

FRAMTIDENS ENERGINÆRING PÅ NORSK SOKKEL

KLIMASTRATEGI MOT 2030 OG 2050

STATUSRAPPORT 2022



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.



INNHOOLD

	SAMMENDRAG	7
1	BAKGRUNN	11
1.1	De globale klimagassutslippene må ned og den norske petroleumsindustrien tar sitt ansvar	11
1.2	KonKrafts opprinnelige klimastrategi og heving av utslippsmålet	11
1.3	Sentrale politiske føringer for klimastrategien	12
1.4	Arbeids- og næringslivets energi- og industripolitiske plattform	14
2	REDUSERTE UTSLIPP FRA PETROLEUMSVIRKSOMHETEN PÅ NORSK SOKKEL	17
2.1	Status og progresjon i 2022 for utslippsreduksjoner	17
2.1.1	Utvikling fra 2021 til 2022	18
2.1.2	Elektrifisering med kraft fra land er fremdeles tiltaket med størst effekt i mulighetsrommet	19
2.1.3	Nye lavutslippsteknologier og energieffektivisering kan også bidra	20
2.1.4	Utslippene av metan i forbindelse med produksjon av olje og gass på norsk sokkel er lave	21
2.2	Elektrifisering og kraftbehov	22
2.2.1	Elektrifisering av sokkelen er et effektivt tiltak for å nå klimamålene	22
2.2.2	Stans av elektrifiseringsprosjektene vil medføre en stor kostnad i form av kvotekjøp	23
2.2.3	Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel	23
2.2.4	Økt krafttetterspørrel i mange sektorer frem mot 2050	24
2.2.5	Tilgangen på fornybar kraft må økes	26
2.3	Energieffektivisering og andre lavutslippsteknologier	27

3	REDUSERTE UTSLIPP FRA MARITIME OPERASJONER	31
3.1	Målsetning for utslipp fra maritime operasjoner	31
3.2	KonKraft vil arbeide videre med å fremskaffe data for utslipp fra maritime operasjoner	31
3.3	Status og utsikter for utslippsreduksjoner	32
3.4	Utslippsreducerende tiltak	33
3.4.1	Utslippsreducerende tiltak på fartøy	33
3.4.2	Utslippsreducerende tiltak på rigger	37
4	NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL	39
4.1	Klimastrategiens opprinnelige målsetninger	39
4.2	En felles norsk plan for industrialisering av nye verdikjeder	40
4.3	Havvind	41
4.4	Hydrogen	45
4.5	CO2-fangst og -lagring	48
4.6	Havbunnsmineraler – mulig ny verdikjede i startgropen	52
5	RAMMEVILKÅR OG VIRKEMIDLER	55
5.1	Virkemidler næringen etterspør for å nå klimamålene i 2030 og 2050	56
5.2	Rammevilkår og virkemidler må støtte oppbyggingen av nye verdikjeder på norsk sokkel	57
5.3	Sentrale forsknings- og innovasjonsordninger for realiseringen av lavutslippssamfunnet	60
6	GASSENS ROLLE	63
6.1	Gassen brukes mer effektivt i Europa	64
6.2	Gassmarkedet i 2021 og naturgass i Europa mot 2035	65



SAMMENDRAG

Den norske olje- og gassindustrien skal gjøre sin del av jobben for at Norge og verden når sine utslippsmål innen midten av dette århundret.

Den norske olje- og gassnæringen har blant de laveste produksjonsutslippene globalt og har satt seg ambisiøse mål om ytterligere utslippskutt. I 2020 vedtok KonKraft en klimastrategi om å redusere utslippene av klimagasser fra norsk olje- og gassindustri med 40 prosent innen 2030 og til nær null innen 2050. KonKraft legger i den videre oppfølgingen mot måloppnåelse i 2030 til grunn Stortingets mål om 50 prosent absolutt utslippsreduksjon, vedtatt i forbindelse med behandling av de midlertidige endringene i petroleumsskatten. I parallell med at utslippene fra dagens petroleumsvirksomhet kuttes, skal det bygges opp en ny og fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel med blant annet havvind, hydrogen, og CO₂-fangst og -lagring. Denne rapporten gir en statusoppdatering for 2022 på KonKrafts arbeid med å nå de ambisiøse målene i klimastrategien.

Utslippene fra petroleumsvirksomheten falt fra med 8 prosent fra 2020 til 2021 til et utslippsnivå på 12 millioner tonn CO₂e. Utslippene er dermed 11 prosent lavere enn i 2005.

Reduksjonen i utslippene i 2021 skyldes i hovedsak produksjonsstansen på Melkøya og ventes å øke noe i 2022. Fra 2023 ventes utslippene å falle raskere i takt med at besluttede utslippsreducerende tiltak

realiseres. Det tar tid å realisere elektrifiseringsprosjekter, og de store reduksjonene vil komme gradvis fram mot 2030 som vist i Figur 1.

Omtrent 50 prosent av utslippene fra olje- og gassindustrien kan kuttes innen 2030.

En oppdatert gjennomgang av utslippsreducerende tiltak med ulik grad av modenhet fra operatørselskapene på norsk sokkel viser at oppnåelse av en målsetning om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 er mulig, men forutsigbare rammevilkår og et styrket virkemiddelapparat er avgjørende for måloppnåelse. Kanselleringer eller utsettelse av planlagte kraft fra land-prosjekter vil gjøre det svært vanskelig å nå klimamålet for 2030.

Aktørene i olje- og gassindustrien arbeider intensivt med å identifisere og modne prosjekter for utslippsreduksjoner, og fra 2020 til 2021 økte mengden besluttede og modne utslippsreducerende tiltak kraftig - fra 22 prosent til 56 prosent av tiltaksporteføljen. En av årsakene til at flere av klimatiltakene har modnet betraktelig eller er besluttet kan tilskrives de midlertidige endringene i petroleumsskatten innført for å opprettholde aktivitetsnivået i næringen gjennom koronapandemien. Rundt halvparten av det samlede potensialet for utslippsreduksjoner består av tiltak som fortsatt er i en tidlig fase.

Elektrifisering med kraft fra land kan redusere rundt 9 prosent av dagens samlede norske utslipp innen 2030 og er det viktigste tiltaket for å nå næringens ambisiøse klimamål.

Elektrifisering av sokkelen er et effektivt klimatiltak og gir reelle utslippskutt globalt. Elektrifisering gir energieffektiviserende virkninger ved at naturgassen kan brukes mer effektivt i alternative anvendelser når den blir eksportert til i Europa, samtidig som den kan fortrenge europeisk import av annen gass med et høyere karbonfotavtrykk.

Tilgang på ny fornybar kraft er avgjørende for oppnåelse av klimamålene.

Med dagens besluttede og planlagte elektrifiseringsprosjekter ventes kraftterspørselen fra olje- og gassnæringen å øke fra dagens nivå på rundt 9 TWh til omkring det dobbelte i 2030. Stabil tilgang på fornybar kraft til konkurransedyktige priser er en forutsetning for mange elektrifiseringstiltak i norsk industri og er et viktig konkurransefortrinn i energiomstillingen. For å sikre fortsatt konkurransedyktige priser i det norske kraftmarkedet må produksjonskapasiteten på fornybar kraft økes.

Andre typer utslippsreducerende tiltak monner også i klimaomstillingen.

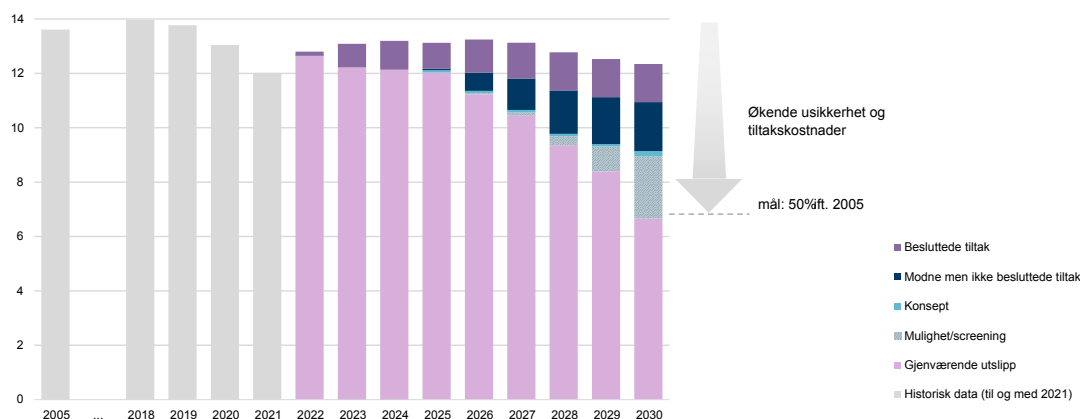
Energieffektiviseringstiltak og redusert faking spiller også en viktig rolle for å sikre måloppnåelse. Operatørselskapene på norsk sokkel jobber kontinuerlig med å identifisere og iverksette slike tiltak som ofte kan gi raskere utslippskutt enn elektrifiseringsprosjekter. Mange selskaper jobber aktivt med forskning og utvikling av nye teknologier som karbonfangst på installasjonene, kvalifisering av områder for lagring av CO₂, kompakte kombikraftanlegg, og bruk av hydrogen eller ammoniakk for kraftgenerering på sokkelen. Disse teknologiene forventes å bli mer relevante på sikt, men det er usikkert i hvilken grad de vil kunne utløse utslippsreduksjoner innen 2030.

Aktørene på norsk sokkel arbeider aktivt med å sikre reduserte utslipp fra maritime operasjoner gjennom energieffektivisering, driftsoptimalisering og nye teknologier.

I tillegg til å redusere utslippene knyttet til olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel og landanleggene, skal industrien i samarbeid med rederier og riggeiere være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet oppnår en 50 prosent

FIGUR 01 OPPDATERT MULIGHETSROM MARS 2022
Utslipp (millioner tonn CO₂e/år)

Kilde: KonKraft



Figur: Oppdatert mulighetsrom mars 2022 med framskrivninger for utslipp, og estimert effekt av større besluttede klimatiltak og tiltak under vurdering. Framskrivningene inkluderer også planlagte nye feltutbygginger og avviking, noe som medfører at den totale effekten av utslippsreducerende tiltak i de ulike modenhetsnivåer varierer litt over tid.

utslippsreduksjon innen 2030 i tråd med handlingsplanen for grønn skipsfart. Mange operatørselskaper, riggeiere og rederier har satt ambisiøse klimamål knyttet til egne operasjoner og har allerede oppnådd gode resultater. Det er krevende å skaffe til veie et sikkert tallgrunnlag for status og utvikling i utslipp fra maritime operasjoner samlet sett. Foreløpige anslag viser årlige utslipp på rundt 2,1 millioner tonn CO₂ i 2021. Modellen for å estimere utslipp i perioden 2019-2021 er aktivitetsbasert, men fanger ikke opp energieffektiviserende tiltak. KonKraft-partnerne vil prioritere arbeidet med å skaffe til veie et bedre tallgrunnlag framover.

Operatørselskapene og leverandører på norsk sokkel leder an i utviklingen av nye lav- og nullutslippsteknologier for en fremtidsrettet energinæring på sokkelen.

KonKrafts klimastrategi omfatter også ambisiøse målsetninger for oppbygging av nye verdikjeder for lav- og nullutslippsteknologier som havvind, hydrogen og CO₂-fangst og -lagring på norsk sokkel. Norway Energy Hub beskriver en plan for industrialisering av nye verdikjeder på norsk sokkel som bidrar til energiomstillingen. Planen er en invitasjon fra

Equinor til nasjonalt samarbeid om og konkretisering av hva som skal til for å skape nye grønne verdikjeder og videreutvikle Norges posisjon som energinasjon med utgangspunkt i norske energiresurser, kompetanse og kapital.

Forutsigbare rammevilkår og en styrking av virkemiddelapparatet vil være viktig for å nå KonKrafts ambisiøse klimamål.

KonKrafts klimastrategi gir aktørene i norsk olje- og gassindustri et sett svært ambisiøse mål å arbeide mot. For å realisere disse målene er det viktig at rammevilkårene i Norge legger til rette for en effektiv industripolitisk utvikling og et langsiktig perspektiv for industrielle aktører. Rammebetingelsene må stimulere til teknologiutvikling, innovasjon og oppskalering. KonKraft vil særlig understreke viktigheten av at det opprettes et CO₂-fond for klimagassreduksjoner på norsk sokkel, at det tilrettelegges for rask utbygging av tilstrekkelig fornybar kraftproduksjon for å sikre konkurransedyktige kraftpriser til elektrifisering av sokkelen, og rammevilkår som sikrer en storstilt havvindsatsing i Norge i tråd med Regjeringens nylig annonserte ambisjoner om områdetildeling for 30 GW havvind innen 2040.¹

¹ [Pressemelding fra Regjeringen \(2022\) - Kraftfull satsing på havvind](#)

For å realisere disse målene er det viktig at rammevilkårene i Norge legger til rette for en effektiv industripolitisk utvikling og et langsiktig perspektiv for industrielle aktører



1

BAKGRUNN

1.1 De globale klimagassutslippene må ned og den norske petroleumsindustrien tar sitt ansvar

For å oppfylle Parisavtalen må vi ha umiddelbare kutt i klimagasser i alle sektorer og den norske petroleumsindustrien skal gjøre sin del av jobben for at Norge og verden når sine utslippsmål innen midten av dette århundret. FNs klimapanelts siste delrapport² peker på at for å begrense global oppvarming til 1,5°C, må de globale klimagassutslippene nå toppen før 2025 og reduseres med 43 prosent innen 2030 og 84 prosent innen 2050 sammenlignet med 2019. Som Norges største næring har olje- og gassektoren et stort samfunnsansvar. Sektoren slipper i dag ut mer enn 12 millioner tonn CO₂e per år og bidrar dermed til en betydelig andel av norske klimagassutslipp. Utslippene skal reduseres samtidig som vi skal produsere energi, opprettholde verdiskaping, arbeidsplasser og inntekter til velferdsstaten. Produksjonen av olje og gass i Norge har blant de laveste karbonavtrykkene i verden, og det vil bli enda lavere dersom man når målene i KonKrafts klimastrategi. En samlet petroleumsindustri i Norge satte seg i 2020 mål om å redusere utslippene til nær null i 2050.

Forutsigbare rammevilkår og styrking av virkemiddelapparatet vil være avgjørende for å kunne gjennomføre satsingene på lav- og nullutslippsteknologi, som CO₂-fangst og -lagring, hydrogen og havvind. Kongsjons- og søknadsprosesser bør gjennomgås, og kapasiteten til saksbehandling hos myndighetene må styrkes for å sikre reduserte ledetider. Kompetansen og teknologikraften i petroleumsnæringen er helt

avgjørende for å få på plass teknologien som trengs og som vil gi store utslippsreduksjoner langt utover norsk petroleumsindustri og bidra til å nå målene satt i Parisavtalen.

1.2 KonKrafts opprinnelige klimastrategi og heving av utslippsmålet

KonKraft-felleskapet utarbeidet i 2020 klimastrategien «Framtidens energinæring på norsk sokkel – Klimastrategi mot 2030 og 2050» som beskriver næringens innsats for å nå de nasjonale og globale klimamålene. Utarbeidelsen og oppfølgingen av en felles klimastrategi demonstrerer aktørenes omstillingsvilje og ambisjoner for realiseringen av lavutslippssamfunnet.

Hovedmålene i den opprinnelige klimastrategien er:

- Olje- og gassindustrien i Norge skal redusere sine absolutte klimagassutslipp med 40 prosent 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 målet i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske.

For å realisere målsetningene arbeider næringen med å dyrke en kultur som heier frem og deler gode ideer slik at flere kan ta dem i bruk og at man i felleskap finner de beste løsningene for å redusere klimagassutslippene. Olje- og gassindustrien har i tillegg til å redusere utslippene fra egen virksomhet, ambisjoner om å skape en ny og fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel. Utviklingen av nye verdikjeder inkluderer en satsing på havvind, hydrogen og CO₂-fangst og -lagringsprosjekter som legger til rette for store utslippskutt i Norge, Europa og resten av verden. En mer detaljert beskrivelse av mål, ambisjoner for nye verdikjeder er inkludert i kapittel 4. Behov for endringer i rammevilkår og virkemidler for realisering av utslippsreduksjoner og for å lykkes med nye verdikjeder beskrives i kapittel 5.

I etterkant av at KonKraft vedtok og offentliggjorde sin klimastrategi januar 2020, ba Stortinget regjeringen i et anmodningsvedtak i forbindelse med de midlertidige endringene i petroleumsskatten om å legge frem en plan sammen med bransjen om hvordan olje- og gassindustrien kan redusere sine klimagassutslipp med 50 prosent innen 2030. Stortinget viste til at myndighetene skal være med å legge til rette for at virkemidlene i klimastrategien kan tas i bruk, men at målene burde være enda mer ambisiøse enn det KonKraft allerede hadde vedtatt i sin klimastrategi.

KonKraft-partnerne følger arbeidet for realisering av målsetningene i klimastrategien tett. Det opprinnelige KonKraft-målet om å redusere olje- og gassindustriens absolutte klimagassutslipp med 40 prosent innen 2030 fikk stor tilslutning blant aktørene da det ble etablert i 2020. Gjennomgangen med selskapene i forbindelse med arbeidet med årets statusrapport viser at flere av selskapene har eksplisitte mål om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030, og selskapernes ambisjoner er dermed i tråd med myndighetenes mål. På bakgrunn av myndighetenes målheving og selskapernes økte ambisjonsnivå legger KonKraft til grunn det mer ambisiøse målet om 50 prosent absolutt utslippsreduksjon i den videre oppfølgingen av progresjon mot måloppnåelse i 2030. Forutsigbar politikk, attraktive rammebetingelser, samarbeid

med myndighetene og en styrking av virkemiddelapparatet vil være viktig for å nå det forhøyede målet.

For å sikre tilstrekkelig oppfølging av klimastrategien utarbeider KonKraft årlig en statusrapport som viser progresjon mot målene gjennom en analyse av mulighetsrommet på tvers av operatørselskapene basert på planlagte og potensielle utslippsreducerende tiltak og innovative prosjekter for nye verdikjeder. Denne rapporten er den andre statusrapporten siden klimastrategien ble lansert i 2020. De årlige oppdateringene gir ny innsikt om mulighetsrommet, utviklingen i bransjen og innspill til ytterligere forbedringer i petroleumsindustriens klimaarbeid innenfor rammen av KonKraft-samarbeidet.

1.3 Sentrale politiske føringer for klimastrategien

Solberg-regjeringen lanserte i 2021 stortingsmeldingen «Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser». Der vises det til målet om å redusere klimagassutslippene fra olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel med 50 prosent innen 2030 sammenlignet med 2005. Stortingsmeldingen peker blant annet på at for å redusere utslippene i henhold til målet, må det gjennomføres tiltak med en betydelig høyere tiltakskostnad enn 2000 kroner/tonn CO₂. Videre understrekes det at en stor del av kostnadene eventuelt må dekkes av staten gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og skattefradrag. I tillegg pekes det på viktigheten av FoU-aktivitet som bidrar til å redusere kostnadene for utslippsreduksjoner i olje- og gassindustrien, deriblant gjennom initiativer som Lavutslippssenteret.

I *Hurdalsplattformen* for 2021-2025 er Støre-regjeringen tydelig på at petroleumssektoren skal utvikles og at det skal tilrettelegges for videre høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel. Videre skal myndighetene fortsette samarbeidet med næringen og sørge for at utslippene fra olje- og gassproduksjonen på sokkelen reduseres med 50 prosent innen 2030 og når netto nullutslipp i 2050. Hurdalsplattformen viderefører forrige regjeringens plan om opptrapping av karbon-

kostnaden, bestående av CO₂-avgiften og kvoteprisen, til 2000 kroner/tonn CO₂ frem mot 2030, samt å sørge for videre elektrifisering av sokkelen, men at det skal skje i størst mulig grad med havvind eller annen fornybar strøm produsert på sokkelen.

Regjeringen ønsker at det tilrettelegges for et stabilt aktivitetsnivå på norsk sokkel med økt innslag av næringer knyttet til CO₂-fangst og -lagring, hydrogen, havvind, havbruk og mineraler. Følgende politiske signaler i erklæringen har betydning for nye verdikjeder:

- **Havvind:** Regjeringen vil legge til rette for en storstilt satsing på havvind gjennom en ambisiøs nasjonal strategi for havvind som blant annet inkluderer satsing på norsk leverandørindustri, et godt regelverk og utvikling av nettinfrastruktur på norsk sokkel. I tillegg vil regjeringen sette produksjonsmål for havvind i 2030.
- **Hydrogen:** Regjeringen vil bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede innen hydrogen der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt og sette et mål om årlig produksjon av blått og grønt hydrogen innen 2030, samt vurdere å etablere et statlig hydrogenselskap. I tillegg vil regjeringen stille langsiktig kapital til rådighet der dette kan spille en avgjørende rolle for å få til nye industrielle satsinger i Norge, eksempelvis innen hydrogenneringen.
- **Karbonfangst- og lagring:** Regjeringen vil utvikle en robust verdikjede for karbonfangst- og lagring i Norge med mål om minst to fullskala fangst- og lagringsanlegg i Nordsjøen. Kompetansen som produseres skal komme norsk industri, samfunnet og næringslivet til gode.
- **Havbunnsmineraler:** Regjeringen vil øke kartleggingen av mineralressurser både på land og på sokkelen, med særlig vekt på mineralområder som kan spille en stor rolle i det grønne skiftet, for eksempel sjeldne jordarter. I tillegg vil regjeringen stille langsiktig kapital til rådighet der dette kan spille en avgjørende rolle for å få til nye industrielle satsinger i Norge, eksempelvis innen mineralneringen.

Myndighetene skal fortsette samarbeidet med næringen og sørge for at utslippene fra olje- og gassproduksjonen på sokkelen reduseres med 50 prosent innen 2030 og når netto nullutslipp i 2050

Hurdalsplattformen inneholder også ambisjoner og føringer for reduksjoner av klimagassutslipp i maritim sektor. Regjeringen vil stille krav til lavere utslipp fra offshoreflåten, inkludert underleverandører. Kravene skal utformes for å sikre trinnvis innføring av beste tilgjengelige teknologi og tilrettelegge for teknologiutvikling i norske kompetansemiljøer. Regjeringen vil fra 2025 stille krav om lavutslippsløsninger for offshore supply-skip og krav om nullutslipp fra 2030. For å støtte utviklingen av lavutslippsløsninger i maritim sektor vil regjeringen legge frem en grønn omstillingspakke for klimavennlig omstilling av skip. I tillegg vil regjeringen sikre betydelig økt utbygging av infrastruktur for klimavennlig tungtransport og skip innen 2025, med lade- og fylleinfrastruktur for fornybart drivstoff langs kysten.

Regjeringens Tilleggsmelding³ til *Energi til arbeid* i april 2022 fortsetter å støtte opp om ambisjonene for nye verdikjeder og et grønt industriløft i Norge. Videre støttes en stabil olje- og gassproduksjon, samtidig som klimagassutslippene på sokkelen skal reduseres. Regjeringen foreslår presiseringer av PUD-/PAD-veilederen, det skal i usikkerhetsanalysen for nye utbygginger inkluderes finansielle klimarisikovurderinger med utgangspunkt i en balansepris som følger utvikling av globale utslipp i tråd med målene i Paris-avtalen og 1.5°C. I tillegg vil regjeringen ved behandlingen av alle nye planer for utbygging og drift (PUD) inkludere vurderinger av klimavirkninger av produksjons- og forbrenningsutslipp. I etterkant av Tilleggsmeldingen har regjeringen også lansert et mål om å tildele områder for havvindproduksjon i Norge tilsvarende 30 GW innen 2040.⁴

1.4 Arbeids- og næringslivets energi- og industripolitiske plattform for gode løsninger på felles utfordringer

Norge er en energi- og industrinasjon med et velutviklet og tilnærmet utslippsfritt kraftsystem der en vesentlig del av vår verdiskaping, sysselsetting og eksportrettede virksomhet kommer fra energisektoren i bred forstand. Det er derfor i Norges egeninteresse at vi leder an i utviklingen og posisjonerer oss på relevante områder. En satsing kan bidra til norsk eksport, arbeidsplasser og verdiskaping i fremtiden.

Arbeidsgivere og fagbevegelse har tradisjon for å samarbeide om å finne gode løsninger på felles utfordringer, på den enkelte arbeidsplass og om rammebetingelser som trykker arbeidsplasser og skaper grunnlag for ny jobbskaping. I arbeidet med rapporten «Felles Energi- og industripolitisk plattform» som kom i 2021 har NHO, LO, Industri Energi, Fellesforbundet, EL og IT Forbundet, Norsk Industri, Offshore Norge, Energi Norge og Nelfo lagt myndighetenes klimamål til grunn med ønske om å samle arbeids- og næringslivets interesser.⁵ Rapporten gir viktige innspill til en felles energi- og industripolitisk plattform for bruk i aktuelle politiske prosesser, basert på både ambisiøse klimamål og en offensiv industrisatsing. Organisasjonene er opptatt av at Norge videreutvikler sine posisjoner og fortrinn innen energi, industri og tilhørende kompetanse. Da må dilemmaer og interessekonflikter adresseres klokt og offensivt. Dette gjøres best ved å ha en klar retning og tydelige ambisjoner med rammevilkår der energi-, klima- og næringspolitikk henger sammen. Partssamarbeid mellom arbeidslivets aktører og myndighetene vil være helt avgjørende for å danne grunnlag for brede politiske kompromisser og mindre konflikter i tiden fremover.

