

FRAMTIDENS ENERGINÆRING PÅ NORSK SOKKEL

KLIMASTRATEGI MOT 2030 OG 2050

STATUSRAPPORT 2023





OM KONKRAFT

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

KonKraft skal være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren, og arbeide for å opprettholde norsk sokkels konkurransevne 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.



INNHOLD

	SAMMENDRAG	7
1	BAKGRUNN	13
1.1	Norsk olje- og gassindustri står fast ved klimamålene	13
1.2	KonKrafts opprinnelige klimastrategi og heving av utslippsmålet til 50 % kutt innen 2030	15
2	STATUS OG PROGRESJON I 2023 FOR UTSLIPPSREDUKSJONER	17
2.1	Reduserte utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel	18
2.1.1	Fra 2022 til 2023 har en rekke modne tiltak blitt besluttet	
2.1.2	Kraft fra land er det klart viktigste tiltaket for å nå næringens klimamål i 2030	
2.1.3	Redusert vekt kan bidra til økt bruk av kombikraftverk på offshoreinstallasjoner	
2.1.4	Kraftturbiner i dumpelinjer	
2.1.5	Prosjekter ved SINTEF LowEmission senter	
2.2	Elektrifisering og kraftbehov	24
2.2.1	Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel	
2.2.2	Kraftteterspørselen øker i alle sektorer	
2.2.3	Elektrifiseringstiltak har en global klimaeffekt og er avgjørende for bransjens klimamål	
2.3	Barrierer og virkemidler	30
2.3.1	Forutsigbare rammevilkår er avgjørende for å realisere klimamålet for 2030	
2.3.2	Klimapartnerskap med myndighetene	
3	REDUSERTE UTSLIPP FRA MARITIME OPERASJONER	33
3.1	Målsetning for utslipp fra maritime operasjoner	33
3.2	Sanntidsdata gir ny innsikt i utslippene fra maritime operasjoner	33
3.3	Status og utsikter for utslippsreduksjoner	34
3.4	Dypdykk – utslipp og aktivitet fra offshoreskip	36
3.4.1	Tre segmenter av offshoreskip	
3.4.2	Utslippsintensiteten har falt for offshoreskipene	
3.4.3	Utslippsreducerende tiltak for offshoreflåten	
3.5	Fremtidige tiltak og virkemidler	43
3.5.1	Maritimt klimapartnerskap	
3.5.2	EU ETS: maritim sektor inn i kvotesystemet	
3.5.3	FoU og støtteordninger	

4	NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL	45
4.1	Klimastrategiens målsetninger	46
4.2	Havvind	47
4.2.1	Konkrete planer for oppskalering av kraftproduksjonen fra havvind på sokkelen er i gang	
4.2.2	Stort potensial for havvind, men rammebetingelsene vil avgjøre hvor mye som realiseres	
4.2.3	Trollvind utsatt blant annet som følge av høye kostnader	
4.2.4	Enkeltturbiner for raske utslippsreduksjoner	
4.2.5	Retur av kraft til land	
4.2.6	Barrierer og behov	52
4.3	Hydrogen	
4.3.1	EU styrker sine hydrogenambisjoner og retningslinjer begynner å falle på plass	
4.3.2	Industrielle planer for hydrogenproduksjon i Norge fra 2030	
4.3.3	Utvikling av storskala infrastruktur for hydrogen er igangsatt	
4.3.4	Barrierer og behov	
4.4	CO₂-fangst og -lagring	56
4.4.1	CO ₂ -fangst får større oppmerksomhet i europeiske klimaplaner	
4.4.2	Stort CO ₂ -lagringspotensial på sokkelen i 2030 – men avhengig av mange faktorer	
4.4.3	CO ₂ -lagring på norsk sokkel har minimal risiko for lekkasje	
4.4.4	Northern Lights skal lagre CO ₂ allerede fra neste år	
4.4.5	Storskala CO ₂ -infrastruktur med fangst i Europa til lager i Norge	
4.4.6	Offshore gasskraft med CCS	
4.4.7	Aker Carbon Capture leverer modulære anlegg for utslippsreduksjoner i Norge og Europa	
4.4.8	Barrierer og behov	
4.5	Havbunnsmineraler	63
4.5.1	Barrierer og behov	
5	OLJE- OG GASSINDUSTRIENS VERDIKJEDEUTSLIPP	67
5.1	Utslipp fra solgte produkter dominerer verdikjedeutslippene for olje og gass	67
5.1.1	Det skilles gjerne mellom tre ulike utslippskategorier (scope 1, 2 og 3)	
5.1.2	Utslipp fra verdikjeden for norsk olje og gass	
5.2	Operatørselskapene jobber med å kartlegge, redusere og sette mål for scope 3-utslipp	70
5.2.1	De fleste operatørselskapene arbeider med å kartlegge og rapportere på scope 3-utslipp	
5.2.2	Rettighetshavernes arbeid med å redusere scope 3-utslipp	
5.2.3	Flere selskap har satt seg mål for å redusere scope 3-utslipp	
6	Kilder	73
7	Vedlegg	75
7.1	Kategorisering av felt/ anlegg for kraftforbruksprognose	
7.2	Medlemmer i Konkrafts råd, arbeidsutvalg og sekriteriat	

50%

KonKraft holder fast ved og arbeider mot oppnåelse av det mer ambisiøse klimamålet om 50 % utslippskutt innen 2030

SAMMENDRAG

Som Norges største næring har olje- og gasssektoren et stort samfunnsansvar og kompetansen og teknologikraften vår er et viktig grunnlag for å bidra til å nå målene satt i Parisavtalen.

Norsk olje- og gassindustri har det siste året økt sine leveranser og bidratt til å styrke energisikkerheten i Europa, og aktørene innen norsk olje- og gassindustri bygger også opp nye og fremtidsrettede verdikjeder innenfor havvind, hydrogen, og karbonfangst og -lagring som skal sikre grønne arbeidsplasser og konkurransevnen til norsk sokkel. Denne rapporten gir en statusoppdatering for 2023 på KonKrafts

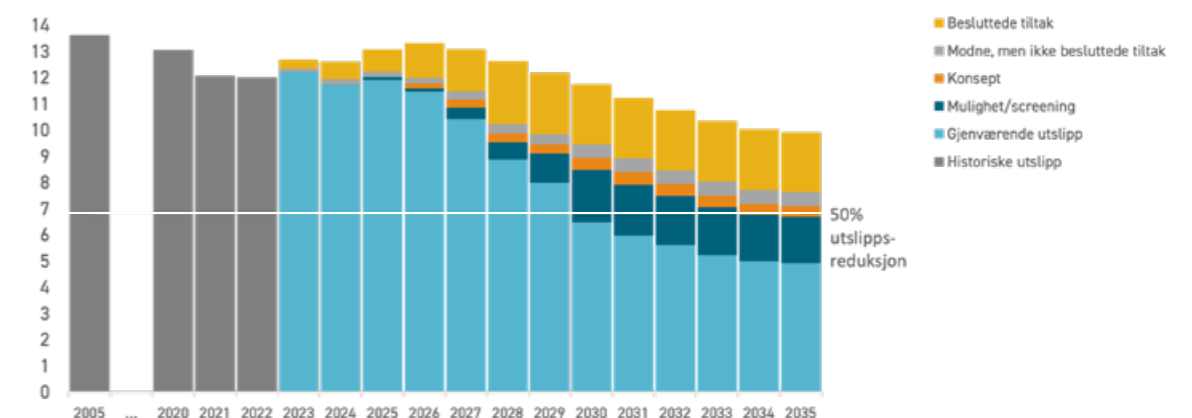
arbeid med å nå målene i klimastrategien som ble etablert i 2020.

Utslippene holdt seg stabile i 2022 og målet om 50 % utslippsreduksjon i 2030 er fortsatt innen rekkevidde

Årets utslippsprognose viser at det fortsatt er mulig å redusere utslippene med 50 % i 2030 sammenlignet med 2005. Figur 1 illustrerer at utslippene kan reduseres til 6,5 Mt CO₂e i 2030, en reduksjon på 52 %. På tross av at anlegget på Melkøya startet opp igjen var utslippene i 2022 på tilnærmet samme nivå som i 2021, det vil si rundt 12 Mt CO₂e. Utslippsøkningen som

01 OPPDATERT MULIGHETSROM MARS 2023
Utslipp i Mt CO₂e/år

Kilde:KonKraft



Figur: Oppdatert mulighetsrom per mars 2023 med framskrivninger for utslipp, og estimert effekt av større besluttede klimatiltak og tiltak under vurdering. Framskrivningene inkluderer også planlagte nye feltutbygginger, noe som medfører at den totale effekten av utslippsreducerende tiltak i de ulike modenhetsnivåer varierer litt over tid.

følge av oppstart av Melkøya i 2022 ble blant annet kompensert av utslippsreduksjoner fra offshoreinstallasjonene, og utslippene i 2022 var 11 % lavere sammenlignet med basisåret 2005. Fremover ventes ikke utslippene å falle før etter 2025 på grunn av oppstart av pågående utbygginger og videre drift av felter. Deretter vil utslippene falle raskere etter hvert som store prosjekter med lang planleggingshorisont settes i drift. Det tar tid å realisere elektrifiseringsprosjekter og se gevinsten av kontinuerlig energieffektiviseringsarbeid, og de store reduksjonene forventes gradvis fram mot 2030.

Elektrifisering med kraft fra land er bransjens viktigste klimatiltak, og forutsigbare rammevilkår er avgjørende for å nå klimamålet i 2030

For å nå de nasjonale klimamålene på en mest mulig kostnadseffektiv måte, kommer man ikke utenom at deler av sokkelen må elektrifiseres med kraft fra land. [En gjennomgang av effektene i kraft-, gass- og kvotemarkedet](#) viser at man kan oppnå en betydelig global klimaeffekt av kraft fra land-prosjekter. Sammenlignet med elektrifiseringsprosjekter i landbasert industri og i transportsektoren, er mange av prosjektene i olje- og gasssektoren meget effektive både med hensyn til kraftforbruk (tCO₂/MWh) og tiltakskostnad (NOK/tCO₂). Årets statusrapport viser at det fortsatt er mulig å redusere utslippene med 50 % i 2030, men at det har blitt mer krevende som følge av økte kostnader, et presset leverandørmarked og en mer krevende kraftsituasjon og utfordringer med tilstrekkelig nettkapasitet. Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner med kraft fra land er helt avgjørende for måloppnåelsen.

Ledetider for store utslippsreducerende tiltak fra identifisering og oppstart til ferdigstillelse er nærmere seks år. Det kan bli krevende å få gjennomført tilstrekkelige utslippsreduksjoner til 2030 med økt inflasjon, press i leverandørmarkedet og utilstrekkelig utbygging av ny fornybar kraft, om ikke virkemiddelapparatet styrkes og tilgangen på nettkapasitet og kraft økes. Bransjen har behov for

forutsigbarhet fra myndighetene om utslippene skal halveres i 2030.

Regjeringen vil etablere klimapartnerskap som virkemiddel for å få gjennomført samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak i næringslivet som bidrar til å nå Norges klimamål. Regjeringen og partene i arbeidslivet har signert en intensjonsavtale som legger til rette for inngåelse av bransjevise klimapartnerskap med næringslivet. KonKraft mener at olje- og gassbransjen har gode forutsetninger for å oppfylle prinsippene som ligger til grunn i intensjonsavtalen gjennom klimastrategien og de årlige statusrapportene, som dokumenterer bransjens progresjon mot måloppnåelse, beskriver hvilke tiltak selskapene til enhver tid jobber med og hvordan virkemiddelapparatet bør styrkes for å realisere klimamålene.

Utslippene fra offshore maritim virksomhet er også fallende

Norsk olje- og gassnæring skal, sammen med rederier og riggeiere, være en pådriver for at skip og fartøy som leverer tjenester til norsk sokkel bidrar aktivt til oppnåelse av utslippsmålene i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 % utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske. Aktørene på norsk sokkel jobber aktivt med å redusere utslipp fra maritime operasjoner gjennom energieffektivisering, driftsoptimalisering og implementering av nye teknologier. Mange har satt ambisiøse klimamål knyttet til egne operasjoner og har allerede oppnådd gode resultater. I årets rapport er det for første gang samlet data i sanntid for utslipp og teknologibruk på offshore-skipene, noe som gir et langt bedre grunnlag for å måle utslippene fra maritim virksomhet knyttet til olje- og gassindustrien på norsk sokkel. I 2022 er utslippene fra innenriks maritim virksomhet knyttet til olje- og gassindustrien estimert til 1,84 Mt CO₂e, det er 13 % lavere enn i basisåret 2008. I tillegg til at utslippene er redusert målt i absolutte tall, er utslippsintensiteten for offshore-skipene forbedret fra 2019-2022.

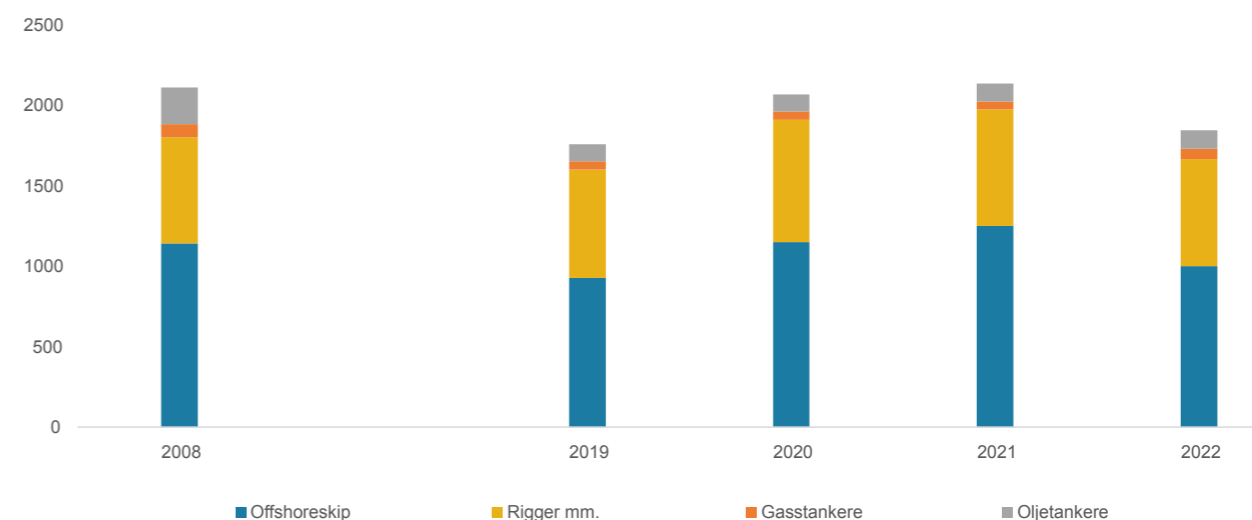
Prosjekter innenfor nye verdikjeder på sokkelen er i startfasen, med et betydelig potensial mot 2035

Norsk olje- og gassindustri er i starten av en omstillingsfase og bruker sin kompetanse til å utvikle nye verdikjeder på sokkelen. For å synliggjøre arbeidet som er igangsatt har KonKraft i årets statusrapport utvidet tidshorisonten til 2035 og samlet inn data fra Offshore Norges medlemmer for prosjekter knyttet til forventet utbygging av storskala hydrogenproduksjon og CO₂-lagringskapasitet på sokkelen. Prognosene er basert på selskapenes vurderinger per mars 2023, og volumene og tidshorisonten for prosjektene innebærer store investeringer, har lange ledetider og vil trolig endre seg noe over tid. Det er et betydelig potensial og markedsinteresse for grønn industriutvikling på og i tilknytning til sokkelen. I 2023 har norske myndigheter inngått langsiktige og strategiske samarbeid med EU og Tyskland innenfor områder som hydrogen, havvind og karbonfangst og -lagring.

Planer for storskala havvindutbygging på sokkelen er i gang – for videre oppskalering må nye områder utlyses raskt

Konkrete planer for oppskalering av kraftproduksjonen fra havvind på sokkelen er i gang. Verdens største flytende havvindpark, Hywind Tampen, ble satt i drift i november 2022, og skal redusere de årlige utslippene fra Gullfaks og Snorre med 200 000 tonn CO₂e. I mars 2023 ble områdene Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord utlyst for konkurranse for å bygge ut havvind. Disse prosjektene kan alene gi kraftproduksjon på over 15 TWh rundt 2030. I april 2023 la NVE frem en oversikt over 20 områder langs hele norskekysten som er aktuelle for videre utredning av havvindutbygging. Områdene skal sikre at Norge når målet om å tildele arealer med potensial for 30 GW havvind innen 2040. NVE har i tillegg identifisert et potensial for kapasitetsutvidelse på opptil 8,5 GW for Sørlige Nordsjø II, og en utvidelse på 750 MW for Utsira Nord. KonKraft har anbefalt at myndighetene legger til rette for utbygging av 2-3 GW havvind i året gjennom 2030- og 2040-tallet for å sikre rask oppskalering av havvindsatsningen på norsk sokkel.

FIGUR 02 KLIMAGASSUTSLIPP 2008 OG 2019-2022 FRA INNENRIKS OFFSHORE MARITIM TRAFIKK I NORSK ØKONOMISK SONE. Kilde:VPS
1000 tonn CO₂



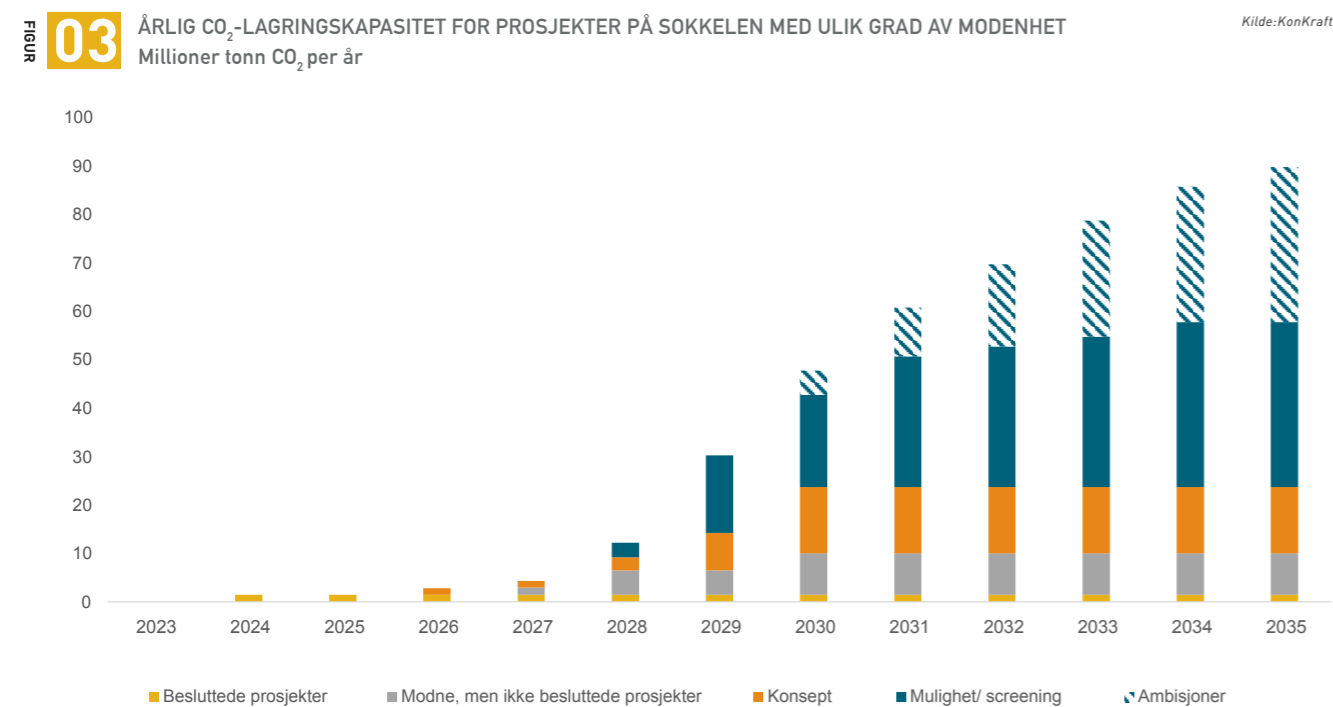
CO₂ - utslipp på mellom 40 og 50 millioner tonn kan lagres på sokkelen i 2030

En rekke aktører på norsk sokkel arbeider med å etablere CO₂-lagring som egne forretningsområder, samtidig som interessen for CO₂-lagring i Europa øker. Våren 2023 la Europakommisjonen frem et lovforslag for en ny grønn industrisatsing kalt Net Zero Industry Act, hvor CO₂-fangst og -lagring utpekes som en strategisk teknologi for oppnåelse av EUs mål om netto nullutslipp. Kommisjonen foreslår å sette et mål om årlig injeksjonskapasitet på nær 50 Mt CO₂/år innen 2030 i EU. Flere aktører på sokkelen er allerede i dialog med europeiske industriforetak og kraftprodusenter som undersøker mulighetene for å lagre sine utslipp på norsk sokkel.

For første gang har KonKraft laget en oversikt over potensialet for årlig CO₂-lagring på sokkelen, som vist i Figur 3. Sammenstillingen viser en rask oppskalering av lagringskapasiteten fra 2026 og et samlet lagringspotensial i 2030 på mellom 40 og 50 MT. Det er nesten like mye som

Norges totale klimagassutslipp. Dette er basert på planlagt injeksjonskapasitet knyttet til tildelte lagringslisenser og langsiktige ambisjoner. Northern Lights fase 1, som foreløpig er det eneste lagringsprosjektet som er besluttet, vil kunne ta imot og lagre 1,5 Mt CO₂ årlig innen 2024. For å realisere det samlede potensialet er det viktig at det raskt etableres konkurransedyktige rammevilkår med nødvendige finansielle insentiver.

Flere land har allerede strategier, subsidier og insentiver for CCS-prosjekter, deriblant USA med Inflation Reduction Act (IRA), EU gjennom Kommissjonens grønne industriplan (Green Deal Industrial Plan) samt Canada, Nederland, Danmark og Sverige. For å opprettholde det norske konkurransefortrinnet internasjonalt knyttet til CCS, må Norge sikre at gapet mellom nødvendige investeringer i CCS-verdikjeden og karbonkostnad lukkes, for at nye prosjekter skal realiseres.



Betydelig oppskaleringspotensial for storskala hydrogen tidlig på 2030-tallet

I Norge planlegges det flere storskala-anlegg for hydrogen- og amoniakkproduksjon, i første omgang basert på naturgass med CCS. Oppstart av prosjekter for storskala hydrogenproduksjon knyttet til aktører på sokkelen er foreløpig i en tidlig fase, og produksjonsvolumene planlegges å skaleres opp først tidlig på 2030-tallet. For første gang har KonKraft laget en prognose for hydrogenproduksjon, som viser at produksjon knyttet til sokkelen kan passere 1 Mt hydrogen i 2031 og potensielt dobles i 2035. Realiseringen av det identifiserte potensialet vil være avhengig av at det etableres konkurransedyktige rammevilkår med nødvendig risikoavlastning i Norge og i Europa. Det er stor interesse for eksport av norsk hydrogen. I januar 2023 inngikk Norge og Tyskland et strategisk samarbeid innen klima, fornybar energi og grønn industriutvikling. Landene skal blant annet samarbeide om å sikre nødvendig infrastruktur for storskala forsyning av hydrogen fra Norge til Tyskland innen 2030. Gassco utreder sammen med industrielle partnere i Norge og Tyskland teknisk og økonomisk gjennomførbare for storskala transport av hydrogen fra Norge til Tyskland.

Områder bør åpnes for leting av havbunnsmineraler

Økt tilgang på mineraler og metaller er avgjørende i det grønne skiftet for å nå de globale klimamålene. Satsing på havbunnsmineraler vil potensielt gi stor verdiskaping og nye arbeidsplasser, både gjennom utvinning av mineraler, samt for norsk industri som vil kunne bygge på allerede eksisterende kompetanse fra leverandørindustri og maritim sektor. KonKraft støtter den stegvise tilnærmingen det legges opp til knyttet til åpning, leting og potensiell utvinning av havbunnsmineraler.

