

FRAMTIDENS ENERGINÆRING PÅ NORSK SOKKEL

KLIMASTRATEGI MOT 2030 OG 2050

STATUSRAPPORT

2026

OM KONKRAFT

KonKraft er en samarbeidsarena for Offshore Norge, Norsk Industri, Norges Rederiforbund, NHO og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Styrke.

KonKraft skal være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren, og arbeide for å opprettholde norsk sokkels konkurranseevne slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde for norsk og internasjonal olje- og gassindustri, inkludert leverandørbedrifter og maritim næring. Rådet er KonKrafts øverste organ. I tillegg har KonKraft et arbeidsutvalg og et sekretariat som ivaretar løpende aktiviteter og daglig drift.





HVORFOR STATUSRAPPORT?

KonKraft-felleskapet utarbeidet i 2020 klima-strategien «Framtidens energinæring på norsk sokkel – Klimastrategi mot 2030 og 2050» som beskriver næringens innsats for å nå de nasjonale og globale klimamålene. Utarbeidelsen og oppfølgingen av en felles klimastrategi demonstrerer aktørenes omstillingsvilje og ambisjoner for realiseringen av lavutslippssamfunnet. KonKraft-samarbeidet har som et av hovedmålene å redusere klimagassutslippene fra norsk olje- og gassindustri. Samtidig som utslippene fra petroleumsvirksomhet kuttes, skal det bygges opp en ny og fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel med blant annet

havvind, hydrogen, og CO₂-fangst og -lagring. For å sikre tilstrekkelig oppfølging av klimastrategien utarbeider KonKraft årlig en statusrapport som viser progresjon mot målene gjennom en analyse av mulighetsrommet på tvers av operatørselskapene basert på identifiserte og planlagte utslippsreducerende tiltak og innovative prosjekter for nye verdikjeder. Denne rapporten er den sjette statusrapporten siden klimastrategien ble lansert i 2020. De årlige oppdateringene gir ny innsikt om mulighetsrommet og utviklingen i bransjen innenfor rammene av KonKraft-samarbeidet.

INNHold

	SAMMENDRAG	9
1	BAKGRUNN	11
1.1	Norsk sokkel er helt avgjørende for Europas energisikkerhet	12
1.2	KonKrafts klimastrategi	13
2	STATUS OG PROGRESJON FOR OFFSHOREVIRKSOMHET OG LANDANLEGG	15
2.1	Reduserte utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel mot 2035	15
2.1.1	Modning av tiltak er avgjørende for å realisere utslippsreduksjoner frem mot 2030 og 2035	
2.1.2	Kraft fra land er fremdeles tiltaket med størst potensiale for utslippskutt mot 2030 og 2035	
2.1.3	Energieffektivisering får en stadig viktigere rolle i arbeidet med å redusere utslippene fra norsk sokkel	
2.1.4	Utslippene fra mobile rigger og enheter har falt betydelig siden 2020	
2.2	Norsk olje- og gassindustri kan redusere utslippene betraktelig samtidig som aktiviteten opprettholdes	26
2.2.1	Fortsatt satsing på klimatiltak muliggjør betydelige utslippsreduksjoner på lang sikt	
2.3	Elektrifisering og kraftbehov	28
2.3.1	Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel	
3	STATUS OG PROGRESJON FOR OFFSHORE MARITIME OPERASJONER	31
3.1	Utslippene fra olje- og gassindustriens maritime kjernesegmenter har falt med 29 prosent siden 2008	32
3.1.1	Maritime utslipp forventes å holde seg stabile mot 2035 uten ytterligere klimatiltak”	
3.1.2	Klimatiltak kan gi nær 50 prosent utslippskutt i 2030, men større kutt mot 2035 krever innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff	
3.1.3	Med et omsetningskrav for biodrivstoff på 8 prosent vil maritime utslipp kunne reduseres med 59 prosent innen 2035	
3.2	Klimagassutslipp fra maritim aktivitet knyttet til offshore aktivitet i norsk økonomisk sone	39
3.3	Tiltak og virkemidler for utslippskutt i offshore maritim sektor	
3.3.1	Norske offshorefartøy reguleres gjennom et stadig mer omfattende internasjonalt klimaregelverk	
3.3.2	Norske myndigheter har innført et nasjonalt klimakrav til offshorefartøy	
3.3.3	Virkemidler og støtteordninger kan spille en viktig rolle i å kommersialisere teknologier for utslippsreduksjoner i maritim sektor	

4	NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL	45
4.1	Klimastrategiens målsetninger	45
4.2	Havvind	47
4.2.1	Overordnet utvikling det siste året	
4.2.2	Sørlige Nordsjø II	
4.2.3	Utsira Nord	
4.2.4	Politisk usikkerhet kan påvirkefremdriften i prosjektet	
4.2.5	EUs havvindambisjoner	
4.2.6	Sameksistens med fiskerinæringen	
4.2.7	Barrierer og behov	
4.3	CO ₂ -fangst og -lagring	53
4.3.1	Prognose for injeksjonskapasitet på sokkelen	
4.3.2	Overordnet utvikling det siste året	
4.3.3	Hvordan har grunnlaget for en fremvoksende CCS-næring i Europa endret seg?	
4.4	Havbunnsmineraler	57
4.4.1	Handelskonflikter og dominans av enkelte land krever strakstiltak for å styrke forsyningsikkerheten for viktige mineraler	
4.4.2	Økt utvinning av mineraler og metaller er avgjørende for energiomstillingen	
4.4.3	Norske havbunnsmineraler kan bidra til å styrke forsyningsikkerheten for strategisk viktige råmaterialer	
4.4.4	Selskaper og akademia jobber sammen for å finne de beste raffineringsmetodene	
4.4.5	Selskapene har bidratt sterkt til forskning om livet på havbunnen.	
4.4.6	Industrien jobber kontinuerlig med den fulle verdikjeden, fra mineral til metall	
4.4.7	Formidling av kunnskap om dyphavet	
4.4.8	Norges potensial for havbunnsmineraler er unik i internasjonal sammenheng	
4.4.9	Status for norsk forvaltning	
4.4.10	Fem forskrifter fastsatt	
4.4.11	Offshore-næringens erfaringer og teknologi er viktig for å utvikle en ledende mineralvirksomhet til havs	
5	VEDLEGG	63
	Kategorisering av felt/ anlegg for kraftforbruksprognose	
	Medlemmer i KonKraft	

SAMMENDRAG

KonKrafts statusrapport 2026 viser at norsk olje- og gassindustri har god fremdrift i arbeidet med å redusere utslippene fra norsk sokkel, samtidig som næringen fortsatt spiller en avgjørende rolle for Europas energisikkerhet og norsk verdiskaping.

Rapporten er den sjette årlige oppfølgingen av Kon-Krafts klimastrategi fra 2020, og gir et oppdatert bilde av utslippsutvikling, effekten av ulike klima-tiltak og utviklingen av nye verdikjeder på norsk sokkel.

Norsk sokkel er sentral for europeisk energi-forsyning. I 2025 leverte Norge om lag 30 prosent av EUs og Storbritannias samlede naturgass-import, i en periode preget av geopolitisk uro og økt oppmerksomhet om energisikkerhet. Samtidig viderefører EU en ambisiøs klima- og energipolitikk, med mål om netto 90 prosent utslippsreduksjon innen 2040 og netto nullutslipp i 2050. Dette understreker behovet for å balansere energisikkerhet, konkurransekraft og omstilling, hvor norsk sokkel spiller en avgjørende rolle.

Årets analyse viser at industriens opprinnelige mål om 40 prosent utslippsreduksjon innen 2030, slik det ble formulert i klimastrategien fra 2020, fortsatt er innen rekkevidde – forutsatt at identifiserte og planlagte tiltak faktisk realiseres. Utslippene fra offshoreinstallasjoner og landanlegg var 10,9 Mt CO₂e i 2025, ned fra 13,6 Mt CO₂e i referanseåret 2005. I likhet med fjorårets rapport, viser årets prognose at bransjen ikke ligger an til å nå målet om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030, som Stortinget anmodet om i 2020. Dersom alle identifiserte og planlagte tiltak gjennomføres, anslås utslippene å kunne reduseres med 42 prosent innen 2030 og 51 prosent innen 2035.

Kraft fra land er tiltaket med størst utslippsreduserende effekt, særlig gjennom allerede besluttede prosjekter som Troll Vest, Njord, Oseberg, Draugen og Melkøya. Samtidig er flere tidligere planlagte elektrifiseringsprosjekter tatt ut av porteføljen siden i fjor på grunn av høye tiltakskostnader og usikkerhet knyttet til politisk gjennomføringsvilje. Dette gjelder blant annet elektrifiseringsprosjektene for Halten, Snorre og Graneområdet, som til sammen var beregnet å kutte utslippene med 0,89 Mt CO₂ per år. Bortfallet av blant annet disse prosjektene bidrar til at bransjens samlede kraftbehov i 2030 reduseres med 1,9 TWh fra fjorårets rapport. Olje- og gassindustrien har nå ingen elektrifiseringsprosjekter som står i kapasitetskø eller som er planlagt å søke ny reservasjon. De gjenstående prosjektene på til sammen 0,7 TWh er planlagt å få kraft fra land gjennom eksisterende reservasjoner.

Energieffektivisering spiller en viktig rolle i å kutte bransjens utslipp. Innen 2030 anslås energieffektivisering og redusert fakling å kunne gi utslippsreduksjoner på om lag 0,92 Mt CO₂e, en betydelig økning på om lag 80 prosent fra fjorårets rapport. Tiltak fra bransjen knyttet til energieffektivisering er helt avgjørende for at olje- og gassbransjen kan redusere utslippene med 40 prosent innen 2030.

Den langsiktige prognosen viser at norsk olje- og gassindustri kan redusere utslippene betydelig også

etter 2030, samtidig som aktiviteten på sokkelen videreutvikles. Dersom alle identifiserte tiltak realiseres, kan utslippene reduseres med om lag 60 prosent i 2040 og 87 prosent i 2050 sammenlignet med 2005. Prognosen viser samtidig at det er nødvendig å modne og realisere nye tiltak for å nå det langsiktige målet om nær null utslipp i 2050.

Innen offshore maritim aktivitet viser rapporten at betydelige utslippskutt allerede er oppnådd. Utslippene fra olje- og gassindustriens maritime kjernesegmenter er redusert med 29 prosent siden 2008. Med ytterligere klimatiltak kan utslippene reduseres med om lag 49 prosent i 2030 og 55 prosent i 2035. Dersom effekten av omsetningskravet for biodrivstoff inkluderes, kan utslippene reduseres med om lag 53 prosent i 2030 og 59 prosent i 2035. Større kutt forutsetter innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff, tilgang på infrastruktur og forutsigbare rammevilkår.

Utviklingen av nye verdikjeder på norsk sokkel går fremover, men med ulik modenhet og fremdrift. Havvind kan bli et viktig bidrag til ny kraftproduksjon, industriutvikling og utslippskutt, men utviklingen i Norge går langsommere enn planlagt og preges av kostnadsøkninger og politisk usikkerhet rundt helt

sentrale rammevilkår. Innen CO₂-fangst og -lagring er Northern Lights satt i drift, og flere lagringsprosjekter er under utvikling, men markedet for CO₂-fangst i Europa utvikler seg saktere enn forventet. Havbunnsmineraler kan på sikt bidra til europeisk forsyningssikkerhet for strategiske råvarer, men videre utvikling forutsetter mer kunnskapsinnhenting og politisk vilje.

Til tross for uforutsigbarhet for gjennomføring av klimatiltak i olje- og gassbransjen, samt at flere elektrifiseringsprosjekter er tatt ut av porteføljen, har norsk olje- og gassindustri fortsatt god fremdrift i å redusere utslippene på norsk sokkel. Bransjen jobber systematisk med å kutte utslipp og betydelige resultater er oppnådd på få år. Statusrapporten for 2026 viser også at bransjen har et omstillingspotensial, og at videre utslippsreduksjoner avhenger av stabile rammevilkår gjennom forutsigbare politiske prosesser, modning av klimatiltak og et virkemiddelapparat som gjør det mulig å realisere kostnadseffektive prosjekter. Skal norsk sokkel fortsatt bidra til energisikkerhet, verdiskaping og omstilling, må klimapolitikken utformes slik at den både kutter utslipp og legger grunnlaget for ny industriell aktivitet.

KonKrafts statusrapport 2026 viser at norsk olje- og gassindustri har god fremdrift i arbeidet med å nå klimamål, samtidig som næringen fortsatt spiller en avgjørende rolle for Europas energisikkerhet og norsk verdiskaping.

Det siste året har vært preget av fortsatt geopolitisk uro, økt internasjonal usikkerhet og økt oppmerksomhet om energiberedskap og forsyningssikkerhet



1

BAKGRUNN

Olje- og gassindustrien er Norges største næring, og klimaomstilling i sektoren er viktig for å bidra til nasjonale klimaambisjoner og sikre langsiktige arbeidsplasser og energileveranser fra sokkelen.

KonKrafts årlige statusrapport følger opp olje- og gassindustriens arbeid med å kutte utslipp og bidrar til samarbeid og ansvarliggjøring av aktørene på sokkelen for å nå bransjens klimamål. Det siste året har vært preget av fortsatt geopolitisk uro, økt internasjonal usikkerhet og økt oppmerksomhet om energiberedskap og forsyningssikkerhet. Krigene i Ukraina og Midtøsten har understreket behovet for stabile energileveranser til Europa, og Norge har videreført sin rolle som en pålitelig og viktig gassleverandør som er avgjørende for europeisk

energisikkerhet. Samtidig opprettholder EU høye klimaambisjoner og arbeider videre med utformingen av klima- og energirammeverket etter 2030, som vil ha betydning for både etterspørselen etter olje og gass og utviklingen av markeder og infrastruktur for lav- og nullutslippsverdikjeder.

I Norge vil arbeidet med en ny stortingsmelding om petroleumsvirksomheten legge viktige rammevilkår for videre utvikling av norsk sokkel i et langsiktig perspektiv, der hensyn til energisikkerhet, verdiskaping og omstilling må balanseres.

1.1 Norsk sokkel er helt avgjørende for Europas energisikkerhet

Norsk olje- og gassindustri opprettholdt et høyt aktivitets- og produksjonsnivå i 2025 med en samlet produksjon på anslagsvis 239,2 millioner Sm3 o.e. Sammenlignet med 2024 økte oljeproduksjonen som følge av oppstart av nye felt, og nivået har ikke vært høyere siden 2009. Samtidig var gassproduksjonen noe lavere enn i rekordåret 2024. Krigene i Ukraina og Midtøsten har forsterket behovet for trygg energiforsyning i Europa. Norge er en sentral og pålitelig gassleverandør og er helt avgjørende for Europas energisikkerhet. Norsk sokkel leverte i 2025 om lag 30 prosent av EUs og Storbritannias samlede naturgassimport. For at Norge skal kunne fortsette å opprettholde leveransene fremover, er videre leting og utvikling av norsk sokkel nødvendig for å unngå en raskt fallende produksjon fra eksisterende felt.

En uforutsigbar internasjonal situasjon har fortsatt å prege europeiske energiverdikjeder det siste året, med stadig økende kompleksitet i rammevilkårene både nasjonalt og i EU. Presset på europeisk økonomi øker som følge av økte forsvarsutgifter, svak vekst og stigende kostnader for flere sentrale fornybarteknologier. Samtidig får beredskap, sikkerhet og industriell konkurransekraft økt betydning.

EU har opprettholdt en ambisiøs energi- og klimapolitikk og ble i desember 2025 enige om et bindende mål om 90 prosent reduksjon i netto utslipp innen 2040 sammenlignet med 1990-nivå. Målet ble formelt vedtatt i 2026. Klimamålet er en viktig milepæl på veien mot netto nullutslipp i 2050 og grunnsteinen for videre klimapolitiske sektormål og rammeverk som skal utarbeides de kommende årene. Samtidig bærer målet preg av EUs stadig mer pragmatiske tilnærming til klimapolitikken, og det legges opp til flere fleksibilitetsmekanismer som skal bidra til å sikre måloppnåelse. Utformingen av klima- og energirammeverket for 2030-tallet vil ha betydning for EUs langsiktige etterspørsel etter olje og gass, samtidig som det legger føringer for

utviklingen av markeder og infrastruktur for lav- og nullutslippsverdikjeder.

Parallelt har EU forsterket arbeidet med energisikkerheten. I begynnelsen av 2026 ble gradvis utfasing av russisk gass vedtatt, med mål om full stans i importen innen 2027. Utfasing av russiske gassleveranser, kombinert med erfaringene fra energikrisen og nye geopolitiske spenninger knyttet til krigen i Midtøsten, har tydeliggjort behovet for mer robuste og diversifiserte forsyningskjeder. I en situasjon der Europa aktivt søker å redusere strategiske avhengigheter, fremstår stabile leverandører som Norge stadig viktigere.

I Norge har regjeringen våren 2026 oppnevnt en omstillingskommisjon som skal vurdere hvordan norsk økonomi kan opprettholde høy verdiskaping i møte med omfattende strukturelle endringer. Kommisjonen skal blant annet se nærmere på hvordan Norge best kan bruke knappe ressurser som arbeidskraft, energi og natur. Arbeidet ses i lys av utsikter til lavere petroleumsaktivitet i tiårene fremover og økt internasjonal usikkerhet som kan påvirke handel, investeringer og lokalisering av næringsvirksomhet. Kommisjonen skal levere sin rapport våren 2027.

Parallelt har regjeringen startet arbeidet med en stortingsmelding om petroleumsvirksomheten, også planlagt lagt frem våren 2027. Meldingen vil adressere sentrale veivalg for perioden etter 2030, herunder tilgang på leteareal. Videre vil meldingen omhandle teknologiutvikling og hvordan eksisterende infrastruktur og kompetanse kan utnyttes best mulig og støtte en videreutvikling av norsk sokkel, der petroleumsvirksomheten bidrar til verdiskaping, energisikkerhet og omstilling. For å muliggjøre dette er stabile og gode rammevilkår for industrien viktig.

Innenfor maritim virksomhet oppnådde IMO i april 2025 enighet om et rammeverk for et nytt globalt klimaregelverk for internasjonal skipsfart, men det formelle vedtaket ble utsatt og skal behandles

på nytt i oktober 2026. Det er likevel grunn til å forvente at IMO vil arbeide videre mot et globalt klimaregelverk for skipsfart. I forbindelse med revidert nasjonalbudsjett innførte regjeringen i mai 2026 et nasjonalt klimakrav for offshorefartøy, som pålegger operatørene på norsk sokkel å gradvis redusere klimagassintensiteten for fartøy som benyttes i forbindelse med petroleumsvirksomheten. Kravet trer i kraft 1. januar 2029 og skjerpes trinnvis frem mot 2040.

1.2 KonKrafts klimastrategi

KonKraft utarbeidet i 2020 klimastrategien «Framtidens energinæring på norsk sokkel – Klimastrategi mot 2030 og 2050» der industrien satte et mål om å redusere utslippene med 40 prosent innen 2030 og ned mot nær null i 2050. I tillegg til å kutte utslippene fra egen virksomhet og tilknyttet offshore maritim aktivitet, skal olje- og gassindustrien i Norge gradvis skape en ny og fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel som inkluderer havvind, hydrogen og CO₂-fangst og -lagring. Dette legger grunnlaget for videre verdiskaping og arbeidsplasser i en næring med høy kompetanse og teknologikraft på vei mot et framtidig nullutslippssamfunn.

På våren samme år, under koronapandemien og i forbindelse med de midlertidige endringene i petroleumsskatteloven, ba Stortinget regjeringen i et anmodningsvedtak om å legge frem en plan sammen med bransjen om å redusere klimagassutslippene med 50 prosent innen 2030. Siden 2021 har KonKraft presisert at de siste 10 prosentpoengene opp til 50-prosentmålet fra Stortingets anmodningsvedtak vil være betydelig mer krevende å gjennomføre, og at investeringsnivået og tiltakskostnaden vil være vesentlig høyere enn for den resterende delen av porteføljen. KonKraft har likevel arbeidet systematisk for å innfri Stortingets mål om 50 prosent kutt i 2030 og har i de årlige statusrapportene pekt på behovet for et styrket virkemiddelapparat for å nå målet. I løpet av det siste året har flere klimatiltak som ville bidratt til å komme nærmere 50-prosentmålet,

blitt lagt bort på grunn av høye tiltakskostnader og betydelig usikkerhet knyttet til politisk vilje til å gjennomføre tiltakene.

KonKrafts årlige statusrapporter gir et oppdatert bilde av hvordan bransjen ligger an til å nå målene i 2030 og 2050, og viser utviklingen innenfor de nye verdikjedene. Årets statusrapport viser at industriens opprinnelige mål om 40 prosent utslippsreduksjon innen 2030 kan nås.

Den langsiktige utslippsprognosen i rapporten er knyttet til operatørselskapenes forventninger til petroleumsaktiviteten mot 2050, inkludert forventninger til leting, nye funn og ny produksjon. Prognosen er forbundet med stor usikkerhet, og viser behovet for å gjøre ytterligere tiltak etter 2030 for at olje- og gassektoren skal nå det langsiktige utslippsmålet om nær null i 2050.

Siden 2020 har det vært en betydelig utvikling innenfor CO₂-lagring på norsk sokkel. Northern Lights er satt i drift, og det er 10 prosjekter med letetillatelse i aktiv utvikling. For havvindsatsingen er de to første storskala havvindprosjektene på norsk sokkel i planleggings- og modningsfasen, men markedet i Norge og globalt preges av høye kostnader og politisk usikkerhet. KonKraft har også vært en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar til oppnåelse av målet i regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske, hvor den maritime aktiviteten i olje- og gassindustrien inngår. Siden 2008 er det oppnådd vesentlige utslippskutt innenfor kjernesegmentene forsyningsfartøy, beredskapsfartøy, ankerhåndteringsfartøy og IMR-fartøy (Inspection, Maintenance and Repair). Datagrunnlaget og prognosene har blitt stadig bedre, noe som bidrar til å styrke tallgrunnlaget fremover.

Arbeidet med en ny stortingsmelding om petroleumsvirksomheten legger viktige rammevilkår for videre utvikling av norsk sokkel i et langsiktig perspektiv, der hensyn til energisikkerhet, verdiskaping og omstilling må balanseres



2

STATUS OG PROGRESJON FOR OFFSHORE-VIRKSOMHET OG LANDANLEGG

Årets analyse viser at norsk olje- og gassindustri har god fremdrift i arbeidet med å kutte utslippene på norsk sokkel, og at industriens opprinnelige mål om 40 prosent utslippsreduksjon innen 2030 fortsatt er mulig å nå. Dersom alle identifiserte og planlagte klimatiltak gjennomføres som planlagt, anslås utslippene å kunne reduseres med 42 prosent i 2030 sammenlignet med 2005-nivå. Målet om 50 prosent reduksjon fra Stortingets anmodningsvedtak vil ikke kunne nås før tidligst i 2035.

2.1 Reduserte utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel mot 2035

KonKraft utarbeider årlig en statusrapport hvor forventede utslippsreduksjoner kvantifiseres på tvers av operatørselskapene på norsk sokkel frem mot 2035, basert på forventet aktivitetsnivå og identifiserte utslippsreduserende tiltak med ulik modenhet. Statusrapporten for 2026 viser at norsk olje- og gassindustri har god fremdrift i arbeidet med å nå klimamål. Utslippene var 13,6 Mt CO₂e i 2005, og må reduseres til om lag 8,2 Mt CO₂e for å nå målet. Målet om 50 prosent reduksjon fra Stortingets anmodningsvedtak vil ikke kunne nås før i 2035.

