



Handelshøyskolen BI

BTH 36201 Bacheloroppgave - Økonomi og administrasjon

Bachelor thesis 100% - R

Predefinert informasjon

Startdato:	09-01-2023 09:00 CET	Termin:	202310
Sluttdato:	01-06-2023 12:00 CEST	Vurderingsform:	Norsk 6-trinns skala (A-F)
Eksamensform:	D		
Flowkode:	202310 11015 IN17 R D		
Intern sensor:	(Anonymisert)		

Navn:

Ole Eintveit Morterud, Martin Krüger, Samuel Langeland Bratthammer

Informasjon fra deltaker

Tittel *:	Klimakostnadenes påvirkning på norsk petroleumsvirksomhet til haus
Navn på veileder *:	Lars Christian Bruno

Inneholder besvarelsen Nei Kan besvarelsen Ja
konfidensielt offentliggjøres?:

Gruppe

Gruppenavn: (Anonymisert)
Gruppenummer: 19
Andre medlemmer i gruppen:

Bacheloroppgave
ved Handelshøyskolen BI

- Klimakostnadenes påvirkning på norsk
petroleumsvirksomhet til havs –

BTH 16131 Bacheloroppgave Anvendt makroøkonomi

Utleveringsdato:

09.01.2023

Innleveringsdato:

31.05.2023

Denne oppgaven er gjennomført som en del av studiet ved Handelshøyskolen BI. Dette innebærer ikke at Handelshøyskolen BI går god for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet, eller de konklusjoner som er trukket.

BI Stavanger

Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet innen fordypningsfaget Anvendt Makroøkonomi våren 2023, i bachelorgradens siste semester ved Handelshøyskolen BI Stavanger.

Oppgavens problemstilling reflekterer våre interesser som er en kombinasjon av petroleum, økonomi og bærekraft, hvor den i tillegg gjør rede for nasjonale klimaspørsmål som stadig blir mer relevant. Bacheloroppgavens arbeid har vært krevende, men også gitt oss veldig god innsikt og kunnskap inn forbi emnene.

Vi er svært takknemlig for alle som har kommet med innspill og veiledning til oppgaven vår. Vi har vært i dialog med flere bekjente som jobber innenfor norsk petroleumssektor, som har kommet med gode tilbakemeldinger og anbefalinger. Vi må også gi en stor takk til kontaktpersonen vår fra Equinor, samt Fridtjof Nansens Institutt og intervjuobjektet som svarte på forespørselen vår om å holde et intervju med strak arm. Sist, men ikke minst, ønsker vi å uttrykke vår takknemmelighet for bibliotekaren ved Handelshøyskolen BI Stavanger, Jon Mandujano og veilederen vår Lars Bruno, som begge har vært sentrale støttespillere gjennom oppgaven.

Sammendrag	ii
1.0 Introduksjon	1
1.1 Motivasjon og problemstilling	1
1.2 Avgrensninger	2
2.0 Teori.....	3
2.1 Global klimapolitikk	3
2.2 EØS og Norges forpliktelser	4
2.3 EU-ETS	4
2.3.1 Etablering av kvotemarkedet	4
2.3.2 Kvotehandling i praksis	6
2.3.3 Vederlagsfrie kvoter	7
2.4 Norsk petroleumssektor	8
2.4.1 Norsk petroleumshistorie	8
2.4.2 Klimapolitikk på norsk sokkel	10
2.4.3 Historisk eksportverdi på norsk sokkel	11
2.5 CO2 avgift	12
2.6 Klimakvoter + CO2-avgift = Karbonpris.....	12
2.7 Karbonkostnaders markedsteori.....	13
2.8 Utslippsreducerende tiltak	14
2.8.1 Tiltakskostnader	15
3.0 Datagrunnlag	18
3.1 CO2 avgift og kvotepriser	18
3.2 Produksjonsprognoser.....	19
3.3 Utslippsframskrivning	21
3.4 Kvotedata	22
4.0 Metode og analyse	24
4.0.1 Usikkerhet og barrierer for utslippsreduksjon	24
4.1 Innledende analyse	25
4.1.1 Scenarioanalyse	25
4.1.2 Innledende om scenariometoden	26
4.1.3 Definisjon av scenario 1	26

4.1.4 Definisjon av scenario 2.....	26
4.1.5 Definisjon av scenario 3.....	27
4.1.6 Utslipp.....	27
4.2 Scenario 1	28
4.2.1 Utslippsintensitet.....	28
4.3.2 Resultater S1.....	29
4.3 Scenario 2	31
4.3.2 Oversikt over utslippsmål	31
4.3.3 Nødvendig utslippsintensitet for å nå 40% reduksjon	32
4.3.4 Tiltakskostnader	33
4.3.5 Resultater S2.....	35
4.4 Scenario 3	36
4.4.1 Scenarioets utgangspunkt i klimamål.....	36
4.4.2 Utslippsreducerende tiltak	37
4.4.3 Sammenligning av utslipp i scenario 1 og 3.....	38
4.4.4 Nødvendig utslippsintensitet for å nå 62% reduksjon	39
4.4.5 Resultater S3.....	40
4.5 Oversikt over totale karbonkostnader	42
5.0 Konklusjon og drøfting	43
6.0 Kilder	46
Referanseliste	46

Sammendrag

Denne bacheloroppgaven innen anvendt makroøkonomi undersøker karbonkostnader og deres innvirkning på norsk petroleumssektors lønnsomhet. Gjennom en omfattende analyse av karbonpriser, utslippstrender og scenarier, presenteres funnene og deres implikasjoner for sektorens fremtidige lønnsomhet.

Oppgaven begynner med en introduksjon til klimautfordringene og betydningen av utslippsreduksjon i petroleumssektoren. Deretter presenteres metodene som er brukt i analysen, inkludert karbonprisberegninger og modellering av utslippsreduksjonsscenarioer.

Resultatene av analysen viser at karbonkostnader vil ha betydelig innvirkning på sektorens økonomi. Ved å vurdere ulike scenarier vises det at implementering av utslippsreduserende tiltak kan føre til både kostnadsbesparelser og økt lønnsomhet for sektoren. Jo tidligere tiltakene gjennomføres, desto mer gunstig blir resultatene.

Det konkluderes med at det er behov for kontinuerlig investering og innovasjon innen utslippsreduserende teknologier for å sikre en bærekraftig og lønnsom fremtid for norsk petroleumssektor. Studien understreker også betydningen av å ta hensyn til karbonkostnader i beslutningsprosesser for å oppnå målene for utslippsreduksjon.

Resultatene indikerer at reduksjon av utslipp i petroleumssektoren både er en miljømessig nødvendighet og en potensielt lønnsom strategi. Det anbefales at sektoren forsetter å utforske utslippsreduserende tiltak og tar hensyn til karbonkostnader i sin fremtidige planlegging.

1.0 Introduksjon

1.1 Motivasjon og problemstilling

I en verden som stadig konfronteres av klimaendringer, har søken etter bærekraftige energikilder blitt en nødvendighet. Dette har satt global oppmerksomhet på karbonpriser og deres innvirkning på petroleumssektoren. Norge, et land med betydelige petroleumsressurser, står i en unik posisjon til å utforske effekten av lønnsomheten i petroleumssektoren på bakgrunn av klimapolitikk og dens tilhørende tiltak. Det er ofte fremhevet at produksjonen på norsk sokkel vil avta og at nedgang er uunngåelig. Men hvilke faktorer og insentiver vil faktisk påvirke denne utviklingen?

I denne bacheloroppgaven vil vi dykke ned i dette komplekse og dagsrelevante temaet, og forsøke å besvare problemstillingen:

«Hvordan påvirker karbonprisene lønnsomheten i norsk petroleumssektor frem til år 2030?»

Vårt utgangspunkt vil være en detaljert innføring av Norges klimaforpliktelse knyttet til EØS-avtalen og deretter introdusere konseptet med karbonpriser; et kraftig våpen i kampen mot klimaendringene.

Deretter vil vi se nærmere på virkningen av karbonpriser på norsk petroleumssektors lønnsomhet ved å analysere en rekke relevante data. Ettersom at vi ikke har fått tak i en spåkule enda, har vi heller valgt å spå fremtiden gjennom forskjellige scenarier basert på ulike forventninger og klimamål rettet mot petroleumssektoren.

Gjennom dette arbeidet håper vi å fremme den akademiske diskusjonen rundt nasjonal klimapolitikk, bærekraft og energiproduksjon, samtidig som vi gjør rede for de økonomiske konsekvensene petroleumssektoren kan forvente og tilpasse seg etter, frem til 2030.

1.2 Avgrensninger

Det er viktig å anerkjenne at selv om vi ønsker å gi en omfattende analyse av hvordan karbonprisene påvirker lønnsomheten i norsk petroleumssektor, er det visse begrensninger som påvirker dybden og bredden av vår undersøkelse.

Selv om petroleumssektoren er en mangfoldig og komplisert industri med mange forskjellige ledd, inkludert leting, produksjon, raffinering, distribusjon og salg, vil denne oppgaven konsentrere seg om et spesifikt område: «*Petroleumsvirksomhet til havs*». Tidsperioden er også avgrenset til å kun estimere effektene av karbonpriser frem til år 2030. Oppgaven vil i analysedelen omfatte andelen av sektoren som er kvotepliktig i henhold til EU-ETS. Dette utgjør ca. 95% av utslippene i sektoren (KraftFraLand, 2020).

Videre vil oppgaven inneholde flere forutsetninger som vil bli nøye forklart i de tilhørende kapitlene. Til tross for både avgrensninger og grove beregninger, er vi overbevist om at vår analyse vil gi verdifull innsikt og bidra til forståelsen av hvordan karbonprisene påvirker lønnsomheten i norsk petroleumssektor.

2.0 Teori

2.1 Global klimapolitikk

Den historiske utviklingen av global klimapolitikk har vært preget av internasjonale avtaler og protokoller som har forsøkt å adressere de økende utfordringene knyttet til klimaendringer. Gjennom tidene har flere viktige avtaler blitt vedtatt for å bekjempe klimaendringer og legge grunnlaget for en bærekraftig fremtid.

En av de første store milepælene innen global klimapolitikk var FNs klimakonvensjon fra 1992. Dette var en rammeavtale som etablerte prinsippene for internasjonalt samarbeid om klimaendringer. Konvensjonen anerkjente at klimaendringer var et globalt problem som krevde handling på tvers av nasjoner, og den oppfordret til reduksjon av klimagassutslipp og tilpasning til endrede klimaforhold (FN-Sambandet, 2021).

Deretter ble Kyotoprotokollen vedtatt i 1997 som et konkret skritt for å redusere klimagassutslipp. Protokollen forpliktet utviklede land til å redusere sine utslipp av klimagasser i forhold til visse referansenivåer. Dette var et viktig skritt i retning av internasjonal klimaforpliktelse, selv om protokollen kun omfattet en begrenset gruppe land. Imidlertid var Kyotoprotokollen begrenset i sin globale rekkevidde og klarte ikke å omfatte viktige aktører som USA og store utviklingsland som Kina og India. Dette har ført til mye kritikk mot protokollen (FN-Sambandet, 2020 a).

Derfor ble Parisavtalen fra 2015 ansett som et gjennombrudd innen global klimapolitikk. Avtalen bygde på prinsippene fra FNs klimakonvensjon og etablerte en ambisiøs og bindende ramme for å begrense global oppvarming til godt under 2 grader Celsius over førindustrielle nivåer (FN-Sambandet, 2020 b).

Parisavtalen innebar at landene skulle utarbeide nasjonale klimaplaner, som angir deres individuelle innsats for å redusere utslipp og tilpasse seg klimaendringene. Klimaplanen skal fornyes med et økt ambisjonsnivå hvert femte år. Avtalen vektla også behovet for økonomisk støtte fra industriland til utviklingsland for å håndtere klimaendringene. Parisavtalen fikk bred støtte og ble ratifisert av nesten alle land i verden, noe som gjenspeilte en økt global enighet om behovet for felles handling mot klimaendringer (Klima- og miljødepartementet, 2015).

I tillegg til å etablere en global temperaturmålsetting og nasjonale innsatsplaner, introduserte Parisavtalen også et rammeverk for økt samarbeid i form av teknologioverføring, kapasitetsbygging og finansiering. Avtalen anerkjente behovet for langsiktig klimafinansiering på 100 milliarder dollar per år innen 2020 for å støtte tiltak i utviklingsland (FN-Sambandet, 2020 b).

2.2 EØS og Norges forpliktelser

Selv om Norge på nåværende tidspunkt ikke er medlem i EU, er landet fortsatt med i EØS avtalen. Betydelige deler av klimamålene til EU er inkludert i EØS-avtalen. Dermed ble deler av EU's miljøregelverk inkludert inn i det norske lovverket da avtalen trådte i kraft i 1994 (Klima- og miljødepartementet, 2021). Lovverkene er et verktøy for å sikre at Norge bidrar til å oppfylle forpliktelsene under Parisavtalen. På bakgrunn av dette finner vi loven om klimamål (klimaloven) i Norges lover, som skal bidra til gjennomføring av klimamålene ved å fremme åpenhet og offentlig debatt (Lovdata.no, 2018).

2.3 EU-ETS

2.3.1 Etablering av kvotemarkedet

Som tidligere nevnt, ble Kyoto-protokollen vedtatt under FNs rammekonvensjon om klimaendringer (UNFCCC) i 1997. Protokollen fastsatte juridisk bindende mål for reduksjon av klimagassutslipp, også kjent som tak, for 37 industrialiserte land i den første forpliktelsesperioden fra 2008 til 2012. For å oppfylle disse forpliktelsene, var det behov for politiske virkemidler (FN-Sambandet, 2020 a).

I 2000 la Europakommisjonen frem en grønn bok med tittelen "Utslippshandel med klimagasser innenfor Den europeiske union". Boken presenterte noen tidlige idéer om utformingen av EU-ETS (European Union Emission trading system) og dannet grunnlaget for diskusjoner med interessenter som bidro til utviklingen av EU-ETS i de tidlige stadiene (European Commission, 2000). Dette førte til vedtakelsen av EU-ETS-direktivet i 2003 og innføringen av EU-ETS-systemet i 2005 (European Commission, u.å).

Den første fasen av EU-ETS, som strakte seg fra 2005 til 2007, ble betraktet som en pilotfase. Målet med denne fasen var å teste prisdannelsen i karbonmarkedet og etablere nødvendig infrastruktur for overvåking, rapportering og verifisering av utslipp. Taket for utslippstillatelser var i stor grad basert på estimater, da pålitelige utslippsdata ikke var tilgjengelige. Hovedformålet med fase 1 var å sikre at EU-ETS fungerte effektivt før 2008, slik at medlemslandene kunne oppfylle sine forpliktelser i henhold til Kyoto-protokollen (European Commission, u.å).

Gjennom det såkalte «Linking Directive» fikk bedrifter muligheten til å bruke spesifikke enheter for utslippsreduksjon som ble generert gjennom Kyoto-protokollens mekanismer for ren utvikling (CDM) og felles gjennomføring (JI) for å oppfylle sine forpliktelser under EU-ETS. I den første fasen kunne kun enheter generert gjennom CDM brukes av bedrifter for å oppfylle kravene i EU-ETS (Official Journal of the European Union, 2004).

Den andre fasen av EU-ETS, som strakte seg fra 2008 til 2012, sammenfalt med den første forpliktelsesperioden i Kyoto-protokollen. Fra 2008 fikk bedrifter også muligheten til å bruke enheter for utslippsreduksjon som ble generert gjennom JI for å oppfylle sine forpliktelser under EU-ETS. Dette gjorde EU-ETS til den største etterspørselssiden for CDM- og JI-enheter for utslippsreduksjon.

Erfaringene fra de to tidligere fasene dannet grunnlaget for utformingen av den tredje fasen av EU-ETS. Det ble gjort betydelige innsatser for å forbedre harmoniseringen av ordningen på tvers av EU etter en grundig gjennomgang av EU-ETS i tidligere fase. Den tredje fasen strekker seg fra 2013 til 2020, som sammenfaller med den andre forpliktelsesperioden i Kyoto-protokollen som det ble enighet om i Doha i desember 2012 (European Commission, 2013). EU er en av de jurisdiksjonene som har forpliktet seg til målsettinger i den andre forpliktelsesperioden, og EU-ETS vil spille en sentral rolle i å oppnå disse målene. Likevel er EU-ETS definert av EU-lovgivning og opererer uavhengig av handlingene til andre land eller UNFCCC, noe som understreker EU's forpliktelse til å håndtere klimaendringer.

