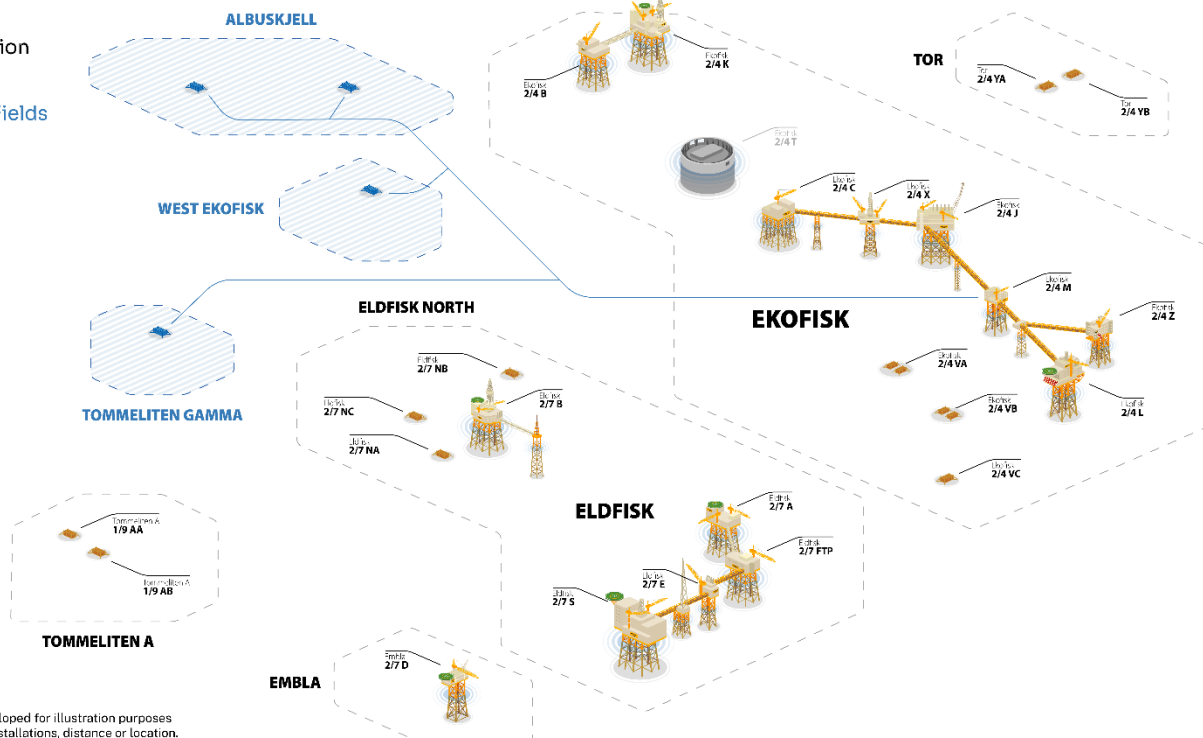


- Installations in operation
- Closed installations
- Previously Produced Fields



The Greater Ekofisk Area overview is developed for illustration purposes and does not represent accurate size of installations, distance or location. Updated July 2025.

Rapport 2025/18 | For ConocoPhillips



Netto forbrenningsutslipp fra Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma

Andreas Hoel-Holt, Ina Sandaker, Harald Svartsund

Dokumentdetaljer

Tittel	Netto forbrenningsutslipp fra Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma
Rapportnummer	2025/18
Forfattere	Andreas Hoel-Holt, Ina Sandaker, Harald Svartsund,
ISBN	978-82-8126-729-9
Prosjektnummer	25-HVE-04
Prosjektleder	Andreas Hoel-Holt
Kvalitetssikrer	Haakon Vennemo
Oppdragsgiver	ConocoPhillips Skandinavia AS (COPSAS)
Dato for ferdigstilling	15. mai 2025
Kilde forsidefoto	ConocoPhillips
Tilgjengelighet	Offentlig
Nøkkelord	Olje og gass, klima og det grønne skiftet, statistikk og empirisk analyse, modeller og data-baser

Om Vista Analyse

Vista Analyse AS er et samfunnsfaglig analyseselskap med hovedvekt på økonomisk utredning, evaluering, rådgivning og forskning. Vi utfører oppdrag med høy faglig kvalitet, uavhengighet og integritet. Våre sentrale temaområder er klima, energi, samferdsel, næringsutvikling, byutvikling og velferd. Vista Analyse er vinner av Evalueringsprisen 2018.

Våre medarbeidere har meget høy akademisk kompetanse og bred erfaring innenfor konsulentvirksomhet. Ved behov benytter vi et velutviklet nettverk med selskaper og ressurspersoner nasjonalt og internasjonalt. Selskapet er i sin helhet eiet av medarbeiderne.

Forord

Denne rapporten er skrevet våren 2025, på oppdrag fra ConocoPhillips. Monica Aasberg har vært kontaktperson for oppdraget. Vi takker for et godt samarbeid og et interessant oppdrag.

Vista Analyse er fullt ut ansvarlig for rapportens metodevalg, beregninger og konklusjoner. Vi viser i denne sammenheng til vårt styringsdokument om rolleforståelse og våre etiske retningslinjer, som er tilgjengelige på våre nettsider.