1 Scope 2 refererer til utslipp knyttet til produksjon av energi som forbrukes i en gitt aktivitet, f.eks. utslipp knyttet til strømproduksjon for en industribedrift som bruker strøm som en innsatsfaktor. Scope 3 refererer til øvrige utslipp i verdikjeden for en gitt vare eller tjeneste. Det kan være snakk om oppstrøms eller nedstrøms utslipp. For en industribedrift vil oppstrøms scope 3-utslipp være utslipp knyttet til utvinning, preprosessering og transport av en innsatsfaktor, mens nedstrøms scope 3-utslipp vil være utslipp knyttet til bruk av produktet eller varen for eksempel i forbruksleddet.

Olje- og gassindustrien jobber også med å kartlegge og redusere utslipp i verdikjeden

Målet i KonKrafts klimastrategi er å redusere de direkte utslippene fra norsk olje- og gassvirksomheten (scope 1) samt måle og rapportere progresjon. Samtidig rapporterer mange operatørselskaper i økende grad også på sine indirekte utslipp, det vil si utslipp som skjer i andre deler av verdikjeden (scope 2 og 3¹). Kartlegging og selskapsrapportering av indirekte utslipp kan bidra til å synliggjøre potensialet for å redusere klimagasser på tvers av aktørene i verdikjeden, og utslipp knyttet til bruken av olje- og gass er en viktig indikator for omstillingsrisiko. Statusrapporten 2023 inkluderer også en beskrivelse av hvordan selskapene arbeider med å måle, rapportere og redusere utslipp i verdikjeden.

Norsk olje- og gass-industri har i løpet av det siste året økt sine leveranser til et Europa som sliter med redusert gassimport fra Russland

1

BAKGRUNN

I 2022 økte norske gassleveranser til Europa til det nest høyeste nivået i norsk sokkels historie. Energi og klimasamarbeidet med Europa styrkes både på nasjonalt og selskapsnivå, med flere nye avtaler knyttet til nye verdikjeder som hydrogen, CCS og havvind. KonKraft holder fast ved og arbeider mot oppnåelse av det mer ambisiøse klimamålet om 50 % utslippskutt innen 2030.

1.1 Norsk olje- og gassindustri står fast ved klimamålene samtidig som gassleveransene til Europa øker

Som Norges største næring har olje- og gassektoren et stort samfunnsansvar og kompetansen og teknologikraften vår er et viktig grunnlag for å bidra til å nå målene satt i Parisavtalen. Norsk olje- og gassindustri har det siste året økt sine leveranser til et Europa som har et stort bortfall av gassimport fra Russland. I 2022 økte norske gassleveranser med 8 % sammenlignet med 2021, til det nest høyeste nivået i norsk sokkel historie.² I de tre første månedene i 2023 ble nær all olje og gass fra norsk sokkel levert til land i Europa. Samtidig som produksjonen øker for å imøtekomme økt etterspørsel, skal olje- og gasselskapene halvere utslippene i 2030 sammenlignet med 2005.

Norges energisamarbeid med EU og europeiske aktører har blitt viktigere og tettere innen olje og

gass, men også for nye verdikjeder som havvind, karbonfangst og -lagring og hydrogen.

Sommeren 2022 kom Norge og EU med en fellesuttalelse om tettere energisamarbeid³ etterfulgt av en avtale om å etablere en grønn allianse for klima og grønn omstilling i april 2023.⁴ Norge har også inngått avtaler med enkelte medlemsland. I januar 2023 inngikk Norge et strategisk energisamarbeid med Tyskland blant annet innenfor CCS, hydrogen og råmaterialer.⁵

På selskapsnivå etableres det også tettere bånd mellom norske og europeiske aktører, og det annonseres planer for storskala infrastruktur og etablering av nye verdikjeder på tvers av landegrensene. Et eksempel er Equinor og Wintershall Deas planer om å bygge en CO₂-rørledning mellom Norge og Tyskland innen 2032 som skal kunne transportere 20-40 Mt CO₂/år til lagring på sokkelen.⁶

² Regjeringen (2022). Oppdatert anslag for norske gassleveranser

³ European Commission (2022). Joint EU-Norway statement on strengthening energy cooperation

⁴ Regjeringen (2023). Norge og EU inngår en grønn allianse

⁵ Regjeringen (2023). Joint Declaration – German-Norwegian Partnership on Climate, Renewable Energy and Green Industry

⁶ Wintershall Dea (2022). Wintershall Dea and Equinor partner up for large-scale CCS value chain in the North Sea

1.2 KonKrafts opprinnelige klimastrategi og heving av utslippsmålet til 50 % kutt innen 2030

KonKraft-felleskapet utarbeidet i 2020 klimastrategien «*Framtidens energinæring på norsk sokkel – Klimastrategi mot 2030 og 2050*» med følgende mål:

- Olje- og gassindustrien i Norge skal redusere sine absolutte klimagassutslipp med 40 % innen 2030 sammenlignet med 2005, og videre redusere utslippene til nær null i 2050.
- Norsk olje- og gassnæring vil sammen med rederier og riggeiere være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar aktivt til oppnåelse av målene i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 % utslippsreduksjon innen 2030 i innlands sjøtransport og fiske.


I etterkant av at KonKraft lanserte sin klimastrategi januar 2020, ba Stortinget regjeringen i et anmodningsvedtak i forbindelse med behandlingen av de midlertidige endringene i petroleumsskatten om å legge frem en plan sammen med bransjen om å redusere klimagassutslippene med 50 % innen 2030. KonKraft legger dermed til grunn at utslippene skal halveres i 2030. I tillegg til målet om å redusere utslippene fra egen virksomhet, har

olje- og gassindustrien ambisjoner om å skape en ny og fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel som bidrar til at også andre aktører kan redusere sine utslipp. KonKraft-partnerne ønsker å utvikle nye verdikjeder for havvind, hydrogen, CCS og havbunnsmineraler på sokkelen. Forutsigbar politikk og rammebetingelser, samarbeid med myndighetene og en styrking av virkemiddelapparatet vil være viktig for å nå det forhøyede målet og akselerere utbyggingen av fornybare og lavutslipps verdikjeder på sokkelen.

Årlige statusrapporter gir et oppdatert bilde av mulighetsrommet for utslippsreduksjoner og nye verdikjeder basert på aktørenes planlagte prosjekter innen havvind, CCS og hydrogen. Denne rapporten er den tredje statusrapporten siden klimastrategien ble lansert i 2020.

I årets statusrapport er tidslinjen utvidet til 2035. Det skyldes at planlegging og utbygging av infrastruktur og etablering av de nye verdikjedene har lange ledetider. For flere prosjekter som er i en tidlig fase i dag, vil resultatene først komme frem mot 2035. Målet om 50 % utslippsreduksjon i 2030 står ved lag, men ved å utvide tidshorisonten synliggjøres også potensialet for ytterligere utslippsreduksjoner og realisering av prosjekter innen havvind, hydrogen og CO₂-fangst og -lagring etter 2030.

Forutsigbar politikk og rammebetingelser, samarbeid med myndighetene og en styrking av virkemiddelapparatet vil være viktig for å nå det forhøyede målet



Samtidig som produksjonen øker for å imøtekomme økt etterspørsel, står olje- og gasselskapene fast på klimamålene

2

STATUS OG PROGRESJON I 2023 FOR UTSLIPPSREDUKSJONER

Årets statusrapport viser at det fortsatt er mulig å redusere utslippene med 50 % innen 2030, men det har blitt mer krevende. Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner med kraft fra land er helt avgjørende for måloppnåelsen.

Årets gjennomgang av identifiserte klimatak i olje- og gassindustrien viser et utslippsreduksjonspotensial på 5,3 Mt CO₂e i 2030 som tilsvarer et potensial på 52% reduksjon i utslippene sammenlignet med 2005. Kraft fra land er fortsatt tiltaket med klart størst potensial for utslippskutt mot 2030, og har et samlet reduksjonspotensiale i prosjektporteføljen på nesten 4 Mt CO₂e. Et høyt aktivitetsnivå, presset leverandørmarked, voksende inflasjon og tilgang på kraft er utfordringer bransjen møter på vei mot realiseringen av klimamålet i 2030. Forutsigbare rammevilkår og risikoavlastning fra myndighetene vil være avgjørende for selskapene som skal gjennomføre store og langsiktige klimainvesteringer som også skal være økonomisk forsvarlige i 2030.

Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner med kraft fra land er helt avgjørende for måloppnåelsen

2.1 Reduserte utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel

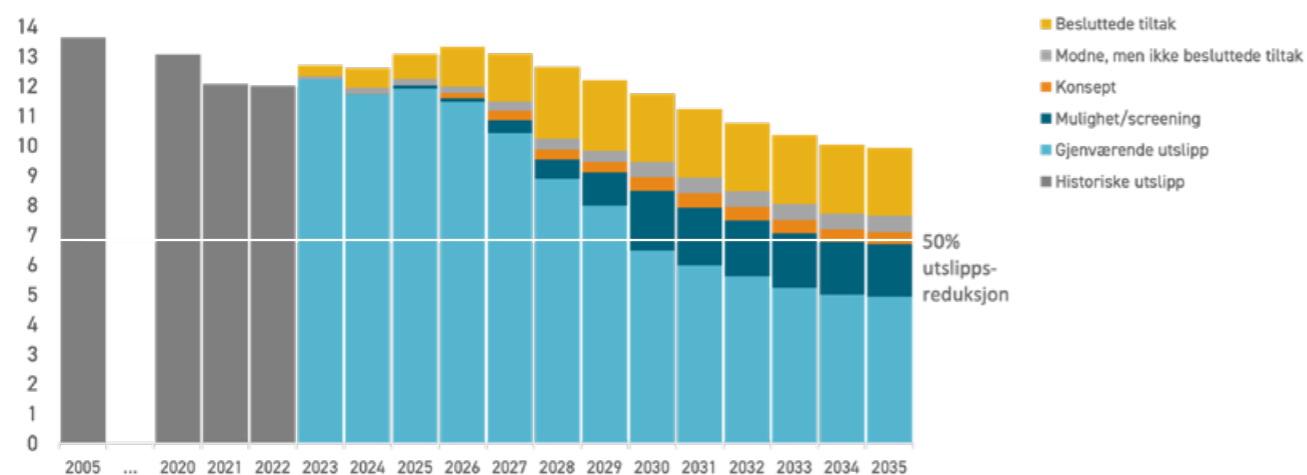
For å sikre god oppfølging av klimastrategien utarbeider KonKraft årlig en statusrapport som viser progresjon mot måloppnåelse i 2030. Statusrapporten er en analyse av mulighetsrommet på tvers av operatørselskapene basert på planlagte utslippsreducerende tiltak av forskjellig modenhet.

Mulighetsrommet per mars 2023 viser at norsk olje- og gassindustri fortsatt har potensial til å redusere utslippene med 50 % i 2030 sammenlignet med 2005, som var på 13,6 Mt CO₂e. For å nå klimamålet må utslippene derfor reduseres til mindre enn 6,8 Mt CO₂e. I 2022 var utslippene 12 Mt CO₂e, og uten realisering av klimatiltak fremover, ventes utslippene å ligge på tilnærmet samme nivå i 2030, med 11,7 Mt CO₂e.

Det samlede potensialet for utslippsreducerende tiltak er 5,3 Mt CO₂e. En realisering av hele dette potensialet gir resterende utslipp i 2030 på 6,5 Mt CO₂e, noe som tilsvarer en reduksjon på 52 % sammenlignet med utslippene i 2005. Av det samlede potensialet for utslippsreduksjoner er 2,3 Mt CO₂e besluttede tiltak. Dersom kun de besluttede tiltakene blir realisert, anslås olje- og gassindustriens utslipp å falle med 29 % i 2030 målt mot 2005-nivå. Hvis også *modne, men ikke besluttede tiltak* blir realisert (0,8 Mt CO₂e), oppnås 35 % kutt mot 2005-nivå. For å nå målet om 50 % kutt i 2030, er det avgjørende å få modnet frem og besluttet tiltak som i dag kun er på et *mulighets/screening-* eller *konseptstadium*. Utviklingen i utslipp og effekten av mulige utslippsreducerende tiltak med ulike grad av modenhet mot 2035 kan sees i Figur 4.

Figur 04 OPPDATERT MULIGHETSROM PER MARS 2023
Utslipp i Mt CO₂e/år

Kilde: KonKraft



Figur: Oppdatert mulighetsrom per mars 2023 med framskrivninger for utslipp, og estimert effekt av større besluttede klimatiltak og tiltak under vurdering. Framskrivningene inkluderer også planlagte nye feltutbygginger, noe som medfører at den totale effekten av utslippsreducerende tiltak i de ulike modenhetsnivåer varierer litt over tid

KonKrafts mulighetsrom og analyse er basert på en gjennomgang med alle operatørene på norsk sokkel i februar 2023 og tar også hensyn til selskapenes klimamål, utslippsprognoser, utslippsreducerende tiltak, planlagte nye felt og avvikling av eksisterende felt. Tallene omfatter de samlede utslippene fra virksomheten på norsk sokkel samt de totale utslippene fra olje- og gassprosesseringsanleggene på Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Melkøya og Stureterminalen.

Tiltakene er kategorisert i ulike modenhetsnivåer:

- **Besluttede tiltak:**
Investeringsbeslutningen er tatt, men tiltaket er ikke i drift ennå (de mest modne tiltakene)
- **Modne, men ikke besluttede 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)

Fra 2020 til 2021 gikk utslippene fra petroleumsvirksomheten ned med nesten 8 % hovedsakelig på grunn av nedstengingen av anlegget på Melkøya i september 2020. I mai 2022 startet anlegget opp igjen, men utslippene i 2022 holdt seg på samme nivå som i 2021 og ble kompensert av utslippsreduksjoner fra offshore installasjonene. Fremover ventes ikke utslippene å falle vesentlig før etter 2025 på grunn av oppstart av pågående utbygginger. Besluttede klimatiltak bidrar likevel til å unngå en videre økning av utslippene, som ville økt til 13,3 Mt CO₂e i 2026 uten tiltak. Selskapene jobber systematisk og kontinuerlig med å identifisere tiltak som reduserer utslippene.

Fra og med 2026 begynner utslippene å falle betraktelig år for år som følge av at flere klimatiltak trer i kraft. Store og modne utslippsreducerende tiltak som planlegges mot 2030 inkluderer blant annet

- Elektrifiseringen av Troll Vest fra 2024, som med full effekt fra 2026 reduserer utslippene med over 400 000 tonn CO₂e/år.
- Elektrifisering av Oseberg, som gir en utslippsreduksjon på 300-350 000 tonn CO₂e/år fra 2026.
- Elektrifiseringen av Draugen, som samme år gir reduksjoner på 210-220 000 tonn CO₂e/år.
- Elektrifisering av Hammerfest LNG, som fra 2028 reduserer de årlige utslippene med nærmere 850 000 tonn CO₂e.

Fra 2028 til 2031 vil også avvikling av felt og installasjoner bidra til betydelige utslippsreduksjoner. Realisering av klimatiltak som i dag er på *Mulighet/screening-*nivå eller per i dag ukjente tiltak vil også kunne gi betydelige utslippsreduksjoner mot slutten av 2020-tallet.

En betydelig andel av utslippsreduksjonspotensialet nærmere 2030 ligger i prosjekter som i dag er helt i starten av utviklingsløpet dvs. *Mulighet/screening-*fasen. Klimatiltak som nå er i et tidlig prosjektløp, skal sikre tilstrekkelige utslippsreduksjoner slik at selskapene når egne klimamål og sikre oppfyllelse av bransjemålet om minst 50 prosent utslippsreduksjon sammenlignet med 2005. Prosjektene i *Mulighet/screening-*fasen vil beslaglegge store ressurser i selskapene fremover. Mellom 2030 og 2035 forventes utslippsreduksjoner hovedsakelig fra planlagte nedstenginger. Bildet vil endre seg over tid, og det forventes at ytterligere tiltak for perioden etter 2030 vil bli meldt inn i kommende statusrapporter.

2.1.1 Fra 2022 til 2023 har en rekke modne tiltak blitt besluttet, men mange tiltak har fortsatt betydelig behov for videre modning

Figur 5 viser det samlede utslippsreduksjonspotensialet for klimatiltakene fordelt på modenhetsgrad i årets rapport sammenlignet med fjorårets statusoppdatering. Den største forskjellen i forhold til fjoråret, er at mange tiltak har gått fra å være *Modne, men ikke besluttede tiltak* til besluttede tiltak. Et betydelig reduksjonspotensial - nesten 2 Mt CO₂e – er fortsatt på et *Mulighet/screening*-stadium, og det er et lite potensial fra prosjekter som befinner seg på *konseptstadiet*.

Utløpet av fristen for den midlertidige skattepakken ved utgangen av 2022 bidro trolig til å motivere selskapene til å beslutte prosjekter sammenlignet med fjorårets statusgjennomgang. Utviklingen av disse klimaprojektene har beslaglagt og vil videre beslaglegge betydelige ressurser i selskapene fremover, og de jobber nå videre med å modne prosjekter i *Mulighet/screening*-fasen som vil kunne gi utslippsreduksjoner på nærmere 2 Mt CO₂e og sikre måloppnåelse i 2030. Det tar omtrent seks år for større klimatiltak fra mulighetsstudie (DG1) til iverksettelse (DG4). Flere av tiltakene som trengs for å nå 2030-målet bør derfor gå inn i konseptvalgfase (passere DG 1) tidlig i 2024 for at de skal kunne realiseres i tide. Selskapene må dermed allerede nå identifisere prosjektporteføljer som gir tilstrekkelige og forutsigbare utslippsreduksjoner innen 2030 fra et teknisk, økonomisk og klimapolitisk ståsted.

2.1.2 Kraft fra land er det klart viktigste tiltaket for å nå næringens klimamål i 2030

Figur 6 viser potensialet for utslippsreduksjoner fordelt på ulike tiltakskategorier. Kraft fra land det tiltaket som har klart størst potensial til å kutte utslipp i 2030, med et samlet reduksjonspotensiale på nesten 4 Mt CO₂e. Omtrent halvparten av reduksjonspotensialet består av allerede besluttede prosjekter. Det ligger et betydelig reduksjonspotensial i umodne kraft fra land-prosjekter i *Mulighet/screening*-fasen på rundt 1,5 Mt CO₂e. Selskapene opplever økt usikkerhet knyttet til nye elektrifiseringsprosjekter ettersom kraftoverskuddet i Norge reduseres og presset på nettkapasiteten øker.

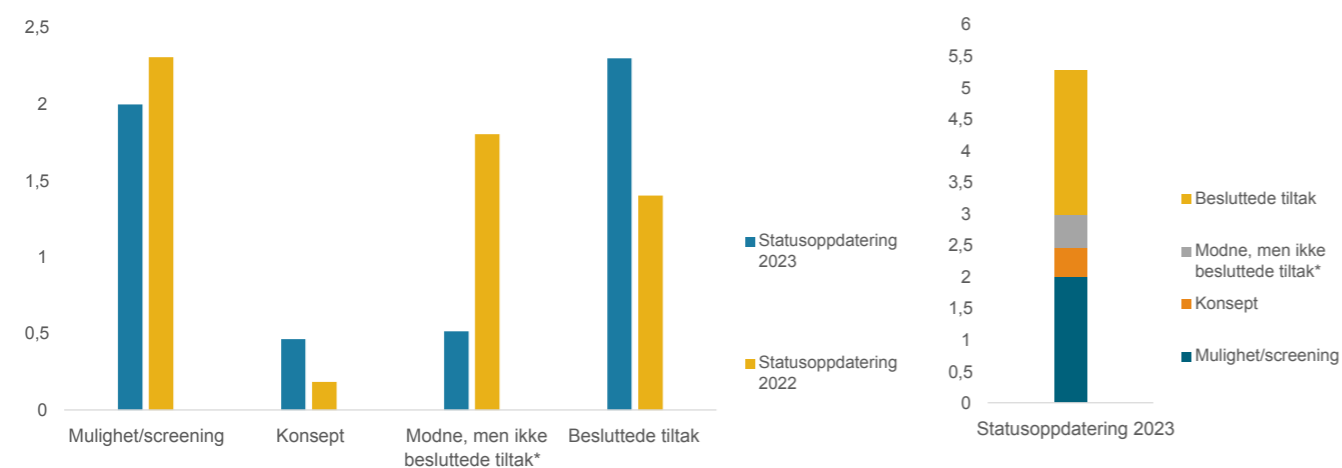
Energieffektivisering og redusert fakling:

Foruten kraft fra land, står energieffektivisering og redusert fakling for det største potensialet for utslippsreduksjoner, med 700 000 tonn CO₂e innen 2030. Størstparten av dette potensialet består av *modne, men ikke besluttede tiltak*.

Energieffektivisering i form av konsolidering kan være aktuelt på utstyrsnivå for installasjoner i drift, der man for eksempel samler produksjon eller kraftforbruk på færre turbiner. Konsolidering på installasjonsnivå kan samle produksjon fra flere felt til en installasjon. Dette er aktuelt ved utvikling av nye felt, hvor tie-in til eksisterende installasjoner får samlet produksjonen og utnyttet kapasiteten bedre og mer energieffektivt.

Figur 05 ENDRINGER I MODENHETSGRAD FOR TILTAKENE I DENNE RAPPORTEN SAMMENLIGNET MED FJORÅRETS STATUSOPPDATERING. Mt CO₂e i 2030.

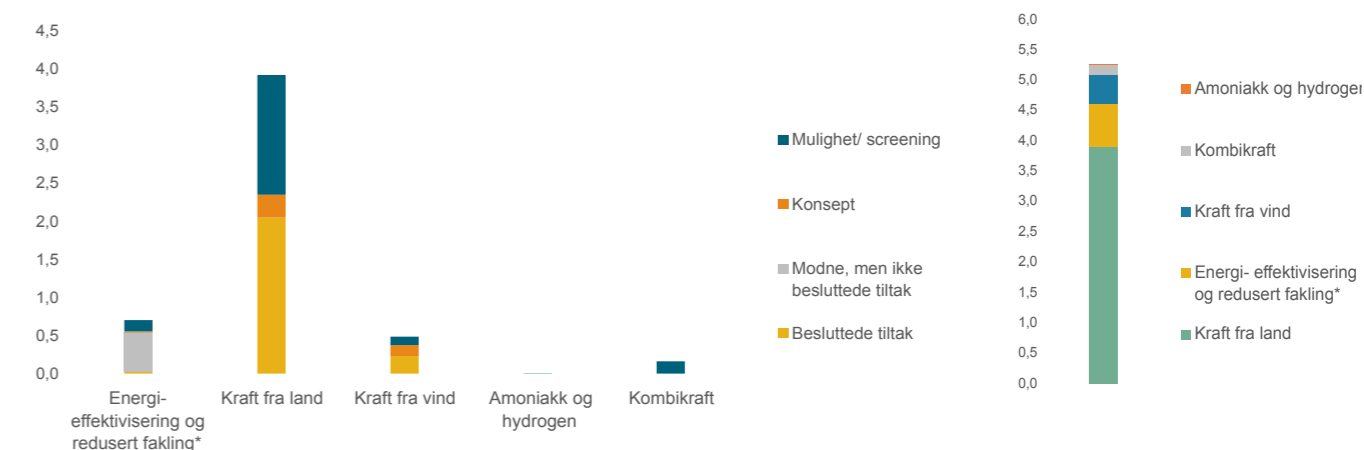
Kilde:KonKraft



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

Figur 06 KATEGORISERING AV BESLUTTEDE KLIMATILTAK OG TILTAK UNDER VURDERING. FORVENTET EFFEKT MOT 2030 Tiltakseffekt Mt CO₂e i 2030

Kilde:KonKraft



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

Kraft fra havvind:

Også kraft fra havvind med direkte tilkobling til installasjonene på sokkelen representerer en betydelig kilde til potensielle utslippsreduksjoner, med omkring 500 000 tonn CO₂e. Ser vi bort fra Hywind Tampen, som er under implementering, består kategorien av en eller noen få turbiner koblet opp mot en installasjon. Slike løsninger krever at man beholder gassturbiner for å sikre stabil krafttilførsel ved lite vind. Utslippsreduksjonene er derfor begrensede, men vurderes som aktuelle klimatiltak for installasjoner med begrenset gjenværende levetid.