I 2025 var utslippene fra offshoreinstallasjoner og landanlegg 10,9 Mt CO₂e, en nedgang på 0,1 Mt CO₂e fra 2024, til tross for høy produksjon de siste årene og økt oljeproduksjon i 2025 sammenlignet med året før. Nedgangen reflekterer økt effekt av elektrifisering i 2025, selskapenes kontinuerlige arbeid med energieffektivisering og reduserte utslipp fra landanleggene. Dette har kompensert for en økning av utslipp i forbindelse med produksjon fra nye felt.

En sammenstilling av operatørselskapenes identifiserte og planlagte klimatiltak viser et samlet reduksjonspotensial på 2,7 Mt CO₂e i 2030, tilsvarende en reduksjon på 42 prosent

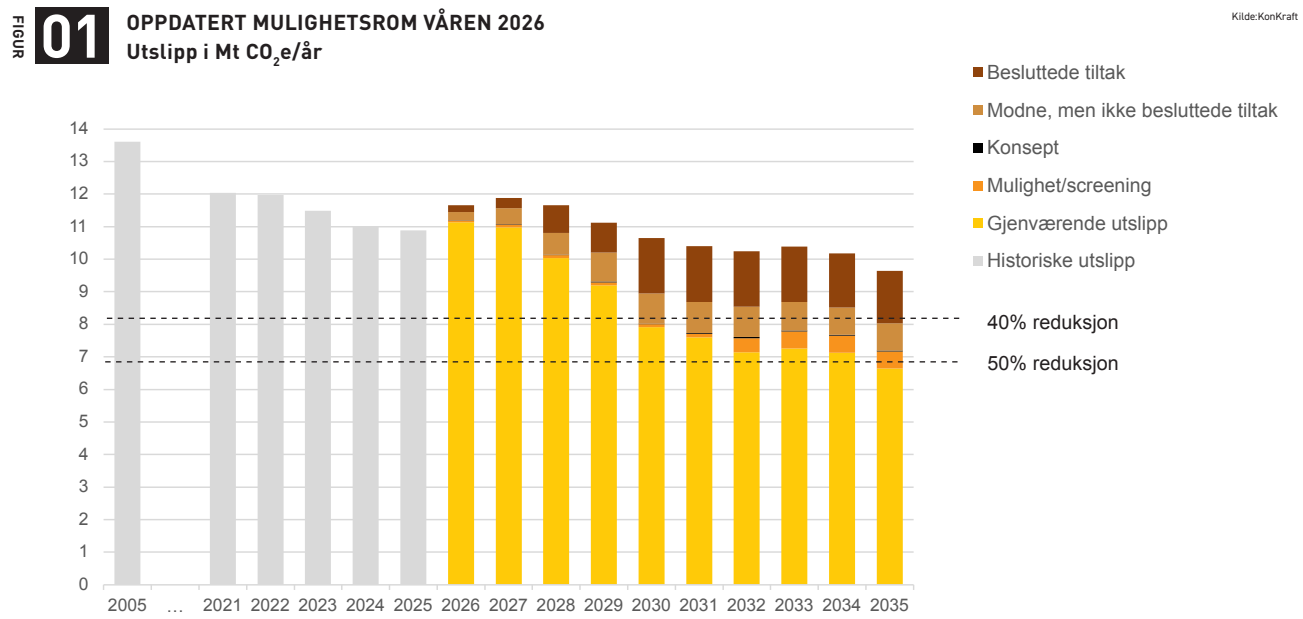
sammenlignet med 2005. Som beskrevet i kapittel 1.1 legger KonKraft i årets rapport industriens opprinnelige mål om 40 prosent til grunn som referanse mot 2030, etter at flere tiltak som skulle bidra til å innfri Stortingets mål om 50 prosent, er lagt bort på grunn av høye tiltakskostnader og betydelig usikkerhet knyttet til politisk støtte. Potensialet er fortsatt i hovedsak knyttet til kraft fra land og energieffektivisering, der flere prosjekter allerede er besluttet og ytterligere prosjekter nærmer seg investeringsbeslutning. Dersom alle identifiserte og planlagte tiltak gjennomføres som forutsatt, anslås utslippene å bli redusert til 6,6 Mt CO₂e i 2035, tilsvarende en reduksjon på 51 prosent.

Figur 1 viser utviklingen i utslipp og forventet effekt av klimatiltak med ulik modenhet frem mot 2035. Analysen er basert på en gjennomgang med operatørselskapene våren 2026, og inkluderer selskapenes klimamål, utslippsprognoser, planlagte tiltak, nye feltutbygginger og avvikling. Tallene omfatter samlede utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, inkludert boring og prosessutslipp fra landanleggene på Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Melkøya og Stureterminalen.

Tiltakene er kategorisert etter modenhet:

- Besluttete tiltak – investeringsbeslutningen er tatt, men tiltaket er ikke i drift ennå (de mest modne tiltakene).
- Modne, men ikke besluttete tiltak – de tekniske detaljene avklares, og tiltaket nærmer seg investeringsbeslutning.
- Konsept – konseptstudier gjennomføres, og tiltaket nærmer seg en foreløpig beslutning om gjennomføring.
- Mulighet/screening – muligheter for tiltaket utvikles og vurderes på et grovt nivå (stor usikkerhet).

De neste årene er det ventet økt aktivitetsnivå på norsk sokkel. Implementering av besluttete klimatiltak bidrar imidlertid til at man sannsynligvis unngår en betydelig økning i utslippene. Fra og med 2028 er utslippene igjen ventet å falle vesentlig som følge av både avvikling og at flere store gjenværende klimatiltak kommer i drift.



Figur: Oppdatert mulighetsrom våren 2026 med framskrivninger for utslipp og estimert effekt av større besluttete klimatiltak og tiltak under utvikling. Framskrivningene inkluderer planlagte nye feltutbygginger og avvikling.

Blant de største vedtatte tiltakene som planlegges realisert før 2030, er:

- Ferdigstilt elektrifisering av Troll Vest vil gi årlige utslippsreduksjoner på rundt 220 000 t CO₂e per år fra 2026.
- Elektrifisering av Njord vil gi årlige utslippsreduksjoner på rundt 120 000 t CO₂e per år fra 2027.
- Elektrifisering av Oseberg og Draugen vil sannsynligvis gi utslippsreduksjoner på rundt 280 000 t CO₂e og 170 000 t CO₂e per år fra 2028.
- Elektrifisering av Melkøya vil gi årlige utslippsreduksjoner på rundt 800 000 t CO₂e per år fra 2030.

Mot 2035 øker det samlede reduksjonspotensialet til 3,0 Mt CO₂e, tilsvarende en reduksjon på 51 prosent sammenlignet med 2005, forutsatt at alle identifiserte tiltak gjennomføres.

Det er imidlertid få nye, modne prosjekter etter 2030. Økningen i potensialet frem mot 2035 er derfor i stor grad knyttet til tiltak som fortsatt befinner seg i tidlig fase (mulighet/screening), og som er forbundet med større usikkerhet.

De neste årene er det ventet økt aktivitetsnivå på norsk sokkel

2.1.1 Modning av tiltak er avgjørende for å realisere utslippsreduksjoner frem mot 2030 og 2035

Videre modning av identifiserte klimatiltak er en forutsetning for at prosjektene kan realiseres og bidra til utslippsreduksjoner innen 2030 og 2035. Figur 2 illustrerer reduksjonspotensialet i 2030 fordelt på modenhetsnivå, samt hvordan tiltak har beveget seg mellom modenhetskategorier sammenlignet med tidligere års statusrapporter.

Av det samlede potensialet i prosjektporteføljen utgjør besluttede tiltak 1,7 Mt CO₂e, mens modne, men ikke besluttede tiltak utgjør 0,9 Mt CO₂e. Dersom kun besluttede tiltak realiseres, vil utslippene fra olje- og gassindustrien reduseres med om lag 34 prosent i 2030 sammenlignet med 2005-nivået. Inkluderes også ikke-besluttede tiltak, øker reduksjonen til om lag 42 prosent i 2030.

Det er få gjenværende prosjekter i Konsept- og mulighets-/screeningfasen som gir utslippsreduksjoner allerede i 2030. For større klimatiltak tar det gjerne rundt seks år å utvikle prosjekter fra mulighetsstudie (DG1) til iverksettelse (DG4). Det er derfor forventet at andelen umodne prosjekter reduseres etter hvert som man nærmer seg 2030, ettersom færre av disse vil kunne realiseres i denne perioden.

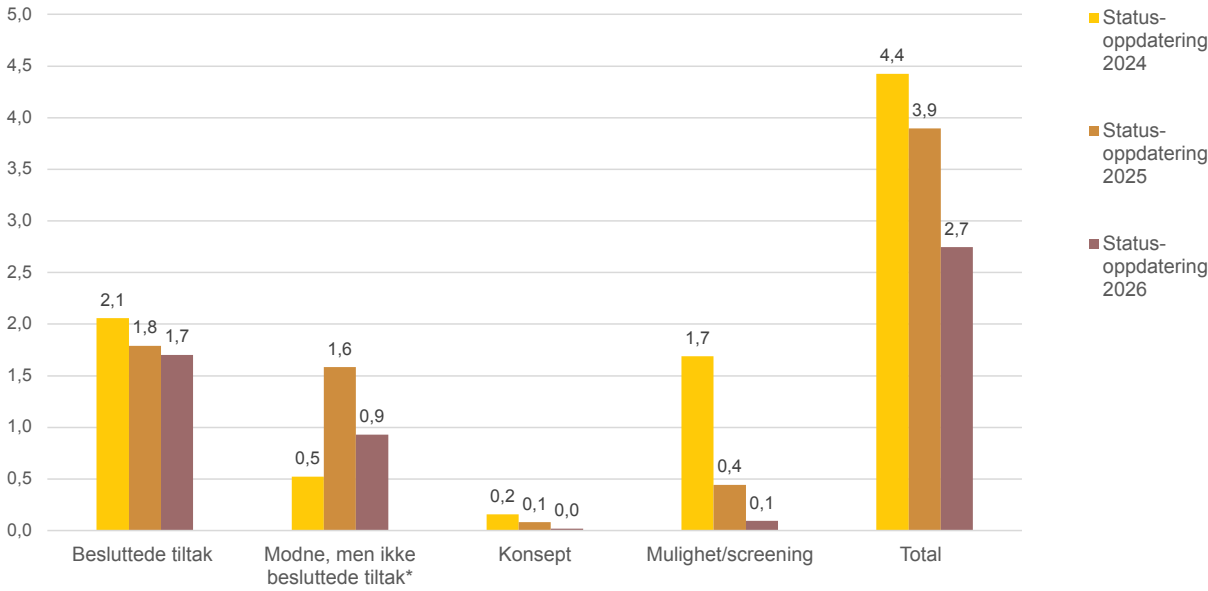
Mot 2035 er det liten endring i potensialet for utslippsreduksjoner fra modne og allerede besluttede tiltak, da disse tiltakene er ventet å gi effekt allerede i 2030. Samtidig er det en økning i potensialet for utslippsreduksjoner fra prosjekter som i dag er i mulighet/screeningfasen, fra 0,1 Mt CO₂e i 2030 til 0,5 Mt CO₂e i 2035, som vist i Figur 3. Dersom alle de identifiserte prosjektene realiseres, reduseres utslippene med 51 prosent sammenlignet med 2005.

I takt med at 2030 og 2035 nærmer seg, reduseres det samlede potensialet for utslippsreduksjoner i prosjektporteføljen sammenlignet med tidligere år, som vist i Figur 4. Nedgangen skyldes i hovedsak at tiltak fases ut av porteføljen etter hvert som de settes i drift, og at effekten av disse tiltakene dermed inngår i framskrivingen i basisprognosen. Nedgangen kan også tilskrives at enkelte prosjekter som var inkludert i fjorårets rapport enten er forskjøvet i tid, nedskalert eller tatt ut av porteføljen. Dette skyldes både manglende lønnsomhet for flere av prosjektene, samt betydelig usikkerhet om den politiske viljen til å gjennomføre elektrifiseringstiltak.

Nedgangen skyldes både manglende lønnsomhet for flere av prosjektene, samt betydelig usikkerhet om den politiske viljen til å gjennomføre elektrifiseringstiltak

Figur 02 ENDRINGER I MODENHETSGRAD FOR TILTAKENE I ÅRETS RAPPORT I 2030 SAMMENLIGNET MED STATUSOPPDATERING I 2024 OG 2025. (Mt CO₂e i 2030)

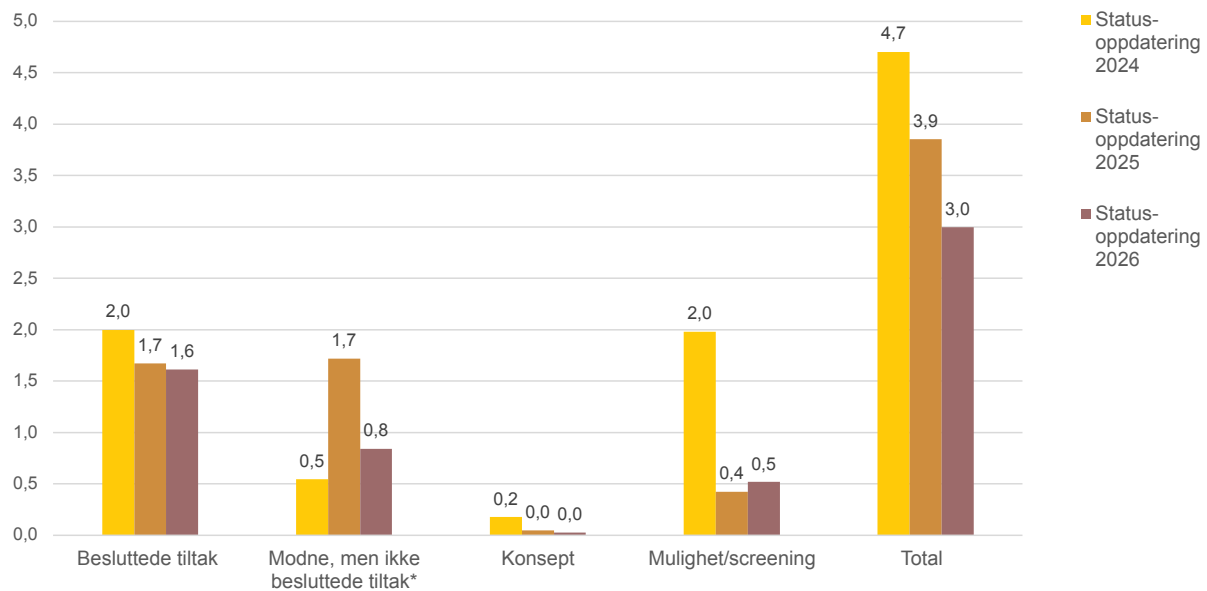
Kilde: KonKraft



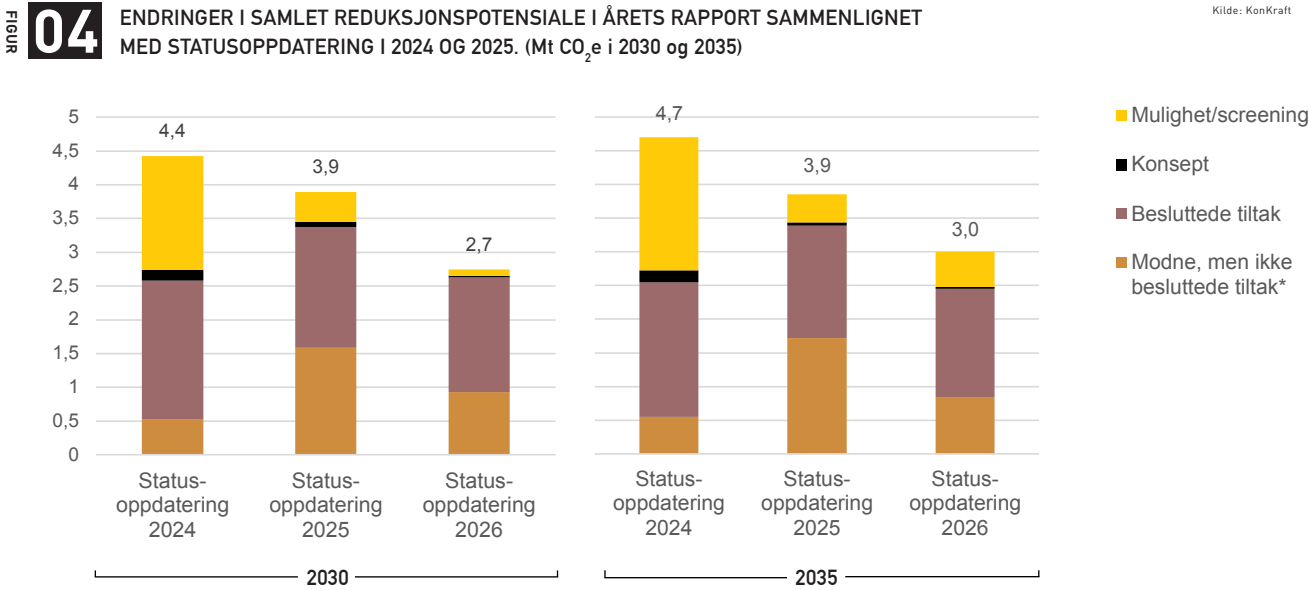
*Langsiktig energieffektiviseringsarbeid er inkludert under prosjektstadiet «Modne, men ikke besluttede tiltak».

Figur 03 ENDRINGER I MODENHETSGRAD FOR TILTAKENE I ÅRETS RAPPORT I 2035 SAMMENLIGNET MED STATUSOPPDATERING I 2024 OG 2025. (Mt CO₂e i 2035)

Kilde: KonKraft



*Langsiktig energieffektiviseringsarbeid er inkludert under prosjektstadiet «Modne, men ikke besluttede tiltak».



Figur: I takt med at 2030 og 2035 kommer nærmere og klimatiltak implementeres, faller det samlede potensialet i prosjektporteføljen.
*Langsiktig energieffektiviseringsarbeid er inkludert under prosjektstadiet «Modne, men ikke besluttete tiltak».

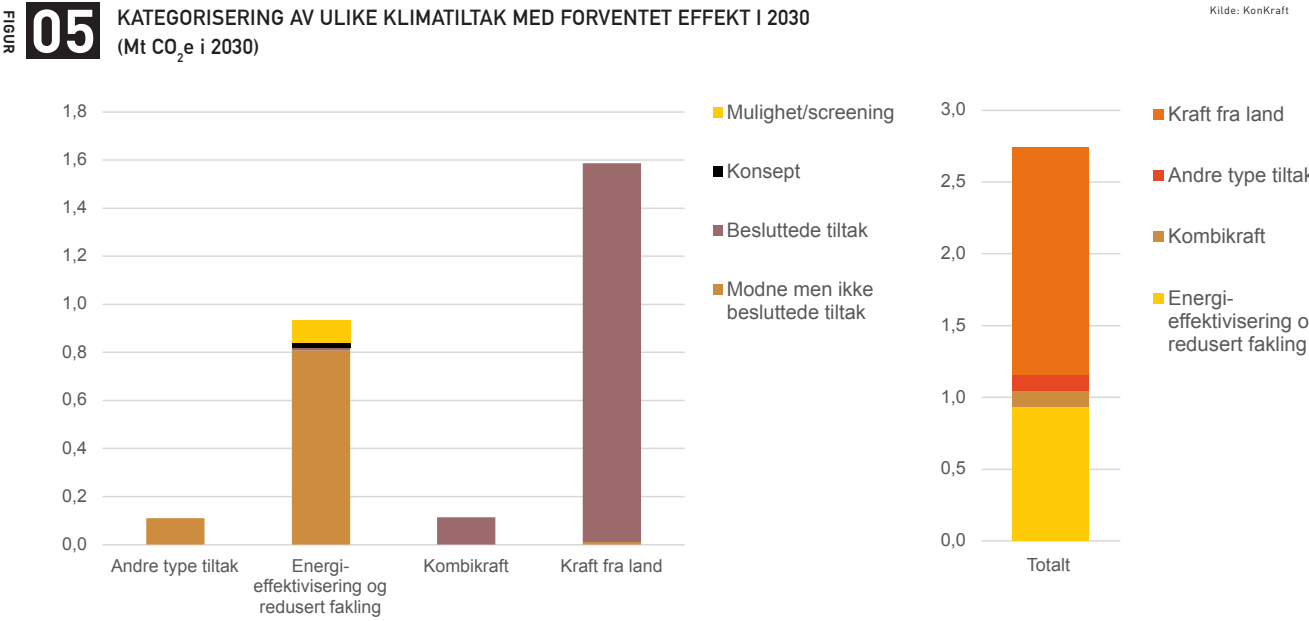
2.1.2 Kraft fra land er tiltaket med størst potensial for utslippskutt mot 2030 og 2035

Kraft fra land er tiltaket med størst potensial for utslippsreduksjoner både før og etter 2030, med et samlet reduksjonspotensial på nærmere 1,58 Mt CO₂e i 2030 og 1,63 Mt CO₂e i 2035, som vist i Figur 5 og Figur 6. Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner med kraft fra land er helt nødvendig for at sektoren og Norge skal nå sine klimamål.

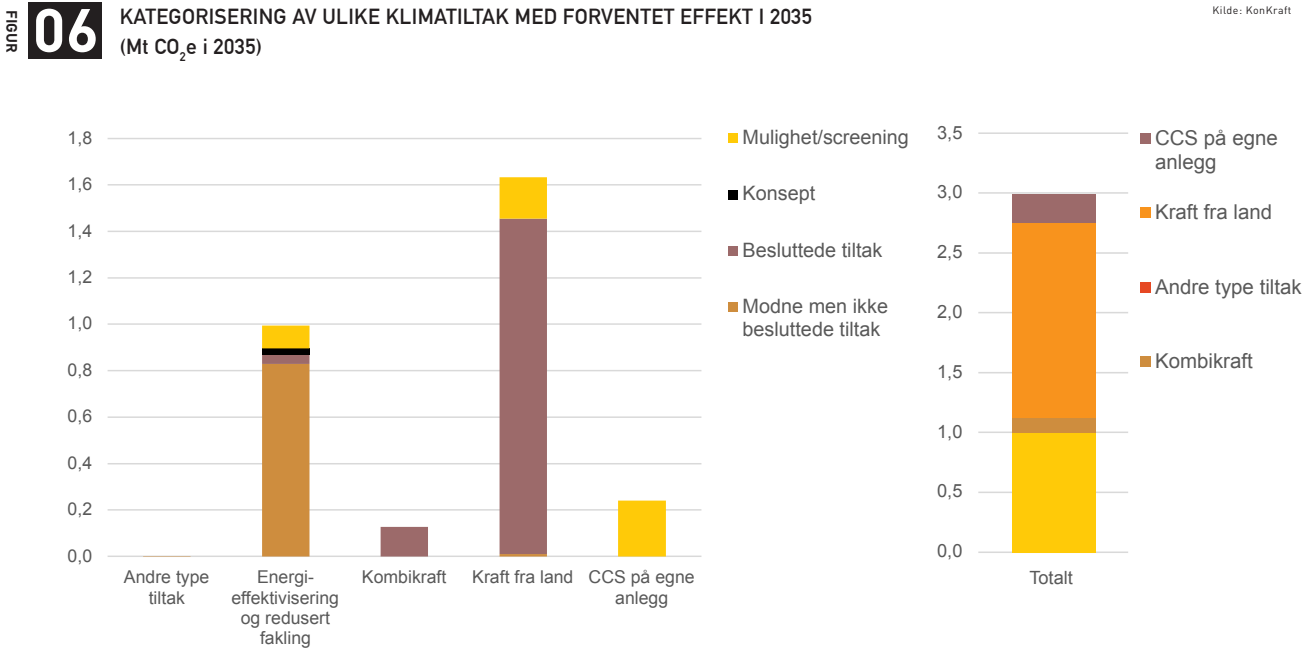
Tilnærmet 90 prosent av reduksjonspotensialet fra elektrifisering med effekt innen 2035 er tilknyttet prosjekter hvor det allerede er tatt investeringsbeslutning (Besluttete tiltak). Dette omfatter blant annet elektrifisering av Njord, Oseberg og Draugen, elektrifisering av LNG-anlegget på Melkøya, samt ferdigstilt elektrifisering av Troll Vest. Det resterende volumet er knyttet til elektrifiseringsprosjekter som er i mulighet/screening-fasen, med betydelig usikkerhet knyttet til både omfang og fremdrift.