³ Meld.St.11 (2021-2022). Lenke: [Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser. \(Foreløpig utgave\).](#)

⁴ [Pressemelding fra Regjeringen \(2022\) - Kraftfull satsing på havvind](#)

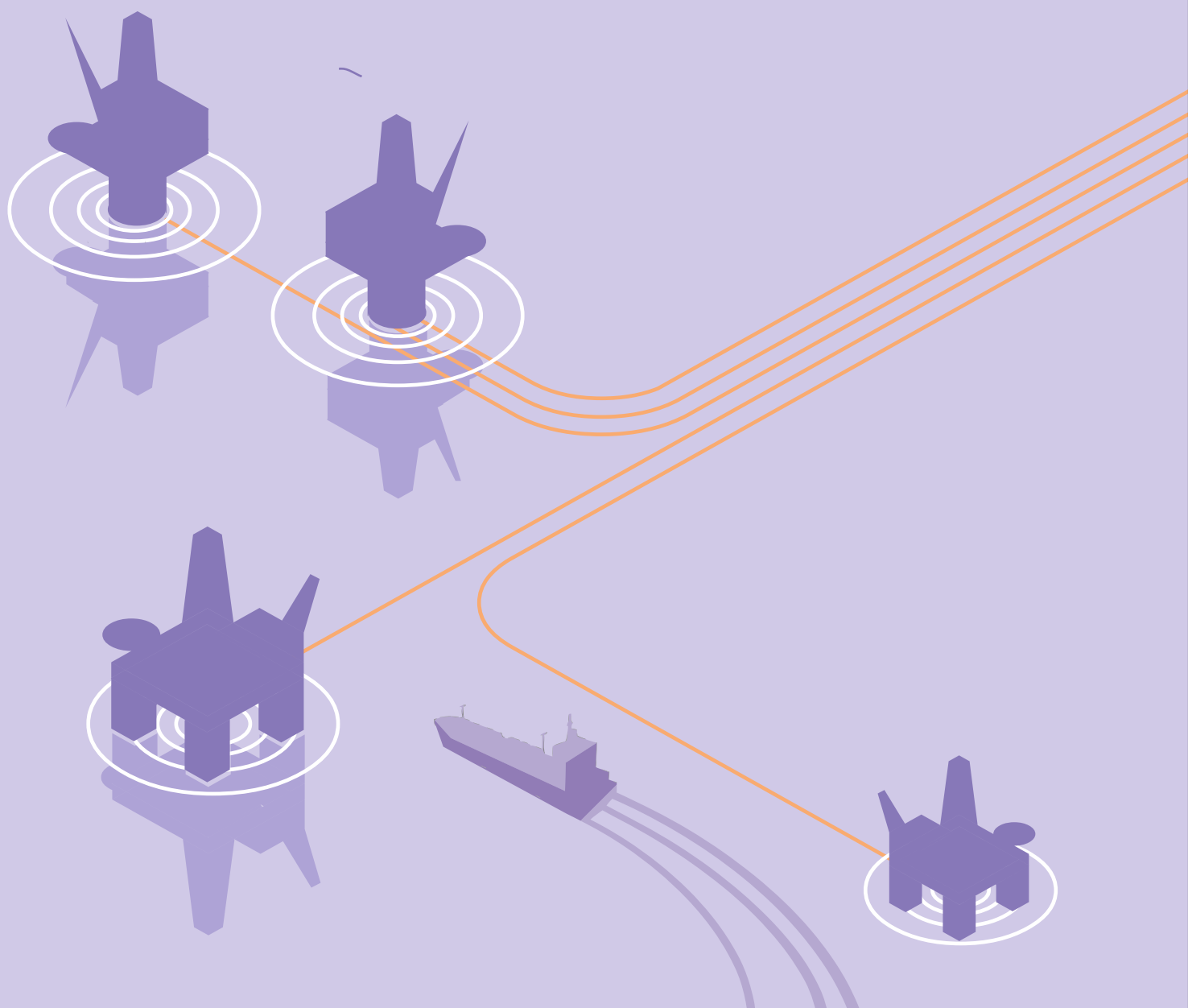
⁵ www.nho.no Felles Energi- og industripolitisk plattform

Norsk petroleumsindustri vil være en drivkraft for å oppnå følgende konkrete ambisjoner frem mot 2030:

- Videreutvikle jobb- og verdiskaping fra petroleumsindustrien, og bidra til at denne blir en motor for utvikling av nye eksportløsninger som havvind og CO₂-fangst og -lagring. Norsk sokkel er allerede blant de områdene i verden med lavest utslipp i produksjonen. Det legges opp til å innfri Stortingets anmodning om 50 prosent utslippskutt for petroleumsvirksomheten i 2030, men det tilsier først og fremst elektrifisering fra land.
- Skalere opp CO₂-fangst og -lagring som en helt avgjørende klimateknologi innen industri og energigjenvinning i Norge og Europa. Det krever videre utrulling av CO₂-fangst og -lagring som løsning på flere punktutslipp i industrien i Norge, og at flere europeiske fangstanlegg kobler seg til lageret på norsk sokkel.
- Storskala produksjon av hydrogen og ammoniakk for klimaomstilling av egen industri- og transportsektor, og som eksportløsning. Mulighetene for grønt og blått hydrogen må kobles, og utvikling av infrastruktur er avgjørende.
- Bygge en verdikjede for havvind, der vi etablerer oss med en konkurransedyktig leverandørindustri og tar markedsandeler i havvindmarkedet. Etablering av en læringsarena på Utsira Nord og utbygging av Sørilige Nordsjø II og et nordsjønett står sentralt i første rekke.

Verdens energisystemer endres raskt, og en sterk global trend er at mer elektrifiseres. Rammene for denne utviklingen settes av stadig tydeligere og mer ambisiøse klimamål.

Elektrifisering med kraft
fra land er fremdeles
tiltaket med størst effekt i
mulighetsrommet



2

REDUSERTE UTSLIPP FRA VIRKSOMHETEN PÅ NORSK SOKKEL

Årets statusrapport viser at utslippene fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel kan reduseres med 50 prosent i 2030. Elektrifisering med kraft fra land og økt tilgang på fornybar energi er nødvendige tiltak for å sikre at petroleumsnæringen og Norge når klimamålene i 2030. Selv om mulighetsrommet totalt sett ligger på samme nivå som i fjor, kan kanselleringer eller utsettelse av planlagte kraft fra land-prosjekter gjøre det vanskelig å nå klimamålet for 2030.

2.1 Status og progresjon i 2022 for utslippsreduksjoner

Mulighetsrommet for utslippsreduksjoner per mars 2022 viser et totalt potensial på omtrent 50 prosent i 2030 sammenlignet med 2005. En viktig del av arbeidet med de årlige statusrapportene er å vise mulighetsrommet og progresjon mot målsettingen i 2030 for norsk sokkel og landanleggene. Endrava har på oppdrag fra Offshore Norge utarbeidet et oppdatert mulighetsrom nedenfra og opp mot 2030 basert på en sammenstilling av potensialet for klimagassreduksjoner av besluttede og ikke-besluttede tiltak per mars 2022. Analysen er basert på en gjennomgang med alle operatørene på norsk sokkel i februar 2022 og tar også hensyn til selskapenes klimamål, utslippsprognoser, planlagte nye felt og avvikling av eksisterende felt. Figur 2 viser mulighetsrommet illustrert ved den samlede effekten av tiltakene. Tiltakene er kategorisert i ulike modenhetsnivåer:

- Besluttede tiltak – Investeringsbeslutningen er tatt, men tiltaket ikke er 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)

Mulighetsrommet for utslippsreduksjoner i årets statusoppdatering er med et potensial på 51 prosent i 2030 på omtrent samme nivå som i statusoppdateringen fra tidlig i 2021. I 2021 utgjorde utslippene

fra olje- og gassnæringen 12 millioner tonn CO₂e, noe som tilsvarer omtrent en fjerdedel av de samlede norske utslippene. Tallene omfatter de samlede utslippene fra virksomheten på norsk sokkel samt de totale utslippene fra olje- og gassprosesseringsanleggene på Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Melkøya og Sture. Fra 2020 til 2021 gikk utslippene fra petroleumsvirksomheten ned med nesten 8 prosent, mens reduksjonen fra 2019 til 2020 var litt over 5 prosent. Endringene skyldes hovedsakelig nedstengingen av anlegget på Melkøya i september 2020. I 2022 forventes det at utslippene vil returnere til et litt høyere nivå med bakgrunn i besluttede aktiviteter og planlagt oppstart av Melkøya i mai 2022. Fra 2023 forventes det at utslippene reduseres betydelig frem mot 2030.

Alle operatørselskapene på norsk sokkel og landanleggene har prosjektporteføljer med utslippsreducerende tiltak for hvert anlegg. Porteføljene modnes over tid, selskapene velger teknologier, og beregner utslippsreduksjoner og tidslinje for prosjektet med

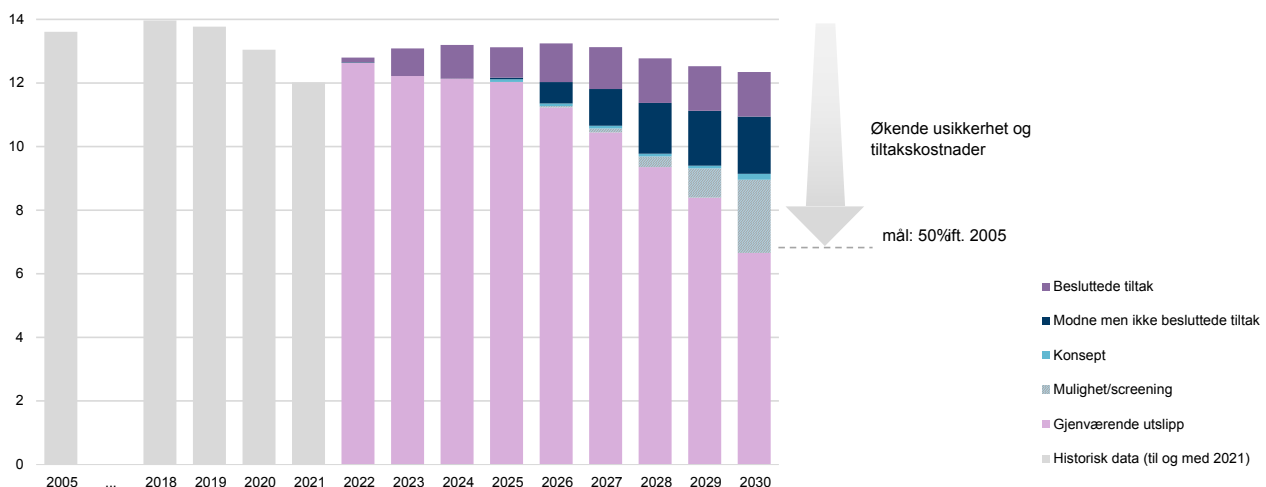
utgangspunkt i hva som er teknisk mulig og økonomisk lønnsomt. De foreslåtte økningene i CO₂-prisen fram mot 2030 bidrar til å styrke lønnsomheten til utslippsreducerende tiltak. Tiltak med akseptabel tiltakskostnad og lav kompleksitet prioriteres først, og mange av de utslippsreducerende tiltakene faller innenfor kategoriene besluttet eller modne. Tiltak i fasen mulighet/screening er ofte mer komplekse og har en høyere tiltakskostnad. Denne tiltakskategori- en står for litt under halvparten av mulighetsrommet i 2030, og selskapene er avhengige av forutsigbare og konkurransedyktige rammevilkår for gjennomføring av tiltakene og realisering av utslippskutt.

2.1.1 Utvikling fra 2021 til 2022

Mange operatørselskaper har jobbet med å modne tiltakene som ble rapportert inn i forbindelse med fjorårets statusrapport, og flere av tiltakene er derfor besluttet eller planlegges besluttet i løpet av 2022. Fra 2020 til 2021 økte mengden besluttede og modne tiltak kraftig - fra 22 til 56 prosent av til-

FIGUR 02 OPPDATERT MULIGHETSROM MARS 2022
Utslipp (millioner tonn CO₂e/år)

Kilde: KonKraft



Figur: Oppdatert mulighetsrom mars 2022 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.

taksporteføljen, se utvikling i Figur 3. Potensialet for utslippsreduksjoner for enkelte tiltak har blitt justert på grunn av endringer i datagrunnlaget og tilgang på mer presise data. Prosjekter innenfor mulighet/screening representerer fortsatt en betydelig andel av reduksjonspotensialet til 2030. En av årsakene til at flere av klimatiltakene har modnet betraktelig eller er besluttet, er de midlertidige endringene i petroleumsskatten som ble innført for å opprettholde aktivitetsnivået i næringen gjennom koronapandemien. Samtaler med operatørselskapene tyder på at flere jobber målrettet for å levere PUD/PAD innen utgangen av 2022 for prosjekter som fremover vil bidra med betydelige utslippsreduksjoner.

Noen store klimatiltak har enten blitt kansellert eller fått utsatt implementering til etter 2030, og noen tiltak har fått anslått en mindre effekt enn det man beregnet i 2021. Årsaken til at man oppnår en like god totalreduksjon er endrede prognoser for utslipp sammenlignet med fjorårets statusrapport. Mange energieffektiviseringstiltak er også inkludert

i «baseline»-prognosene for en stor andel av feltene. Selv om mulighetsrommet totalt sett ligger på samme nivå som i fjor, vil kanselleringer eller utsettelse av kraft fra land-prosjekter gjøre det svært vanskelig å nå klimamålet for 2030.

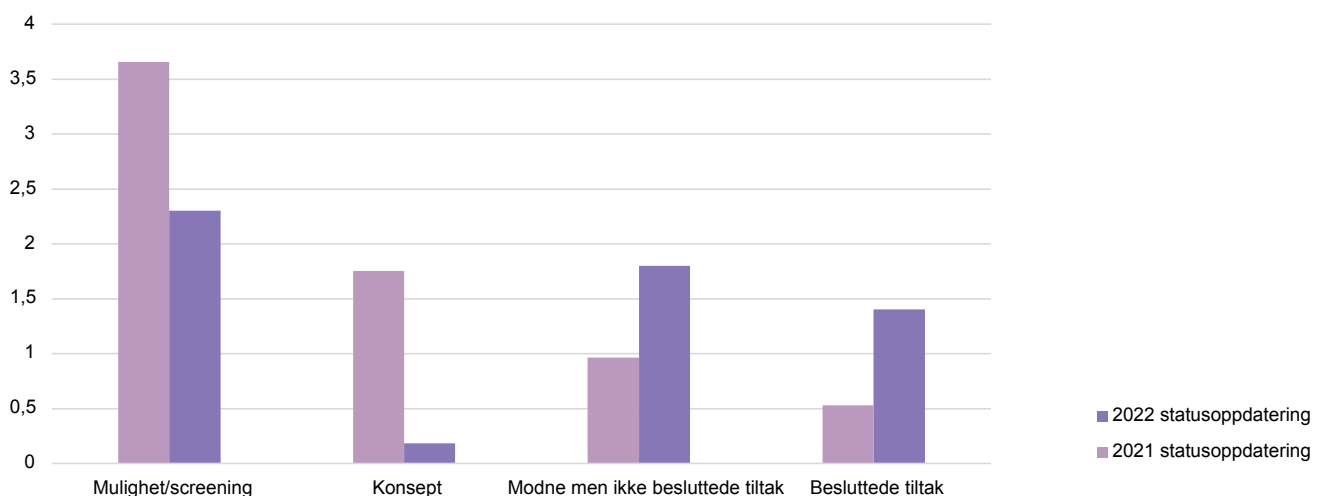
2.1.2 Elektrifisering med kraft fra land er fremdeles tiltaket med størst effekt i mulighetsrommet

Flere tiltak vil bidra til betydelige utslippsreduksjoner allerede i 2023, blant annet elektrifisering med kraft fra land til Edvard Grieg, Sleipner og Gina Krog, samt kraft fra havvindprosjektet Hywind Tampen. Samlet sett vil disse fire tiltakene bidra med utslippsreduksjoner på over 700 000 tonn CO₂e i 2023, noe som tilsvarer omtrent 6 prosent av de totale klimagassutslippene fra olje- og gassnæringen i 2021. Realiseringen av tiltakene er viktige steg på veien mot måloppnåelse. For å nå 2030-målet vil det i gjennomsnitt kreves utslippsreduksjoner i tilsvarende størrelsesorden hvert år. En oversikt over tiltak som gir

FIGUR 03

ENDRINGER I MODENHETSGRAD FOR TILTAKENE I DENNE RAPPORTEN SAMMENLIGNET MED FJORÅRETS OPPDATERING.

Tiltakseffekt (millioner tonn CO₂e/år i 2030)



betydelige reduksjoner av klimagassutslippene mot 2030 er vist i Figur 4, Dette er hovedsakelig elektrifiseringstiltak. Da det er tidkrevende å modne store elektrifiseringsprosjekter, vil de store utslippsreduksjonene oppnås gradvis og nærmere 2030.

Elektrifisering med kraft fra land er tiltaket med klart størst effekt mot 2030. Det totale potensialet for utslippsreduksjoner fra kraft fra land-prosjekter av forskjellige modenhetsgrader i mulighetsrommet er anslått til omtrent 4,5 millioner tonn CO₂e i 2030, se Figur 5. Elektrifisering med kraft fra havvind nær installasjonene har et estimert reduksjonspotensial på nesten 0,4 millioner tonn CO₂e/år i 2030. I tillegg til Equinors Hywind Tampen prosjekt, vurderer flere operatørselskaper forskjellige konsepter for kraftforsyning direkte fra havvind nær installasjonene (se kap. 4.3 for videre beskrivelse). Tiltaket bidrar til utslippskutt, men har en begrenset effekt på grunn av vindturbinenes varierende kraftproduksjon. For å drive kompressorer og pumper som krever stabil krafttilførsel vil flere installasjoner også være avhengige av enten gasturbiner eller kraft fra land.

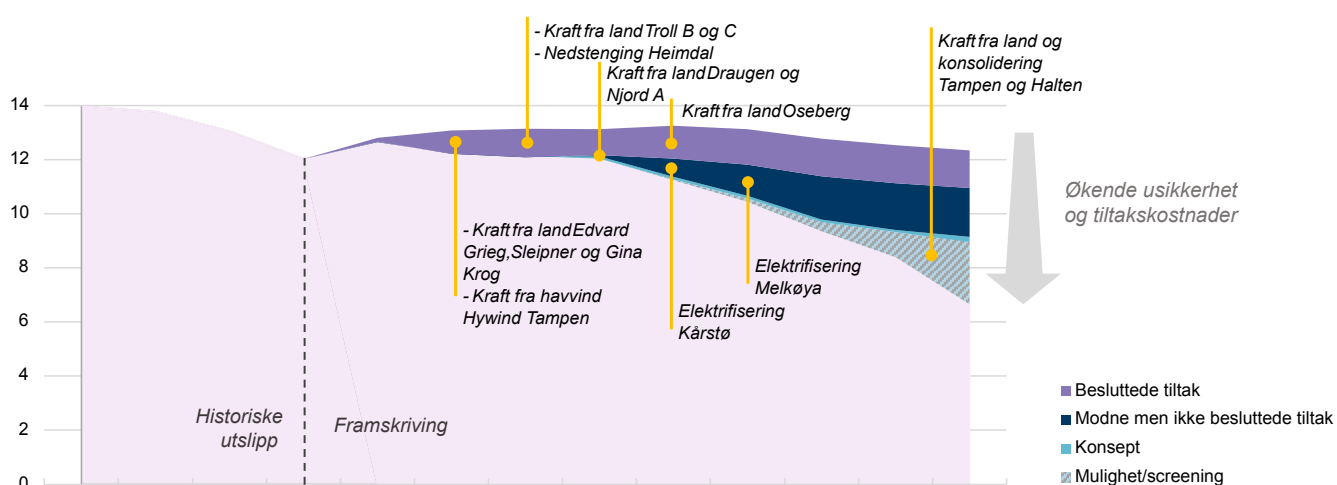
For flere offshoreinstallasjoner vil konsolidering også bidra til betydelige utslippsreduksjoner. Som illustrert i Figur 5 vil konsolideringstiltak samlet sett redusere utslipp tilsvarende omtrent 0,5 millioner tonn CO₂e per år innen 2030. Konsolidering innebærer større endringer i infrastrukturen slik at ressursene kan utvinnes på en mer effektiv måte. Eksempelvis kan flere gasstrømmer samles i færre kompressorer og slik redusere kompressorkapasiteten, eller man kan fjerne en plattform ved å rute brønnstrømmen(e) til et annet anlegg med reservekapasitet. Dette er omfattende prosjekter som krever større investeringsbeslutninger.

2.1.3 Nye lavutslippsteknologier og energieffektivisering kan også bidra til betydelige utslippsreduksjoner

Mange selskaper jobber aktivt med forskning og utvikling av nye teknologier som karbonfangst på installasjonene, kvalifisering av områder for lagring av CO₂, kompakte kombikraftanlegg, og bruk av hydrogen eller ammoniakk for kraftgenerering offshore. Disse teknologiene forventes å bli mer relevante etter

FIGUR 04 OVERSIKT OVER ULIKE TILTAK MED BETYDELIG EFFEKT PÅ DE TOTALE KLIMAGASSUTSLIPPENE
Utslipp (millioner tonn CO₂e/år)

Kilde: KonKraft



Figur: Oversikt over ulike tiltak med betydelig effekt på de totale klimagassutslippene med modenhet og reduksjonspotensial mot 2030
Merk: det er kun de tiltakene som gir de største utslippsreduksjonene som er illustrert i figuren, mange flere tiltak vil bidra til utslippskutt mot 2030.

hvert, men det er usikkert i hvilken grad de vil påvirke mulighetsrommet og utløse utslippsreduksjoner innen 2030.

De foreløpige rapporterte tiltakene for energieffektivisering og redusert fakling vil anslagsvis redusere utslippene med 0,25 millioner tonn CO₂e årlig i 2030. Alle operatørselskapene jobber kontinuerlig med å identifisere, vurdere og iverksette energieffektiviseringstiltak, men det tas forbehold om estimatet fordi en del tiltak (ennå) ikke er rapportert inn og den samlede effekten av utslippsreduserende tiltak kan påvirke klimagevinsten fra effektiviseringstiltak.

Mange av tiltakene som ble identifisert innen energieffektivisering og redusert fakling i forrige statusrapport har blitt gjennomført i 2021, og enda flere tiltak planlegges for 2022 og årene fremover. Tiltakene inkluderer optimalisering og tilpasning av prosesser og kraftkrevende utstyr, eksempelvis på Ekofisk, Brage, Åsgard og Kristin. På grunn av den korte planleggingshorisonten er det totale bidraget fra slike tiltak i mulighetsrommet sannsynligvis underestimert, særlig for installasjoner der elektrifisering

ikke er mulig. Mange mindre faklings- og energieffektiviseringstiltak er som tidligere nevnt også inkludert i prognosen for utslipp uten tiltak («baseline»).

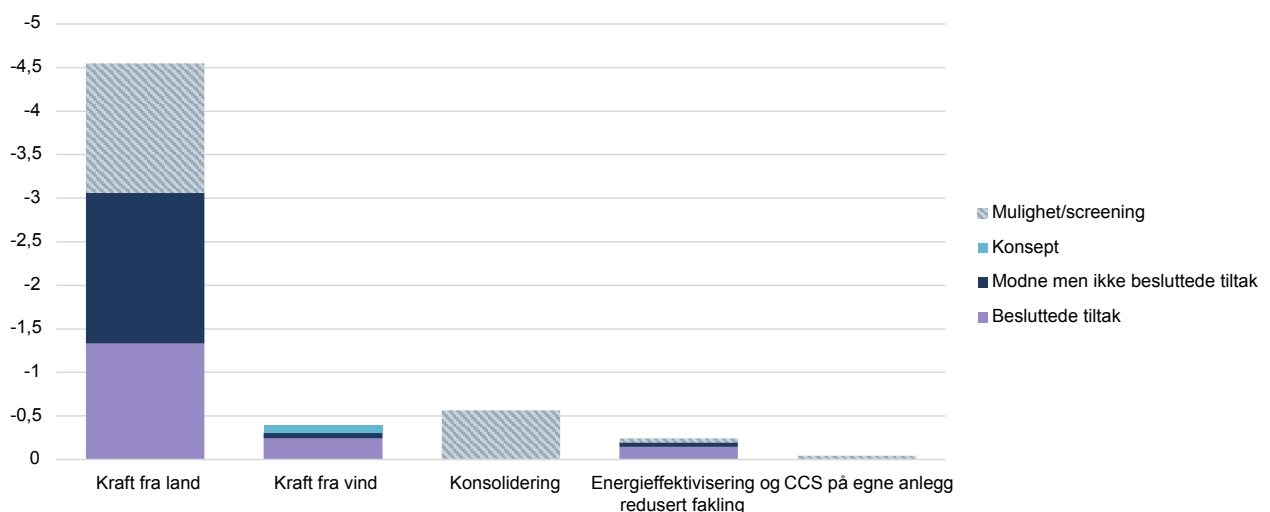
Tiltak for redusert fakling bidrar til å redusere tap av verdifull naturgass som i stedet kan eksporteres eller brukes lokalt for kraft- og varmeproduksjon. Faklingstiltakene innebærer forskjellige organisatoriske og tekniske løsninger, som for eksempel optimalisering av driftsprosedyrer, eller implementering av systemer for lukket fakkell med gassgjenvinning. Stadig flere installasjoner tar lukkede fakkelsystemer i bruk, og i årets oppdatering av status vurderer tre selskaper tiltaket på eksisterende installasjoner.