Øvrige tiltak:

Nytt i 2023 er at installering av kombikraftanlegg vurderes på FPSOer som vanskelig lar seg elektrifisere. Reduksjonspotensialet i 2030 anslås til 160 000 tonn CO₂e. Ammoniakk og hydrogen til gasskraftturbiner er et annet tiltak som vurderes i årets rapport for installasjoner med begrenset gjenværende levetid. Dette er prosjekter i tidlig fase med hensyn til modenhet og med et begrenset utslippsreduksjonspotensial.

2.1.3 Redusert vekt kan bidra til økt bruk av kombikraftverk på offshore installasjoner

Mesteparten av utslippene på norsk sokkel kommer fra produksjon av kraft og kompresjon av gass offshore ved bruk av gassturbiner. Ved å utnytte eksosvarmen i en damp turbin på et gasskraftverk vil energiutnyttelsen på anlegget typisk øke fra 30 til 60 %. Kombikraftverk har derfor redusert gassforbruk og slipper ut mindre CO₂ enn tradisjonelle gasskraftanlegg. Vekt og størrelse

på kombikraftanleggene har vært en barriere for anvendelse på offshore installasjoner, og brukes derfor kun på tre offshore installasjoner i dag.

Lavutslippssenteret, som er en del av SINTEF, arbeider med å utvikle kompakte og effektive kombisyklusanlegg for å redusere vekt- og arealbegrensningene til slike anlegg. Prosjektet, som går under navnet COMPACTS for Compact Offshore Steam Bottoming Cycles, skal utvikle kombikraftverk med 50 % lavere vekt, og med mindre arealbehov. Disse kraftverkene kan redusere utslippene fra gassturbinene med 25 %. De høye temperaturene i kraftanlegget gjør designet av anlegget utfordrende, men COMPACTS utvikler blant annet alternative varmevekslere og vannbehandlingsanlegg for å gjøre anleggene lettere og mer kompakte. I tillegg skal økt bruk av aluminium i rammestrukturen redusere vekten ytterligere. Foreløpige resultater i prosjektet viser en reduksjon i drivstofforbruk i enkelttilfeller på 22 % og vektreduksjon på hele anlegget tilsvarende 40-50 %, hvorav en stor reduksjon skyldes lettere varmegjenvinningsanlegg.

ConocoPhillips er et av selskapene som har bidratt med driftsdata og eksempler på erfarte feilmoduser. Videre har selskapet bidratt med offshore målinger og analyser av termisk stress, integritetstesting og feilsøking. Selskapet har også kommet med anbefalinger for gode designløsninger. I neste fase av prosjektet, COMPACTS DEMO, skal det bygges og testes en nedskalert pilot med mindre diameter på rørene til varmegjenvinningsenheten i anlegget, i tillegg til at prosessforhold, ytelse og integritet skal testes.

Kraft fra land er det klart viktigste tiltaket for å nå næringens klimamål i 2030

2.1.4 Kraftturbiner i dumpelinjer

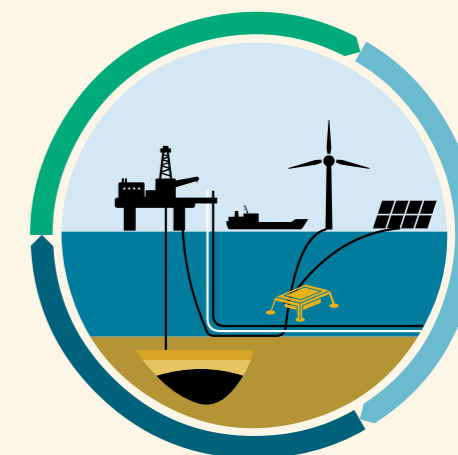
Neptune Energy vurderer i samarbeid med Framo å installere en kraftturbin i en dumpelinje for produsert vann som slippes ut sjøen på Gjøa Semi Platform. Kraften som produseres kan så brukes på plattformen. Siste beregninger tilsier at en turbin i dumpelinjen ville kunne produsere ca. 8 GWh per år, noe som tilsvarer forbruket til omtrent 400 norske husstander.

Denne teknologien er ny og uprøvd offshore, og teknologiutviklingen vil kunne ha en spesielt positiv klimaeffekt om den tas i bruk på olje- og gassinstallasjoner som produserer kraft ved hjelp av gassturbiner.

2.1.5 Prosjekter ved SINTEF LowEmission senter

De fleste av operatørselskapene på norsk sokkel er partnere i SINTEFs LowEmission-senter (Lavutslippssenteret), sammen med mange leverandørselskaper og forskningsinstitutter. Senteret er nå halvveis i programperioden og Norsk Forskningsråd har nettopp besluttet at senteret får finansiering de neste årene.

Lavutslippssenteret konsentrerer seg blant annet om økt effektivitet i gassturbiner, alternative drivstoff (hydrogen og ammoniakk), elektrifisering, energieffektiv prosessering (subsea og topside) og feltløsninger for redusert energiforbruk og integrering av fornybar kraft, samt lavutslipp logistikkløsninger. Senteret jobber sammen med partnerne for å få frem konkrete tiltak og de beste løsningene gjennom et godt samspill og samarbeid. KonKraft mener at senteret er et godt virkemiddel og kan spille en viktig rolle i forbindelse med oppnåelse av olje- og gassindustriens klimamål.



Mål: Utvikle teknologier og løsninger for å redusere klimagassutslippene på den norske kontinentalsockelen med 50% innen 2030 og bevege oss mot nullutslipp innen 2050.

2.2 Elektrifisering og kraftbehov

2.2.1 Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel

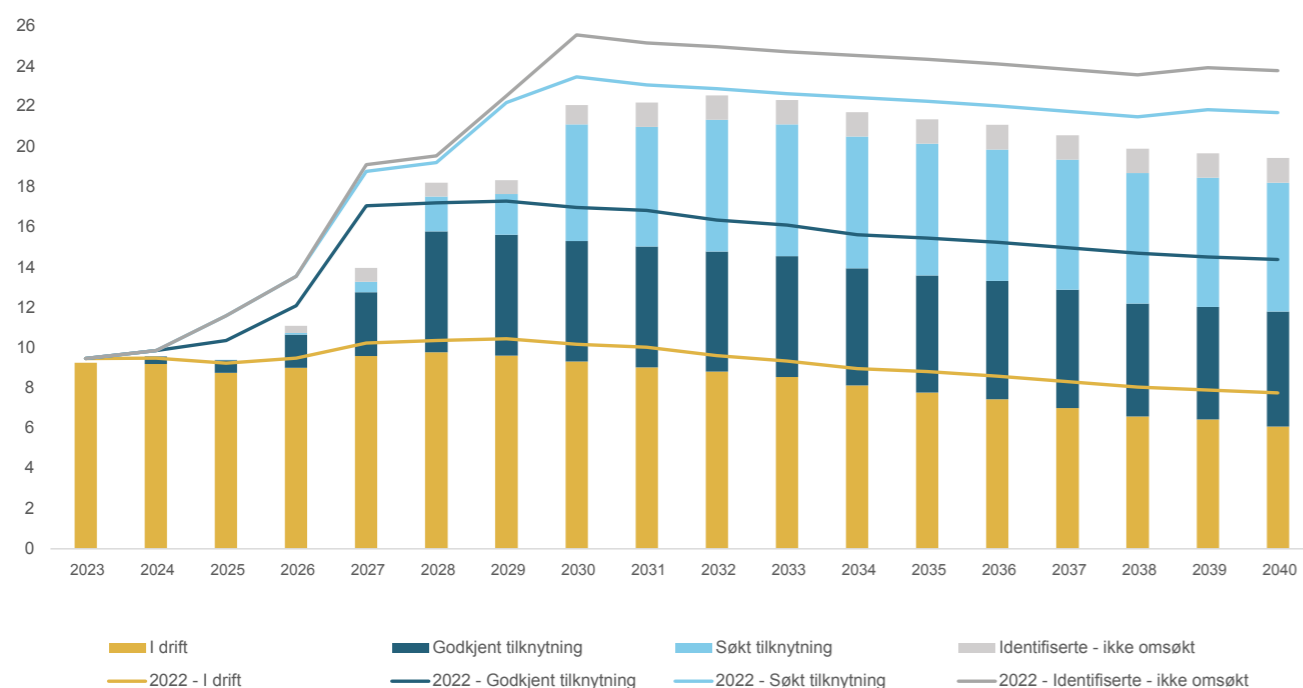
Den oppdaterte prognosen for kraft fra land til norsk sokkel per april 2023 viser at kraftforbruket på norsk sokkel vil øke betydelig fra 2026 frem til og med 2030 når flere elektrifiseringsprosjekter gjennomføres. Videre vil kraftforbruket trolig nå en topp tidlig på 2030-tallet avhengig av hvilke elektrifiseringsprosjekter i planleggingsfasen som realiseres, og eventuelt når dette skjer. Figur 7 viser årets kraftprognose for petroleumsindustrien, der det er skilt mellom elektrifiseringsprosjekter med ulik grad av prosjektmodenhet.

Prognosen er basert på detaljerte analyser av gassnettverket, feltoperatørens oppdaterte analyser av kraftbehov for elektrifiseringsprosjekter i modning, og forventet utvikling av norsk gasseskport våren 2023. Prognosen baseres på forventet kraftforbruk av anlegg etter kategoriene: *i drift, godkjent tilknytning, søkt tilknytning og identifisert – ikke omsøkt*. Gassprosesseringsanleggene Nyhamna, Melkøya, Kårstø og Kollsnes inngår i prognosen.

Sammenlignet med fjorårets prognose, er kraftforbruket fra installasjoner i drift nedjustert med nesten 1 TWh i 2030 i årets prognose. Videre er det forventede kraftforbruket som er tildelt nettkapasitet i 2030 redusert med nær 2 TWh. Dette henger blant annet sammen med utsettelsen av Wisting og Linnorm. Det totale kraftbehovet for installasjoner i drift og installasjoner med godkjent tilknytning er i 2030 anslått til 15 TWh.

FIGUR 07 PROGNOSE FOR KRAFTBEHOV PÅ NORSK SOKKEL TWh

Kilde: Offshore Norge



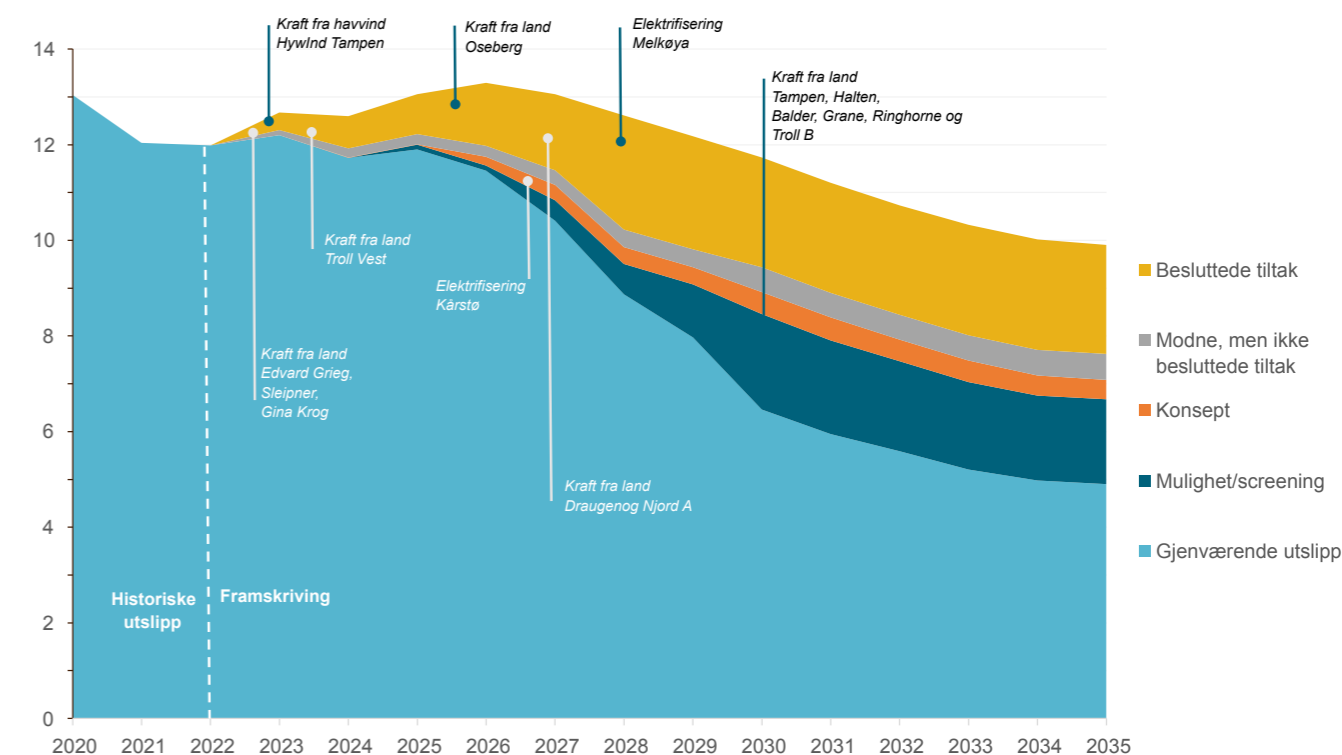
Kraftbehovet for øvrige elektrifiseringsprosjekter som har søkt tilknytning eller er identifiserte, men ikke omsøkte vil fremover kunne variere avhengig av prosjektmodningen og det er økt usikkerhet knyttet til anslagene utover i tid.

Økningen i kraftbehovet på sokkelen frem mot og i 2030 er koblet til elektrifiseringsprosjekter som skal sikre tilstrekkelige utslippsreduksjoner for å nå bransjens klimamål. Figur 8 viser sammenhengen mellom det økte kraftbehovet på sokkelen illustrert i Figur 7 og effekten av

elektrifiseringsprosjekter i utslippsprognosen. Eksempelvis kan det økte kraftbehovet i 2026 knyttes til elektrifiseringen av Oseberg. I 2030 er det mange elektrifiseringsprosjekter bransjen ønsker å gjennomføre for å realisere klimamålene, deriblant på Tampen, Halten, Grane, Ringhorne og Troll B, som også vil medføre en betydelig økning i kraftbehovet i 2030. Utover 2030 er det foreløpig ikke planlagt elektrifiseringsprosjekter med kraft fra land, og kraftbehovet avtar dermed gradvis ettersom produksjonen avtar.

FIGUR 08 OVERSIKT OVER ULIKE ELEKTRIFISERINGSTILTAK MED BETYDELIG EFFEKT PÅ DE TOTALE KLIMAGASSUTSLIPPENE. Millioner tonn CO₂e/år.

Kilde: Konkraft



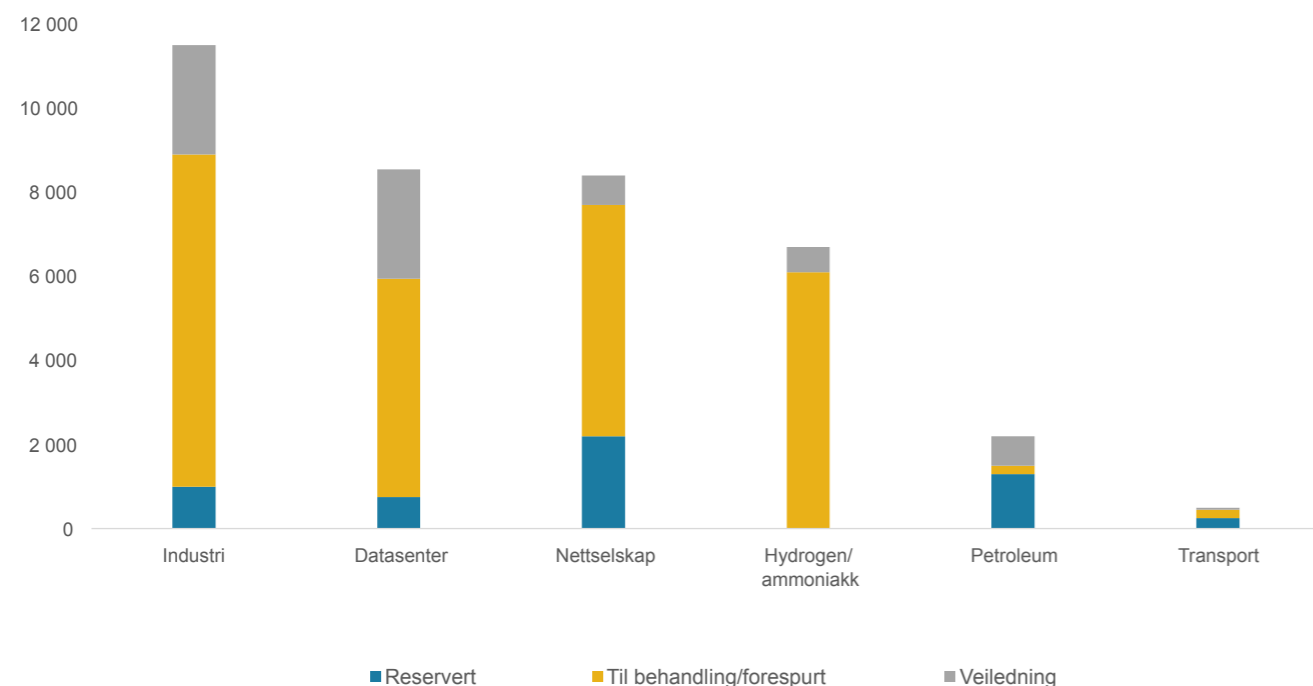
2.2.2 Kraftetterspørselen øker i alle sektorer og de fleste elektrifiseringsprosjektene i petroleumssektoren har allerede fått tilsagn om kraft

Elektrifisering i flere sektorer og et ønske om å etablere nye kraftintensive næringer fører til en stor økning i kraftetterspørselen i Norge. I Figur 9 vises Statnetts sammenstilling av forbrukshenverdeler om nettilknytning i transmisjonsnettene fordelt på ulike sektorer fra tredje kvartal 2022. Oversikten viser stor etterspørsel fra industri og nye industrietableringer som datasentre, hydrogen- og ammoniakkproduksjon. Petroleumssektorens etterspørsel er forholdsvis lav sammenlignet med annen industri, og mange av petroleumssektorens elektrifiseringsprosjekter er modnet over lengre tid når det søkes om tilknytning sammenlignet med søknader i andre sektorer.

Fremover øker kraftforbruket i Norge i tilnærmet alle sektorer. I Statnetts basisprognose⁷ øker forbruket fra 140 TWh i 2022 til 178 TWh i 2030 og opp til 220 TWh i 2050, illustrert i Figur 10. For petroleumsindustrien samsvarer Statnetts prognose med KonKrafts prognose ved at kraftforbruket kan komme opp til 20 TWh i 2030, men avtar utover i tid. I andre sektorer som transport legger Statnett til grunn en forbruksøkning på 10 TWh for transport og 7 TWh for kraftintensiv industri til 2030, med en ytterligere økning til 2040 på henholdsvis 9 og 6 TWh hver. Kraftforbruket til hydrogenproduksjon, datasenter/batteri, transportsektoren og petroleumssektoren vil ifølge basisprognosen i 2040 ligge på omtrent samme nivå med et forbruksbehov på 15–22 TWh.

FIGUR 09 STATUS PÅ FORBRUKSHENVERDELSER OM NETTILKNYTNING I TRANSMISJONSNETTET PR Q3 2022 MW

Kilde: Statnett, 2023



2.2.3 Elektrifiseringstiltak har en global klimaeffekt og er avgjørende for bransjens klimamål

Den globale utslippseffekten av elektrifiseringen av olje- og gassinstallasjoner i Norge har vært omdiskutert. Det har vært enighet om at utslippene reduseres i Norge, men ulike vurderinger av om det har global effekt å redusere utslipp fra norsk sokkel. I en rapport for Offshore Norge lansert i januar 2023 konkluderer THEMA Consulting Group med at elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner ikke bare reduserer utslippene fra norske olje- og gassinstallasjoner, men også reduserer europeiske og globale klimagassutslipp via effekter i kraftmarkedet, gassmarkedet og kvotemarkedet.

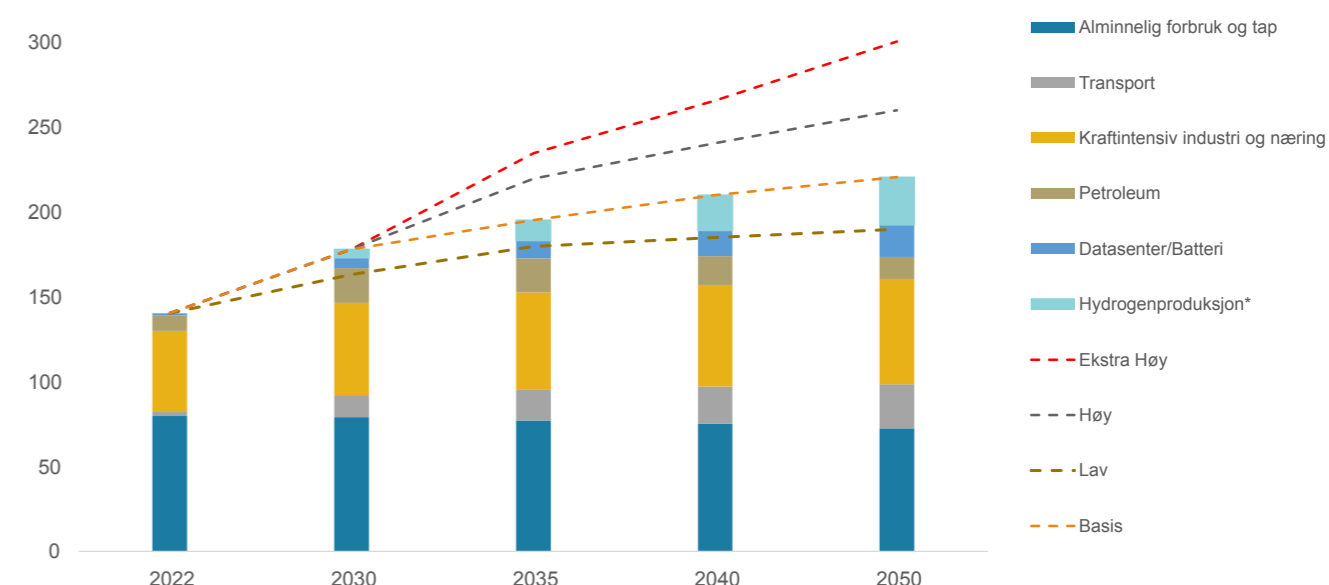
Det økte kraftbehovet til elektrifiseringsprosjekter dekkes hovedsakelig av ny kraftverkskapasitet i Europa som, gitt klimapolitiske rammebetingelser og mål, har lave eller ingen utslipp. Utslipp på sokkelen og fra landanleggene er omfattet av

det europeiske kvotemarkedet. Samlet kutter elektrifiseringsprosjekter utslippene i Europa fordi overskuddet av kvoter øker og kvoteprisen reduseres. Det øker sannsynligheten for sletting av kvoter via markedsstabiliseringsmekanismen og for en ytterligere tilstramning av kvotetaket. Den viktigste globale utslippseffekten er at norsk rørgass fortrenger gassimport (LNG) til Europa som har flere ganger så høyt klimafotavtrykk under produksjon og transport (Rystad Energy, 2021). Eventuelle karbonlekkasjeeffekter er små, og eventuelt positive.

THEMA anslår en netto reduksjon i etterspørselen etter kvoter på mellom 78 og 87 % av den lokale utslippsreduksjonen på feltet, avhengig av hvilket politikksenario som legges til grunn, se Figur 11. Nettovirkningen vil bl.a. avhenge av lokale faktorer som energieffektiviteten til installasjonen i nullalternativet og energitapene i tilknytningskabelen.