Flere elektrifiseringsprosjekter som i fjorårets rapport lå i kategorien Modne, men ikke besluttet er i løpet av det siste året blitt tatt ut av selskapenes tiltaksporteføljer. Kraft fra land-prosjekter som har falt fra inkluderer elektrifisering av Halten- og Snorre-områdene, som begge ble stanset høsten 2025 grunnet høye tiltakskostnader og betydelig usikkerhet knyttet til den politiske viljen til å gjennomføre tiltakene. Prosjektene hadde et potensial for årlige utslippsreduksjoner på henholdsvis om lag 440 000 og 270 000 tonn CO₂.

Videre ble elektrifiseringen av Grane/Balder-området besluttet stanset av lisenspartnerne i april 2026, av de samme årsakene. Det pågår imidlertid arbeid med å fortsette videre modning av Grane-området, hvor elektrifisering fremdeles vurderes som et aktuelt klimatiltak for feltet. Bortfallet av disse prosjektene påvirker i begrenset grad muligheten for å nå industriens mål i 2030, ettersom potensialet fra de besluttete tiltakene sannsynligvis er tilstrekkelig.



*Langsiktig energieffektiviseringsarbeid er inkludert under prosjektstadiet «Modne, men ikke besluttete tiltak».



*Langsiktig energieffektiviseringsarbeid er inkludert under prosjektstadiet «Modne, men ikke besluttete tiltak».

2.1.3 Energieffektivisering får en stadig viktigere rolle med å redusere utslippene fra norsk sokkel

Energieffektivisering er, foruten kraft fra land, tiltaket med størst potensial for å redusere utslippene fra olje- og gassvirksomheten det neste tiåret. Etter hvert som de største utslippskuttene fra elektrifisering realiseres, vil energieffektivisering få en stadig viktigere rolle i arbeidet med å redusere utslippene fra norsk sokkel.

Energieffektivisering omfatter tekniske og operasjonelle tiltak som sikrer bedre utnyttelse av energiresurser og reduserte utslipp per produsert enhet. Det handler i stor grad om å unngå unødvendig energibruk ved å sørge for at energien brukes så effektivt som mulig, og at energi ikke går tapt. Sentralt står optimalisering av roterende utstyr som turbiner, kompressorer og pumper, der både driftsjusteringer og tekniske forbedringer bidrar til lavere energiforbruk i produksjonen. Redusert fakling begrenser tap av verdifulle gassressurser, mens varmegjenvinning nyttiggjør overskuddsvarme som ellers ville gått tapt. Energibruken kan reduseres ytterligere ved å tilpasse utstyr og systemer til endringene i driftsbetingelser som skjer utover i levetiden.

I årets rapport har selskapene identifisert en rekke tiltak med betydelige utslippsreduksjoner. Innen 2030 anslås tiltak knyttet til energieffektivisering og redusert fakling samlet å kunne gi utslippsreduksjoner på om lag 0,92 Mt CO₂e. Dette utgjør en økning på om lag 80 prosent sammenlignet med fjorårets statusrapport, og reflekterer selskapenes innsats for å identifisere og realisere ytterligere potensial fra slike tiltak. Økningen i effekt av utslippsreducerende tiltak skyldes både bedre estimater for potensialet fra energieffektivisering og at selskapene i større grad vurderer energi-effektiviseringstiltak på felt hvor elektrifisering

tidligere var planlagt. Det økte potensialet for utslippsreduksjoner fra energieffektivisering som er innmeldt i årets rapport, tilsvarer elektrifiseringsprosjekter av betydelig størrelse. Dette understreker betydningen av å fortsette å jobbe systematisk med energieffektivisering. Om lag 88 prosent av dette potensialet er knyttet til tiltak som er modne, men ikke besluttede, inkludert mer langsiktig energieffektiviseringsarbeid.

Figur 7 viser totalt identifisert potensial for utslippsreduksjoner fra energieffektiviseringstiltak på installasjonsnivå for Equinor i perioden 2025–2030, fordelt på tiltakskategori og kompleksitet.

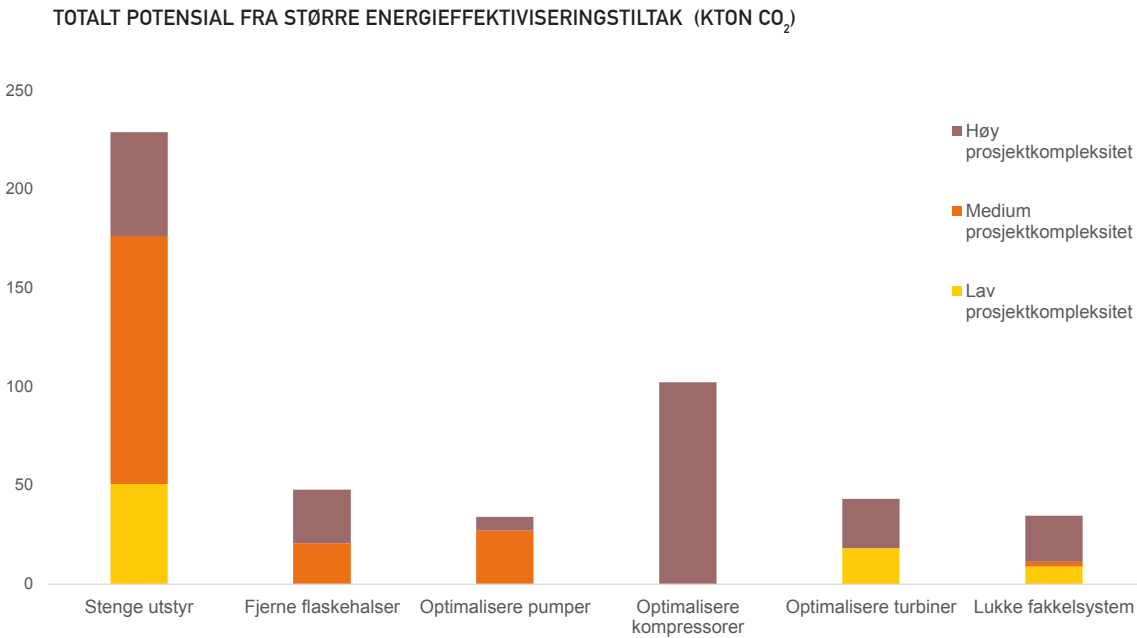
I tillegg til tiltakene som allerede er inkludert i prognosen, arbeider selskapene kontinuerlig med å identifisere og gjennomføre lønnsomme energieffektiviseringstiltak med kort tidshorisont. Betydelige gevinster kan også realiseres gjennom systematisk energiledelse, som bidrar til kontinuerlig forbedring av energieffektiviteten. Kompetansebygging og bevissthet om energibruk er sentrale forutsetninger for å identifisere og gjennomføre forbedringer i den løpende driften, og krever tydelig forankring i organisasjonen samt aktiv involvering fra ansatte på alle nivåer. Figur 8 illustrerer hvordan Equinor arbeider med energiledelse og kulturbygging for å fremme energieffektiv drift.

Operatørselskapene vurderer kontinuerlig muligheten for å gjennomføre kostnadseffektive klimatiltak. Foruten kraft fra land og energieffektivisering er kombikraft et besluttet tiltak som vil gi utslippsreduksjoner på om lag 0,11 Mt CO₂e per år fra 2028. CCS på Kårstø kan fra 2032 bidra med ytterligere reduksjoner på rundt 0,20 Mt CO₂e per år, men er foreløpig på et tidlig mulighet/screening-stadium. Effekt, fremdrift og realisering er derfor forbundet med betydelig usikkerhet.

07 EKSEMPLER PÅ PLANLAGTE ENERGIEFFEKTIVISERINGSTILTAK: EQUINOR 2025–2030

Kilde: Equinor

For å realisere potensialet fra energieffektivisering arbeider selskapene systematisk med å gjennomføre større energieffektiviseringstiltak, som typisk krever modifikasjon av anleggene. Hvert tiltak er i bunn og grunn en måte å fjerne unødvendig energibruk på, for eksempel ved å stenge ned utstyr som ikke trengs eller optimalisere utstyr så det ikke bruker mer energi enn nødvendig. Figuren under viser totalt identifisert potensial fra slike tiltak for Equinor i perioden 2025–2030, fordelt på tiltakskategori og kompleksitet.



BESKRIVELSE AV TILTAKENE			
Stenge utstyr	Fjerne flaskehalser	Optimalisere pumper, kompressorer og turbiner	Lukke fakkelsystem
Optimalisering av driften identifiserer utstyr som kan stenges ned uten å påvirke produksjonen.	Utbedring av prosessbegrensninger gjør at utstyr kan drives ved høyere effektivitet.	Tekniske forbedringer og driftsjusteringer gir høyere effektivitet og lavere energiforbruk for roterende utstyr.	Gass som normalt hadde gått til fakling, blir rutet tilbake til prosess. Dette reduserer utslippene og verdifull gass går ikke tapt.

FIGUR

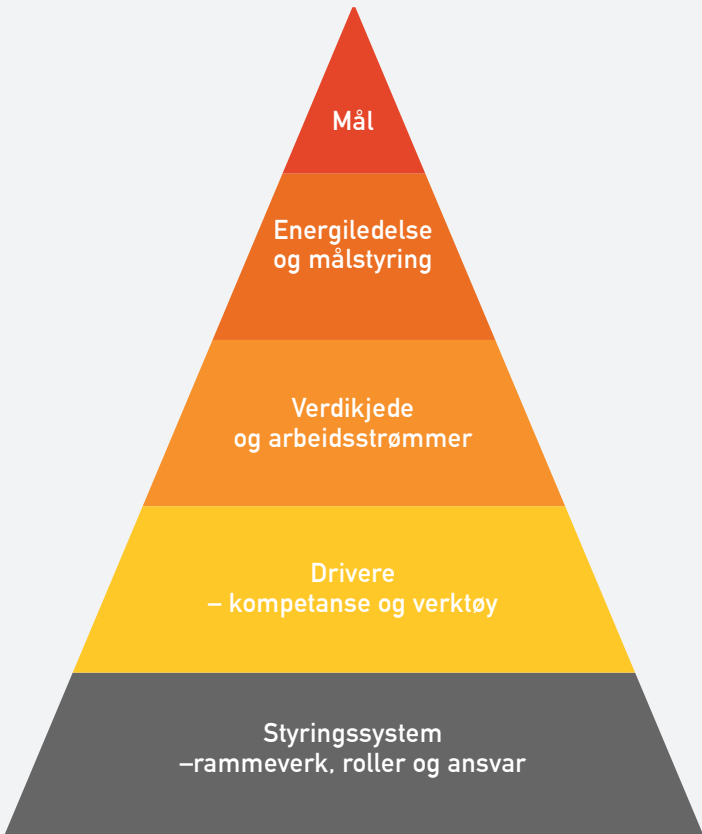
08

EKSEMPEL PÅ ENERGILEDELSE: EQUINOR BYGGER KULTUR FOR ENERGIEFFEKTIV DRIFT

Kilde: Equinor

Operatørselskapene arbeider systematisk med å gjøre energieffektivisering til en del av den daglige driften. Dette krever tydelig forankring i organisasjonen, med klare mål, felles arbeidsprosesser og konkrete handlingsplaner for hvert anlegg. Gjennom energiledelse og løpende oppfølging av kraftforbruk og utslipp får driftsmiljøene bedre grunnlag for å identifisere energitap og prioritere forbedringer.

Equinor er et eksempel på et selskap som har bygget dette systematisk. Gjennom interaktive kurs i energiledelse og interne kampanjer som «Power Robin og Sløsemikkel» skapes gjenkjennelse rundt god og dårlig energi praksis på tvers av fagmiljøer. Målet er at små operasjonelle valg, godt design og tidlig identifisering av tiltak samlet gir lavere energiforbruk og reduserte utslipp.



Illustrasjon: Equinors rammeverk for energiledelse bygger på et fundament av styringssystemer, roller og kompetanse – med overordnede mål på toppen.



Illustrasjon: Equinors e-læringskurs og interne kampanjemateriell brukes aktivt for å bygge energibevissthet på tvers av organisasjonen.

2.1.4 Utslipp fra mobile rigger og enheter har falt betydelig siden 2020

KonKrafts klimamål omfatter også utslipp fra mobile rigger og enheter som gjennomfører operasjoner knyttet til offshoreinstallasjoner, herunder borerigger og brønnintervensjonsenheter som benyttes til produksjons- og leteboring samt brønnintervensjon.

Figur 9 viser operatørenes utslipp fra mobile rigger og enheter i perioden 2020–2025. Datagrunnlaget er hentet fra Footprint-databasen og omfatter enheter kategorisert som «jack-up», «semisub», «drilling rig» og «vessel».

Utslippene fra mobile rigger og enheter har falt betydelig siden 2020, fra 0,78 Mt CO₂e til 0,61 Mt CO₂e i 2025, tilsvarende en reduksjon på 21 prosent. Utviklingen må ses i sammenheng med aktivitetsnivået på sokkelen, ettersom utslippene i stor grad påvirkes av omfanget av boreaktivitet, både produksjons- og letebrønner. Dette innebærer at

nivået kan variere betydelig fra år til år, uavhengig av gjennomførte utslippsreduserende tiltak. Økningen fra 2024 til 2025 kan trolig knyttes til høyere leteaktivitet i perioden.

Nedgangen siden 2020 reflekterer både lavere aktivitet og effekter av gjennomførte tiltak, herunder energieffektivisering og operasjonelle forbedringer. Tilkobling til elektrifiserte installasjoner har i enkelte tilfeller muliggjort nær null CO₂-utslipp knyttet til boring, blant annet på Martin Linge-feltet.

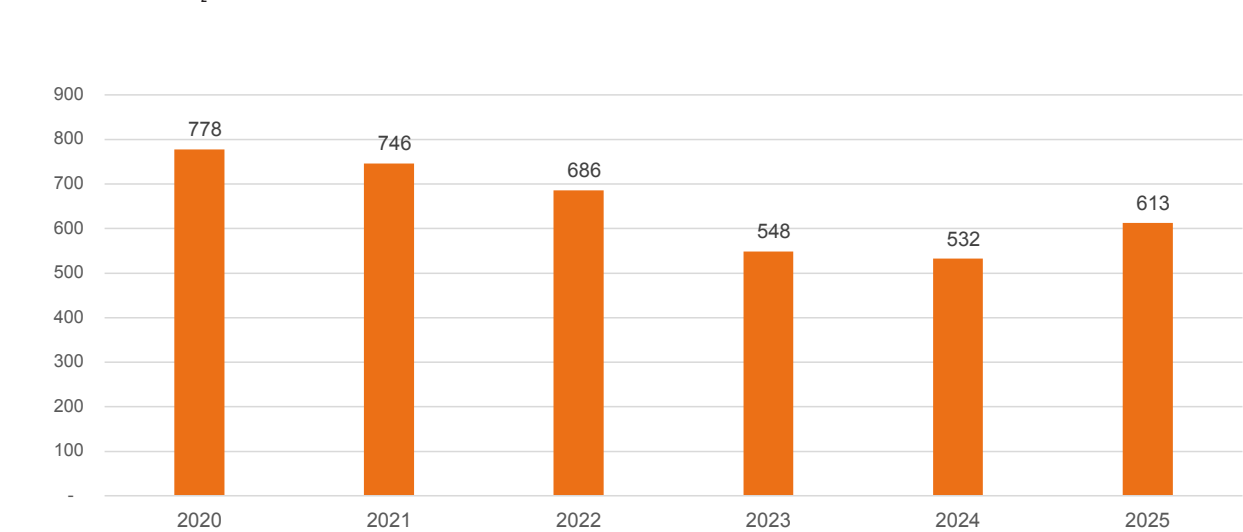
Fremover kan ytterligere utslippsreduksjoner knyttes til energieffektivisering og en eventuell innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff. Innfasing av nye drivstoff utfordres av høye kostnader, begrenset teknologisk modenhet samt behov for bygging av infrastruktur på land og tilgang på drivstoff som møter bærekraftskriteriene.

FIGUR

09

UTVIKLING I OPERATØRENE'S UTSLIPP KNYTTET TIL BRUK AV MOBILE RIGGER OG ENHETER 2020–2025

Kilde: Footprint



2.2 Norsk olje- og gassindustri kan redusere utslippene betraktelig samtidig som aktiviteten opprettholdes

I KonKrafts klimastrategi fra 2020 ble det etablert et langsiktig mål om nær null utslipp for norsk sokkel innen 2050. Både norske myndigheter og aktørene i næringen er tydelige på at de ønsker å utvikle, ikke avvike aktiviteten på norsk sokkel. Utarbeidelsen av årlige langsiktige prognoser for offshoreinstallasjoner og landanlegg mot 2050 viser behovet for langsiktige utslippskutt, og er et bidrag til diskusjonen om hva som må til for å oppnå det langsiktige målet.

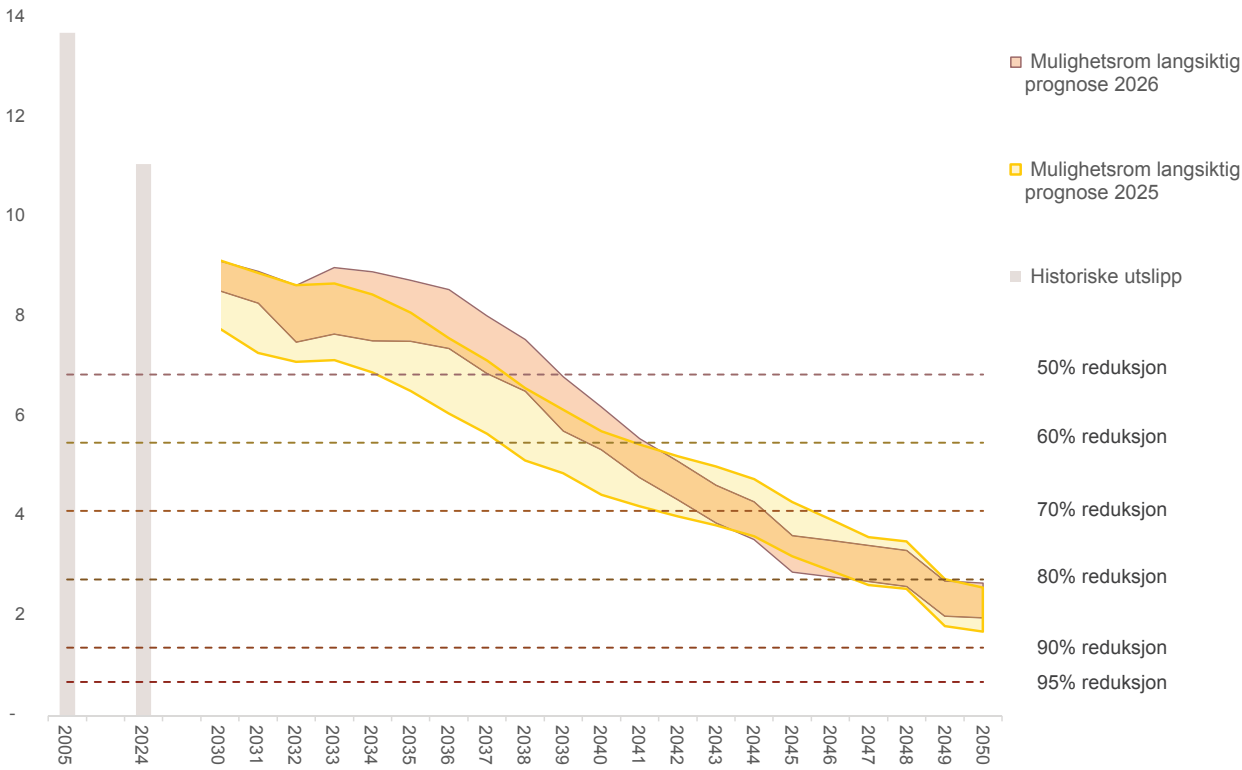
I statusrapporten for 2024 ble det for første gang utarbeidet en langsiktig utslippsprognose mot

2050. Formålet er å gi et mer realistisk bilde av industriens forventninger til langsiktig utvikling på sokkelen, der man i større grad tar høyde for mulige levetidsforlengelser, potensial for økt utvinning fra eksisterende felt og utvikling av nye funn.

For å sammenstille den langsiktige prognosen har operatørselskapene delt sine beste vurderinger av langsiktig aktivitet og utslipp mot 2050, inkludert forventninger til leting, nye funn, økt utvinning og avviking av felt utover det som innrapporteres i revidert nasjonalbudsjett. Det er stor usikkerhet knyttet til prognosen, men den er likevel viktig for å bedre kunne vurdere bransjens omstillingsbehov for å nå nær null utslipp i 2050.

FIGUR 10 LANGSIKTIG UTSLIPPSPROGNOSE FOR NORSK SOKKEL 2030-2050, MULIGHETSROM FRA ÅRETS OG FJORÅRETS PROGNOSE (MtCO₂e)

Kilde: KonKraft



2.2.1 Fortsatt satsing på klimatiltak muliggjør betydelige utslippsreduksjoner, samtidig som aktiviteten på norsk sokkel videreutvikles

Den langsiktige prognosen viser våren 2026 at norsk olje- og gassindustri kan redusere utslippene betydelig frem mot 2050, samtidig som målet om videreutvikling av aktiviteten opprettholdes. Hvor store reduksjonene blir, avhenger imidlertid av i hvilken grad identifiserte og ikke-identifiserte klimatiltak realiseres.

Figur 10 viser det samlede mulighetsrommet for utvikling i utslipp frem mot 2050. Figuren viser 2 delvis overlappende prognosebaner. Den ene banen er årets prognose mens den andre banen er fjorårets. Den øvre linjen i banene viser reduksjonen dersom kun besluttede klimatiltak blir gjennomført. Den nedre linjen viser reduksjonen dersom alle identifiserte klimatiltak blir gjennomført. Til venstre i figuren vises i tillegg utslippene i 2005 og 2024 som henholdsvis referanseåret og siste år med innrapporterte utslippsdata.

Det største volumet for utslippsreduksjoner er knyttet til tiltak som allerede er besluttet. Det ligger

samtidig et vesentlig potensial i mindre modne tiltak. Den langsiktige prognosen inkluderer et bredere aktivitetsbilde enn framskrivingen mot 2035 i kapittel 2.1, herunder mulige levetidsforlengelser, potensial for økt utvinning fra eksisterende felt og utvikling av nye funn. Dette innebærer at utslippsnivået i den langsiktige prognosen ligger noe høyere enn i framskrivingen i kapittel 2.1, og tallene er derfor ikke direkte sammenlignbare.

Mot 2040 viser den langsiktige prognosen at olje- og gassindustrien kan oppnå utslippsreduksjoner på 60 og 87 prosent i henholdsvis 2040 og 2050 dersom alle identifiserte tiltak realiseres. Differansen mellom de to utslippsbanene understreker betydningen av videre modning og realisering av klimatiltak der det ennå ikke er tatt investeringsbeslutning, og at det er nødvendig å identifisere og sette i drift nye tiltak for å nå langtidsmålet.