Europakommisjonen vedtok den 14. juli 2021 en rekke lovforslag for å oppnå klimanøytralitet i EU innen 2050, inkludert en reduksjon på minst 55% i

klimagassutslippene innen 2030. Revisjonen av EU-ETS for fase 4 (2021-2030) innebærer betydelige endringer. For å oppnå reduksjonsmålet på 62% for sektorer omfattet av EU-ETS sammenlignet med 2005-nivåer, vil det totale antallet utslippstillatelser reduseres med en årlig rate på 2,2% fra start av fase 4 frem til 2024. Videre vil reduksjonsraten økes til 4,3%, med en ytterligere 0,1% økning i 2028. Reduksjonsraten vil da være 4,4% i tidsrommet 2028-2030 (European Commission, u.å).

Gratis tildeling av utslippstillatelser vil bli forlenget, men med fokus på sektorer med høy risiko for karbonlekkasje. Risikoen for karbonlekkasje vil bli håndtert gjennom bedre målrettede regler. Fond for innovasjon og modernisering vil støtte investeringer i lavkarbonteknologi og energisektorens modernisering (European Commission, u.å).

2.3.2 Kvotehandel i praksis

EU-ETS opererer i tråd med prinsippet om "cap and trade", der systemet fastsetter en øvre grense (cap) for tillatte CO₂-ekvivalenter utslipp, samt andre klimagasser. Dette taket reduseres gradvis over tid for å sikre en nedgang i de totale utslippene. Begrensningen på tilgjengelige kvoter sikrer at de har en økonomisk verdi. Prissignalet som oppstår, stimulerer til utslippsreduksjoner og fremmer investeringer i innovativ lavkarbonteknologi. Hvis utslippsreduksjonene ikke følger nedskaleringen av kvotetaket, vil etterspørselen etter kvoter øke, og bedriftene vil måtte betale høyere kostnader for å kjøpe kvoter. I noen tilfeller kan det være mer økonomisk gunstig for en bedrift å redusere utslippene sine fremfor å kjøpe kvoter for å kompensere for utslippene (European Commission, u.å).

Handel med kvoter gir også fleksibilitet og sikrer at utslippsreduksjonene gjennomføres der det er mest kostnadseffektivt. Hvert år må aktører levere nok tillatelser til å dekke sine egne utslipp, ellers pålegges det strenge bøter. Hvis en installasjon reduserer sine utslipp, kan den beholde overskuddet av tillatelser for fremtidig bruk, eller selge dem til andre aktører som trenger flere tillatelser (European Commission, u.å).

2.3.3 Vederlagsfrie kvoter

I EU-ETS implementeres auksjonering som standardmetoden for å tildele utslippstillatelser til bedrifter som deltar i systemet. Imidlertid utføres overgangen fra vederlagsfrie kvoter til auksjonering gradvis på tvers av ulike sektorer. Vederlagsfrie kvoter kan også betegnes som "gratiskvoter". En del utslippstillatelser blir fortsatt tildelt som gratiskvoter videre. Den gradvise tildelingen av utslippstillatelser uten kostnad muliggjør at EU kan forfølge ambisiøse mål om utslippsreduksjon samtidig som de beskytter internasjonalt konkurranseutsatt industri mot karbonlekkasje. Andelen utslippstillatelser uten kostnad reduseres gradvis hvert år (European Commission, u.å).

Fra fase 3 (2013-2020) og fremover ble det implementert en «benchmark»-tilnærming for tildeling av kvoter. Tildelingen av kvoter til hver enkelt installasjon beregnes ved hjelp av en utslippsbenchmark, spesifikt utviklet for hvert enkelt produkt. En produktbenchmark er basert på gjennomsnittlige utslipp av drivhusgasser fra de beste 10% av installasjonene som produserer det aktuelle produktet innenfor EU-ETS.

Installasjoner som oppfyller benchmarkene og dermed regnes blant de mest effektive innenfor EU, vil i prinsippet motta tilstrekkelig antall kvoter for å dekke sine utslipp. Installasjoner som ikke når opp til benchmarkene, vil få færre kvoter enn nødvendig og vil dermed være nødt til å enten redusere utslippene, kjøpe ekstra kvoter eller benytte en kombinasjon av utslippsreduksjon og kvotekjøp (European Commission, u.å).

Når det gjelder petroleumssektoren i Norge, blir utslipp knyttet til produksjon av olje inkludert på listen over produkter som er utsatt for karbonlekkasje. Dermed vil den norske petroleumssektoren motta en tildeling av gratiskvoter for utslippene som oppstår under oljeproduksjon. Gass anses derimot ikke som et produkt som er utsatt for karbonlekkasje, og utslippene knyttet til gassproduksjon vil ikke bli tildelt gratiskvoter (Official Journal of the European Union, 2019).

Forholdet mellom olje- og gassproduksjon i petroleumssektoren er svært volatil, og dette medfører en betydelig usikkerhetsfaktor når det gjelder beregningen av karbonkostnader dersom vi tar hensyn til tildelingen av vederlagsfrie kvoter.

2.4 Norsk petroleumssektor

Norges økonomi er sterkt knyttet til olje- og gassektoren, en sektor som har lagt grunnlag for landets økonomiske utvikling og vekst siden myndighetene først ble informert om funnet av Ekofisk i 1969 - det som skulle vise seg å være et av de største oljefeltene som noen gang er funnet til havs (Regjeringen.no, 2021). Funnene av olje- og gassressurser har transformert Norge til en av verdens ledende energieksportører, og petroleumssektoren står for en betydelig andel av nasjonens eksportinntekter, statsbudsjett og sysselsetting.

Petroleumsvirksomheten består av alle offshore installasjoner på norsk sokkel og omfatter en rekke virksomheter knyttet til undersøkelse, leteboring, utvinning, transport, utnyttelse og avslutning, samt planlegging av slike aktiviteter (Norsk Petroleum, u.å). Dette omfattende og komplekse arbeidet er drevet av en betydelig arbeidsstyrke. Per i dag står olje- og gassindustrien for omtrent 204 000 sysselsatte, noe som videre understreker hvor sentral den er for Norge (Offshore Norge, 2023).

Oljeutvinning og bruken av oljeprodukter har imidlertid også medført betydelige miljømessige og klimatiske konsekvenser. Som en følge av dette har petroleumssektoren i økende grad blitt utsatt for nasjonale og internasjonale reguleringer og tiltak for å redusere klimagassutslipp og fremme energiomstilling. Virksomheten går i dag igjennom en stor omstilling fra olje og gass til en økende fornybar satsing med vindkraft og sol, samt vekst av nye verdikjeder som for eksempel karbonhåndtering og elektrifisering.

2.4.1 Norsk petroleumshistorie

I midten av 1960-tallet, da de første utvinningstillatelsene ble tildelt, hadde vi lite innsikt i den monumentale betydningen petroleumsnæringen skulle ha for norsk økonomi. Over et halvt århundre senere er næringen Norges viktigste sektor, målt etter inntekter til statskassen, investeringer og andel av total verdiskaping.

Som nevnt tidligere har petroleumsvirksomheten hatt enorm betydning for den økonomiske veksten i Norge. Ikke bare har det generert direkte inntekter, men det har også gitt muligheter for diversifisering og styrking av velferdsstaten på en unik måte gjennom strategisk forvaltning av oljeinntektene (Auen & Vårdal, 2022).

Det ble synlig i 1996 med opprettelsen av Statens Pensjonsfond Utland (SPU), også kjent som Oljefondet. Som en "sparebøsse" for fremtidige generasjoner, har fondet bidratt til å sikre velferdsstatens bærekraft på lang sikt (Olsen, 2020). Ved å investere inntektene fra petroleumsvirksomheten i utlandet, har fondet skapt en avkastning som har blitt brukt til å finansiere offentlig forbruk og videre investeringer (Norges Bank, 2019).

Oljefondet er dermed en nøkkelfaktor for forståelsen av Norges bærekraftige velferdsstat og velstandsutvikling. Det illustrerer hvordan oljeinntektene, gjennom forsiktig og strategisk forvaltning, har blitt omgjort til varige, stabile inntekter som kan brukes til å opprettholde og forbedre livskvaliteten for innbyggerne i Norge (Olsen, 2020).

Videre etter introduksjonen av olje- og gassindustrien i Norge, har utviklingen av sektoren vært preget av dynamiske forhold. I de tidlige årene dominerte utenlandske selskaper leting og utvikling av feltene. Imidlertid ble norske aktører mer involvert over tid, noe som resulterte i betydelige nasjonale bidrag til feltutvikling og produksjon. Eksempler inkluderer Norsk Hydro, Saga Petroleum og Statoil (som i senere tid har endret navn til Equinor). Disse selskapene ble etablert i løpet av 1970-tallet og ga nasjonal kontroll over en betydelig del av olje- og gassproduksjonen (Norsk Petroleum, 2023).

Fra 1985 ble det gjennomført en omorganisering av petroleumsvirksomheten, og staten sikret seg en eierandel i de fleste nye prosjektene gjennom statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Dette understreket statens aktive rolle i forvaltningen av naturressursene, i tråd med prinsippet om at petroleum er en felles ressurs (Norsk Petroleum, 2023).

Overgangen til det nye årtusenet markerer en betydelig endring i norsk petroleumssektor, da Statoil ble børsnotert i 2001. Dette er muliggjort gjennom salget av SDØE-andeler. Samtidig ble statsaksjeselskapet Petoro opprettet for å ivareta SDØE på vegne av staten (Norsk Petroleum, 2023).

I 2007 foregikk en annen stor forandring, da Statoil og olje- og gassvirksomheten til Norsk Hydro fusjonerte. Fusjonen resulterte i et mer robust norsk selskap, bedre

i stand til å konkurrere globalt. I 2018 endret Statoil navn til Equinor, som signaliserte et ønske om å diversifisere sin energiproduksjon utover olje og gass (Norsk Petroleum, 2023).

I dag viser norsk petroleumsvirksomhet et mangfold av aktører, med en balansert blanding av norske og utenlandske selskaper. Dette representerer en betydelig forandring fra de tidligere årene av olje- og gassproduksjon. Med store gjenværende ressurser og store utbyggingsprosjekter som Johan Sverdrup, forventes sektoren å forbli en sentral bidragsyter til Norges økonomi i overskuelig fremtid (Norsk Petroleum, 2023).

Den historiske utviklingen av norsk oljeutvinning og de ressursene vi har akkumulert gjennom dette eventyret, demonstrerer tydelig at Norge har oppnådd en solid posisjon for å konfrontere den pågående klimakrisen. Vi har også demonstrert at norsk petroleumssektor er i stand til å gjennomgå betydelige omstillinger. Imidlertid gjenstår det et kritisk spørsmål: Er den fremtredende klimakrisen omfattende nok til å motivere oss til å ofre en del av de gevinstene vi har mottatt gjennom oljeindustrien for å oppnå en bærekraftig løsning på krisen?

2.4.2 Klimapolitikk på norsk sokkel

I lys av den globale klimapolitikken, har Norge iverksatt en rekke tiltak for å redusere klimagassutslippene i petroleumssektoren. Dette har inkludert implementering av miljøavgifter og deltakelsen i kvotesystemet, hvor formålet er å motivere industrien til å redusere sine utslipp.

Karbonprising har vært et sentralt verktøy i Norges strategi for å redusere klimagassutslippene. Ved å sette en pengeverdi på utslipp av karbondioksid, skaper dette insentiver for industrien til å redusere sine utslipp og investere i renere teknologi. Denne prisen har blitt gradvis økt over tid, noe som reflekterer den økte alvorlighetsgraden av klimaendringsproblemet og behovet for å gjøre større kutt i utslippene (Haugen, 2022).

I kjølvannet av Covid-19 pandemien, introduserte den norske regjeringen ytterligere strategier for å støtte petroleumssektoren. En av de mest betydelige var

endringen i petroleumsskattesystemet som resulterte i en såkalt «skattepakke» (Prop. 113 L (2019-2020), s. 1). Dette initiativet gjorde at oljeselskapene kunne trekke fra investeringer på skatten umiddelbart, noe som brøt med tidligere praksis der slike fradrag ble spredt over flere år. Denne tilpasningen bidro til et rekordhøyt nivå av nye prosjekter innen sektoren, noe som understreker kraften i skattepolitikk for å stimulere aktivitet i petroleumssektoren.

Ved å vurdere den globale klimapolitikken og dens innvirkning på den norske petroleumssektoren, mener vi at denne sektoren vil fortsette å endre seg i takt med det økende presset for å redusere klimagassutslippene. Som et land som er sterkt avhengig av inntektene fra petroleumssektoren, vil Norge måtte balansere behovet for økonomisk vekst med behovet for å beskytte miljøet. Dette vil kreve kontinuerlig tilpasning og innovasjon fra både myndigheter og bedrifter.

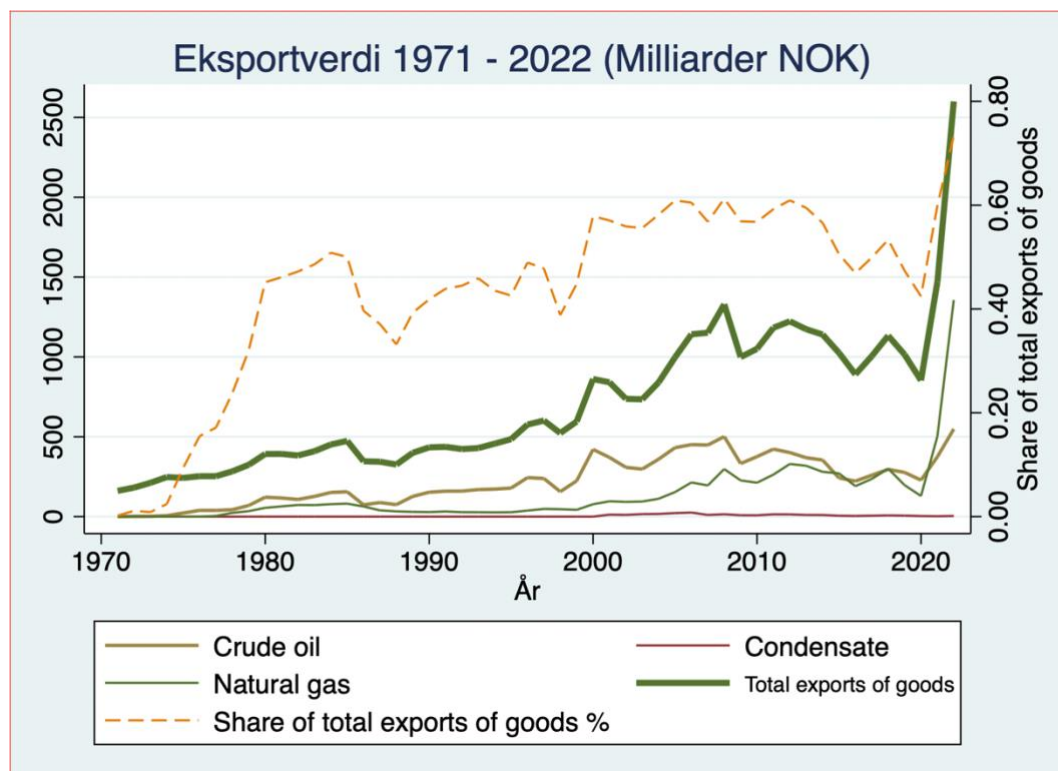
2.4.3 Historisk eksportverdi på norsk sokkel

Selv om norsk petroleumssektor historisk har vært en kilde til kraftig økonomisk stabilitet og betydelig finansiell gevinst, markerte 2022 et enestående år preget av bemerkelsesverdig oppgang på grunn av høye europeiske gasspriser.

Gassprisen har tradisjonelt vært en viktig faktor i den økonomiske suksessen til den norske petroleumssektoren. En indikator på dette er at den europeiske spotprisen på gass «Dutch TTF», opplevde en drastisk økning mellom år 2020 og 2022. Denne prisen steg med omkring 1200% noe som gjorde den til en sentral pådriver for verdioppgangen i eksportverdien for 2022 (Norsk Petroleum, 2023).

Over tid har både olje- og gassproduksjonen økt, men det er særlig den enorme økningen i naturgassprisen som har bidratt til den kraftige veksten i eksportverdien. I 2022 utgjorde naturgass en eksportverdi på hele 1356 milliarder kroner, sammenlignet med 549 milliarder fra råolje.

Tallene i figur 1 er inflatert med KPI.



Figur 1: Kilde: Norsk Petroleum (2023) «Eksportverdi av Norsk Petroleum 1971 -2022». Råolje, naturgass, kondensat, Andel av total vareeksport. (Egenprodusert).