2.1.4 Utslippene av metan i forbindelse med produksjon av olje og gass på norsk sokkel er lave

Direkte utslipp av metan i forbindelse med produksjon av olje og gass på norsk sokkel regnes også med i KonKrafts klimamål for 2030 og 2050. Metanutslippene fra produksjon av olje og gass på norsk sokkel er lave og utgjør omtrent 1/10 av metanintensiteten sammenlignet med andre olje- og gassprovinser. For

05 KATEGORISERING AV BESLUTTEDE KLIMATILTAK OG TILTAK UNDER VURDERING. FORVENTET EFFEKT MOT 2030. Tiltakseffekt (millioner tonn CO₂e/å i 2030)

Kilde: KonKraft



2020 er utslippsintensiteten beregnet til <0,02 prosent. Hovedårsakene til den lave utslippsintensiteten er fokus på unngåtte utslipp av sikkerhetshensyn, et robust og risikobasert regelverk, valg av gode tekniske løsninger på installasjonene og gode systemer for oppfølging. IEA påpeker i rapporten «Global Methane Tracker 2022» at globale metanutslipp vil bli redusert med mer enn 90 prosent dersom alle land begrenser utslippene tilsvarende nivået i Norge. Industrien arbeider for kontinuerlig forbedring og bedre kvantitative metoder for deteksjon, kartlegging og rapportering av metanutslipp. Selskapene betaler også en forhøyet CO₂-avgift for direkte utslipp av naturgass på sokkelen som understøtter arbeidet for en ytterligere reduksjon av metanutslippene mot 2030.

2.2 Elektrifisering og kraftbehov

Elektrifisering av sokkelen er et effektivt klimatiltak for å nå nasjonale og globale klimamål og det haster med å få tilgang på mer fornybar kraft. Den fornybare kraften er viktig som drivkraft og omstillingsmotor for den industrielle veksten fremover. Kraftnæringen styrkes av at vi lykkes med energiomstillingen og at det etableres nye industrielle initiativer både innenfor etablerte og nye næringer.

2.2.1 Elektrifisering av sokkelen er et effektivt tiltak for å nå klimamålene

Det oppdaterte mulighetsrommet viser betydningen av elektrifisering gjennom kraft fra land og havvind for å nå KonKrafts klimamål. Elektrifisering med kraft fra land er tiltaket med størst effekt i mulig-

hetsrommet mot 2030, med 4,5 millioner tonn CO₂e utslippskutt i 2030 fordelt på tiltak i ulike modenhetsgrader. Kraft fra land er både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk fornuftig innenfor den høye og økende karbonkostnaden på norsk sokkel.

Elektrifisering gir også positive effekter ved at naturgassen kan brukes vesentlig mer effektivt i et moderne gasskraftverk på land i Europa. Samtidig reduserer den frigjorte naturgassen behovet for import av LNG som har et høyere karbonfotavtrykk. I tillegg kan gassen fra norsk sokkel erstatte bruken av kull i det europeiske kraftmarkedet.

Elektrifisering av sokkelen gir reelle utslippskutt globalt. EU har reformert kvotesystemet med å etablere en markeds mekanisme som fjerner overskuddskvoter fra markedet. Det betyr at når bedrifter trenger færre utslippskvoter, fjernes overskuddskvotene fra markedet i stedet for at andre kan kjøpe dem og slippe ut mer. Følgelig blir enda færre kvoter tilgjengelig i markedet og alle industrier i kvotepliktig sektor må gjennomføre ytterligere tiltak for å redusere sine utslipp. I 2050 er målet et karbonnøytralt samfunn og da må alle sektorer ha redusert sine utslipp til nær netto null. Utskifting av offshore gasskraft med fornybar kraft gir store og raske utslippsreduksjoner i petroleumssektoren, i Norge og globalt.

Tiltak for redusert fakling bidrar til å redusere tap av verdifull naturgass som i stedet kan eksporteres eller brukes lokalt for kraft- og varmeproduksjon

2.2.2 Stans av elektrifiseringsprosjektene vil medføre en stor kostnad i form av kvotekjøp

En betydelig andel av elektrifiseringsprosjektene har en tiltakskostnad innenfor 2000 kroner per tonn i 2030 (total karbonkost bestemt av Stortinget). Det siste året har balansen mellom kostnaden for EU-kvoter (EU ETS) og den norske CO₂-avgiften endret seg vesentlig, og i starten av 2022 har kvoteprisen vært høyere enn CO₂-avgiften. Hvordan prisene i EUs kvotesystem påvirker økonomien i elektrifiseringsprosjektene og de norske oljeinntektene er derfor viktig. Prisen på EU-kvoter bestemmes av det europeiske kvotemarkedet. I motsetning til CO₂-avgiften, reduserer kostnaden for EU-kvotene som selskapene må kjøpe den skattbare inntekten på norsk sokkel krone for krone. En økning i EUs kvotepris vil derfor redusere skattegrunnlaget fra norsk petroleumsproduksjon og 78 % av dette vil utgjøre en redusert inntekt for staten.

Equinor har beregnet at stans av elektrifisering vil kunne medføre en økt kostnad for kjøp av EU ETS kvoter fram mot 2040 på totalt 60 milliarder kroner. Beregningen er basert på Equinors forventninger til framtidig total produksjon, samt utslippene og levetiden for de feltene på norsk sokkel som Equinor er operatør for. Equinor har beregnet utslipp fra individuelle felt og tatt hensyn til når elektrifiseringsprosjektene er planlagt fasett inn. Det er beregnet at lisensene må kjøpe kvoter for ca. 3,5 millioner tonn CO₂ per år for utslippene frem til 2040 hvis alle elektrifiseringsprosjektene stoppes umiddelbart. Equinor annonserte i 3. kvartal 2021 en forventning om kvotepris på 650 kroner per tonn CO₂ i 2030 og 1000 kroner i 2050. Andre aktører som Bloomberg har anslått ca. 1000 kroner per tonn CO₂ i 2030. Hvis man legger 1000 kroner til grunn, så vil Equinors opererte petroleumslisenser (100% basis) måtte betale inntil 60 milliarder mer i EU-kvoter frem til 2040. I beregningen er tildeling av frikvoter tatt med, mens Statens inntekter fra salg av EU-kvoter er ikke tatt med.

Oppsummert kan man si følgende:

- Hvis man stopper alle elektrifiseringsprosjekter på norsk sokkel i dag så vil det gi en vesentlig ekstra kostnad for kjøp av EU-kvoter.
- Krone for krone vil kjøp av EU-kvoter redusere Statens inntekter fra norsk petroleumsproduksjon.
- Dette vil kunne gi en ekstrakostnad på inntil 60 milliarder kroner fram til 2040 for de lisensene Equinor opererer.
- Da vil det totale beløpet for hele sokkelen være høyere (Equinor-opererte lisenser står for omtrent ¾ deler av utslippene på norsk sokkel).
- I tillegg kan man anta at det vil påløpe kostnader til kjøp av EU-kvoter mellom 2040 og 2050 som ikke er beregnet.

2.2.3 Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel

Den oppdaterte prognosen for kraft fra land til norsk sokkel per mars 2022 viser at kraftteterspørselen nesten vil dobles mot 2030 fra i overkant av 9 TWh i dag dersom besluttede og planlagte elektrifiseringsprosjekter realiseres. Figur 6 viser en oppdatering av petroleumsindustriens kraftprognose inkludert en kategorisering av elektrifiseringsprosjektene basert på modenhet.

Prognosen er basert på detaljerte analyser av gassnettverket, feltoperatørenes oppdaterte analyser av kraftbehov for elektrifiseringsprosjekter i modning, og forventet utvikling av norsk gasseksport, våren 2022. Prognosen baseres på forventet kraftforbruk av anlegg etter kategoriene: er i drift i dag, besluttet eller i planleggingsfase, mulig og under utredning og identifisert tiltak med større usikkerhet. Gassprosesseringsanleggene Nyhamna, Melkøya, Kårstø og Kollnes inngår i prognosen, mens Tjeldbergodden og Mongstad ikke er tatt med. Kraftforbruk etter

2030 er forbundet med usikkerhet og prognosen er omforent i Offshore Norge sitt Forum for kraftforsyning.

Kraftprognosen i Figur 6 viser at kraftbehovet fra prosjektene i de tre første modenhetskategoriene er i underkant av 23 TWh i 2030. Kraftforbruket kan øke dersom elektrifiseringsprosjekter forbundet med stor usikkerhet gjennomføres. Omtrent 70 prosent av det fremtidige kraftbehovet kommer fra hel- eller delelektrifiserte olje- og gassinstallasjoner som er i drift eller som allerede er besluttet eller i planleggingsfase. Selskapene har fått tilsagn om nettilgang for disse prosjektene. Tilsagn om kraft kan føre til et behov for forsterkninger av nettinfrastrukturen. Forsterkninger av nettet er en naturlig del av prosessen for gjennomføring av flere elektrifiseringsprosjekter. I forbindelse med elektrifiseringen av Melkøya ble begrenset overføringskapasitet nord for Ofoten og forventet stor forbruksvekst i Finnmark, særlig innen petroleumsindustrien, en viktig del av diskusjonen for beslutningen om nye 420 kV kraftledninger mellom Ofoten-Balsfjord og Skaidi – Hammerfest. De nye ledningene er nødvendige for å ivareta forsyningssikkerheten i Finnmark, og kraftledningene vil tilrettelegge for økt verdiskapning i landsdelen og for utbygging av ny fornybar energi.

Sammenlignet med fjorårets kraftprognose har flere prosjekter modnet og kommet inn i kategorien besluttet eller i planleggingsfase, og tidslinjen for realisering er flyttet noen år fremover. Gjennomføringen av en del prosjekter har også blitt mer usikre, og prosjektene har blitt flyttet til kategorien identifisert tiltak med større usikkerhet, eksempelvis elektrifiseringen av Halten Nord og full-elektrifisering av Troll B og Oseberg. En oversikt over kategoriseringen av elektrifiseringsprosjekter for felt og anlegg er inkludert i Tabell.1.

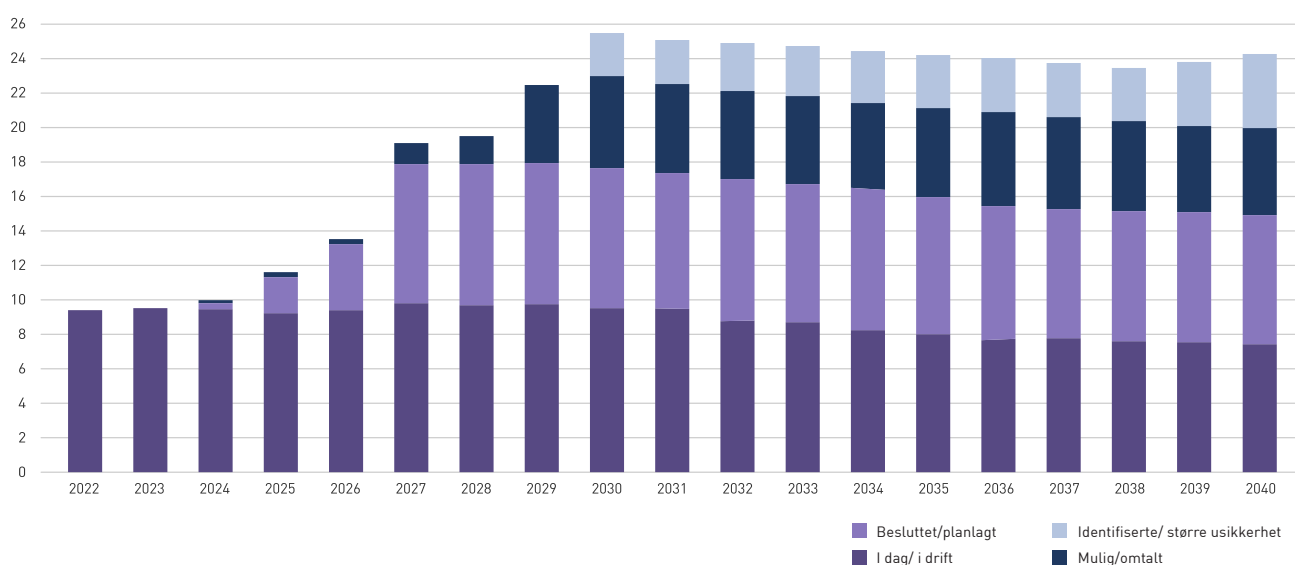
2.2.4 Økt kraftetterspørsel i mange sektorer frem mot 2050

Elektrifisering og etablering av ny industri i Norge vil bidra til økt kraftetterspørsel de kommende tiårene. Figur 7 viser Statnetts framskrivning av norsk kraftforbruk mot 2050 fordelt på ulike sektorer. Ifølge prognosen vil det samlede norske kraftforbruket øke fra 140 TWh i 2020 til 190 TWh i 2050. Statnett har også et høyt scenario som viser en økning til 220 TWh i 2050. Framskrivningen legges blant annet til grunn for nettutviklingsplanen som ble lansert høsten 2021.⁶

6 Statnett (2021), Nettutviklingsplan 2021.

FIGUR 06 KRAFTBEHOV PÅ NORSK SOKKEL (TWh)

Kilde: Offshore Norge



01 ELEKTRIFISERINGSPROSJEKTER PÅ NORSK SOKKEL.

I drift i dag	Besluttet eller i planleggingsfasen	Mulig og under utredning	Identifisert tiltak med større usikkerhet
Kårstø gassprosesseringsanlegg	Kårstø basis behov	Kårstø høyt behov	Fullelektrifisering av landanlegg
Utsirahøyden (Johan Sverdrup fase 1 – Fra 2022: Johan Sverdrup fase 2, Edvard Grieg, Ivar Aasen, Gina Krog, Gudrun, Sleipner Øst)	Kårstø delvis elektrifisering	Del-elektrifisering av felt i sentrale Nordsjøen (Balder, Ringhorne og Grane)	Økt kompresjon Kollsnes
Valhall	Kollnes basis behov	Kollnes høyt behov	Oseberg full-elektrifisering
Kollnes gassprosesseringsanlegg	Troll Vest elektrifisering førte steg	Nyhamna høyt behov	Halten Nord steg 2
Troll A	Krafla/Askja	Snøhvit FP2 – Offshore kompresjon	Troll Vest elektrifisering andre steg
Martin Linge	NOA/Fulla	Barents Blue	
Gjøa	Oseberg gass kapasitets oppgradering inkl. delvis elektrifisering	Halten Nord steg 1 (Heidrun)	
Nyhamna gassprosesseringsanlegg	Nyhamna basis behov	Tampen	
Melkøya LNG	Ormen Lange fase 3		
Goliat	Melkøya full elektrifisering		
		Snøhvit FP2 – Onshore kompresjon	
		Wisting	
		Linnorm	
		Halten sør (Drauen, Njord)	

Statnetts prognose viser at veksten i kraftforbruket først og fremst er knyttet til elektrifiseringen av transportsektoren, nye datasentre, produksjon av hydrogen og nye næringer. For petroleumsnæringen venter Statnett en dobling av kraftforbruket til 20 TWh frem mot 2030. Petroleumindustriens andel av det totale kraftbehovet vil avhenge av hvilket framtidsscenario man legger til grunn. Tar vi utgangs-

punkt i prognosen vist i Figur 7 med 20 av 170 TWh i 2030, vil den maksimale andelen være 12 prosent av det totale kraftbehovet gjennom perioden. Andelen kan bli noe større dersom en legger til grunn petroleumsnæringens kraftprognose og inkluderer elektrifiseringsprosjekter med stor usikkerhet.

2.2.5 Tilgangen på fornybar kraft må økes

Elektrifisering med fornybar kraftproduksjon er det viktigste tiltaket for å innfri klimamål og realisere industrielle ambisjoner. Forutsigbar tilgang på kraft til konkurransedyktige priser er en forutsetning for mange elektrifiseringstiltak i norsk industri på land og på sokkelen, og er et viktig konkurransefortrinn i klima- og energiomstillingen. Norsk sokkel er allerede blant områdene i verden med lavest utslipp fra olje- og gassproduksjon og kraft fra land har allerede bidratt til store utslippsreduksjoner. Et spørsmål som ofte stilles, er om vi har nok fornybar kraft til å gjennomføre industrisatsingene og hva som må til av ny kraftproduksjon. Den offensive industrisatsingen og elektrifiseringen som skal til for å nå klimamålene vil innebære en vesentlig høyere forbruksvekst enn det som er lagt til grunn i Statnetts basisscenario. Dette må også politikken ta høyde for.

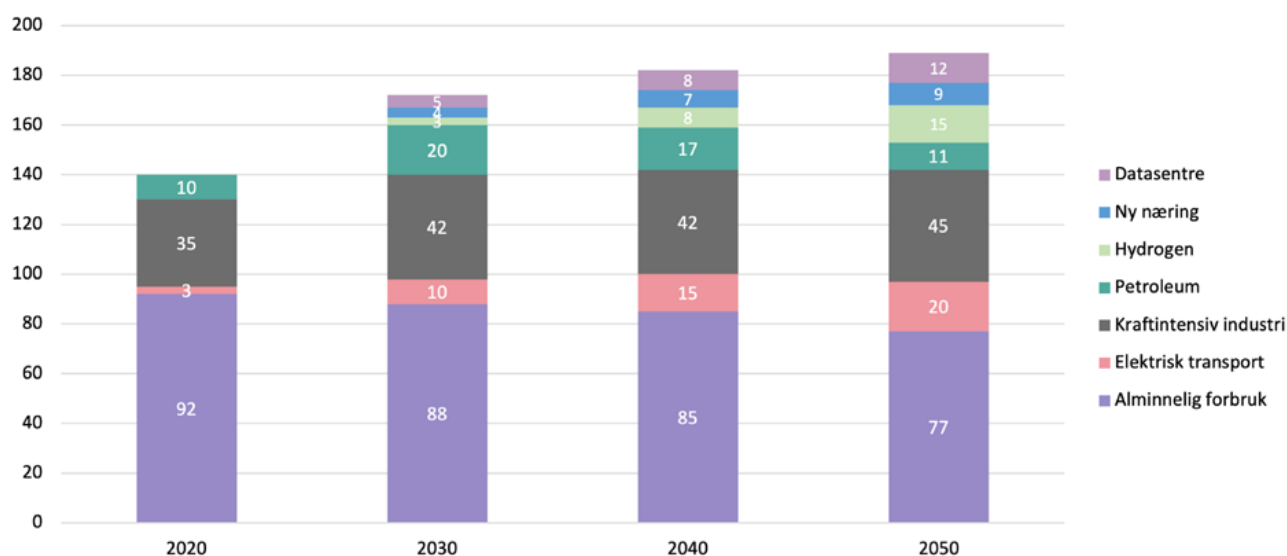
Norge har svært gode naturgitte fortrinn til å øke produksjonen av fornybar kraft for å dekke forbruksveksten fremover. NVE anslo i 2020 det totale teknisk-økonomisk potensialet for økning av norsk vannkraft til 23 TWh,⁷ og frem mot 2040 anslår de i sin seneste langsiktige kraftmarkedsanalyse at vannkraftproduksjonen vil vokse med 11 TWh. Til grunn for økningen ligger 5 TWh fra utvidelser og nye vannkraftverk, 3 TWh fra turbinoppustninger, 4 TWh fra økt tilsig på grunn av klimaforandringer, mens 1 TWh frafaller på grunn av endringer i konsesjonsvilkårenes som kan redusere produksjonen ved noen kraftverk.⁸ Mot slutten av dette tiåret og frem mot 2050 vil det store potensialet fra havvind bidra (ref. Kap. 4.3 om havvind). For å realisere kraftbehovet innenfor dette tidsrommet må økt kraftkapasitet også komme fra oppgraderinger av eksisterende vannkraftanlegg, økt produksjon av vindkraft på land, og energieffektivisering.

7 NVE (2020). Hva er egentlig potensialet for opprusting og utvidelse av norske vannkraftverk? Faktaark Nr.6/2020

8 NVE (2021). Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040 – Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene.

FIGUR 07 FRAMSKRIVNING AV NORSK KRAFTFORBRUK TIL 2050 FORDELT PÅ FORBRUKSSEGMENTER (TWh)

Kilde: Statnett



I sin langsiktige markedsanalyse⁹ anslår Statnett at norsk kraftproduksjon i et normalår øker fra 150 TWh i 2020 til 205 TWh i 2050. Statnett legger i analysen til grunn at produksjonen øker i takt med forbruksveksten: «Vi anser det [...] som realistisk, både økonomisk og politisk, at produksjonen øker i omtrent samme takt som forbruket»¹⁰.

Fra 2020 til 2030 anslås produksjonen å øke med 25 TWh fra 2020 til 2030. En betydelig del av økningen kommer som følge av utbygging av allerede vedtatte vindkraftutbygginger, samt økt vannkraftproduksjon. Fra 2030 til 2040, er det derimot havvind som er den sentrale kilden til vekst (se figur 8). Statnett skriver at: «Motstanden mot vindkraftutbygging på land og begrenset potensial for vann- og solkraft, gjør at havvind nå framstår som den mest realistiske kilden til økt kraftproduksjon lengre ut i tid.».

⁹ Statnett (2021) – Langsiktig Markedsanalyse – oppdatering våren 2021

¹⁰ Statnett (2020) – Langsiktig Markedsanalyse Norden og Europa 2020-2050

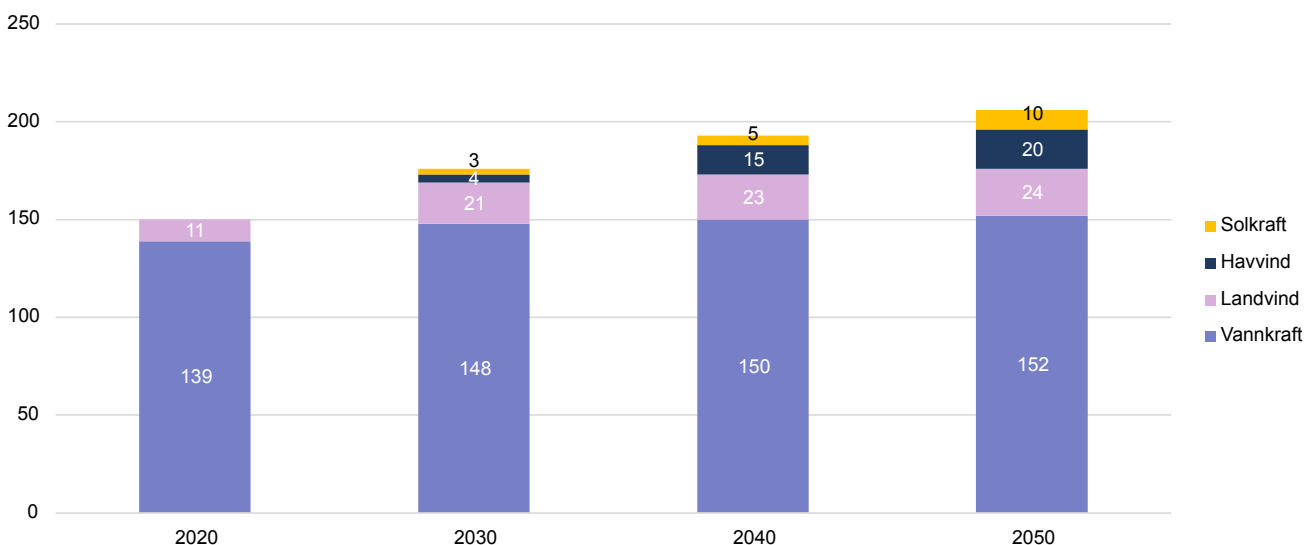
2.3 Energieffektivisering og andre lavutslippsteknologier

Gjennomføring av tiltak for energieffektivisering og implementering av andre lavutslippsteknologier er viktige klimatiltak som i tillegg til elektrifisering vil bidra til måloppnåelse i 2030. De fleste energieffektiviseringstiltakene for spesifikke installasjoner eller felt er mindre omfattende. Hver for seg medfører tiltakene mindre utslippsreduksjoner enn de store elektrifisering- eller konsolideringstiltakene, men samlet sett har de over tid en betydelig effekt. Tiltakene kan planlegges og gjennomføres innen kortere tid, for eksempel fra to til fire år fra identifisering til selve gjennomføringen.

I løpet av 2021 ble det gjennomført mer enn 150 energieffektiviseringstiltak på norsk sokkel med en samlet estimert reduksjonseffekt på over 0,25 millioner tonn CO_{2e} per år. Hovedandelen (60%) av disse

FIGUR 08 PROGNOSSERT UTVIKLING I KRAFTPRODUKSJON 2020-2050 (TWh)

Kilde: Statnett, Langsiktig Markedsanalyse – oppdatering våren 2021



reduksjonene kommer fra tiltak på roterende utstyr (kraftgenerering, kompressorer og pumper) og fra faklingstiltak. Energieffektivisering og redusert fakling forventes å fortsatt spille en viktig rolle i arbeidet med utslippsreduksjoner fram til 2030 og utover.

Systematisk gjennomgang og utforming av handlingsplan for energieffektiv drift på installasjoner

Equinor har i 2021 gjennomført operasjonelle tiltak som resulterte i utslippsreduksjoner på over 200 000 tonn CO_{2e}. Arbeidet med operasjonelle tiltak er ytterligere forsterket, og selskapet går systematisk til verks for å identifisere tiltak og lage handlingsplaner for energieffektiv drift for hver enkelt installasjon. Selskapet har i tillegg utviklet et verktøy som anslår CO₂-utslippene på kort og lang sikt basert på produksjons- og injeksjonsprofiler, samt drift av utstyr på den enkelte plattform. Bruken av dette verktøyet danner en plattform for samarbeid og kommunikasjon mellom de ulike kompetansemiljøene i selskapet og muliggjør evaluering av ulike scenarier for balansering av økt produksjon og reduserte CO₂-utslipp. Det har også modnet forståelsen av hvilke parametre som er viktige drivere for klimagassutslippene og arbeidet med å redusere dem.