Sammenlignet med fjorårets langsiktige prognose er det estimerte reduksjonspotensialet noe lavere, og det er ventet et høyere utslippsnivå i perioden frem mot 2040. Avviket kan delvis tilskrives elektrifiseringsprosjekter som har falt ut av porteføljen i 2025, samt at selskapene har forbedret sine prognoser for forventet aktivitetsnivå fremover.

Den langsiktige prognosen viser våren 2026 at norsk olje- og gassindustri kan redusere utslippene betydelig frem mot 2050, samtidig som målet om videreutvikling av aktiviteten opprettholdes

2.3 Elektrifisering og kraftbehov

2.3.1 Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel

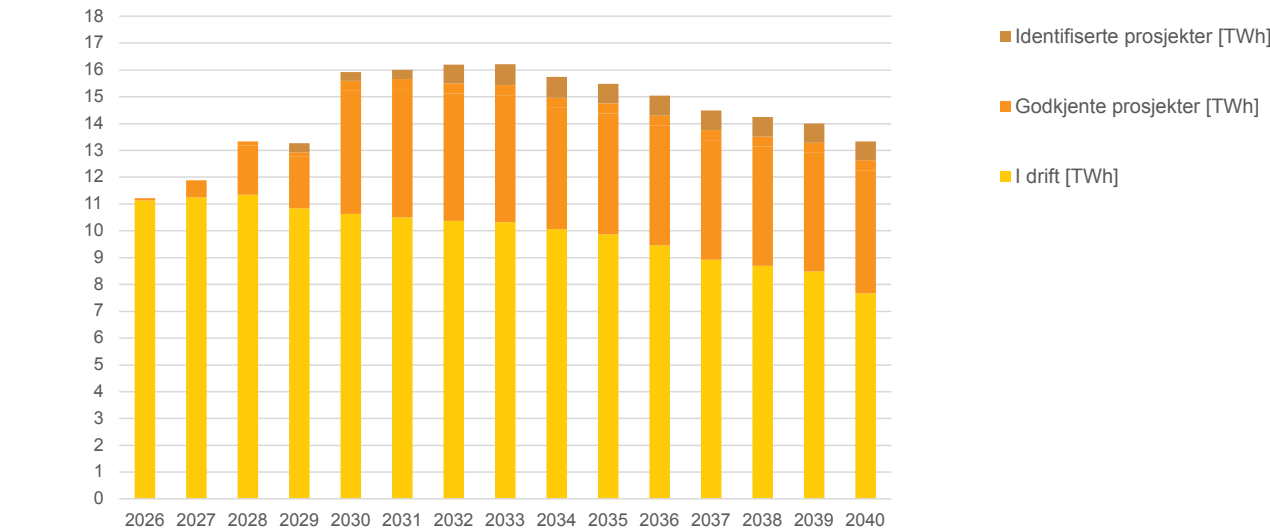
Den oppdaterte prognosen for kraft fra land til norsk sokkel våren 2026 viser at kraftbehovet forventes å øke frem mot 2033, med en topp på 16,2 TWh, før det gradvis avtar mot 2040, som vist i Figur 11. Nedgangen etter 2033 er knyttet til forventninger om lavere produksjonsnivå og gradvis avvikling av felt, i tråd med utslippsprognosene for norsk sokkel. I 2030 indikerer prognosen et totalt kraftbehov på 15,9 TWh. Økningen i kraftbehovet i 2030 er i hovedsak knyttet til elektrifiseringen av landanlegget på Melkøya.

Sammenlignet med fjorårets prognose er kraftbehovet i 2030 redusert med 1,9 TWh, og med nærmere 35 prosent sammenlignet med prognosen fra 2022. Nedgangen skyldes bortfall av flere prosjekter, inkludert elektrifisering av Halten-, Snorre- og Graneområdene, samt nedjustering i kraftbehovet fra andre prosjekter, herunder elektrifisering av Kårstø.

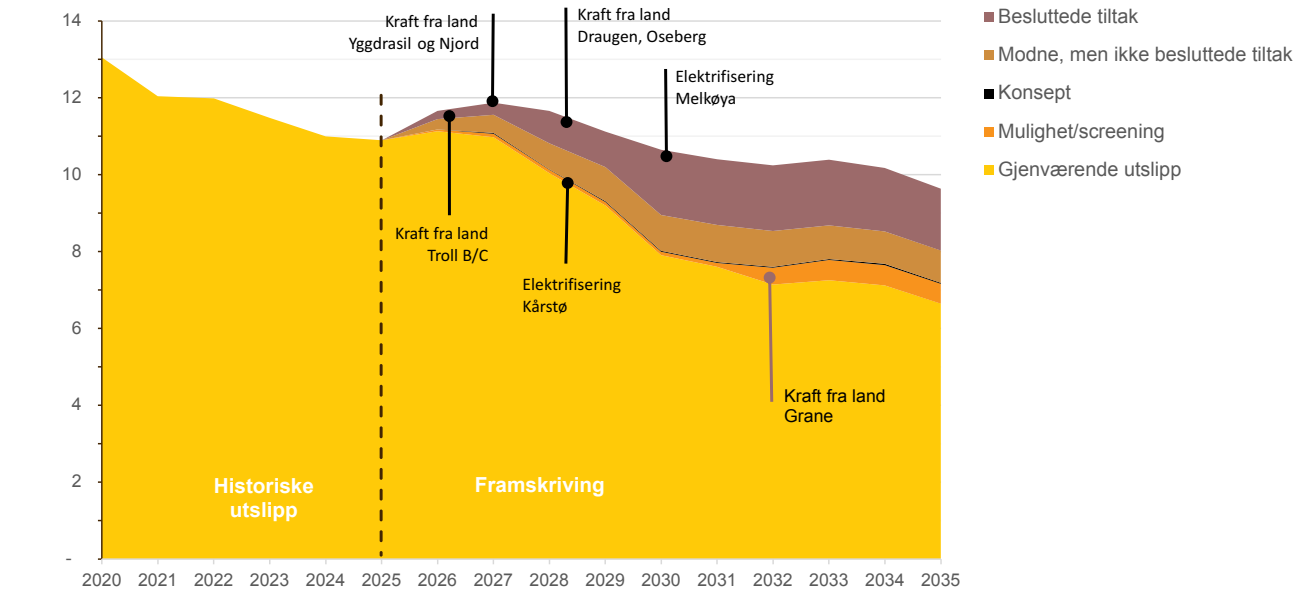
Kraftbehovet fra installasjoner i drift og installasjoner med godkjent tilknytning, er anslått til 15,2 TWh i 2030. Olje- og gassindustrien har nå ingen elektrifiseringsprosjekter som står i kapasitetsøk eller som er planlagt å søke ny reservasjon. De gjenstående prosjektene på til sammen 0,7 TWh er planlagt å få kraft fra land gjennom eksisterende reservasjoner. Kategoriene i årets kraftprognose er derfor endret fra fjorårets prognose. Det som tidligere het «Godkjent tilknytning», heter nå «Godkjente prosjekter», og kategoriene «Søkt tilknytning» og «Identifiserte – ikke omsøkt» slås sammen og endres til «Identifiserte prosjekter». Forskjellen mellom «Godkjente prosjekter» og «Identifiserte prosjekter» handler om hvorvidt selskapene har tatt endelig investeringsbeslutning eller ikke.

Elektrifiseringsprosjektene som bidrar til økningen i kraftbehovet frem mot 2030 er direkte koblet til utslippsreduksjoner på norsk sokkel, som illustrert i Figur 12. I samsvar med kraftprognosen forventes det at flere større prosjekter blir satt i drift og gir utslippsreduksjoner i perioden 2027–2032.

11 PROGNOSE FOR KRAFTBEHOV PÅ NORSK SOKKEL VÅREN 2026 TWh



12 UTVALGTE EKSEMPLER PÅ ELEKTRIFISERINGSPROSJEKTER PÅ NORSK SOKKEL FORDELT PÅ MODNINGSGRAD, MED EFFEKT PÅ KLIMAGASSUTSLIPPENE I PERIODEN 2025–2035 (Mt CO₂e/år)



Elektrifiseringsprosjektene som bidrar til økningen i kraftbehovet frem mot 2030 er direkte koblet til utslippsreduksjoner på norsk sokkel



Årets analyse av offshore maritime operasjoner viser et betydelig potensial for utslippsreduksjoner også fremover

3

STATUS OG PROGRESJON FOR OFFSHORE MARITIME OPERASJONER

Operatørselskapene på norsk sokkel har allerede realisert store utslippskutt fra sine maritime operasjoner gjennom år med målrettet innsats innen operasjonelle forbedringer, energieffektivisering, landstrøm og batteriteknologi. Siden 2008 har utslippene fra de maritime kjernesegmentene¹ falt med 29 prosent. Årets analyse viser et betydelig potensial for utslippsreduksjoner også fremover, med et reduksjonspotensial på 55 prosent i 2035 sammenlignet med 2008-nivå. Innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff er avgjørende for å realisere dette, som forutsetter forutsigbare rammevilkår, etablering av infrastruktur og tilstrekkelig tilgang på slike drivstoff.

Som en del av KonKrafts klimastrategi ble det i 2020 vedtatt at norsk olje- og gassindustri, sammen med rederier og riggeiere, skal være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar til å nå målet i regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030.

Målarbeidet forutsetter et solid og etterprøvbart datagrunnlag. Årets statusrapport viderefører og utvikler arbeidet med å kvantifisere utslippene fra maritim aktivitet frem mot 2035, og bygger som i fjor på to separate analyser. Den første dekker operatørselskapenes maritime kjernesegmenter, hvor operatørselskapene også har fartøy på lengre kontrakter med reell mulighet til å påvirke valg og gjennomføring av utslippsreduserende tiltak.

Den andre analysen er bredere og dekker utslipp fra alle offshorefartøy og olje- og gasstankere med aktivitet i norsk økonomisk sone, og er ikke avgrenset til olje- og gassindustriens aktivitet.

Årets analyser viser at betydelige utslippskutt allerede er oppnådd siden 2008 på tvers av fartøysegmentene. Operatørselskaper og rederier har over flere år jobbet målrettet med operasjonelle forbedringer, energieffektivisering, skrog- og propellvask, landstrøm og batteriteknologi, i tett samarbeid med leverandørindustri og rederier. For større utslippskutt mot 2035 vil innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff være avgjørende. Dette forutsetter blant annet forutsigbare rammevilkår, etablering av infrastruktur og tilstrekkelig tilgang på slike drivstoff.

¹ Forsyningsfartøy, beredskapsfartøy, IMR-fartøy og ankerhåndteringsfartøy

3.1 Utslippene fra olje- og gassindustriens maritime kjernesegmenter har falt med 29 prosent siden 2008

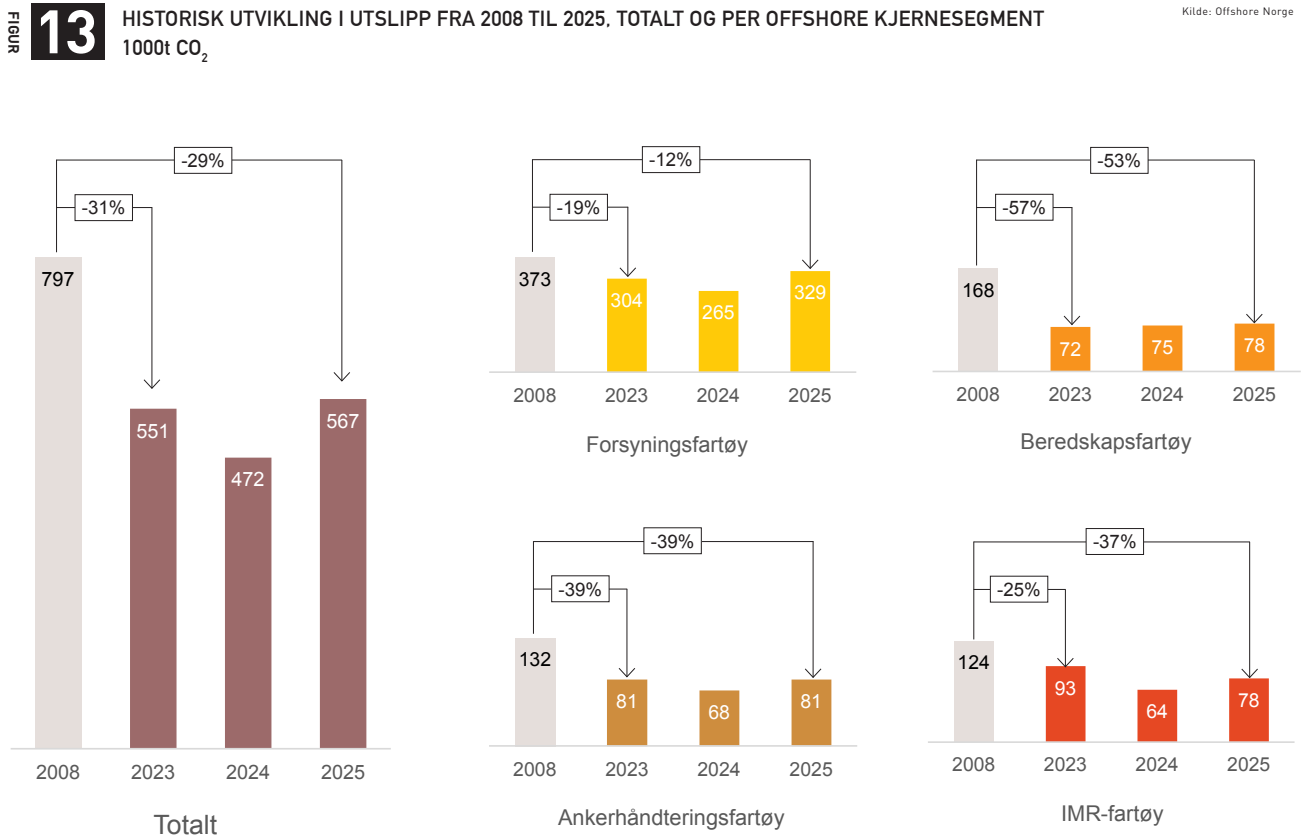
Offshore maritim aktivitet knyttet til olje- og gassindustrien omfatter et bredt spekter av fartøyskategorier og -operasjoner, med betydelig variasjon i kontraktsformer, varighet og påvirkningsmulighet. Analysen konsentrerer seg om fire kjernesegmenter: forsyningsfartøy, beredskapsfartøy, IMR²-fartøy og ankerhåndteringsfartøy. Dette er segmentene der operatørselskapene har størst mulighet til å påvirke implementeringen av klimatiltak og utslippsutviklingen fremover, da fartøyene er på

lengre kontrakter med operatørene og i all hovedsak opererer på norsk sokkel.

Utslippene på tvers av de fire kjernesegmentene er anslått å ha falt med 29 prosent i perioden 2008–2025, som vist i Figur 13. Til sammenligning har det samlede produksjonsvolumet av olje og gass på sokkelen kun falt med 1,3 prosent i samme periode. Utslippene var høyere i 2025 enn i 2024, i stor grad trolig drevet av en økt aktivitetsnivå.

Det er oppnådd betydelige utslippsreduksjoner i alle fartøykategoriene. Operatørselskapene har over tid arbeidet systematisk med operasjonelle forbedringer, logistikksamarbeid, energieffektivisering, landstrøm og batteri-hybridisering for å redusere utslippene

2 Inspection, Maintenance and Repair



Figur: Effekten av omsetningskravet for biodrivstoff innført i oktober 2023 er ikke inkludert i beregningene

fra sine kjernesegmenter. Utslippsreduksjonene er særlig store innenfor beredskapsfartøy, hvor utslippene har falt med 53 prosent siden 2008. Samarbeid om områdeberedskap mellom operatørene har bidratt til vesentlig mer effektiv utnyttelse av beredskapsfartøyene. Tilsvarende har samarbeid om forsyningslogistikk gitt utslippsgevinster for forsyningsfartøy. Et eksempel er NCS Logistics Project, beskrevet i boksen nedenfor.

Utslippsdata for disse fartøyene er samlet inn gjennom en nedenfra-og-opp-tilnærming, der operatørselskapene med aktiviteter på sokkelen har rapportert historiske data for 2023 til 2025, aktivitetsbaserte prognoser frem mot 2035 og potensial for utslippsreduserende tiltak. År 2008

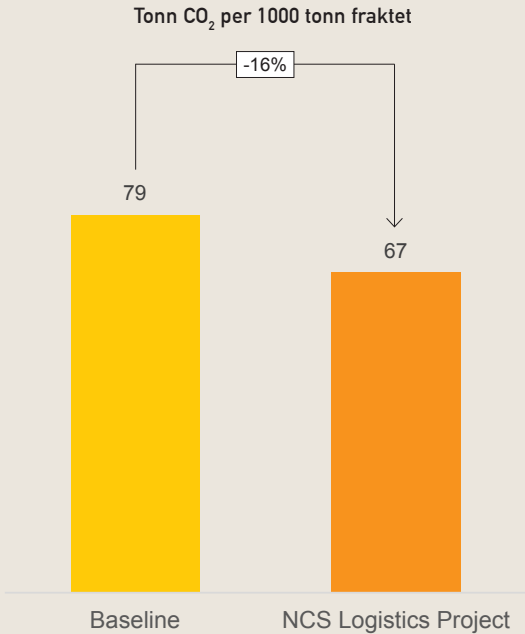
er valgt som referanseår for utslippsreduksjoner, i tråd med IMOs referanseår for maritime klimamål. Datagrunnlaget for perioden 2023–2025 er vesentlig styrket sammenlignet med referanseåret 2008, hvor usikkerheten er høyere som følge av begrenset tilgang til historiske utslippsdata fra operatørene. Der datagrunnlaget har vært mangelfullt, er det supplert med antakelser og oppskaleringsmetoder for å etablere et mest mulig representativt bilde. Estimater for 2008 anses likevel som det beste tilgjengelige.

NCS Logistics Project:
Samarbeid om forsyningslogistikk gir mer effektiv fartøysutnyttelse og reduserte utslipp

Operatørsamarbeid har redusert CO₂-utslipp per tonn fraktet med 16 prosent

Equinor, Vår Energi og OKEA har etablert et tettere samarbeid om forsyningslogistikk på norsk sokkel, der fartøy, baser og transport planlegges samlet på tvers av operasjoner. Hensikten er å oppnå mer effektiv ressursutnyttelse og reduserte utslipp.

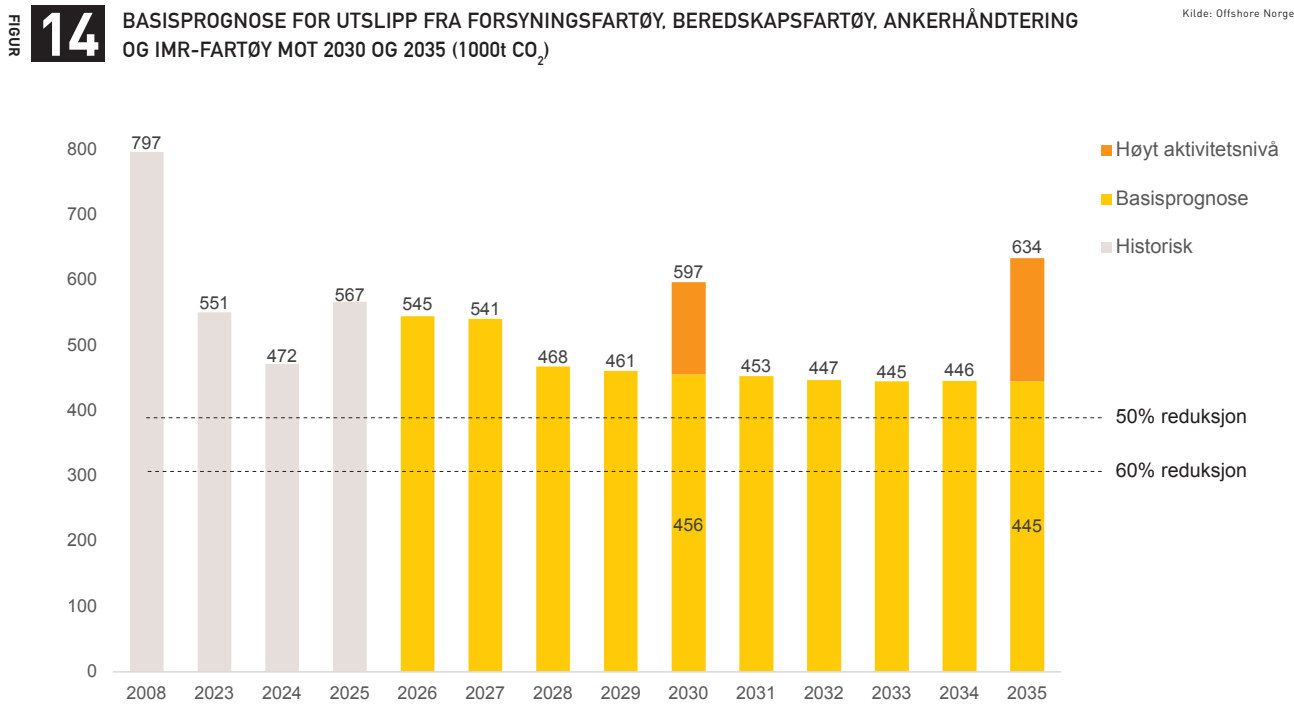
Modellen innebærer en overgang fra dedikerte fartøy til en mer fleksibel og delt flåte, støttet av digital planlegging og avanserte analyseverktøy. Samarbeidet har så langt redusert CO₂ per tonn fraktet med 16 prosent.



3.1.1 Maritime utslipp forventes å holde seg stabile mot 2035 uten ytterligere klimatiltak

Basisprognosen viser hvordan maritime utslipp fra kjernesegmentene forventes å utvikle seg frem mot 2035, utelukkende basert på endringer i aktivitetsnivå og uten at ytterligere klimatiltak eller effekten av omsetningskravet for biodrivstoff er medregnet (Figur 14). Selv om operatørene forventer noe reduksjon i maritime aktiviteter frem til 2028, forventes aktivitetsnivået å holde seg stabilt frem mot 2035. Dette understreker viktigheten av at det identifiseres og gjennomføres klimatiltak på maritime kjernesegmenter også fremover.

Det er betydelig usikkerhet knyttet til framskrivingen av maritime utslippsdata. Fremtidig aktivitetsnivå på norsk sokkel vil ha stor betydning for utviklingen av utslipp fra maritime operasjoner. Særlig for mindre operatører er det utfordrende å anslå fremtidig aktivitet, da dette ofte avhenger av aktiviteten på marginale felt og letebrønner. For å fange opp denne usikkerheten har operatørselskapene rapportert forventet aktivitet i et høyt aktivitetsscenario for 2030 og 2035, markert som orange søyler i Figur 14. Utslippsreduksjonene i 2030 anslås til 43 prosent ved basis aktivitetsnivå og 25 prosent ved høyt aktivitetsnivå, sammenlignet med 2008. I 2035 anslås reduksjonene til henholdsvis 44 og 21 prosent.



Figur: Basisprognose for utslipp fra forsyningsfartøy, beredskapsfartøy, ankerhåndtering og IMR-fartøy mot 2030 og 2035, dvs. prognose for utslipp uten ytterligere klimatiltak. Utslipp gitt et høyt aktivtetsnivå illustrert for 2030 og 2035.