FIGUR 10 BASIS FORBRUKSPROGNOSE FOR NORGE FRA 2022-2050 FORDELT PÅ SEKTOR TWh

Kilde: Statnett, 2023



KonKraft mener at opprettelsen av et CO₂-fond bør være en del av et klimapartnerskap mellom bransjen og myndighetene

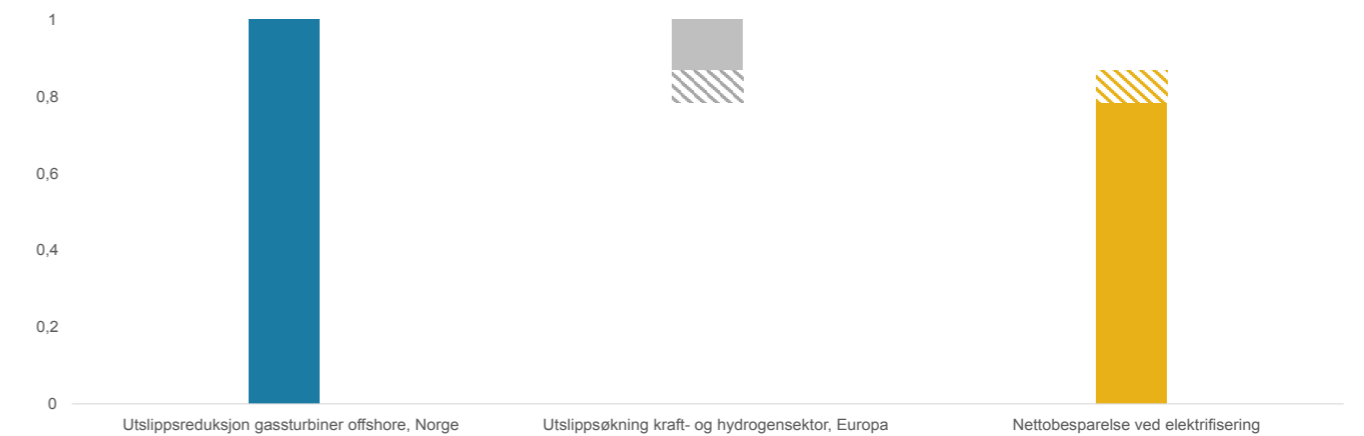
Elektrifisering av norske olje- og gassinstallasjoner og landanlegg utgjør med et reduksjonspotensial på nesten 4 Mt CO₂ i 2030 nærmere 20 prosent av utslippsreduksjonene som er nødvendige for å nå Norges klimamål i 2030. Dersom lønnsomme elektrifiseringsprosjekter ikke gjennomføres, vil det gjøre klimapolitikken dyrere og målene vanskeligere å nå.

Sammenlignet med elektrifiseringsprosjekter for å kutte utslipp i landbasert industri og transportsektoren, er mange av prosjektene i

olje- og gassektoren effektive både med hensyn til utslippsreduksjon per kraftforbruk (tCO₂/MWh) og tiltakskostnad (NOK/tCO₂), se et utvalg av elektrifiseringsprosjekter innenfor sektorene i Figur 12. I alle sektorene er det betydelig variasjon både i kraftforbruk og tiltakskostnad mellom ulike elektrifiseringsprosjekter. Lønnsomheten og effektiviteten av elektrifisering offshore er lavere for felt med begrenset levetid, tekniske utfordringer, plassutfordringer eller lengre avstand til land.

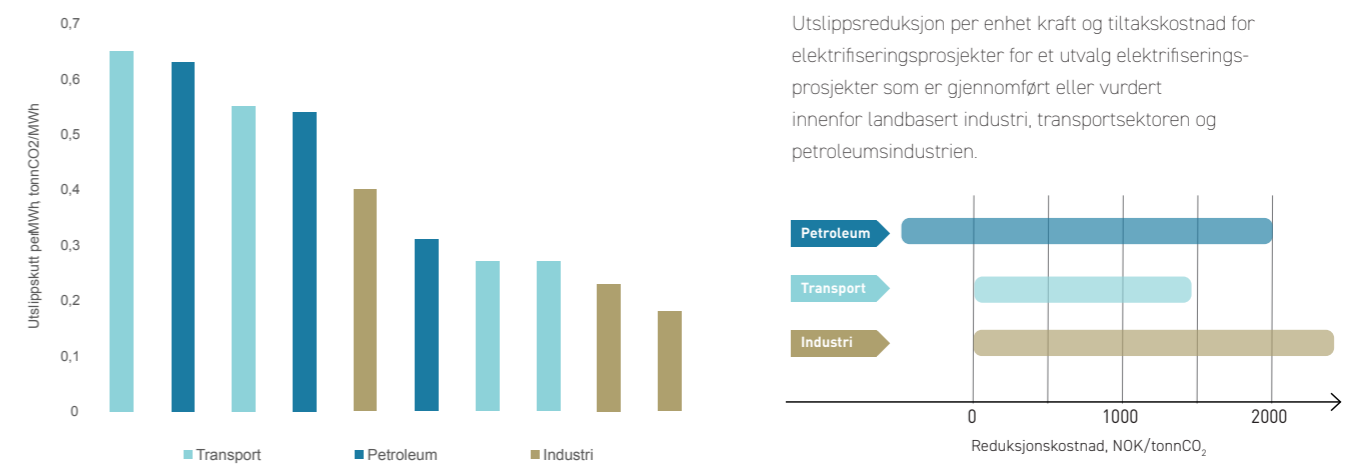
11 MODELLERTE UTSLIPPSEFFEKTER I KVOTEPLIKTIG SEKTOR VED ELEKTRIFISERING AV ET EKSEMPELFELT. Utfallsrommet for tre ulike kraftmarkedsscenarier vises som skravert.

Kilde:Thema



12 UTSLIPPSREDUKSJON PER ENHET KRAFT OG TILTAKSKOSTNAD FOR ELEKTRIFISERINGSPROSJEKTER FOR ULIKE PROSJEKTER

Kilde:THEMA 2023



2.3 Barrierer og virkemidler

2.3.1 Forutsigbare rammevilkår og støtteordninger er avgjørende for å realisere klimamålet for 2030

For å realisere prosjekter som halverer utslippene fra olje- og gassindustrien i 2030, er forutsigbare rammevilkår og et styrket virkemiddelapparat viktig. Bransjen har særlig det siste året vært preget av et høyt aktivitetsnivå, presset leverandørmarked og økende inflasjon som gjør det mer krevende å gjennomføre prosjekter i henhold til plan. Ledetider for store utslippsreducerende tiltak, fra identifisering og oppstart til ferdigstillelse, er nærmere seks år. Elektrifisering med kraft fra land er det viktigste klimatiltaket for selskapene. Elektrifisering gir store utslippsreduksjoner og er ofte både bedrifts- og samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er imidlertid en utfordring at det er skapt økende usikkerhet for kraft fra land-prosjekter som følge av en mer krevende kraftsituasjon som har ført til økende motstand i befolkningen og i politiske miljøer. For selskap som gjennomfører store og langsiktige investeringer er stabile og forutsigbare rammebetingelser avgjørende.

I [Hurdalsplattformen](#) pekes det på at elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner i størst mulig grad skal skje med havvind eller annen fornybar strøm produsert på sokkelen, men det er lite trolig at prosjekter med kraft fra havvind vil være tilgjengelig i tilstrekkelig skala for å realisere bransjens klimamål i 2030.

Forutsigbarhet og forsterkning av NOx-fondet og Enova er også viktig for bransjen. NOx-fondet fikk i fjor utvidet støtteperioden fra 2025 til 2027, men det er uvisst om NOx-fondet videreføres utover denne tidshorisonten, noe som bidrar til usikkerhet i selskapenes prosjektplanlegging. Det anbefales at støtteperioden utvides med lengre intervaller for å sikre forutsigbarhet. Prosjekter som reduserer NOx-utslipp bidrar også ofte til å redusere CO₂-utslipp. Dagens støtte fra Enova krever høy grad av

innovasjon og fungerer ikke som et direkte virkemiddel for CO₂-reduksjon. Enova kan i dag ikke støtte tiltak som gir utslippsreduksjoner i kvotepliktig sektor, unntatt i tilfeller med høy grad av innovasjon. Støtteordninger er viktige for å ta ned risiko og gjennomføre tiltak som ikke direkte fører til økt produksjon.

KonKraft mener at Enova bør kunne bidra til å realisere tiltak som vil gi utslippsreduksjoner også for kvotepliktig sektor basert på eksisterende teknologi for å redusere risikoen og kostnadene for strategisk fornuftig og kvalifisert teknologi med spredningspotensial, men hvor kostnadene foreløpig er for høye for enkeltstående. Ordningene bør innrettes slik at Enova kan gi støtte utover demonstrasjon av første anlegg. Det vil si at tilgjengelig lav- og nullutslippsteknologi som kan bidra til å utløse utslippsreducerende tiltak i industrien også bør kunne motta støtte til implementering.

2.3.2 Klimapartnerskap med myndighetene

I [Hurdalsplattformen](#) vil Regjeringen gjøre Norge til en pådriver for en mer ambisiøs internasjonal klimapolitikk, med mål om å begrense den globale oppvarmingen til 1,5 grader over nivået i førindustriell tid. Det overordnede målet for å etablere klimapartnerskap som virkemiddel er å få gjennomført samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak i næringslivet som bidrar til å kutte klimagassutslipp i tråd med Norges klimamål for 2030 og 2050 og regjeringens omstillingsmål for hele økonomien.

KonKrafts vurdering er at olje- og gassbransjen i dag oppfyller prinsippene som legges til grunn for inngåelse av en klimapartnerskapsavtale gjennom arbeidet med klimastrategien og de årlige statusrapportene som utarbeides. Gjennom de årlige statusrapportene dokumenterer bransjen progresjon på måloppnåelse samt beskriver hvilke tiltak selskapene til enhver tid jobber med, som skal realisere klimamålene.

Da KonKraft vedtok [klimastrategien](#) i 2020 var målet 40 % klimagassreduksjon innen 2030, som skulle skje innenfor eksisterende virkemidler. Det ble i strategien pekt på at et CO₂-fond kan bidra til ytterligere utslippsreduksjoner og man viste til de gode erfaringene med NOx-fondet. Da Stortinget høynet klimamålet til 50 prosent reduksjon i 2030 i forbindelse med behandlingen av de midlertidige endringene i petroleumsskatteloven, viste KonKraft i [statusrapporten 2021](#) til at det er mulig å nå et mål om 50 prosent reduksjon i klimagassutslippene i 2030, men at det vil være både betydelig mer teknisk komplisert og kreve vesentlig høyere investeringer å oppnå en halvering. I [statusrapporten fra 2022](#) viste KonKraft at det er mulig å halvere utslippene i 2030, men understreket betydningen av at det opprettes et CO₂-fond for klimagassreduksjoner på norsk sokkel.

KonKraft har jobbet for å fremme CO₂-fond som et viktig virkemiddel for industrien, både for å realisere utslippsreduksjoner, men også for å skalere opp nye verdikjeder. KonKraft mener at opprettelsen av et CO₂-fond bør være en del av et klimapartnerskap mellom bransjen og myndighetene.

KonKraft mener at opprettelsen av et CO₂-fond bør være en del av et klimapartnerskap mellom bransjen og myndighetene

Maritim offshore aktivitet bidrar aktivt til oppnåelse av målene i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart

3

REDUSERTE UTSLIPP FRA MARITIME OPERASJONER

Aktørene på norsk sokkel jobber aktivt med å redusere utslipp fra maritime operasjoner gjennom energieffektivisering, driftsoptimalisering og nye teknologier. Mange har satt ambisiøse klimamål knyttet til egne operasjoner og har allerede oppnådd gode resultater. I årets rapport presenteres for første gang detaljerte sanntidsdata for utslipp og teknologibruk på offshorefartøyene – en vesentlig oppgradering fra tidligere rapporter. For 2022 er utslippene fra maritime operasjoner estimert til 1,84 Mt CO₂.

3.1 Målsetning for utslipp fra maritime operasjoner

Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart har satt mål om 50 % utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske, hvor den maritime aktiviteten i petroleumsnæringen inngår. I 2020 lanserte Norges Rederiforbund også egne klimamål for 2030 og 2050.⁸

Som en del av KonKrafts klimastrategi ble det vedtatt at norsk olje- og gassnæring, sammen med rederier og riggeiere, skal være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar aktivt til oppnåelse av målene i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 % utslippsreduksjon.

3.2 Sanntidsdata gir ny innsikt i utslippene fra maritime operasjoner

I statusrapporten for 2022 beskrev KonKraft-partnerne utfordringer knyttet til estimering av maritime utslipp. Estimering av historiske utslipp i referanseåret 2008 er en utfordring for hele skipsfarten, og ble beregnet til om lag 2,1 Mt CO₂. Dette anses fortsatt som beste tilgjengelige anslag for de historiske utslippene.

Utslippsestimatene i tidligere statusrapporter (2020-2022) var basert på AIS-data (for skipenes bevegelser) og skipsdata (installert motoreffekt og designhastighet). Denne metoden ga en relativt god første indikasjon på totalutslippene, men fanget ikke opp effekten av energieffektiviserende tiltak eller faktisk driftsprofil. Metoden er videre vurdert til å være beheftet med for stor usikkerhet til å kunne analysere endringer fra år til år, og er ikke hensiktsmessig for alene å effektivt måle reell progresjon mot 2030.

⁸ Norges Rederiforbunds klimastrategi (2020)

I årets statusrapport presenteres nye estimater, også for årene 2019-2021, basert på sanntidsmonitorering ombord på offshoreflåten. Tallene gir høyere presisjon på totalutslippene, men enda viktigere, gir de innsikt i operasjonsmønstre og faktisk bruk av energieffektiviserende tiltak som for eksempel landstrøm.

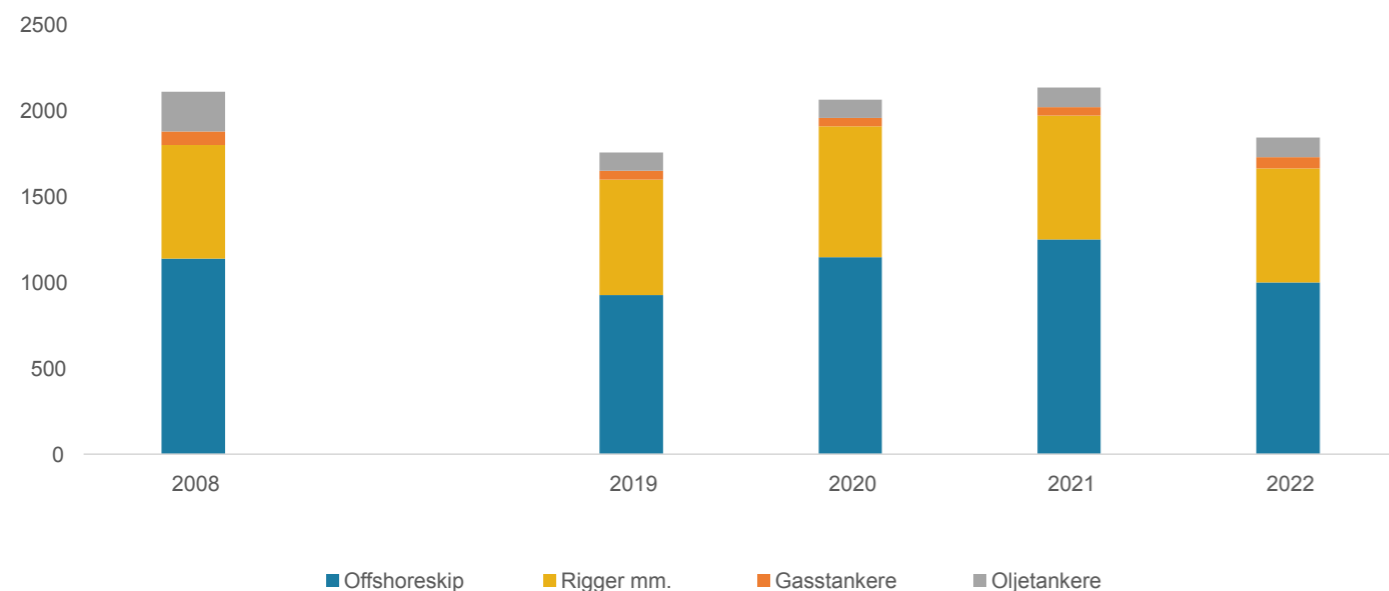
3.3 Status og utsikter for utslippsreduksjoner

Figur 13 viser estimerte CO₂-utslipp fra innenriks⁹ maritime aktiviteter i norsk olje- og gassvirksomhet for referanseåret 2008 og for perioden 2019-2022. De samlede utslippene falt fra 2,1 Mt CO₂ i 2008 til 1,76 Mt CO₂ i 2019. Fra 2019 til 2021 økte utslippene

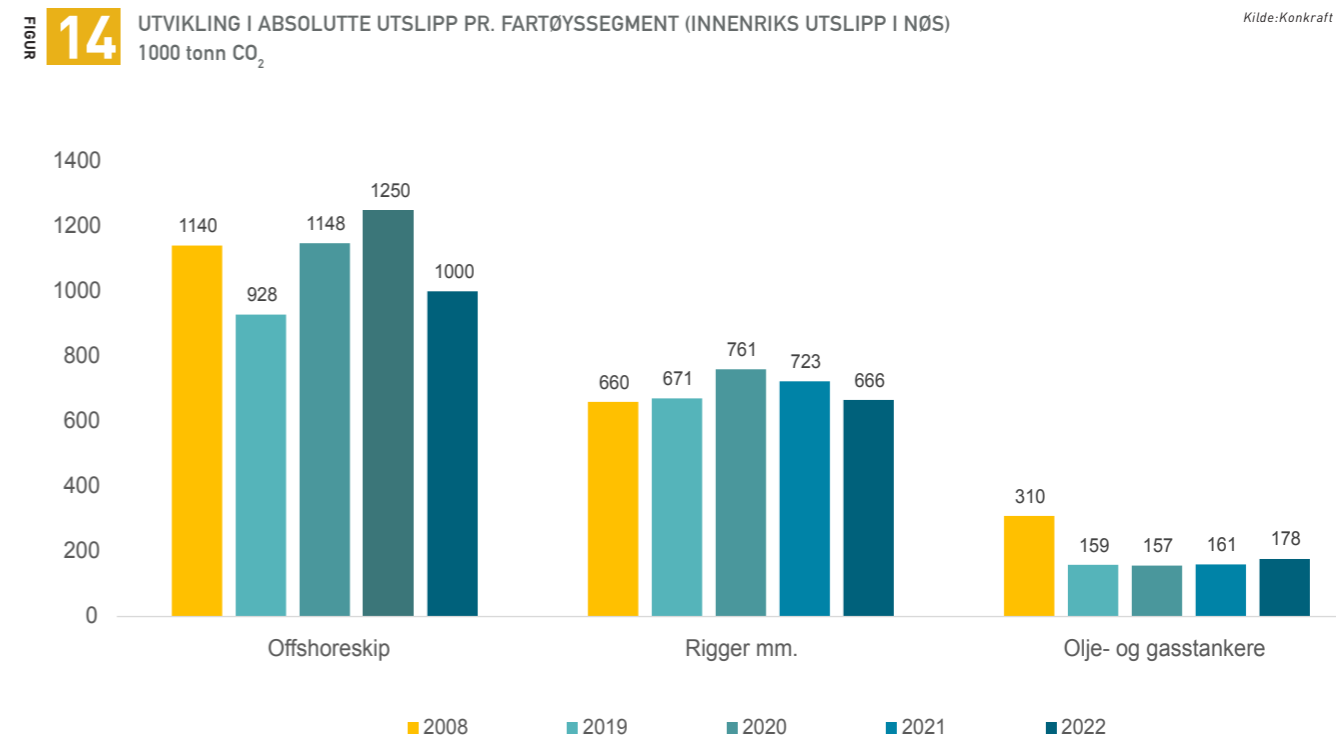
igjen til omtrent samme nivå som i 2008, men i 2022 falt utslippene til 1,84 Mt CO₂, noe som tilsvarer 13% reduksjon målt mot 2008. I samtlige år er det offshore forsyningsfartøy og rigger som står for det meste av utslippene.

Figur 14 viser utviklingen i årlige innenriks utslipp i Norsk økonomisk sone (NØS) fra fartøyssegmenter i referanseåret 2008 og for 2019-2022. Det er særlig innen kategoriene offshoreskip og oljetankere vi ser store utslippsreduksjoner i forhold til referanseåret, med en reduksjon på henholdsvis 140 000 tonn CO₂ og 117 000 tonn CO₂. For rigger mm. var utslippene på tilnærmet samme nivå i 2022 som i 2008, mens for gasstankerne har det vært en liten nedgang.

13 KLIMAGASSUTSLIPP 2008 OG 2019-2022 FRA INNENRIKS OFFSHORE MARITIM TRAFIKK I NORSK ØKONOMISK SONE. CO₂-utslipp i 1000 tonn. Kilde: VPS, DNV og Footprint¹⁰



⁹ Innenriks maritime aktiviteter knyttet til norsk olje- og gassvirksomhet er definert som trafikk mellom norske havner og/eller offshore-installasjoner på norsk sokkel. Det inkluderer dermed seilinger mellom havner i Norge, mellom offshore-installasjoner, mellom havner og offshore-installasjoner, samt opphold i havn eller ved offshore-installasjoner.
¹⁰ Data knyttet til offshoreskip er levert av VPS, DNV har levert estimatene for olje- og gasstankere, og riggdataene kommer fra utslippsdatabasen Footprint.



3.4 Dypdykk – utslipp og aktivitet fra offshore skip

Offshoreskip utgjør over halvparten av de samlede utslippene fra offshore maritim sektor. En analyse fra VPS¹¹ gir økt innsikt i aktivitet og utslipp fra fartøyet.

3.4.1 Tre segmenter av offshore skip

Nytt i årets rapport er at utslippene fra offshore skipene kan brytes ned i tre undergrupper:

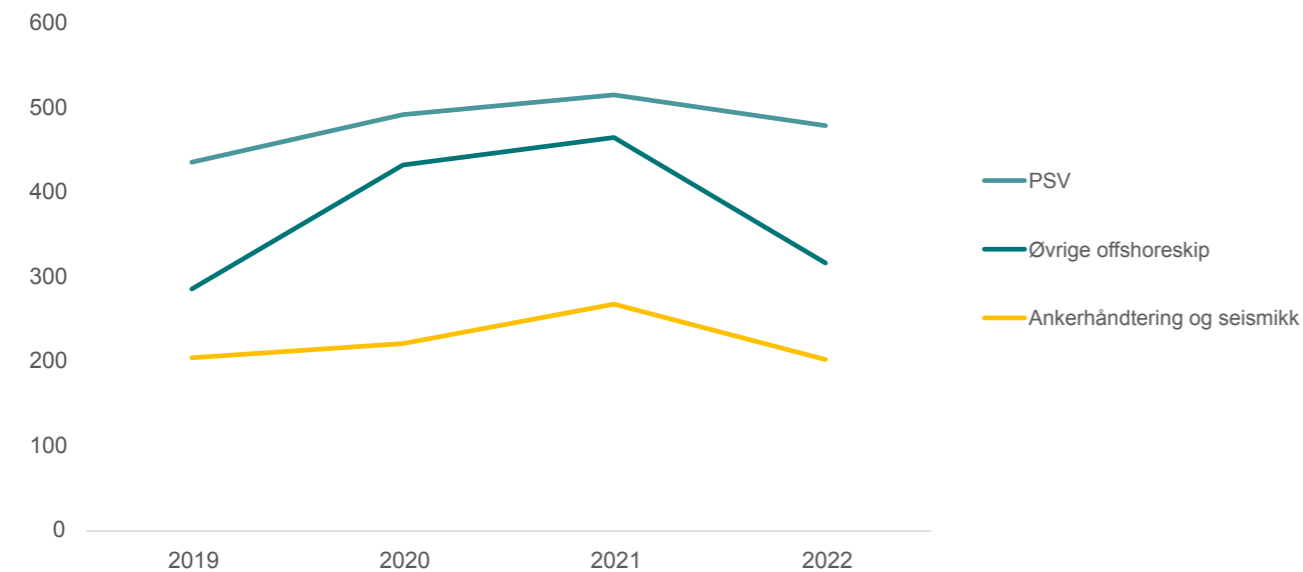
- Ankerhånderings- og seismikkfartøy
- PSV-fartøy (forsyningskip)
- Øvrige offshore skip som omfatter konstruksjonsstøttefartøy, beredskapsfartøy, kabelleggingsfartøy og brønnintervensjonsfartøy.

Utslippene fra offshore skip varierer med aktivitetsnivået år for år. Denne samvariasjonen fremgår tydelig av Figur 16, som viser antall driftstimer for innenlandske offshore skip og utslipp for 2019 til 2022.