Effektivisering av kompressortogene på Ekofisk J

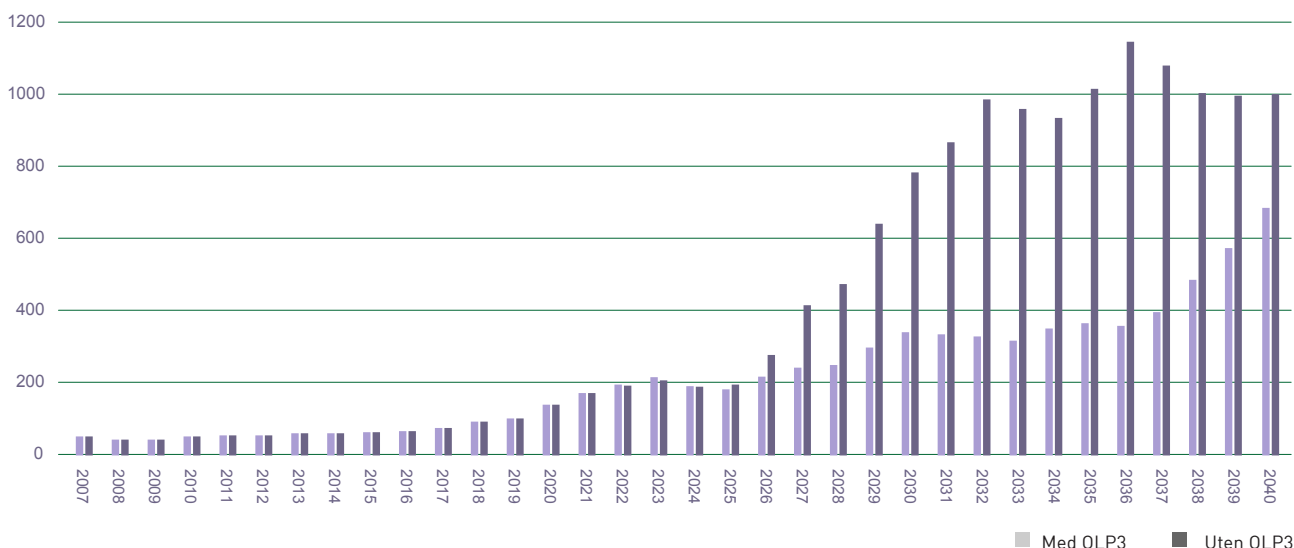
Potensialet for energieffektivisering og redusert fakling endres når produksjonsforholdene på eksisterende felt forandrer seg. Dette gir muligheter for å tilpasse utstyret for å spare på energi og redusere utslipp. ConocoPhillips har for eksempel gjennomført en omfattende studie på potensialet for å effektivisere kompressortogene på Ekofisk J. Selskapet identifiserte muligheten for å tilpasse eksisterende utstyr ved å «rebundle» kompressorene, noe som kan gi 12 prosent effektiviseringsforbedring i snitt, sammenlignet med dagens utstyr. Tiltaket er besluttet, og vil først få effekt i 2023. Sammen med effektivisering av en gassturbin på Ekofisk J, vil tiltaket på kompressorer gi utslippskutt på 23 000 tonn CO_{2e} per år fra 2023 og med ny lisensforlengelse antageligvis mot 2048. Gjenvinning av fakkelgass er et annet tiltak som kan gi betydelige utslippskutt på eksisterende og nye plattformer. I 2021 implementerte selskapet et tiltak med en ny fakkelgassrekompressor med fakkelgassgjenvinning på Ekofisk J, og tiltaket forventes til å bidra til mer enn 90 prosent reduksjon i faklingen, samt redusere utslippene med 26 000 tonn CO_{2e} per år fremover. I stedet for å gå til fakkel vil gassen bli solgt til Europa.

FIGUR

09

ENERGIEFFEKTIVITET TIL PRODUKSJON FRA ORMEN LANGE MED OG UTEN ORMEN LANGE FASE 3 (OLP3).
Energibruk per produsert oljeekvivalent (KWh/Sm³)

Kilde: Shell



Undervannskompresjon og boosting gir store energibesparelser på Ormen Lange

Undervannskompresjon og boosting er eksempler på teknologier som er utviklet over flere år og som nå gir gevinst i form av store energibesparelser. Norske Shell annonserte høsten 2021 investeringsbeslutning for havbunnskompresjon på Ormen Lange. OneSubsea (en del av Schlumberger) vil levere kompresjonsutstyret. Ormen Lange er lokalisert langt fra eksportfasilitetene på Nyhamna (120 km), og teknologien vil bidra til å øke utvinningen av naturgassen på en mye mer energieffektiv måte ved å utnytte kraft fra land som energikilde til kompressorstasjonene på havbunnen. Dette vil bli dekket gjennom eksisterende forsyningskapasitet på Nyhamna via kabler ut til feltet. Figur 9 viser at kompresjon på havbunnen reduserer energibehovet per enhet produsert gass betydelig. For de fleste gjenværende produksjonsårene vil energiforbruk per produsert enhet gass reduseres med mer enn 50% sammenlignet med konvensjonell utvinning. Teknologien er i bruk på Åsgard og noen andre felt i verden, mens Ormen Lange blir det første feltet som bygger en slik løsning uten støtte fra innretning på havoverflaten. OneSubsea vil også levere tre nye og tilpassede Subsea Booster pumper til OKEAs Draugenplattform som vil gi store energieffektiviseringsgevinster.

Ormen Lange blir det første feltet i verden til å integrere reservoar og prosessanlegg i en digital tvilling. Norske Shell i samarbeid med Kongsberg Digital skaper en virtuell kopi av hele Nyhamna-anlegget som består av 220 000 store og små komponenter og av Ormen Lange. Det åpner muligheten for optimalisering av produksjon og prosessering, og reduksjon av energibruk og klimagassutslipp.

Kompakte kombikraftanlegg kan på medium til lang sikt gi økning i offshore kraftvirkningsgrad

For kraftgenerering pågår det forskning for mer effektive, lettere og kompakte kombikraftanlegg, som kan bidra til økt virkningsgrad for konvensjonell kraftgenerering offshore. Tiltaket er ikke modent nok for å tas i bruk på kort sikt, men SINTEF og flere partnere ved Lavutslippssenteret samarbeider om å bidra til utslippsreduksjoner på mellomlang til lang sikt. Teknologien er blitt vurdert for to anlegg på norsk sokkel, men operatørselskapet avventer en ytterligere modning av teknologien før tiltaket eventuelt blir vurdert på nytt. Gevinsten fra dette tiltaket er begrenset til rundt 10 prosent relativ forbedring i energiutnyttelse. Tiltaket er i seg selv ikke tilstrekkelig til å levere de betydelige utslippsreduksjonene industrien skal oppnå frem mot 2030, men kan være relevant for anlegg uten andre og bedre alternativer.

Elektrifisering av norsk sokkel gir ringvirkninger til Storbritannia

Det er for øvrig stor interesse for de norske kraft fra land prosjektene i Storbritannia. Ifølge The Oil and Gas Authority (OGA) står gasskraft for omtrent 2/3 deler av produksjonsutslippene på britisk sokkel og det antas at man kan redusere utslippene forbundet med dette med 2-3 millioner tonn per år gjennom kraft fra land og fra vindkraft. Norske leverandører som Aibel med erfaring fra å levere et stort antall kraft fra land prosjekter på norsk sokkel vil kunne posisjonere seg godt i dette markedet.

Et godt samarbeid mellom operatører,
redere, industri og myndigheter vil
være avgjørende for å nå målene



3

REDUSERTE UTSLIPP FRA MARITIME OPERASJONER

Aktørene på norsk sokkel arbeider aktivt med å sikre reduserte utslipp fra maritime operasjoner på norsk sokkel gjennom energieffektivisering, driftsoptimalisering og nye teknologier. Mange har satt ambisiøse klimamål knyttet til egne operasjoner og har allerede oppnådd gode resultater. Det er krevende å skaffe til veie et sikkert tallgrunnlag for status og utvikling i utslipp fra maritime operasjoner på norsk sokkel samlet sett, men foreløpige anslag viser årlige utslipp på rundt 2,1 millioner tonn CO₂ i 2021.

Modellen for å estimere utslipp i perioden 2019-2021 baserer seg på AIS-data (for skipenes bevegelser) og skipsdata (installert motoreffekt og designhastighet) og fanger dermed ikke opp effekten av energieffektiviserende tiltak. For å måle reell progresjon de kommende årene, må man kombinere dagens metode med mer presis informasjon om utslippsreducerende tiltak og optimalisering av drift på rigg- og fartøynivå. Arbeidet med å skaffe til veie et bedre tallgrunnlag vil prioriteres av KonKraft-partnerne fremover.

3.1 Målsetning for utslipp fra maritime operasjoner

Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart har satt mål om 50 prosent 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 2050.¹¹

Som en del av KonKrafts klimastrategi ble det vedtatt at norsk olje- og gassnæring skal, sammen med rederier og riggeiere, være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar aktivt til oppnåelse av målet i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske.

3.2 KonKraft vil arbeide videre med å fremskaffe bedre data for utslipp fra maritime operasjoner

KonKraft-partnerne har de siste årene arbeidet med å konkretisere målet om 50 prosent utslippsreduksjon i 2030 sammenlignet med 2008 fra maritime operasjoner i petroleumssektoren.¹² I 2021 gjennomførte DNV et arbeid for Norges Rederiforbund og Offshore Norge for å få fram et datagrunnlag for utslippene fra den maritime virksomheten på hele norsk sokkel i 2008. Ifølge DNVs analyse var

¹¹ Norges Rederiforbunds klimastrategi (2020).

¹² 2008 brukes som referanseår for utslippsreduksjoner av den internasjonale maritime organisasjonen (IMO).

innenriks maritime utslipp fra petroleumssektoren om lag 2,1 millioner tonn CO₂ i 2008.¹³

DNVs modell for å estimere utslipp i perioden 2019-2021 er aktivitetsbasert. Modellen estimerer drivstofforbruk og utslipp for hvert enkelt skip basert på AIS-data (for skipenes bevegelser) og skipsdata (installert motoreffekt og designhastighet) før utslippene aggregeres til flåtenivå. Det AIS-baserte utslippsestimatet påvirkes dermed av aktivitet (seilt distanse), fartsprofil og flåtesammensetning (alder og størrelse på skip), men modellen fanger ikke opp effekten av energieffektiverende tiltak. Utslippstallene som er presentert i Figur 10 reflekterer derfor ikke innsatsen innenfor energieffektivisering i perioden 2008 til 2021.

Det er etter KonKrafts vurdering ikke hensiktsmessig å bare bruke den AIS-baserte metoden for å estimere utslippsutviklingen mot klimamålet mot 2030. For å effektivt måle reell progresjon og følge opp klimaambisjonene de neste årene, må man kombinere

metoden med mer presis informasjon om utslippsreducerende tiltak og optimalisering av drift på rigg- og fartøynivå. KonKraft vil prioritere arbeidet med å etablere en forbedret metode som kan brukes i arbeidet med neste statusrapport.

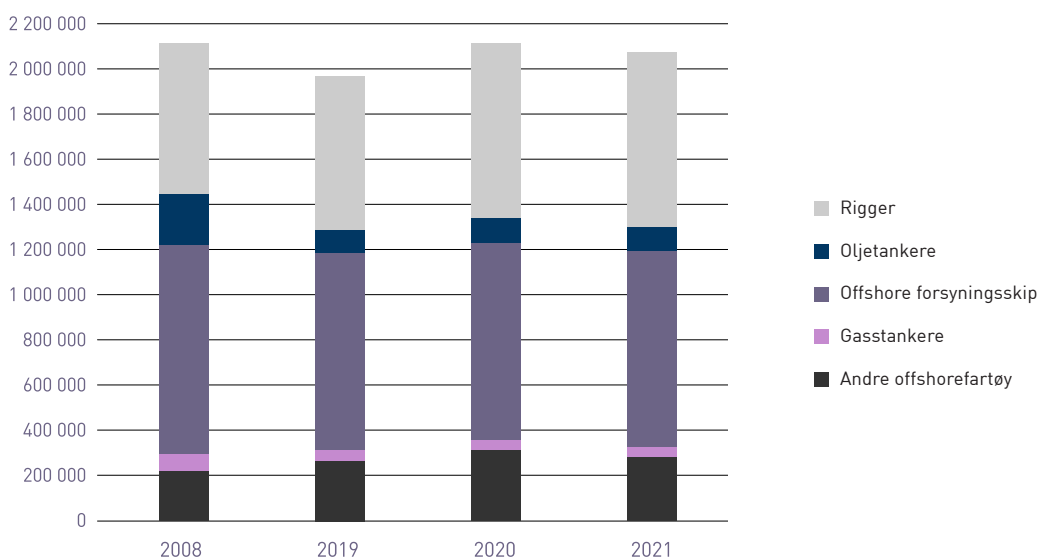
3.3 Status og utsikter for utslippsreduksjoner

Med forbehold om usikkerheten i datagrunnlaget som beskrevet i forrige underkapittel, viser Figur 10 estimerte innenriks CO₂-utslipp fra maritime aktiviteter i norsk petroleumsnæring for referanseåret 2008 og for perioden 2019-2021. Utslippene varierer mellom år, men var tilnærmet på samme nivå i 2021 som i utgangsåret 2008, dvs. på rundt 2,1 millioner tonn CO₂. Offshore forsyningsfartøy og rigger står gjennomgående for brorparten av utslippene.

13 Det kan bli foretatt justeringer av dette anslaget på utslippsnivå i 2008 på bakgrunn av endringer i metode, omfang og fremtidige retningslinjer for rapportering. Det er også noe usikkerhet forbundet med beregning av utslipp fra AIS-data (Automatic Identification System) og korrelasjon mellom utslipps- og aktivitetsdata. Estimater må med denne usikkerheten sees som et anslag med rom for forbedring gjennom mer detaljerte beregninger.

FIGUR 10 INNENRIKS CO₂-UTSLIPP I 2008 (ESTIMERT) OG 2019-2021 (AIS-BASERT)
(CO₂-utslipp i tonn)

Kilde: DNV



3.4 Utslippsreducerende tiltak

For å nå målet om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 må det gjennomføres utslippsreducerende tiltak og modifikasjoner i den eksisterende flåten siden mange fartøy har lang gjenværende levetid. Flere operatørselskaper vektlegger utslipp fra maritim sektor i sitt klimaarbeid og jobber med å inkludere krav til lavutslippsteknologi og driftsincentiver for utslippsreduksjoner i langtidskontrakter for fartøy og rigger.

3.4.1 Utslippsreducerende tiltak på fartøy

Lundin har lagt frem en strategi for hvordan de kan redusere klimagassutslippene for eksisterende flåte av forsyningsfartøy. Figur 11 viser selskapets vurdering av hvordan klimagassutslippene fra et dieselfartøy kan reduseres blant annet ved hjelp av batterihybridisering, skrogrensjøring, operasjonelle tiltak, varmegjenvinning og utfasing av drivstoff til mer bærekraftige alternativer. Det største bidraget til utslippsreduksjoner i Figur 11 kommer fra bruk av biogass som regnes som nullutslippsdrivstoff i klima-

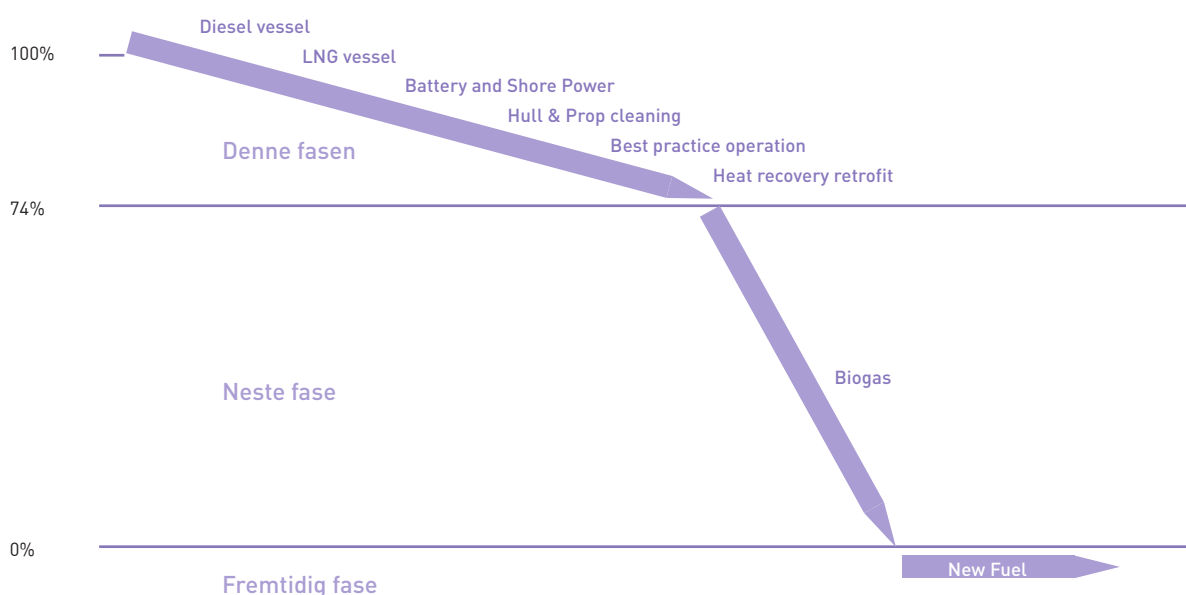
regnskapet. Flytende biogass (LBG) er fullt ut kompatibel med LNG og kan dermed brukes i eksisterende LNG-drevne fartøy uten ytterligere tilpasninger. Det finnes kun noen få produsenter av LBG i Norge i dag, og volumene som produseres tilsvarer foreløpig bare drivstoffbruket til 4-5 forsyningsfartøy. Det foreligger imidlertid flere planer for biogassproduksjon i Norge de kommende årene, og lokal tilgang på biogass er viktig for å oppnå best mulig klimaeffekt.

Equinor hadde ved utgangen av 2021 redusert de absolutte utslippene i offshoreflåten med 46 prosent sammenlignet med 2005. Den betydelige utslippsreduksjonen kommer i første rekke fra energieffektiviseringstiltak og driftsoptimalisering. Det foreligger videre en klar plan i Equinor for akselerering av utslippsreduksjonene framover mot 2030, blant annet gjennom innfasing av nullutslippsteknologier allerede fra 2024 (Figur 12).

Mange fartøy på sokkelen har i de senere årene fått installert batteripakker og det legges til rette for landstrøm ved flere kaianlegg. Aker BP har blant annet kartlagt at deres forsyningsfartøy (PSV) tilbringer 27

FIGUR 11 LUNDINS VEI TIL NULLUTSLIPP FOR EKSISTERENDE FLÅTE MED FORSYNINGSFARTØY

Kilde: Lundin





prosent av tiden ved kai. Tilsvarende så ligger Equinors flåte med offshore støttefartøy (OSV) 26 prosent av tiden ved kai (2021). Samtlige av Equinors PSVer på mellomlange og lange kontrakter har nå landstrømanlegg, men det er fremdeles et stort uutnyttet potensial i bruken av landstrøm. Hadde landstrøm vært fullt utnyttet, ville CO₂-utslippene ved kai i 2021 blitt redusert tilsvarende de årlige utslippene fra om lag to PSVer som er 12 500 tonn CO₂. Mannskapene på fartøyene er sterkt motiverte for å benytte landstrøm som er et godt HMS-tiltak ved at det reduserer støybelastningen på omgivelsene. Lundin rapporterer også om positive HMS-effekter fra installeringen av hybridpakker på fartøyene fra sine leverandører. Ved overgang til batteridrift vil man når båten ligger i ro unngå luftforurensing fra eksos og behovet for vasking av skrog og hvite overflater reduseres. God funksjonalitet og videre utbygging av landstrømanlegg på offshorebasene bør prioriteres.

Jevnlig polering av propell og skrogvask reduserer fartøyenes motstand i vannet og følgelig drivstofforbruket. Aker BP har anslått at tiltaket reduserer CO₂-utslippene fra deres fartøyer med et par prosent.

Driftstiltak som ruteplanlegging og samseiling er det flere som gjennomfører, og drivstofforbruket kan påvirkes betraktelig av vind- og strømningsforhold. Mange bruker Yxney Maritime sitt verktøy Maresc for overvåking av drivstofforbruk og energi- og utslipps-optimalisering.

Hydrogen og ammoniakk som lavutslippsdrivstoff for eksisterende og nye skip

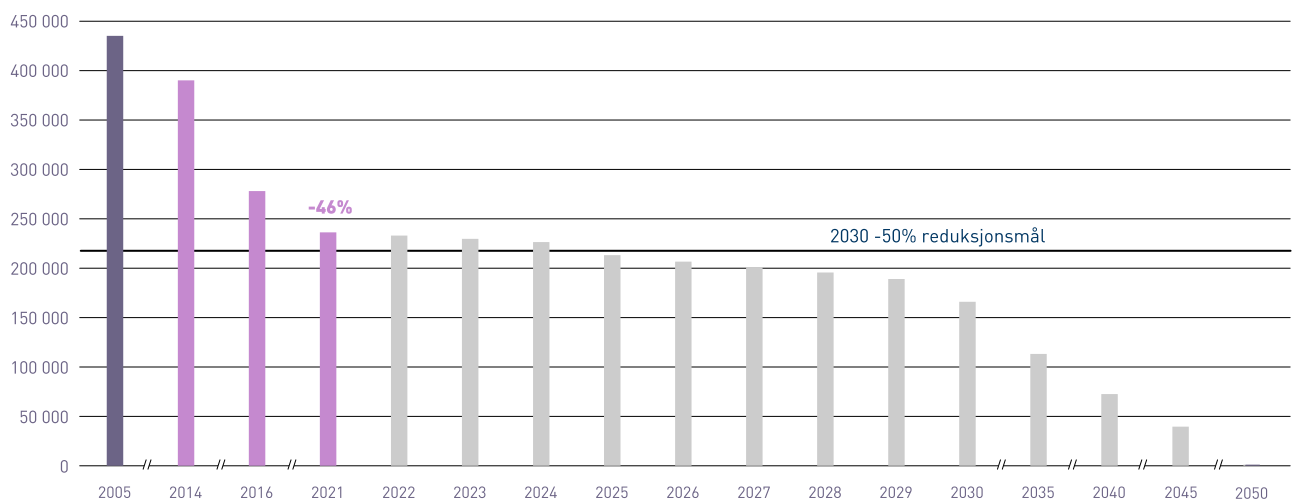
ShipFC¹⁴ er en pilot for testing av grønn ammoniakk på supply-skipet Viking Energy som tilhører Eidesvik og som er på kontrakt for Equinor. Prosjektet gjennomføres av et konsortium bestående av totalt 14 partnere, og pilotering av drivstoffløsningen på Viking Energy skal etter planen starte opp i januar 2024. Skipet går i dag på LNG og skal bygges om med en 2 MW brenselcelle for å kunne kjøre på ammoniakk 3000 timer per år. Ombyggingen vil muliggjøre en innblandingsgrad av ammoniakk på 70 prosent og Yara skal levere grønn ammoniakk. For å realisere prosjektet mottar partnerne støtte fra Clean Hydrogen Partnership, Horisont 2020 og Hydrogen Europe.

14 Maritime Cleantech (n.d.), ShipFC - Green Ammonia Energy System.

FIGUR 12

REDUKSJONER I EQUINORS FORSYNINGSFLÅTE VED UTGANGEN AV 2021, OG VIDERE LØP MOT 2030 OG 2050. (Millioner tonn CO₂)

Kilde: Equinor



//



Foto: Island Offshore

Aker BP og Eidesvik skal samarbeide om å utvikle nye lavutslippsløsninger tilpasset eksisterende skip, derav prosjektnavnet «Retrofit».¹⁵ Selskapene har ambisjoner om å utvikle løsninger som redusere utslipp fra eksisterende fartøy med 70 prosent, og de vurderer særlig tilpasninger for bruk av ammoniakk. I prosjektet vil det være aktuelt å vurdere tilpasninger av Aker BPs fartøy NS Orla and NS Frayja som driftes av Eidesvik, samt andre fartøy. Selskapene har også tidligere samarbeidet om installering av batteripakker på supply-skipene Aker BP har på langtidskontrakt

Wärtsilä er en ledende utvikler av forbrenningsmotorer som går på hydrogen og ammoniakk og bidrar inn i de to ovennevnte prosjektene. Selskapet har ambisjoner om å klargjøre et motorkonsept med rent ammoniakkdirivstoff i 2023 og et motor- og anleggskonsept for ren hydrogendrift innen 2025.¹⁶ De har så langt lyktes med kjøring av en testmotor i et marint lastescenario med en drivstoffblanding bestående av 70 prosent ammoniakk. Fremover vil Wärtsilä

teste ammoniakk i en firetakts forbrenningsmotor ved Sustainable Energy Norwegian Catapult Centre på Stord i samarbeid med Repsol Norge, Equinor og Knutsen OAS. Dersom de innledende motortestene går etter planen, skal motoren installeres på et av Knutsens tankskip eller en av Repsols plattformer.¹⁷ Samarbeidsprosjektet mottar 20 millioner kroner i støtte fra DEMO2000 og prosjektperioden løper til 2023.

Island Crusader¹⁸ er det første fartøyet på norsk sokkel som går på biogass og verdens første karbonnøytrale forsyningskip. Frem til nå har skipet gått på LNG, men som et pilotprosjekt har Lundin Energy Norway nå testet å fylle én av to tanker med biogass. Drivstoffet er CO₂-nøytralt og produseres fra landbruk og fiskerinæringen. På to måneder ble bruken av LNG redusert med 50 prosent, og Island Offshore Management er positive til erfaringene de har gjort seg med bruk av biogass.