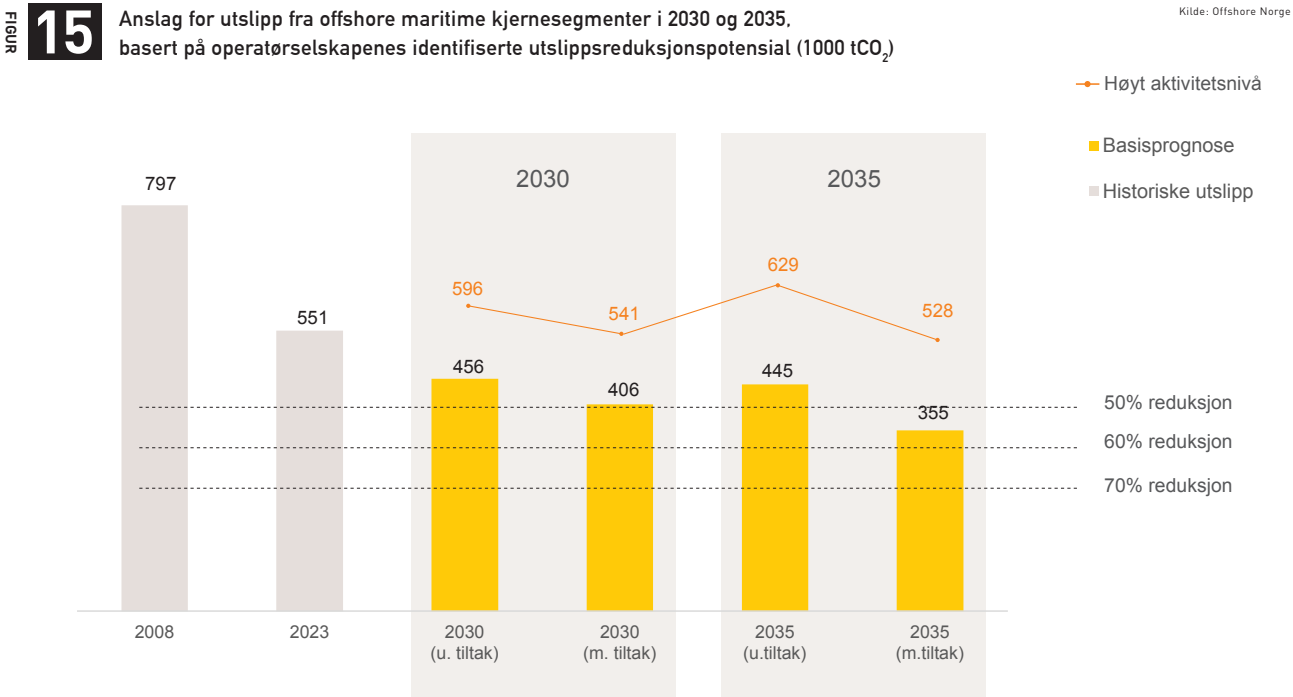
3.1.2 Klimatiltak kan gi nær 50 prosent utslippskutt i 2030, men større kutt mot 2035 krever innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff

Figur 15 viser det samlede potensialet for utslippskutt i de fire kjernesegmentene frem mot 2030 og 2035, gitt at ytterligere klimatiltak gjennomføres. Potensialet er basert på operatørselskapenes vurdering av hva som er gjennomførbart å oppnå av utslippskutt per tiltakskategori, gitt dagens rammebetingelser.

Det anslås et potensial for 49 prosent utslippskutt i 2030 sammenlignet med 2008, gitt basis aktivitetsnivå. Ved høyt aktivitetsnivå er tilsvarende

potensial 32 prosent. For 2035 estimeres utslippsreduksjonspotensialet til 55 prosent ved basis- og 34 prosent ved høyt aktivitetsnivå. Ved høyt aktivitetsnivå er økningen i reduksjonspotensialet fra 2030 til 2035 begrenset, noe som reflekterer at usikkerheten om fremtidig aktivitet er større på lengre sikt, samt at det høye aktivitetsscenariet i 2035 innebærer et vesentlig høyere utslippsnivå enn i 2030.

Sammenlignet med basisprognosen viser dette at fortsatt målrettet innsats for gjennomføring av klimatiltak kan gi vesentlig større utslippsreduksjoner, også på lengre sikt. Et eksempel på tiltak som kan bidra til å realisere dette potensialet, er illustrert i boksen på neste side.



Figur: Anslag for utslippskutt mot 2030 og 2035, basert på operatørselskapenes identifiserte potensial for utslippsreducerende tiltak. Utslipp og potensiale for utslippsreducerende tiltak gitt et høyt aktivtetsnivå er også illustrert.

Eksempel på planlagte tiltak: Neste generasjon IMR-fartøy gir betydelige utslippsreduksjoner

REM Ocean:

Hybridbatteri og energistyringsteknologi gir vesentlig lavere drivstofforbruk og utslipp

REM Ocean er et IMR-fartøy under bygging med planlagt levering i 2027. Fartøyet er designet for lavest mulig drivstofforbruk, med fremdrifts- og dekkssystemer konfigurert for å minimere energibruk, samt et hybrid batteri- og energistyringssystem som reduserer antall motorer i drift og forbedrer effektiviteten til motorene som er i bruk. Ved bruk av MGO anslås drivstofforbruket å være 30 prosent lavere enn for et konvensjonelt IMR-fartøy, tilsvarende 3 255 tonn CO₂ per driftsår. Ved bruk av sertifisert biometanol kan utslippene reduseres med opptil 90 prosent, tilsvarende inntil 7 594 tonn CO₂ per driftsår.



REM Ocean

USV Challenger:

Fjernstyrt og ubemannet drift gir over 90 prosent utslippsreduksjon

USV Challenger er et fjernstyrt, ubemannet overflatefartøy levert i 2025, og er nå i sluttfasen av testing og optimalisering. Fartøyet er hybrid diesel-elektrisk og utfører IMR-operasjoner uten mannskap om bord. Sammenlignet med et konvensjonelt IMR-fartøy som utfører tilsvarende operasjoner, er CO₂-utslippene anslått redusert med over 90 prosent. Løsningen reduserer også risiko for ansatte ved at operasjoner flyttes fra offshore til land.

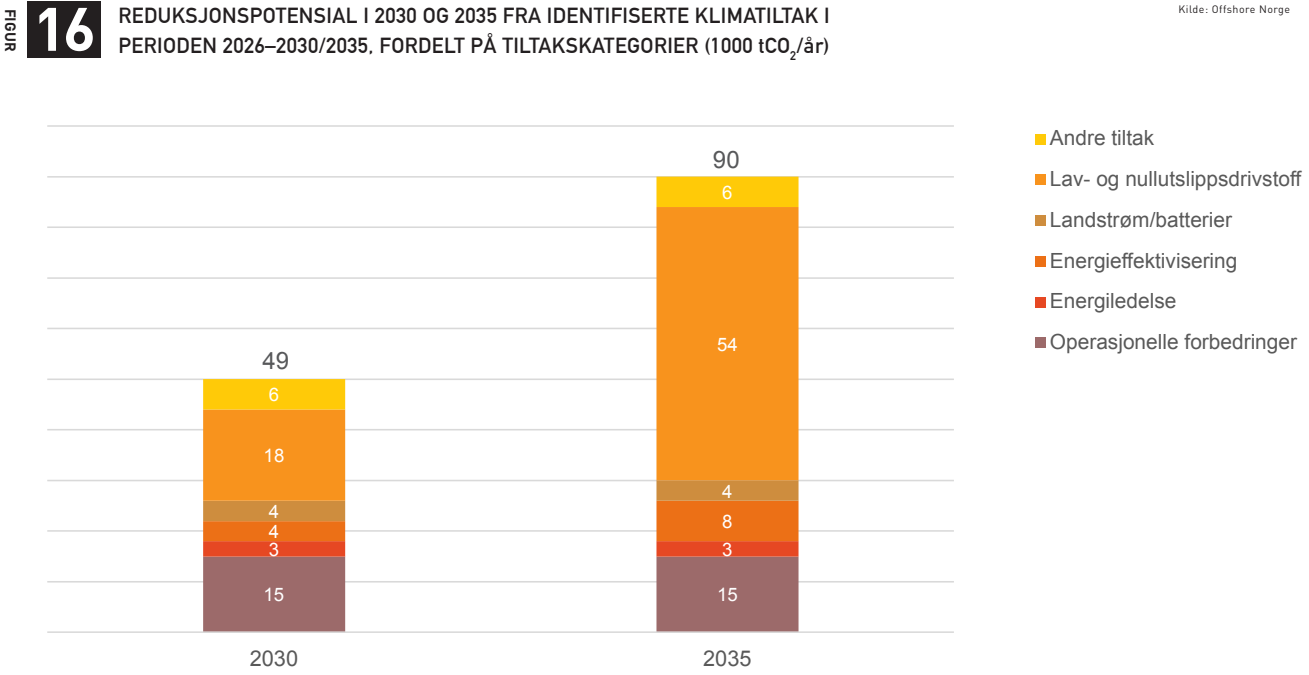


USV Challenger

Gjennom et systematisk arbeid med utslippsreduserende tiltak over mange år har olje- og gassindustrien allerede realisert mye av potensialet innen energieffektivisering og energiledelse, operasjonelle forbedringer og bruk av landstrøm. Frem mot 2030 er det derfor et begrenset ytterligere reduksjonspotensial knyttet til gjennomføringen av slike tiltak, som vist i Figur 16. Et unntak er

logistikksamarbeid og samseiling, som operatørene forventer vil gi større utslippsgevinster også fremover. Samlet potensial for utslippsreduksjoner fra identifiserte tiltak er anslått til om lag 49 000 tonn CO₂ frem mot 2030.

Operatørene identifiserer et betydelig større potensial når tidshorisonten utvides mot 2035,



med anslåtte utslippsreduksjoner på om lag 90 000 tonn CO₂. Dette reflekterer forventninger om økt innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff i flåten på lengre sikt, som vil være avgjørende for å oppnå ytterligere utslippskutt i offshore maritim virksomhet. Realiseringen av dette potensialet vil imidlertid avhenge av utviklingen i regulatoriske og markedsmessige rammebetingelser, samt tilgjengelighet og infrastruktur for lav- og nullutslippsdrivstoff.

En bred etablering av mottaksterminaler for CO₂ vil eksempelvis legge til rette for at CO₂-fangst fra eksos på skip blir et konkurransedyktig alternativ til lavutslippsdrivstoff.

3.1.3 Med et omsetningskrav for biodrivstoff på 8 prosent vil maritime utslipp kunne reduseres med 59 prosent innen 2035

Omsetningskravet for biodrivstoff til sjøfart ble innført 1. oktober 2023 og stiller krav om at 7 volumprosent av totalt omsatt mengde flytende drivstoff og brenslers per år skal være bærekraftig biodrivstoff. Kravet øker til 8 volumprosent i 2027.

Figur 17 illustrerer hvordan utslippene fra de maritime kjernesegmentene ville utviklet seg dersom effekten av omsetningskravet kunne tilskrives offshorefartøyene. Med et omsetningskrav på 8 volumprosent ville utslippene i 2030 kunne reduseres med om lag 53 prosent sammenlignet med 2008-nivå. Tilsvarende anslås utslippsreduksjonen i 2035 til om lag 59 prosent.

Omsetningskravet innebærer at operatørselskaper og rederier som bunkrer i Norge bidrar til å finansiere bruken av bærekraftig biodrivstoff gjennom drivstoffkostnaden. Drivstoffomsetterne står fritt til hvordan biodrivstoffet omsettes, så lenge omsetningskravet oppfylles samlet over året. Biodrivstoffet tilfaller derfor ikke nødvendigvis fartøyene som omfattes av denne analysen. Utslippsreduksjonene fra omsetningskravet inngår i det nasjonale klimagassregnskapet, men kan være realisert i andre deler av skipsfarten enn offshoreflåten.

I forbindelse med utarbeidelsen av nasjonale klimakrav har KonKraft spilt inn at bruk av bærekraftig, flytende biodrivstoff bør tilgodeses,

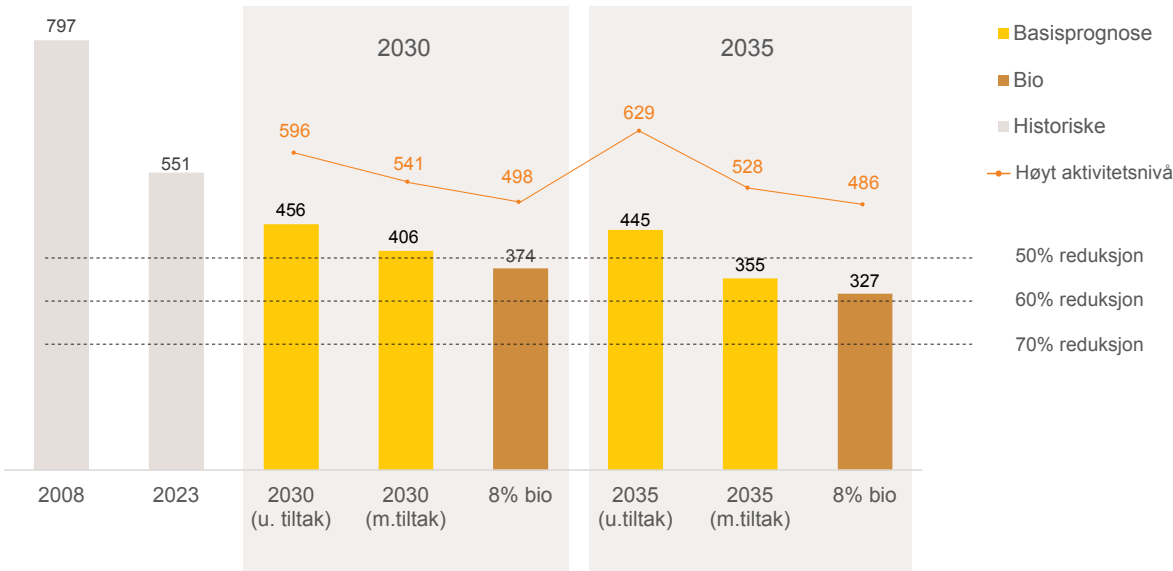
i likhet med internasjonale regelverk. Flytende biodrivstoff vil i en overgangsperiode bidra til at nybygg med nullutslippsteknologi fases inn i takt med flåtens utskiftingsbehov, og forebygge uforholdsmessig høy tiltakskost og ustabilitet i fartøysmarkedet.

Operatørselskapene har identifisert et potensial som del av utslippsreduksjonene presentert i avsnitt 3.1.2. Dette gjelder blant annet IMR-fartøy på langvarige kontrakter der drift på bærekraftig biometanol kan være aktuelt. Når flytende

biodrivstoff ikke gir uttelling under det nasjonale klimakravet, svekkes operatørenes insentiv til å ta i bruk slike løsninger, og man risikerer at deler av utslippsreduksjonspotensialet ikke realiseres. Samtidig innebærer omsetningskravet at aktørene bidrar til å finansiere bærekraftig biodrivstoff uten at biodrivstoffet nødvendigvis tilfaller fartøyene de opererer. Til sammen gjør dette at deler av det identifiserte utslippsreduksjonspotensialet risikerer å ikke bli realisert.

17 KLIMAGASSUTSLIPP FRA KJERNESEGMENTENE INNEN OFFSHORE MARITIM AKTIVITET I 2008, 2023, 2030 OG 2035 (1000 tCO₂)

Kilde: Offshore Norge



3.2 Klimagassutslipp fra maritim aktivitet knyttet til offshore aktivitet i norsk økonomisk sone

VPS har, i likhet med tidligere år, fått i oppdrag å estimere CO₂-utslipp fra offshore maritim aktivitet i norsk økonomisk sone for perioden 2019 til 2025. Analysen viser utslippsutviklingen målt mot referanseåret 2008. Resultatene er basert på detaljerte operasjonelle data fra VPS' programvare Maress, som er installert om bord på fartøyene og gir informasjon om fartøyenes driftsprofil, drivstofforbruk og utslipp. For olje- og gasstankere er utslipp beregnet i en separat analyse gjennomført av DNV, som inngår i VPS' samlede vurdering.

Det inngår to hovedsegmenter av fartøy i analysen:

- Offshorefartøy: Forsynings-, ankerhåndterings-, seismikk- og andre offshorefartøy (f.eks. konstruksjons- og dykkerfartøy).
- Olje- og gasstankere: Shuttle-tankere, råoljetankere, råolje-/oljeprodukttankere, LNG-/CNG-/LPG-tankere og kombinerte gasstankere.

For fartøyene som inngår i 2025-analysen, har om lag 60 prosent direkte rapporterte data fra Maress, mens øvrige fartøy er modellert basert på trafikkdata (AIS) koblet til representative driftsprofiler. For et mindre antall fartøy uten tilgjengelige Maress- eller AIS-data er utslipp estimert ved bruk av proxy-baserte metoder basert på sammenlignbare fartøy og driftsmønstre. Fartøy som kun er i transitt gjennom norsk økonomisk sone, er identifisert og ekskludert fra utslippsberegningene.

Metodikken er videreutviklet for 2025 sammenlignet med tidligere år, noe som bidrar til økt datakvalitet. Kvaliteten i datagrunnlaget for perioden 2019–2025 er vesentlig styrket sammenlignet med referanseåret 2008, hvor usikkerheten er høyere som følge av begrenset tilgang til historiske utslippsdata.

Estimatet på 1,45 Mt CO₂ i 2008 anses likevel som det beste tilgjengelige anslaget.

Figur 18 viser utviklingen i de samlede utslippene siden 2019, sett mot basisåret 2008. Innenriksutslippene fra offshore maritim aktivitet³ lå i 2025 om lag 23 prosent lavere enn i 2008. Sammenlignet med 2024 har utslippene økt med 7,7 prosent i 2025, noe som reflekterer et høyere aktivitetsnivå på sokkelen. I 2025 står offshorefartøy for 88 prosent av de samlede utslippene, mens olje- og gasstankere utgjør de resterende 12 prosentene.

Fartøyene som omfattes av definisjonen offshorefartøy utfører svært ulike aktiviteter og har dermed ulike driftsprofiler. Disse kan kategoriseres i tre hovedsegmenter:

- Forsyningsfartøy (Platform Supply Vessels, PSVer)
- Ankerhåndterings- og seismikkfartøy
- Andre offshorefartøy, inkludert konstruksjons-, støtte-, beredskaps-, kabelleggings- og brønnintervensjonsfartøy

Figur 19 viser utviklingen i innenriks utslipp i norsk økonomisk sone (NØS) fra de ulike fartøysegmentene i perioden 2019–2025. Utviklingen fra 2024 til 2025 reflekterer ikke bare et høyere aktivitetsnivå samlet sett, men også endringer i aktivitetsnivå mellom fartøysegmentene.

Utslippene fra forsyningsfartøy er relativt stabile sammenlignet med 2024, til tross for en økning i antall fartøy. Dette indikerer lavere utslippsintensitet per fartøy, noe som kan reflektere kontinuerlig arbeid med energieffektivisering og operasjonelle forbedringer i segmentet. Samtidig har utslippene fra konstruksjons- og støttefartøy økt betydelig, blant annet som følge av økt aktivitet knyttet til subsea-operasjoner og feltutvikling. Dette segmentet fremstår som den viktigste driveren bak den samlede utslippsøkningen i 2025.

3 Innenriks maritime aktiviteter knyttet til norsk olje- og gassindustri er definert som trafikk mellom norske havner og/eller offshoreinstallasjoner på norsk sokkel. Det inkluderer dermed seilinger mellom havner i Norge, mellom offshoreinstallasjoner, mellom havner og offshoreinstallasjoner, samt opphold i havn eller ved offshoreinstallasjoner. Renewable Fuels of Non-biological Origin

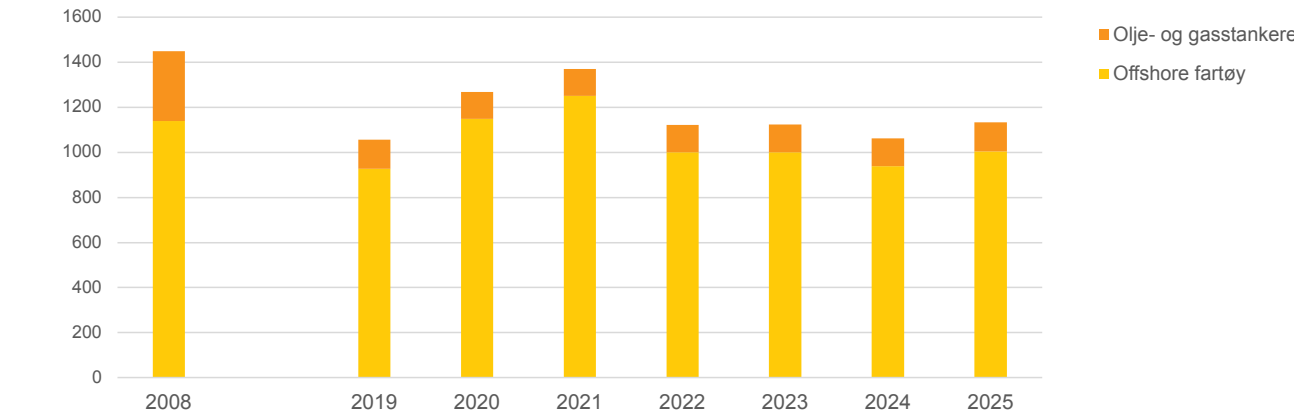
Utslippene fra ankerhåndterings- og seismikkfartøy har gått ned, noe som blant annet kan knyttes til lavere aktivitet innen seismikk, samt effektiviseringstiltak i flåten. Samlet sett illustrerer dette hvordan endringer i aktivitetsnivå og operasjonsmønster mellom segmentene i stor grad påvirker de årlige variasjonene i utslipp.

Figur 20 viser fordelingen av aktivitetstimer for offshorefartøyene som var aktive innenriks i

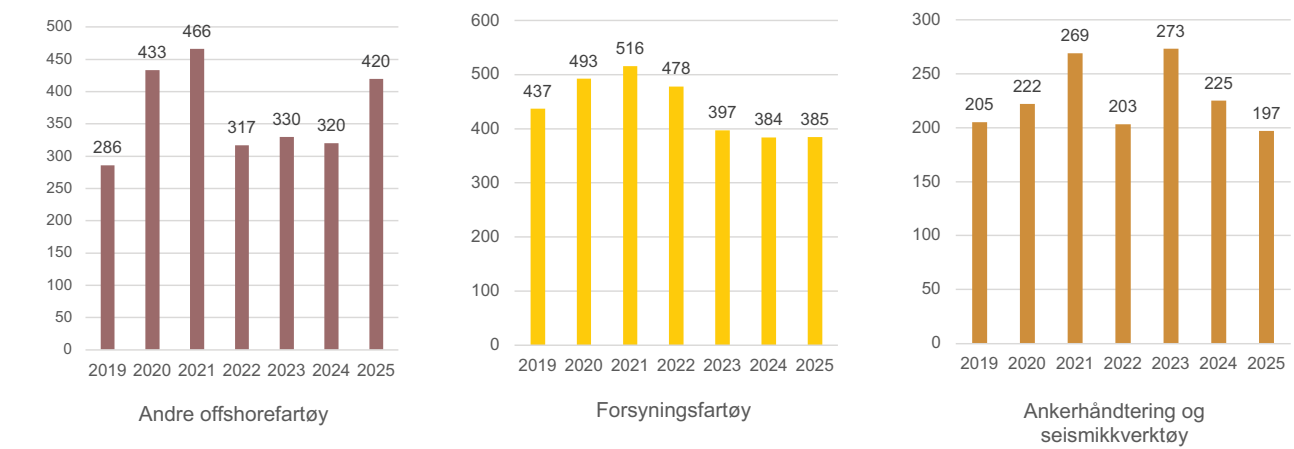
norsk økonomisk sone i 2025, fordelt på de ulike segmentene. I 2025 gjennomførte offshorefartøyene totalt om lag 1,4 millioner aktivitetstimer, en økning på 8,6 prosent fra 2024.