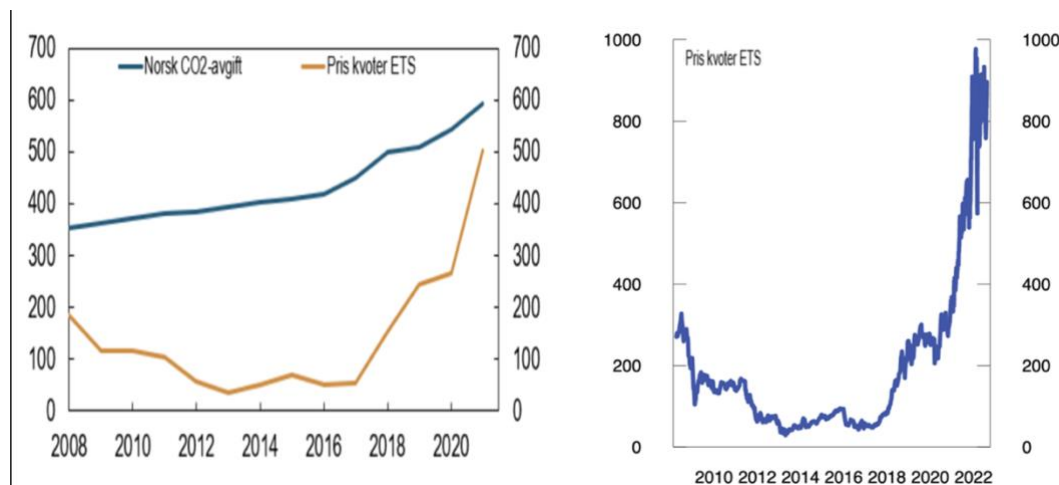
2.5 CO2 avgift

Sammen med klimakvoter, er CO2 avgiften myndighetenes viktigste virkemidler for å sikre lavere utslipp i Norge. Avgiften vil i likhet med klimakvoter skape et kostnadseffektivt insentiv til utslippsreduksjoner (Finansdepartementet, 2020). Norges CO2 avgift ble innført i 1991 og har siden det økt gradvis og bidratt til at Norge på en generell basis har blant de høyeste avgiftsnivåene i hele verden (Olje- og energidepartementet, 2019). Fra intervjuet med Fridtjof Nansens Institutt av 3. mai 2023, fremkommer det av intervjuobjektet at innføringen av CO2 avgift førte til store reaksjoner fra petroleumssektoren, men bidro på den andre siden til modernisering av turbiner og karbonfangst på Sleipner feltet. Noe som understreker virkningen av miljøpolitiske virkemidler.

2.6 Klimakvoter + CO2-avgift = Karbonpris

«Karbonpris er prisen en aktør må betale for retten til å sleppe ut klimagasser tilsvarende ett tonn karbondioksid i atmosfæren» (Lahn, 2022). Som signalisert i stortingsmeldingen «Meld. St. 13, Klimaplan 2021-2030», har den norske regjeringen planer om å kombinere avgiftssystemene for å skape mer forutsigbare

satser som følge av en volatil kvotepris, som over lang tid var for lav til å ha ønsket effekt.

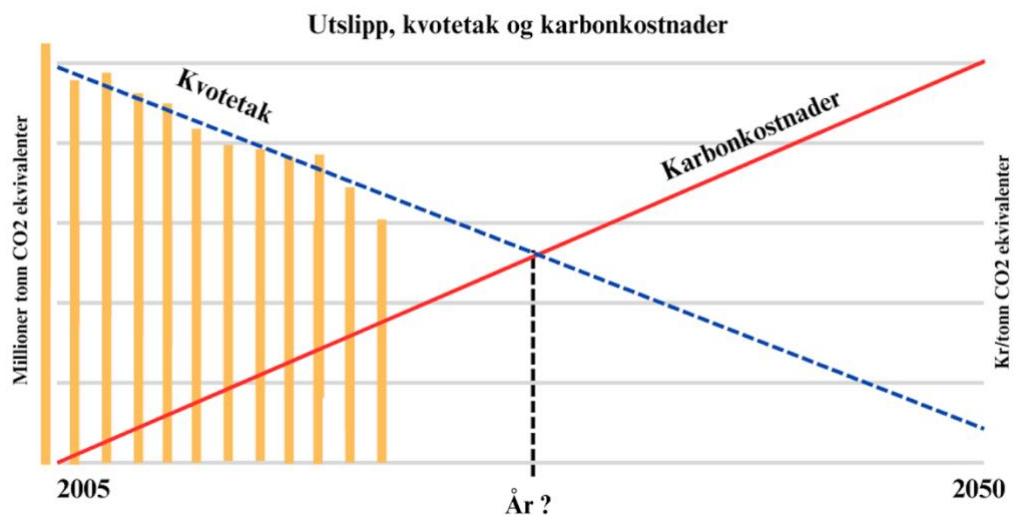


Figur 2: Kilde (venstre): Norsk CO₂-avgift og pris i ETS-kvotemarked per tonn CO₂-ekvivalenter, målt i NOK. Snittpris for året. 2008-2021. (2022) Energi og klima, Finansdepartementet og Norges Bank. Kilde (høyre): Kvotepris i EUS kvotehandelssystem. Nok per tonn CO₂. (2022). Finansdepartementet. (Oppgitt i NOK).

Ved å kombinere Co₂ avgiften med utslippskvoter, håper Norge å kunne redusere utslippene fra petroleumssektoren, samtidig som landet opprettholder sin posisjon som en ledende produsent av olje og gass. På bakgrunn av dette har norske myndigheter satt et mål om at CO₂-avgiften gradvis skal økes opp til 2000 kroner pr tonn Co₂ ekvivalent innen 2030 (Meld. St. 13 (2020-2021)). I våre beregninger av fremtidige karbonkostnader, vil dette inkluderes i datagrunnlaget vårt.

2.7 Karbonkostnaders markedsteori

Klimakvotemarkedet og CO₂ avgiften er to separate mekanismer for å redusere utslipp. Markedsegenskapene for disse mekanismene har ulike regler, men vil fortsatt kunne illustreres kombinert. Innenfor EU-ETS finner vi et mer tradisjonelt markedssystem som nesten kan sammenlignes med en børs, hvor tilbudssiden har et begrenset antall kvoter basert på antallet som kreves for å konstruere et klimamåltilpasset utslippstak/kvotetak. Dette resulterer i en kvotepris som dermed er styrt av tilbud og etterspørsel, hvor etterspørselen naturligvis er definert av det samlede utslippet for alle kvotepliktige aktører. Co₂ avgiften vil påløpe proporsjonalt med det rapporterte utslippet, og har en ubegrenset mengde.



Figur 3

Et sentralt spørsmål for sektorens lønnsomhet vil være når krysningsspunktet mellom linjene faktisk inntreffer, og hvilken oppfatning aktørene har om dette fremtidige tidspunktet. Dette dynamiske samspillet gjør det mulig å regulere og redusere CO₂-utslippene på en mer effektiv måte. Denne oppfatningen vil ha effekt på beslutningen om å enten senke utslipp, eller å kjøpe seg ut av problemet ved å betale for høyere CO₂ avgift og tilsvarende kvoteantall.

2.8 Utslippsreducerende tiltak

Med et høyt kompetansenivå, langsiktig teknologisk utvikling og stram regulering fra den Norske regjeringen, er utslippsnivået for olje- og gassproduksjon i Norge blant de laveste i verden (KonKraft, 2021, s. 6). Med tanke på de målsetningene som Norge har forpliktet seg til, så kreves det derimot en betydelig større satsing på utslippsreduksjon enn det blir gjort i dag. For å nå EU's mål om 55% lavere totalt utslipp og 62% lavere utslipp i kvotepliktig sektor sammenlignet med 2005 nivået, har vi senere i oppgaven beregnet oss frem til at utslipp fra norsk petroleumssektor må reduseres med 5,14. millioner tonn Co₂ ekvivalenter (beregning presentert i 4.4.3).

De relevante utslippsreducerende tiltakene vi har inkludert i scenarioanalysene, er basert på tiltakene som er inkludert i Oljedirektoratets utslippsframskrivning laget for stortingsmeldingen «Energi til arbeid» (Meld. St. 36 (2020-2021)), og analysene gjort av Miljødirektoratet i «Grønn omstilling»- rapporten (Miljødirektoratet, 2022). Vi har ikke tatt høyde for andre utslippsreducerende tiltak utover det som

inkluderes i rapportene, ettersom at det krever omfattende tiltaksanalyser for å gjøre de riktige beregningene. Det er også svært lite informasjon tilgjengelig for beregninger av blant annet tiltakskostnad og kapasitet for utslippsreduksjon.

En av tiltakene for å redusere norsk utslipp er å redusere olje- og gassproduksjon, noe som vil redusere statens og petroleumssektorens fortjenester betydelig. Reduksjon av produksjonsnivået er et alternativ for utslippsreduksjon som blir mer aktuelt dersom det ikke reduseres utslipp gjennom andre tiltak. Om vi legger til inntektsreduksjonen ved et lavere produksjonsnivå som en alternativkostnad, vil det forbedre lønnsomhetsbildet for utslippsreduksjon betydelig. Selv om vi ikke har gjort dette i våre beregninger, er det verdt å ta dette med i betraktning.

2.8.1 Tiltakskostnader

Tiltakskostnader spiller en avgjørende rolle i analyseringen av utslippsreduksjoner i petroleumssektoren. For å bedre forstå den økonomiske bærekraften og effektiviteten av ulike tiltak, må vi nøye vurdere kostnadene knyttet til implementeringen av disse tiltakene. Dette innebærer en grundig evaluering av både direkte og indirekte kostnader forbundet med utslippsreduksjon.

Vår tilnærming til tiltakskostnader bygger på en metodikk utviklet av Miljødirektoratet, som gir veiledning om beregningene av både samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske tiltakskostnader (Miljødirektoratet, 2019). Mens Oljedirektoratets fokus ligger hovedsakelig på samfunnsøkonomiske kostnader, erkjenner vi betydningen av bedriftsøkonomiske perspektiver for å vurdere lønnsomheten fra operatørens ståsted.

For å beregne samfunnsøkonomiske tiltakskostnader, benyttes en netto nåverdi av de totale kostnadene fra basisåret til slutten av tiltakets levetid, delt på den samlede reduksjonen av CO₂-ekvivalenter i samme periode. Denne tilnærmingen tar hensyn til investeringskostnader, driftskostnader og andre samfunnsøkonomiske kostnader og gevinster, for eksempel forbedret luftkvalitet. Videre brukes det en kalkulasjonsrente på 4 prosent for å beregne netto nåverdien av de samfunnsøkonomiske kostnadene (Miljødirektoratet, 2022, ss. 21-22).

Når vi tar hensyn til bedriftsøkonomiske merkostnader, benytter vi en lignende tilnærming som for samfunnsøkonomiske kostnader. Imidlertid tar vi hensyn til operatørens avgifter og en høyere kalkulasjonsrente på 8 prosent for å reflektere deres avkastningskrav. I tillegg diskonterer vi verdien av utslippsreduksjon sammenlignet med CO₂-kostnader per tonn CO₂-ekvivalent (Miljødirektoratet, 2022, ss. 21-22)

Selv om vi har klare retningslinjer for tiltakskostnadsberegninger, er det viktig å understreke at det er utfordringer knyttet til tilgjengeligheten av nødvendig informasjon, spesielt knyttet til avgifter, investerings- og driftskostnader. Videre er det betydelig usikkerhet knyttet til kraftmarkedets påvirkning på kostnadsbildet. Derfor har vi valgt å basere våre kostnadsberegninger på dataene presentert av Miljødirektoratet i rapporten "Grønn omstilling". Spesifikt har vi valgt kostnadstallene for kraft fra land som en generell indikasjon på tiltakskostnadene ettersom at det vil stå for mesteparten av utslippsreduksjonen. Et annet tiltak som vil bidra til utslippsreduksjon frem til 2030, er energieffektivisering av plattformene. Energieffektivisering består av flere mindre tiltak med varierende effekt og kostnader. Disse tiltakene har også en betydelig mindre effekt på den totale utslippsreduksjonen (KonKraft, 2021). Vi mener derfor det er rimelig å vurdere kostnaden for utslippsreduksjon ved energieffektivisering tilsvarende Kraft fra land-prosjektene.

I rapporten blir det gjort en beregning av bedriftsøkonomisk merkostnad av kraft fra land-prosjektene som inkluderes i framskrivningen, samt tiltak som kan gjennomføres utover framskrivningen. Det blir presentert at elektrifisering med kraft fra land vil ha en bedriftsøkonomisk merkostnad på 1500-2500 NOK per tonn CO₂-ekvivalent. Prisintervallet er et generelt kostnadsestimat for alle kraft fra land tiltakene som både er inkludert i framskrivningen, og tiltakene som ikke er inkludert (Miljødirektoratet, 2022, s. 12)

Ettersom at investeringene har den største innvirkningen på tiltakskostnadene, vil levetiden til tiltakene ha stor betydning for kostnaden per reduserte tonn CO₂-ekvivalent. I denne oppgaven ser vi på tidsrområdet frem mot 2030, og kostnadene vil i realiteten være en god del høyere i det nevnte tidsrommet om de ikke fordeles ut over en lengre periode. Som illustrert i figur 15 i grønn omstilling, er

levetidsvurderingen for de fleste feltene rundt årstallet 2050 (Miljødirektoratet, 2022, s. 123). Vi har valgt å se bort i fra dette, da investeringsbeslutninger blir gjort med utgangspunkt i hele levetidsvurderingen, og ikke et begrenset tidsrom slik som vi ser på.

Kort fortalt, forteller de bedriftsøkonomiske merkostnadene noe om hvor mye tiltakene koster etter å legge til alternativkostnadene for betaling av miljøavgifter og kjøp av kvoter ved å ikke gjennomføre tiltakene. Man kan dermed si at tiltakene vil være lønnsomme dersom de bedriftsøkonomiske merkostnadene er lavere enn totale miljøkostnader. Vi vil senere i oppgaven drøfte videre rundt kostnadsintervallet på 1500-2500 NOK per tonn CO2 ekvivalent.

3.0 Datagrunnlag

Det blir anvendt et bredt utvalg av datagrunnlag gjennom analysedelen, hvor vi nå gjør rede for det mest sentrale av datainnholdet. Videre vil enkelte data bli presentert gjennom kapittel 4.

3.1 CO2 avgift og kvotepriser

Både CO2-avgift og kvotepriser er variabler som opplever stor varians over tid. Prisen på en klimakvote har siden starten på 2021 og frem til februar 2022 steget med 207% (Haugen, 2022). Prisen på klimavoter påvirkes av flere forskjellige faktorer; tilbud og etterspørsel, klimapolitikk, teknologisk utvikling, prisen på fossile brensler og økonomisk aktivitet. Dette skaper midlertidig utfordringer for oljebedrifter, investorer og andre forskningsinstitusjoner som har behov for å utføre analyser på fremtidige miljøkostnader. Med kjennskap til disse utfordringene, har vi valgt å benytte oss av Finansdepartementets årlige oppdaterte karbonprisbaner som en prognose i videre beregninger. Finansdepartementet har kombinert både CO2-avgift og kvotepriser i formål om å supplere data med riktige forutsetninger til bruk i samfunnsøkonomiske analyser, i tråd med regjeringens planer.

Ettersom at klimavoter handles i euro og dataen oppgis i norske kroner, forutsetter dataen en valutaveksling på 10,25 kroner/euro (Finansdepartementet, 2022). Dataen tar også utgangspunkt i miljøavgiftsatser i tråd med «Announced Pledges Scenario» som er regjeringens plan om å øke den totale karbonprisen til 2000 kroner pr. tonn for å nå overordnede klimaforpliktelser for hele energisektoren.

<i>År</i>	<i>Total karbonkost. pr. tonn CO2 (NOK)</i>
2023	1 559,-
2024	1 724,-
2025	1 907,-
2026	2 121,-
2027	2 230,-
2028	2 230,-
2029	2 230,-

2030	2 230,-
------	---------

Tabell 1. Kilde: Finansdepartementet, Regjeringen. (2022). *Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser (Petroleum)*. .

Tallene i tabellen er inflasjonsjustert til prisenivå 2023. Beløpene mot 2030 er dermed høyere enn 2000, da beløpet ble fastsatt i 2021. Vårt valg av Finansdepartementets karbonprisbaner gir oss et pålitelig datagrunnlag for å beregne kostnadene forbundet med både Co2 avgift og klimakvotekostnad frem til 2030.