15 [Eidesvik \(n.d.\), Eidesvik and Aker BP join forces to develop low-emission vessels.](#)

16 [Wärtsilä, Vellykket test av ammoniakk og hydrogen i forbrenningsmotor. Pressemelding 14. juli 2021.](#)

17 [Forskningsrådet. Prosjektbanken: Grønn Ammoniakk som drivstoff i Forbrenningsmotor.](#)

18 [Maritimpolitikk.no \(2022\) – Verdens første karbonnøytrale forsyningskip](#)

Effektiv og utslippsbesparende rengjøring av tankbåter

I tillegg til utslippsreducerende tiltak når fartøyene er i drift, har Schlumberger utviklet automatisert renseteknologi for tankbåter som reduserer utslipp og avfall i forbindelse med rengjøring. Gjenbruk av vann reduserer vannbehovet i rengjøringsprosessen og dermed avfallsmengden med 70 prosent. Ytterligere utslippsbesparelser kan oppnås ved elektrifisering av rengjøringsbilene, men det avhenger av om det er tilstrekkelig kapasitet i havneområdet.

3.4.2 Utslippsreducerende tiltak på rigger

Flere av operatørselskapene jobber også med å redusere utslipp fra rigger. ConocoPhillips har ambisjoner om å redusere klimagassutslippene fra brønnoperasjoner med 35-40 prosent innen 2025, og selskapet har utredet og skal gjennomføre en rekke utslippsreducerende tiltak på oppjekkbare rigger (JU-rigger). Flere energioptimaliseringstiltak kan samlet sett redusere klimagassutslippene med 10 prosent, disse inkluderer automatisering av hydraulikkpumper, optimal kjøring av generator, varmeregulering med termostat og gjenbruk av kjøle- og råvann. Videre kan bruk av vannbasert borevæske og boreautomatisering bidra til å redusere CO₂-utslippene med 5-15 prosent per brønn.

AkerBP har i 2021 gjennomført en rekke utslippsreducerende tiltak på flere av sine rigger. Eksempelvis ble det på JU-riggen Maersk Integrator blant annet installert systemer for optimalisering av energiutslipp, batteripakker for peak-shaving og Selective Catalytic Reduction (SCR) av typen BLUNOX for å redusere NO_x-utslippene. Samlet reduserer tiltakene drivstofforbruket fra 19,5 til 14,1 tonn per dag, CO₂-utslippene reduseres med 25 prosent og NO_x-utslippene med 97 prosent. Tiltakene bidro spesifikt til å redusere CO₂-utslippene fra borekampanjer på Tambar og Ula med 849 tonn og på Ivar Aasen med 977 tonn.

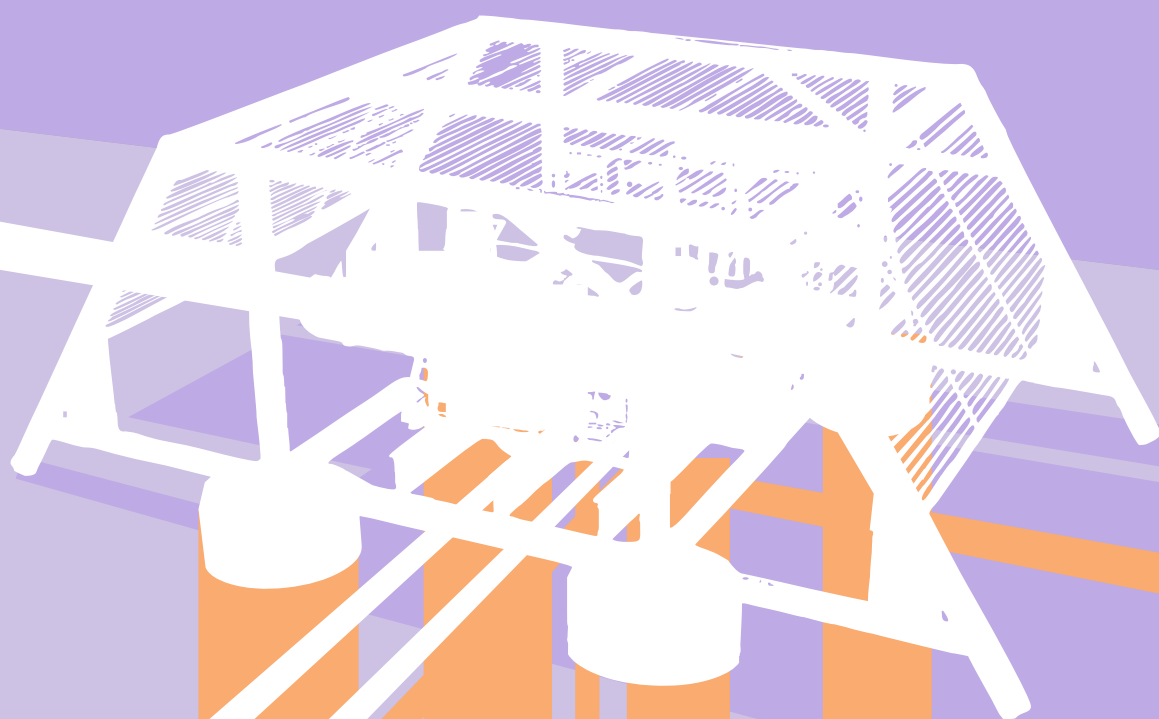
Equinor jobber kontinuerlig med energiledelse og implementering av tilgjengelige tekniske tiltak på rigger de har på kontrakt, og selskapet har faste møter med rederne for å sikre felles retning og mål. De større tekniske tiltakene omfatter blant annet varmegjenvinning, installering av batteripakker og svinghjul for å redusere effektopper, og oppgradering og optimalisering av energistyring blant annet ved hjelp av frekvensstyring og strømstyringssystemer. Selective Catalytic Reduction (SCR) er installert for å få ned NO_x-utslippene. Dette er komplekse tiltak, og erfaringene så langt er at det tar tid å ta ut full design effekt.

For å nå klimamålene ser Equinor at det må tas grep utover riggoptimalisering. Selskapet vurderer derfor blant annet muligheten for å blande inn lavutslipps energibærere ved å modifisere eksisterende motorer. Studiene gjennomføres i tett samarbeid med selskapets forskningsenhet og eksterne aktører. Drivstoffløsningene er typisk:

- Ammoniakk både som dieselerstatning (dual fuel) og i brenselceller
- Metanol (dual fuel)
- Avansert biodiesel (HVO)
- Brenselcelle
- Elektrifisering

Erfaringene så langt er oppløftende, og det kan være realistisk å kombinere lavutslippsløsninger og energioptimalisering. Et godt samarbeid mellom operatører, redere, industri og myndigheter vil være avgjørende fremover for å få dette til.

Strategien fra 2020 peker spesielt på verdikjeder innen havvind, hydrogen og karbonfangst og -lagring, og i denne statusrapporten trekkes havbunnsmineraler fram som en mulig ny verdikjede på lengre sikt.



4

NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL

Kompetansen og erfaringen fra operatører, leverandører og rederinæringen i Norge skal brukes til å gradvis å etablere nye energiverdikjeder og på den måten sikre videre verdiskaping og arbeidsplasser knyttet til aktivitet på sokkelen. Det er for tiden betydelig aktivitet knyttet til store og nye prosjekter for havvind, hydrogen og CO₂-fangst og -lagring og klimastrategiens opprinnelige målsetninger er på god vei til å realiseres.

4.1 Klimastrategiens opprinnelige målsetninger

KonKrafts klimastrategi understreker viktigheten av å utvikle en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel gjennom en satsing og nye verdikjeder som tilrettelegger for nullutslippssamfunnet i Norge og Europa. Kompetansen og erfaringen fra operatører, leverandører og rederinæringen i Norge skal brukes til å gradvis etablere disse verdikjedene og slik sikre videre verdiskaping og arbeidsplasser knyttet til aktivitet på sokkelen. Strategien fra 2020 peker spesielt på verdikjeder innen havvind, hydrogen og karbonfangst og -lagring, og i denne statusrapporten trekkes havbunnsmineraler fram som en mulig ny verdikjede på lengre sikt.

I strategien fra 2020 peker olje- og gassnæringen på at de for å støtte utviklingen av nye energiverdikjeder innenfor CO₂-fangst og -lagring, hydrogen og havvind fremover vil arbeide for å realisere følgende 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 energigjennvinningsanlegg 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 innen fornybar energi fra havvind videreutvikles.

4.2 En felles norsk plan for industrialisering av nye verdikjeder

Siden forrige statusrapport har Equinor lansert en omfattende plan for industrialisering av nye verdikjeder på norsk sokkel kalt *Norway Energy Hub* (NEH).

¹⁹Planen er en invitasjon til nasjonalt samarbeid om og konkretisering av hva som skal til for å skape nye grønne verdikjeder og videreutvikle Norges posisjon som energinasjon med utgangspunkt i norske energiressurser, kompetanse og kapital. Equinor ønsker å ha en ledende rolle i utviklingen og ønsker å tilrettelegge for samarbeid mellom norske selskaper, staten og andre organisasjoner, for å ta de avgjørende stegene for omstillingen av Norge og for å skape arbeidsplasser, verdier og velferd. Planen innebærer en storstilt satsing på nye verdikjeder på sokkelen for CO₂-fangst og -lagring, havvind og hydrogen frem mot 2030-2035. Ambisjonene kan oppsummeres i følgende:

- **CO₂-fangst og -lagring** – en kommersiell tjeneste innen 2030. Etablere et system for ordinære lisenstildelinger for CO₂-lagring og legge til rette for 10-15 nye lisenser for CO₂-lagring på norsk sokkel. En stegvis økning i CO₂-lagringskapasitet på norsk sokkel opp til 40 millioner tonn per år innen 2035 for lagringstjenester for norske og europeiske industribedrifter.
- **Havvind** – en mulig ny storindustri i Norge. Utbygging av totalt 10 GW havvind (6,5 GW bunnfast og 3,5 GW flytende) som vil komme i drift i perioden 2030-2035. Etableringen av

havvindprosjekter vil dekke kraftbehovet fire ganger sammenlignet med det som er nødvendig for elektrifisering av sokkelen i samme periode. Det vil også sørge for å forsyne Norge med kraft og kan bidra til lønnsom krafteksport til Europa. Frem mot 2030 vil dette kunne skape flere tusen arbeidsplasser i norsk leverandørindustri.

- **Hydrogen** - oppskalering av produksjon og bygging av markeder i parallell. 2 GW kapasitet for hydrogenproduksjon fra naturgass, med en gradvis økning til en kapasitet på 10 GW i 2040, supplert med grønt hydrogen gjennom utnyttelse av eksisterende infrastruktur. Det er forventet at det vil kreve investeringer på anslagsvis 50 milliarder kroner.

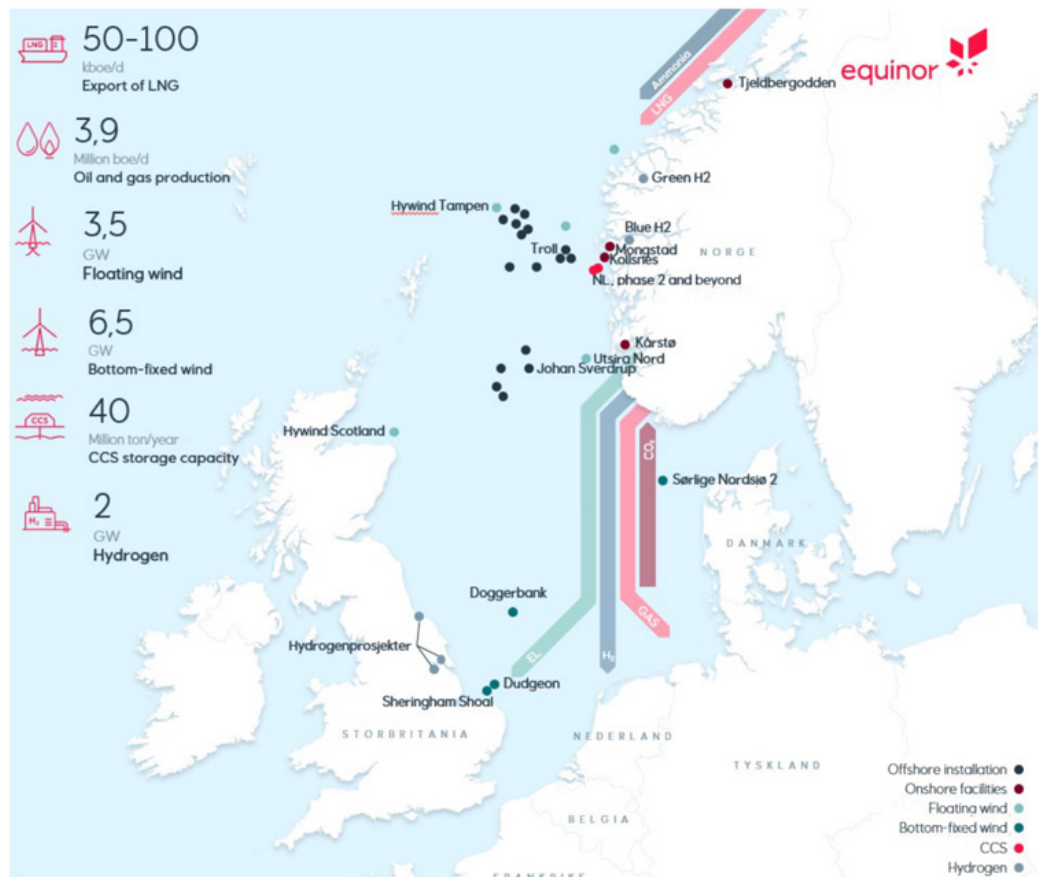
For å realisere ambisjonene i planen er det i perioden 2025-2035 behov for private investeringer på anslagsvis 350 mrd. kroner. I tillegg vil det være behov for risikoavlastning fra myndighetene tilsvarende 50-60 mrd. kroner. Inntektene fra CO₂-avgiften fra olje- og gassindustrien vil i samme periode frem mot 2035 tilsvare rundt 100 mrd. kroner. Ved utformingen av mekanismer for risikoavlastning er det viktig å ivareta hensynet til utviklingen av konkurransedyktige verdikjeder og markeder. NEH peker på at virkemidlene bør være fleksible slik at støtten kan tilpasses modenheten i de forskjellige verdikjedene. I tillegg til risikoavlastning for utbygging understreker NEH viktigheten av at myndighetene bidrar til å sikre markedsadgang i EU og tilstrekkelige markeder for nye verdikjeder som CO₂-fangst og -lagring, havvind og hydrogen.

¹⁹ Equinor (2022) – Norway Energy Hub

For å realisere ambisjonene i planen er det i perioden 2025-2035 behov for private investeringer på anslagsvis 350 mrd. kroner.

13 EN INDUSTRIELL PLAN FOR ENERGINASJONEN NORGE, NORWAY ENERGY HUB

Kilde: Equinor



4.3 Havvind

Ved utgangen av 2020 var den globale havvindkapasiteten 35,3 GW, hvorav 0,07 GW var flytende havvind.²⁰ I tillegg anslår Global Wind Energy Council ny kapasitet på 12,7 GW for 2021. Rundt 80 prosent av verdens havvindressurser finnes i områder med havdyp over 60m og vil dermed være mer egnet for flytende konsepter. Havvindressursene i Nordsjøen og Norskehavet er spesielt gode og Norge har et stort potensial for utbygging av flytende havvind.²¹ Flytende havvindprosjekter er mindre modne enn bunnfaste, og det er forventet at flytende havvind først mot 2030 vil være konkurransedyktig med bunnfast havvind.

Basert på annonserte prosjekter i Europa, forventer Norwegian Energy Partners (NORWEP) at installert

effekt fra havvind skal nærme seg 120 GW i 2030. EUs Offshore Renewable Strategy har satt mål om 60 GW i 2030 og 300 GW innen 2050, og Storbritannia har satt mål om 100 GW til 2050.²² I mai 2022 annonserte de fire Nordsjølandene Danmark, Tyskland, Belgia og Nederland et felles mål om 150 GW havvind innen 2050.²³

I Norge ble områdene Sørøst Nordsjø II og Utsira Nord åpnet for havvind med en fastsatt maksimal installert effekt på henholdsvis 3 GW og 1,5 GW i 2020. I mai 2022 lanserte regjeringen et norsk havvindmål som innebærer tildeling av områder for 30 GW havvindproduksjon i Norge innen 2040. Regjeringens ambisjoner om områdetildeling ønskes velkommen av KonKraft-partnerne, og det er viktig at ambisjonene følges opp med rammevilkår og virkemidler som

20 Global Wind Energy Council (2021), Global Offshore Wind Report 2021.

21 IEA (2019), Offshore Wind Outlook 2019. World Energy Outlook Special Report.

22 COM/2020/741 final, EU Offshore renewable energy strategy.

23 Euractive (2022) – Germany, Denmark, Netherlands and Belgium sign €135 billion offshore wind pact

sikrer måloppnåelse. Allerede i januar 2022 sendte KonKraft, sammen med Energi Norge og EL og IT Forbundet et innspill til regjeringen med tittelen *Økende behov for havvind – det haster med å komme i gang*²⁴ med konkrete forslag til hva som må til for å sikre en storstilt satsing på havvind. Aktørene er tydelige på at en målrettet norsk havvindsatsing kan:

- Bygge en helt ny leverandørindustri med flere tusen industriarbeidsplasser og gi grunnlag for aktivitet i flere tiår fremover.
- Øke krafttilgangen til Norge, gi økt forsynings-sikkerhet og opprettholde Norges posisjon som nettoeksportør av kraft.
- Bidra til å nå norske og europeiske klimamål og sikre en sterk norsk rolle i utvikling av nordsjø-nettet.

For å realisere en storstilt satsing på havvind i Norge oppfordrer KonKraft myndighetene til å ta flere grep innenfor konsesjonsprosesser, markeds- og nettdesign, og finansielle rammevilkår og støtteordninger for FoU, industrialisering og utbygging. Oppfordringene er videre utdypet i kapittel 5.2 om Rammevilkår og virkemidler og må støtte oppbyggingen av nye verdikjeder på norsk sokkel.

Nasjonale og internasjonale ambisjoner og satsinger på havvind gir betydelige muligheter for utvikling av norsk offshore leverandørindustri til havvind. Spesielt innenfor det flytende segmentet har norske leverandører med lang erfaring fra olje- og gassindustrien og maritim næring et konkurransefortrinn. Norsk Industri med sentrale havvindaktører peker i prosjektet «Utvikling av norske leveransemodeller innenfor havvind», presentert i mars 2021, på en ønskesituasjon der leveranseeksport til havvind tilsvarer 50 milliarder i 2030.²⁵ Ambisjonen innebærer markedsandeler på 15-20 prosent innenfor det flytende segmentet og 10 prosent innenfor bunnfast havvind.

For å lykkes med utviklingen av en norsk leverandørindustri innenfor havvind vil det være spesielt viktig å legge til rette for et hjemmemarked med rammebetingelser som sikrer utbygging av flytende havvindparker i industriell skala på norsk sokkel. Et hjemmemarked vil styrke norske aktørers muligheter til å fremme sine teknologiske løsninger og til å kunne bruke norsk sokkel som et utstillingsvindu. Å få testet, kvalifisert og demonstrert ny teknologi på norsk sokkel vil være et svært viktig fundament for internasjonal markedsføring og eksport. Internasjonalt salg av teknologi innenfor olje og gass basert på erfaringer og kompetanse fra norsk sokkel, er et godt eksempel på dette. For leverandørindustrien og maritime aktører er det derfor svært viktig å kunne handle raskt og utnytte de fortrinnene vi har.

Det er viktig å påpeke at industrien allerede er tungt involvert i mange store utenlandske prosjekter, men nasjonalt er det behov for robuste rammeverk som gir et godt kommersielt grunnlag for omfattende utbygging av havvind på norsk sokkel. Det er avgjørende at Norge engasjerer seg i og kobler seg på utviklingen av en havvindinfrastruktur i Nordsjøen for å ivareta norske interesser. Nettutviklingen i Nordsjøen må underbygge en satsing på havvind i Norge med et effektivt og integrert kraftmarked til landene rundt Nordsjøen. I Tilleggsmeldingen legger regjeringen opp til at Statnett skal ta rollen som systemansvarlig og ha planansvaret for nett til havs.²⁶

Det er helt sentralt å utvikle godt rammevilkår som legger til rette for utviklingen av en norsk havvindindustri og støtter aktørene opp og ut i markedet. Equinor er en ledende havvindaktør med prosjektet Hywind Tampen som blir verdens største flytende havvindanlegg når det kommer i produksjon. Andre operatørselskaper som for eksempel Shell inngår samarbeid med energiaktører som Lyse og Eviny for å delta i havvindutlysninger eller investerer i havvindteknologi. Innenfor leverandørindustrien bruker aktørene sin offshore kompetanse for utvikling av nye konsepter og teknologi til det voksende havvindmarkedet.

24 [KonKraft, Energi Norge og EL&IT-forbundet \(2022\). Økende behov for havvind – det haster med å komme i gang.](#)

25 Norsk Industri (2021), Leveransemodeller for havvind.

26 [Meld.St.11 \(2021-2022\). Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser \(Foreløpig utgave\)](#)



Hywind Tampen . Foto/illustrasjon: Equinor

Hywind Tampen – verdens største flytende vindkraftprosjekt

Equinors prosjekt Hywind Tampen blir verdens største flytende vindkraftprosjekt som gir kraftforsyning til olje- og gassvirksomhet til havs. Vindkraftanlegget som består av 11 turbiner med en total kapasitet på 88 MW skal forsyne Snorre og Gullfaksfeltene i Nordsjøen med kraft. Tilkobling av feltene til lokal havvindproduksjon vil gi en klimagassreduksjon på 35 prosent tilsvarende 200 000 tonn CO₂ i året.

Etableringen av Hywind Tampen er et viktig steg i arbeidet med å industrialisere løsninger og redusere kostnader knyttet til framtidige havvindprosjekter, spesielt innenfor flytende havvind. Equinor deltar også i utbyggingen av havvindparker internasjonalt, noe som gir erfaringer som kan bidra til konkurransedyktig utvikling av havvind på norsk sokkel. Havvind kan få en viktig rolle ved elektrifiseringen av olje- og gassinstallasjoner det neste tiåret, under forutsetning av at nødvendige rammebetingelser blir etablert.

Nye mobile havvindkonsepter

Odfjell Oceanwind planlegger å leie ut flytende vindturbiner for fornybar kraftforsyning offshore i samarbeid med Siemens. Konseptet er mobilt og

tilpasset utfordrende værforhold basert på Odfjells offshore erfaring innenfor oljeboring og –service. Flere turbiner kan integreres i et system inkludert overførings- og lagringssystemer. Løsningene er også tilpasset kraftforsyning til olje- og gassplattformer. De flytende og mobile turbinene kan muligjøre delelektrifisering av eksisterende installasjoner der kraft fra land vanskelig lar seg gjennomføre av tekniske og/ eller økonomiske årsaker. Konseptet kan være spesielt attraktivt for installasjoner med begrenset levetid fordi det sørger for relativt rask tilknytning til lavutslipps kraftforsyning som bidrar til å oppnåelse av klimaambisjoner samtidig som man unngår stor og kostbar utbygging av ny infrastruktur mot slutten av levetiden. Allerede om 3-5 år har Odfjell Oceanwind ambisjoner om å serieprodusere de flytende havvindinstallasjonene i Norge. Selskapet jobber også med å utvikle en hybrid løsning hvor havvind kobles til allerede elektrifiserte plattformer.

Ekofisk Vind – elektrifisering med bunnfast havvind

ConocoPhillips Skandinavia er i gang med å redusere klimagassutslippene på opererte felt gjennom flere tiltak, og deriblant vurderes muligheten for å del-elektrifisere Ekofisk-feltet med bunnfast havvind. To havvindturbiner med kapasitet opptil 10-14 MW hver med lokasjon 5-10 km vest for Ekofisk-senteret

evalueres. Foreløpig konsept er turbiner på stålunderstell på 70 meters havdyp med kraftforsyning i løpet av 2026. Den fornybare kraftforsyningen vil redusere de årlige CO₂-utslippene på Ekofisk-feltet med ca. 60 000 tonn og de årlige NO_x-utslippene med ca. 49 tonn. Plan for utbygging og drift (PUD/PAD) leveres i slutten av 2022, forutsatt endelig investeringsbeslutning i lisensen.

Omstillingsdyktige leverandører for havvindindustrien

Kompetanse og teknologi fra leverandører innenfor offshoreindustrien er overførbart til utbygging av havvind med spesielle fortrinn innenfor flytende havvind. Leveranser til olje- og gassindustrien som flytende strukturer, havbunnsløsninger, marine operasjoner og digitale overvåkings- og styrings-systemer er noen av områdene som er overførbare. Figur 14 illustrerer Aker Solutions mulige leveranser til havvindmarkeder både i prosjektering, bygging og under drift. Selskapet leverer bunnfaste og flytende fundamenter til havvindprosjekter og er også leverandør av offshore omformerstasjoner. Selskapet har inngått konsortium avtaler for design og bygging av plattformer til havvindprosjektene Sunrise utenfor New York, East Anglia THREE og Norfolk Offshore Wind Zone i Storbritannia. Utviklingen av HVDC-om-

formerstasjoner blir viktigere fremover med utbygging av kraft langt fra land og i forbindelse med utbygging av havvindanlegg.

Aibel skal levere tre HVDC omformer plattformer til Dogger Bank A, B og C prosjektene til verdens største offshore vind farm område. Selskapet med konsortium partner Keppel FELS og underleverandør Hitachi Energy, leverer også HVDC plattform og onshore omformer stasjon til DolWin klyngen i den tyske delen av Nordsjøen. Siste generasjons HVDC teknologi vil bli installert på Aibels verft i Haugesund.