Fordelingen av aktivitetstimer gir et bilde av hvordan den samlede aktiviteten i offshoreflåten er sammensatt på tvers av fartøyskategorier. Forsyningsfartøy står for den største andelen av aktivitetstimene, etterfulgt av konstruksjons-

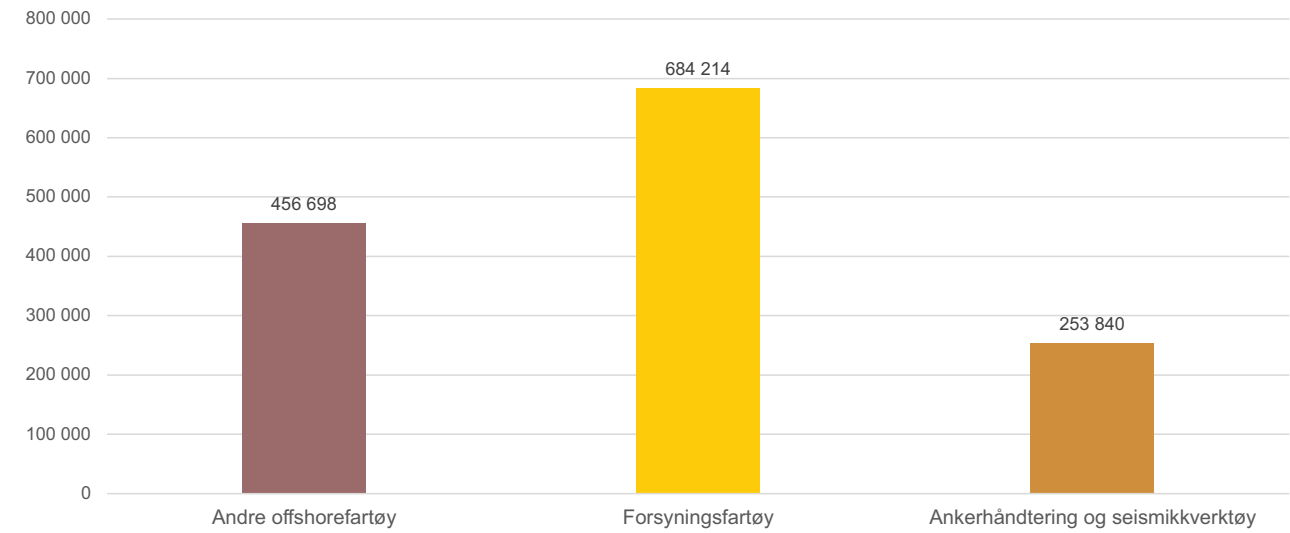
18 UTVIKLING I UTSLIPP FRA OFFSHORE MARITIM VIRKSOM HISTORISK (2008) OG SISTE SEKS ÅR (2019-2025) FORDELT PÅ ULIKE FARTØYSEGMENTER, NØS (1000 tCO₂)



19 UTVIKLING I CO₂-UTSLIPP PER OFFSHORE UNDERSEGMENT I NORSK ØKONOMISK SONE, 2019-2025. (1000 tCO₂)



20 AKTIVITETSTIMER PER OFFSHORE UNDERSEGMENT I 2025



og støttefartøy, mens ankerhåndterings- og seismikkfartøy utgjør en mindre andel. Den samlede veksten i aktivitetstimer må ses i sammenheng med økt aktivitet på sokkelen i 2025, og gir en viktig bakgrunn for å forstå utviklingen i utslipp som vist i Figur 19.

Figur 21 viser den prosentvise fordelingen av aktivitetstimer og utslipp per fartøyskategori. Forsyningsfartøy sto for om lag halvparten av de totale aktivitetstimene, men kun 38 prosent av utslippene. Øvrige offshorefartøy sto for om lag en tredjedel av aktivitetstimene og 42 prosent av utslippene, mens ankerhåndterings- og seismikkfartøy utgjorde om lag en femtedel av både aktivitetstimer og utslipp.

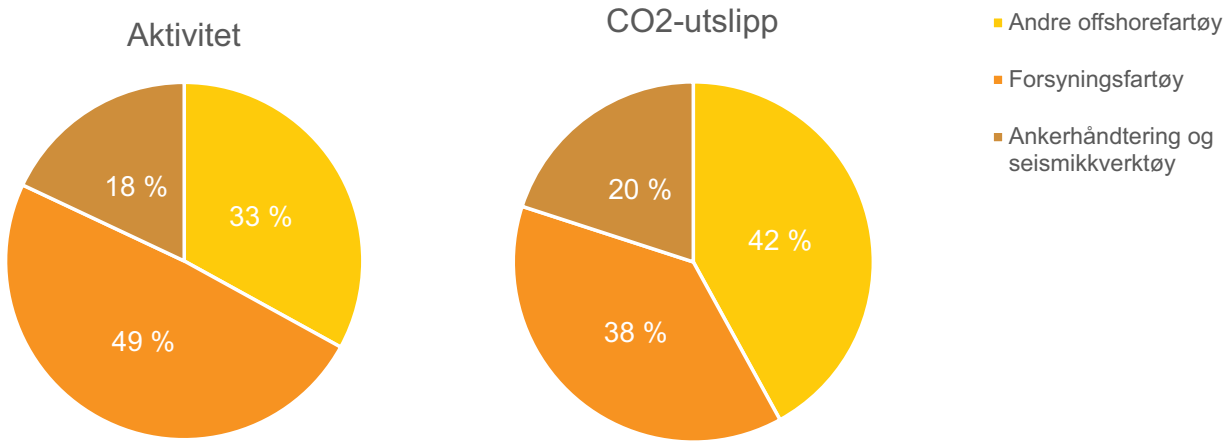
KonKrafts statusrapport følger utviklingen i landstrømbruk blant offshorefartøy med aktivitet i norsk økonomisk sone. Siden 2019 har bruken økt betydelig, fra om lag 10 000 timer i havn med landstrøm til 190 000 timer i 2025. Andelen landstrømtimer av total liggetid i havn økte samtidig

fra 3 prosent i 2019 til 47 prosent i 2025. Årets rapport viser imidlertid en nedgang sammenlignet med 2024. Både landstrømutnyttelsen og antall landstrømtimer falt i 2025, med henholdsvis 12 og 16 prosent. Operatørene peker på lavere oppetid på landstrømanlegg i 2025, samt at mer effektiv fartøysutnyttelse kan ha redusert liggetiden i havn. Samtidig er datagrunnlaget for landstrøm endret, og estimatene er beheftet med usikkerhet. Endringer fra tidligere år må derfor tolkes med forsiktighet og gir ikke nødvendigvis uttrykk for en reell reduksjon i bruken av landstrøm.

Flere rederier og operatørselskaper uttrykker et tydelig mål om økt bruk av landstrøm der dette er tilgjengelig. Videre utbygging av landstrømsanlegg ved offshore-baser og alternative kaianlegg vil være sentralt for å realisere det gjenværende utslippsreduksjonspotensialet. Samtidig vil standardiserte og effektive tilkoblingsrutiner, kombinert med stabil operasjonell drift, kunne bidra til økt bruk av landstrøm fremover.

FIGUR 21 FORDELING AV AKTIVITETSTIMER OG CO₂-UTSLIPP PER OFFSHORE UNDERSEGMENT

Kilde: VPS



3.3 Tiltak og virkemidler for utslippskutt i offshore maritim sektor

3.3.1 Norske offshorefartøy reguleres gjennom et stadig mer omfattende internasjonalt klimaregelverk

EU har de siste årene arbeidet med å innføre regelverk for å sikre reduserte klimagassutslipp fra europeisk skipsfart. Som et ledd i dette ble skipsfarten innlemmet i EUs kvotesystem ETS fra 1. januar 2024. Innføringen skjer trinnvis med hensyn til hvilke utslipp og fartøy som omfattes. For offshorefartøy gjelder rapporteringsplikt i EUs utslippsdatabase (MRV) fra 2025, mens kvoteplikt innføres for offshorefartøy over 5 000 bruttotonn fra 2027, noe som gjelder mange av fartøyene som benyttes av olje- og gassindustrien. EU-kommisjonen skal innen utgangen av 2026 vurdere eventuell inkludering av fartøy mellom 400 og 5 000 bruttotonn. Kvoteplikt forventes å bli en viktig driver for maritime utslippskutt, samtidig som MRV-rapporteringen vil gi ny innsikt og bedre datagrunnlag.

I tillegg trådte FuelEU Maritime i kraft 1. januar 2025. Dette regelverket stiller krav til gradvis redusert klimagassintensitet i energibruken for skip som opererer i europeiske farvann, samt krav til bruk av landstrøm fra 2030 for visse skipstyper. Målet er å redusere utslipp fra energiforbruk med 2 prosent i 2025 og opp mot 80 prosent innen 2050. Offshorefartøy er i utgangspunktet unntatt, men det er sannsynlig at en fremtidig harmonisering av EUs klimaregelverk vil medføre at de samme fartøyene som omfattes av ETS også vil omfattes av FuelEU Maritime.

IMO oppnådde i april 2025 enighet om et rammeverk for et nytt globalt klimaregelverk for internasjonal skipsfart. Rammeverket innebærer krav om gradvis reduksjon i utslippsintensiteten til energien som brukes om bord, kombinert med økonomiske sanksjoner for skip som ikke oppfyller kravene og insentiver for bruk av lav- og nullutslippsdrivstoff. Kravet skal bidra til å understøtte IMOs ambisjoner om netto null utslipp fra internasjonal skipsfart innen eller rundt 2050. Et formelt vedtak var planlagt til oktober 2025, men det ble ikke oppnådd enighet og møtet ble utsatt til oktober 2026. Det er likevel grunn til å forvente at IMO vil arbeide videre mot et globalt klimaregelverk for skipsfart.

3.3.2 Norske myndigheter har innført et nasjonalt klimakrav til offshorefartøy

I forbindelse med revidert nasjonalbudsjett innførte regjeringen i mai 2026 et nasjonalt klimakrav for offshorefartøy. Kravet pålegger operatørene på norsk sokkel å gradvis redusere klimagassintensiteten for fartøy som benyttes i forbindelse med petroleumsvirksomheten, målt som utslipp per energienhet. Et utvalg energibærere (herunder RFNBO⁴, drivstoff basert på lavkarbon hydrogen, lavkarbon gass, bærekraftig biogass og strøm) kan brukes til å oppfylle kravet. Bruk av flytende biodrivstoff teller ikke med i oppfyllelsen. Kravet trer i kraft 1. januar 2029 og skjerpes trinnvis frem mot 2040.

Myndighetenes arbeid med klimakravet har pågått siden 2023. I juli 2025 sendte Miljødirektoratet på vegne av Klima- og miljødepartementet forslag til klimakrav til offshorefartøy på høring, med høringsfrist i oktober. Offshore Norge og Norges Rederiforbund ga innspill til forslaget og ba om at kravet ble trukket tilbake. Organisasjonene mener at summen av internasjonale og eksisterende nasjonale reguleringer er tilstrekkelig for å oppnå de ønskede utslippskuttene, og at særnorske regler vil medføre uforholdsmessige kostnader, skape dobbeltregulering, økt administrativ byrde og svekke norsk sokkels konkurransekraft. Norge bør, i likhet med EU, arbeide for et harmonisert regelverk som gir forenklet rapportering og unngår konkurransevridning og skjev byrdefordeling. For norsk leverandørindustri kan et nasjonalt krav gi muligheter til å levere nye teknologiløsninger.

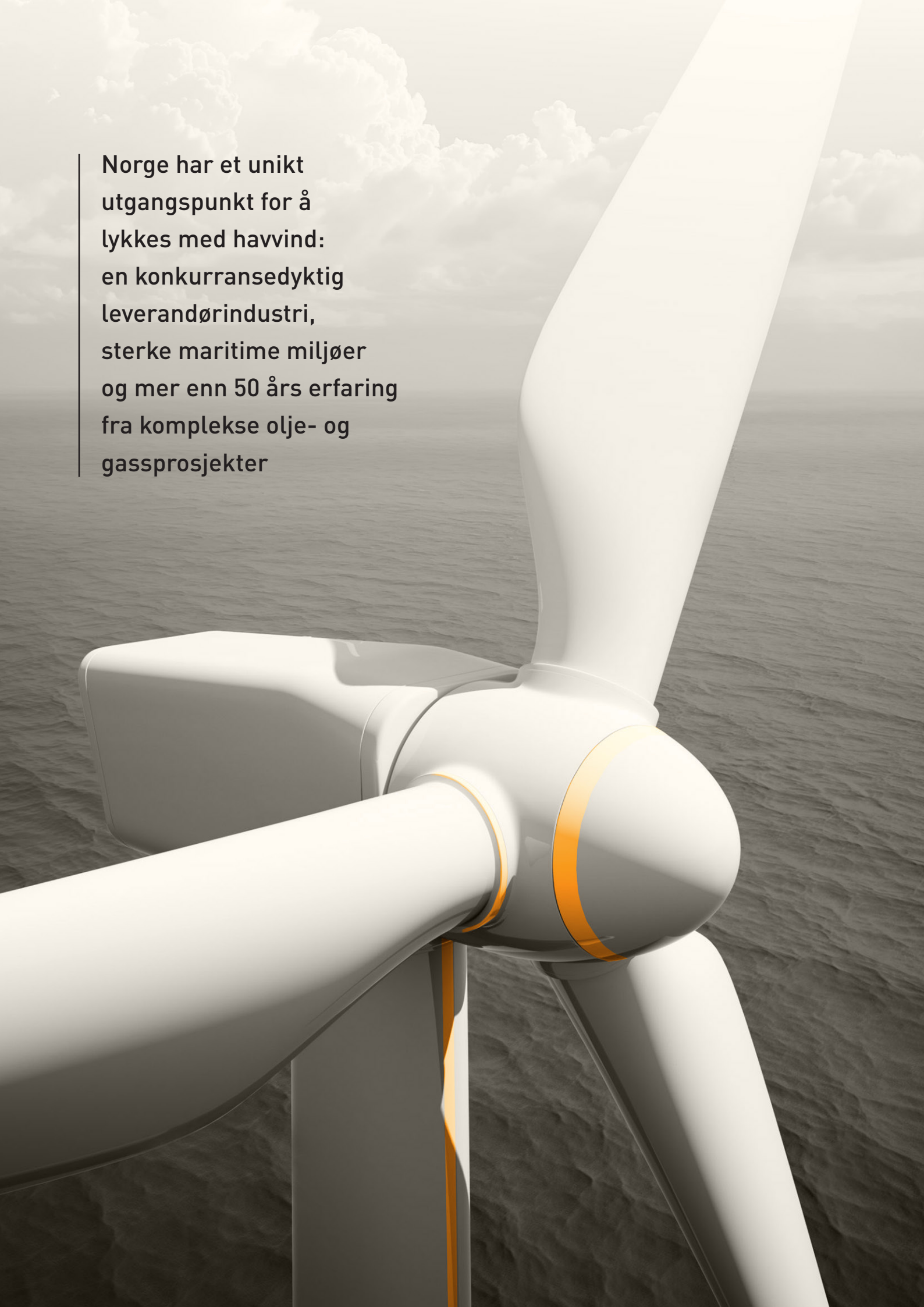
3.3.3 Virkemidler og støtteordninger kan spille en viktig rolle i å kommersialisere teknologier for utslippsreduksjoner i maritim sektor

Manglende betalingsvilje i markedet og usikkerhet knyttet til teknologivalg er barrierer for operatører, rederier og offshoreservicesegmentet når det gjelder nye investeringer i klima- og miljøteknologi. Offentlig investeringsstøtte kan spille en viktig utløsende rolle. Enova har i lengre tid støttet maritime prosjekter i tidlig fase, men støtten oppleves ofte å stoppe før løsningene blir kommersielt skalerbare. I 2025 fikk Enova en ny styringsavtale og mandat, noe som gir mulighet for å rette støtten mot prosjekter i senere faser. For at virkemiddelapparatet skal fungere effektivt, er det viktig at det bidrar til skalerbare løsninger, omfatter støtte til et bredt spekter av alternative drivstoff og fremmer økt satsning på energieffektiviserende tiltak.

NOx-avtalen mellom staten og næringslivet ble etablert i 2008. Siden den gang har over 1 500 prosjekter fått støtte gjennom NOx-fondet, og årlige CO₂-utslipp er redusert med om lag 2 millioner tonn. Fondet har vært en viktig bidragsyter til skalering av kostnadseffektive null- og lavutslippsløsninger, og prosjektene reduserer ofte både CO₂- og NOx-utslipp. Regjeringen vurderer å avvikle NOx-avgiften fra 1.1.2028 eller 1.1.2030. Dersom utslippene fortsatt skal gå ned til et nivå under Norges internasjonale utslippsforpliktelser, betinger dette at avviklingen av NOx-avgiften og NOx-avtalen skjer på en kontrollert måte. En avvikling av NOx-fondet vil svekke virkemiddelapparatet i maritim sektor.

Kvoteplikt forventes å bli en viktig driver for maritime utslippskutt, samtidig som MRV-rapporteringen vil gi ny innsikt og bedre datagrunnlag.

4 Renewable Fuels of Non-biological Origin



Norge har et unikt utgangspunkt for å lykkes med havvind: en konkurransedyktig leverandørindustri, sterke maritime miljøer og mer enn 50 års erfaring fra komplekse olje- og gassprosjekter

4

NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL

Utviklingen av nye verdikjeder på norsk sokkel går fremover, men med ulik modenhet og betydelig usikkerhet. De to havvindprosjektene på norsk sokkel blir avgjørende for å sikre ny kraftproduksjon, lavere kraftpriser, industriutvikling og utslippskutt, men industrien utfordres av høye kostnader, behov for avklaring av rammevilkår og politisk usikkerhet. Innen CO₂-fangst og -lagring er Northern Lights satt i drift, og Norge har et stort lagringspotensial, men markedet for CO₂-fangst i Europa utvikler seg saktere enn ventet, noe som skyver nye prosjekter ut i tid. Utvinning av havbunnsmineraler kan på sikt styrke europeisk forsyningssikkerhet for strategiske råvarer og bygge på norsk offshorekompetanse, men videre utvikling krever mer kunnskap, forutsigbar regulering og politisk vilje til å gjenoppta konsesjonsprosessen.

4.1 Klimastrategiens målsettinger

Gjennom satsing på nye verdikjeder som legger til rette for nullutslippssamfunnet i Norge og Europa, vil KonKraft utvikle en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel. KonKrafts klimastrategi peker spesielt på verdikjeder innen havvind, hydrogen og karbonfangst og -lagring. De siste årene har også havbunnsmineraler blitt trukket fram som en mulig viktig ny verdikjede på sikt. Kompetansen

og erfaringen fra operatører, leverandører og rederinæringen i Norge skal brukes for å utvikle verdikjedene, med mål om å sikre videre verdiskaping og arbeidsplasser.

I klimastrategien fra 2020 har KonKraft besluttet å arbeide for å realisere følgende ambisjoner knyttet til nye verdikjeder:

KonKrafts ambisjoner



«Produksjon av 1 million tonn blått hydrogen per år i Norge innen 2032, som økes til 2 millioner tonn fra 2035.

Rørledning for eksport av hydrogen mellom Norge og EU bygges innen 2030.

Minst fem europeiske industribedrifter benytter hydrogen fra naturgass med CO₂-fangst og -lagring i sin produksjon innen 2030. Minst to gasskraftverk benytter hydrogen som brensel i Europa innen 2030.»



«To CO₂-fangstanlegg i Norge, Heidelberg Materials i Brevik og Hafslund Celsio energi-gjenvinningsanlegg på Klemetsrud, transportinfrastruktur for CO₂ og CO₂-lager på norsk sokkel, og Northern Lights i drift innen 2024.»



«CO₂ sendes til lagring på norsk sokkel fra minst fem europeiske bedrifter innen 2030.»



«Olje- og gassnæringen vil arbeide for at Norges sterke posisjon innenfor fornybar energi fra havvind videreutvikles.»

Status



Alle norske prosjekter for produksjon av blått hydrogen er stanset på grunn av manglende etterspørsel og markedsinfrastruktur.

Rørledningsprosjektet for eksport av hydrogen fra Norge til Tyskland er, etter gjennomføring av mulighetsstudie, lagt bort på grunn av manglende etterspørsel og høye kostnader.

Yara vil levere CO₂ fra hydrogenproduksjon i Nederland til Northern Lights, med forventet oppstart i 2026. I tillegg vil CO₂ fra hydrogenproduksjon på tre ulike anlegg i Nederland bli levert til Porthos, med forventet oppstart i 2027. EET Hydrogen har tatt investeringsbeslutning og planlegger å levere CO₂ til HyNet for lagring i Liverpool Bay fra 2028.

Equinor samarbeider med SSE Thermal om å etablere et hydrogenkraftverk i Keadby i UK, med ambisjon om lagring av fanget CO₂ i East Coast Cluster før 2030.



Drift av CO₂-fangstanlegget til Heidelberg Materials i Brevik, med påfølgende lagring i Northern Lights, har vært i drift siden august 2025.

Fangstanlegget på Klemetsrud fattet endelig investeringsbeslutning i januar 2025 og planlegger oppstart i Q3 2029.



Northern Lights har kontrakt med 3 europeiske bedrifter, og forventes å inngå minst 2 nye kontrakter for fase 2 (i tillegg til Stockholm Exergi og Hafslund Celsio).



Utviklingen i Norge går langsommere enn planlagt, og økende kostnader og politisk uforutsigbarhet er en utfordring for prosjekter på sokkelen og for norske aktører i prosjekter internasjonalt.

4.2 Havvind

Norge har et unikt utgangspunkt for å lykkes med havvind: en konkurransedyktig leverandørindustri, sterke maritime miljøer og mer enn 50 års erfaring fra komplekse olje- og gassprosjekter. Med dagens manglende tempo i kraftutbyggingen risikerer Norge et kraftunderskudd allerede tidlig på 2030-tallet (Volt/BCG, DNV mfl.). Kraftunderskudd gir økte priser, redusert konkurransekraft og svekket attraktivitet for ny industrietablering. Havvind peker seg ut som en av få teknologier som kan produsere store volumer ny fornybar kraft på relativt kort sikt. Utbygging av havvind kan dermed bidra både til nok kraft og lavere kraftpriser. Havvind gjør også at industriarbeidsplasser opprettholdes. Allerede i dag jobber rundt 7000 personer i den norske havvindnæringen, som omsetter for over 60 milliarder kroner. Skal næringen vokse videre, er hjemmemarkedet avgjørende. Utbygging og teknologiutvikling kan samtidig styrke Norges posisjon som eksportør av flytende havvindteknologi. I tillegg er havvind viktig for at Norge skal kunne innfri sine klimaforpliktelser.

Kostnadssiden ved utbygging av havvind har vært mye diskutert de siste årene. En analyse utført av Volt Power Analytics og Boston Consulting Group (BCG) i mars 2026 konkluderer med at de to første havvindprosjektene i Norge kan spare norske strømkunder for 185 milliarder kroner i perioden 2031–2045. Denne besparelsen kommer ikke tydelig nok frem i debatten om havvind. Totalt legger norske myndigheter opp til å støtte disse to prosjektene – bunnfast havvind i Sørlige Nordsjø II og flytende havvind på Utsira Nord – med 58 milliarder kroner.

4.2.1 Overordnet utvikling det siste året

De to første storskala havvindprosjektene på norsk sokkel er nå i planleggings- og modningsfase: bunnfast havvind i Sørlige Nordsjø II og flytende havvind på Utsira Nord, der to konsortier er tildelt hvert sitt område.

Regjeringen lanserte i august 2025 en strategi for leverandørindustrien til havvind, og har varslet at det i andre halvdel av 2026 vil bli lagt frem en plan for videre utvikling av havvind på norsk sokkel.