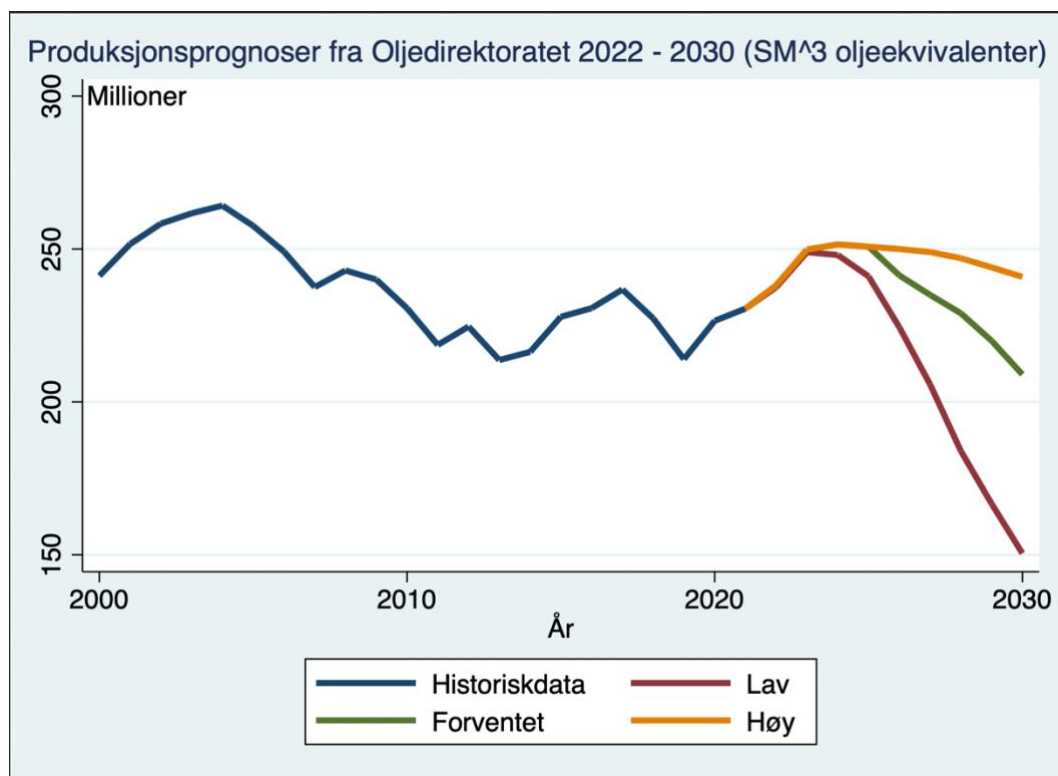
3.2 Produksjonsprognoser

Norges planer for olje- og gassutvinning har så langt ikke blitt alvorlig påvirket av klimapolitikken. For å forstå hva som kan påvirke fremtidige kostnader i norsk petroleumssektor, må vi først få en god forståelse av produksjonsutsiktene i sektoren. Å etablere et realistisk bilde over fremtidige produksjonstørrelser, krever stor innsikt i politikk og klimamål, tilgjengelige ressurser på sokkelen og leteaktivitet. Dette må i tillegg ses i sammenheng med global etterspørsel etter petroleumproduktene.

Innenfor norsk petroleumssektor hentes det opp et mangfoldig sortiment av hydrokarboner som inkluderer olje, naturgass, flytende naturgass og kondensat. Gitt denne diversiteten, er det nødvendig med en felles måleenhet for å kunne diskutere og sammenligne produksjonsvolumene på en sammenhengene måte. Dette oppnås gjennom konseptet av *oljeekvivalenter*, som måles i standard kubikkmeter (Sm^3). Denne enheten tar hensyn til at forskjellige hydrokarboner produserer forskjellige mengder energi.

I denne studien baserer vi oss på data fra Oljedirektoratet, som er en statlig etat under Olje- og energidepartementet. Dataene inneholder prognoser for samlet produksjon frem til 2030 målt i kubikkmeter av oljeekvivalenter. Disse prognosene viser at produksjonen samlet sett vil økes frem til 2025, før den gradvis avtar. «Så langt er halvparten av de totale forventede ressursene produsert siden starten i 1971.» (Oljedirektoratet, 2022, s. 56) . Med dette sagt gjøres det nye funn fremdeles. Det er derfor sannsynlig at produksjonsutsiktene kan endre seg i årene

som kommer. For å være bevisst på usikkerheten rundt fremtidig produksjon, har Oljedirektoratets data tatt høyde for ulike produksjonsutfall. Som vist i figur 4, er det tre forskjellige mulighetsbilder for produksjonsutviklingen som baserer seg på ulike forutsetninger knyttet til politikk, leteaktivitet, teknologiutvikling, og ressurstilvekst.



Figur 4: Kilde: Oljedirektoratet (2022). Figurgrunnlag for figur «Mulighetsbilder for produksjon av olje og gass», produksjon totalt olje og gass, lav ressurstilvekst, forventning og høy ressurstilvekst. (Egenprodusert).

For å tolke resultater av beregninger med anvendelse av disse prognosene, er det helt avgjørende å forstå hvilke forutsetninger som ligger til grunn i de ulike mulighetsbildene. Alle tre viser nedgang i petroleumproduksjon, likevel er det forskjellige nedgangstakter.

Lav prognose tar høyde for at ressurspotensialet på norsk sokkel ikke blir fullt utnyttet på bakgrunn av avtakende leteaktivitet, flere tørre brønner og svært få investeringer. Den forventede produksjonsprognosen tar utgangspunkt i leteaktivitet tilsvarende dagens nivå og at produksjonen halveres fra 2025 – 2050 i tråd med langsiktige klimamål om netto null utslipp i 2050. En annen forutsetning er at gassandelen øker over tid. I motsetning til lavt og forventet produksjonsnivå, vil prognosen for høyt produksjonsnivå være optimistisk over funn, felt og leting.

Alle mulighetsbildene er ifølge Oljedirektoratet godt innenfor intervallet som anses realistisk (Oljedirektoratet, 2022).

3.3 Utslippsframskrivning

Oljedirektoratets framskrivning av utslipp for Norsk Olje- og gassproduksjon i sammenheng med regjeringens klimastatus og plan er beregnet ut ifra oljeselskapenes innrapporterte fremtidig utslippsreduksjon. Noe som hovedsakelig innebærer vedtatte og planlagte utslippstiltak, men også noen mindre modne tiltak. Vi har derfor valgt å anvende Oljedirektoratets framskrivning som utgangspunkt for å illustrere oljeselskapenes erklærte intensjoner om fremtidig utslippsreduksjon. Utslippsframskrivningen legger frem en samlet fremtidsutsikt for hele petroleumssektoren, med årlige utslippsnivåer i antall tonn CO₂-ekvivalenter frem mot 2030 (Miljødirektoratet, 2022, s. 100) (Klima- og miljødepartementet, 2022).

Det er vesentlig å merke seg at disse framskrivningene er basert på informasjon og planer som er rapportert av oljeselskapene selv. Dermed reflekterer de selskapenes egne mål og forventninger om utslippsreduksjon i samsvar med de vedtatte og planlagte tiltakene. Det er også viktig å erkjenne at det kan være usikkerhet knyttet til gjennomføringen av disse tiltakene og deres faktiske effekt på utslippene, slik som blir illustrert under avsnitt 4.0.1.

Det er viktig å understreke at implementeringen av tiltakene og deres suksess i å redusere utslippene vil avhenge av ulike faktorer, inkludert teknologisk utvikling, økonomiske forhold og politiske rammebetingelser. Derfor kreves kontinuerlig overvåkning og evaluering av fremdriften og effekten av tiltakene for å sikre måloppnåelse. Ved å ta hensyn til oljeselskapenes egne planer og framskrivninger av utslipp, oppnår vi en bedre forståelse av sektorens forventede utvikling og bidrar til en mer informert diskusjon om utslippsreduksjon i petroleumssektoren.

Blant de tiltakene som er inkludert i framskrivningen, utgjør elektrifisering av sokkelen mesteparten av utslippsreduksjonen frem til 2030 (KonKraft, 2021). Naturligvis inkluderes tiltak som allerede er implementert og i drift. For eksempel er det flere felt på Norsk sokkel som for øyeblikket får dekket deler eller hele sitt

kraftbehov med kraft fra land. Noen av disse feltene inkluderer Troll A, Ormen Lange, Johan Sverdrup og Martin Linge (Miljødirektoratet, 2022, ss. 99-100).

Blant de planlagte tiltakene inkluderer framskrivningen alternativ kraftforsyning som allerede er godkjent av myndighetene, men som ennå ikke er satt i gang. Det inkluderer også tiltak som nærmer seg investeringsbeslutninger. Innenfor planleggingsfasen finner vi blant annet prosjekter for lokal havvind som vil levere kraft til Snorre og Gullfaks, flere prosjekter for kraftforsyning fra land, samt moderat og gradvis energieffektivisering. Oljedirektoratet har også inkludert umodne tiltak i framskrivningen, men har tatt høyde for usikkerheten knyttet til gjennomføring og mulig utslippsreduksjon i sin beregning (Miljødirektoratet, 2022, ss. 99-100)

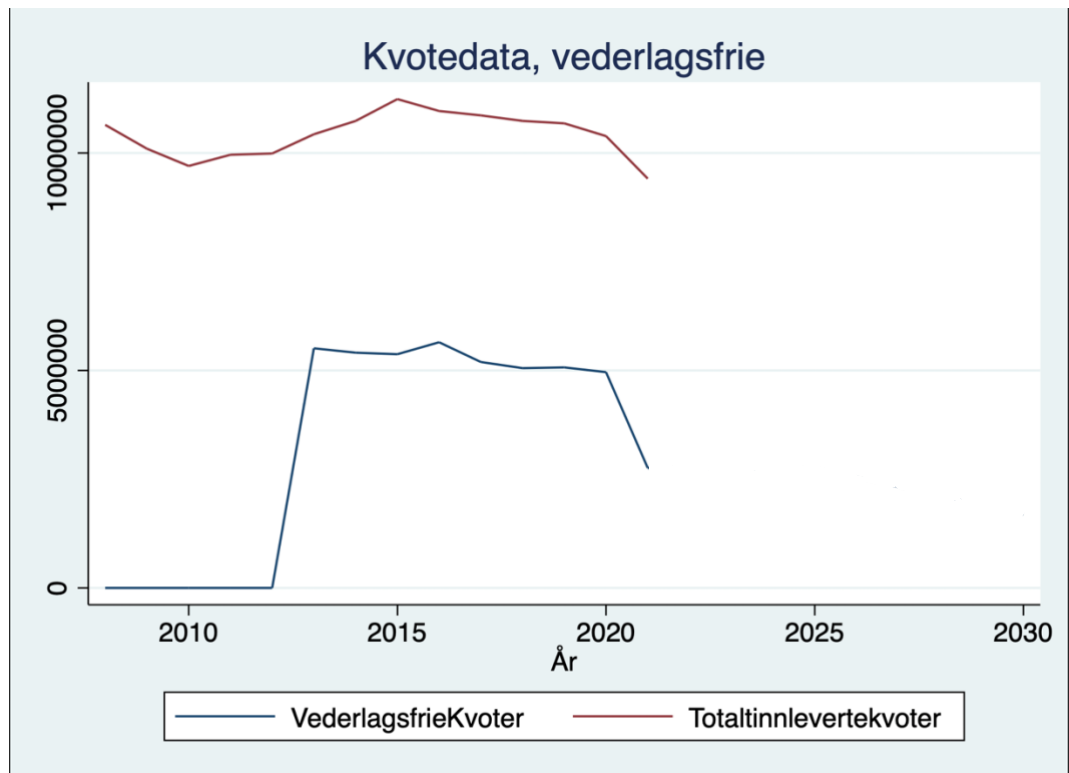
3.4 Kvotedata

Et sentralt datagrunnlag som gir oss innsikt i Norges klimakvotesystem, er «European Union Transaction Log». Systemet administrerer klimakvotehandling innenfor EU og EØS-området og inneholder en oversikt over CO₂-ekvivalenter og andre klimagasser som rapporteres av bedrifter innenfor EU's kvotehandlingssystem. Transaksjonsloggen oppfyller en viktig rolle ved å gi en offentlig oversikt over kvoterapportering fra pliktige bedrifter.

På transaksjonsloggen har vi manuelt søkt opp samtlige virksomheter som er ført opp i registeret; «Petroleumsvirksomhet til havs» hos «Norske Utslipp». Dette har gitt oss individuell data for hver enkel virksomhet, som deretter har blitt summert. Ved å analysere dataen fra European Union Transaction Log (EUTL) har vi oppnådd verdifull informasjon som gir oss grunnlag til beregningene i analysen vår.

Det er viktig å nevne at bedriftene sjeldent betaler alle disse kvotene selv. I figuren under kan vi observere et forhold mellom det totale antallet innleverte klimakvoter og kvoteantallet som bedriftene selv har kjøpt. Disse tallene er oppgitt i hele 1000. Fase 2 av EU's kvotesystem (2008 – 2012) viste ingen tilstedeværelse av vederlagsfrie kvoter. Dette endret seg i midlertidig i fase 3 (2013-2020), hvor det var en andel på omtrent 50% av vederlagsfrie kvoter. Fra 2021 i fase 4, del 1, har

dette forholdet blitt redusert, og vi kan nå observere at bedriftene selv må finansiere rundt 75% av utslippene sine i kvotepliktig sektor.



Figur 5: Kilde: European Council (2023) "EU Transaction Log. AllowancesinAllocation, VerifiedEmissions (Egenprodusert). (Tallene i tabellen er oppgitt i 1000).

Til tross for disse observasjonene, har vi valgt å ikke justere våre resultater i henhold til dette, men heller gi et bilde av hvordan de totale kostnadene ser ut uavhengig av EU's hjelpende hånd. Videre analyse vil derfor anta at alle kvoter påløpes som en kostnad, slik det vil være mot fremtiden.

4.0 Metode og analyse

Det finnes ulike strategier på hvilken beregningsmetode som kreves for å besvare forskningsspørsmålet. Den valgte metoden er scenarioanalyse, hvor vi videre i disse scenarioene vil benytte forskjellige tilnæringer og ulike datagrunnlag. Hensikten er å belyse de ulike retningene mot en betydelig reduksjon av klimagassutslippene, og de økonomiske og teknologiske utfordringene som kan påvirke sektorens lønnsomhet mot fremtiden. Vi vil videre definere scenarioene og gjøre rede for sentrale forutsetninger.

4.0.1 Usikkerhet og barrierer for utslippsreduksjon

Det er ingen tvil om at fremtidsutsikten for utslipp er usikker og vanskelig å forutse. Utslippsreducerende tiltak skal gjennomføres for første gang, kostnadsberegninger av tiltakene er svært varierende og planlagte tiltak kan vise seg å ikke være gjennomførbare. Gjennom prosessen som starter ved å identifisere mulige utslippstiltak frem til reduksjonen av utslipp blir gjort, oppstår det flere betydelige barrierer og hindringer. Det er forskjellige barrierer og hindringer som oppstår for ulike utslippstiltak.

For CCS-prosjektene (karbonhåndtering) finnes det en rekke barrierer som gjør at det ikke vil være noe betydelig utslippsreduksjon før etter 2030. Etersom CCS-prosjektene ikke vil ha noe signifikant effekt frem til 2030, har ikke CCS blitt inkludert i beregningene av tiltakskostnader eller utslippsreduksjon (KonKraft, 2021). Blant de barrierene som finnes for CCS-prosjektene er oppskalering og markedsetablering, høye etableringskostnader, arealbehov, lisenstildeling for lagring av Co₂ på sokkelen og nedstengning av drift på plattformene ved etablering de mest signifikante hindringene for CCS. Til tross for at vi ikke har inkludert CCS i denne oppgaven, så er CCS en av Norges storsatsinger for den grønne omstillingen frem mot 2050 (Miljødirektoratet, 2022, s. 137).

For elektrifisering av sokkelen med kraft fra land, er de største barrierene knyttet til store investeringsbeløp og kraftmarkedet. For å gjennomføre elektrifiseringsprosjektene så kreves det politisk godkjenning. Etersom det er delte meninger rundt bruk av Norges kraftforsyning til å elektrifisere sokkelen, kan det

oppstå politisk motstand for gjennomføring av tiltakene (Prop. 1 S (2022-2023)). Det vil også være usikkerhet knyttet til fremtidig klimapolitikk og prissetting av miljøavgifter, samt statlig støtte for gjennomføring av utslippsreduksjon. Den store usikkerheten knyttet til tilgang av kraft som vi ser i skrivende stund, er betydelig høyere enn den gang da ulike beregninger som tiltakskostnader eller prognoser ble gjort. Dette kan gjøre at utslippene og kostnadene for utslippsreduksjon kan ende opp med å bli høyere enn hva som er estimert (Miljødirektoratet, 2022, s. 21).

