. Det gir gradvis økte kostnader per produsert enhet og fall i kontantstrømmen, se figur 7. Økende miljøkostnader reduserer positiv kontantstrøm ytterligere og kan bidra til at nedstengningstidspunkt framskyndes.

For å motvirke denne effekten, vil rettighetshaverne vurdere å redusere energibruk og antall turbiner i normal drift. I hvilken grad energibruk kan reduseres og hvordan det eventuelt påvirker utvinningen på kortere og lengre sikt, vil variere. Beregninger indikerer at det skal en relativt stor økning i CO_2-kostnad til før det medfører en vesentlig nedkorting av produksjonsperioden.

Et alternativ til nedstenging av hele aktiviteten på et felt kan være konsolidering i form av nedstenging av deler av infrastrukturen på feltet.



Figur 7: Utvikling i kostnad per produsert enhet (eksempelfelt).

Konsekvenser for leteaktiviteten

Det er forventet at flertallet av framtidige utbygginger av nye funn består av havbunnsløsninger tilknyttet nærliggende infrastruktur.

Dersom eksisterende felt og infrastruktur legges ned, eller kapasitet reduseres som følge av konsolidering, blir det dyrere og mer komplisert å utvikle disse funnene. Det gjelder særlig om det ikke er alternativ infrastruktur i nærheten. Dette kan føre til lavere leteaktivitet fordi det svekker lønnsomheten.