Aktivitetsnivået varierer også mye for hvert enkelt segment av offshore skip fra år til år. I Figur 17 vises antall driftstimer per år for de tre segmentene for 2019-2022. Både for segmentene ankerhåndtering og seismikk og øvrige offshore skip er det blant annet langt høyere aktivitetsnivå i norske farvann i 2020 og 2021 enn i 2019 og 2022.

FIGUR 15 UTVIKLING I UTSLIPP PR. SEGMENT AV OFFSHORES KIP 2019-2022
1000 t CO₂

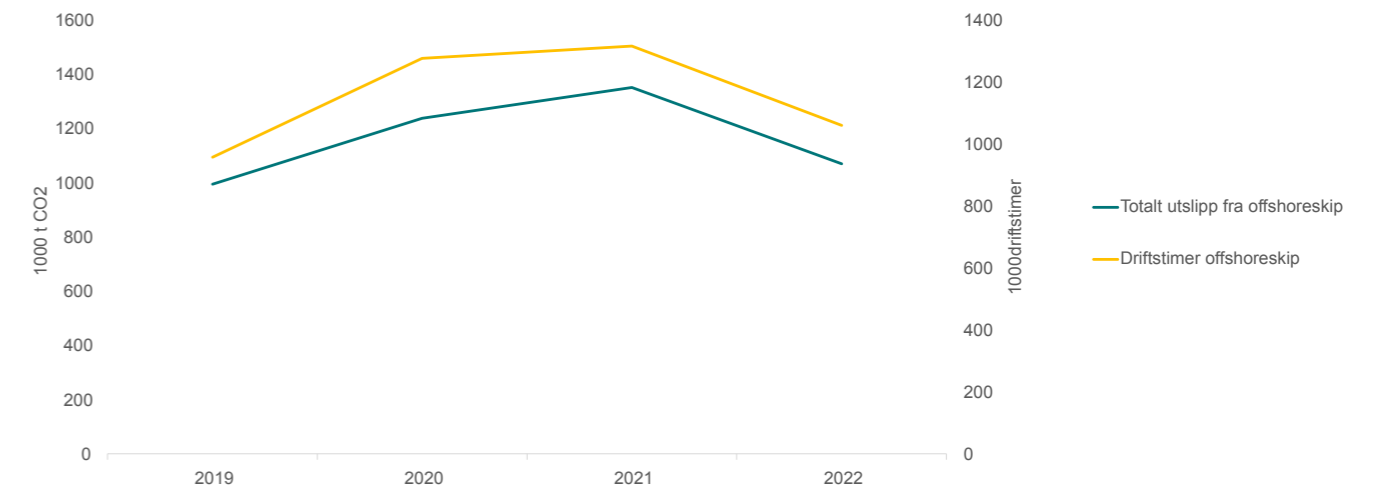
Kilde: VPS



11 VPS (2023) - CO2 emissions estimate for maritime activity related to Norwegian oil and gas operations, within the Norwegian Economic Zone (NØS) 2019-2022.

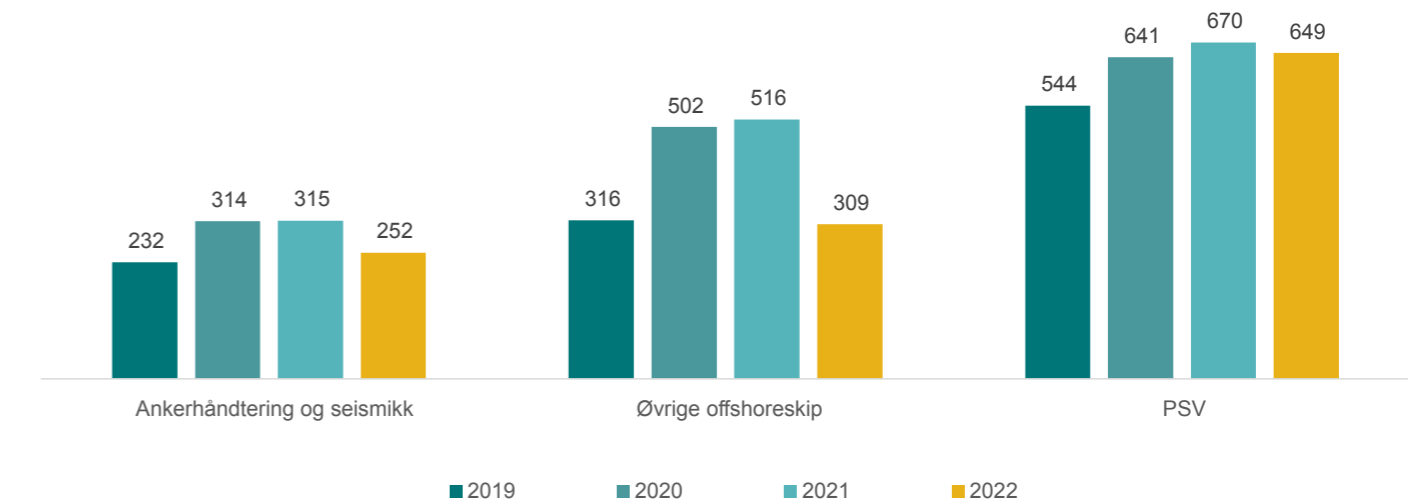
FIGUR 16 DRIFTSTIMER OG UTSLIPP FRA OFFSHORES KIP 2019-2022.
1000 t CO₂ / 1000 driftstimer

Kilde: VPS



FIGUR 17 DRIFTSTIMER PR. OFFSHORES KIPSEKMENT 2019-2022
1000 timer

Kilde: VPS

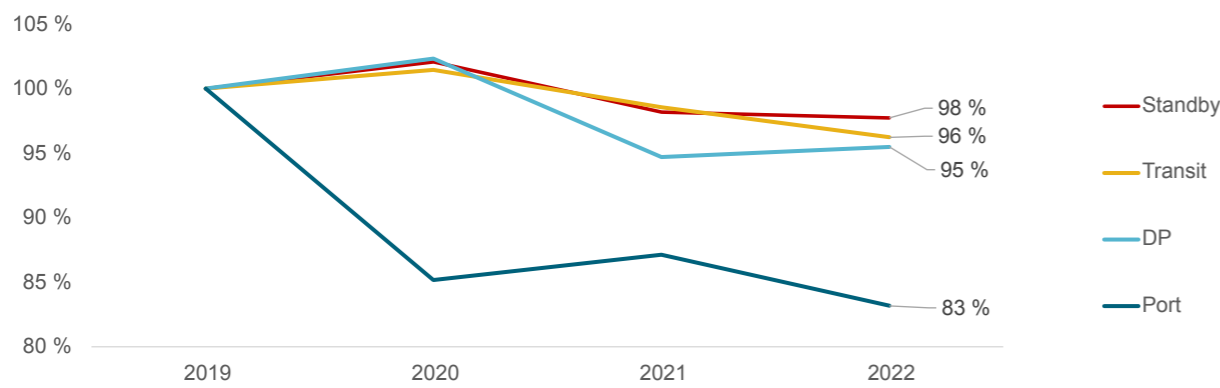


3.4.2 Utslippsintensiteten har falt for offshoreskipene

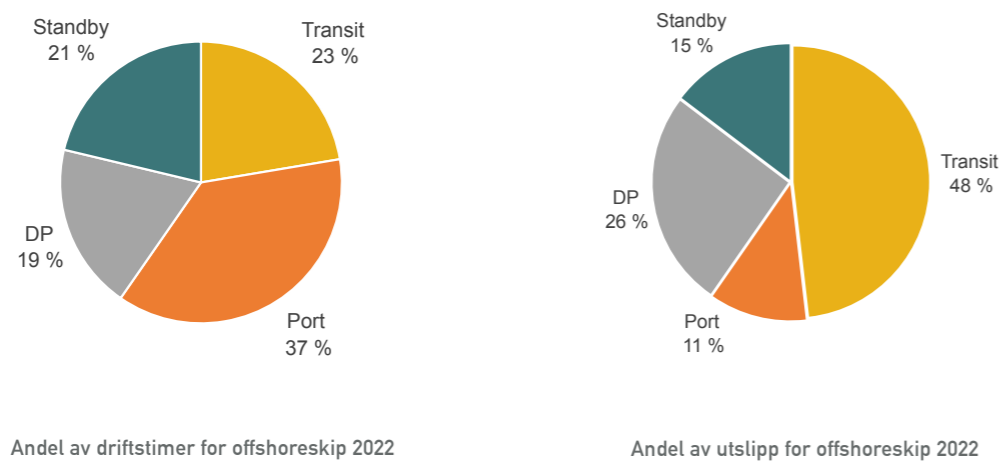
Totalutslippene varierer med aktivitetsnivået, og VPS sin analyse for offshoreskipene viser at utslippsintensiteten (utslipp per time) har falt i perioden 2019-2022 for alle tre fartøyssegmenter og i hver av de fire operasjonsmodusene.

Figur 19 viser fordelingen mellom hvordan skipene tilbringer tiden sin og hvor utslippene skjer. Mens offshoreflåten tilbringer rundt 40 % av tiden i havn skjer nesten 50 % av utslippene under transitt. Denne fordelingen har vært så å si konstant i perioden 2019-2022.

18 UTSLIPPSINTENSITET FOR OFFSHORESKIPENE FRA 2019 TIL 2022. Prosent av CO₂/time i 2019 Kilde:VPS



19 FORDELING AV TIMER OG UTSLIPP PÅ DE FIRE OPERASJONSMODUSENE FOR OFFSHORESKIP Kilde:VPS



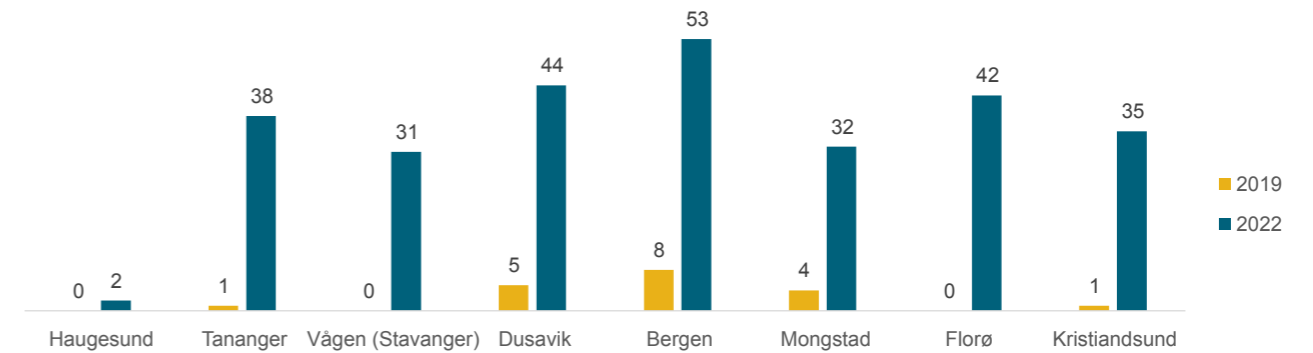
3.4.3 Utslippsreducerende tiltak for offshoreflåten

Landstrøm:

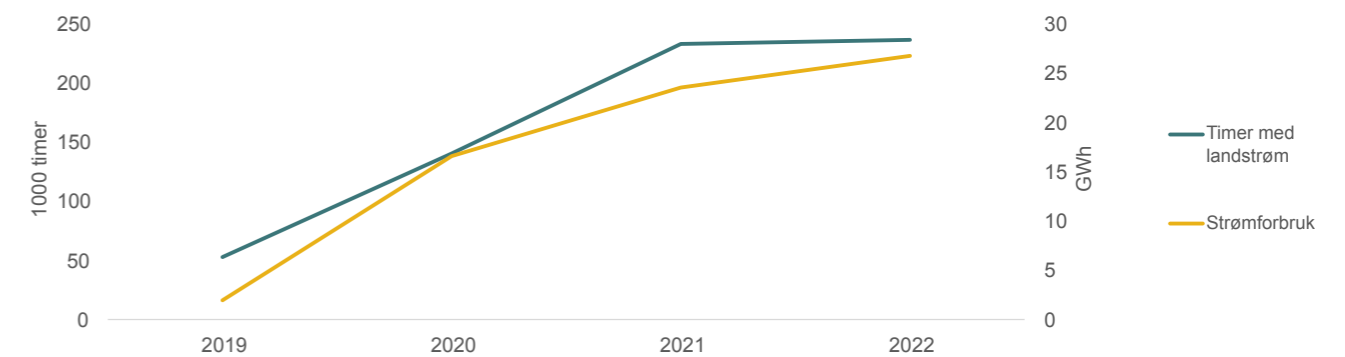
Landstrømbruken for offshoreflåten har økt betydelig i perioden 2019-2022. Av de ca 500 fartøyene i VPS sin Maress-database fremgår det at bruken av landstrøm har økt fra 2 % i 2019 til 35 % i 2022. Utviklingen for bruken av landstrøm i åtte norske havner kan sees i Figur 20 under. VPS sin analyse viser også at for skipene som kobler seg til landstrøm har utnyttelsen økt fra 20 % til 80 % av tiden de tilbringer i havn i perioden 2019 til 2022.

I Figur 21 vises antall timer med landstrøm og tilhørende strømforbruk for offshoreskip i perioden 2019 til 2022. Antall timer med landstrøm har økt fra 53 000 til 236 000 over de fire årene, mens strømforbruket har økt fra 2 til 27 GWh. I samme periode har utslippene fra opphold i havn falt med 17 %. Som andel av total tid i havn har landstrømtimer for de påkoblede skipene økt fra 20 % i 2019 til 80 % i 2022.

20 TIMER MED BRUK AV LANDSTRØM SOM ANDEL AV SAMLET TID I HAVN I 2019 OG 2022 FOR UTVALGTE NORSKE HAVNER Kilde:VPS



21 OFFSHORESKIPENES BRUK AV LANDSTRØM 1000 timer / GWh Kilde:VPS

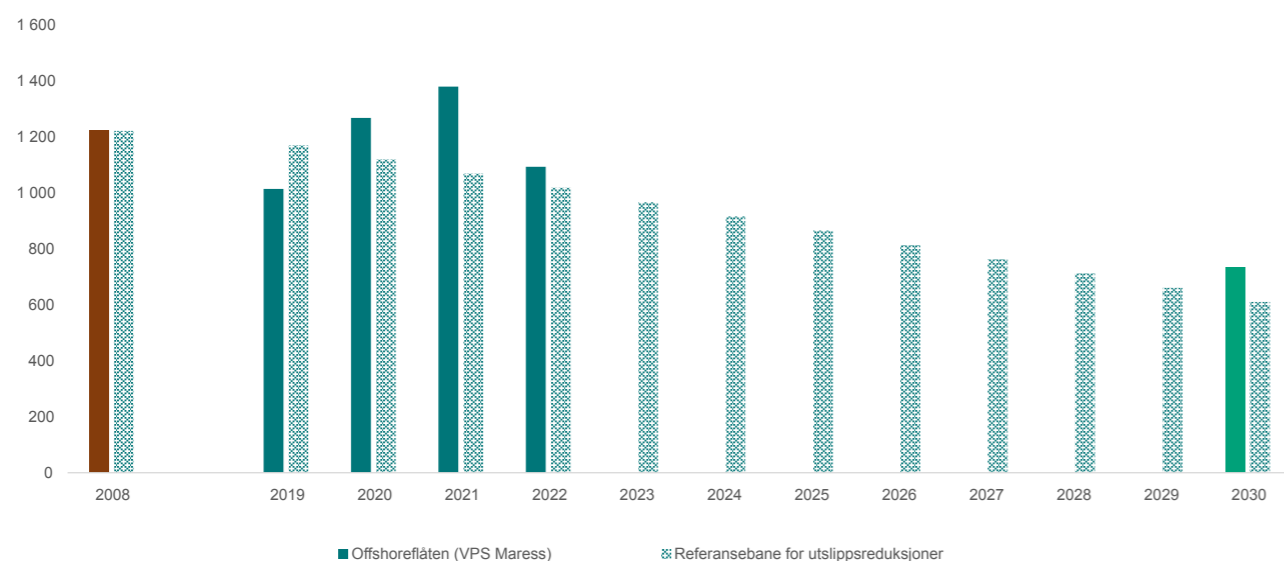


Batteri:

Den norske offshoreflåten er verdensledende når det gjelder installering av batterier, noe som har ført til at enkelte skip har klart å redusere drivstofforbruket med opp mot 25 %. I gjennomsnitt oppnås det imidlertid en forbedring etter batteriinstallasjon på kun 7 % ifølge en analyse av VPS, noe som ligger godt under designmålsettingen på 14-18 %. Bedre rutiner og bruk av analyseverktøy kan bidra til å utløse videre potensial. VPS anslår et samlet reduksjonspotensial for offshoreflåten på 40 % i 2030 ved bruk av operasjonelle tiltak (som farts- og ruteoptimalisering) og bruk av landstrøm og batterier

FIGUR 22 VPS SITT ANSLAG PÅ SAMLET REDUKSJONSPOTENSIAL FOR OFFSHORESKIP INNEN 2030
CO₂-utslipp i tonn

Kilde: VPS



Vurdering av ytterligere reduksjonspotensial:

VPS anslår et samlet reduksjonspotensial for offshoreflåten på 40 % i 2030 ved bruk av operasjonelle tiltak (som farts- og ruteoptimalisering) og bruk av strøm og batterier. Potensialet for utslippsreduksjoner varierer mellom operasjonsmodusene. For opphold i havn (port) anslås det et potensial for utslippsreduksjoner på 100 %, for standby 70 %, for dynamisk posisjonering (DP) 30 % og for transit 20 %. Samlet sett vil en realisering av dette potensialet kunne gi reduserte utslipp på 40 % for offshoreskipene i 2030.

Figur 22 illustrerer en mulig referansebane for klimagassutslippene fra offshoreskipene. Ytterligere reduksjoner kan oppnås ved bruk av alternative drivstoff, når disse er på plass, og ved innfasing av mer energieffektive skipsdesign.

Alternative drivstoff:

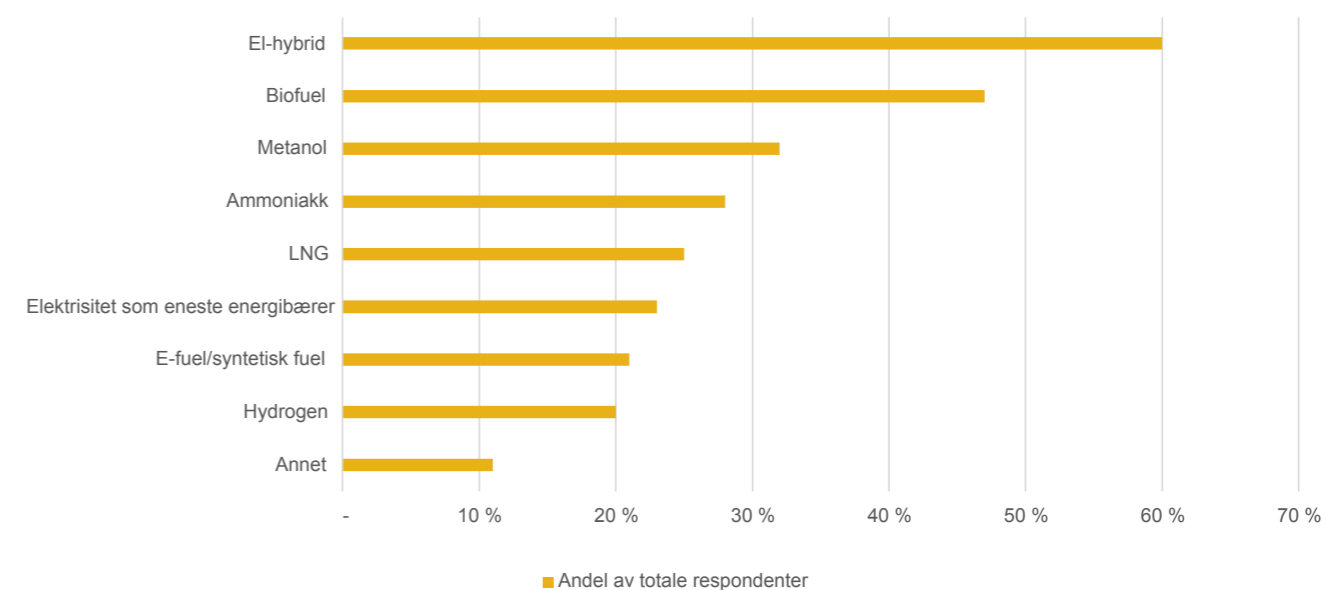
I Rederiforbundets årlige medlemsundersøkelse kartlegges hvilke typer drivstoff og energibærere rederiene vurderer å ta i bruk for å nå klimamålene. Figur 23 viser tallene fra undersøkelsen for 2023. Offshore-rederiene har samme rangering som de andre rederiene, men vurderer el-hybrid som enda mer aktuelt enn gjennomsnittet – opp mot 80 % av respondentene. Kategoriene ammoniakk og biodrivstoff har økt mest de siste fire årene.

Nybygg og utskifting av gamle skip:

Offshoreflåten på norsk sokkel blir stadig eldre, og klimapotensialet i energieffektivisering og ombygging til alternative drivstoff i en aldrene flåte vil være begrenset. Nybygg med nullutslippsteknologi og energieffektiv design vil derfor bli aktuelt i årene framover mot 2030.

FIGUR 23 DRIVSTOFFTYPER OG ENERGIBÆRERE SOM VURDERES AV REDERIENE FOR Å KUTTE KLIMAGASSUTSLIPP MED 50% INNEN 2030.

Kilde: Norges Rederiforbunds medlemsundersøkelser (2020 - 2023)



Norske rederier planlegger å kontrahere 215 nye skip de neste fem årene og det er særlig innen offshore service at veksten i kontraheringsplaner har vært størst. Fra å ha planer om 25 skip i 2020, har segmentet nå planer om å bygge 84, og en stor andel av disse bygges til havvindindustrien. Ni av ti rederier oppgir av de vil utstyre skipene med teknologi som har klimanøytrale løsninger.

VPS anslår et samlet reduksjonspotensial for offshoreflåten på 40 % i 2030 ved bruk av operasjonelle tiltak (som farts- og ruteoptimalisering) og bruk av strøm og batterier

Solstad

Innstallering av batteri- og ladesystem ombord

En oppgradering av Solstad-fartøyet Normand Ocean har ført til 25 % reduksjon i drivstofforbruk etter installasjon av batteri- og ladesystem. Solstad har i tillegg installert batterihybridssystemer på ni PSVer.



Eidesvik

Første offshore skip på ammoniakk

Forsyningsskipet «Viking Energy» skal bygges om for å gå lengre distanser på grønn ammoniakk. EU har tildelt 100 millioner kroner til prosjektet som skal bane vei for nullutslippsfartøy. «Viking Energy» er eid og drevet av Eidesvik og vil fortsette å frakte forsyninger til Equinors innretninger etter ombygging.



Det er flere år siden Eidesvik første gang installerte fremdriftssystemer som baserer seg på naturgass (LNG). Rederiet har de seneste årene investert i batteripakker for en rekke av sine skip.

Island Offshore

Forsyningsskip på biogass

Verdens første karbonnøytrale forsyningsskip Island Crusader er det første fartøyet på norsk sokkel som går på biogass. Drivstoffet er CO₂-nøytralt og produseres fra fiskeavfall og kumøkk. Island Crusader eies av rederiet Island Offshore, og er et ti år gammelt forsyningsskip som veier 8500 tonn med full last. Til nå har skipet gått på LNG, med utslipp tilsvarende 2000 fossibiler på det meste. I november 2021 seilte skipet sin første tur hvor utslippene netto gikk i null.



3.5 Fremtidige tiltak og virkemidler

3.5.1 Maritimt klimapartnerskap

I januar 2023 signerte regjeringen og næringslivet en intensjonsavtale om et klimapartnerskap som skal finne nye løsninger på klimautfordringene. Rederinæringen er sammen med to andre næringer plukket ut som prioritetssektorer. Maritim næring har vært tydelig på behovet for en felles arena som kan gi et løft til klimapolitikken, og det blir viktig å gjøre klimapartnerskapet til en god samarbeidsarena i 2023. Et avgjørende tiltak for å nå 2030-målsetningene vil være skalert produksjon og tilgjengeliggjøring av alternative drivstoff for maritim sektor, inkludert offshore. I samarbeid med ZERO har Rederiforbundet pekt på differansekontrakter som et verktøy for å ta ned risikoen ved å redusere prisforskjellen mellom tradisjonelle og klimavennlige drivstoff, og bidra til økt produksjon.