Utslippsreduksjon for sektoren er som nevnt ovenfor i stor grad politisk drevet. Ettersom at klimamålene strekker seg over en betydelig lengre periode enn de fire årene som partiene sitter i regjering, vil klimapolitikken være en uforutsigbar faktor for fremtidsutsiktene.

I skrivende stund publiserte Equinor en pressemelding der det blir lagt frem at havvindprosjekt Trollvind utsettes på ubestemt tid. Equinors leder for Fornybar i Norge, Siri Espedal Kindem, forteller at det er flere årsaker for avgjørelsen om å utsette prosjektet. Blant annet manglende tilgjengelighet på teknologi, for kort tidslinje for det opprinnelige forslaget og høy kostnadsinflasjon (Equinor, 2023).

Trollvindprosjektet kunne produsert 4,3TWh årlig fra 2027 av, om det ikke hadde blitt utsatt (Miljødirektoratet, 2022, s. 15). Kraften som hadde blitt produsert av vindturbinene hadde gått til land i stedet for til sokkelen, noe som gjør at utsettelsen av prosjektet ikke har noe direkte effekt på våre beregninger. Men, det vil oppstå en lavere tilgjengelighet på kraft enn det som ble estimert før prosjektet ble utsatt, noe som skaper dårligere forutsetninger for elektrifiseringsprosjektene på Norsk sokkel.

4.1 Innledende analyse

4.1.1 Scenarioanalyse

Gitt den eksisterende kompleksiteten og usikkerheten knyttet til å forutse fremtidige forhold i petroleumssektoren, har vi valgt å bruke scenarioanalyse som metode i vår oppgave. Det er flere grunner bak metodevalget.

Petroleumssektoren er preget av et samspill av teknologiske, økonomiske, politiske og miljømessige faktorer. Scenarioanalyse legger til rette for utforskning over hvordan disse elementene kan samhandle under forskjellige betingelser.

4.1.2 Innledende om scenariometoden

Dette studiet benytter seg av tre scenarioer som speiler mulige utviklinger i den norske petroleumssektoren under innflytelse av nasjonal klimapolitikk. Scenarioene 1 og 3 er konstruert for å dekke et bredt spekter av utfall, som hver representerer en ende av det antatte utfallsområdet for petroleumssektoren. Felles for scenarioene er at beregningene tar utgangspunkt i identiske kvotepriser og CO₂-avgifter. Scenario 2 antas å være det mest realistiske utfallet. Scenarioene gir en fremstilling av hvordan kostnadsutviklingen kan påløpe seg frem til år 2030. I de scenarioene hvor det fremkommer et utslippsreduksjonspotensiale i henhold til overordnede klimamål, vil vi gjøre rede for relevante tiltakskostnader.

4.1.3 Definisjon av scenario 1

Det første scenarioet er basert på den nåværende tilstanden av petroleumssektoren uten at det blir gjort videre utslippsreduksjon. På bakgrunn av at det ikke finnes informasjon om utslipp tilknyttet produksjonsprognosene, vil analysen inneholde beregning av historisk utslippsintensitet. Scenarioet vil illustrere den potensielle utviklingen med forutsetningen om at utslippsintensiteten holdes konstant, og gir dermed innsikt i konsekvensene av fravikende klimapolitikk. Videre vil kostnadsbildet av fremtiden konstrueres gjennom å simulere de tre ulike produksjonsprognosene.

4.1.4 Definisjon av scenario 2

I denne analysen undersøkes det hvordan CO₂ avgift og kvotekostnader vil utvikle seg dersom sektoren oppnår målet om en 40% reduksjon i utslippene sammenlignet med historisk utslippsverdi fra 2005, gjennom en gradvis prosess. Dette scenarioet bygger på Oljedirektoratets framskrivninger av utslipp og anses som det mest realistiske utfallet basert på planlagte og vedtatte tiltak for utslippsreduksjon.

4.1.5 Definisjon av scenario 3

Det tredje scenarioet er designet for å undersøke det mer ambisiøse klimamålet i klimapolitikken, nemlig en 62% reduksjon. Det er kritisk å vurdere de økonomiske konsekvensene av en vellykket industriell omstilling mot oppnåelse av de fastsatte utslippsmålene for perioden frem til år 2030. Hva skjer egentlig med klimakostnadene dersom norsk petroleum klarer å være ambisiøse og innovative nok til å nå dette målet?

Hver av disse scenarioene vil bidra til å belyse forskjellige aspekter av problemstillingen, og vil sammen gi en dypere forståelse av de mulige effektene av norsk klimapolitikk på landets petroleumssektor.

4.1.6 Utslipp

Utslipet fra petroleumsvirksomheten står for rundt 25% av landets totale klimagassutslipp. Petroleumsvirksomheten slipper hovedsakelig ut gasser fra forbrenning av naturgass og diesel i turbiner, motorer og kjeler, ved sikkerhetsfakling av naturgass, ventilering og diffuse utslipp av gass og ved lagring og lasting av råolje (Norsk Petroleum, 2022).

<i>Utslippskilde</i>	<i>Andel av totalt utslipp 2021</i>
Turbin	84,1%
Motor	8,0%
Kjele	1,3%
Fakkel	5,5%
Brønntest	0,5%
Andre kilder	0,6%

Tabell 2. Kilde: Norsk Petroleum (2023). «CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten i 2021, fordelt på kilde».

Disse utslippene inneholder flere typer avgasser, hvor det i vårt tilfelle vil bli fokusert på CO₂, da karbondioksid utgjør majoriteten av utslippet og skaper et beregningsgrunnlag for både kvotekostnad og CO₂-avgift i Norge. Det er gigantiske variasjoner i utslipp fordelt på de norske feltene, hvor de eldste feltene

som f.eks. Veslefrikk og Visund er de mest forurensende. På norsk sokkel finner vi over 160 gassturbiner som produserer plattformenes energiforbruk, og står alene for 84% av det samlede utslippet (Nyhus, 2023). Et av feltene som har blitt elektrifisert, istedenfor bruk av gassturbiner, er Johan Sverdrup, som slipper ut 0,67 kg Co₂ pr. fat (Tahir, 2022). Det er også stor forskjell på utslippene avhengig av om det er gassfelt eller oljefelt (Ramsdal, 2014).

Til tross for at vi i Norge har et mangfold av aktive gassturbiner til havs, har landet fortsatt en av de laveste utslippene på petroleumsproduksjon i hele verden. «Hvis alle olje- og gassprodusenter globalt hadde hatt så lave utslipp under produksjon som vi har i Norge, ville utslippene vært 700 millioner tonn lavere hvert år» (Tahir, 2022).

4.2 Scenario 1

I dette scenarioet illustreres kostnadsutviklingen i sektoren på betingelsen av at utslippene ikke blir forbedret mot produksjonen. Equinor har gjort beregninger på hvor mye kvotekostnadene vil bli om vi stanser elektrifiserings-prosjektene. Kostnadsestimatet til Equinor er at kostnadene for kjøp av klimakvoter ved stans av elektrifiserings-prosjektene vil ende opp på 60 milliarder NOK fram mot 2040 (KonKraft, 2021, s. 23). Scenario 1 vil på samme måte som Equinors beregning legge fram kostnadsbildet ved å ikke gjøre noe utslippsreduksjon.

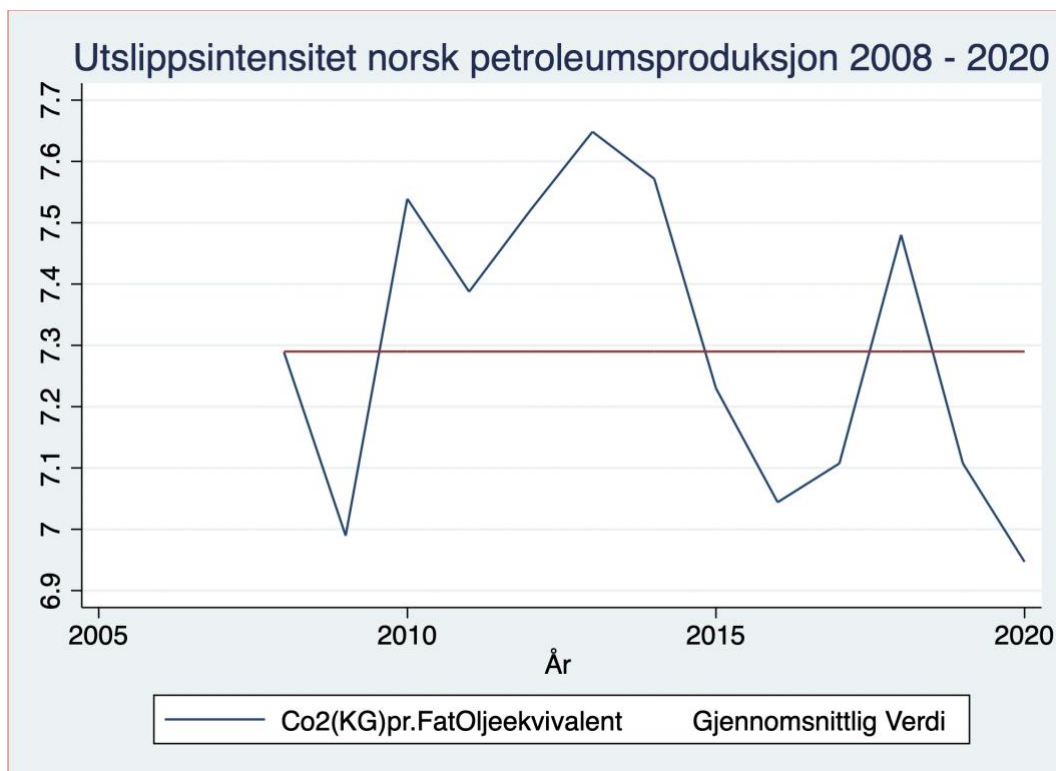
4.2.1 Utslippsintensitet

Et avgjørende steg for utregningen av fremtidige karbonkostnader er å opparbeide en forståelse for hva en fremtidig produksjonsmengde vil skape av utslipp. «En utslippsintensitet er en representativ verdi som forsøker å relatere mengden av et forurensende stoff til utslippene til en enhet av en aktivitet som fører til disse utslippene» (Environmental Protection Agency, 2020, s. 1) (Egen oversettelse). Produksjonsprognosene fra oljedirektoratet er oppgitt i sm³ oljeekvivalenter, noe vi har omregnet til fat oljeekvivalenter ved å multiplisere dette med faktoren; 6,29. Utslippsdata fra petroleumssektoren måles på forskjellige måter, hvor enkelte utslippsdata inkluderer utslipp fra landanlegg. Vi har tatt utgangspunkt i utslippsdata fra «Norske utslipp» som administreres av Miljødirektoratet. Som tidligere nevnt i avgrensningene til oppgaven, ser vi kun på

petroleumsvirkomheten til havs, dermed er utslippsdataen ekskludert landanlegg. Videre beregnes utslippsfaktoren ved å finne forholdet mellom utslipp og produksjon. Vi har benyttet målsøking for å løse følgende ligning for hver av disse observasjonene;

$$\text{Historisk utslipp (kg CO}_2\text{)} = \text{Historisk produksjon (fat oljeekvivalent)} * X \text{ kg CO}_2$$

Beregning av «X» gir oss følgende verdier, som vist i figur 6:



Figur 6: Kilde 1: Norske utslipp, Miljødirektoratet (2021) «Utslipp av karbondioksid» Kilde 2: Norsk Petroleum (2023). "Årlig produksjon. Olje, Kondensat, NGL, Gass. (Egenprodusert)

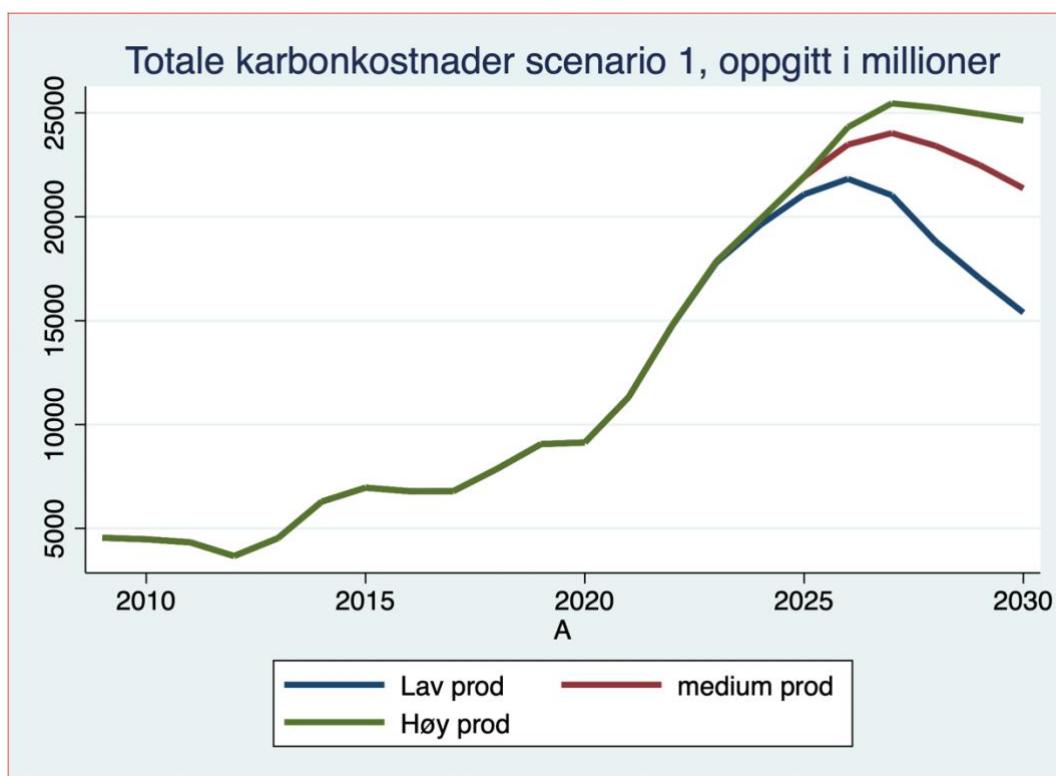
Ved å ta gjennomsnittet av disse resultatene, ble vår beregnede utslippsintensitet 7,29 kg Co2 pr. fat. Dette er en utslippsfaktor som stemmer godt overens med dataen til Norsk Olje og Gass; "I 2021 var spesifikt utslipp av CO2 på 7,1 kg/fat oljeekvivalenter produsert." (NORSK OLJE OG GASS, 2022). Vi tar derfor utgangspunkt i utslippsfaktoren i beregning av fremtidige karbonkostnader.

4.3.2 Resultater S1

Ved å ta utgangspunkt i Oljedirektoratets fremtidige produksjonsprognoser for norsk petroleumindustri, som tidligere referert til i 3.2, har vi beregnet hva de fremtidige totale karbonkostnadene vil være frem til 2030. For å kunne beregne de

historiske karbonkostnadene, har det blitt benyttet tall fra miljøavgifter hentet fra datasettet om statens årlige inntekter, i tillegg til å ta utgangspunkt i historisk kvotedata. I motsetning til beregningsgrunnlaget til utslippsintensiteten, har vi nå benyttet data over kvotepliktige utslipp fra EU's transaksjonslogg, for å oppnå et resultat som gjenspeiler den kvotepliktige andelen av industrien. Den kvotepliktige andelen av sektoren utgjør ca. 95% av utlippene (Oljedirektoratet, 2022).

En gjennomsnittlig utslippsfaktor på 7,29 Kg CO₂ pr. fat oljeekvivalent har blitt benyttet for å beregne fremtidige utslipp. Dermed er utregningen gjort med forutsetningen om at forholdet mellom utslipp og produksjon holdes konstant over tid. Gjennom en 10 års periode, fra 2020 til 2030, vil forventet karbonkostnad oppleve en økning på 133,8%, hvor totalt utslipp i samme periode målt i millioner tonn CO₂-ekvivalenter vil være relativt konstant over tid med et gjennomsnitt på 10,67 mil tonn CO₂ ekv. I år 2030, vil en lav produksjon føre til karbonkostnader på 15,39 milliarder NOK, en forventet produksjon på 21,37 milliarder NOK og en høy produksjon på 24,63 milliarder NOK.



Figur 7 (Faste 2023-kroner, NOK).

Ved å tolke resultatene i figur 7, vil en observere at produksjonsprognosene er svært avgjørende for fremtidens karbonkostnad i norsk petroleum. Ved en lav produksjon,

vil sektoren fra år 2027 oppleve en fallende karbonkostnad som følge av lavere produksjon, hvor både høy og forventet produksjon er avtakende mot 2030.