LO, Fellesforbundet, Styrke, EL- og IT-forbundet, Fornybar Norge, Norsk Industri, NHO, Norges Rederiforbund og Offshore Norge etablerte i januar 2026 en partssammensatt arbeidsgruppe for å gi et samlet innspill til regjeringens plan og bidra til en felles retning for den videre oppfølgingen. Arbeidsgruppen leverte sine innspill til regjeringen 24. juni 2026. I innspillet understreker arbeidsgruppen behovet for en realistisk og helhetlig plan som både legger til rette for de neste storskala prosjektene og for en langsiktig utvikling av både bunnfast og flytende havvind.

Arbeidsgruppen peker videre på forutsetninger for lønnsom havvindproduksjon, herunder forutsigbare rammevilkår for utviklere og leverandørindustri, samt handlingsrom for teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter gjennom Enova. Innspillsnotatet og grunnlagsmateriale er publisert på [Offshore Norges hjemmeside](#).

De to første havvindprosjektene i Norge kan spare norske strømkunder for 185 milliarder kroner i perioden 2031–2045



4.2.2 Sørliche Nordsjø II

Sørliche Nordsjø II er det første området som er åpnet for storskala bunnfast havvind på norsk sokkel. Området har gode vindressurser og relativt moderate havdyp. Med et planlagt omfang på om lag 1500 MW vil anlegget bli Norges største enkeltstående kraftverk. Den årlige kraftproduksjonen fra havvindanlegget vil kunne bidra med 6–8 TWh, noe som tilsvarer omtrent 70 prosent av dagens strømforbruk i Agder eller 4–5 prosent av det totale kraftforbruket i Norge. Prosjektet representerer dermed et betydelig tilskudd til det norske kraftsystemet, bedre kraftbalanse og lavere strømpriser i Sør-Norge.

Det siste året har utbygger Ventyr startet og videreført nødvendige grunnundersøkelser, miljøkartlegging og konsekvensutredninger som grunnlag for konsesjonsbehandling. Ventyr består av selskapene JERA Nex bp (tidligere Parkwind) og Ingka Investments, som begge er betydelige aktører innenfor havvind og fornybar energi. Sameksistens med fiskeri og andre næringer er håndtert gjennom strukturert dialog og etablerte prosesser, og arbeidet skjer innenfor gjeldende rammer og prinsipper.

I tiden fremover vil Sørliche Nordsjø II bevege seg mot sentrale beslutningspunkter. Ferdigstillelse av konsesjonsprosesser, endelige avklaringer knyttet til nettilknytning, samt videre detaljering av prosjektet vil være avgjørende for å kunne fatte endelig investeringsbeslutning. Samtidig er det nylig søkt om utsettelse i prosjektet, noe som reflekterer økt usikkerhet knyttet til kostnadsnivå, nettilknytning og videre rammebetingelser, og som kan forskyve fremdriften ytterligere. Det er per i dag ikke kommunisert en konkret dato for investeringsbeslutning, men beslutningen vurderes som tidligst aktuell etter at nettløsning og konsesjonsløp er tilstrekkelig avklart.

4.2.3 Utsira Nord

I mai 2025 lyste Energidepartementet ut konkurransen om tre prosjektområder på Utsira Nord, hvert på inntil 500 MW flytende havvind. Utlysningen var flere år forsinket, blant annet grunnet avklaringer med ESA om statsstøttemodell. Modellen ble lagt opp som en to-trinns prosess: Først en kvalitativ vurdering med rangering/ tildeling av prosjektområder, senere en konkurranse om investeringsstøtte (inntil 35 mrd. kroner). Ved søknadsfrist 15. september 2025 kom det to søknader, selv om tre områder var lyst ut:

- Equinor + Vårgrønn (Utsira Nord Havvind DA)
- Deep Wind Offshore + EDF Renewables (Harald Hårfagre AS)

11. desember 2025 besluttet regjeringen å tildele to prosjektområder, ett til hvert av konsortiene. Tildelingen gir blant annet konsortiene rett til å gjennomføre prosjektspesifikke konsekvensutredninger, rett til å søke konsesjon og adgang til senere auksjon om statsstøtte.

4.2.4 Politisk usikkerhet kan påvirke fremdriften i prosjektet

Prosjektet på Utsira Nord er nå i overgangen til konsesjons- og konsekvensutredningsfasen. I februar 2026 delegerte Energidepartementet ansvaret for behandling av meldinger og fastsettelse av utredningsprogram til NVE. Konsortiene sendte melding på offentlig høring våren 2026. Endelig fastsettelse av utredningsprogram ventes høsten 2026, hvor konsortiene normalt har rundt to år på å utarbeide konsekvensutredning og levere konsesjonssøknad.

En auksjon om statsstøtte forutsetter at prosjektene har oppnådd tilstrekkelig modenhet, herunder at det foreligger konsesjonssøknad. Et realistisk tidspunkt for gjennomføring av auksjonen er derfor rundt 2028–2029, med mulig byggestart på 2030-tallet.

Samtidig besluttet Stortinget i juni 2026 at det skal gjennomføres en ekstern kvalitetssikring av statens støtteordning og det samfunnsøkonomiske beslutningsgrunnlaget for prosjektet. Dette til tross for at Stortinget tidligere har godkjent støttebeløpet, som også er godkjent av ESA. Havvindnæringen har vært kritisk til vedtaket, og peker på at økt usikkerhet om rammebetingelser kan svekke investeringsviljen og bidra til ytterligere forsinkelser.

Vedtaket sender også uklare signaler om Norges ambisjoner for utvikling av flytende havvind. Vedtaket kan derfor påvirke fremdriften i prosjektet og bidra til økt usikkerhet knyttet til tidspunkt for sentrale beslutninger.

4.2.5 EUs havvindambisjoner

North Sea Summit ble avholdt i februar 2026 i Hamburg. På møtet ble ni Nordsjøland (inkl. flere EU-land) og Storbritannia enige om en felles forpliktelse om å bygge 300 GW med havvind, hvor 100 GW er ment som felles grensekryssende prosjekter som hybridprosjekter og energiøyer mellom landene i Nordsjøen. Det er nå klare forventninger om tydeligere politiske løfter for hvordan Europa skal koordinere utbygging og støtte for grensekryssende infrastruktur for havvind.

I Hamburg ble det også presentert en investeringsavtale mellom myndighetene, systemoperatørene (TSOene) og industrien. I avtalen ser man på utfordringer som må løses gjennom samarbeidsprosjekter på tvers av landegrenser. Myndighetene forpliktet seg til å etablere Offshore Financing Framework (OFF) som bygger på eksisterende EU-rammeverk om prosjekter med felles interesse. Myndighetene vil også utrede markedsmodeller for hybride offshoreprosjekter, videreutvikle nasjonale reguleringer som gir større investeringssikkerhet og arbeide for et investeringsrammeverk gjennom bruk av tosidige differansekontrakter (CFD) og langsiktige kraftkjøpsavtaler (PPA-er), på tvers av landegrenser. I tillegg vil TSO-ene følge opp arbeidet med

kostnadsdeling mellom landene for grensekryssende infrastrukturprosjekter.

Tydelig endring i auksjonsmodellen for havvind

Auksjonsårene 2025–2026 var ikke entydig positive for havvindindustrien i Europa, der auksjoner i Tyskland og Nederland resulterte i utsettelse og manglende bud, særlig der utviklere har vært utsatt for høy markedsrisiko og begrenset offentlig støtte.

Samtidig har andre markeder levert sterke resultater. I Storbritannia ble det i 2026 gjennomført den største havvindauksjonen i Europa til nå, med tildeling på 8,4 GW kapasitet. Det har vært vellykkede auksjoner i både Frankrike og Polen. Erfaringene fra de siste to årene viser at auksjoner med inntektsstabilisering og risikodeling – særlig gjennom tosidige differansekontrakter (CfD) – i større grad evner å tiltrekke seg investeringer. Samtidig har rene markedsbaserte eller subsidiefrie modeller vist seg mer sårbare i et kostnadsbilde preget av økte kapitalkostnader og leverandørutfordringer. Dette har bidratt til en tydelig dreining i europeisk politikk mot mer robuste og forutsigbare auksjonssystemer.

4.2.6 Sameksistens med fiskerinæringen

For å understøtte forutsigbar og konstruktiv sameksistens mellom fiskerinæringen og havvindnæringen i norske havområder, etablerte Norges Fiskarlag, Fiskebåt og Offshore Norge i mars 2022 en felles arbeidsgruppe. Arbeidsgruppen skal bidra til felles situasjonsforståelse og en mer standardisert tilnærming til dialog og samhandling. Den skal utarbeide en dreiebok for sameksistens, identifisere og synliggjøre kunnskapshull, legge til rette for åpen dialog på tvers av organisasjonene og bidra til en egnet møtearena for det løpende sameksistensarbeidet.

Dreieboken ble utviklet i 2023. Den beskriver anbefalt prosess og praksis for når og hvordan næringene bør involvere hverandre, drøfte avbøtende tiltak og samarbeide gjennom utviklingen

av havvindprosjekter. Prinsipielle og overordnede føringer er samlet i et eget prinsippdokument som skal legges til grunn for planer og aktiviteter i alle faser.

Dreieboken er et levende dokument som videreutvikles i takt med erfaringer fra havvindutbygging i norske farvann, og revideres ved behov. Siste oppdatering kom i april 2026.

Sentrale barrierer:

Utviklingen av havvind på norsk sokkel hemmes av flere forhold. Omskiftelige signaler og omkamp om vedtatt politikk skaper usikkerhet om rammevilkårene, øker risikoen og kan forsinke investeringer i havvind.

Overordnet mangler Norge en tydelig og langsiktig plan for utvikling av havvind, inkludert en forutsigbar tildelingskalender og en helhetlig plan for nettilknytning.

For å gi havvindutviklere og leverandører tilstrekkelig forutsigbarhet til å satse og investere i Norge, bør det etableres jevnlige tildelingsrunder med tydelige rammer og tidslinjer, en koordinert plan for nettilknytning og tilstrekkelig nettkapasitet, og et hensiktsmessig markeds- og nettdesign, inkludert løsninger for hybridnett, der det er relevant.

Manglende kapasitet og investeringer i verft og havner er også en barriere, særlig knyttet til konstruksjon, sammenstilling og ferdigstillelse av flytende havvindturbiner. Uklare forventninger til framtidige havvindvolumer og nettutvikling gjør det mer risikofylt å investere i nødvendig industriell kapasitet i forkant av etterspørselen.

Tidkrevende og til dels uforutsigbare saksbehandlingsprosesser bidrar til at Norge sakker akterut sammenlignet med våre naboland, og at fortrinnet i offshorekompetanse ikke utnyttes fullt ut.

Som flere andre fornybare teknologier har havvind opplevd kostnadsøkninger de siste årene. Samtidig forventer analyser betydelige kostnadsreduksjoner i løpet av de neste tiårene, særlig for flytende havvind. Inntil videre er investerings- og utbyggingskostnader en viktig utfordring for tempoet i utbyggingen.

Samlet peker barrierene på behovet for økt forutsigbarhet, raskere prosesser og tidlig kapasitets-bygging for å realisere en konkurransedyktig havvindsatsing i Norge.

4.2.7 Barrierer og behov

De fleste barrierene knyttet til utvikling av havvind i Norge er fortsatt gjeldende i 2026. Det siste året har i begrenset grad bidratt til å redusere usikkerheten knyttet til sentrale rammebetingelser. Samtidig er det positivt at regjeringen i løpet av året skal legge frem en strategisk havvindplan for Norge. Forutsigbare og helhetlige rammevilkår er avgjørende for å realisere potensialet i norsk havvind.

Industriens ønsker for havvind-utviklingen og rammebetingelser:

For å utløse private investeringer og bygge en konkurransedyktig havvindindustri trengs en tydelig plan og mer forutsigbare rammevilkår. Dette er hovedkonklusjonene som ble levert av LO, Fellesforbundet, Styrke, EL- og IT-forbundet, Fornybar Norge, Norsk Industri, NHO, Norges Rederiforbund og Offshore Norge til regjeringens plan for havvind.

- 1. En helhetlig tiltakspakke som for eksempel kombinerer skatte- og finansieringsvirkemidler og tiltak for redusert risiko i konsesjons- og gjennomføringsfasen.
- 2. At nye prosjektområder for havvind kun bør utlyses og tildeles dersom det foreligger et realistisk rammeverk for at prosjektområdet kan realiseres.
- 3. At myndighetene gir NVE i oppdrag å identifisere ett til to nye områder på norsk sokkel for bunnfast havvind.
- 4. At det legges til rette for en konkurransebasert auksjon om støtte til et prosjektområde for flytende havvind innen 2030.
- 5. Iverksettelse av tiltak som gir et godt beslutningsgrunnlag for et eventuelt hybridprosjekt fra Sørvestområdet.

Før 2030 er det kun ventet at Northern Lights vil starte opp med injeksjon, med en samlet injeksjonskapasitet på 5 millioner tonn (Mt) CO₂ per år

4.3 CO₂-fangst og -lagring

4.3.1 Prognose for injeksjonskapasitet på sokkelen

En sammenstilling av mulig total injeksjonskapasitet for tildelte lagringstillatelser på norsk sokkel frem mot 2035 vises i Figur 22. Før 2030 er det kun ventet at Northern Lights vil starte opp med injeksjon, med en samlet injeksjonskapasitet på 5 millioner tonn (Mt) CO₂ per år. De øvrige lagringstillatelsene har som ambisjon å starte injeksjon i perioden 2030–2035, og så gradvis trappe opp årlig injeksjon. Dersom CO₂-injeksjon realiseres i alle tildelte tillatelser i tråd med tidsplanene i arbeidsprogrammene, kan samlet injeksjonskapasitet nå 30 Mt CO₂ per år i 2032 og over det dobbelte i 2035. Det understrekes imidlertid at alle letetillatelsene i dag er på modenhetsnivå kandidat eller konsept, noe som innebærer at det fortsatt er betydelig usikkerhet knyttet til hvor mange av prosjektene som faktisk vil bli realisert.

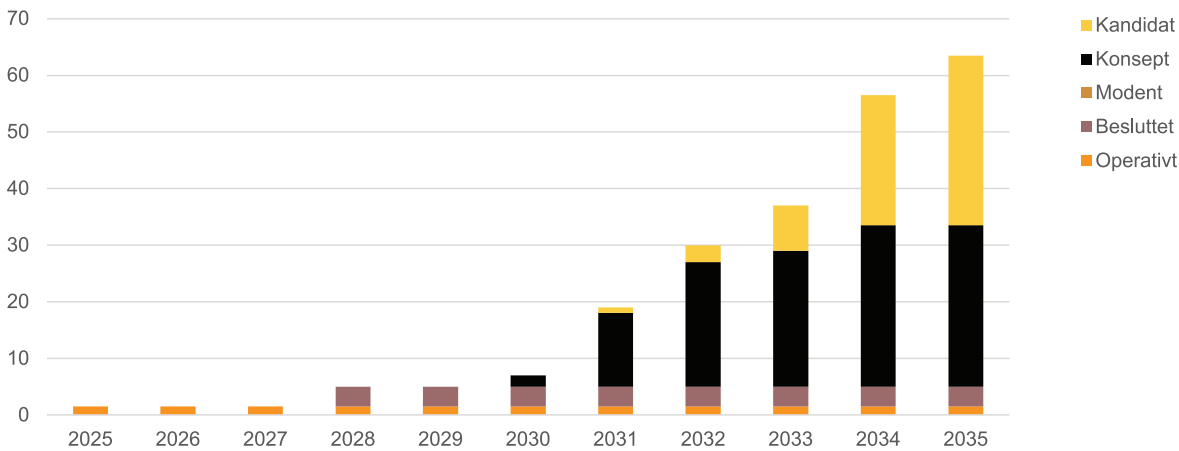
Sammenlignet med prognosen i fjorårets rapport viser årets prognose en utsettelse av innfasing av ny injeksjonskapasitet og en nedjustering av total kapasitet i 2035. Utsettelsen skyldes i hovedsak

at flere prosjekter har søkt om utsettelse på sine respektive arbeidsprogrammer. Dette skyldes igjen en saktere utvikling i markedet for CO₂-fangst i Europa enn det man håpet på for ett år siden. Nedjusteringen i 2035 reflekterer ikke tekniske forhold, men at selskapene har nedjustert sine anslag på hvor mye CO₂ det er realistisk at de kan få, dersom investeringsbeslutning tas.

Det er også verdt å merke seg at ingen av prosjektene er karakterisert som modne, noe som betyr at beslutning om videreføring (BOV) er tatt. Kundeplikt kreves for at denne beslutningen kan tas, og tilstrekkelige kundeplikt mangler for alle lagrene i letefase. Enkelte prosjekter er imidlertid tilstrekkelig teknisk og geologisk modnet, eller avrisiket, til at selskapsspesifikke krav til denne beslutningsmilepælen er nådd. Dette illustrerer også en hovedforskjell mellom petroleumstillatelser og CO₂-lagringstillatelser. En BOV for petroleumstillatelser krever ikke at det dokumenteres et tilstrekkelig markedsgrunnlag.

22 PROGNOSE FOR REALISERBAR INJEKSJONSKAPASITET I PLANLAGTE LISENSER FOR CO₂-LAGRING PÅ NORSK SOKKEL (Realiserbar Mtpa med bygd infrastruktur)

Kilde: KonKraft



4.3.2 Overordnet utvikling det siste året

Aktivitet knyttet til utvikling av CO₂-lager på norsk sokkel er, med unntak av oppstart av drift for Northern Lights, ganske uendret siden forrige statusrapport. Det er ikke tildelt nye letetillatelser for lagring av CO₂ på norsk sokkel siden juni 2025. Derimot har tre letetillatelser – EXL 03 Polaris, EXL 08 Albondigas og EXL 09 Iroko – blitt tilbakelevert. Dette og utsettelsene i arbeidsprogrammene skyldes i korte trekk at det ikke eksisterer et tilstrekkelig kommersielt og markedsmessig grunnlag for å ta investeringsbeslutninger i CO₂-fangst i Europa. Effekten av dette er at prognosene for lagring på norsk sokkel skyves ut i tid, og at usikkerheten knyttet til tidshorisont for realisering av drift er stor.

I Europa ser vi et tilsvarende bilde. Det er ikke tatt investeringsbeslutning for noen nye CO₂-lagringsprosjekter i Europa siden april 2025, verken i EU eller UK. Greensand Future, som tok investeringsbeslutning i desember 2024, fikk lagringstillatelse i desember 2025 og forventer driftsoppstart i andre halvdel av 2026. Dette er det første CO₂-lageret som settes i drift i EU. Andre lyspunkt for CO₂-lagringsindustrien i Europa er at UK åpnet en søknadsrunde for nye letetillatelser i 14 forhåndsdefinerte områder, med plan om tildeling i 2027, og at forhandlinger mellom EU og UK om å koble klimavotesystemene sine ble påbegynt i januar 2026, med ambisjoner om å fullføre forhandlingene raskt.

EU har, gjennom netto-null industriforordningen (NZIA), pålagt olje- og gasselskaper i EU å etablere 50 Mt årlig injeksjonskapasitet for CO₂-lagre i EU. Det har det siste året blitt tydelig at det ikke vil være et tilstrekkelig markedsgrunnlag for CO₂-fangst i EU til å skape etterspørsel etter så mye injeksjonskapasitet. Det er også blitt tilsvarende tydelig at etableringen av CO₂-lagre i EU går for sakte til å nå målet i NZIA. Selv om injeksjonskapasitet som etableres i Norge og UK tas med, som på nåværende tidspunkt ikke omfattes av denne forordningen, vil trolig aggregert årlig injeksjonskapasitet være vesentlig lavere

enn 50 Mt. Flere av olje- og gasselskapene som har fått forpliktelser for etablering av CO₂-lagre under denne forordningen, har gått til rettssak mot Europakommisjonen, hvor de bestrider at EU har rettslig grunnlag for å pålegge selskapene disse forpliktelsene.

Erfaring så langt indikerer at etablering av en hel CCS-verdikjede med fangst og lagring av 1 Mt årlig krever rundt 2 milliarder euro i akkumulert statsstøtte, inkludert støtte fra EU. Dette omfatter støtte til både utbygging og drift. Hvis man antar at disse verdikjedene har en gjennomsnittlig driftstid på 20 år, vil et slikt støttebeløp tilsvare rundt 100 euro/tCO₂ lagret. Statsstøtteordninger som er etablert i Norge og EU for CCS-verdikjeder, eller for avkarboniseringstiltak der CCS-verdikjeder er omfattet, er i dag, med utgangspunkt i denne beregningsnøkkelen, på et nivå som trolig vil realisere mindre enn 10 Mt årlig injeksjonskapasitet utover det som det allerede er tatt investeringsbeslutning for. Enova har en pågående høring for en auksjonsbasert ordning med planer om årlige utlysninger frem til 2032, og en øvre total ramme på 20 milliarder kroner.

4.3.3 Hvordan har grunnlaget for en fremvoksende CCS-næring i Europa endret seg?

Industriens investeringsappetitt for CCS styres av utsikter til fremtidig inntjening basert på gjeldende eller annonserte rammevilkår. I etterkant av Parisavtalen, og spesielt i årene 2018–2022, var det en forventning basert på klimaforpliktelser at det ville bli etablert rammebetingelser som muliggjør en lønnsom CCS-industri i Europa. Et viktig element i dette var en forventning om videre utvikling av EU ETS-prisen til et nivå der implementering av CCS er lønnsomt uten subsidier, og derfor markedsdrevet. Denne forventningen ble skapt av blant annet en sterk utvikling (femdobling) av EU ETS-prisen fra mars 2020 til slutten av 2021, plan om innføring av CBAM og utfasing av klimakvoter innen 2040,

og etablering av markedsbaserte løsninger for omsetting av kreditter for karbonfjerning.

Siden 2022 har EU ETS-prisen vært relativt stabil, og det samme gjelder gapet mellom forventet kostnad og inntekt for CCS-verdikjeder. I samme tidsrom har det blitt en geopolitisk nedprioritering av klimasaken. Dette har sammenheng med blant annet økt europeisk fokus på energisikkerhet, saktere økonomisk vekst og frykt for tap av industriarbeidsplasser. Med dette som bakteppe er det i dag ikke tilstrekkelig trygghet blant investorer til at det vil komme politiske virkemidler

og finansielle støtteordninger som gjør at investeringer i CCS blir lønnsomme over tid, eller gir akseptabel avkastning. Dette bildet understrekes av diskusjonene rundt EUs planlagte regelverkspakke for et fremtidig CO₂-marked og infrastruktur. Her er det en bred erkjennelse av at utviklingen går saktere enn det som ble lagt til grunn i EUs strategi for industriell karbonhåndtering fra februar 2024, og at regelverksendringer alene ikke vil oppnå de ønskede skaleringseffektene uten at supplerende og tilstrekkelige finansielle støtteordninger introduseres.