15. mai 2025

Andreas Hoel-Holt
Seniorøkonom
Vista Analyse AS

Haakon Vennemo
Partner
Vista Analyse AS

Innhold

Sammendrag og konklusjoner	7
1 Innledning	11
1.1 Rapportens struktur	12
2 Metode og forutsetninger	13
2.1 Brutto forbrenningsutslipp fra olje og gass	13
2.2 Markedsrespons i olje- og gassmarkedene	13
2.3 Unngåtte produksjonsutslipp fra fortrengt olje- og gassproduksjon	15
2.4 Substitusjon mot andre energikilder på etterspørselssiden, og tilhørende utslippseffekter	16
3 Tallfesting av modellen	18
3.1 Utslippetsintensiteter og energisammensetning	18
3.2 Estimerer på elastisiteter	18
3.3 Kvantifisering av usikkerhet	19
3.4 Sensitivitetsanalyser av viktige forutsetninger	20
4 Resultater for PL018 (Albuskjell og Vest Ekofisk)	22
4.1 Prognoser for produksjonsvolum og produksjonsutslipp	22
4.2 Brutto og netto forbrenningsutslipp	23
4.3 Sensitivitetsanalyser	26
5 Resultater for PL044 (Tommeliten Gamma)	29
5.1 Prognoser for produksjonsvolum og produksjonsutslipp	29
5.2 Brutto og netto forbrenningsutslipp	31
5.3 Sensitivitetsanalyser	33
6 Referanser	36
Vedlegg	39
A Detaljerte resultater	40
Figurer	
Figur S.1 Brutto- og netto forbrenningsutslipp fra Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)	8
Figur S.2 Bidrag til netto forbrenningsutslipp, etter kilde. Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)	8
Figur S.3 Brutto- og netto forbrenningsutslipp fra Tommeliten Gamma (PL044)	9
Figur S.4 Bidrag til netto forbrenningsutslipp, etter kilde. Tommeliten Gamma (PL044)	9
Figur 1.1 Oversikt over feltene i PPF	11
Figur 2.1 Stilisert fremstilling av markedseffekter i olje- og gassmarkedene	14
Figur 4.1 Produksjonsprognose for PL018, gass	22
Figur 4.2 Produksjonsprognose for PL018, olje og NGL	23
Figur 4.3 Forventede produksjonsutslipp ved PL018	23
Figur 4.4 Brutto- og netto forbrenningsutslipp fra Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)	24
Figur 4.5 Bidrag til netto forbrenningsutslipp, etter kilde. Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)	25
Figur 4.6 PL018 Sensitivitet 1: Andel utsatt produksjon og nettoutslipp	26
Figur 4.7 PL018 Sensitivitet 2: Kun amerikansk LNG fortrenses på marginen	27

Figur 4.8	PL018 Sensitivitet 3: EUs kvotehandelsystem bindene for produksjonsutslipp	28
Figur 5.1	Produksjonsprognose for PL044, gass	29
Figur 5.2	Produksjonsprognose for PL044, olje og NGL	30
Figur 5.3	Forventede produksjonsutslipp ved PL044	30
Figur 5.4	Brutto- og netto forbrenningsutslipp fra Tommeliten Gamma (PL044)	31
Figur 5.5	Bidrag til netto forbrenningsutslipp, etter kilde. Tommeliten Gamma (PL044)	32
Figur 5.6	PL044 Sensitivitet 1: Andel utsatt produksjon og nettoutslipp	33
Figur 5.7	PL044 Sensitivitet 2: Kun amerikansk LNG fortrenses på marginen	34
Figur 5.8	PL044 Sensitivitet 3: EUs kvotehandelsystem bindene for produksjonsutslipp	35

Tabeller

Tabell S.1	Utslipp per fat oljeekvivalent	10
Tabell 4.1	Resultater per fat oljeekvivalent. Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)	25
Tabell 5.1	Resultater per fat oljeekvivalent. Tommeliten Gamma (PL044)	32
Tabell A.1	Detaljerte tall for brutto og netto forbrenningsutslipp (i tusen tonn CO ₂ e)	40

Sammendrag og konklusjoner

Feltene Albuskjell og Vest Ekofisk i produksjonslisensene PL018 og Tommeliten Gamma i PL044 planlegges gjenåpnet gjennom prosjektet Previously Produced Fields (PPF), der en planlegger å benytte eksisterende infrastruktur i Ekofisk-området. Feltene er modne og ble opprinnelig stengt på 1990-tallet. Gass fra Ekofiskområdet sendes til kontinentet via rør, mens kondensat og NGL sendes til England.

Bruttoutslippene fra produksjon og forbrenning er anslått til å være om lag 31,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter for PL018 og om lag 8,8 millioner tonn CO₂-ekvivalenter for PL044. Når markedsrespons, fortrenkte utslipp og substitusjonseffekter tas med, anslås de langsiktige netto forbrenningsutslippene til å være på 2,0 millioner tonn CO₂-ekvivalenter for PL018 og 0,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter for PL044.

Resultatene er usikre, og det viktigste usikkerhetsmomentet er hvor sterkt globale markeder reagerer på økt tilbud fra dette prosjektet. Vi estimerer et intervall rundt hovedresultatene som reflekterer spennet i forskningslitteraturen på langsiktige tilbuds- og etterspørselastisiteter i markedene for olje og gass. Dette gir et spenn i netto forbrenningsutslipp fra -2,9 til 10,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter for PL018, og fra -0,8 til 2,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter for PL044.

Selv om vi i denne rapporten beskriver mange usikre faktorer, er det fortsatt faktorer vi ikke har tatt eksplisitt hensyn til. Noen av disse inngår i rapportens sensitivitetsanalyser. Viktigst er kanskje at fortrenkt produksjon helt eller delvis kan bli produsert senere. Det bidrar i tilfellet til større nettoutslipp enn vi har beregnet i hovedresultatet.

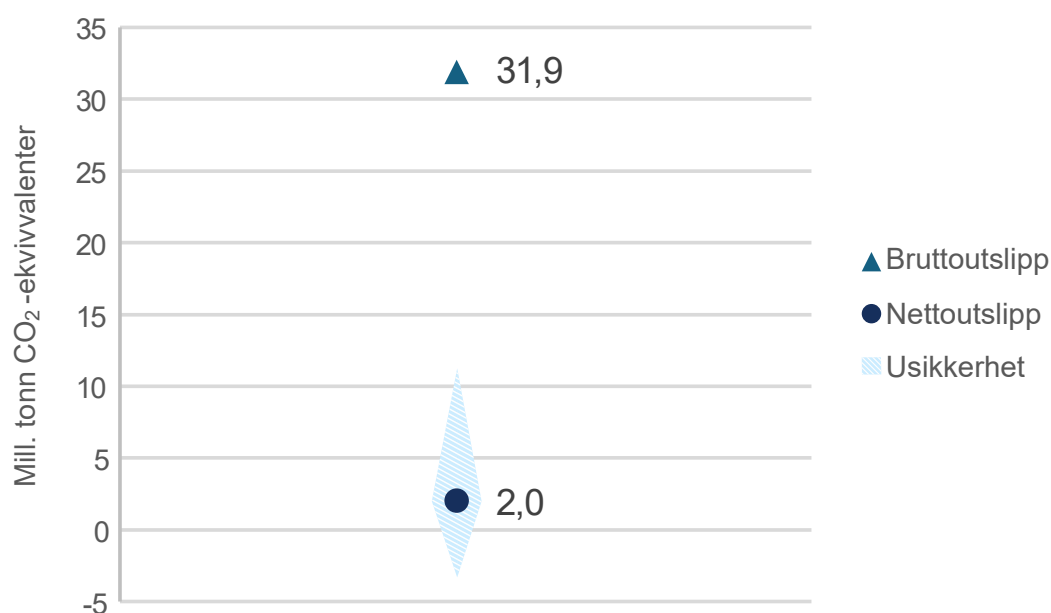
Vi beregner brutto og netto forbrenningsutslipp ved hjelp modellen VISTA-NETTO, som benytter en markedsbasert tilnærming der økt norsk produksjon gir lavere internasjonale priser, og dermed påvirker både forbruk og produksjon globalt. Sammenliknet med tidligere analyser er modellen oppdatert med nyere data og forskningsresultater, flere sensitivitetsanalyser og justerte forutsetninger.