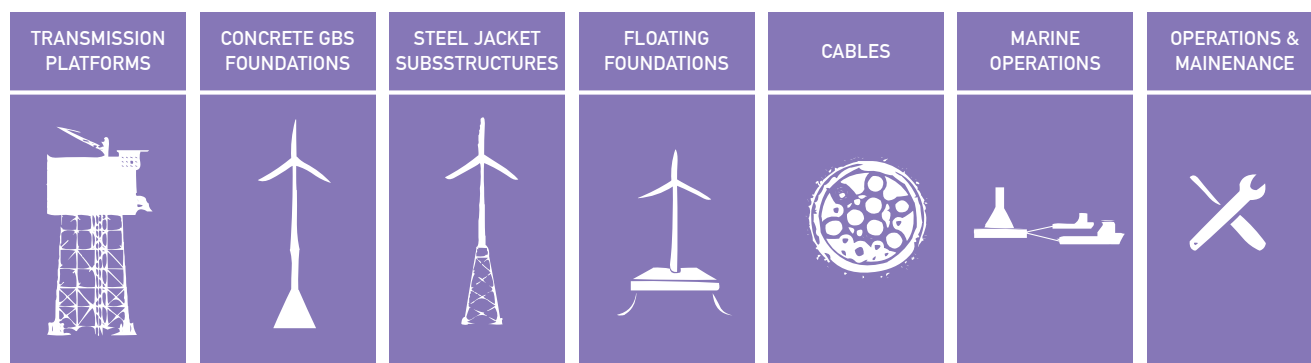
Leveransemodeller for havvind

I 2020 fikk Norsk industri tildelt midler fra Olje- og energidepartementet (OED) til prosjektet *Leveransemodeller for havvind*.²⁷ Leverandørindustrien og flere industriklynger ble engasjert i prosjektet og har bidratt med en viktig innsats med kartlegging av mulighetene for norske leverandører. Målet var å utvikle leveransemodeller og jobbe for økt gjennomføringsevne for offshore vind i større skala på norsk sokkel med utgangspunkt i modellen for utbygginger på norsk sokkel som de siste årene har bidratt til høy norsk andel av leveranser og vellykket prosjektgjennomføring. Rapporten med anbefalingene fra prosjektet ble ferdigstilt i juni 2021.

27 Norsk Industri: Leveransemodeller for havvind

FIGUR 14 TYPISKE LEVERANSER TIL HAVVINDPROSJEKTER

Kilde: Aker Solutions



4.4 Hydrogen

Hydrogen pekes på som en sentral energibærer i energiomstillingen, spesielt som en erstatter for naturgass i industri, oppvarming og i transportsektorene, samt som fleksibel balansekraft i en skala som møter behovet i kraftsektoren. Produksjon av blått hydrogen i industriell skala er nødvendig for rask oppskalering og etableringen av et hydrogenmarked. Markedsmulighetene for norsk petroleumsnæring med produsenter av naturgass med lavt karbonfotavtrykk og utviklere av verdikjeder for CO₂-fangst og -lagring på sokkelen er store.

Endrava kartla i 2020 på oppdrag av Offshore Norge nåværende hydrogenproduksjon i Europa og identifiserte mulige fremtidige hydrogenbrukere på anleggsnivå. Ser man på større produksjonsanlegg for jern, stål og sement og gasskraftverk med nærhet til eksisterende naturgassrørledninger, vil de ha et energi- og prosessbehov tilsvarende 11-38 millioner tonn hydrogen per år. Gitt en betydelig innfasing av hydrogen som utslippsreducerende tiltak i disse sektorene kan det fremtidige hydrogenbehovet bli betydelig større enn den nåværende bruken. EU har som følge av Russlands angrep på Ukraina lagt frem et forslag, *REPowerEU*,²⁸ for å redusere EUs avhengighet av russisk naturgass. Forslaget inkluderer å heve målsetningen for bruk av fornybart hydrogen i 2030 med 15 millioner tonn, hvorav 10 millioner skal importeres og 5 millioner skal komme som økt produksjon i EU. Målsetningen om 15 millioner tonn med fornybart hydrogen kommer i tillegg til de 5,6 millioner tonnene forespeilet av EUs klimapakke *Klar for 55*.²⁹ Dette gir grunnlag for at Norge kan være med på å utvikle og levere løsninger som Europa kommer til å trenge de kommende årene, både innenfor blått og grønt hydrogen.

EU lanserte også i 2020 en egen hydrogenstrategi og har ambisjoner om at hydrogen skal gå fra å utgjøre mindre enn 2 prosent i dag til 14 prosent av energimiksen innen 2050.³⁰ Strategien anerkjenner behovet for lavkarbon hydrogen, særlig i oppbyggingen av et hydrogenmarked. I desember 2021 la Europakommisjonen frem et forslag til et revidert gassmarkedsregelverk som inkluderer retningslinjer for innfasing og sertifisering av hydrogen.³¹ For at blått hydrogen skal inngå i kategorien 'lavkarbon hydrogen', må det ha minst 70 prosent lavere utslipp enn et fossilt alternativ. Metodologien for beregning og dokumentasjon på utslippsreduksjoner relativt til fossile alternativer skal legges frem innen utgangen av 2024.

Norge sluttet i desember 2020 seg til den europeiske satsingen for innovasjons- og industrisamarbeid (IPCEI) for hydrogen. KonKraft-partnerne stiller seg svært positiv til dette og mener samarbeidet kan være med på å sette fart på utviklingen knyttet til hydrogen samt legge til rette for at Norge kan fortsette å være en stabil energileverandør til Europa. Et år etter tilslutningen til hydrogensatsingen har Norge nominert flere kandidater for IPCEI, deriblant Barents Blue som ledes av Horisont Energi, Vår Energi og Equinor.

Maritim næring har pekt på at prisforskjellen mellom fossilt drivstoff og de klimavennlige alternativene er en utfordring for den grønne omstillingen. En løsning kan være bruk av differansekontrakter, der staten i en midlertidig periode inngår en kontrakt om å gi støtte som utgjør differansen mellom de to alternativene. Det pågår nå et samarbeidsprosjekt mellom Norges Rederiforbund og ZERO som ser nærmere på konkret innretning av en slik ordning.

28 European Commission (2022), COM(2022) 108 final. REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy.

29 Regjeringen (2021) – EUs Klimapakke «Klar for 55».

30 European Commission (2020), EU Hydrogen Strategy

31 European Commission (2021), COM (2021) 803 final



Barents Blue. Foto: Horisont Energy

Barents Blue - Europas første storskala produksjonsanlegg for blå ammoniakk

Horisont Energi sammen med Equinor og Vår Energi skal bygge Europas første storskala anlegg for ammoniakk med CO₂-fangst utenfor Hammerfest. Planen er å starte lavutslipps ammoniakkproduksjon i 2027 og skalere opp til en årlig produksjon på over 1 millioner tonn. Anlegget vil ha en produksjonskapasitet for blått hydrogen på 600 tonn/ dag og for blå ammoniakk på 3000 tonn/dag.

Anlegget skal forsynes med naturgass fra Melkøya og prosjektet tar sikte på å produsere blått hydrogen med en CO₂-fangstgrad på over 99%.³² Videre skal karbonet transporteres og lagres, dette er organisert i et eget prosjekt Polaris bestående av de samme samarbeidspartnere (Se kapitlet om CO₂-fangst og -lagring for ytterligere beskrivelse). Det foreligger planer om endelig investeringsbeslutning for prosjektet mot slutten av 2023. Barents Blue var et av tre prosjekter som i desember 2021 mottok milliardstøtte fra Enova for en satsing på fremtidens lavutslippsindustri. Prosjektet mottar Enova-støtte på 482 millioner kroner og som en del av den norske nominasjonen til IPCEI Hydrogen. Tildelingen avventer foreløpig godkjenning av ESA.

Deep Purple – offshore produksjon av hydrogen fra fornybare kilder

Deep Purple prosjektet ledet an av TechnipFMC i samarbeid med Vattenfall, Repsol, NEL, ABB, SINTEF, DNV GL med flere og har som mål å utvikle offshore systemteknologi og systemløsninger for storskala grønn hydrogenproduksjon fra havvind. Hydrogenet som produseres vil fraktes til land i rørledninger, eller lagres lokalt for å gi stabil og fornybar strømforsyning der forbrukere ikke er tilknyttet strømmettet. Konseptet bruker hydrogen som energilager og kan dermed sørge for stabil kraftforsyning fra havvind. Konseptet har et bredt anvendelsespotensial som inkluderer strømforsyning til øysamfunn, hydrogenforsyning til maritim sektoren og til lokal produksjon av kraft, oksygen og hydrogen i havbruk.

Aukra Hydrogen Hub – hydrogenproduksjon tilknyttet Nyhamna

Aker Clean Hydrogen lanserte i april 2021 planer for storskala produksjon av blått hydrogen og ammoniakk tilknyttet Nyhamna prosesseringsanlegg i Aukra. Anlegget har en planlagt produksjonskapasitet på mellom 0,4 og 2,5 GW og skal på lengre sikt gradvis omstilles til å produsere grønt hydrogen. I juli annonserte Norske Shell at de i tillegg til CapeOme-



Foto: Aker Clean Hydrogen . Foto: Aker

ga er partnere i prosjektet. Shell har som operatør på Ormen Lange og som teknisk driftsansvarlig på Nyhamna gode forutsetninger for å bidra til realiseringen av prosjektet. Prosjektet passerte DG 0 i februar 2022, og kan vise til potensial for teknisk og økonomisk levedyktighet og en konkurransedyktig hydrogenkostnad (LCOH). Aktørene ser også på muligheter for å eksportere hydrogen i eksisterende gassrørledninger til Storbritannia og i potensielle nye hydrogenrør til EU. Førstnevnte ses i sammenheng med at UK Energy Networks Association publiserte en plan på hvordan Storbritannias gassrørledninger fra 2023 kan levere 20 prosent hydrogen til husholdninger og bedrifter.

Oppskalering og tilpasning av rørinfrastruktur for hydrogen

Gassco har i sin rolle som arkitekt for utvikling av gassinfrastrukturen på sokkelen igangsatt prosesser for framtidens gassinfrastruktur. Disse prosessene fungerer som et strategisk beslutningsverktøy for framtidig drift og utvikling. Gjennom konstruktiv dialog mellom industri og myndigheter skal Gassco bidra til å legge til rette for kunnskapsbaserte, gode og tidsriktige beslutninger. I denne prosessen vurderes hvordan norsk gassinfrastruktur kan tilpasses framtidige behov og mulighetene for alternativ bruk av infrastrukturen ved ledig kapasitet.

Arbeidet som er gjennomført til nå viser at det norske gasstransportsystemet er fleksibelt, er bygget ut trinnvis og kan tilsvarende bygges ned trinnvis. Det er ikke avdekket tekniske hindre for å benytte eksisterende gassrørledninger til transport av for eksempel blått hydrogen eller CO₂ tilbake fra Europa, dersom det skulle være aktuelt. Vurderinger av tilgjengelig kapasitet i transportsystemet tilsier at alternativ bruk først vil være aktuelt etter 2030. Det er videre vurdert at transport av gass og hydrogen samtidig, ved å blande hydrogen sammen med naturgassen som eksporteres gjennom rørtransportsystemet, er teknisk mulig.

Flere av selskapene på norsk sokkel ser på mulighetene for å eksportere noe gass fra sin norske portefølje i form av blått hydrogen på sikt. Det er økende interesse i flere europeiske land for blått hydrogen. Mulighetene for storskala transport av blått hydrogen, inklusiv gjennom rørledning, inngår blant annet i energidialogen med tyske myndigheter. Gasscos arkitektrolle omfatter alle aktuelle eksportløsninger for gass. Selskapet har over tid studert muligheter for og konsekvenser av å øke gasseksportkapasiteten ut fra Barentshavet. Denne er i dag begrenset av kapasiteten på Hammerfest LNG. Alternativer som har vært utredet omfatter både tilkobling til rørsystemet til Europa og økt LNG-eksportkapasitet. Nylig har en tredje mulighet, gasseksport i form av blå ammoniakk, blitt lansert som en alternativløsning gjennom Barents Blue-prosjektet.

En økning i eksportkapasitet vil gi muligheter for å akselerere produksjon av gass fra feltene i området, gjøre det mulig å bygge ut mindre gassfunn i årene framover og gjøre det mer attraktivt å lete, fordi utsiktene til lønnsom utbygging og produksjon kan bli bedre. Som arkitekt for gasstransportsystemet vil Gassco vurdere en slik løsning opp mot alternativene.

4.5 CO₂-fangst og -lagring

CO₂-fangst og -lagring er en nøkkelteknologi for å redusere utslipp fra produksjon av energibærere og industrielle prosesser basert på fossile energikilder. Vi er helt avhengige av å lykkes med karbonfangst og -lagring for å nå ambisjonen om netto nullutslipp i 2050. FN klimapanelts tredje delrapport i den sjette hovedrapporten (AR6) om utslippsreduksjoner, opptak og virkemidler april 2022 peker på at den nåværende utbredelsestakten av teknologi for CO₂-fangst og -lagring er betraktelig lavere enn deres scenarioer tilsier er nødvendig for å begrense global oppvarming til 1,5°C eller 2°C.³³ Økt politisk oppmerksomhet, støtte og forpliktelser fra myndigheter og næringslivet og videre satsing på teknologiutvikling er viktig for å realisere den nødvendige satsingen på CO₂-fangst og -lagring for å nå klimamålene.

Norske myndigheter har lenge vært en global pådriver for utvikling av løsninger for CO₂-fangst og -lagring og har støttet opp om teknologiutvikling og internasjonalt samarbeid på en rekke arenaer. Norsk olje- og gassindustri ligger i front og helt siden 1996 har Equinor lagret CO₂ på Sleipner-feltet. I 2019 publiserte Oljedirektoratet et CO₂-lagringsatlas som anslår at det er mulig å lagre minst 80 mrd. tonn CO₂ på sokkelen. Første utnyttelsestillatelse for CO₂-injeksjon og -lagring ble tildelt høsten 2018, og Northern Lights som del av Langskip-prosjektet var eneste søker og fikk tillatelsen. Andre utlysning av lisenser for CO₂-lagring ble annonsert høsten 2021, og fem selskaper søkte på de to utlysningene i Nordsjøen og Barentshavet som ble tildelt henholdsvis Equinor og

en gruppe bestående av Horisont Energi, Vår Energi, og Equinor. Langskip-prosjektet og myndighetenes satsing bidrar til å redusere risikoen ved CO₂-fangst og -lagringsprosjekter og det er ventet at flere prosjekter lanseres i tiden fremover. Flere operatørselskaper er allerede involvert i større initiativer for CO₂-fangst og -lagring som Northern Lights og Polaris, og de er også delaktige i et industriprosjekt for utvikling av kostnadseffektive verdikjeder, LINCCS, sammen med leverandørindustrien.

Langskip – grunnlaget for etableringen av en nasjonal verdikjede for CO₂-fangst og -lagring på industriell skala

Langskip er Norges største klimaprojekt og skal tilby en komplett verdikjede for karbonfangst og -lagring med muligheter for storskala lagring av CO₂ fra Europa. Prosjektet innebærer CO₂-fangst fra Norcems sementfabrikk i Brevik og avfallshånderingsanlegget til Fortum Oslo Varme, CO₂-transport med skip til mottaksterminal i Øygarden og videre rørtransport og injisering av CO₂ til geologisk lagring på sokkelen. Langskip realiseres som følge av en felles storstilt satsing på karbonfangst- og -lagring fra myndighetene og industrien.

Staten støtter Langskip med 16,8 mrd. kroner til realisering av et fangstanlegg ved Norcems fabrikk samt etableringen av en verdikjede for transport og -lagring av CO₂, inkludert driftskostnader over 10 år. Staten vil også støtte karbonfangst ved Fortum Oslo Varmes anlegg med 3 mrd. kroner, forutsatt at prosjektet sikrer tilstrekkelig ekstern finansiering. Fortum Oslo Varme søkte støtte om 180 millioner euro fra EUs innovasjonsfond, men fikk i november 2021 avslag på søknaden. Likevel ble finansieringen til fangstanlegget allerede i mars 2022 annonsert sikret med Hafslund Eco, Infranode og HitecVisions nye deleierskap i Fortum Oslo Varme. Oppnåelsen av KonKrafts ambisjon i klimastrategien om arbeid for etablering av to CO₂-fangstanlegg i Norge ser dermed ut til å være nærmere realisering.

De to fangstanleggene vil anslagsvis redusere klimagassutslippene med 800 000 tonn CO₂ per år. Fangstanlegget ved Norcems fabrikk skal etter planen settes i drift i 2024 og anlegget til Fortum Oslo Varme i 2026. Northern Lights-partnerne Equinor, Shell og Total skal levere transport- og lagringsløsningene til prosjektet og deres planer for utbygging/ anlegg og drift (PUD/PAD) ble godkjent i mars 2021. I løpet av 2024 skal Northern Lights tilby en årlig kapasitet for transport og lagring av CO₂ tilsvarende 1,5 millioner tonn. Selskapet har ambisjoner om å øke den årlige kapasiteten til 5 millioner tonn og tilrettelegge for CO₂-lagring fra andre steder i Europa.

Realiseringen av to fangstanlegg er viktig for industrien og vil gi et bedre grunnlag for å lykkes med etableringen av en konkurransedyktig verdikjede for karbonfangst og -lagring. Fangstanleggene vil skape flere nye arbeidsplasser og styrke den norske kompetansen og gjennomføringsevnen til å bygge slike anlegg. I tillegg representerer fangstanleggene i Norge to industrier som vanskelig kan avkarboniseres uten karbonfangst og -lagring, og spredningspotensialet av teknologien til både avfallsanlegg og sementproduksjon i verden er betydelig. Det har i løpet av senere tid kommet flere bevis på at slik spredning virkelig er på vei å skje. Et slikt er at EUs innovasjonsfond i november 2021 kommuniserte at de har pre-selektert fire CO₂-fangstprosjekter for å få støtte. Alle disse prosjektene kan bli kunder av Northern Lights. De er lokalisert i Finland (blå hydrogen), Sverige (bio-CO₂), Belgia (blå hydrogen) og Frankrike (sement). Et annet er samarbeidsavtalen som Northern Lights inngikk i mai 2022 med britiske Cory, hvor man vil jobbe sammen om å prøve å realisere CO₂-fangst og -lagring fra Corys avfallsforbrenningsanlegg i London med opp til 1.5 millioner tonn per år i 2030.

Lagringskapasiteten til Northern Lights vil muliggjøre lagring fra karbonfangst i Europa. Nylig annonserte Northern Lights at selskapet mottar 4 millioner euro i støtte fra Europakommisjonen til front-End Engineering Design (FEED)-studier for

å utvide transport- og lagringskapasiteten til mer enn 5 million tonn CO₂ per år.³⁴ Videre har Northern Lights også signert en ikke-eksklusiv MoU med fangstselskapet Aker Carbon Capture for å samarbeide om en komplett verdikjedeløsning for fangst og lagring. Aker Carbon Capture har også inngått en tilsvarende avtale med Stella Maris CCS som baserer seg på transport og lagring av CO₂ ved hjelp av skip. Transport av CO₂ på skip gir også norsk skipsfart og skipsindustri et viktig nytt segment de kommende årene. Flere planer for norske verdikjedeprosjekter er fremskyndet og muliggjort som følge av Langskip-satsingen.

LINCCS – industrisamarbeid for kommersialisering av karbonfangst, -transport og -lagring til 2030

For å fremskynde kostnadsreduksjoner i verdikjeden for karbonfangst, -transport og -lagring og bidra til kommersialisering av CO₂-fangst og -lagringsteknologi ble prosjektet Carbon Links (LINCCS) etablert i 2021. Aker Solutions leder prosjektet som er et industrisamarbeid mellom sentrale aktører innenfor olje- og gassindustrien og maritim sektor med deltagelse fra SINTEF. Innen 2030 har LINCCS ambisjoner om å utvikle teknologi og løsninger som bidrar til å redusere kostnadene for CO₂-lagring med 70 prosent og til å muliggjøre lagring av over 100 millioner tonn CO₂ per år.

Prosjektet skal også innen 2030 bidra til å skape 1000 nye arbeidsplasser og generere over 8 mrd. kroner i årlig omsetning. For å innfri ambisjonene vil LINCCS utvikle og kommersialisere følgende innovasjoner som kobler CO₂-fangst med lagring:

- Ubemannet/lavbemannet CO₂-fangstløsninger som muliggjør billigere fangst
- En skipsmotor med integrert CO₂-fangst
- Et digitalt verktøy for transport- og logistikksiden av CO₂-fangst og -lagring

³⁴ Northern Lights (2021, January 27). Northern Lights awarded EU funding for expansion studies.

- Et digitalt verktøy for beslutningsstøtte til gjenbruk av eksisterende infrastruktur fra olje- og gassindustrien for CO₂-lagring
- Et system for kostnadseffektiv CO₂-injeksjon og lagring i brønner

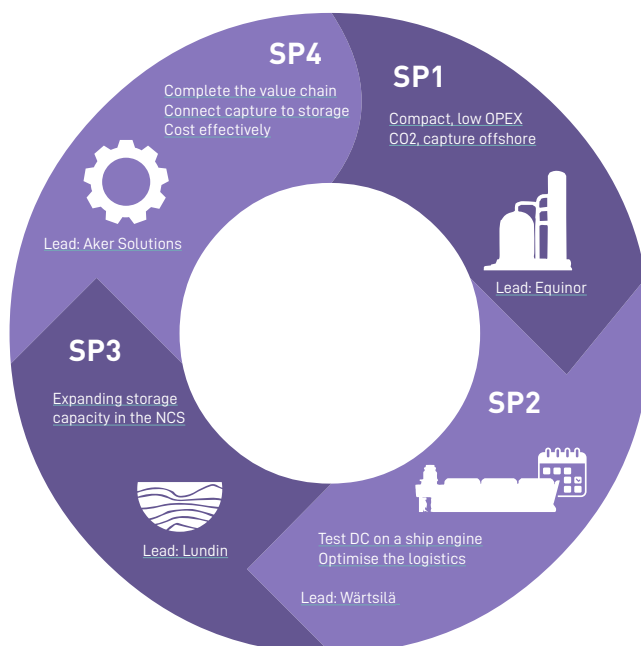
LINCCS består av fem delprosjekter med aktiviteter som skal munne ut i konkrete resultater for videre arbeid. LINCCS har foreløpig en tidsramme på tre år med muligheter for utvidelse dersom partene ønsker det. Figur 15 viser en oversikt over de fire tekniske delprosjektene med ansvarlige selskaper; Aker Solutions, Equinor, Wärtsilä og Lundin. I tillegg er det også et administrativt delprosjekt for oppfølging av alle aktivitetene, informasjonsdeling og Taksonomi-tilpasning som ledes av Aker Solutions. Totalt 15 aktører deltar i prosjektet, både med in-kind bidrag, kontantbidrag og finansiell støtte fra virkemiddelapparatet. Prosjektet har et totalt budsjett på 178 millioner kroner hvorav 111 millioner er støtte fra Grønn Plattform.

Polaris – første storskala transport- og lagringsprosjekt etter Langskip

Horisont Energi, Vår Energi og Equinor samarbeider i Polaris-prosjektet om å utvikle en transport- og lagringsløsning for CO₂ i Barentshavet. I desember 2021 søkte partnerne på en felles lagringslisens for CO₂ utlyst i Barentshavet i det som er Oljedirektoratets andre utlysningsrunde for CO₂-lagring. Den 5. april annonserte Olje- og energidepartementet at de tre selskapene vil få tilbud om areal i Barentshavet for lagring av CO₂ under operatørskapet av Equinor. Polaris er en integrert del av Barents Blue-prosjektet hvor de samme partnerne samarbeider om å bygge en blå ammoniakkfabrikk utenfor Hammerfest. CO₂ fra ammoniakkproduksjonen skal transporteres med rørledning og injiseres som superkritisk væske i lagringsenheten som ifølge Oljedirektoratet vil kunne ha en lagringskapasitet på over 100 millioner tonn CO₂. Planlagt idriftsettelse av Polaris er tenkt å sammenfalle med produksjonsstart for ammoniakkanlegget i 2027 som da vil produsere om lag 2 millioner tonn CO₂ per ammoniakk-tog. I tillegg til å håndtere CO₂ fra Barents Blue, har Polaris-prosjektet ambisjon om

FIGUR 15 LINCCSS PROSJEKTAMBISJONER FOR 2030 OG ARBEIDSPAKKER

Kilde: LINCCS/ Aker Solutions



å kunne håndtere tredjeparts-lagring. Dersom disse ambisjonene lykkes, vil Polaris være det første stor-skala transport- og lagringsprosjektet etter Langskip.

Stella Maris – reversering av logistikkjeden for olje- og gass

Altera Infrastructure og Höegh LNG er partnere i prosjektet Stella Maris CCS og ønsker å tilby en komplett tjeneste for transport og lagring i verdikjeden for CO₂-fangst og -lagring. Selskapet vil bidra med kompetanse om reservoar og søknad på CO₂-lisenser på den norske sokkelen. Stella Maris CCS konseptet reverserer logistikkjeden for olje og gass og er ikke avhengig av rørledninger. Hovedkonseptet går ut på at CO₂ samles opp fra flere utslippspunkter til et større flytende mottaksanlegg med fleksibel plassering. CO₂-strømmen til oppsamlingen kan foregå via rør, veitransport, tog, eller mindre skip. Videre transporteres CO₂ med større bøyelastere til flytende injeksjonsenheter i Nordsjøen som kan injisere 10 Mt CO₂ per år.

CO₂-fangst og -mellomlagring på skip

Gassrederiet Solvang ASA har inngått en intensjonsavtale med Wärtsilä om fullskala CO₂-fangst og -mellomlagring på et av sine nyeste skip. Anlegget plasseres i skorsteinene der karbonet hentes ut av eksosen, før det nedkjøles og lagres som flytende CO₂ i to tanker på dekk. Når skipet er i land kan CO₂-en leveres til aktører som kan bruke produktet, for eksempel til syntetisk drivstoff eller i matvareindustrien.