3.5.2 EU ETS: maritim sektor inn i kvotesystemet

Fra 1. januar 2024 innlemmes i skipsfarten i EUs kvotesystem ETS. Offshoreflåten tas inn gradvis, med rapporteringsplikt i utslippsdatabasen MRV fra 2025 og kvoteplikt for de store offshore skipene over 5000 bruttotonn fra 2027. En beslutning om også

mindre skip får kvoteplikt vil tas innen utgangen av 2026. Det er grunn til å tro at kvotekostnaden vil bli en ytterligere driver for utslippskutt offshore og at pliktig utslippsrapportering vil gi ny innsikt. Rederinæringen mener kvoteinntektene fra skipsfarten bør øremerkes til omstilling av maritim næring, også i Norge.

3.5.3 FoU og støtteordninger

Offentlige ordninger, blant annet gjennom Enova og Forskningsrådet, er sentrale verktøy for omstilling i maritim sektor. Med finansiering av pilotprosjekter bidrar ordningene til å utvikle ny teknologi. Her spiller også direkte finansiering fra EU en viktig rolle. En utfordring er at nye teknologier regnes som modne for markedet før de egentlig er det, og støtten bortfaller. For å sikre at nye grønne løsninger vinner frem i markedet er det nødvendig at den offentlige støtten varer lenger enn i dag. På den måten kan ny teknologi utkonkurrere mindre klimavennlige løsninger.

Offentlige ordninger, blant annet gjennom Enova og Forskningsrådet, er sentrale verktøy for omstilling i maritim sektor

4

NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL

Norge har mål om å lyse ut minimum 30 GW havvind innen 2040

KonKraft er godt på vei mot å realisere ambisjonene knyttet til oppbygging av nye verdikjeder på sokkelen. Det er planer for storskala hydrogenproduksjon i Norge og det arbeides med planer for hydrogenklare kraftverk i Tyskland og transportinfrastruktur mellom Norge og Europa. Fangstanlegg for CO₂ på en sementfabrikk og et avfallsforbrenningsanlegg i Norge er under bygging, om noe forsinket, og transport- og lagringsinfrastrukturen i Northern Lights er i rute for å ta imot og lagre CO₂ fra 2024. Utover Northern

Lights er det en rekke prosjekter for utbygging av lagringskapasitet på norsk sokkel. Planlagte prosjekter som har mottatt lisens vil samlet kunne lagre over 40 Mt CO₂ i 2030. Når det gjelder havvind, er det flere olje- og gasselskaper som deltar i de første havvindutlysningene i Norge, i tett samarbeid med andre industri- og kraftaktører. Det er også ambisjoner og planer om flere andre, store havvindprosjekter på norsk sokkel.

4.1 Klimastrategiens målsetninger

Ved å satse på nye verdikjeder som tilrettelegger for nullutslippssamfunnet i Norge og Europa vil KonKraft utvikle en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel. Kompetansen og erfaringen fra operatører, leverandører og rederinæringen i Norge skal brukes til å utvikle disse verdikjedene for å sikre videre verdiskaping og arbeidsplasser knyttet til aktivitet på sokkelen. 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.

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

KonKrafts ambisjoner



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, Norcem Heidelberg sement i Brevik og Fortum energigjenvinningsanlegg på Klemetsrud, transportinfrastruktur for CO₂ og CO₂-lager på norsk sokkel, Northern Lights er 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



Shell, Equinor og Horisont Energi har etablert flere prosjektplaner for storskala produksjon av hydrogen knyttet til sokkelen. Gassco utarbeider nå en mulighetsstudie for hydrogenverdikjede inkludert rørledning fra Norge til Tyskland. Samarbeidet mellom RWE og Equinor innebærer bygging av nye hydrogenklare gasskraftverk.



Fangstanleggene i Brevik og på Klemetsrud er under bygging, om noe forsinket og Klemetsrud er for tiden på hold. Transport- og lagringsinfrastrukturen, Northern Lights, er i rute for å ta imot og lagre CO₂ i 2024.



Planlagte lagringsprosjekter på sokkelen som har fått tildelt lisens skal etter planen lagre over 40 Mt CO₂ i 2030. Aktørene har allerede inngått avtaler for lagring med flere europeiske kraft- og industribedrifter.



Flere selskaper som også utvinner olje og gass deltar i de første havvindutlysningene i Norge i samarbeid med andre industri- og kraftaktører. Norske leverandører deltar og vinner oppdrag også i utlandet. Dog forblir og ambisjonsnivået lavere sammenlignet med resten av den europeiske satsingen.

4.2 Havvind

Det siste året har det skjedd mye innen havvind på norsk sokkel. Verdens største flytende havvindpark, Hywind Tampen, ble satt i drift i november 2022. Havvindparken vil, når alle turbinene er på plass i 2023, redusere de årlige utslippene fra Gullfaks- og Snorre-feltene med 200 000 tonn CO₂. I mars 2023 ble de første havvindparkene utlyst for Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord. Disse prosjektene kan alene gi kraft på over 15 TWh dersom de kommer i drift rundt 2030.

4.2.1 Konkrete planer for oppskalering av kraftproduksjonen fra havvind på sokkelen er i gang

I januar 2022 sendte KonKraft-partnerne sine krav¹² til regjeringen om hva som må til for å få i gang en storstilt satsing på havvind. I innspillet ble regjeringen blant annet bedt om å starte prosessene med å tildele areal på Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord, utforme støtteordninger for Utsira Nord, starte prosessene med å klargjøre mer areal for å få jevnlige tildelinger, og intensivere arbeidet med å løse de nett- og markedsutfordringene en storstilt utbygging av havvind stiller oss overfor.

Det siste året har mange av disse innspillene blitt innfridd. De første havvindområdene på norsk sokkel ble utlyst i slutten av mars med henholdsvis et område i Sørlege Nordsjø II på 1500 MW bunnfast teknologi og tre områder med flytende teknologi på Utsira Nord på 500 MW, hver med en mulig opsjon på ytterligere 250 MW for hvert prosjekt.

De konsortiene som skal delta i auksjonen på Sørlege Nordsjø II må først prekvalifiseres for å delta i auksjonsrunden. For Utsira Nord vil det bli tildelt tre områder i slutten av året. Produksjonsrettighetene tildeles gjennom kvalitative kriterier fastsatt av regjeringen.

NVE fikk våren 2022 i oppdrag av Olje- og energidepartementet (OED) å identifisere nye områder for havvindutbygging for å sikre at Norge når målet om utlysning av 30 GW havvind til 2040. NVE skal også utarbeide forslag til utredningsprogram, utarbeide tidsplan og arbeidsprogram for neste tildeling av areal til havvind innen 2025, samt vurdere mulig kapasitetsutvidelse av de åpne områdene Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord. Leveransen ble lagt frem i april 2023. Her er det identifisert 20 mulige områder for havvind som foreslås utredet videre. NVE har

Verdens største flytende havvindpark, Hywind Tampen, ble satt i drift i november 2022

ledet en bredt sammensatt direktoratsgruppe bestående av Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Miljødirektoratet, Kystverket, Forsvarsbygg og Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap som er enige om videre utredning for 19 av de 20 områdene, mens det er en dissens på området Sønnvind A i Skagerrak. Områdene er geografisk spredt langs hele kysten. Totalt er det identifisert arealer tilsvarende 54 000 km², noe som er 6 til 13 ganger mer enn det nødvendige utbyggingsarealet for 30 GW, avhengig av kapasitetstetthet og utnyttelsesgrad.

Et av de 20 områdene omfatter Sørlige Nordsjø II og tilleggsareal (Sørvest F). Det anslås at disse områdene totalt kan bygges ut med en kapasitet på mellom 5,7 GW og 11,5 GW. Dette gir en kapasitetsutvidelse på mellom 2,7 GW og 8,5 GW utover kapasiteten i åpningsvedtaket for Sørlige Nordsjø II.

For Utsira Nord har direktoratsgruppen også identifisert tilleggsarealer som kan utløse en kapasitetsøkning på 750 MW for det åpnede området Utsira Nord (250 MW ekstra i hvert av de tre utlysningsområdene).

4.2.2 Stort potensial for havvind, men rammebetingelsene vil avgjøre hvor mye som realiseres

I årets statusrapport er det for første gang samlet inn tall på forventet kraftproduksjon fra havvindprosjekter. Hywind Tampen er i dag i drift og får en årlig produksjon på 0,4 TWh fra 2024. Andre modne, men ikke besluttede prosjekter omfatter tilkobling av en til to frittstående flytende vindturbiner som skal deelektrifisere plattformer. Et betydelig potensial for kraftproduksjon fra havvind før 2030 kunne blitt realisert i Equinors Trollvind-

prosjekt med en planlagt kapasitet på 1 GW som fra 2029 kunne produsert 4,4 TWh årlig, men prosjektet er nå utsatt (se forklaring under).

Når det gjelder kraftproduksjonspotensial i for Sørlige Nordsjø og Utsira, så vil Sørlige Nordsjø II fase 1 kunne produsere 6,6 TWh når den er i produksjon. Regjeringen har en ambisjon om at prosjektet skal være i drift i 2030. Når det gjelder Utsira Nord har regjeringen varslet at to av de tre prosjektene vil få støtte gjennom en konkurranse. Dersom dette blir gjeldende, vil de to prosjektene kunne produsere 4,4 TWh innen 2030 gitt at de bygges ut med 500 MW hver. En kapasitetsøkning på 250 MW på hvert prosjekt kan øke produksjonen til 6,6 TWh. Realiseres alle de tre prosjektene på Utsira Nord innen 2030 så vil dette kunne gi en kraftproduksjon opp mot 9,9 TWh gitt en kapasitetsøkning for alle prosjektene. Samlet kan prosjektene på Sørlige Nordsjø fase 1 og Utsira Nord dermed gi kraft på over 15 TWh dersom de kommer i drift rundt 2030.

4.2.3 Trollvind utsatt som følge av høye kostnader

I juni 2022 lanserte Equinor sammen med rettighetshaverne i Troll- og Oseberg-lisensene Petoro, TotalEnergies, Shell og ConocoPhillips en mulighet for å bygge en flytende havvindpark i nærheten av Troll-feltet vest for Kollsnes og Bergen, med en årlig produksjon på 4,4 TWh. Kraften fra Trollvind vil kunne sendes til land og gi mer kraft til et område hvor det er kraftmangel. Equinor har utsatt videre utvikling av Trollvind på ubestemt tid. Avgjørelsen skyldes flere årsaker, inkludert tilgjengelighet på teknologi, høy kostnadsinflasjon, og en stram tidslinje for å levere på det opprinnelige forslaget.

4.2.4 Enkeltturbiner for raske utslippsreduksjoner

BW Ideol, BW Offshore og Fram Wind Solutions utvikler sammen prosjekter for elektrifisering av plattformer på Norsk kontinentalsokkel med flytende havvind. De ser på et havvindkonsept med en eller flere flytende enkeltturbiner med kapasitet opp til 15 MW. De enkeltstående turbinene er integrerte på separate flytere med det viktigste elektriske utstyret, blant annet energiomformere/-utjevningssystemer.

4.2.5 Retur av kraft til land

Odfjell Oceanwind og Source Galileo Norge har gjennom det felleseide selskapet GoliatVIND AS inngått en avtale med Goliat-lisensen, operert av Vår Energi, for å studere muligheten til å installere 3-5 flytende vindturbiner ved Goliat-feltet i Barentshavet. Et eventuelt prosjekt vil innebære at Goliat-lisensen stiller til disposisjon sin kraft

fra land-kabel og tilknyttet infrastruktur, mens GoliatVIND vil stå som utbygger og ansvarlig eier av havvinnanlegget. Turbinene på 15 MW hver vil være basert på Odfjell Oceanwinds teknologi for flytende havvind i værharde områder. Kraften vil gå via plattformen og dermed redusere kraftuttaket fra Hammerfest. Under gode vindforhold forventes det at anlegget kan eksportere netto 25 MW kraft til land. Dersom man oppnår nødvendig kostnadseffektivitet i prosjektet kan en slik løsning også være interessant for andre felt som er elektrifiserte med kraft fra land. En viktig forutsetning for den foreslåtte løsningen er en avklaring rundt de regulatoriske rammene for å kunne realisere et slikt prosjekt.

Equinor har utsatt videre utvikling av Trollvind på ubestemt tid. Avgjørelsen skyldes flere årsaker, inkludert tilgjengelighet på teknologi, økte kostnader og en stram tidslinje



4.2.6 Barrierer og behov

Sentrale barrierer:

- Det mangler en overordnet plan for hvordan 30 GW havvind skal realiseres. Det må etableres jevnlig tildelingsrunder og en plan for nettilknytning inkludert hvordan en kan etablere et hybridnett med hensiktsmessig markeds- og nettdesign. Dette vil gi forutsigbarhet for havvindutviklere og -leverandører som ønsker å satse og investere i Norge.
- Kapasitet og investeringer i verft og havner for konstruksjon, sammenstilling og ferdigstilling av flytende havvindturbiner. Manglende overordnet plan og forutsigbarhet for fremtidig havvindvolumer og nettutvikling begrenser investeringer i forkant av kapasitetsbehov og gjør det risikofylt å rigge industriell kapasitet.
- Saktegående saksbehandlingsprosesser gjør at Norge sakker akterut sammenlignet med våre naboland og ikke får fullt utnyttet fortrinnet innenfor offshore virksomhet.

Industriens ønsker for havvindutviklingen og rammebetingelser:

- Myndighetene må legge til rette for at det skal bygges ut 2-3 GW havvind i året gjennom 2030- og 2040-tallet og starte åpning av nye områder for havvind fra og med inneværende stortingsperiode.
- Myndighetene må etablere et kommersielt rammeverk som understøtter utbyggingen av havvind.
- Styrke forsknings- og innovasjonsinnsatsen knyttet til industrialisering og oppskaleringen av havvind.
- Regjeringen bør vektlegge høy norsk HMS-standard og at baser legges til Norge i tildelingen av arealer, slik at verdiskapingen skjer regionalt og nasjonalt.
- Legge til rette for at nettutviklingen i Nordsjøen bidrar til å styrke verdiskapingen og underbygge en satsing på havvind i Norge med et effektivt og integrert kraftmarked i landene rundt Nordsjøen.
- Konesjons- og søknadsprosesser og saksbehandlingskapasitet må tilpasses for å gi kortere ledetider for havvindprosjekter på norsk sokkel.
- Norske myndigheter, inkludert OED, NVE og Statnett, må ta en aktiv rolle knyttet til EUs arbeid med utvikling av rammeverk for hybridprosjekter og et mulig fremtidig masket offshorenett i Nordsjøen. Videre må norske myndigheter jobbe aktivt inn mot de land som kan være aktuelle for å knytte et hybridprosjekt til. Særlig viktig er det at Norge er en aktiv partner i de regionale samarbeidsorganene som skal planlegge en koordinert infrastrukturutbygging i Nordsjøen, som The North Seas Energy Cooperation (NSEC). En avklaring av forholdet til TEN-E-forordningen er viktig i denne sammenhengen. Dersom havvindparker i hybridprosjekt ikke skal motta direkte støtte så må den kunne motta deler av flaskehalsinntektene for å styrke lønnsomhet i prosjektene.

4.3 Hydrogen

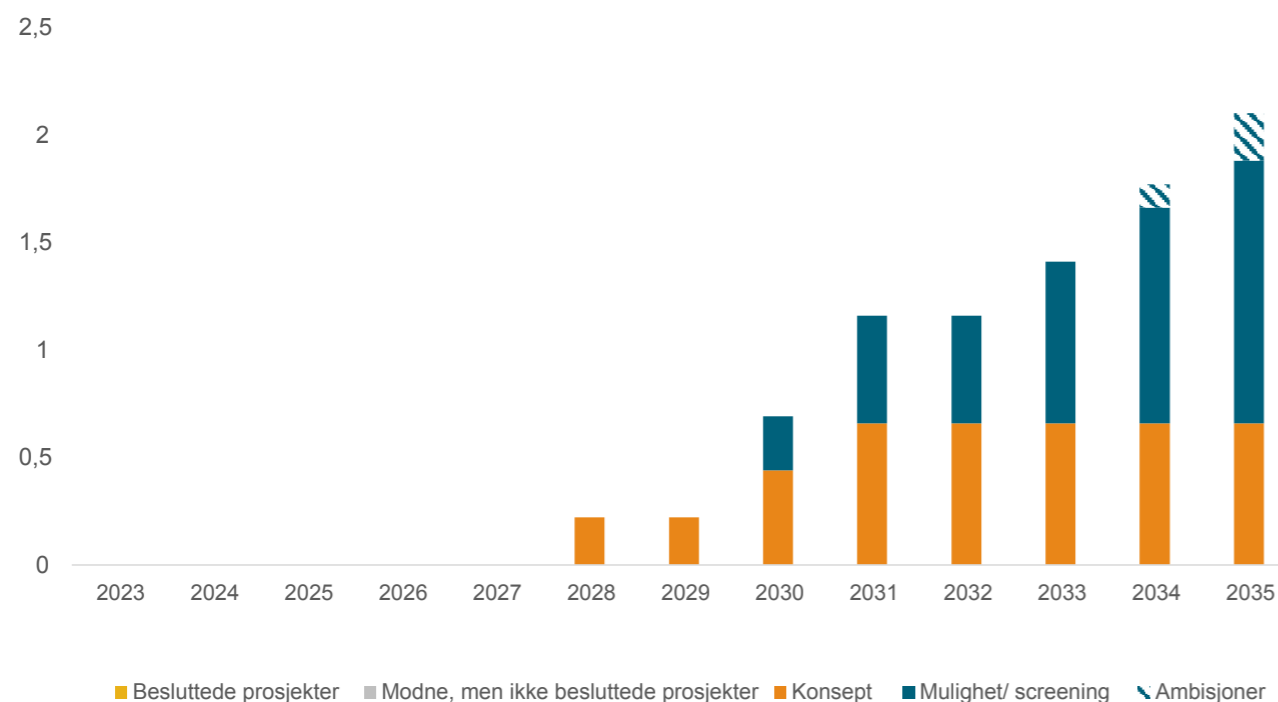
4.3.1 EU styrker sine hydrogenambisjoner og retningslinjer for et felles marked begynner å falle på plass

Våren 2022 lanserte Europakommisjonen en strategi for hvordan EU skal fase ut avhengigheten av russisk gass kalt RePowerEU. I strategien peker Kommisjonen på fornybart hydrogen som et viktig tiltak for å redusere importen av russisk naturgass og foreslår et mål om årlig tilgang på 20 millioner tonn fornybart hydrogen i 2030, hvorav halvparten gjennom import. Gjennom nye og oppdaterte energisamarbeid, deriblant med Norge¹³, åpner EU for økt hydrogensamarbeid og å styrke Norges rolle som sentral energileverandør.

EU har det siste året ferdigstilt flere sentrale rammebetingelser for etableringen av et felles hydrogenmarked i Europa. Oppdateringer av eksisterende og utarbeidelse av ny EU-lovgivning definerer klassifiseringskravene for ulike typer hydrogenproduksjon. I det reviderte Fornybardirektivet er det blant annet nådd enighet om å kreve at 42 % og 60 % av industriens forbruk av hydrogen skal være fornybart innen henholdsvis 2030 og 2035.

EU har også vedtatt at det nye regelverk for en karbonjusteringsmekanisme (CBAM) også skal inkludere hydrogen, for å redusere risikoen for karbonlekkasje knyttet til hydrogenproduksjon. Innlemmelsen i av hydrogen i CBAM vil kunne styrke konkurransevnen til norsk og europeisk hydrogenproduksjon overfor produsenter utenfor EU i den grad det fører til at alle produsenter stilles overfor en tilnærmet lik karbonpris for utslipp knyttet til produksjonsprosessen.

FIGUR 24 FORVENTET ÅRLIG HYDROGENPRODUKSJON KNYTTET TIL STORSKALA PROSJEKTER OG AKTØRER PÅ SOKKELEN. . . Kilde:Konkraft
Mt H₂/år



4.3.2 Industrielle planer for hydrogenproduksjon i Norge fra 2030

I Norge planlegges det flere storskala anlegg for hydrogen- og amoniakkproduksjon, i første omgang basert på naturgass med CCS, med EU som markedsmål. I årets statusrapport er ambisjonene for hydrogenproduksjon fra storskala prosjekter og aktører knyttet til sokkelen for første gang sammenstilt. Figur 14 viser en sammenstilling av forventet årlig hydrogenproduksjon frem mot 2035. Prosjektene er i en tidlig fase med den usikkerheten det medfører. Produksjonsvolumene i prosjektene skaleres betydelig opp først tidlig på 2030-tallet.

Med planlagt oppstart i 2028 er Horisont Energis Barents Blue-prosjektet kommet lengst i utviklingsløpet. Prosjektet vil produsere blått hydrogen som et mellomledd i ammoniakkproduksjonen. Første produksjonstog er i *konsept*-fasen. Ambisjoner om en dobling i produksjonskapasiteten mot 2035 er også inkludert.

Shell har sammen med partnere Aker Horizons og CapeOmega planer om et produksjonsanlegg for hydrogen i Aukra på NordVest-landet. Equinor har også planer om storskala hydrogenproduksjon på vestkysten av Norge. Prosjektene har foreløpig planer

om oppstart av produksjon av blått hydrogen i 2030, med videre opptrapping av produksjonskapasiteten de påfølgende årene. Etter hvert er det også planer om å produsere fornybart hydrogen. Årets produksjonsprognose viser at volumene knyttet til sokkelen passerer 1 Mt hydrogen i 2031, og med et potensial for å dobles i 2035.

Equinor har også startet en mulighetsstudie for produksjon av blått hydrogen på Mongstad. Konseptet som studeres vil innledningsvis hovedsaklig bruke fyrgass fra raffineriet som råstoff for hydrogenproduksjonen, og hydrogen vil anvendes som energikilde i raffineriet. På denne måten vil CO₂-utslippet fra raffineriet kunne reduseres betydelig som følge av CCS-løsningen som implementeres. Avhengig av installert produksjonskapasitet kan ytterligere hydrogen produseres med naturgass som råstoff og anvendes som innsatsfaktor for lokal hydrogenbasert industri (f.eks. bærekraftig flydrivstoff) og/eller transporteres til andre markeder. Hydrogenverdikjeden som eventuelt etableres, vil kunne ha levetid langt utover raffineriets levetid. Prosjektet er i en tidlig utviklingsfase og er både teknisk og kommersielt utfordrende, men representerer et konsept som potensielt kan ta industristedet Mongstad gjennom energiomstillingen.

I Norge planlegges det flere storskala anlegg for hydrogen- og amoniakkproduksjon

4.3.3 Utvikling av storskala infrastruktur for hydrogen er igangsatt på myndighets- og selskapsnivå

I januar 2022 inngikk statslederne i Norge og Tyskland en avtale om å styrke det tysk-norske samarbeidet innenfor energitransformasjonen og om å etablere en langsiktig og strukturert dialog rundt temaet energi. I januar 2023 ble dette samarbeidet forsterket, og landene bekreftet en felles intensjon om å sikre en storskala verdikjede for hydrogen med tilhørende infrastruktur fra Norge til Tyskland innen 2030. I tillegg til å utvikle storskala infrastruktur for transport av hydrogen, vil landene også arbeide for å utvikle et rammeverk for etableringen av et velfungerende europeisk hydrogenmarked. Norge ønsker å posisjonere seg som en produsent og tilbyder av hydrogen, og samarbeidet med Tyskland bidrar til å utvikle etterspørselssiden av markedet for norske aktører. I en trinnvis tilnærming skal landene henholdsvis produsere og forbruke blått hydrogen. Grønt hydrogen kan også fases inn i denne infrastrukturen.

I første steg av samarbeidet har landene bestilt en mulighetsstudie av den tekniske og økonomiske gjennomførbarheten til storskala transport av hydrogen fra Norge til Tyskland og storskala CO₂-

transport fra Tyskland til Norge. Gassco og det tyske energibyrået Dena samarbeider om mulighetsstudien og jobber med industriaktører i sine respektive land. Gassco vil gjennom sin arkitektrolle for hydrogeninfrastrukturen i Norge vurdere verdikjeden i et norsk sokkel-perspektiv.