Det er viktig å understreke at analysen av nettoutslipp avhenger av en rekke feltspesifikke forhold. Det gjelder valget av tidshorisont, analyseår, utslippsintensiteter, modellering av gassmarkedet, og andre viktige forhold. Dessuten vil ny forskning endre på forutsetningene som brukes. Denne rapporten kan ikke brukes ukritisk for å analysere netto utslippseffekter av andre felt.

Prosjektet fører sannsynligvis til økte forbrenningsutslipp i verden, men nettoutslippene er betydelig lavere enn bruttoutslippene

Vi finner at den økte utvinningen av olje og gass fra produksjonslisens PL018 medfører netto forbrenningsutslipp på 2,0 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, mens bruttoutslipp for feltene er 31,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Figur S.1 viser hovedresultatet sammen med et usikkerhetsspenn, som strekker seg fra -2,9 til 10,6 millioner CO₂-ekvivalenter. Usikkerhetsspennet er bredest rundt hovedresultatet for å illustrere at vi tilegner dette estimatet høyest sannsynlighet.

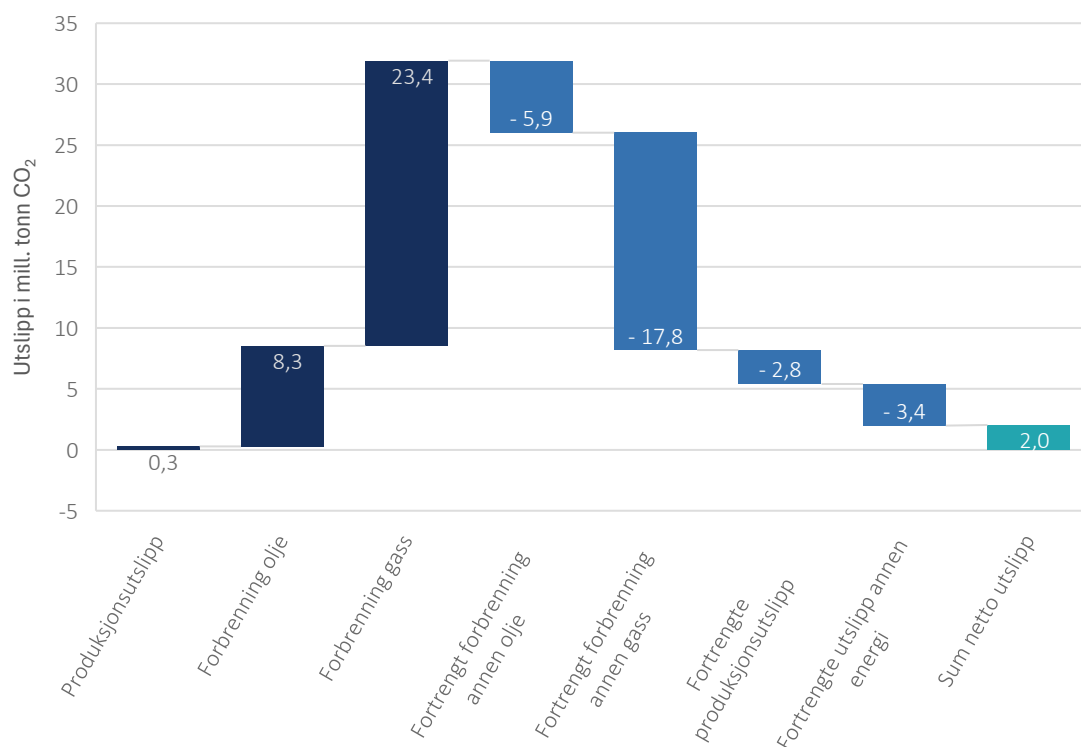
Figur S.1 Brutto- og netto forbrenningsutslipp fra Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)



Kilde: Vista Analyse

Figur S.2 viser de ulike utslippseffektene som ligger bak hovedresultatet for PL018, brutt ned i økte og reduserte utslipp fra markedseffekter.

Figur S.2 Bidrag til netto forbrenningsutslipp, etter kilde. Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)

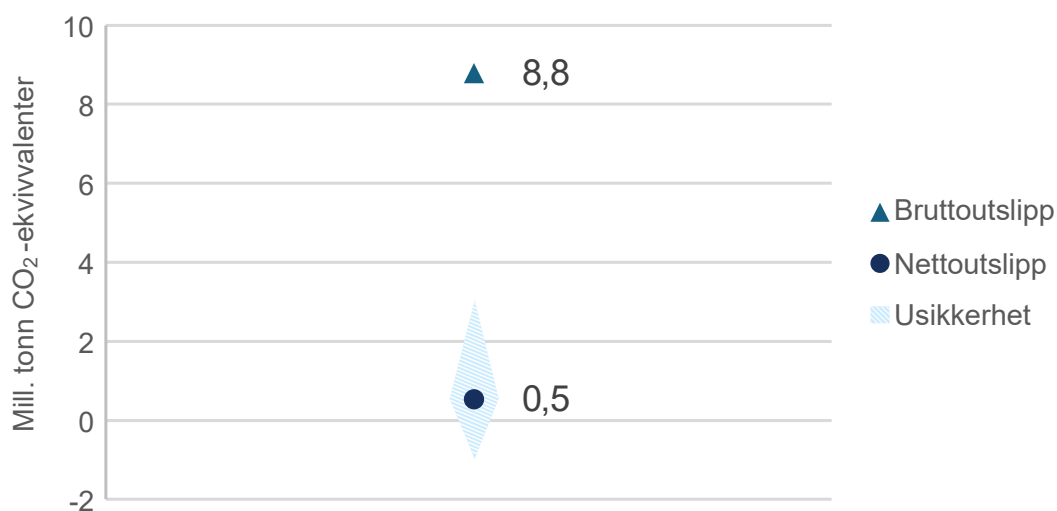


Kilde: Vista Analyse

For PL044 finner vi at den økte utvinningen av olje og gass fører til totale netto forbrenningsutslipp på 0,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, mens totale bruttoutslipp for feltene er 8,8 millioner

tonn CO₂-ekvivalenter. Figur S.3 viser hovedresultatet for lisensen sammen med et usikkerhetsspen, som strekker seg fra -0,8 til 2,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