Mengden karbon anlegget fanger vil være avhengig av faktorer som varme, energi og tankkapasitet. For pilotprosjektet vil anlegget være satt opp til å fange opp mot 70 prosent av utslippene. Løsningen som skal brukes av Solvang utvikles og testes for øyeblikket i skipslignende omgivelser på Wärtsiläs fabrikk i Moss. I 2023 skal systemet om bord i etylentankeren Clipper Eos.

FIGUR

16

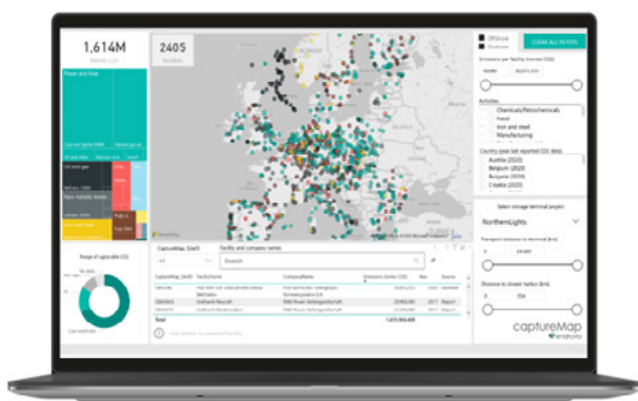
STELLA MARIS CCS TILBYR LØSNINGER FOR OPPSAMLING, TRANSPORT OG LAGRING I CCS-VERDIKJEDEN.

Kilde: Altera Infrastructure/ Höegh LNG



CaptureMap – kartlegger store utslippskilder og potensielle kunder for CO₂-fangst og -lagring

Behovet for å fange og lagre CO₂ vokser i Europa og i resten av verden og er nødvendig for å oppnå tilstrekkelige utslippsreduksjoner. Dette åpner for betydelige markedsmuligheter for selskaper som leverer teknologier og tjenester relatert i verdikjeden for CO₂. For å best møte markedet, har aktører innenfor fangst, transport, og lagring av CO₂ behov for markedsinnsikt om store utslippspunkter for CO₂ som kan fanges og fraktes til lagring.



Endrava har utviklet CaptureMap for å bedre aktørenes markedsinnsikt. CaptureMap er et verktøy som gir en helhetlig oversikt over store anlegg innen kraft og varme, industri og avfallsforbrenning i Europa, med detaljert informasjon over deres aktiviteter og utslipp. Verktøyet ble opprinnelig utviklet med støtte fra Offshore Norge, og brukes nå av mange norske og internasjonale selskaper i bransjen for CO₂-fangst og -lagring. Flere av selskapene nevnt i dette kapitlet er aktive brukere av CaptureMap i letingen etter mulige kunder for teknologi eller tjenester for fangst, transport og lagring av CO₂. Endrava utvikler nå en utvidet versjon av verktøyet med flere regioner for å gi et globalt bilde.

4.6 Havbunnsmineraler – mulig ny verdikjede i startgropen

Utvinning av havbunnsmineraler pekes på som en ny næringsmulighet på sokkelen med kunnskaps- og teknologioverføringspotensial fra petroleumsindustrien knyttet til leting og utvinning.³⁵ OG21, det rådgivende strategiorganet for myndighetenes teknologi- og forskningsinnsats innenfor petroleumsnæringen, peker også i sin nye strategi fra november 2021 på havbunnsmineraler som en av fire nye industrimuligheter.³⁶

Proessen for å åpne sokkelen for mineralvirksomhet ble igangsatt under Solberg-regjeringen og i juli 2019 trådte Havbunnsmineralloven i kraft. Nåværende regjering vil øke kartleggingen av mineralressurser, også på sokkelen, og peker spesielt på mineraler som vil og kan spille en viktig rolle for å lykkes med det grønne skiftet. I september 2021 ble det endelige programmet for konsekvensutredning for mineralvirksomhet fastsatt av Olje- og energidepartementet. Påfølgende måned ble det satt i gang en åpningsprosess for mineralvirksomhet på norsk sokkel og etter planen får Stortinget åpningsmeldingen våren 2023, mens tildelingen av letelisenser foreløpig er forespeilet 2023-2024.³⁷

For å sikre pålitelige og bærekraftige forsyningskjeder av råmaterialer til EUs industri og til produkter vi har behov for i et moderne samfunn, har EU hvert tredje år siden 2011 identifisert og publisert en liste over kritiske råmaterialer. Den siste og fjerde versjonen ble publisert i 2020 og noen av råmaterialene som inkluderes er; kobolt, grafitt, sjeldne jordarter, platinagruppermetaller, scandium, silisium og bauxitt og litium.³⁸ Kartlegging av mulige mineralforekomster på havbunnen gjennomført av Oljedirektoratet i 2018-2020 har avdekket mineralforekomster i massive sulfidavsetninger og manganskorper.³⁹ Utforskingen av havbunnsmineraler er gjennomført i områder med vulkanske rygger rundt Jan Mayen

35 Meld. St. 36 (2020–2021). Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser. Olje- og energidepartementet.

36 OG21 (2021). OG21 Strategy – A New Chapter.

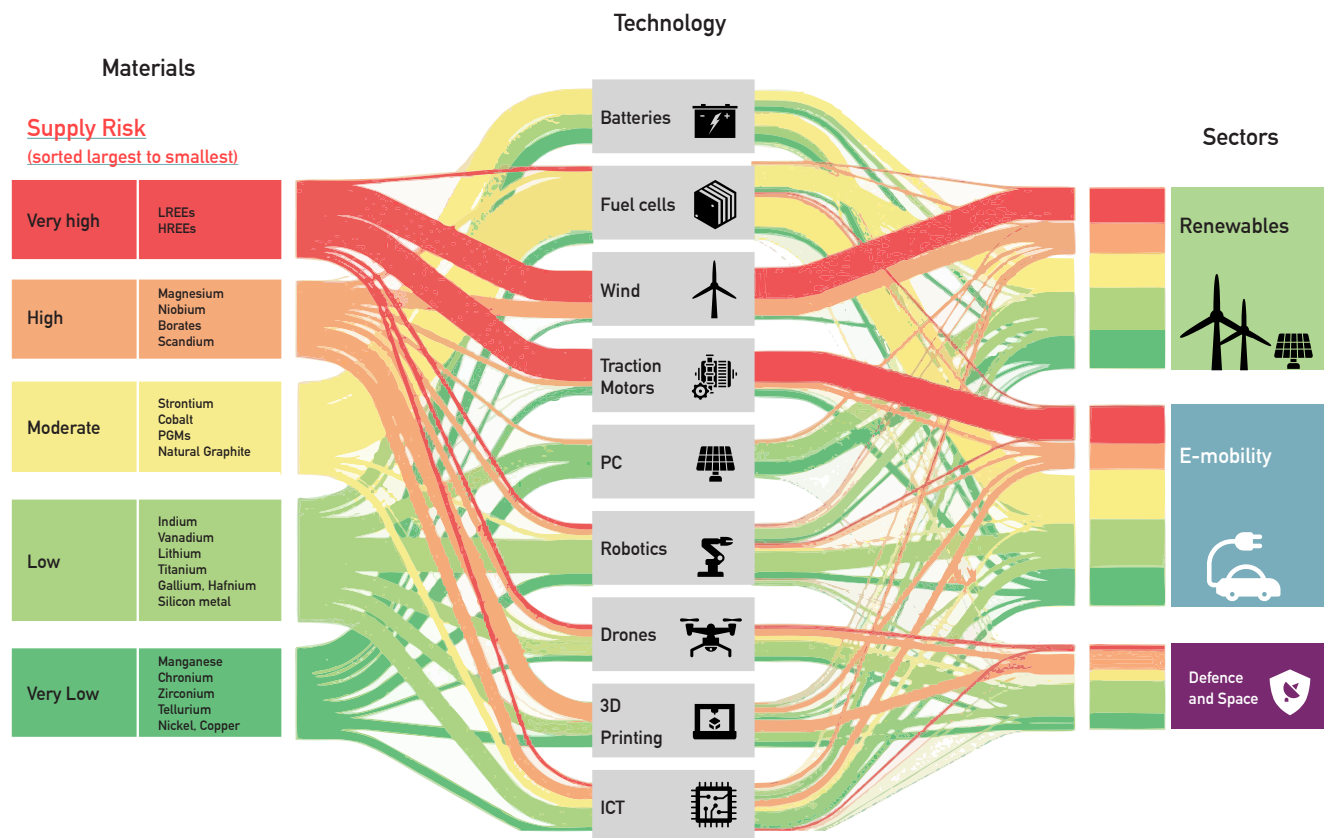
37 Adomaitis, Nerijus (2021, januar 12). Norway eyes sea change in deep dive for metals instead of oil. Reuters.

38 European Commission (2020). COM (2020) 474 final. Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards greater Security and Sustainability.

39 Oljedirektoratet (2020). Ressursrapport leting 2020

17 MATERIALBEHOV OG FORSYNINGSRISIKO FOR TEKNOLOGIER I ENERGIOMSTILLINGEN OG FORSVAR.

Kilde: Fra European Commission (2020)



nordover i områdene mot Svalbard. Prøvene fra kartleggingen i 2018-2020 viser blant annet at sulfidene hovedsakelig inneholder sink, kobber, kobolt, gull og sølv. I tillegg til høyt innhold av mangan og jern i manganskorpene, tyder prøvene på at på de norske skorpene inneholder uvanlig mye scandium og litium, og har et delvis høyt innhold av sjeldne jordartsmetaller.

Det grønne skiftet krever enorme mengder mineraler og materialer til produksjon av lavutslippsteknologi og digitale løsninger. EU har i studien Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU (2020) vurdert ressurstilgangen og konkurransen om strategiske råmaterialer for verdikjedene til ni sentrale teknologier i lavutslippssamfunnet.⁴⁰

Teknologiutvalget inkluderer blant annet batterier, brenselceller, vindkraft, elektromobilitet, droner og digitalteknologi, og flere av teknologiene konkurrerer om de samme råmaterialene. Eksempelvis for batterier klassifiseres litium, kobolt, og grafitt som kritiske råmaterialer i dag. Forsyningsrisikoen for litium er vurdert som lav, men utover 2025 peker studien på et stort investeringsbehov for å forhindre råvaremangel. I et 2050-perspektiv er det anslått at den økte råvareetterspørselen fra fornybare energiteknologier og elektromobilitet vil flere ganger overgå dagens forbruk innenfor alle bruksområder i EU i dag.

40 [European Commission \(2020\), Critical materials for strategic technologies and sectors in the EU – a foresight study.](#)

For å realisere målene
er det viktig med
konkurransedyktige
rammevilkår



5

RAMMEVILKÅR OG VIRKEMIDLER

For å realisere disse målene er det viktig med konkurransedyktige rammevilkår som legger til rette for en effektiv industri- og klimapolitisk utvikling. Virkemidlene må stimulere til teknologiutvikling, innovasjon og oppskalering.

KonKraft vil særlig understreke viktigheten av opprettelsen av et CO₂-fond for å realisere utslippsreduksjoner på norsk sokkel samt bidra til å bygge opp nye verdikjeder, men også nødvendige rammevilkår for en storstilt havvindsatsing i Norge.

Oppnåelse av målsettingene i KonKrafts klimastrategi krever en storstilt omstilling av olje- og gassnæringen i Norge. Det forutsetter konkurransedyktige rammebetingelser som muliggjør et langsiktig perspektiv på investeringer i Norge og et virkemiddelapparat som stimulerer til gjennomføring av effektive klimatiltak. Dette er svært viktig for å gi trygghet til å foreta langsiktige klima- og teknologiinvesteringer knyttet til produksjon av olje og gass, CO₂-fangst og -lagring, hydrogen, havvind og havbunnsmineraler.

Elektrifisering er det klart viktigste utslippsreducerende tiltaket for å nå KonKrafts klimamål. For å tilrettelegge for en effektiv elektrifisering av norsk sokkel, samtidig som industrien og andre forbrukene sikres konkurransedyktige priser, er det avgjørende at norske myndigheter raskt sikrer en tilstrekkelig utbygging av fornybar kraftproduksjon i Norge.

Næringen vil trekke frem følgende grep som viktige bidrag til oppnåelse av disse målene:

- Langsiktig og forutsigbar politisk støtte til elektrifisering med kraft fra land som et tiltak for å kutte norske utslipp er viktig for å redusere usikkerheten rundt planlegging og gjennomføring av langsiktige og komplekse elektrifiseringsprosjekter.
- Konesjons- og søknadsprosesser bør gjennomgås, og kapasiteten til saksbehandling hos myndighetene må styrkes, for å sikre reduserte ledetider og raskere gjennomføring av nett-, fornybar- og kraft fra land-prosjekter.
- Det må utvikles en helhetlig nasjonal elektrifiseringsstrategi med tilhørende nettviklingsplan med tydelige prioriteringer.

5.1 Virkemidler næringen etterspør for å nå klimamålene i 2030 og 2050

KonKraft arbeider for å realisere et mål om 50 prosent utslippskutt innen 2030 målt mot 2005-nivå. For å bidra til en effektiv realisering av disse målsetningene vil KonKraft peke på følgende virkemidler som vil bidra til å sikre måloppnåelsen:

1. CO₂-fond for realisering av mer ambisiøse klimamål.

Det offentlige virkemiddelapparatet er viktig når bransjen skal nå ambisiøse klimamål i 2030 og 2050. Å øke klimamålet på sokkelen fra 40 til 50 prosent vil bli betydelig mer krevende. Enkelte tiltak vil trolig ha en høyere kostnad enn den samlede karbonkostnaden på 2000 kroner per tonn (CO₂-avgift + EU ETS kvotepris).

I budsjettforliket mellom SV og regjeringen ble følgende vedtatt: «Stortinget ber Regjeringen utrede en klimaavtale med petroleumsbransjen for å redusere klimagassutslippene fra norsk olje- og gassproduksjon, herunder egnede virkemidler for å framskynde omstillingen på norsk sokkel. Denne avtalen skal sørge for at CO₂-utslippene fra oljeproduksjonen på sokkelen ikke skal overskride et fastsatt utslippstak.

KonKraft ønsker å samarbeide med regjeringen i utarbeidelsen av en klimaavtale og foreslår derfor at økningen i CO₂-avgiften for næringen øremerkes i form av et CO₂-fond. Fondet skal anvendes til tiltak som bidrar til raskere og ytterligere utslippsreduksjoner i olje- og gassbransjen samtidig som det forserer utviklingen av nye verdikjeder som CO₂-fangst og -lagring, hydrogen og havvind.

2. Enovas mandat bør styrkes.

Enova bør kunne bidra til å realisere tiltak som vil gi store utslippsreduksjoner gjennom ulike støtteprogram også for kvotepliktige utslipp. Dersom Enova kan støtte implementering av tiltak basert på eksisterende teknologi for kvotepliktige utslipp,

vil det kunne redusere risiko og bidra til kostnadsreduksjoner for strategisk fornuftig teknologi med spredningspotensiale. Det vil være et viktig supplement til eksisterende støtteprogram for å "rulle ut" teknologi som er ferdig kvalifisert, men hvor kostnadene foreløpig er for høye for enkeltsselskap. For å sikre tilstrekkelige kostnadsreduksjoner til å bringe nye teknologier og løsninger ut i markedet, må målekriterier og støtteordninger innrettes slik at Enova kan gi støtte utover første demonstrasjon av første anlegg. All tilgjengelig lav- og nullutslippsteknologi i kvotepliktig sektor som kan bidra til å utløse utslippsreducerende tiltak i industrien bør kunne motta støtte til implementering. Endringene vil føre til bredere implementering av teknologi som er ferdig kvalifisert, men hvor kostnadene er for høye for enkeltsselskaper. Enova må også kunne gi støtte til brukere av lav- og nullutslippsteknologi som hydrogen for å støtte oppbygging av markeder.

3. Støtteordninger som bidrar til utvikling av nye, konkurransedyktige verdikjeder for energi.

Det behov for FoU-ordninger som bidrar til kostnadsreduksjoner og støtter demonstrasjon av nye konsepter som gjør det mulig å raskt skalere opp samt ta løsningen ut i markedet. KonKraft ønsker en styrking av FoU-midler gjennom Forskningsrådets programmer for lav- og nullutslippsteknologi og drivstoff.

4. Sikre videreføring av NO_x-fondet etter 2027.

Gjennom sine tildelinger av støtte til utslippsreducerende teknologier og ombygginger har NO_x-fondet bidratt til en betydelig reduksjon av NO_x-utslipp siden det ble etablert i 2008. NO_x-tiltak i offshore petroleumsvirksomhet har ofte en positiv effekt ved at CO₂-utslippene også reduseres. Nåværende miljøavtale med myndighetene har blitt forlenget til 2027. For å sikre fortsatt reduksjon av NO_x-utslipp i tråd med Norges internasjonale forpliktelser anbefaler næringen at Miljøavtalen videreføres til 2030.

5.2 Rammevilkår og virkemidler må støtte oppbyggingen av nye verdikjeder på norsk sokkel

Olje- og gassnæringen vil arbeide for å ta en sentral rolle i oppbyggingen av en rekke nye verdikjeder som havvind, CO₂-fangst og -lagring, hydrogen og havbunnsmineraler som vil bidra til ny verdiskaping og arbeidsplasser. I oppbygningsfasen må myndighetene tilrettelegge gjennom rammevilkår og virkemidler som stimulerer til industrialisering og oppskalering. KonKraft vil særlig peke på følgende grep som viktige for realisering av KonKrafts målsetninger:

1. En storstilt satsing på havvind i Norge

En rask og ambisiøs satsing på bunnfast og flytende havvind på norsk sokkel vil ikke bare sikre norsk industri og norske forbrukere tilstrekkelige mengder ny fornybar energi for kommende tiår, men også legge til rette for et nytt norsk industrieventyr. Regjeringens ambisjoner om områdetildelinger til 30 GW havvind innen 2040 ønskes velkommen, og det er viktig at disse målene følges opp med rammevilkår og virkemidler som sikrer måloppnåelse. KonKraft oppfordrer myndighetene til å ta følgende grep for å muliggjøre en slik satsing:

- Legge til rette for at det kan 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.
- Etablere rammer og struktur for å sikre tilstrekkelig støtte til at flytende havvind blir etablert på Utsira Nord, f.eks. ved å bruke differansekontrakter på kraftpris. Arbeidet må gå parallelt med utlysningen av området og støtten må vurderes opp mot målsettingene regjeringen setter for flytende havvind.
- Flytende havvind på Utsira Nord må bygges ut raskt, og knyttes til det norske sentralnettet og/eller brukes for elektrifisering offshore.
- Legge til rette for en konkurranse for Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II basert på kvalitative kriterier, hvor planer for nasjonale ringvirkninger og leverandørutvikling må inngå.
- Styrke forsknings- og innovasjonsinnsatsen knyttet til industrialisering og oppskaleringen av havvind.
- Legge vekt på høy norsk HMS-standard, og at baser legges til Norge, slik at verdiskapingen vil skje 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 saksbehandlingsskapasitet må tilpasses kortere ledetider for havvindprosjekter på norsk sokkel.
- Utrede mulighetene for at Norge kan bli en del av havvindsamarbeidet i Nordsjøen og sikre at Norge deltar i relevante forum som kan gi ringvirkninger for norsk industri og leverandørutvikling.
- 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 offshorennett i Nordsjøen. Særlig viktig er det at Norge sørger for aktiv deltakelse i de regionale samarbeidsorganene som skal planlegge en koordinert infrastrukturbygging i Nordsjøen. En avklaring av forholdet til TEN-E-forordningen er viktig i denne sammenhengen. Det vil også være viktig å arbeide for at utbyggere av havvind kan motta deler av flaskehalsinntektene for å styrke lønnsomhet i prosjektene.



2. Oppskalering av norsk hydrogenindustri.

Oppbygging av en sterk, norsk hydrogenindustri vil skape langsiktige og lønnsomme arbeidsplasser i Norge samtidig som det tilrettelegger for bruk av hydrogen som et alternativ til fossile drivstoff i flere sektorer, deriblant maritim næring. Norske myndigheter må legge til rette for en slik industriutvikling ved å legge til rette for etablering av markeder for produksjon, distribusjon og forbruk av hydrogen. Myndighetene bør derfor sette konkrete mål for ulike deler av verdikjeden på kort, mellomlang og lengre sikt.

For å innfrimålene er det viktig:

- At det utformes virkemidler som stimulerer til utvikling og innovasjon i alle deler av verdikjeden for hydrogen. Virkemidlene må bidra med nødvendig risikoavlastning gjennom differansekontrakter for å sikre lønnsom utbygging av ammoniakk- og hydrogenproduksjon.
- At det legges til rette for en gradvis og samtidig utbygging av marked og produksjonskapasitet. Kostnadseffektive løsninger må sikres, både for produksjonsanlegg og for infrastruktur som sikrer markedsadgang.
- At bruk av hydrogen i Norge sees i sammenheng med eksport av hydrogen i rør til Europa og Storbritannia.
- At det gjøres et grundig arbeid med å etablere rutiner og reguleringer rundt sikker håndtering av hydrogen gjennom hele verdikjeden.
- At det etableres gode samarbeidsløsninger og -arenaer mellom myndighetene og industrien.

3. Kommersialisering av CO₂-fangst og -lagring.

For å sikre at CO₂-fangst og -lagring blir en kommersiell industri bør det settes konkrete mål for hvor mye CO₂ som skal lagres på norsk sokkel. Det er i tillegg behov for å utvikle mange lagre parallelt og tildele enda flere lagringslisenser enn hva som er tildelt i dag. Norske myndigheter bør også bidra til å forenkle regelverket knyttet til transport og lagring av CO₂ da dette er svært omfattende og komplekst i dag.

Virkemiddelapparatet bør tilpasses slik at det bidrar til risikoavlastning samt legger til rette for å modne fram løsninger for å sikre nødvendig skala, læring og kostnadsreduksjoner både for hydrogen og CO₂-fangst og -lagring.

4. Effektive rammevilkår for utvinning av havbunnsmineraler.

Norges tilgang til mineral og sjeldne jordarter er en geopolitisk realitet, og kan forsere et grønt skifte dersom man etablerer effektive saksbehandlingsprosesser som tillater det. Programmet for konsekvensutredning for mineralvirksomhet er fastsatt av Olje- og energidepartementet og det er satt i gang en åpningsprosess for mineralvirksomhet på norsk sokkel og etter planen får Stortinget åpningsmel-

dingen våren 2023, mens tildelingen av letelisenser foreløpig er forespeilet 2023-2024.⁴¹

Det er viktig at den skisserte tidslinjen for åpningsprosessen opprettholdes. Videre mener aktørene at myndighetene bør ta følgende grep:

- 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.
- Frigjøre data fra ulike tokt på norsk sokkel. Tilgang på data er en forutsetning for god ressurskartlegging og næringen bør gis mulighet for å aktivt delta i oppbyggingen av kunnskap om de relevante områdene.
- Raskt avklare de finansielle, arealmessige og arbeidsrelaterte 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.

41 [Adomaitis, Nerijus \(2021, januar 12\). Norway eyes sea change in deep dive for metals instead of oil. Reuters](#)

Norges tilgang til mineral og sjeldne jordarter er en geopolitisk realitet, og kan forsere et grønt skifte dersom man etablerer effektive saksbehandlingsprosesser som tillater det



Ocean Space Centre .Foto/illustrasjon: Snøhetta

5.3 Sentrale forsknings- og innovasjonsordninger for realiseringen av lavutslippssamfunnet

Olje- og gassindustrien i Norge arbeider for å øke forskning på og utvikling av løsninger som bidrar til å redusere klimagassutslippene fra egne aktiviteter. Industriens kompetanse og innovasjon har stort overføringspotensial til andre industrier og er høyst relevant for realiseringen av lavutslippssamfunnet. Selskapene deltar aktivt i utvikling og testing av nye løsninger i samarbeid med akademia og forskningsaktører. Mange av selskapene i næringen har også fastsatt egne mål for forskning og utvikling rettet mot lavutslipp og fornybare løsninger, og flere har økt sine budsjetter innenfor området.

Sentrale FoUI-programmer for olje- og gassindustrien er blant annet PETROMAKS 2, DEMO 2000 og

CLIMIT for CO₂-håndtering. Viktige senteretsatsinger der næringen bidrar er PETROSENTER, Lavutslippssenteret og flere av forskningssentrene for miljøvennlig energi. I mars 2022 ble det også lansert et nytt Forskningscenter for miljøvennlig energi (FME) på hydrogen og hydrogenbaserte energibærere, Forskningsrådet tildeler opptil 310 millioner kroner for etableringen av to forskningssentre ledet av SINTEF og NORCE. For nye energiverdikjeder er ENERGIX og Enovas støtteprogrammer spesielt viktige.

Forskningssenteret Ocean Space Centre i Trondheim⁴² vil være viktig for utviklingen av framtidens løsninger for norske havområder, deriblant teknologiutvikling innen havvind, og bidrar dermed til å styrke den langsiktige konkurranseevnen til norsk havvindindustri og øvrige satsinger i norske havområder. Det er derfor viktig at senteret opprettes i henhold til planen.

42 [NTNU - Ocean Space Centre](#)

Nye og oppdaterte initiativer siden forrige statusoppdatering styrker FoU-innsatsen innenfor lav og nullutslippsteknologi:

■ Nye PETROSENTRE

To nye forskningssentre for petroleum (PETROSENTRE) ble annonsert i desember 2021 og har planlagt oppstart i 2022. Senteret NCS2030 - Nasjonalt senter for bærekraftig utnyttelse av energiresurser på norsk sokkel er tilknyttet Universitetet i Stavanger og NORCE, IFE og UiB er partnere. Senteret skal arbeide med å finne løsninger for maksimal verdiskaping fra utvinning av olje og gass samtidig som nullutslippsmålet realiseres. Prosjektene skal øke kunnskapen om sokkelen og undergrunnen for å utvinne av nye ressurser, for omstillingen til fornybar energi og til lagring av CO₂. Senteret CSSR - Centre for Sustainable Subsurface Resources ledes av NORCE med UiB som hovedpartner, og skal bidra til økt reservoarforståelse, inkludert hvordan reservoar kan brukes i det grønne skiftet og digitalisering av reservoardrift.