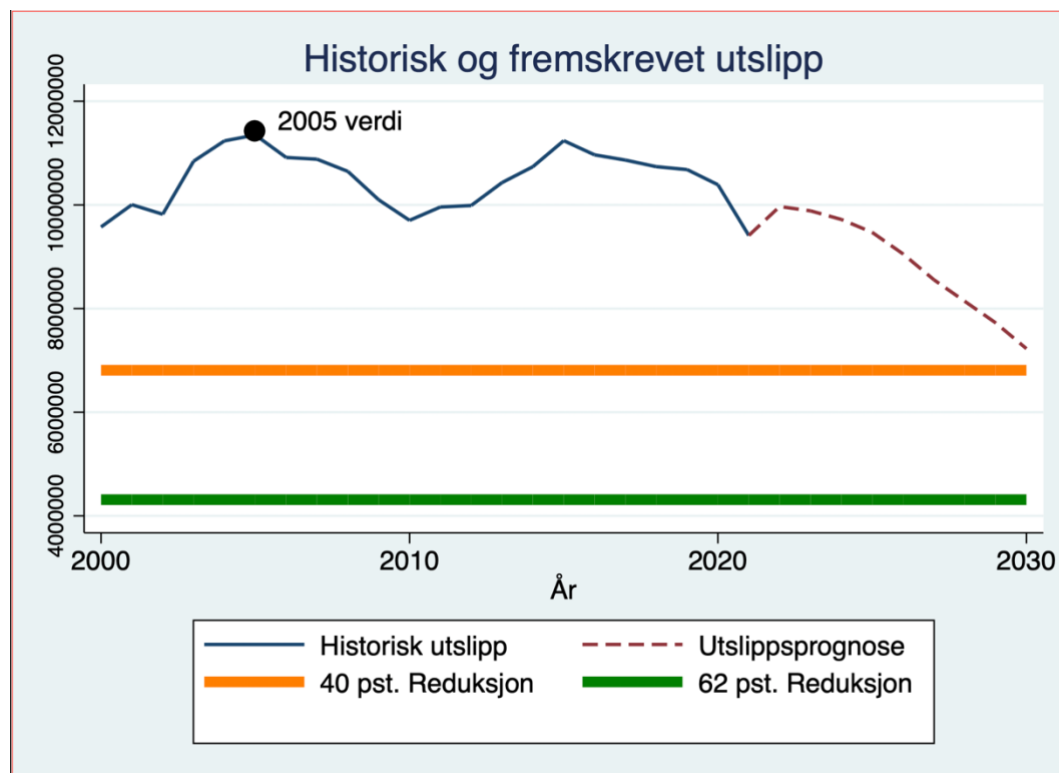
4.3 Scenario 2

4.3.2 Oversikt over utslippsmål

For å beregne utslippsreduksjon for scenarioet, har vi tatt utgangspunkt i tallgrunnlaget til Oljedirektoratets framskrivning av utslippsreduksjon, presentert i figur 3.7 i regjeringens klimastatus og plan (Klima- og miljødepartementet, 2022). For å tilpasse tallene fra framskrivningen til å kun omfatte petroleumssektoren til havs, beregnet vi oss frem til en gjennomsnittlig utslipps-prosentandel fra landanlegg. Deretter har vi brukt den gjennomsnittlige andelen utslipp fra landanlegg og trukket det fra sektorens totale utslipp. Den gjennomsnittlige andelen utslipp fra landanlegg, er beregnet ut ifra totalt utslipp i sektoren og utslipp fra landbaserte anlegg i fra 1997 frem til 2021. Den gjennomsnittlige andelen utslipp fra landanleggene ble beregnet fram til 16,93 prosent.

Tallgrunnlaget for beregning av den gjennomsnittlige utslippsandelen er hentet fra EUTL og tallgrunnlaget til figur 3.7 i Klimastatus og plan (2022-2023), som også er tallgrunnlaget for framskrivningen til OD (Klima- og miljødepartementet, 2022). Framskrivningen av utslippene frem til 2030 inkluderer som tidligere nevnt vedtatte og planlagte utslippsreduksjoner.

Reduksjonen av utslipp for scenario 2 er 23,20 prosent lavere sammenlignet med 2021 nivå, og en reduksjon på 36,32 prosent lavere sammenlignet med 2005 nivået. Dette tilsvarer en utslippsreduksjon på 2 183 534 tonn Co2 ekvivalenter fra 2021 frem til 2030.

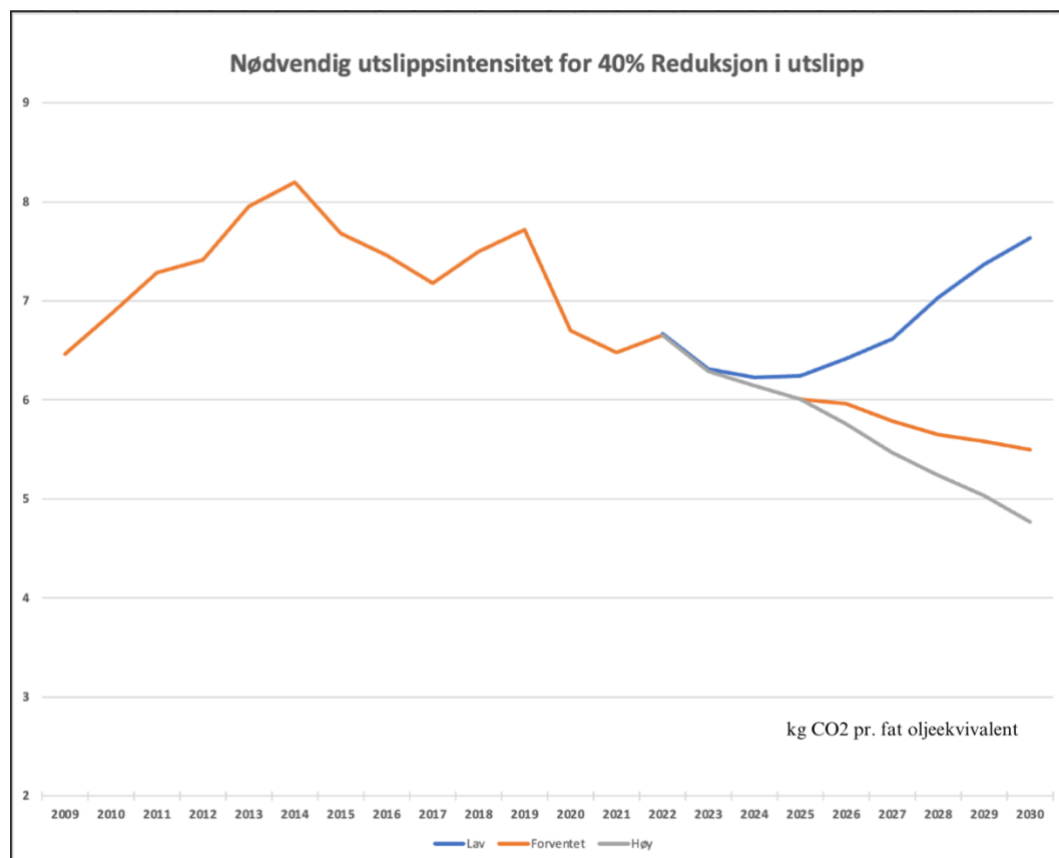


Figur 8. Kilde: Klima- og miljødepartementet (2022). (Figurgrunnlag 3,7) Ods utslippsprognose, 40 pst. Reduksjon.

4.3.3 Nødvendig utslippsintensitet for å nå 40% reduksjon

Det er åpenbart at det underliggende målet som scenarioet støtter seg på, vil sette høye krav til produksjonen og dens forhold mellom utslipp og produksjon. For å illustrere denne dynamikken, har vi beregnet de nødvendige verdiene av utslippsintensitet oppgitt i kg pr. fat oljeekvivalent, knyttet til de ulike produksjonsprognosene fremsatt av Oljedirektoratet som anvendt i scenario 1. Beregningene er utført med samme metode som figur 6.

Hittil har utslippsintensiteten i den norske petroleumssektoren vist en bemerkelsesverdig stabilitet over tid, et mønster som blir reflektert i den aggregerte dataen fra diverse petroleumsinstallasjoner med varierte utslippsnivå. Dette antyder en langvarig likevekt i forholdet mellom utslipp og produksjon, til tross for variasjonen i individuelle operasjoner. Skulle sektoren ha ambisjoner om å opprettholde sin eksportverdi mens den oppfyller sine klimaforpliktelser, vil det bli nødvendig med en betydelig forbedring i effektiviteten av utslippsforholdet.



Figur 9: Utslippintensitet oppgitt i kg. Pr. fat oljeekvivalent i produksjonsutsiktene.

På figur 9, ser vi hvordan Oljedirektoratets forventede produksjonsutsikt vil kreve en utslippintensitet på 5,5 kg pr fat. i 2030 for å nå målet. En høy produksjonsutsikt vil i 2030 måtte ha en faktor på 4,8 kg pr. fat. Ved en lav produksjon, kan vi faktisk observere at utslippintensiteten tillates å stige samtidig som utslippsvolumet er i tråd med klimamålet. De relativt små endringene som kreves i utslippintensiteten for å opprettholde en forventet produksjon, tilsier at målet kan være realistisk for norsk petroleumssektor.

4.3.4 Tiltakskostnader

For å danne oss ett bilde av lønnsomheten av utslippsreduksjonen for dette scenarioet, sammenligner vi de bedriftsøkonomiske merkostnadene med et kostnadsintervall på 1500-2500 NOK per tonn CO2 ekvivalent, med kostnadsutviklingen for miljøavgifter og kjøp av kvoter. Slik som presentert i tabell 1 for karbonprisbaner under avsnitt 3.1, så ser vi at utviklingen av karbon prisene stiger fra 1 559 NOK i 2023 til 2 230 NOK i 2030. Ettersom at prisintervallet er beregnet ut ifra tiltak med ulik modenhetsgrad, vil det være rimelig å vurdere

tiltakene i dette scenarioet i den nedre grensen av intervallet. Dette på bakgrunn av at tiltakene som er inkludert i scenarioet er vedtatte og planlagte tiltak, og med andre ord de mest modne og mest økonomisk lønnsomme.

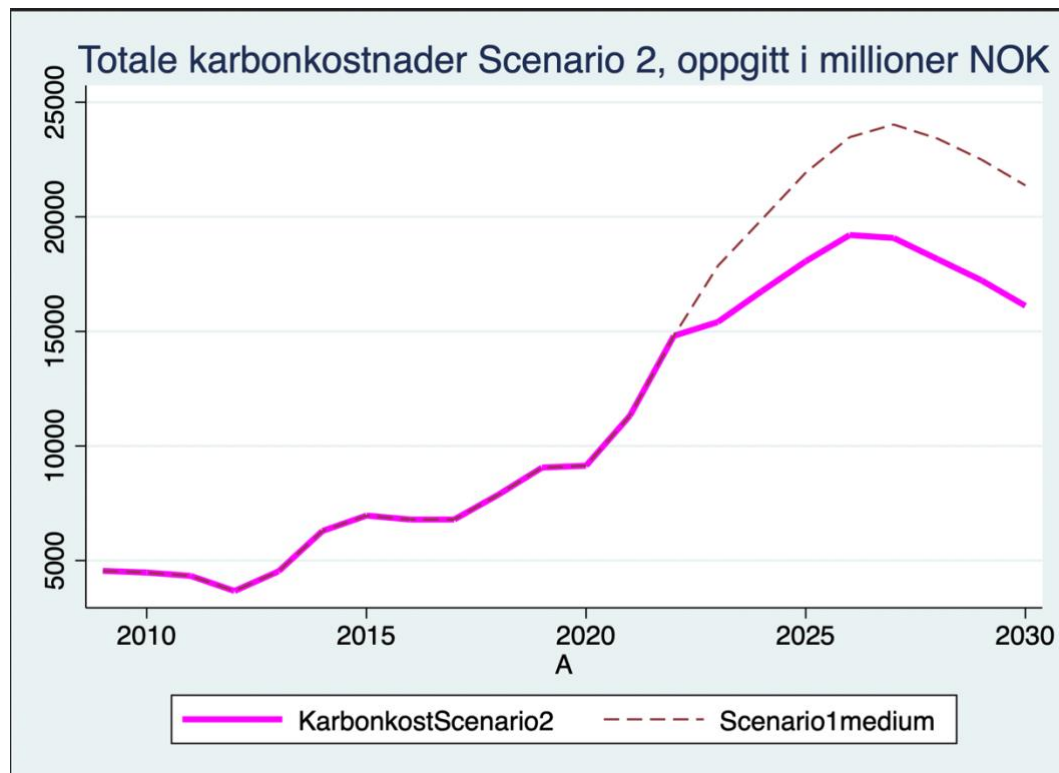
Ved å sammenligne de bedriftsøkonomiske merkostnadene per redusert tonn CO₂ ekvivalent og karbonprisene per tonn CO₂ ekvivalent, og multiplisere de med antall tonn CO₂ ekvivalenter som er redusert i dette scenarioet, så har vi beregnet oss frem til et intervall som strekker seg fra -2 054 705 494 til 1.593.979.820.

Nedre grense: $(1\ 559 - 2\ 500) * 2.183.534 = -2\ 054\ 705\ 494$

Øvre grense: $(2\ 230 - 1\ 500) * 2.183.534 = 1.593.979.820$

Det vil ikke være realistisk å sette en gjennomsnittlig karbonpris tilsvarende 2023 nivåer (slik som den nedre grensen), ettersom at den vil stige frem mot 2030. Men for enkelhetens skyld har vi valgt å gjøre det for beregning av lønnsomhetsintervallet. Realistisk sett, er det rimelig å konkludere at lønnsomheten vil ligge nærmere midten eller i den øvre grensen for scenario 2. Dette vil ikke representere hvordan kontantstrømmen vil se ut for operatørene, ettersom at tiltakskostnadene blir beregnet som en netto nåverdi med utslippsreduksjon som også vil skje frem til omtrent 2050. Men det illustrerer godt det totale lønnsomhetsbildet for utslippsreduksjon i forhold til miljøavgifter og kjøp av klimavoter.

4.3.5 Resultater S2



Figur 10: (Faste 2023-kroner).

Ved å anvende en metodisk tilnærming hvor vi kombinerer antatte årlige utslippsverdier med karbonkostnader, bestående av kvotepriser og CO₂-avgifter, fremkommer det i figur 10 resultater for fremtidige kostnader i petroleumsektoren. Ifølge Oljedirektoratets utslippsframskrivning, og under forutsetning av at norsk petroleumssektor oppnår et utslippsreduksjonsmål på 40%, vil karbonkostnadene nå sitt toppunkt i 2026 med 19,2 milliarder kroner, hvorefter det vil oppstå en nedgående trend frem mot 2030.

Ved å sammenligne analysen mellom dette scenarioet og scenario 1 (medium produksjon), vil en observere en markant nedgang i de totale karbonkostnadene, en samlet reduksjon på 34,5 milliarder NOK for sektoren. Denne observasjonen tydeliggjør at oppnåelse av det gitte utslippsmålet vil medføre betydelige besparelser i forhold til karbonkostnader.

For at implementeringen av utslippsreducerende tiltak skal være lønnsomme, må de samlede tiltakskostnadene, som omfatter nødvendige investeringer i utslippsreducerende teknologier, være mindre enn 34,5 milliarder NOK. På denne måten vil tiltaket ikke bare være kostnadseffektivt, men også potensielt lønnsomt.

Man kan også si at investeringer som overgår beløpet på 34,5 milliarder NOK kan være lønnsomme om vi tar høyde for utslippsreduksjon som vil skje i etterkant av 2030.

4.4 Scenario 3

4.4.1 Scenarioets utgangspunkt i klimamål

I innledningen til scenario 3 vil vi nå se nærmere på de ambisiøse klimamålene som EU har satt for å redusere utslippet av klimagasser. Den europeiske kommisjonen vedtok et lovforslag 14. juli 2021 om å redusere sine klimagassutslipp med minst 55% innen 2030, sammenlignet med 1990-nivåene. Dette målet er gjort juridisk bindende gjennom den europeiske klimaloven, og er en del av den større målsettingen om å gjøre EU klimanøytral innen 2050. For å nå disse målene, har Det europeiske råd introdusert en reformpakke med forslag kjent som "Fit for 55". Denne pakken inneholder revisjoner og oppdateringer til eksisterende EU-lovgivning, samt nye initiativer for å sikre at EUs politikk er i tråd med de avtalte klimamålene (European Council, 2023)

EU-ETS representerer et av hovedverktøyene i EUs klimastrategi for å nå disse målene og har resultert i en reduksjon av klimagassutslipp med 41% siden implementeringen. For perioden 2021-2030 har The European Commission vedtatt en revidert EU-ETS-direktiv. Direktivet er designet for å oppnå EUs totale reduksjonsmål for klimagassutslipp for 2030. Sektorer dekket av EU-ETS må redusere utslippene med 43% sammenlignet med 2005-nivåene (European Commission, u.å)

For å nå det ambisiøse målet om en 55% reduksjon i utslipp har det, i senere tid, vist seg å være nødvendig at reduksjonsmålet i utslipp fra sektorer dekket av EU-ETS øker fra 43% til 62%. Dette ble foreslått av Rådet for miljø (Environment Council, ENVI), og i desember 2022 ble det inngått en avtale med Det Europeiske Parlamentet (EP) om fastsettelse av de nye målene (European Council, 2023).