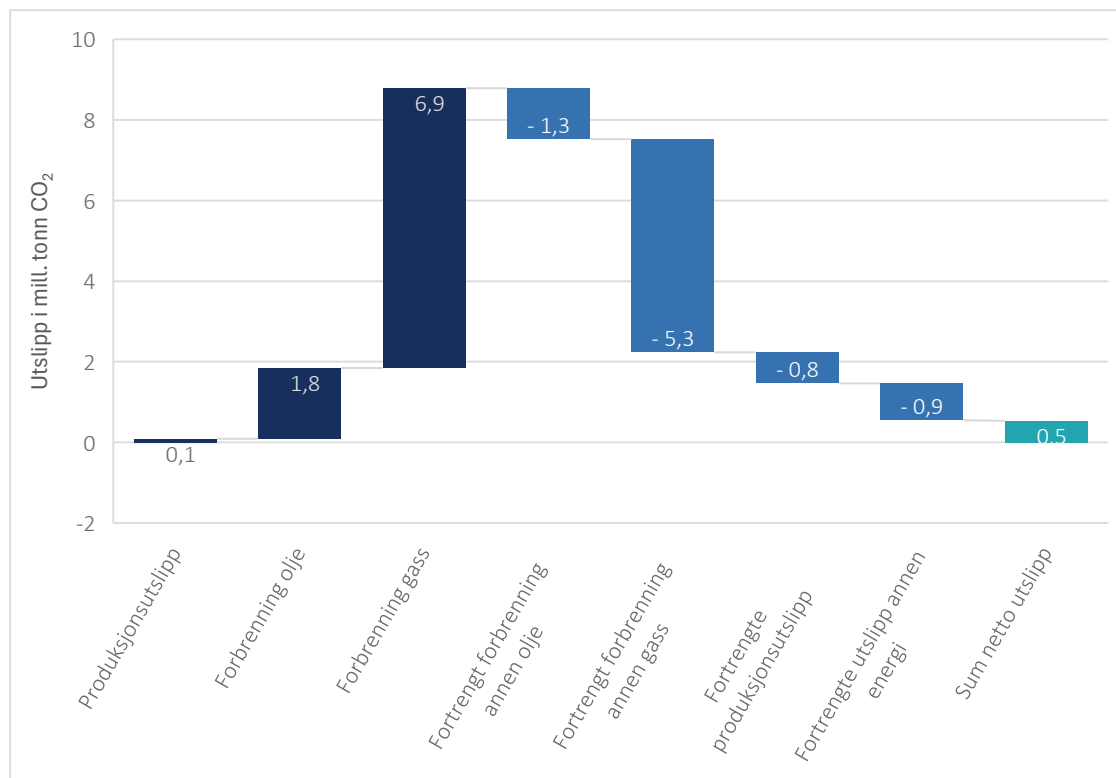
Figur S.3 Brutto- og netto forbrenningsutslipp fra Tommeliten Gamma (PL044)



Kilde: Vista Analyse

Figur S.4 viser et fossefallsdiagram av de ulike effektene som ligger bak hovedresultatet for PL044, fordelt etter økte og reduserte utslipp fra markedseffekter.

Figur S.4 Bidrag til netto forbrenningsutslipp, etter kilde. Tommeliten Gamma (PL044)



Kilde: Vista Analyse

Tabell S.1 gir en oversikt over de totale utslippene fra PL018 relativt til produksjonen. Merk at tallene er spesifikke til dette prosjektet og at disse ikke uten videre kan brukes for andre prosjekter.

Tabell S.1 Utslipp per fat oljeekvivalent

Type utslipp	Kilo CO ₂ -ekvivalenter per fat oljeekvivalent	
	PL018	PL044
Bruttoutslipp	361,4 kg	357,1 kg
Nettoutslipp (Hovedresultat)	23,0 kg	21,6 kg
Resultat høy markedsrespons	120,4 kg	119,8 kg
Resultat lav markedsrespons	-32,7 kg	-33,5 kg

Kilde: Vista Analyse

Betydningen av ulike forutsetninger for resultatene

I tillegg til variasjonen i estimerer på elastisiteter fra forskningslitteraturen, vil også valget av forutsetninger i modellen påvirke resultatene. Vi gjennomfører flere sensitivitetsanalyser som gjør det mulig å belyse hvordan resultatene påvirkes av forutsetninger om hvorvidt fortrengt produksjon forblir «i bakken», hvilken produksjon som fortrenses og hvilken betydning EUs kvotesystem har:

- I hovedanalysen forutsettes det at fortrengt produksjon blir permanent liggende i bakken. Det er imidlertid mulig at deler av denne produksjonen kun blir utsatt og senere hentet inn igjen dersom markedsforholdene tillater det. Resultatet viser at dersom fortrengt produksjon utsettes i stedet for å falle bort permanent, vil netto forbrenningsutslipp fra prosjektet øke betydelig.
- I hovedanalysen antar vi at norsk gass fortrenser annen produksjon med en utslippsintensitet som følger prognoser for globale gjennomsnitt, basert på at det er stor usikkerhet om hvilke prosjekter som realiseres på lang sikt. Vi tester imidlertid også en alternativ forutsetning, der det er amerikansk LNG som fortrenses. Denne har høyere utslippsintensitet enn gjennomsnittet og gir derfor lavere netto forbrenningsutslipp.
- Et tredje alternativt scenario tester en forutsetning der alle produksjonsutslipp i prosjektet er underlagt og fullt ut bundet av EUs kvotesystem. I hovedanalysen ser vi bort fra denne effekten, blant annet fordi utslippene vurderes i et globalt perspektiv der økt norsk rørgass påvirker forbruk og utslipp utenfor Europa. Dersom kvotemengden antas uendret, vil utslipp fra norsk produksjon ikke øke de samlede utslippene innenfor kvotesystemet.

I tillegg til disse elementene er det også andre potensielt viktige effekter som vi ikke hensyntar i analysen vår, som kan påvirke resultatene, men som vi ikke tar eksplisitt hensyn til. Vi har gjort en drøfting av blant annet innlåsnings effekter, stivhengighet, det grønne paradokset og politiske signaleffekter i Vista Analyse (2023).