■ Oppdatert programplan for CLIMIT

CLIMIT, det nasjonale programmet for forskning, utvikling og demonstrasjon av teknologi for CO₂-håndtering, oppdaterte sin programplan i desember 2021. Programplanen skal bidra til å realisere tre hovedmål; avkarbonisering av in-

dustri- og energiresurser, storskala CO₂-lagre på norsk sokkel og nyskapende teknologiutvikling og løsninger for CO₂-håndtering.⁴³ Blant de viktigste oppdateringene i planen er økt prioritering av hydrogenproduksjon kombinert med CO₂-håndtering og fremheving at CLIMIT skal støtte gevinstrealisering av Langskip.

■ Ny OG21-strategi

OG21, det rådgivende strategiorganet for myndighetenes teknologi- og forskningsinnsats innenfor petroleumsnæringen lanserte en ny strategi i november 2021. Strategien trekker frem forskning, teknologiutvikling og innovasjon innenfor åtte prioriterte områder: Forbedret undergrunnsforståelse, Kostnadseffektiv boring og P&A, Benytte eksisterende infrastruktur, Ubemanna installasjoner og havbunns tilbakeføringsløsninger, Energieffektivitet og kostnadseffektiv elektrifisering, CO₂-fangst og -lagring, Verdensledende HMS- og miljø og Digitalisering.

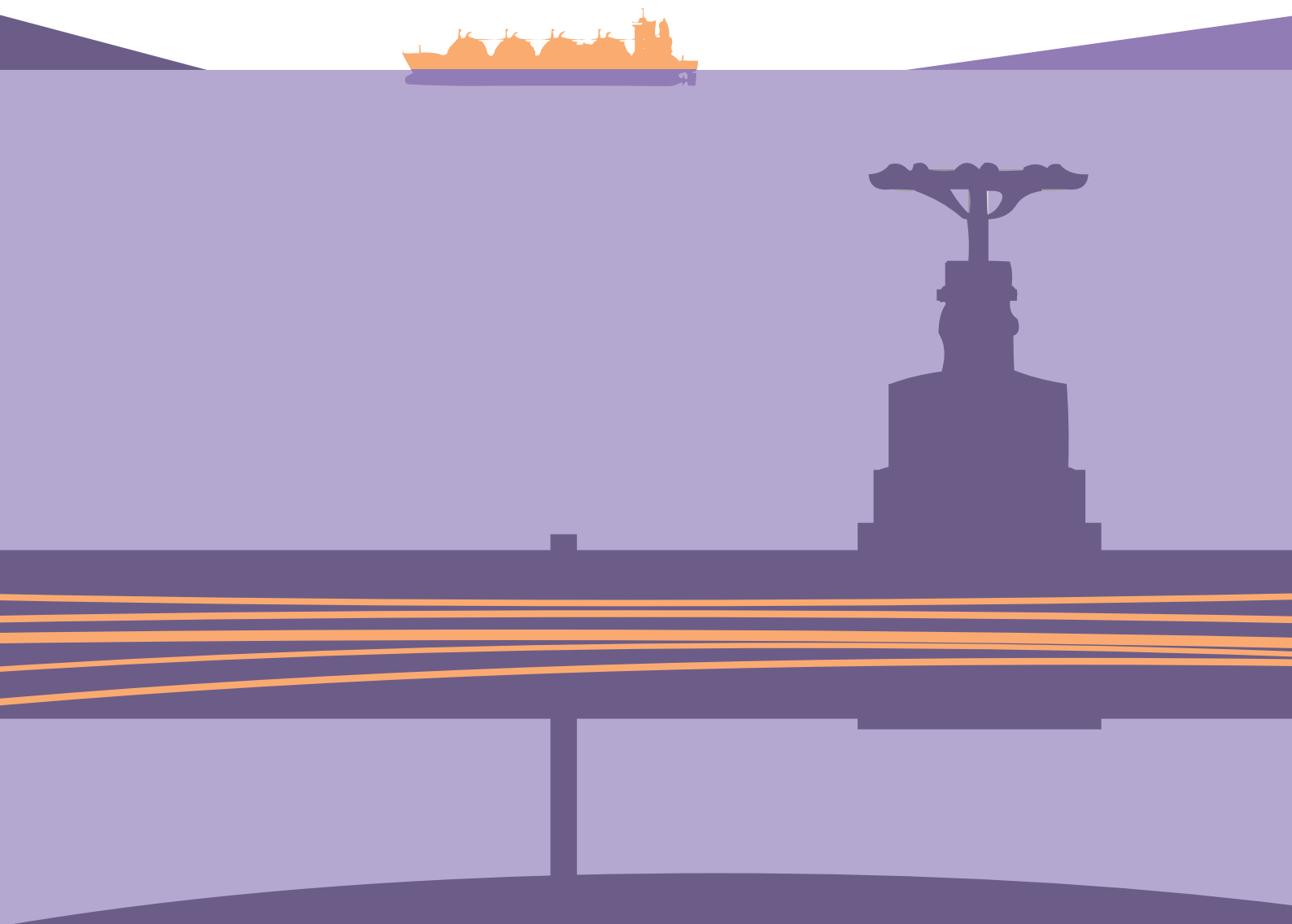
■ Ny Maritim21-strategi

Maritim21, det rådgivende strategiorganet for myndighetenes forskning-, utvikling- og innovasjonsinnsats for maritim næring lanserte en ny strategi i mars 2022. Strategien peker på tre prioriterte satsingsområder, disse er: Lav- og nullutslippsteknologier og -løsninger, Maritim 4.0 og Grønn og sikker sjøtransport.

43 [CLIMIT \(2021\), Programplan.CLIMIT](#)

Forskningscenteret Ocean Space Centre i Trondheim vil være viktig for utviklingen av framtidens løsninger for norske havområder

Norge er i god posisjon som en langsiktig leverandør av energi også i framtiden. Derfor er det viktig at vi fortsatt leter etter og finner mer naturgass på norsk sokkel.

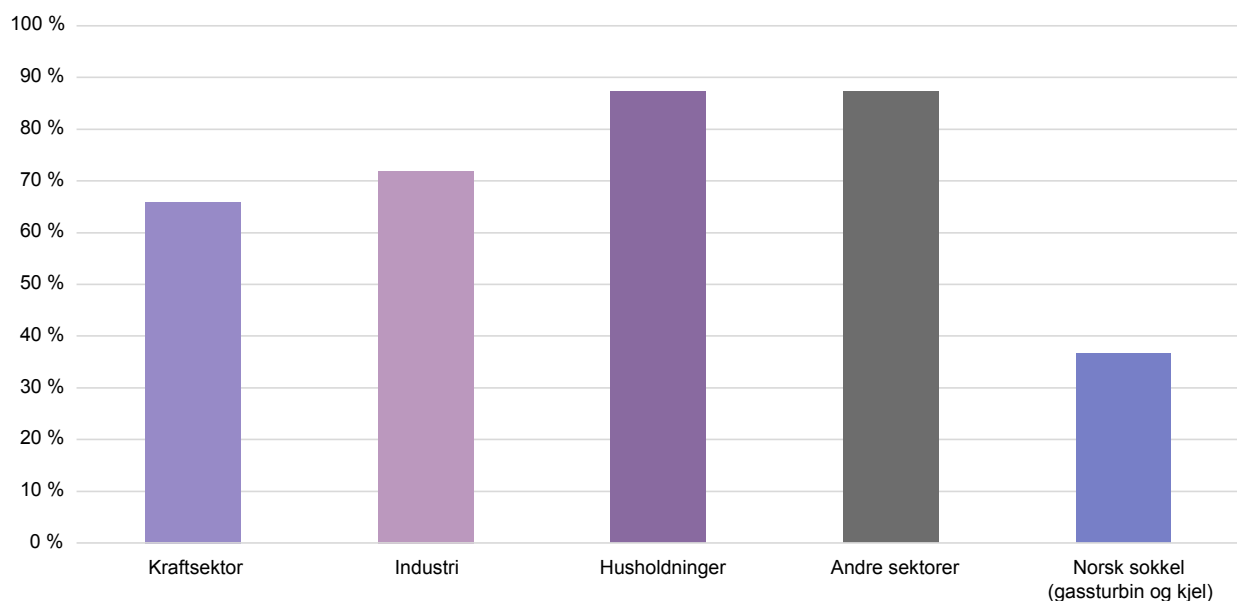


6

GASSENS ROLLE

Norsk naturgass brukes mer effektivt i sluttbrukersektorer som industri og husholdninger i Europa, og utslippene per enhet kraft og varme er lavere sammenlignet med bruk i gassturbiner på sokkelen. I Europa er også markedet for naturgass og LNG og etterspørselen etter norske leveranser er voksende. Dette skyldes blant annet gjenopptagende aktivitet etter pandemien og et ønske om å redusere russisk importavhengighet som reaksjon på Russlands invasjon av Ukraina i februar 2022. Norske gassleveranser vil også på sikt kunne bidra til avkarbonisering ettersom norsk produksjon har et av de laveste karbonfotavtrykkene i verden.

FIGUR 18 ESTIMERT GJENNOMSNTTLIG TOTAL ENERGIUTNYTTELSESGRAD FOR ULIKE SEKTORER SOM BRUKER NATURGASS I EUROPA, OG FOR GASSTURBINER PÅ NORSK SOKKEL.



6.1 Gassen brukes mer effektivt i Europa

Naturgass som produseres i Norge eksporteres først og fremst til EU og Storbritannia, der den brukes i flere sektorer som husholdninger, industri og kraftproduksjon. Naturgassen benyttes i tillegg som en av hovedkildene til kraftproduksjon på norsk sokkel. Elektrifisering av sokkelen kan imidlertid helt eller delvis erstatte bruk av naturgass på innretningene som blir elektrifisert. Dette frigjør naturgassen til eksport, slik at mer av norsk gassproduksjon kan benyttes andre steder.

For å redusere utslipp av globale klimagasser som CO₂ er det viktig å sammenligne ulike løsninger i et systemperspektiv. Når man diskuterer om eksport av naturgass fra norsk sokkel er mer hensiktsmessig enn bruk av den samme gassen i gassturbiner på norsk sokkel er det viktig å sammenligne den energiutnyttelsesgraden ved bruk. Energiutnyttelsesgrad handler om hvor stor del av energien man klarer å utnytte sammenlignet med hvor mye energi man har

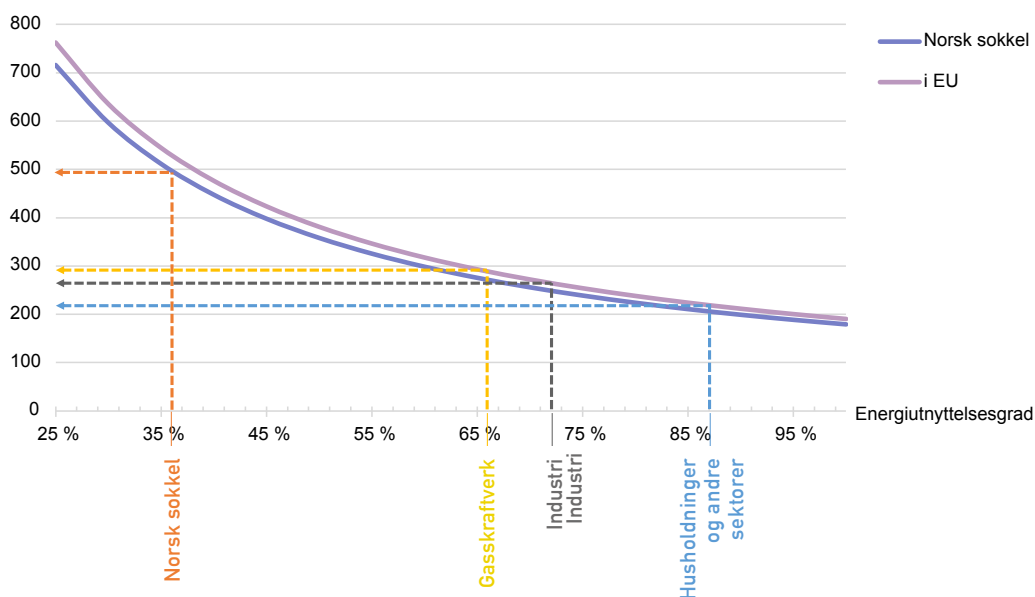
tilført. Et anlegg med lav energiutnyttelsesgrad utnytter energien mindre effektivt og slipper ut relativt mer CO₂ enn et anlegg med høy utnyttelsesgrad.

Endravas beregninger i rapporten «Bruk av gass i Europa» viser at det i all hovedsak er mer hensiktsmessig å eksportere gassen.⁴⁴ Figur 18 viser at den gjennomsnittlige energiutnyttelsesgraden på sokkelen er estimert til 36 prosent, mens utnyttelsesgraden for kraftsektoren i Europa er 66 prosent.

Selv om man tar med tap og utslipp i verdikjeden, har bruken av naturgassen i EU og Storbritannia en mye høyere energiutnyttelsesgrad enn bruken på norsk sokkel. Figur 19 viser at klimagassutslippene fra kraftproduksjon på norsk sokkel gjennomsnittlig er 70 prosent høyere per kWh produsert enn på et gasskraftverk i EU28, selv når utslippene langs verdikjeden tas med i beregningen. Sammenlignet med husholdninger og andre sektorer, har norsk sokkel mer enn dobbelt så store utslipp per kWh produsert.

44 Endrava (2021). Bruk av gass i Europa. På oppdrag fra Offshore Norge.

FIGUR 19 UTSLIPP FRA PRODUKSJON AV 1 KWH STRØM OG VARME PÅ NORSK SOKKEL OG I ULIKE SEKTORER I EU 28 (INKLUDERT UTSLIPP I VERDIKJEDEN PÅ DEN BLÅ KURVEN). (gCO₂e/kwh el+varme)



6.2 Gassmarkedet i 2021 og naturgass i Europa mot 2035

I 2022 gjennomførte Rystad Energy en analyse for Offshore Norge om gassmarkedet i 2021 og naturgass i Europa mot 2035. For å forstå den høye prisveksten i 2021 trengs inngående kunnskap om det globale markedet for naturgass og annen energi. Naturgass kan omgjøres til flytende form (LNG), som kan fraktes over hele verden. Fordi alle land kan kjøpe LNG, vil prisene på LNG være relativt like over hele verden og eventuelle forskjeller skyldes i hovedsak ulike fraktlengder. Som marginal leverandør vil LNG bestemme de lokale gassprisene i markeder som er avhengige av å importere LNG, der Europa og Asia er de to største importørene.

På grunn av flere nedstengte produksjonsanlegg enn planlagt var tilbudet av LNG presset i 2021. Etterspørselssiden opplevde en økning som følge av høyere energietterspørsel flere steder i verden, blant annet i Asia og Kina. Den europeiske etterspørselen etter naturgass var høyere i 2021 enn i 2020, særlig drevet av høyere konsum fra bygningssektoren, blant

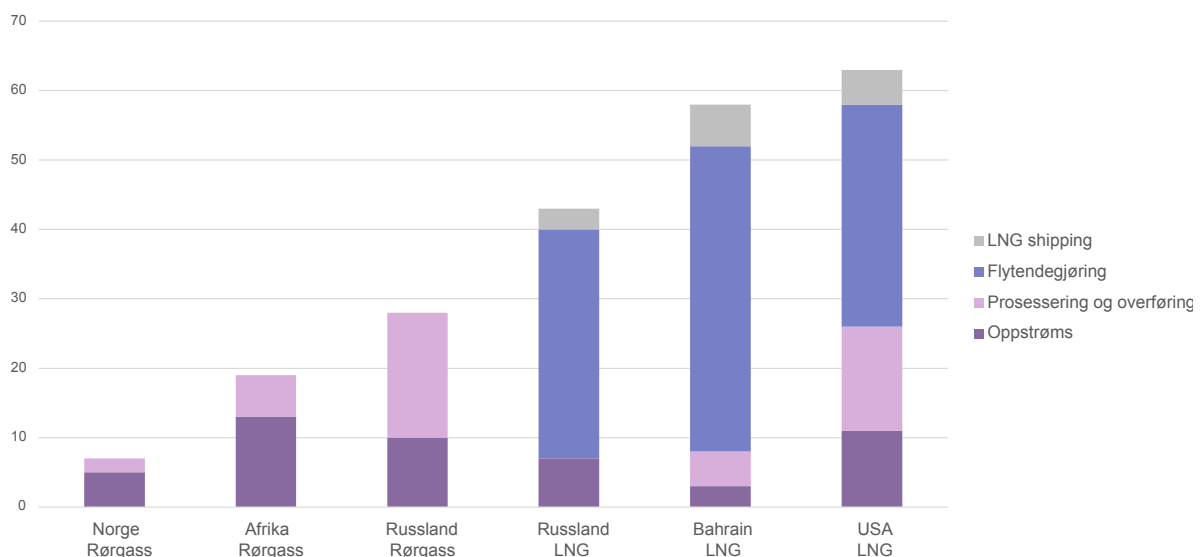
annet på grunn av en kald vinter i Europa. Russisk rørimport falt betraktelig i 2021 sammenlignet med 2020. Disse faktorene gjorde at prisene i det europeiske gassmarkedet nådde høyere nivåer enn vi noen gang har sett før, og at det i EU ble gjort store lagertrekk for å forsøke å kompensere for de økte prisene. Den pågående russiske invasjonen av Ukraina siden februar 2022 har siden lanseringen av Rystads analyse drastisk endret utsiktene for gassmarkedet i Europa. EU ønsker raskt å redusere sin avhengighet av naturgass fra Russland blant annet ved å importere naturgass fra andre land og øke importen av LNG.

Presset for å avkarbonisere gassektoren vil tilta fremover, særlig fordi forbruket av kull vil falle og gass vil få en mer sentral rolle i den globale energimiksen. Gassektoren kan enten avkarboniseres ved at konsumentene tilbys gasser med lavere utslipp, eller ved at CO₂-utslippene fanges hos konsumentene av naturgass. Tilbudet av gass kan avkarboniseres ved å bytte ut naturgass med enten fornybare gasser eller lavkarbongasser.

FIGUR 20

OPPSTRØMS OG MIDTSTRØMS UTSLIPP FRA EUROPAS KONKURRERENDE IMPORTKILDER.
kg CO₂-eq/BOE)

Kilde: Rystad Energy



Norge har lave utslipp bla. pga elektrifisering og energieffektivisering.



101722

ENERGY DUCHESS
AALESUND

ENERGY

Fornybare gasser omfatter både biogasser og hydrogenbærere (H₂, NH₃, CH₃OH osv.) produsert fra fornybare energikilder. Grønt hydrogen regnes av EU som en fornybargass, og blått hydrogen som en lavkarbongass. EU har over en lengre periode hatt en overordnet strategi med flere initiativer for å redusere klimagassutslippene. De siste årene har initiativene økt i antall, omfang og styrke. EU har mål om 55 prosent reduksjon i totale klimagassutslipp innen 2030 sammenlignet med 1990 og sikter på å oppnå karbonnøytralitet i 2050. Europas grønne giv, «Fit-for-55»-pakken, EUs taksonomi for bærekraftige investeringer og REPowerEU er noen eksempler på EUs initiativer for å nå klimamålene.

Fire sentrale konsekvenser av EUs klimamål, som vil få betydning for gassmarkedet i årene fremover, er mål om redusert naturgasskonsum, økt hydrogenproduksjon, innstramminger i karbonskatt og mulig inkludering av gassprosjekter i EUs taksonomi. Produksjonen av gass i EU og Storbritannia har i de siste årene vært fallende og er forventet å fortsette og falle fremover. Etterspørselen er forventet å være nokså stabil de neste årene, og med fallende produksjon vil det være behov for økt import til EU og Storbritannia de neste årene. Norsk gass har svært konkurransedyktige betingelser sammenlignet med annen import til Europa grunnet lav leveransekostnad og eksisterende infrastruktur. Rørgassen fra Norge har også de laveste utslippene av alle regionene som selger gass til Europa. Dette skyldes mindre fakling, energieffektivisering, lave metanutslipp og stor grad av elektrifisering av gassproduksjonen på norsk sokkel.

Distanse og transportmetode har betydning for utslippene. Norsk rørgass importert til Europa genererer 7 kg CO₂ per fat oljeekvivalent fra reservoar til importterminal. De tilsvarende tallene for Russland er 28 kg CO₂ per fat oljeekvivalent og 50-61 kg CO₂ per fat oljeekvivalent for LNG. Nedkjølingen av gass til flytende form (LNG) og transport på skip utgjør de viktigste driverne, noe som betyr at rørgass vil fortsette å være mindre utslippsintensiv også fremover. For rørgass er avstanden gassen skal transporteres

den viktigste driveren av energiforbruk og utslipp. For rørgass er avstanden gassen skal transporteres den viktigste driveren av energiforbruk og utslipp. Norge ligger nærmere Europa enn de russiske feltene og har dermed en varig fordel. Metan er ikke inkludert i denne analysen, men forskjellene mellom de ulike kildene går i enda større grad i den norske rørgassens favør dersom man regner med metan.

Dersom man antar at all norsk gass eksporteres til Europa, vil det fortsatt være behov for ytterligere import fra andre kilder til EU og Storbritannia. I et scenario der man antar at 100% av gassetterspørselen til kraftsektoren forsvinner mot 2035 vil det fortsatt være behov for ytterligere ~120 Bcm import til Europa, noe som tilsvarer mer enn det Norge eksporterte i 2021. Selv med drastiske reduksjoner i gassetterspørsel i Europa vil det fortsatt være behov for norsk rørgass for å tilfredsstille etterspørselen.

Den nye rørledningen Baltic Pipe for eksport av norsk naturgass til Danmark og Polen vil spille en viktig rolle for at Polen skal nå sine klimamål. Gjennom å erstatte kull, olje og trevirke til oppvarming av bygninger vil prosjektet bidra til å redusere partikkelutslippene med 54 prosent. Dette vil også kunne bidra til å redusere de negative effektene av lokal luftforurensning på livskvalitet og forventet levealder for flere tusen innbyggere.

Ved å utnytte norsk rørgass, kombinert med vindkraft, vil CO₂-utslippene i Polen bli redusert med 70 millioner tonn i året. Tiltakene bidrar betydelig til å oppfylle Polens mål om å redusere sine CO₂-utslipp CO₂ med 120 millioner tonn i 2030. Norsk gass kan dermed spille en vesentlig rolle for at land som Polen kan nå sine klimamål. Rørsystemet har dessuten potensial til å transportere biogass og hydrogen i framtiden.

Mens Europa gjennomgår det grønne skiftet, skal Norge være en sikker og stabil leverandør av naturgass som hjelper andre land på veien i å nå sine klimamål. På sikt vil Norge også kunne levere avkarbonisert naturgass i form av hydrogen gjennom det

eksisterende rørsystemet til Europa. Det betyr at Norge er i god posisjon som en langsiktig leverandør av energi også i framtiden. Derfor er det viktig at vi fortsatt leter etter og finner mer naturgass på norsk sokkel.

Norge leverte 113,2 milliarder kubikkmeter (BCM) naturgass gjennom rørnettet i 2021. Det er en økning på 6 milliarder kubikkmeter, sammenlignet med 2020. Verdien av gasseksporten i 2021 var 475,8 milliarder kroner, mer enn en firedobling fra året før og den klart høyeste eksportverdien noensinne.

Norge leverte 113,2 milliarder kubikkmeter (BCM) naturgass gjennom rørnettet i 2021. Det er en økning på 6 milliarder kubikkmeter, sammenlignet med 2020.

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. Bjørkman, Visepresident og norgessjef, Subsea 7
- Kjetil Hove, Equinor Konserndirektør Utforskning og produksjon Norge (EPN)
- Ståle Kyllingstad, Konsernsjef, IKM
- Jan T. Narvestad, Administrerende direktør, Rosenberg Worley
- Jakob Korsgaard, Administrerende direktør, Maersk Drilling Norge
- Odd Strømsnes, Administrerende direktør, Havfram

Medlemmer i KonKrafts arbeidsutvalg

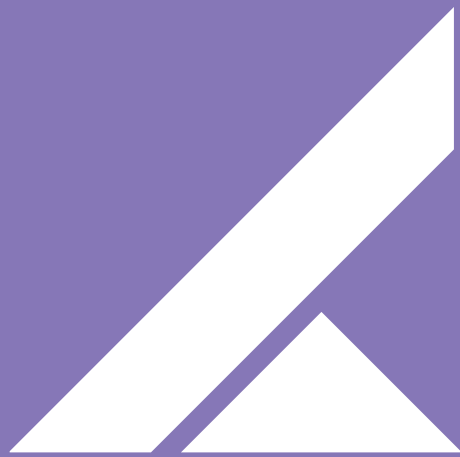
- Benedicte Solaas, Offshore Norge
- Torbjørn Giæver Eriksen, Offshore Norge
- Knut Erik Steen, Norsk Industri
- Runar Rugtvedt, Norsk Industri
- Thomas Saxegaard, Norges Rederiforbund
- Lill-Heidi Bakkerud, Industri Energi
- Olav Lie, LO
- Jørn Prangerød, Fellesforbundet
- Per Øyvind Langeland, NHO

KonKrafts sekretariat

- Marita Bjelland Botne (leder), Offshore Norge
- Inger Hoff (rådgiver), Industri Energi

Utarbeidelse av statusrapporten

- Trym Edvardsson, Offshore Norge (prosjektleder)
- Valentin Vandenbussche, Endrava AS (konsulent)
- Sofie Helene Jebsen, THEMA Consulting Group (konsulent)
- Adrian Mekki (konsulent)



KonKraft