Samtidig som Norge og Tyskland signerte felleserklæringene for energisamarbeidet, annonserte Equinor og det tyske energiselskapet RWE et bredt prosjektsamarbeid. Selskapene skal samarbeide om å erstatte kullkraftverk i Tyskland med hydrogenklare gasskraftverk innen 2030 og å bygge opp produksjon av blått og grønt hydrogen i Norge. Gasskraftverkene i Tyskland vil eies i fellesskap av de to selskapene og skal i første omgang driftes på naturgass. Samtidig skal det i Norge utvikles anlegg for produksjon av blått hydrogen (Clean Hydrogen Europe) der over 95 % av CO₂-en fra naturgassen trekkes ut i produksjonsprosessen og lagres på sokkelen. Selskapene har et felles mål om at de tyske gasskraftverkene skal driftes på hydrogen fra 2035. Som en del av prosjektet har selskapene også ambisjoner om å bygge ut havvindparker for å produsere strøm til å produsere grønt hydrogen både i Tyskland og Norge. Økt innfasing av grønt hydrogen vil bidra til å ytterligere redusere utslippene.

Norge og Tyskland ønsker og sikre en storskala verdikjede for hydrogen med tilhørende infrastruktur fra Norge til Tyskland innen 2030

4.3.4 Barrierer og behov

Sentrale barrierer

- Stor usikkerhet knyttet til hvordan nasjonale/regionale mål og ambisjoner skal møtes av forpliktende etterspørsel.
- Rammebetingelser for hvordan lønnsomhet kan skapes for de som investerer i produksjon.
- Sikkerhetsaspekter ved transport og bruk av hydrogen og hydrogenderiverte produkter.
- «Energikostnaden» for produksjon vil potensielt spise av energi som er nødvendig for andre energi-omstillingsformål.

Industriens ønsker for utviklingen av hydrogenverdikjeder rammebetingelser

- At det utformes virkemidler som stimulerer til utvikling og innovasjon i alle deler av verdikjeden for hydrogen. Virkemidlene må bidra med nødvendig risikoavlastning for å sikre lønnsom utbygging av ammoniakk- og hydrogenproduksjon.
- At det incentiveres for markedsbygging/etterspørsel etter hydrogen som energiprodukt i parallell med produksjonskapasitet.
- At bruk av hydrogen i Norge sees i sammenheng med potensiell eksport til Nord-Vest Europa.
- At det etableres gode samarbeidsløsninger og-arenaer mellom myndighetene og industrien.



4.4 CO₂-fangst og -lagring

4.4.1 CO₂-fangst får større oppmerksomhet i europeiske klimaplaner og Norge vil være en tilbyder av lagringstjenester

CO₂-fangst og -lagring er viktig og får økende interesse. Våren 2023 la Europakommisjonen frem et lovforslag for en ny grønn industrisatsing kalt Net Zero Industry Act, der CO₂-fangst og -lagring utpekes som en strategisk teknologi for oppnåelse av EUs mål om netto null utslipp i 2050. Kommisjonen foreslår å sette et mål om årlig injeksjonskapasitet på 50 Mt CO₂ innen 2030, der europeisk olje- og gassindustri er tiltenkt en nøkkelrolle i å realisere målsetningen.

Siden Olje- og energidepartementet begynte med utlysninger av areal til CO₂-lagring på sokkelen i 2019, har det vært gjennomført seks utlysingsrunder der ni forskjellige selskaper er

tildelt lagringslisens, enten alene eller i samarbeid med andre. En rekke aktører på norsk sokkel arbeider med å bygge opp CO₂-lagring som egne forretningsområder. Flere har blitt kontaktet av europeiske industriforetak og kraftprodusenter som undersøker mulighetene for avhending av CO₂ de ønsker å fange ved sine anlegg.

4.4.2 Stort CO₂-lagringspotensial på sokkelen i 2030 – men avhengig av mange faktorer

I årets statusrapport er det for første gang laget en sammenstilling av potensiell kapasitet for CO₂-lagringsprosjekter på sokkelen frem mot 2035 som vist i Figur 25. Figuren viser til en rask oppskalering av lagringskapasiteten mot slutten av 2020-tallet, og aktørene vil potensielt kunne lagre CO₂ på mellom 40 og 50 Mt innen 2030.

Sammenstillingen i Figur 25 er basert på planlagt injeksjonskapasitet knyttet til tildelte lagringslisenser og en utlyst lisens som ennå ikke er tildelt. Lagringskapasiteten som i figuren er *Besluttet* er knyttet til Northern Lights hvor fase 1 prosjektet har planlagt oppstart allerede neste år. Anslag for oppskalering av lagringskapasiteten i to ytterligere faser er også inkludert, fase 2 markert som *Modent, men ikke besluttet* og fase 3 markert som *Konsept*. Luna er et annet Modent, men ikke besluttet prosjekt, og Wintershall og CapeOmega legger opp til lagringstart i 2027.

De fleste lagringsprosjektene på sokkelen er foreløpig i et tidlig prosjektløp i fasene *Konsept* og *Mulighet/screening*, men prosjektene Trudvang, Havstjerne, Smeaheia, Polaris samt lagringsprosjektet til AkerBP og OMV i Egersund-bassenget har alle oppstart før eller i 2030. Spesielt

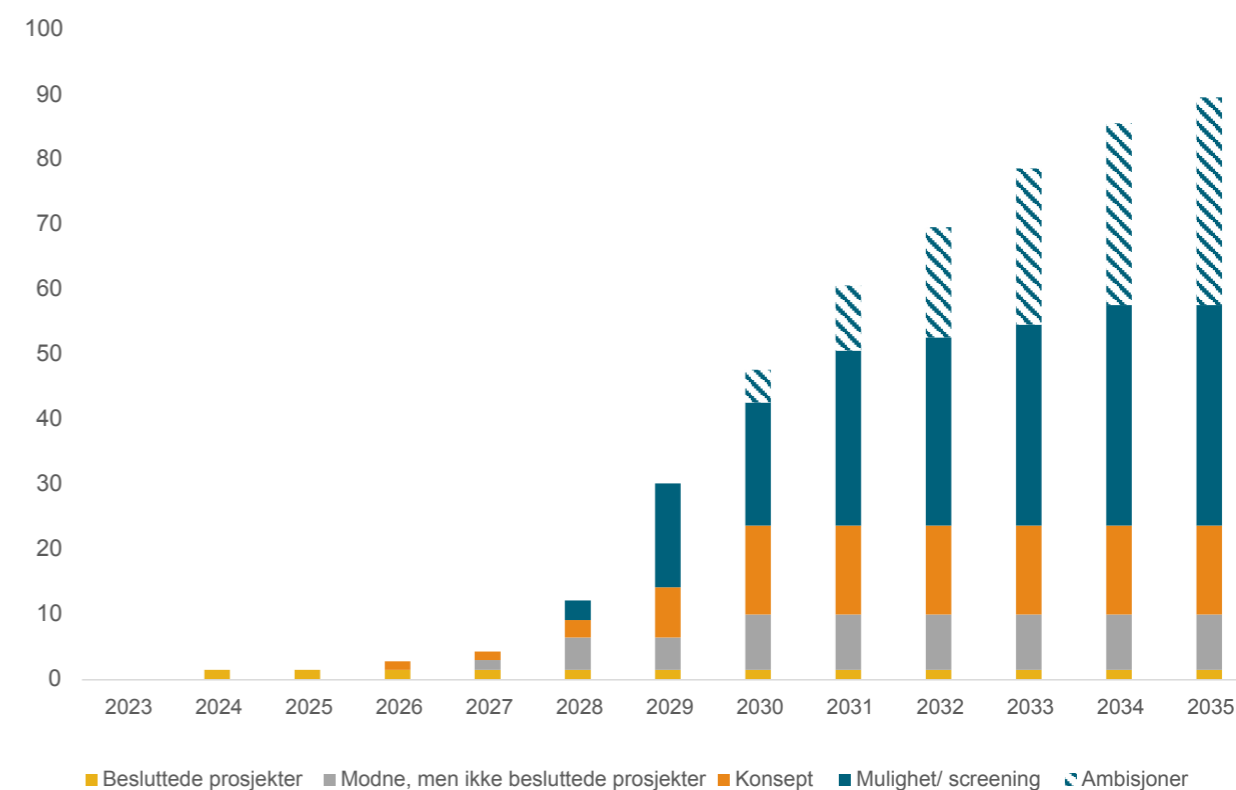
store prosjekter er Sval, Storegga og Neptunes prosjekt Trudvang med en årlig lagringskapasitet på 9 Mt CO₂ og Equinors prosjekt Smeaheia som på sikt planlegger å lagre 20 Mt CO₂/år. Lagringskapasitet i kategorien *Ambisjoner* (skravert) er ikke knyttet til utlyste lagringslisenser, men viser til enkelte selskapers ambisjoner for CO₂-lagring og er knyttet til identifisering av lagringsområder og prosjektmodning internt i selskapene.

For de fleste aktørene er det foreløpig mest aktuelt å lagre CO₂ fra Europa på grunn av det store behovet for CO₂-fangst, etterspørsel etter CO₂-lagring samt nærhet til kundene. En utfordring for utvikling av en komplett CCS-verdikjede i Norge er at utslippspunktene i Norge er relativt små og spredte, og at det derfor er vanskelig å oppnå tilstrekkelige stordriftsfordeler for oppskalering.



FIGUR 25 ÅRLIG CO₂-LAGRINGSKAPASITET FOR PROSJEKTER PÅ SOKKELN MED ULIK GRAD AV MODENHET
Mt CO₂/år

Kilde:Konkraft



4.4.3 CO₂-lagring på norsk sokkel har minimal risiko for lekkasje

Typiske geologiske formasjoner for lagring av CO₂ er porøse og permeable sedimentære bergarter som for eksempel sandstein, der CO₂ lagres i porene, som er overdekket med en tett forsegling/takbergart. Flere naturlige CO₂ forekomster finnes ofte i vulkansk aktive områder i verden. For eksempel inneholder Bravo Dome i New Mexico 1,6 gigatonn CO₂ som har vært fanget i over 1 million år.

CO₂ lagres i geologiske formasjoner som gjerne er dypere enn 800 meter for å sikre at CO₂-en får høy tetthet som øker lagringskapasiteten, og samtidig forebygges lekkasje siden forseglingen blir mer effektiv med dybden. Vertikal migrasjon oppover forhindres ved tilstedeværelse av ovenforliggende forseglingsbergarter samt andre permeable lag.

Alle CO₂-injeksjons- og lagringsprosjekter er gjenstand for grundige prosjektspesifikke risikovurderinger for å kartlegge risiko for lekkasjer og iverksette tiltak/design for å si de beste kandidatene. Regelmessig overvåking gjennomføres under driftsfasen for å kartlegge og forstå bevegelsene og oppførselen til CO₂ i undergrunnen og tilpasse den operasjonelle driften av lageret deretter. Rapporten Deep Geological Storage of CO₂ on the UK Continental Shelf fra 2023 inneholder den mest oppdaterte gjennomgangen og gir en oppdatert estimering av lekkasjerisiko for CO₂ lagret i dype geologiske lagringsformasjoner på britisk kontinentalsokkel. Modelleringen av 2 lagringsprosjekter, som begge har vært gjennom strenge konsesjonsprosesser, etter 25 år med injeksjon og med 100 års påfølgende overvåking etter avslutning av injeksjon indikerte at mer enn 99,9 % av det injiserte CO₂-volumet fortsatt ville befinne seg i CO₂-lagrene.

4.4.4 Northern Lights skal lagre CO₂ allerede fra neste år

Northern Lights fase 1 er foreløpig det eneste lagringsprosjektet som allerede er besluttet og vil kunne ta imot og lagre 1,5 Mt CO₂ innen 2024. I løpet av 2023 skal det tas en investeringsbeslutning for fase 2 som vil kunne øke den årlige lagringskapasiteten til 5 Mt CO₂ per år fra 2028. På fangstsiden av Langskip-prosjektet er det igangsatt bygging ved avfallsanlegget på Klemetsrud og sementfabrikken i Brevik, men prosjektgjennomføringen for fangstanleggene er truet av kostnadsoverskridelser og forsinkelser. Fangstanlegget ved Heidelberg Materials' sementfabrikk er allerede godt i gang med byggefasen og har planlagt oppstart i 2024. For fangstprosjektet ved avfallsforbrenningsanlegget på Klemetsrud ble det tatt en endelig investeringsbeslutning og bygging ble igangsatt sommeren 2022, men det er foreløpig satt på pause grunnet kostnadsoverskridelser, blant annet på grunn av økte energi- og materialkostnader, valutaeffekter og endringer i prosjektet. Prosjektet vil tidligst ferdigstilles med et års forsinkelse i 2027.

Utover CO₂ fra de to anleggene i Langskip-prosjektet, vil Northern Lights lagre CO₂ fra europeiske bedrifter. Det siste året har Northern Lights signert to kommersielle lagringsavtaler med Yara og Ørsted om å lagre henholdsvis 800 000 og 430 000 tonn CO₂ per år. De to avtalene gir tydelige signaler om et skifte i CCS-debatten hvor markedet beveger seg fra potensial til faktisk etterspørsel.

4.4.5 Storskala CO₂-infrastruktur med fangst i Europa til lager i Norge

Som del av den europeiske satsningen på karbonfangst- og lagring kan CO₂-infrastrukturprosjekter søke om status som Project of Common Interest (PCI). Denne statusen medfører flere fordeler som bedre tilgang på finansiell støtte og raskere saksbehandling for utbygging av infrastruktur. Northern Lights har fått status som et PCI-prosjekt. For å oppnå denne statusen har Northern Lights arbeidet for at andre operatørselskaper med lagringslisenser, flere industrielle partnere og TSOer i Europa skulle tilslutte seg prosjektet. Prosjektet er et samarbeid mellom seks land i tillegg til Norge: Belgia, Finland, Frankrike, Tyskland, Nederland og Sverige.

På transportsiden i Europa har Equinor inngått partnerskap med belgiske Fluxys som jobber med å utvikle kommersielle infrastruktur-løsninger for landtransport av CO₂ fra kunder til mellomlagre før transport til lagring på sokkelen. Northern Lights ønsker å utvikle et kommersielt nettverk for CO₂-transport med skip fra ulike fangstanlegg i Europa for lagring på norsk sokkel. Det skal utvikles skip spesielt for CO₂-transport. I Norge skal det utvikles en terminal for midlertidig lagring av CO₂ før det sendes i rør for lagring i et reservoar under havbunnen.

I tillegg til Northern Lights-prosjektet, er det flere grenseoverskridende prosjekter for storskala infrastruktur. Blant annet gjennomfører Gassco en mulighetsstudie om CO₂-transport fra Tyskland til Norge i kombinasjon med studien av storskala transport av hydrogen fra Norge til Tyskland. Mulighetsstudien utreder storskala skips- og rørinfrastruktur for transport av CO₂ og er planlagt ferdigstilt høsten 2023.

Samtidig er det flere storskala prosjekter fra selskaper som samarbeider om og utvikler transportinfrastruktur for CCS. For eksempel utvikler Altera en storskala, fleksibel maritim logistikk-løsning for fanget CO₂ kalt Stella Maris CCS. Stella Maris, som inkluderer hele kjeden fra fangst til lagring av CO₂, fikk nylig lisens fra OED til å utvikle et karbonlagringsprosjekt (Havstjerne CO₂) i Nordsjøen. Løsningen inkluderer samarbeid med flere bedrifter for å dekke hele verdikjeden, som for eksempel Aker Carbon Capture sin teknologi for CO₂-fangst. Samarbeidet om Stella Maris skal fremme kostnadseffektiv implementering av hele verdikjeden, samtidig som den skal gi de involverte selskapene fleksibiliteten til å videreutvikle alternative løsninger og teknologier for CCS utenfor dette prosjektet.

4.4.6 Offshore gasskraft med CCS

BW Offshore utvikler et offshore flytende gasskraftverk med CCS-konsept (Floating Power Generation Unit - FPGU) med en kraftproduksjonskapasitet på 300-500 MW. Plassering offshore nær olje- og gassinallasjoner muliggjør vekselstrøm direkte uten behov for HVDC-konvertering. Anlegget er basert på kombisyklus med en fangstrate på >90 % fra røykgassen kombinert med injeksjon i nærliggende CO₂-lager. FPGU-konseptet benytter BW Offshore sitt utprøvde design utviklet for Catcher FPSO som har vært i drift på britisk sokkel siden 2017.

4.4.7 Aker Carbon Capture leverer modulære anlegg for utslippsreduksjoner i Norge og Europa

Norge ligger også langt fremme med sine fangstaktører og Aker Carbon Capture leverer fangstanlegg til kunder i Norge og Europa. Aker Carbon Capture vant blant annet i mai en kontrakt for å levere fem fangstanlegg og anlegg for flytendegjøring og mellomlagring av CO₂ ved Ørstedes Kalundborg Hub i Danmark. Fangstanleggene er av typen Just Catch™, modulære anlegg med rask leveringstid, og skal installeres på to biokraftanlegg. Den samlede fangstkapasiteten på anleggene er 500 000 tonn CO₂ per år. Aker Carbon Captures tredjegenasjons Just Catch™-anlegg har økt energieffektivitet, mindre arealbehov og inneholder færre moduler. Fangstanleggene i Danmark vil inngå i en 20-årlang subsidieordning Ørsted har med Energistyrelsen som skal muliggjøre den første

storskala verdikjeden for CCS i Danmark sammen med andre partnere som Microsoft og Northern Lights.

Aker Carbon Capture leverer også fangstanlegget til Heidelberg Materials' sementfabrikk i Brevik og har i 2023 installert ytterligere utstyr til anlegget som etter planen vil være ferdigstilt i 2024. Andre større prosjekter selskapet jobber med i 2023 er ferdigstilling av fangstanlegget, av typen Just Catch™, ved energigjenvinningsanlegget til Twence i Nederland der den fangede CO₂en skal gjenbrukes i lokale drivhus. Selskapet har også inngått samarbeid og signert intensjonsavtaler med en rekke aktører, blant annet Elkem, Finnsementti (sementfabrikk i Finland), Röhm (kjemisk industri i Tyskland), BP (gasskraft i Storbritannia), SSE (gasskraft i Storbritannia) og Viridor (energigjenvinning i Storbritannia).



Foto: Aker Carbon Capture

4.4.8 Barrierer og behov

Det er betydelige satsinger på CCS globalt. Norge har et konkurransefortrinn i dag, men for å forbli konkurransedyktig må det etableres ordninger som bidrar til å lukke gapet mellom nødvendige investeringer i CCS verdikjeden og karbonkostnad, for at nye prosjekter skal realiseres. USAs Inflation Reduction Act (IRA) som trådte i kraft fra 1. januar 2023 inneholder en stor klimapakke på inntil \$369 milliarder med subsidier som skal gå til fornybar energi og nullutslippsteknologi. For å stimulere til investeringer i CCUS-prosjekter har USA også innført en stor skattefordel (45Q) som antas å øke CCUS-aktivitetene i USA med 13-gangen innen 2030. Dette

skaper forutsigbarhet og sikkerhet for investeringer i CCUS-prosjekter i USA. Delvis som svar på IRA og etter mye press fra EUs medlemsland og europeisk industri, la EU kommisjonen i februar 2023 frem sin grønne industriplan (Green Deal Industrial Plan) som skal øke konkurransekraften til netto-null industrien i EU og sikre omstillingen til netto-null utslipp i EU i 2050. Industriplanen er delt inn i fire pilarer der CCS nevnes som en nøkkelsektor under to av pilarene. Storbritannia annonserte i mars 2023 at de vil bruke 20 milliarder pund over en 20-årsperiode for å skalere opp CCS-prosjekter i hele UK. Andre land som Canada, Nederland, Danmark og Sverige har også strategier, subsidier og insentiver for å realisere og industrialisere CCS-satsingen.

Sentrale barrierer

- Det er fortsatt uklart hvilket avgifts- eller skatteregime aktivitetene underlegges, krav til finansiell sikkerhets-stillelse, hvor lenge og hvor nøyaktig man må overvåke utslipp, samt hvor store lekkasjer man kan godta.
- Betydelig finansiell og teknisk risiko ved store investeringer i infrastruktur, spesielt innenfor verdikjeder og markeder i en etableringsfase.
- Regelverket for CO₂-transport og -lagring er ikke "fit for purpose" ved at det legger uforholdsmessige begrensninger, bremser utvikling og som ikke er i tråd med myndighetenes forventning om arbeidsprogram på maks 4 år.
- Flere tildelinger av lisenser har skjedd, men konkurransen er tilspisset og det er enormt kostbart å modne frem og forberede en søknad, med stor risiko for tapt investering. Det stilles krav til særskilt høy modenhet ved søknad, som i tur krever investeringer som står i fare for å gå tapt. Videre justeres fortløpende krav og retningslinjer for søknadsprosessen som igjen bidrar til usikkerhet til prosessen.

Industriens ønsker for utviklingen av CCS rammebetingelser

- Norske myndigheter bør sette konkrete mål for hvor mye CO₂ som skal lagres på norsk sokkel.
- Norske myndigheter bør bidra til å forenkle regelverket knyttet til transport og lagring av CO₂.
- Virkemiddelapparatet bør tilpasses slik at det bidrar til finansiell risikoavlastning samt legger til rette for å modne fram løsninger for å sikre nødvendig skala, læring og kostnadsreduksjoner både for CO₂-fangst og -lagring.
- Det bør fokuseres på hele CCS-verdikjeden og settes inn tiltak for å styrke forretningsgrunnlaget for utslippere og insentivene til fangst og lagring.

Marine mineraler kan skape inntil 21 000 arbeidsplasser og årlig inntekter på inntil \$20 milliarder de neste tiårene

4.5 Havbunnsmineraler

Dersom vi skal nå globale klimamål, vil behovet for mineraler og metaller øke i årene fremover. Dagens utvinning og prosessering av viktige metaller i forbindelse med det grønne energiomstillingen er svært geografisk konsentrert, hovedsakelig i land i Asia, Afrika og Sør-Amerika. En konsentrert tilbudsside er også sårbar for plutselige endringer i handelspolitikk eller konflikt. Dette kan igjen føre til volatile priser på viktige metaller som trengs i det grønne skiftet. Resirkulering vil være et viktig bidrag for å møte det fremtidige behovet, men det vil ikke være nok tatt i betraktning forventet befolkningsvekst, økonomisk vekst og teknologisk utvikling. Vi vil trenge investeringer i ny ansvarlig utvinning og prosessering av metaller og mineraler. Gjennom grundig ressurskartlegging og forskning er det påvist interessante forekomster av havbunnsmineraler i form av sulfider og manganskorper på norsk kontinentalsokkel. KonKraft mener Norge gjennom lang og god erfaring med ressursforvaltning og teknologisk kompetanse fra petroleumsnæringen kan og bør ta del i å utvikle en mineralnæring på norsk sokkel.

Flere studier har pekt på at havbunnsmineraler kan bli en viktig næring for Norge, blant annet viser studien Marine Minerals – Norwegian Value Creation Potential fra Rystad Energy på oppdrag for Offshore Norge m.fl. at marine mineraler kan skape inntil 21 000 arbeidsplasser og årlig inntekter på inntil \$20 milliarder de neste tiårene.

I en tidlig letefase er det nødvendig å kartlegge store områder for å få en best mulig oversikt over prospektiviteten i området. I denne sammenheng støtter KonKraft den stegvise tilnærmingen det legges opp til knyttet til åpning, leting og eventuell utvinning av havbunnsmineraler. En åpning av områder vil føre til en letefase. Dersom en aktør ønsker å utvinne en forekomst i fremtiden, vil en plan for utbygging og drift med tilhørende konsekvensutredning måtte utarbeides og godkjennes av myndighetene. En tillatelse til utvinning vil ikke bli gitt før grundige studier og undersøkelser av det aktuelle området er

gjennomført. Miljøkrav og lokale miljøkonsekvenser må vurderes for hver tillatelse. Tilnærmingen bygger på etablert praksis fra olje- og gassvirksomheten.