1 Innledning

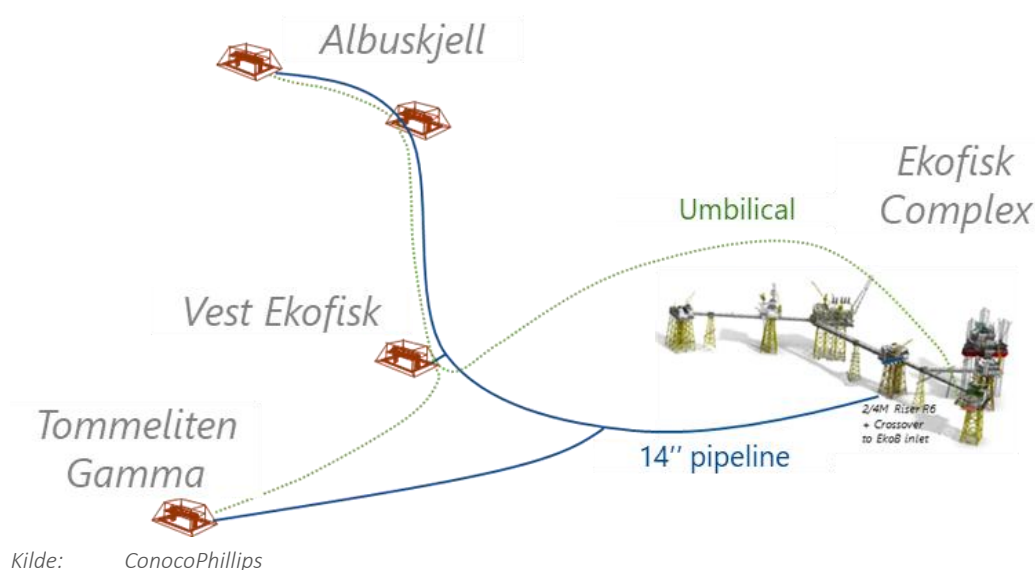
ConocoPhillips Skandinavia AS (COPSAS) representerer rettighetsinnehaverne for feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma. Disse feltene inngår i prosjektet Previously Produced Fields (PPF). PPF er en plan om å bruke havbunnsanlegg og den eksisterende infrastrukturen ved Ekofisk-komplekset i Nordsjøen til å starte utvinning fra felter der det tidligere har vært produksjon. Derfra sendes gassen til Emden i Tyskland for salg i Europa, mens kondensat og NGL sendes til Teesside i England hvor det lastes om bord på skip for videre salg.

I denne rapporten utreder vi samlede brutto og netto forbrenningsutslipp fra prosjektet, ved lisens PL018 (Albuskjell og Vest Ekofisk) og lisens PL044 (Tommeliten Gamma). Feltene ligger i det sørlige hjørnet av den norske sektoren i Nordsjøen. Det har tidligere vært produksjon ved Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma fra henholdsvis 1979, 1977 og 1988 til 1998. Nå vurderes det å starte opp produksjon igjen med havbunnsanlegg. Produksjonen vil ta i bruk infrastrukturen ved Ekofisk-komplekset.

Beregningen av brutto og netto forbrenningsutslipp gjøres i denne rapporten ved hjelp av modellen VISTA-NETTO, som tidligere er brukt til å evaluere lignende problemstillinger (Vista Analyse, 2023, 2024a, 2024b). Brutto forbrenningsutslipp inkluderer samlede utslipp ved produksjon og ved endelig forbrenning hos sluttbruker. Netto forbrenningsutslipp estimeres ved å ta hensyn til at olje og gass omsettes i markeder og at forbrukere og produsenter tilpasser seg endringer i produsert volum gjennom prisseffekter i markedene. Nettoutslipp kan sees på som en mer komplett analyse av klimaeffekten av et felt, der også indirekte effekter er med. Samtidig er det betydelig større usikkerhet rundt estimatene enn ved bruttoutslipp, og resultatet avhenger av forutsetningene som legges til grunn. For å synliggjøre denne usikkerheten beregner vi et spenn for nettoutslippene sammen med modellens punkttestimater.

Figur 1.1 viser en oversikt over de ulike havbunnsanleggene til Ekofisk-komplekset.

Figur 1.1 Oversikt over feltene i PPF



Det er viktig å understreke at analysen av nettoutslipp avhenger av en rekke feltspesifikke forhold. Det gjelder valget av tidshorisont, analyseår, utslippsintensiteter, modellering av markeder, og andre viktige forhold. Dessuten vil ny forskning endre på forutsetningene som brukes. Denne rapporten kan ikke brukes ukritisk for å analysere netto utslippseffekter av andre felt.

I tillegg kan en beregning av nettoutslipp til dels sees på som en prognose av hvordan energimarkeder vil reagere på endringer i produksjon. For at en slik prognose skal være mest mulig troverdig er det nødvendig med jevnlig oppdatering av parametere knyttet til markedsrespons og substitusjon, noe som sikres ved bruk av modellen VISTA-NETTO.

1.1 Rapportens struktur

I kapittel 2 redegjør vi for metoden som anvendes for å beregne brutto og netto forbrenningsutslipp. I kapittel 3 følger en kort beskrivelse av hvordan modellens parametere er tallfestet, og hvilke kilder og forutsetninger som er lagt til grunn. Kapittel 3.4 og 5 omhandler lisensene PL018 og PL044, inkludert produksjonsprofiler og tilhørende utslipp, slik de er oppgitt av ConocoPhillips. Her presenteres også resultatene fra modellkjøringene, med medfølgende sensitivitetsanalyser. De to kapitlene er like i struktur, men presenterer ulike resultater for de respektive lisensene. Til slutt følger et appendiks med detaljerte beskrivelser av resultatene i tabellformat.

2 Metode og forutsetninger

Rapporten bygger på den nyeste oppdateringen (2025-versjonen) av modellen VISTA-NETTO, som opprinnelig ble utarbeidet i Vista Analyse (2023) og videreutviklet i Vista Analyse (2024a). I dette kapittelet gjengir vi hovedprinsippene i modellen i korte trekk og beskriver de mest sentrale forutsetninger under hver metode. Framstillingen er delvis basert på Vista Analyse (2024a).

De fire hovedelementene som inngår i beregningen av netto forbrenningsutslipp er:

1. Brutto forbrenningsutslipp fra olje og gass
2. Markedsrespons i olje- og gassmarkedene
3. Unngåtte produksjonsutslipp fra fortrengt olje- og gassproduksjon
4. Substitusjon mot andre energikilder på etterspørselssiden, og tilhørende utslipp

I dette kapittelet forklarer vi hvilken metode som brukes og hvilke forutsetninger som ligger til grunn for hver av disse elementene. Dette gjøres i delkapitler 2.1–2.4.