4.4.2 Utslippsreducerende tiltak

Utover tiltakene som er inkludert i Oljedirektoratets framskrivning av utslipp, blir det i Grønn omstilling gjort en tiltaksanalyse for videre utslippsreduksjon. Tiltakene som er trukket fram i analysen er i stor grad av samme type tiltak som inkluderes i framskrivningen til OD, men videre satsing på nye prosjekter innenfor samme tiltakskategori utover.

<i>Tiltak</i>	<i>Utslippspotensialet i 2030 (Tonn Co2-ekv)</i>
Elektrifisering med kraft fra land	600 000
Energieffektivisering av plattformer	500 000
Lokal havvind	150 000
Nye teknologier	200 000
Tiltak på mobile rigger	100 000
Sum:	1 550 000

Tabell 3: Utslippsreduksjonspotensialet utover scenario 2, hentet fra grønn omstilling, tabell 2.

Som vist i tabellen ovenfor, vil tiltakene som er inkludert i analysen potensielt redusere 1.550.000 tonn CO₂-ekvivalent innen 2030. Om vi gjennomfører disse tiltakene i tillegg til å redusere tilsvarende utslipp slik som illustrert i scenario 2, vil utslippet i 2030 være 5.676.992 tonn CO₂-ekvivalenter. Det tilsvarer en utslippsreduksjon sammenlignet med 2005-nivå på 49,9786 prosent. Det vil kreve ytterlige 12 prosent reduksjon for å nå målet om 62 prosent målet sammenlignet med 2005. Analysen er gjort med utgangspunkt i målsetningen om på 50 prosent lavere utslipp, og ikke en reduksjon på 62 prosent sammenlignet med 2005-nivå, slik som vi tar utgangspunkt i for denne oppgaven. Etersom at EU økte ambisjonsnivået fra 43 prosent til 62 prosent i desember 2022 (European Council, 2023), er det ikke gjort noe ytterlige tiltaksanalyse for utslippsreduksjon utover målet om 50 prosent lavere nivåer sammenlignet med 2005. I dette scenarioet, vil tiltakene og tiltaks-kostnadene derfor ikke være tilstrekkelig for å nå 62 prosent målet som vi har satt for scenarioet.

Vi bruker her den samme metode for beregning av lønnsomheten ved utslippsreduksjon for scenario 2 (avsnitt 3.2.1). Etersom at tiltakene i scenario 3 er laget som et mulighetsområde for utslippsreduksjon utover de vedtatte og planlagte

tiltakene som inkluderes i framskrivningen og i scenario 2 (Miljødirektoratet, 2022, s. 11). Er det rimelig å konkludere at de bedriftsøkonomiske merkostnadene i scenario 3 vil ligge på et høyere nivå i kostnadsintervallet enn for scenario 2.

$$\text{Nedre grense: } (1\,559 - 2\,500) * 1\,550\,000 = -1\,458\,550\,000$$

$$\text{Øvre grense: } (2\,230 - 1500) * 1\,550\,000 = 1\,131\,500\,000$$

Lønnsomhetsintervallet som vist ovenfor er beregnet utover intervallet i scenario 2. Om vi legger intervallet beregnet i scenario 2 sammen med intervallet for scenario 3, vil vi få følgende intervall for lønnsomheten av å redusere utslipp med 49,98 prosent sammenlignet med 2005-nivået:

$$\text{Nedre grense} = \text{Nedre grense scenario 2} + \text{Nedre grense scenario 3}$$

$$\text{Nedre grense: } -2\,054\,705\,494 + (-1\,458\,550\,000) = -3\,513\,255\,494$$

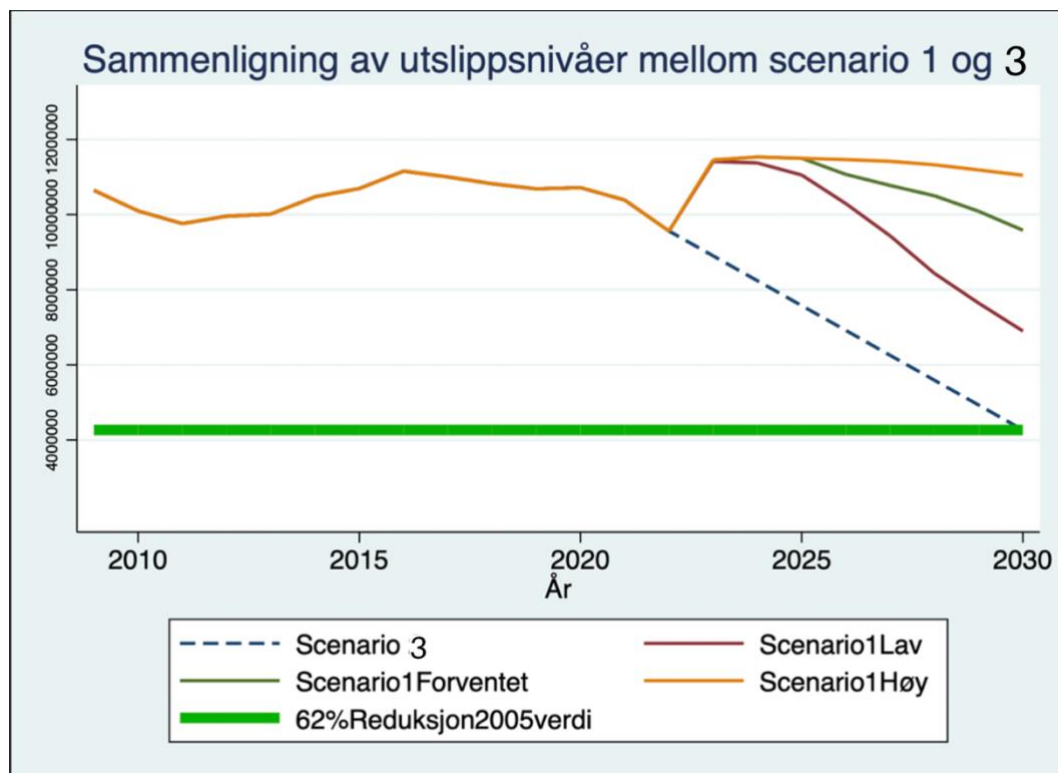
$$\text{Øvre grense} = \text{Øvre grense scenario 2} + \text{Øvre grense scenario 2}$$

$$\text{Øvre grense: } 1.593.979.820 + 1\,131\,500\,000 = 2\,726\,479\,820$$

Slik som nevnt i beregningen for scenario 2, vil ikke disse tallene være en realistisk fremstilling av kontantstrømmen til operatørene ettersom at de bedriftsøkonomiske kostnadene er beregnet som en netto nåverdi av tiltakskostnad frem mot 2050, og ikke 2030 slik som i vårt tidsperspektiv. Men det illustrerer godt lønnsomhetsbilde for utslippsreduksjoner frem til 2030 når vi tar hensyn til at investeringskostnadene bidrar til videre utslippsreduksjon utover vårt tidsområde.

4.4.3 Sammenligning av utslipp i scenario 1 og 3

Følgende avsnitt presenterer en oversiktlig analyse av klimagassutslippene i S1- og S3- scenarioene, målt i tonn karbondioksid (CO₂). Diagrammet i figur 12 inkluderer en fremhevet grønn linje, som illustrerer det nødvendige utslippsnivået som må oppnås innen 2030 for å oppfylle det ambisiøse klimamålet, referert til som «Fit for 55». For å nå dette målet, kreves det en bratt nedgang i utslipp fra 2023 til 2030, dette illustreres i diagrammet med en stiplet blå linje som møter grønn linje.



Figur 11

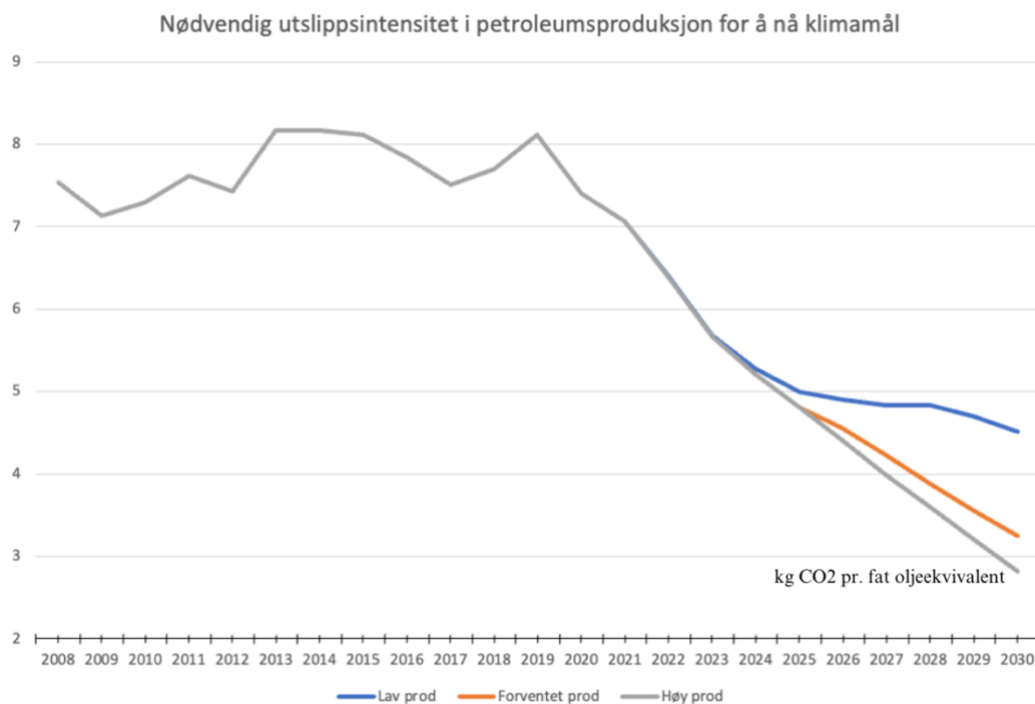
Basert på utslipp som er underlagt kvoteplikt, vil dette nivået beløpe seg til 4,26 millioner tonn CO₂. Dette representerer en utslippsreduksjon på 5,14 millioner tonn fra 2022 nivå, og en reduksjon på 7 millioner tonn fra 2005 nivå. Dette tallet gjengir en betydelig reduksjon i CO₂-utslipp sammenlignet med dagens nivåer, noe som understreker alvorlighetsgraden og ambisjonene i det nevnte målet. Avstanden mellom grønne og oransje verdier, representerer en stor avstand mellom klimamål, og nåværende realitet.

Det kommer tydelig frem i utslippsnivåene presentert overfor at året 2021 viser en betydelig nedgang i kvotepliktige utslipp. Dette skyldes blant annet koronapandemiens effekt på produksjon og etterspørsel.

4.4.4 Nødvendig utslippsintensitet for å nå 62% reduksjon

I figur 13 sammenligner vi verdier over de nødvendige utslippene opp mot produksjonsutsiktene til Oljedirektoratet som anvendt i scenario 1, for å skape et bilde over hvordan utslippene er nødt til å reduseres. Gitt at utslippsintensiteten i 2022 registrerte en verdi på omtrent 6,4 kg pr. fat oljeekvivalent, vil det kreve en

sektoromfattende innsats for å redusere denne verdien til 3,2 kg, i lys av vår konstruerte produksjonsplan som kreves for oppnåelsen av klimamålet.

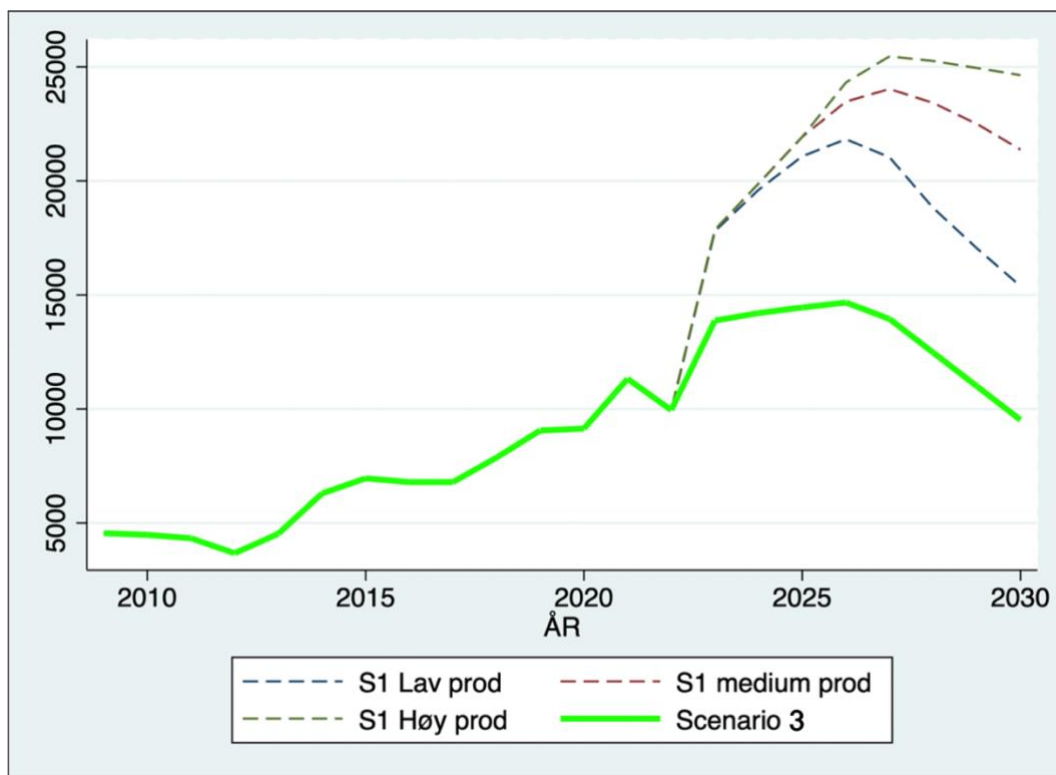


Figur 12: Utslippsintensitet oppgitt i kg. Pr. fat oljeekvivalent i produksjonsutsiktene.

Figur 13 viser en betydelig forskjell imellom historiske og fremtidige utslippsintensiteter. Dette illustrerer den betydelige utfordringen sektoren står overfor, og underbygger behovet for innovative løsninger og tiltak for å forbedre utslippsintensiteten, samtidig som produksjonen opprettholdes på et høyt nivå.

4.4.5 Resultater S3

Gitt målet om en 62% reduksjon i utslipp innen 2030, kan petroleumssektoren oppnå betydelige endringer i sine karbonkostnader dersom de klarer en helomvending i produksjonen sin. Basert på denne ambisiøse forpliktelsen, kan vi estimere at den totale karbonkostnaden i 2030 vil være omtrent 9,52 milliarder NOK. Denne summen representerer omtrent halvparten av karbonkostnadene i det forventete produksjonsnivået i scenario 1. Beregningen tar utgangspunkt i de samme karbonprisene som ble brukt i scenario 1.