Lefefasen innebærer hovedsakelig aktiviteter som prøvetagning og analyser, samt geofysiske undersøkelser (bathymetri, gravimetri, seismikk etc.). Letefasen medfører lite forurensende utslipp til sjø/havbunn eller fysisk påvirkning av havbunnen, og man vil i stor grad benytte kjent teknologi og metoder. Det er viktig å understreke at forventet arealbruk knyttet til utvinning av både sulfider og manganskorper vil være svært begrenset sammenlignet med arealet i utredningsområdet. Det vil derfor være svært begrensede områder som vil bli påvirket av en fremtidig utvinning av havbunnsmineraler. Miljøkartleggingen bør være en integrert del av letefasen, med særlig sterke synergier knyttet til bruk av ROV- og AUV- teknologi.

Næringen erkjenner at det fremdeles eksisterer flere kunnskapshull, særlig knyttet til de miljømessige konsekvensene av fremtidig utvinning av mineralforekomster, og jobber allerede i dag aktivt med å tette eksisterende kunnskapshull i samarbeid med academia og andre forskningsinstitusjoner. Eksempler på slike prosjekter er Eco Safe Ridge Mining og ATLAB. Nylig ble også Adepth Minerals og deres partnere tildelt 70,8 millioner kroner i støtte gjennom Grønn Platform til prosjektet "Havbunnsmineraler – Akselererer energiomstillingen". Prosjektets ambisjon er å etablere grunnlaget for en helhetlig verdikjede for å utvinne og utnytte havbunnsmineraler.

KonKraft mener Norge bør etablere en nasjonal FoUI-strategi med dedikert finansiering, etter modell fra OG21/Prosess21 e.l. Finansiering til statlige institusjoner som jobber med miljø- og ressurskartlegging bør økes for å styrke kunnskapsgrunnlaget. Selv om det forskes mye i dag, vil åpning for industriell aktivitet og tilgang på areal akselerere kunnskapsinnhenting og danne et godt utgangspunkt for å i fremtiden vurdere grunnlaget for utvinning, både fra et kommersielt og miljømessig perspektiv.

Norge har lang erfaring og ledende kompetanse innen næringer som olje og gass, maritim virksomhet, landbasert mineralutvinning og prosessindustri. Dette er næringer som vil være avgjørende for å bygge opp en ny industri knyttet til havbunnsmineraler. Etableringen av finansielle, arealmessige og arbeidsrelaterede rammebetingelser er sentralt for å sikre forutsigbarhet i utviklingen som må sees i sammenheng på tvers av sektorer.

Det ligger et betydelig verdiskapingspotensial med tilhørende sysselsettingsvirkninger i hele verdikjeden. Nasjonale strategier knyttet til havbunnsmineraler må ta innover seg det potensialet i etablering av fullstendige verdikjeder i Norge og Europa vil ha siden utviklingen kan få stor geopolitisk betydning i det grønne skiftet.



4.5.1 Barrierer og behov

Sentrale barrierer

- Havbunnsmineralnæringen er en mulig helt ny næring for Norge - helt i startfasen av en stegvis åpningsprosess - noe som gjør at det fortsatt er barrierer knyttet til kunnskapshull med tanke på ressurspotensial, lønnsomhet og miljøkonsekvenser ved eventuell utvinning. De finansielle, arealmessige og arbeidsrelaterede rammebetingelsene for leting og utvinning, samt progresjon og forutsigbarhet i åpningsprosessen, er også sentrale barrierer for en mulig havbunnsmineralnæring.

Industriens ønsker for utviklingen av havbunnsmineraler

- Øke handlingsrommet til relevante myndigheter gjennom den ordinære budsjettprosessen. Dette for å støtte oppunder videre ressurskartlegging, datainnsamling, industriell og miljømessig kunnskapsbygging, samt forskning og utvikling i en tidlig fase.
- Fortsette arbeidet med å frigjøre data fra ulike tokt på norsk sokkel. Tilgang på data er en forutsetning for god ressurskartlegging, og næringen bør gis muligheten for å aktivt delta i oppbyggingen av kunnskap om de relevante områdene.
- Raskt avklare de finansielle, arealmessige og arbeidsrelaterede rammebetingelsene og gi næringen tilstrekkelig mulighet for innspill i relevante prosesser. Videre er det ønskelig at det blir åpnet for lisensiering så fort en beslutning om åpning er tatt. Aktørene støtter en stegvis prosess hvor nødvendige konsekvensutredninger gjennomføres ved relevante milepæler.

Mesteparten av utslippene i olje- og gassindustriens verdikjede er knyttet til sluttbruk av olje og gass

5

OLJE- OG GASSINDUSTRIENS VERDIKJEDEUTSLIPP

Rettighetshaverne på sokkelen jobber i tillegg til direkte utslipp (scope 1) med å kartlegge og redusere indirekte utslipp knyttet til kjøp og salg av varer og tjenester (scope 2 og 3). Mesteparten av utslippene i olje- og gassindustriens verdikjede er knyttet til sluttbruk av olje og gass. De fleste operatørselskapene på norsk sokkel rapporterer allerede delvis på scope 3-utslipp i sine selskapsrapporter og noen har allerede satt seg mål om å redusere deler av verdikjedeutslippene. Arbeidet med å kartlegge og samle inn enhetlig data er krevende, men flere er godt i gang med kartleggingsprosessen og dette vil på sikt gjøre at flere selskaper i stand til å etablere dekkende og tydelige utslippsreduksjonsmål for scope 3-utslipp.

5.1 Utslipp fra solgte produkter dominerer verdikjedeutslippene for olje og gass

I statusrapporten for KonKrafts klimastrategi ligger hovedfokus på å måle, rapportere og redusere de direkte utslippene fra norsk olje- og gassvirksomheten (scope 1). Samtidig rapporterer mange operatørselskap i økende grad også rapporterer på indirekte utslipp. Kartlegging og rapportering av indirekte utslipp vil kunne bidra til å utnytte potensialet for å redusere klimagasser på tvers av aktørene i verdikjeden. Industrien opplever også et økende press fra investorer om å rapportere

utslippene knyttet til bruken av olje- og gass fordi man mener det er en viktig indikator for selskapenes iboende omstillingsrisiko. Fra og med 2025 blir det for store selskaper med EUs Corporate Sustainability Reporting Directive pålagt rapportere på både direkte og indirekte utslipp (scope 1, 2 og 3).

I dette kapitlet beskriver vi hvordan selskapene arbeider med å måle, rapportere og redusere utslipp i verdikjeden.

5.1.1 Det skilles gjerne mellom tre ulike utslippskategorier (scope 1, 2 og 3)

I rapportering av klimagassutslipp skilles det som regel mellom tre ulike utslippskategorier:

Direkte utslipp (scope 1):

Omfatter klimagassutslipp fra der virksomheten eier eller kontrollerer utstyret. Operatørselskapene på norsk sokkel har i mange tiår vært pålagt rapportering av direkte klimagassutslipp fra drift av installasjonene, for eksempel utslipp fra gassturbiner og boreoperasjoner. Over tid har selskapene forbedret sine metoder for kvantifisering og måling av direkte utslipp, og de har i dag god oversikt over hvordan ulike aktiviteter påvirker de direkte utslippene. I kapittel 2 i statusrapporten vises utviklingen i scope 1-utslippene fra olje- og gassindustrien i Norge.

Indirekte utslipp (scope 2):

Omfatter indirekte utslipp fra kjøpte energileveranser i form av kraft og varme. For operatørselskapene kan det være kraft fra land til elektrifisering av offshore installasjoner eller strøm- og varmeløst leveranser til kontorbygg. For scope 2-utslipp skiller man ofte mellom lokasjonsbasert og markedsbasert metode, de fleste rettighetshaverne rapporterer på både lokasjons- og markedsbasert metode.

- 'Lokasjonsbasert metode' innebærer at scope 2-utslippene beregnes med utgangspunkt i utslippsfaktoren til den fysiske kraft- og varmemiksen i landet forbruket finner sted.
- 'Markedsbasert metode' innebærer at scope 2-utslippene beregnes med utgangspunkt i utslippsintensiteten til bedriftens kontraktfestede innkjøpte kraft, f.eks. sertifikater for produsert fornybar energi. Ved kjøp av sertifikater for aktørens kraftforbruk er det ikke en fysisk sammenheng mellom den fornybare kraftproduksjonen og bruken av kraft hos forbrukerne. Dersom et selskap kjøper sertifikater for fornybar kraft tilsvarende hele sitt strømforbruk, vil utslippene fra scope 2 tilsvare null med markedsbasert metode.

Indirekte utslipp (scope 3):

Omfatter indirekte utslipp oppstrøms og nedstrøms i bedriftens verdikjeder, det innebærer utslipp knyttet til produksjon og transport av innkjøpte varer og tjenester og utslipp til bruk og videreforedling av solgte varer og tjenester. Oppstrøms utslipp for operatørselskaper på norsk sokkel er eksempelvis knyttet til produksjon av stål, sement og kjemikalier eller innkjøp av maritime tjenester. Nedstrøms utslipp for er eksempelvis knyttet til raffinering, transport og sluttbruk av petroleumsprodukter.

Næringen bør gis mulighet til aktivt å delta i oppbyggingen av kunnskap om de relevante områdene.

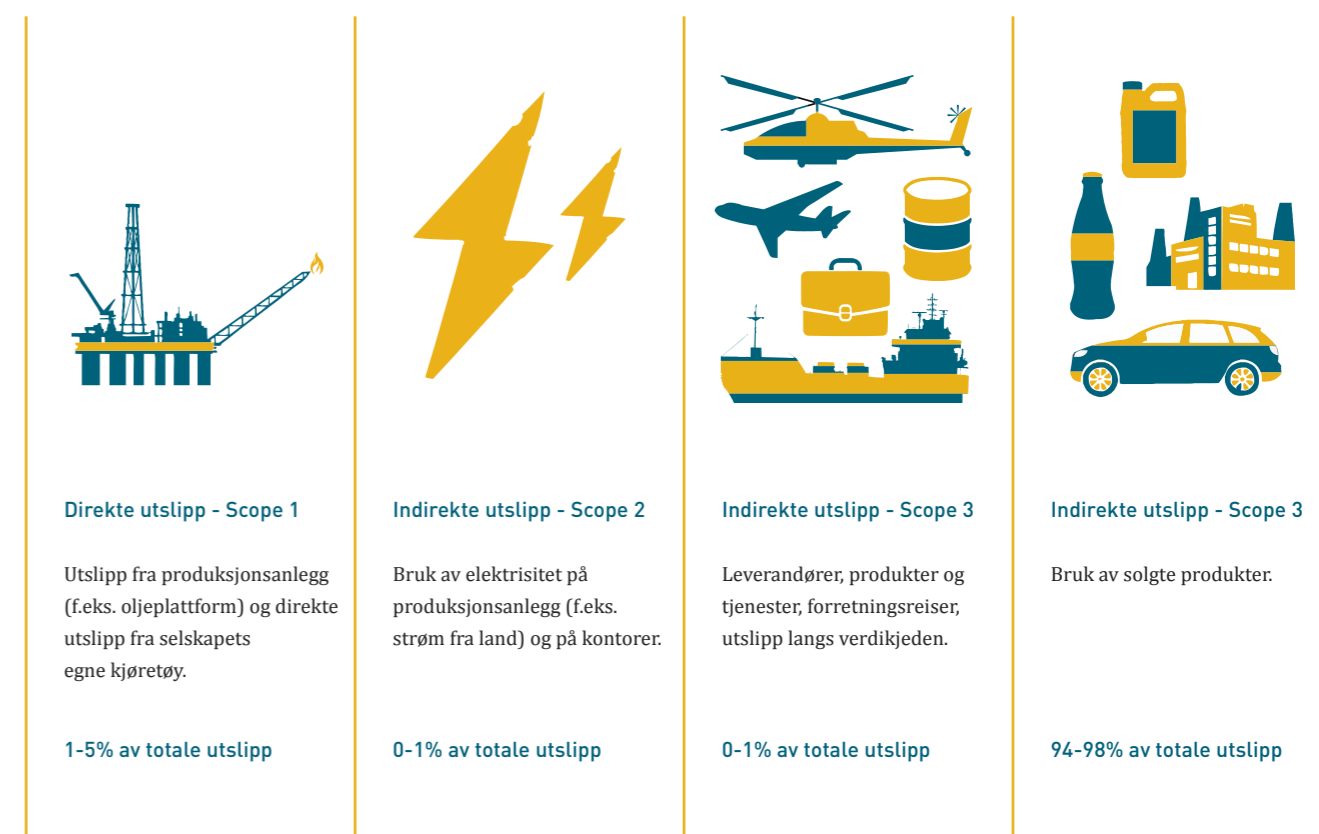
5.1.2 Utslipp fra verdikjeden for norsk olje og gass

For operatørselskaper på norsk sokkel utgjør klimagassutslippene fra sluttbruk av solgte produkter (olje og gass) størsteparten av utslippene i selskapenes verdikjede. Figur 16 viser operatørselskapenes utslipp for scope 1, 2, og 3 i Norge. De direkte utslippene utgjør 1-5 % av de totale utslippene i verdikjeden, mens indirekte utslipp fra bruk av solgte produkter (scope 3) står

for 94-98 % av utslippene i verdikjeden. Utslippene knyttet til øvrige deler av verdikjeden for olje og gass (scope 3 utenom bruk av produktene) og energileveranser til olje- og gassinstallasjonene (scope 2) utgjør kun marginale deler av de samlede utslippene i verdikjeden. Den relative fordelingen av utslippene over verdikjeden vil variere mellom regioner.

FIGUR 26 OVERSIKT OG FORDELING AV UTSLIPP (SCOPE 1, 2 OG 3) FOR OPERATØRSELSKAPER PÅ NORSK SOKKEL

Kilde: Endrava 2021



5.2 Operatørselskapene jobber med å kartlegge, redusere og sette mål for scope 3-utslipp

5.2.1 De fleste operatørselskapene arbeider med å kartlegge og rapportere på scope 3-utslipp

De fleste operatørselskapene på norsk sokkel rapporterer allerede delvis på scope 3-utslipp i sine selskapsrapporter, men metodene og detaljnivået varierer. Selskapene jobber med å forbedre kartleggingen av utslippene i verdikjeden for å få et mer utfyllende bilde av utslippene.

Arbeid med kartlegging krever nye løsninger for rapportering og informasjonsdeling i verdikjeden for å operasjonaliseres. I dag benyttes ulike tilnærminger til kartlegging av scope 3-utslipp. Disse tilnærmingene er primært basert på generelle utslippsfaktorer med basis i innkjøpskostnader eller mengde av en innkjøpt/solgt vare eller tjeneste. Noen leverandører har allerede tilrettelagt for å rapportere på GHG-utslipp for sine varer og tjenester til bruk i scope 3-rapportering. Eksempler på dette er leverandører av reisetjenester og maritime frakttjenester, samt leverandører av noen typer produkter som brukes i konstruksjon og vedlikehold.

Frem til nå har rapportering på scope 3-utslipp vært frivillig, men forventningene og kravene til utslipps- og bærekraftsrapportering utvides stadig og medfører utfordringer for industrien og verdikjeden. Foreløpig har selskapene utfordringer med sammenstilling av et godt datagrunnlag for scope 3. Leverandører oppstrøms og nedstrøms i verdikjeden har ulikt modenhetsnivå for rapportering av klimagassutslipp. Prosessene for datainnsamling og -validering fra leverandører er ofte tidkrevende og manuelle prosesser og mangel på felles standarder gjør at datautvekslingen mellom aktører i verdikjeden er lite effektiv. Eksisterende

rammeverk for klimagassrapportering, som GHG-protokollen, omfatter alle industrier, noe som skaper rom for tolkning som kan medføre usikkerhet knyttet til kvaliteten av informasjonen. Kvaliteten på utslippsestimatene vil også være avhengig av hvilke utslippsfaktorer som blir brukt og i hvilken grad utslippsestimatet er basert på data fra leverandørenes egne prosesser, såkalte primærdata.

Det er flere initiativer på gang for å tilrettelegge for mer effektiv utveksling av data på klimagassutslipp i verdikjeden og bedre rapportering. Olje- og gassindustrien i Norge og globalt samarbeider for å etablere oppdaterte retningslinjer for rapportering av scope 3-utslipp blant annet gjennom IPIECA.¹⁴

5.2.2 Operatørens arbeid med å redusere scope 3-utslipp

For å redusere utslippene i verdikjeden er det vanlig å begynne med å adressere utslippskategorier der data er lett tilgjengelig, tiltak lett kan gjennomføres, der selskapet har stor påvirkningskraft og/ eller utslippene er størst.

'Utslipp fra bruk av solgte av produkter' er en enkel kategori innenfor scope 3-utslipp som er enkel å rapportere på, og utslippene er betydelige, men det er krevende for selskapene å påvirke utslippene knyttet til forbruket av produktene de selger. Flere selskaper har følgelig valgt å jobbe med sine leverandører og påvirke utslippene oppstrøms. Samtidig er det viktig å jobbe helhetlig med scope 3 for på sikt å skape endringer.

En kartlegging av operatørselskapenes rapportering av selskapenes scope 3-utslipp gjennomført av DNV (2022) viser hvor vanlig det er at operatørselskapene rapporterer på ulike typer scope 3-utslipp, se Figur 17. Det er flere kategorier mange av selskapene rapporterer på, men datakvaliteten og detaljnivået på rapporteringen for hver kategori varierer mellom selskapene.

FIGUR 27 OVERSIKT OVER TYPE SCOPE 3-RAPPORTERING BLANT OPERATØRSELSKAPER.

Kilde: DNV 2022

OPPSTRØMSUTSLIPP:

- 1 Innkjøp av varer og tjenester
- 2 Anleggsmidler
- 3 Utslipp relatert til energiproduksjon
- 4 Kjøpt transport og distribusjon
- 5 Avfallshåndtering
- 6 Forretningsreiser
- 7 Ansattes reiser til og fra jobb
- 8 Leide lokaler/utstyr

- Grønn: De fleste selskaper rapporterer
- Gul: Mange selskaper rapporterer
- Oransje: Noen selskaper rapporterer

NEDSTRØMSUTSLIPP:

- 9 Nedstrøms transport og distribusjon
- 10 Prosessering av solgte produkter
- 11 Bruk av solgte produkter
- 12 Sluttbehandling av solgte produkter
- 13 Utleide lokaler/utstyr
- 14 Franchiser
- 15 Investeringer

5.2.3 Flere selskaper har også satt seg mål for å redusere scope 3-utslipp

Etter å ha fått god oversikt og datakvalitet på enkelte utslippskategoriene har noen selskapene også valgt å sette mål om å redusere utslippene for de respektive kategoriene og i flere tilfeller har selskapene med tid inkludert flere kategorier. Kartleggingsprosessen som er pågående på norsk

sokkel vil på sikt sette flere selskaper i stand til å etablere gode og tidsbestemte reduksjonsmål for scope 3. Noen selskaper har allerede satt utslippsmål der utslipp fra forbruk av olje og gass er inkludert. Et slikt mål innebærer at selskapene på sikt omstiller seg til energiselskaper med utgangspunkt i fornybar og lavkarbon energi som eksempelvis produksjon av blått hydrogen.

Olje- og gassindustrien i Norge og globalt samarbeider for å etablere oppdaterte retningslinjer for rapportering av scope 3-utslipp blant annet gjennom IPIECA

6

KILDER

DNV (2022), Scope 3 Emissions – A common knowledge basis for the energy industry. Oppdragsgiver: Norsk olje og gass.

Endrava (2021), The voluntary carbon market – An introduction for the oil and gas industry in Norway.

THEMA (2023), Elektrifisering av olje- og gassektoren – har det global klimaeffekt? Oppdragsgiver: Offshore Norge.

Rystad Energy (2021), Utslippseffekten av produksjonskutt på norsk sokkel. Oppdragsgiver: Norsk olje og gass.

Rystad Energy (2020), Marine Minerals – Norwegian value creation potential. Oppdragsgiver: Norsk olje og gass m.fl.

Statnett (2023), Langsiktig markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2022-2050.

Norges Rederiforbund (2022/2023), Konjunkturrapport



7

VEDLEGG

7.1 Kategorisering av felt/ anlegg for kraftforbruksprognose

Tabell 1 viser de enkeltstående prosjektene som ligger inne i kraftprognosen som vist i kapittel 2.2.

I drift	Godkjent tilknytning	Søkt tilknytning	Identifiserte – ikke omsøkt
Kårstø	Troll Vest elektrifisering, første steg	Delelektrifisering av felt i sentrale Nordsjø	Fullelektrifisering av landanlegg
Utsira High power hub	Yggdrasil elektrifisering	Heidrun elektrifisering	Kolstø KREm CCS
Valhall	Oseberg gass kapasitetsoppgradering, ink. delvis elektrifisering	Tampen elektrifisering	Gjøa full-elektrifisering
Kollsnes	Ormen Lange phase 3	Kårstø KREm	Økt kompresjon Kollsnes
Troll A	Melkøya CO2 reduksjon	Gjøa økt behov	
Martin Linge	Halten Sør elektrifisering	Wisting elektrifisering	
Gjøa		Linnorm elektrifisering	
Nyhamna		Troll Vest elektrifisering, andre steg	
Melkøya LNG		Oseberg videre elektrifisering	
Goliat		Halten Nord elektrifisering	

7.1 Utslippsintensitet for offshoreskip pr. operasjonsmodus

	TRANSIT		PORT		DP		STANDBY	
	Utslippsfaktor (CO ₂ -mt/time)	Endring	Utslippsfaktor (CO ₂ -mt/time)	Endring	Utslippsfaktor (CO ₂ -mt/time)	Endring	Utslippsfaktor (CO ₂ -mt/time)	Endring
2019	1,654		0,2742		1,0406		0,5219	
2020	1,678	1,47 %	0,2335	-14,82 %	1,0651	2,35 %	0,5327	2,08 %
2021	1,630	-2,87 %	0,2389	2,28 %	1,9855	-7,47%	0,5124	-3,81%
2022	1,592	-2,35%	0,2280'	-4,54 %	0,9937	0,83 %	0,5101	-0,46%

Kilde: VPS

Medlemmer i KonKrafts råd

- Peggy Hessen Følsvik
Leder, LO
- Ole Erik Almlid
Administrerende direktør, NHO
- Hildegunn T. Blindheim
Administrerende direktør, Offshore Norge
- Harald Solberg
Administrerende direktør,
Norges Rederiforbund
- Stein Lier-Hansen,
Administrerende direktør, Norsk Industri
- Frode Alfheim
Forbundsleder, Industri Energi
- Jørn Eggum
Forbundsleder, Fellesforbundet
- Monica Th. Bjørkmann
Visepresident og norgessjef, Subsea 7
- Kjetil Hove
Konserndirektør,
Utvikling og produksjon Norge, Equinor
- Ståle Kyllingstad
Konsernsjef, IKM
- Jan T. Narvestad
Administrerende direktør, Rosenberg Worley
- Anne J. Møkster
Konsernsjef og administrerende direktør, Simon
Møkster Shipping AS
- Simen Lieungh
Administrerende direktør, Odfjell Drilling

Medlemmer i KonKrafts arbeidsutvalg

- Benedicte Solaas
Offshore Norge
- Torbjørn Giæver Eriksen
Offshore Norge
- Knut Erik Steen
Norsk Industri
- Runar Rugtvedt
Norsk Industri
- Thomas Saxegaard
Norges Rederiforbund
- Lill-Heidi Bakkerud
Industri Energi
- Olav Lie
LO
- Mohammad Afzal
Fellesforbundet
- Per Øyvind Langeland
NHO

KonKrafts sekretariat

- Marita Bjelland Botne
Sekretariatsleder KonKraft
- Sindre Kvil
Rådgiver KonKraft

Utarbeidelse av statusrapporten

- Trym Edvardsson
Offshore Norge (prosjektleder)
- Sofie Helene Jebsen
THEMA Consulting Group (konsulent)
- Adrian Mekki
THEMA Consulting Group (konsulent)

FRAMTIDENS ENERGINÆRING PÅ NORSK
SOKKEL - STATUSRAPPORT 2023

UTGITT AV KONKRAFT 2023.

FORMGIVNING, ILLUSTRASJONER:
ØYSTEIN FINNESTAD
FINNESTAD AS

BILDE S.35:
EIDESVIK

BILDER S.42:
SOLSTAD OFFSHORE ASA
EIDESVIK OFFSHORE
ISLAND OFFSHORE MANAGEMENT AS

BILDE S.62
SENTER FOR DYPHAVSFORSKNING,
UNIVERSITETET I BERGEN

BILDE S.64
OLJEDIREKTORATET



KonKraft