2.1 Brutto forbrenningsutslipp fra olje og gass

Brutto forbrenningsutslipp inkluderer utslipp knyttet til hele verdikjeden av olje- og gassproduksjon, fra oppstrøms produksjonsutslipp og midstrømsutslipp til utslipp ved sluttbrukers forbrenning av olje- og gassprodukter. Beregningene av brutto forbrenningsutslipp innebærer å multiplisere utslippsintensiteter per standard kubikkmeter (Sm^3) langs verdikjeden, med produsert volum. Det er planlagt produksjon av olje, tørrgass og våtgass (NGL, «Natural Gas Liquids») i prosjektet.¹

Vi forutsetter at all produksjon blir brukt til forbrenning. Dette er ikke nødvendigvis tilfellet. De faktiske bruttoutslippene avhenger av andelen som går til annen bruk enn direkte forbrenning, slik som produksjon av petrokjemiske produkter. Før eller siden vil petrokjemiske produkter bidra til økte utslipp, for eksempel ved søppelforbrenning eller utslipp fra deponier, men det kan ta lang tid. Å anta at all produksjon går til forbrenning er en forenkling som lar oss sette et øvre tak for bruttoutslipp. Dette er en rimelig antagelse for formålet. I tillegg er det en antagelse vi gjør for både produksjonen fra prosjektet og den konkurrerende produksjonen, slik at de relative effektene ikke påvirkes.

2.2 Markedsrespons i olje- og gassmarkedene

Vi forutsetter at all produksjon av olje og gass omsettes på verdensmarkedet. Gassmarkedet er mer regionalisert enn oljemarkedet, men endringer i ett regionalt marked slår over i de andre markedene.² Slik sett henger markedene tett sammen globalt, og det er til slutt de endelige

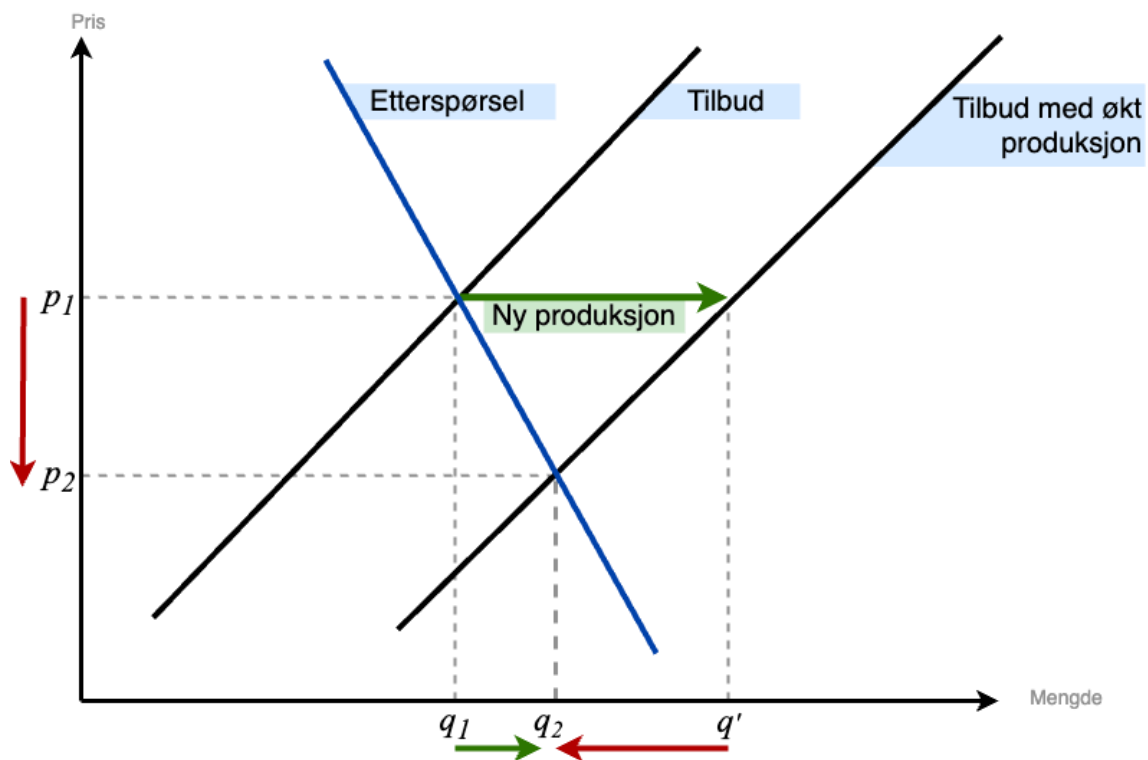
¹ Våtgassen (NGL) sendes i rørledning sammen med olje til Teesside i England. NGL er et produkt mellom olje og gass, som det ikke finnes noe større litteratur på. Vi mener den i større grad konkurrerer mot gass enn olje (Vista 2023). Derfor modellerer vi NGL-volumene som en del av gassmarkedet, men bruker NGL-spesifikke forbrenningsutslippsintensiteter.

² Hupka et al. (2023) utfører en gjennomgang av forskningslitteraturen om LNG. De finner at litteraturen viser økende priskonvergens mellom de ulike markedene.

effektene i det globale integrerte gassmarkedet som er relevant for netto utslippseffekter. Som i tidligere evalueringer (Vista Analyse (2023, 2024a, 2024b) og Rystad Energy (2021, 2023)) gjør vi her en forenkling der vi modellerer markedsresponsen i et globalt marked fremfor en trinnvis analyse der man først ser på Europa, og derfra til alle relaterte markeder. Dette valget motiveres av en avveining mellom presisjon i det underliggende økonomiske systemet vi modellerer og tilgang på estimerte parametere for modellen.

Prisene i markedene balanserer tilbud og etterspørsel. Produksjonen fra prosjektet modelleres som en eksogen økning i tilbudet av i markedet (et såkalt tilbudssjokk). Økningen i tilbudet vil ikke nødvendigvis føre til en tilsvarende økning i samlet produksjon og konsum globalt. Forklaringen ligger i markedenes responsmekanismer.

Figur 2.1 Stilisert fremstilling av markedseffekter i olje- og gassmarkedene



Kilde: Vista Analyse

Merknad: Den relative størrelsen på tilbudssjokket er overdrevet for å gjøre mekanismene tydelige. Helningen på kurvene er ikke ment å være representative for faktiske elastisiteter.