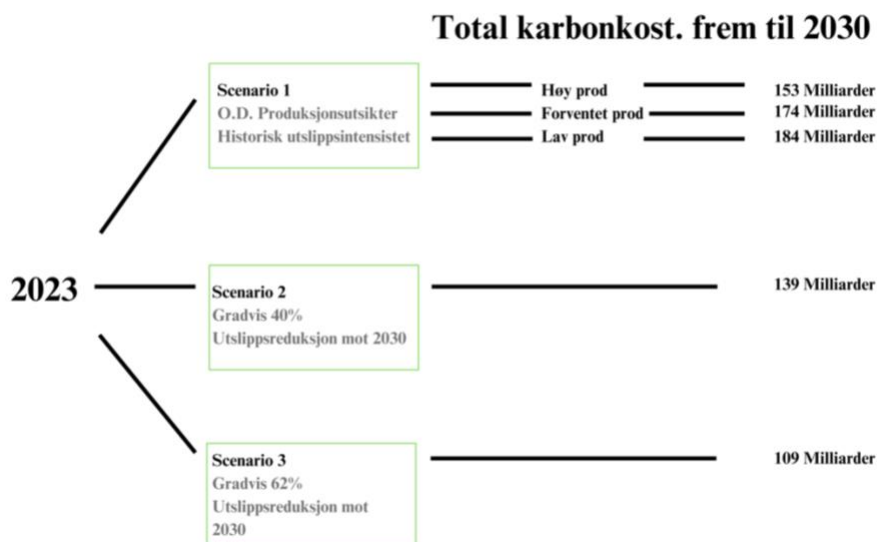


Figur 13: Karbonkostnader 2023 – 2030 oppgitt i millioner NOK. (Faste 2023 tall)

I figur 14 vil området i diagrammet mellom «S1 medium prod» (forventet) og «Scenario 3» symboliserer en potensiell besparelse for sektoren på ca. 66 milliarder kroner i perioden 2024 – 2030.

Fra denne analysen kan vi trekke en viktig konklusjon om økonomien rundt utslippsreduksjonstiltak i petroleumssektoren. For å realisere en 62% reduksjon i utslipp, må de samlede tiltakskostnadene bestående av nødvendige investeringer i utslippsreducerende teknologier, være mindre enn 66 milliarder NOK. Det er på dette punktet at utslippsreducerende tiltak vil begynne å skape en netto økonomisk gevinst for norsk petroleumssektor og dermed forbedre lønnsomheten.

4.5 Oversikt over totale karbonkostnader



Figur 14: Total karbonkostnad 2023 – 2030. (Faste 2023-kroner).

Figur 13 viser en oversikt over resultatene vi har kommet frem til gjennom de ulike scenarioene, hvor den totale karbonkostnaden utgjør kontantstrømmen fra år 2023 – 2030.

I scenario 1, med utgangspunkt i Oljedirektoratets fremtidige produksjonsprognoser, har vi beregnet de totale karbonkostnadene ved å anvende en gjennomsnittlig utslippsfaktor på 7,29 kg pr tonn CO₂ ekvivalent. De ulike produksjonsprognosene førte til varierende resultater.

Under forutsetningen om at norsk petroleumssektor oppnår utslippsmålet på 40% reduksjon, viser scenario 2 en betydelig redusert karbonkostnad for sektoren på 139 milliarder NOK. Ved at scenarioet tar hensyn til planlagte tiltak, vil det kunne argumenteres for at denne karbonkostnaden vil være det mest realistiske utfallet.

Under et enda mer ambisiøst mål om 62% reduksjon, vil det i scenario 3 påløpes en karbonkostnad som er svært mye lavere enn tidligere presenterte verdier. Det kan stilles spørsmål til om hvorvidt sektoren er i stand til å oppnå denne lave kontantstrømmen.

5.0 Konklusjon og drøfting

Etter en grundig analyse av karbonkostnader i norsk petroleumssektor presentert i denne bacheloroppgaven, fremkommer det at fremtidige karbonkostnader vil ha en betydelig innvirkning på både økonomien til den enkelte bedrift, og Norges økonomi som helhet. Funnene indikerer at utslippsreducerende tiltak sannsynligvis vil være kostnadseffektive under betingelser, og at innføring av disse tiltakene vil medføre en betydelig endring i petroleumssektorens økonomiske fremtidsutsikt.

Ved å gå dypere inn i disse implikasjonene, kommer vi til kjernen av hva dette kan bety for fremtiden til norsk petroleumssektor og Norges økonomi generelt. Hvordan kan vi forberede oss på denne uunngåelige utviklingen? Hvordan kan vi sikre en jevn overgang til en mer bærekraftig fremtid, som ikke bare reduserer utslippene, men også opprettholder økonomisk stabilitet?

Våre funn peker mot et avgjørende øyeblikk for sektoren. Basert på scenarioanalyser har vi identifisert potensielle karbonkostnadsbesparelser og økonomiske gevinster gjennom utslippsreducerende tiltak. Nøkkelen for å opprettholde lønnsomhet i petroleumssektoren og samtidig kunne nå målene som er satt, vil være å unngå høye karbonkostnader ved å redusere utslipp i tidligst mulig fase. Det er sentralt at vi har en velfungerende klimapolitikk som legger til rette for at petroleumssektoren skal kunne gjennomgå en dramatisk omstilling på kortest mulig tid, for å fortsatt kunne opprettholde en stabil, bærekraftig og lønnsom økonomi.

Analyser av karbonkostnader i de ulike scenarioene har gitt innsikt i mulige fremtidige utslippsnivåer og sektorens økonomiske konsekvenser som følge av utslippene. Scenario 1, som tar utgangspunkt i dagens utslippsintensitet og produksjonsprognoser uten videre utslippsreduksjon, viser en forventet økning i karbonkostnader frem til 2026, etterfulgt av en nedgang.

Scenario 2 tar hensyn til oljeselskapenes egne vedtatte og planlagte utslippsreducerende tiltak, og gir en mer realistisk fremstilling av de fremtidige utslippene i petroleumssektoren. Karbonkostnadene i dette scenarioet vil avhenge av effekten og gjennomføringen av disse tiltakene. Dersom petroleumssektoren er

i stand til å gjennomføre utslippsreduksjon i samsvar med hva de har rapportert, vil utslippet reduseres med omtrent 40 prosent i 2030 sammenlignet med 2005. Karbonkostnadene vil da reduseres med omtrent 35 milliarder sammenlignet med hva det ville vært for forventet produksjonsnivå i scenario 1.

Om norsk petroleumssektor er i stand til å gjøre en helomvending ved å nå målet tilknyttet 62% reduksjon i utslipp, vil sektorens årlige totale karbonkostnad aldri overstige 15 milliarder. I praksis vil ikke alle disse kostnadene bli betalt av aktørene i sektoren, da enkelte kvoter som tidligere nevnt nettopp er vederlagsfrie. Karbonkostnadene er også svært lave sett i sammenheng med petroleumssektorens enorme inntekter de siste årene. Fra muntlig samtale med intervjuobjektet i Fritjof Nansens institutt 03.05.23, konkluderes det med at de største økonomiske konsekvensene av miljøpolitikken vil inntreffe etter år 2030, og at aktører med høye utslipp og manglende utslippseffektivitet vil oppleve problemer som følge av dette.

Denne påstanden har vi også klart å bekrefte i våre enge analyser, hvor det kommer frem at karbonkostnadene har steget, og vil stige videre fremover. Noe som forklares av regjeringens klimapolitikk, og mål om å sette en karbonpris tilsvarende 2000 i 2030. Tilbudet av klimakvoter i EU-ETS blir redusert med 4,3 – 4,4 prosent hvert år, noe som også driver kostnadene opp over tid. Slik som nevnt i avsnitt 2.8.1, vil investeringskostnadene for tiltak bli fordelt over et høyere nivå utslippsreduksjon om tiltak gjennomføres tidligere i feltenes levetid. Tiltakskostnadene vil dermed økes om vi venter med å sette i gang med utslippsreduksjon i sektoren.

Innenfor tidsrommet vi har valgt å se på, er det ikke sikkert at det vil være direkte lønnsomt for petroleumssektoren å gjennomføre utslippsreduksjon slik at vi når de målene som vi har satt. Det er en rekke usikkerhet og barrierer som blant annet et usikkert kraftmarked og høye etableringskostnader. Derimot, vil det være rimelig å gjennomføre ulønnsomme investeringer i dag, slik at vi i et senere tidspunkt har opparbeidet et sterkere fundament for videre lønnsom utslippsreduksjon. For at vi skal kunne håndtere klimakrisen i takt med målsetningene vi har satt oss, kreves det at vi utvikler ny teknologi, infrastruktur og innovasjon så tidlig som mulig.

Videre er det klart at en forpliktelse til betydelige utslippsreduksjoner ikke bare er en miljømessig nødvendighet, men også et potensielt lønnsomt skritt for sektoren. Det understreker behovet for kontinuerlig investering og innovasjon innen utslippsreducerende teknologier for å sikre en bærekraftig og lønnsom fremtid for norsk petroleumssektor. Da petroleumssektoren over lang tid har skapt så enorm avkastning for velferdsstaten, burde det være økonomisk kapasitet til nødvendige investeringer for å nå målene, og sikre at lønnsomheten oppnår en lavere påvirkning av fremtidige karbonkostnader.

Analysene vi har gjort i denne bacheloroppgaven beviser at det er mulig å nå de målsetningene vi har satt oss. Det vil være kostbart og utfordrende, men fortsatt oppnåelig om vi er villig til å gjennomgå en betydelig omstilling. Spørsmålet videre er hvor mye sektoren ønsker å gjøre for å nå målene.

Gjennom omfattende og krevende undersøkelser, beregninger og analyser, har vi funnet ut at det ikke er et endelig svar på problemstillingen «Hvordan påvirker karbonprisene lønnsomheten i norsk petroleumssektor frem til år 2030». Hvordan karbonprisene påvirker lønnsomheten i norsk petroleumssektor vil i stor grad avhenge av valgene som blir tatt av oljeselskapene og politikerne. Mulighetsområdet er stort, og vi sitter selv i en posisjon for å styre utfallet i riktig retning. Når det er sagt, skal det ikke sees bort i fra kompleksiteten og usikkerheten ved å gjennomføre en betydelig omstilling for den største og viktigste næringen vi har i Norge. Det er ingen tvil om at vi står ovenfor en enorm utfordring.

Vår anbefaling vil absolutt være å opprettholde et forventet produksjonsnivå, samtidig som sektoren orienterer seg mot elektrifisering av gassturbiner, slik at veien står klar for å nå det realistiske målet om 40% reduksjon som vist i scenario 2. Det er høyst sannsynlig å oppnå denne utslippsreduksjonen uten å la produksjonsnivået begrense lønnsomheten.

Referanseliste

- Auen, J. E., & Vårdal, L. (2022, Juni 21). *Velferdsstaten*. Hentet fra <https://ndla.no/nb/subject:cc109c51-a083-413b-b497-7f80a0569a92/topic:ba59526d-02d1-4475-84d6-07fe1fb784df/topic:d73cd670-bff8-4bc6-9831-8665bcd9499c/resource:1:158412>
- Environmental Protection Agency. (2020). *AP - 42 Vol. I Introduction*.
- Equinor. (2023, 22 Mai). *Equinor utsetter videre utvikling av Trollvind*. Hentet fra <https://www.equinor.com/no/nyheter/20230522-utsetter-videre-utvikling-av-trollvind>
- European Commission. (2000, Februar 8). *Green Paper on greenhouse gas emissions trading within the European Union*. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52000DC0087>
- European Commission. (2013, November 6). *Climate action: Commission proposes ratification of second phase of Kyoto Protocol*. Hentet fra https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_13_1035
- European Commission. (2023, April). *European Union Transaction Log*. Hentet fra <https://ec.europa.eu/clima/ets/ohaDetails.do?accountID=101963&action=all&languageCode=en®istryCode=NO>
- European Commission. (u.å). *Allocation to industrial installations* . Hentet fra https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/allocation-industrial-installations_en
- European Commission. (u.å). *Climate Action* . Hentet fra https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation_en
- European Commission. (u.å). *Development of EU ETS (2005-2020)*. Hentet fra https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/development-eu-ets-2005-2020_en#first-steps
- European Commission. (u.å). *EU Emissions Trading System (EU ETS)* . Hentet fra https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en
- European Commission. (u.å). *Revision for phase 4 (2021-2030)*. Hentet fra https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/revision-phase-4-2021-2030_en

- European Council. (2023, Mai 26). *Fit for 55*. Hentet fra <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- European Council. (2023, Mai 15). *Infographic - Fit for 55: reform of the EU emissions trading system*. Hentet fra <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/fit-for-55-eu-emissions-trading-system/>
- Finansdepartementet. (2020, Januar 10). *CO2-avgiften*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/veibruksavgift-pa-drivstoff/co2-avgiften/id2603484/>
- Finansdepartementet. (2022, Desember 22). *Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser/id2878113/>
- FN-Sambandet. (2020 a, Desember 22). *Kyotoprotokollen*. Hentet fra <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/kyotoprotokollen>
- FN-Sambandet. (2020 b, Desember 22). *Parisavtalen*. Hentet fra <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen>
- FN-Sambandet. (2021, Setember 30). *FNs klimakonvensjon*. Hentet fra <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/fns-klimakonvensjon>
- Haug, K. D., Reiakvam, L., & Solheim, H. (2022, Februar 22). *Avgifter på utslipp er fortsatt lave som andel av produksjonsverdi*. Hentet fra <https://www.norges-bank.no/bankplassen/arkiv/2022/avgifter-pa-utslipp-er-fortsatt-lave-som-andel-av-produksjonsverdi/>
- Haugen, S. O. (2022, Mars 2). *Krigen gir krakk i klimavoter*. Hentet fra Finansavisen: https://www.finansavisen.no/nyheter/miljo/2022/03/02/7829206/krakk-i-klimavoter?zephir_sso_ott=oWvq2p
- Klima- og miljødepartementet. (2015, Desember 14). *Paris-avtalen om klima vedtatt*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumentarkiv/regjeringen-solberg/aktuelt-regjeringen-solberg/kld/nyheter/2015/paris-avtalen-om-klima-vedtatt/id2467187/>
- Klima- og miljødepartementet. (2021, Oktober 11). *EØS-avtalen om klima og miljø*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/eos-avtalen-og-miljo1/id2339794/>
- Klima- og miljødepartementet. (2022, Oktober 6). *Regjeringens klimastatus- og plan*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/contentassets/fad4e2d774cf45ac8ad0e8cbb1ea093f/tallene-bak-figurene_klimastatus-og-plan-2022-2023.xlsx
- KonKraft. (2021, Februar 4). *FRAMTIDENS ENERGINÆRING PÅ NORSK SOKKEL*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/ab557e6446d84b1c9c348c9912b>

- Nyhus, H. (2023, Mars 13). *NRK*. Hentet fra Regjeringa er usikker på vinninga ved å elektrifisere sokkelen: <https://www.nrk.no/vestland/regjeringa-er-usikker-pa-vinninga-ved-a-elektrifisere-sokkelen-1.16330341>
- Official Journal of the European Union. (2004, Oktober 27). *DIRECTIVE 2004/101/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL L338/18*. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX%3A32004L0101>
- Official Journal of the European Union. (2019, April 15). *INTERNATIONAL AGREEMENTS L 120/1*. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L:2019:120:FULL>
- Offshore Norge. (2023, Mars 15). *204 000 sysselsatte tilknyttet olje- og gassnæringen*. Hentet fra <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/204-000-sysselsatte-tilknyttet-olje--og-gassnaeringen?publisherId=17847944&releaseId=17959752>
- Olje- og energidepartementet. (2019, Januar 4). *AVGIFTER OG KVOTEPLIKT*. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/et-baerekraftig-og-sikkert-energisystem/avgifter-og-kvoteplikt/>
- Oljedirektoratet. (2022, August 25). *Ressursrapport 2022*. Hentet fra <https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/publikasjoner/rapporter/ressursrapporter/2022/no/ressursrapport-2022.pdf>
- Olsen, Ø. (2020, Oktober 30). *Management of the Government Pension Fund Global (Speech)*. Hentet fra <https://www.norges-bank.no/en/news-events/news-publications/Speeches/2020/2020-10-30-olsen/>
- Prop. 1 S (2022-2023). (u.d.). *Klima- og miljødepartementet*. Hentet fra Regjeringas klimastatus og -plan: https://www.regjeringen.no/contentassets/fad4e2d774cf45ac8ad0e8cbb1ea093f/no/pdfs/kld_regjeringas_klimastatus_og_-plan.pdf
- Prop. 113 L (2019-2020). (2020). *Midlertidige endringer i petroleumsskatteloven*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/db9b4c93e0ea43f18ebe40a035f995d1/no/pdfs/prp201920200113000dddpdfs.pdf>: Finansdepartementet.
- Ramsdal, R. (2014, August 22). *Disse 5 feltene slipper ut mest på sokkelen*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/disse-5-feltene-slipper-ut-mest-pa-sokkelen/230485>
- Regjeringen.no. (2021, Oktober 12). *Norsk oljehistorie på 5 minutter*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/norsk-oljehistorie-pa-5-minutter/id440538/>
- Tahir, M. I. (2022, Mars 16). *Offshore Norge*. Hentet fra Derfor elektrifiserer vi norsk sokkel: <https://offshorenorge.no/om-oss/nyheter/2021/12/derfor-elektrifiserer-vi-norsk-sokkel/>