Northern Lights: Fra visjon til drift – og videre skalering av CO₂-lagring i Europa

Karbonfangst og -lagring (CCS) er en viktig klimaløsning for å redusere industrielle utslipp og nå klimamålene i Europa. Northern Lights er verdens første åpne, kommersielle løsning for transport og lagring av CO ₂ på tvers av landegrenser, og har – med oppstart av drift i 2025 – demonstrert at CCS fungerer i praksis.	Første fase av prosjektet er en del av Langskip, den norske statens fullskala satsing på CCS, med en kapasitet på 1,5 millioner tonn CO ₂ per år. For å møte økende etterspørsel er Northern Lights nå i gang med fase 2, som vil øke kapasiteten til mer enn 5 millioner tonn årlig. Utvidelsen omfatter blant annet nye lagertanker og pumper på land, en ny kai for større og hyppigere skipstrafikk, flere CO ₂ -skip og nye injeksjonsbrønner offshore. Utbyggingen er kommersielt drevet og støttes av EU gjennom Connecting Europe Facility (CEF).	Materials og Hafslund Celsio. Dette legger grunnlaget for et voksende marked for CO ₂ -håndtering på tvers av landegrenser. Ved å tilby transport og lagring av CO ₂ som en tjeneste, bidrar Northern Lights til å etablere et nytt marked for karbonhåndtering i Europa. Infrastruktur, samarbeid og forutsigbare rammebetingelser vil være avgjørende for videre skalering.
I 2025 ble de første CO ₂ -volumene fra Heidelberg Materials transportert og lagret trygt 2600 meter under havbunnen i Aurora-reservoaret i Nordsjøen. Dette markerte et viktig gjennombrudd, ikke bare for Northern Lights, men for utviklingen av CCS globalt. Samspillet mellom drift, infrastruktur og kommersielle avtaler viser at CCS ikke lenger er en idé, men en reell og operativ klimaløsning.	Northern Lights har inngått kommersielle avtaler med industrielle aktører i flere europeiske land, inkludert Yara (Nederland), Ørsted (Danmark) og Stockholm Exergi (Sverige), i tillegg til kunder i Norge som Heidelberg	2025 ble året vi gikk fra teori til praksis. Nå handler det om sikker og stabil drift, samtidig som vi forbereder oss på oppskalering. Northern Lights er et ansvarlig selskap (DA), eid av Equinor, Shell og TotalEnergies.

Utviklingen av havbunnsmineralindustri i Norge kan bidra til å styrke forsyningssikkerheten i viktige verdikjeder



4.4 Havbunnsmineraler

4.4.1 Handelskonflikter og dominans av enkelte land krever strakstiltak for å styrke forsyningssikkerheten for viktige mineraler

Det internasjonale energibyrået (IEA) understreker i en analyse fra februar 2025 at det haster å styrke innsatsen for å sikre fremtidig forsyningssikkerhet for kritiske mineraler. Et tiltagende konfliktnivå i handelspolitikken har en tydelig påvirkning på mineralmarkedene. Kina har for eksempel systematisk brukt sin overlegne posisjon innenfor de fleste mineraler som økonomisk, industrielt og geopolitisk våpen. I desember 2024 begrenset Kina eksporten av flere nøkkelmineraler og reduserte eksporten av ytterligere materialer i februar 2025. Som følge av USAs turbulente tollpolitikk og konflikten ved Hormuzstredet har Kina redusert ytterligere eksport av kritiske råvarer.

4.4.2 Økt utvinning av mineraler og metaller er avgjørende for energiomstillingen

For å nå målene om netto null utslipp må samfunnet omstilles på en måte som krever storskala utvikling av lav- og nullutslippsteknologier. Alt fra vindturbiner, kabler og solcellepaneler til elektriske kjøretøy, brenselceller og batterilagring krever et bredt spekter av mineraler og metaller. Utover det voksende behovet for mineraler og metaller til klimaomstillingen har forsvarsindustriens etterspørsel etter mange av de samme råmaterialene økt som følge av opprustning i en tid med økte geopolitiske spenninger. Den raske økningen i bruk av kunstig intelligens krever blant annet store datasentre, som driver frem økt behov for industrielle og strategiske metaller, særlig kobber. Globale mineralverdikjeder er gjerne dominert av enkeltland, og verdikjedene er sårbare for plutselige endringer i handelspolitikk eller nye konflikter.

4.4.3 Norske havbunnsmineraler kan bidra til å styrke forsyningssikkerheten for

strategisk viktige råmaterialer

EU har en betydelig importavhengighet innenfor flere mineral- og metallverdikjeder. Som følge av de økte spenningene i handelspolitikken de siste årene har EU kartlagt sårbarheter og iverksatt tiltak for å redusere disse. EU har identifisert mineraler som er viktige for samfunnsbygging, industri, teknologiutvikling og energiomstilling. EU publiserer også med jevne mellomrom to lister over viktige mineraler, en for kritiske råmaterialer med større risiko for forsyningsbrudd og en kortere liste for råmaterialer av strategisk betydning.

I norske farvann finnes 17 av de 22 mineralene på EUs liste over strategiske råvarer, hvorav fire av seks sjeldne jordartsmetaller for permanente magneter til klima- og forsvarsteknologi. Utvinning av havbunnsmineraler på relativt små arealer kan dekke Norges og store deler av Vest-Europas behov for flere strategiske metaller. På grunn av moden offshoreteknologi utviklet i olje- og gassvirksomheten kan industrien komme relativt raskt i produksjon dersom det er politisk vilje til dette.

Gjennom satsinger som Critical Raw Materials Act og Net Zero Industry Act ønsker EU å prioritere europeiske prosjekter for mineralvirksomhet, både utvinning og prosessering. Når det gjelder mineralvirksomhet på havbunnen har EU-Kommisjonen uttrykt et behov for mer forskning og kunnskap på effekter av utvinning på miljø, biomangfold og sosioøkonomiske forhold før utvinning kan skje, slik at man begrenser skadevirkninger i havet.

I Norge er man i gang med å kartlegge ressurspotensialet og legge grunnlag for å utrede miljøeffekter. Utviklingen av havbunnsmineralindustri i Norge kan bidra til å styrke forsyningssikkerheten i viktige verdikjeder. Sokkeldirektoratet har i 2025, som i 2024, koordinert tre forskningstokt i Norskehavet og Grønlandshavet og samlet inn store mengder data om havdybde

(batymetri), videodata med fokus på havbunnens biologi og sedimentkjerner. Også i 2026 planlegges det flere forskningstokt, både av UiT, UiB og NORCE, samt Havforskningsinstituttet og Sokkeldirektoratet.

I kartleggingen av dyphavet samarbeider Sokkeldirektoratet tett med akademia. Det kommer både staten og akademia til gode. I 2026 planlegger Sokkeldirektoratet å utføre en ny ressursvurdering av havbunnsmineraler basert på data hentet inn de siste årene.

Ressurspotensialet for sulfidavsetningene har til nå bare vært om lag 40 prosent av potensialet for skorpene, og de inneholder ulike mineraler. Sulfidavsetningene har noe kobolt og mest kobber og sink, mens manganskorpene har mangan, magnesium, titan og strategiske metaller. Resultatene bidrar til å identifisere og konkretisere områder av interesse for mineralleting gjennom en bedre forståelse av de geologiske prosessene som former havområdene innenfor åpningsområdet.

I tillegg har industrien bidratt i betydelig grad med studier og innovasjoner som understøtter at Norge har muligheten til å åpne for en økonomisk bærekraftig ny industri på en forsvarlig måte.

Et eksempel:

Lukkede systemer sikrer at det ikke oppstår støvskyer, og gir lite støy i vannkolonnen.

- Først i slutten av en lisensperiode vil man bestemme seg for spesifikk teknologi, men samtlige selskaper som jobber i norske områder, tar utgangspunkt i teknologi utviklet av olje- og gassindustrien. Lukkede systemer sikrer at det ikke blir støvskyer i vannkolonnen, og gir lite støy.

4.4.4 Selskaper og akademia jobber sammen for å finne de beste raffineringsmetodene

- Selskapene har investert mye i å finne beste raffineringsmetoder både ut fra økonomiske og miljømessige perspektiver.
- Havbunnsmineraler er enkle å knuse fordi de ikke har vært gjennom metamorfose (omvandling og deformasjon).
- Prøver fra både sulfider (SMS) og skorper har gjennomgått testraffinering. Fra sulfider har man utvunnet ferdig kobber, måneder etter at mineralene var på havbunnen. Fra skorper har man utvunnet flere strategiske metaller, inkludert sjeldne jordarter. I tillegg til metaller utvinnes det svovelsyre fra sulfider. Svovelsyre er helt avgjørende for industrien, særlig i forbindelse med gjenvinning av metaller og i produksjon av kunstgjødsel. Kina dominerer svovelsyremarkedet og truer med eksportstopp.
- Det er demonstrert at havbunnsmineraler fra sulfider kan blandes inn i eksisterende prosessering med godt resultat.
- Det er demonstrert at strategiske metaller kan hentes fra havbunnsmineraler slik at alle faste stoffer blir brukt.
- Reststoffer fra havbunnsmineraler kan brukes til direkte og permanent CO₂-fangst.

4.4.5 Selskapene har bidratt sterkt til forskning om livet på havbunnen

- Industrien har vært direkte involvert i utvikling av metoder, inkludert kunstig intelligens, til kartlegging av livet på havbunnen rundt havbunnsmineralforekomstene, og det er allerede samlet inn store mengder data.

4.4.6 Industrien jobber kontinuerlig med den fulle verdikjeden, fra mineral til metall

- Forskning har funnet ressurser med 2 til 5 ganger høyere metallgehalt/verdikonsentrasjon enn antatt i 2023.
- Volum-estimatene er nå minst 10 ganger høyere enn i 2023.
- Prisene på de fleste metaller er 1,5 til 3 ganger høyere enn i 2023.

4.4.7 Formidling av kunnskap om dyphavet

- Offshore Norge har bidratt med et prosjekt som formidler de enorme datamengdene fra det norske dyphavet. Dataene er presentert her: <https://www.bergwerk.com/oceandata>
- EMINENT-prosjektet har bidratt med betydelig kunnskap om norsk dyphav gjennom tre tokt til midthavsryggen og omfattende analyser på land. Arbeidet favner teknologi, biologi, geologi, generell oseanografi, inkludert strømning, og raffinering av mineraler til metaller. EMINENT-prosjektet har ført til to publiserte artikler om livet på havbunnen, og flere vitenskapelige artikler er på gang. Det er avholdt titalls faglige presentasjoner. Data deles i offentlige databaser og representerer en mangedobling av data fra norsk dyphav. Man kan finne mer informasjon her: <https://www.eminent-project.com>

4.4.8 Norges potensial for havbunnsmineraler er unikt i internasjonal sammenheng

- 21 nasjoner har havbunnsminerallisenser i internasjonalt farvann under FN (International Seabed Authority). Noen av disse jobber svært aktivt, mens andre, særlig nasjoner med mineralreserver på land, er mer kritiske til utviklingen av produksjon på havbunnen. Felles for alle disse lisensene er at de er langt fra land og på svært dypt vann.
- 13 nasjoner jobber med havbunnsmineraler i egne farvann (EEZ). Sverige, Japan og USA er blant de fremste, og flere har gjennomført test-produksjon.
- Norsk teknologi både til å finne ressurser, kartlegge biologi og produsere mineralene er ettertraktet i mange land, og representerer et stort eksportmarked og mange arbeidsplasser i seg selv.
- Med Stortingets pause er Norge på etterskudd med oppstart av lisensiert leting, men ingen annen nasjon enn Norge kan vise til følgende:
 - Store ressurser med høy mineraltetthet, relativt nær land og på relativt moderate vanddyp
 - Avansert og moden offshoreteknologi, med lav miljøpåvirkning.
 - Mye data på havbunnens biologi.
 - Etablert leverandørindustri, og foredling av metaller på land.
 - Moden forvaltning av offshoreindustri og verdensledende på miljø-standarder.

4.4.9 Status for norsk forvaltning

På grunnlag av behandlingen av stortingsmeldingen Meld. St. 25 (2022–2023) Mineralverksemd på norsk kontinentalsokkel fra juni 2023 vedtok regjeringen i april 2024 formelt å åpne et område i Norskehavet og Grønlandshavet for mineralvirksomhet. De neste stegene for å åpne for mineralvirksomhet på sokkelen vil være å fortsette den statlige kartleggingen av mineralressursene, fastsette relevante forskrifter og gjennomføre første konsesjonsrunde.

Allerede i juni 2024 ble den første konsesjonsrunden sendt på høring med sikte på å tildele de første tillatelsene i første halvår 2025. Den statlige kartleggingen av de aktuelle områdene er videreført, mens selve konsesjonsprosessen har blitt utsatt i denne stortingsperioden.

Når første konsesjonsrunde for mineralvirksomhet på norsk kontinentalsokkel blir tatt opp igjen, skal det fastsettes et arbeidsprogram for tillatelsene som blir gitt. I forbindelse med at Sokkeldirektoratet utarbeider forslag til arbeidsprogram, har Energidepartementet bedt om at de innhenter innspill fra andre statlige etater som Miljødirektoratet og Havforskningsinstituttet. De første planene for utvinning av havbunnsmineraler skal legges fram for Stortinget som proposisjon før departementet godkjenner utvinningsplanen. Arbeidsprogrammet i en lisensperiode omfatter betydelige studier av ressurser, teknologi og miljø, som ferdigstilles før Stortinget tar stilling til utvinningstillatelser. Regjeringen vil legge fram de første planene for utvinning for Stortinget før Energidepartementet eventuelt godkjenner slike planer.

4.4.10 Fem forskrifter fastsatt

Regjeringen, Energidepartementet, Sokkeldirektoratet og Havindustritilsynet fastsatte høsten 2025 til sammen fem nye forskrifter til havbunnsmineralloven etter at det hadde vært en innspillsrunde våren samme år. Forskriftene er et viktig steg mot en helhetlig regulering av mineralvirksomhet på norsk kontinentalsokkel og skal legge til rette for ansvarlig utforskning og mulig fremtidig utvinning av havbunnsmineraler, i tråd med nasjonale og internasjonale forpliktelser.

De fem forskriftene er:

1. Forskrift til havbunnsmineralloven (havbunnsmineralforskriften): Forskriften gir detaljerte regler for tildeling av tillatelser, krav til søknader, innsamling og rapportering av data og materiale, samt kriterier for utvinningstillatelser. Målet er å sikre at virksomheten gjennomføres forsvarlig og bærekraftig.
2. Forskrift om Havbunnsmineralregisteret: Inneholder nærmere bestemmelser om Havbunnsmineralregisteret, som er et offentlig register over alle tillatelser knyttet til havbunnsmineralvirksomhet.
3. Forskrift til havbunnsmineralloven kapittel 8 om erstatning til norske fiskere: Regulerer behandling av erstatningskrav fra fiskere som eventuelt rammes av beslagleggelse av fiskefelt, forurensning eller skader som følge av mineralvirksomhet.
4. Forskrift om datainnsamling og dokumentasjon i mineralvirksomhet på kontinentalsokkelen: Gir nærmere regler for innsamling, rapportering og dokumentasjon av data og prøver i forbindelse med undersøkelser etter havbunnsmineraler.
5. Forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø ved mineralvirksomhet til havs: Forskriften omfatter utstyr og aktiviteter på eller fra fartøy som er nødvendig for å gjennomføre virksomheten, og som ikke regnes som maritime forhold.

4.4.11 Offshore-næringens erfaringer og teknologi er viktig for å utvikle en ledende mineralvirksomhet til havs

I samsvar med stortingsmeldingen for mineralvirksomhet har regjeringen opprettet en målrettet og helhetlig satsing for å styrke kunnskapen om miljø- og naturverdier i dyphavet og forutsetningene for bærekraftig utvinning av havbunnsmineraler. Potensialet for å overføre kunnskap og teknologi fra olje- og gassindustrien er stort og vil stå sentralt i både leting og utvinning.

Det er behov for mer forskning i hele verdikjeden, fra geologiske undersøkelser til effektiv og bærekraftig utvinning, og det forskes på virkninger på miljøet og økosystemet.

Sokkeldirektoratet og universitetsmiljøene i Norge har i sine undersøkelser og kartlegging av geologien på havbunnen, benyttet seg av teknologi utviklet av olje- og gassindustrien som undervannsfarkoster (manuelt styrte og automatisk styrte), boreteknologi, ekkoloddløsninger, samt skip som er tilpasset bruken av dette avanserte utstyret.

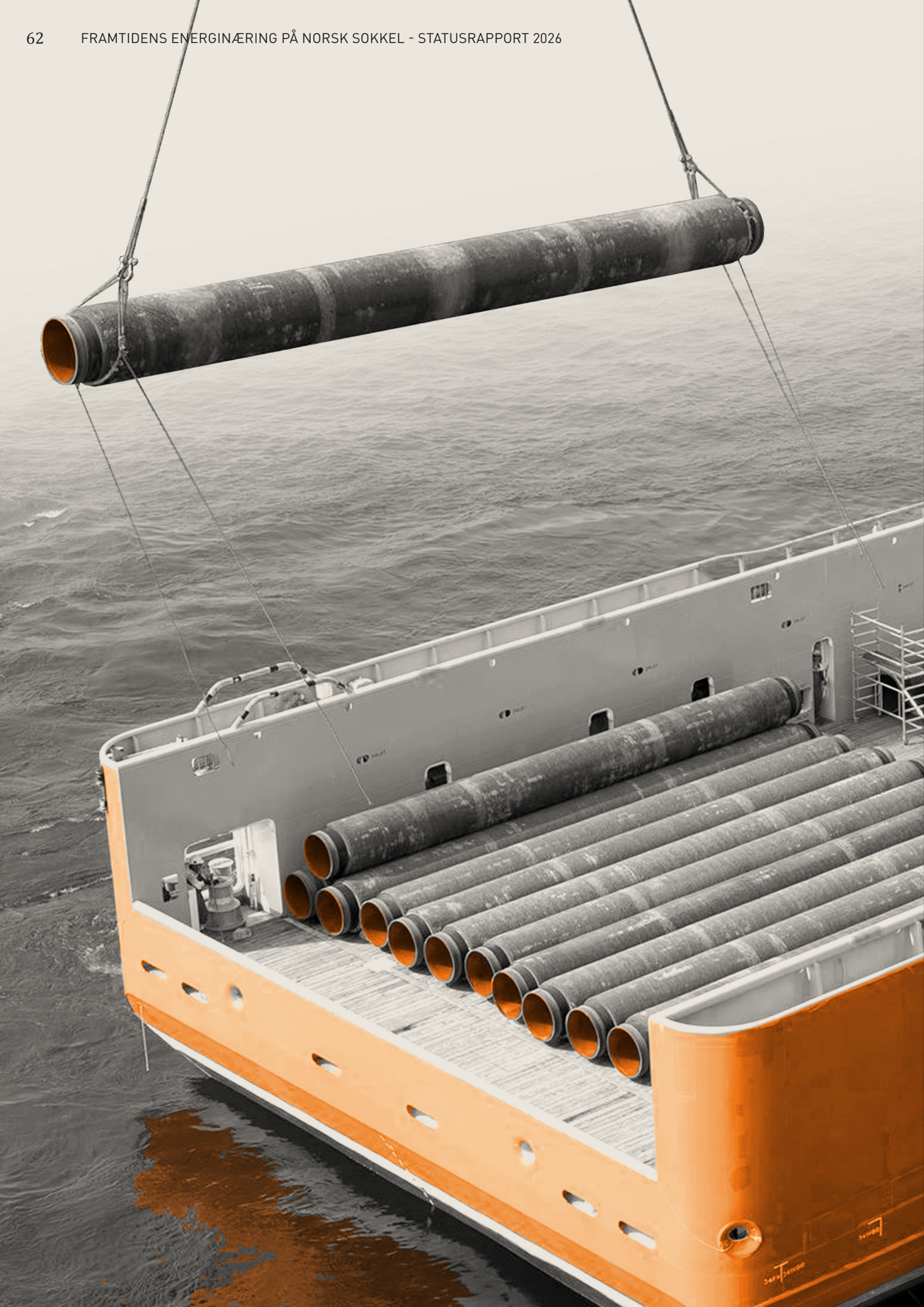
4.5 Barrierer og behov

Sentrale barrierer:

- De årlige statsbudsjettprosessene har sådd betydelig tvil om når en første konsesjonsrunde kan lyses ut. Budsjettforliket høsten 2025 innebærer en pause i leting så lenge budsjettpartnerne har et samarbeid, i ytterste konsekvens i hele stortingsperioden.
- Erfaringer fra etablering av mineralvirksomhet på fastlandet viser at prosessene kan ta lang tid. Det er bekymringsverdig og gir økt usikkerhet for aktører som ønsker å satse på havbunnsmineraler at det i de årlige statsbudsjettprosessene sås tvil om arbeidet myndighetene har iverksatt for å korte ned prosessen for prosjekttillatelser og tilrettelegge for mineralvirksomhet på havbunnen. Samtidig har ikke aktiviteten på havbunnen samme krav til lokal arealplanlegging og utbygging av infrastruktur mv.

Industriens behov:

- Myndighetene har hatt god framdrift i etablering av nødvendige forskrifter for å utføre virksomheten, selv om det gjenstår betydelig arbeid for deler av regelverket. Det er viktig at myndighetene opprettholder tempoet i utviklingen av rammeverket.
- Forutsigbarhet er viktig, og næringen vurderer virksomheten i et lengre perspektiv enn i undersøkelses- og datainnsamlingsfasen. Derfor bør arbeidet med å etablere regler for neste fase starte allerede nå.
- Snarlig etablering av en arbeidsgruppe bestående av forvaltning og næring for å se på muligheter og utfordringer for å samkjøre verdikjedene for utvunnet/landsatt malm.



5

VEDLEGG

5.1 Kategorisering av felt/anlegg for kraftforbruksprognose

Tabellen viser de enkeltstående prosjektene som ligger inne i kraftprognosen som vist i kapittel 2.3.

I drift	Godkjente prosjekter	Identifiserte prosjekter
Kårstø	Yggdrasil	Goliat Satelitter (Alke, Lupa og Countach)
Utsira (Johan Sverdrup, Gina Krogh, Sleipner, Ivar Aasen og Edvard Grieg)	Oseberg gass kapasitetsoppgradering inkl. delvis elektrifisering	Balder
Valhall	Melkøya CO2 reduksjon	Grane
Kollsnes	Njord og Draugen	
Troll A	Kårstø utslippsreducerende tiltak	
Martin Linge		
Gjøa, Vega, Nova, Duva		
Nyhamna inkludert Ormen Lange fase 3		
Melkøya LNG		
Goliat		
Troll Vest elektrifisering første steg		
Sture		

Preparation of the status report

- Andreas Strandskog
Offshore Norge (Project Director)
- Trym Edvardsson
Offshore Norge
- Leonora Leine Skorpen
THEMA Consulting Group (consultant)
- Tora Dahl
THEMA Consulting Group (consultant)
- Adrian Mekki
THEMA Consulting Group (consultant)

Members of KonKraft’s council

- Knut Arild Hareide
Chief Executive Officer
Norwegian Shipowners’ Association
- Kine Asper Vistnes
President, LO
- Ole Erik Almlid
CEO, NHO
- Hildegunn T. Blindheim
Managing Director, Offshore Norge
- Harald Solberg
Managing Director
Federation of Norwegian Industries
- Frode Alfheim
Union Leader, Styrke
- Christian Justnes
Union Leader, United Federation of Trade Unions
- Marianne Olsnes
Managing Director, Norske Shell
- Kjetil Hove
Vice President
Development and Production Norway, Equinor
- Ståle Kyllingstad
CEO, IKM
- Håkon Skjønberg
Technip FMC
- Anne J. Møkster
CEO and Managing Director
Simon Møkster Shipping AS
- Simen Lieungh
CEO, Odfjell Drilling

Members of KonKraft’s executive committee

- Benedicte Solaas
Offshore Norge
- Torbjørn Giæver Eriksen
Offshore Norge
- Knut Erik Steen
Federation of Norwegian Industries
- Runar Rugtvedt
Federation of Norwegian Industries
- Thomas Saxegaard
Norwegian Shipowners’ Association
- Lill-Heidi Bakkerud
Styrke
- Geir Seljeseth
Styrke
- Olav Lie
LO
- Mohammad Afzal
United Federation of Trade Unions
- Øyvind Slåke
United Federation of Trade Unions
- Per Øyvind Langeland
NHO



KonKraft