Figur 2.1 viser at utbyggingsprosjektet øker tilbudet med $q' - q_1$, indikert av et skifte til høyre i tilbudskurven. For at tilbud og etterspørsel igjen skal være i likevekt må prisen falle til p_2 . Etter prisedgangen har konsumet økt til q_2 , som er høyere enn opprinnelig mengde q_1 , men lavere enn opprinnelig mengde pluss prosjektets totale produksjon, q' . Økningen av forbruk er dempet fordi den nye produksjonen utkonkurrerer annen produksjon i markedet.

Forholdet mellom tilbudselasticiteten (ε_T) og etterspørselselasticiteten (ε_E) bestemmer nettoeffekten på tilbudt kvantum. Tilbudselasticiteten representerer prosentvis endring i tilbudet som følge av at prisen øker med én prosent, og etterspørselselasticiteten viser tilsvarende for etterspurt mengde. Netto endring i tilbudt mengde, α , oppgis som andelen av det opprinnelige tilbudssjokket, og er gitt ved formelen $\alpha = \frac{\varepsilon_E}{\varepsilon_E - \varepsilon_T}$.

Dersom α er høy vil etterspørselen respondere mer enn tilbudet på en gitt prisendring. Eksempelvis vil et skifte i en stigende tilbudskurve i sammenheng med en perfekt elastisk (horisontal) etterspørselskurve, der $\varepsilon_E \rightarrow \infty$, innebære at etterspørselen øker tilsvarende tilbudssjokket slik at ingen annen produksjon vil fortrenge. I et marked med perfekt uelastisk etterspørsel, der $\varepsilon_E = 0$, vil derimot hele tilbudssjokket utkonkurrere annen produksjon, som vil medføre en relativt stor prisreduksjon og uendret produksjon og forbruk samlet sett.

For å kunne beregne nettoeffekten på samlet olje- og gassforbruk i verden må α tallfestes, og dette er det mest utslagsgivende spørsmålet i beregningen av netto forbrenningsutslipp. Vi beskriver vår fremgangsmåte for å tallfeste α for både olje- og gassmarkedet i delkapittel 3.2.

2.3 Unngåtte produksjonsutslipp fra fortrengt olje- og gassproduksjon

Markedsresponsen α forteller hvor stor økningen i forbruket er gitt en tilbudsøkning, som beskrevet i delkapittel 2.2. Resten ($1 - \alpha$) representerer dermed hvor mye produksjon som fortrenge fra markedet. Den fortrengte produksjonen kan ha andre produksjonsutslipp enn PPF, derfor er det viktig å hensynta denne forskjellen i analysen.

For gassmarkedet er det i tidligere analyser lagt til grunn at det er amerikansk LNG som fortrenge på marginen (Vista Analyse 2023, 2024a, 2024b). Det er liten tvil om at dette er en rimelig antakelse på kort sikt. Amerikansk LNG har vist seg å være prisfølsom og ble blant annet raskt nedskalert under covid-19-sjokket i 2020 (IEA, 2020).

På lang sikt er bildet mer sammensatt og preget av større usikkerhet. Det som fortrenge er da ikke nødvendigvis eksisterende produksjon, men investeringer i ny kapasitet som ikke gjennomføres som følge av lavere forventede priser. I denne sammenhengen er det ikke gitt at amerikansk LNG er på marginen.

Blant annet kan økt tilgang på rørgass til Europa redusere lønnsomheten for rørbaserte prosjekter andre steder i verden. LNG bidrar til økt globalisering av gassmarkedene og til større prisutjevning på tvers av regioner. Når LNG-kapasitet som ellers ville gått til Europa, i stedet går til Asia eller andre markeder, bidrar dette til å dekke etterspørsel i andre markeder og svekke incentivet til å investere i regionale rørgassløsninger med høyere risiko og begrenset fleksibilitet, eller LNG-prosjekter i andre land. På denne måten kan norsk rørgass indirekte påvirke investeringsbeslutninger også utenfor det europeiske markedet og amerikansk LNG.

Det finnes flere rørgassprosjekter som er planlagt, men som ennå ikke har nådd investeringsbeslutning. Blant disse er EastMed-prosjektet fra det østlige Middelhavet (Krane et al. 2025), Trans-Sahara-rørledningen fra Nigeria til Europa (GEM Wiki, 2024), TAPI-rørledningen fra Turkmenistan til India (Pirani, 2019) og Power of Siberia 2 fra Russland til Kina (Downs et. al, 2024). Felles for disse prosjektene er at de er kapitalkrevende, teknisk krevende eller utsatt for geopolitisk risiko. Slike forhold svekker deres konkurranseevne i et marked preget av langsiktig tilbudsoverskudd, slik IEA (2024a) forventer. Slike prosjekter kan dermed anses som marginale i betydningen at de kun vil realiseres dersom den regionale markedsbalansen og prisbildet tilsier det.

Et annet hensyn som støtter valg av en gjennomsnittlig utslippsintensitet, er at de tilgjengelige elastisitetsestimatene vi benytter i analysen gjelder for naturgass samlet, ikke spesifikt for LNG.

Ved å legge til grunn en gjennomsnittlig utslippsintensitet for gassproduksjon, oppnår vi dermed bedre konsistens i metodegrunnlaget, og unngår å koble LNG-antakelser til parametere som er basert på en bredere markedsdefinisjon.

På bakgrunn av dette vurderer vi det som rimelig å anta at amerikansk LNG er marginaltilbyder på kort sikt, men at dette ikke bør legges til grunn på lang sikt. For en analyse av langtidseffekter velger vi derfor å legge til grunn prognoser for den globale gjennomsnittlige utslippsintensiteten for gassproduksjon, basert på IEAs anslag (IEA, 2023) – som også inkluderer amerikansk LNG som en (økende) del av verdens gjennomsnittlige utslippsintensitet. Dette gir oss et mer forventningsrett og robust anslag når usikkerheten er stor, og reduserer risikoen for å undervurdere netto forbrenningsutslipp ved å knytte den fortrengte produksjonen til én spesifikk kilde. Samtidig erkjenner vi at dersom amerikansk LNG i praksis viser seg å være den fortrengte produksjonen også på lengre sikt, vil den reelle fortrenkningseffekten kunne være større enn anslått i vår hovedanalyse (se delkapittel 3.4.2 for en beskrivelse av vår tilhørende sensitivitetsanalyse).

For oljemarkedet gjør vi som i tidligere analyser, og legger til grunn IEAs prognoser for gjennomsnittlig utslippsintensitet i verdens oljeproduksjon (IEA, 2023).

2.4 Substitusjon mot andre energikilder på etterspørselssiden, og tilhørende utslippseffekter

Med økt tilbud følger et fall i olje- og gasspriser. Det kan føre til at andre energikilder blir utkonkurrert, slik at olje og gass kan erstatte noe forbruk av andre energikilder. Dette er det siste leddet i beregningen av nettoutslipp, og avhenger av hvordan konsumentene verdsetter ulike energikilder relativt til hverandre.

For å estimere den såkalte substitusjonseffekten anvender vi metoden som er brukt i Vista Analyse (2023), og videreutviklet i Vista Analyse (2024a). Energimiksen – sammensetningen av energikilder som utgjør verdens energiforbruk – bestemmer substitusjonseffekten mellom de ulike typene energi. Analysen må ta hensyn til at energimiksen endrer seg over tid, blant annet på grunn av tilpasninger som gjøres for å nå verdens klimamål.

For å utlede substitusjonseffekten mellom to energiprodukter trenger man følgende verdier: total etterspørsel etter hvert produkt, priselastisiteten til det produktet som får økt konsum, og krysspriselastisiteten mellom produktene. Krysspriselastisiteten forteller oss hvor mye etterspørselen for et produkt endrer seg som følge av en prisendring for et annet produkt. Positiv krysspriselastisitet betyr at produktene er substitutter, fordi en prisøkning for et produkt fører til at konsumentene kjøper mer av det alternative produktet.

Substitusjonseffekten³ mellom gass og elektrisitet, for eksempel, kan utledes ved hjelp av etterspørselsetlastisiteten til gass, definert som:

$$\varepsilon_{gas}^e = \frac{\partial x_{gas}}{x_{gas}} / \frac{\partial p_{gas}}{p_{gas}}$$

³ Fordi krysspriselastisiteten kan være både positiv og negativ, kan substitusjonseffekten også være positiv og negativ, *a priori*. En negativ substitusjonseffekt innebærer komplementære produkter, der forbruket av varen stiger dersom prisen på den andre varen synker.

Krysspriselasiteteten mellom gass og elektrisitet, definert som:

$$\varepsilon_{el,gas} = \frac{\partial x_{el}}{x_{el}} / \frac{\partial p_{gas}}{p_{gas}}$$

Derifra kan man utlede endringen i forbruket av elektrisitet:

$$\partial x_{el} = \frac{\varepsilon_{el,gas}}{\varepsilon_{gas}^e} \frac{\partial x_{gas}}{x_{gas}} x_{el}$$

Tilsvarende beregninger gjøres for de mest sentrale substituttene for olje og gass. Dette brukes så for å beregne den totale utslippsendringen som er gitt av substitusjon mellom energikilder.

Kildene som er brukt til å beregne substitusjonseffekten beskrives i delkapittel 3.2.

3 Tallfesting av modellen

Tallfestingen av modellen innebærer å finne tall for alle størrelser som inngår i beregningen av brutto og netto forbrenningsutslipp. Vi har i forbindelse med denne rapporten gjort en oppdatering av tallene brukt i Vista Analyse (2024a), sett i sammenheng med beskrivelser av metode og forutsetninger i forrige kapittel.

Oppdateringene gjelder estimer på utslippsintensiteter og verdens antatte energimiks i fremtiden (delkapittel 3.1), samt hvilke elastisiteter som brukes i beregninger av markedsrespons (delkapittel 3.2). I delkapittel 3.4 presenterer vi hvilke forutsetninger som endres i rapportens sensitivitetsanalyser.

3.1 Utslippsintensiteter og energisammensetning

Vi henter utslippsintensiteter ved forbrenning av olje og gass produsert fra prosjektet fra SSB (2021) og IPCC (2006). Disse intensitetene, sammen med prosjektspesifikke produksjonsutslipp (se delkapitlene 4.1 og 5.1), ligger bak bruttoutslippene i analysen.⁴

Prosjektets levetid modelleres i tre analyseperioder, hver representert ved et enkelt analyseår:

- 2030: Produksjonsår i perioden 2028–2034
- 2040: Produksjonsår i perioden 2035–2044
- 2050: Produksjonsår fra 2045 og ut prosjektets levetid

Som grunnlag for forventet utvikling i energimiks og utslippsintensiteter benytter vi IEAs APS-scenario («Announced Pledges Scenario»), slik det er presentert i World Energy Outlook 2024 (IEA, 2024a). For utslippsintensiteten i alternativ global olje- og gassproduksjon benyttes tall fra IEAs spesialrapport til World Energy Outlook 2023 (IEA, 2023).

3.2 Estimer på elastisiteter

Den underliggende metoden for å tallfeste modellen er den samme som i Vista Analyse (2023, 2024a), nemlig en gjennomgang av relevant forskningslitteratur. Gjennomgangen tar hensyn til forskjeller i tidsperiode, geografisk område, forskningsmessig kvalitet mv. i henhold til systemet i VISTA-NETTO.

Metoden vi bruker for å finne estimer på tilbuds-, etterspørsels- og krysspriselastisiteter bygger på samme tilnærming som i Vista Analyse (2023, 2024a), med utgangspunkt i en gjennomgang av relevant forskningslitteratur. Vi benytter som tidligere et preferansehierarki der fagfelle-vurderte studier og metastudier prioriteres, og supplerer med annen relevant litteratur der dette er nødvendig. I vurderingen av studiene tas det hensyn til geografisk og tidsmessig dekningsområde, publikasjonskvalitet og metode.

⁴ I omgjøring av annet klimagassutslipp til CO₂-ekvivalenter brukes global warming potential etter 100 år (GWP100) fra IPCCs femte hovedrapport (AR5).

Vi har gjort et oppdatert litteratursøk for å supplere datagrunnlaget som brukes. For elastisiteter i olje- og gassmarkedene er søket avgrenset til publikasjoner fra og med 2024. For studier av substitusjon mellom energibærere (krysspriselasitisiteter) er søket utvidet tilbake til 2010.

Vi har ikke identifisert nye estimater med tilstrekkelig kvalitet eller anvendbarhet til å erstatte eller supplere eksisterende estimater for etterspørselselasitisiteter i olje- og gassmarkedene. For disse viderefører vi derfor tall fra Vista Analyse (2024a).

På tilbudssiden i gassmarkedet har vi imidlertid oppdatert det tallmaterialet som inngår i beregningen av tilbudselasitisiteten, i tråd med metoden som ble benyttet i Vista Analyse (2024a). Dette innebærer en oppdatert innsamling av datapunkter og beregning basert på oppdateringer gjort i World Energy Outlook (IEA, 2024a), men uten endringer i den underliggende metoden.

For krysspriselasitisiteter inkluderer vi nå nyere internasjonale arbeider med bredere geografisk og metodisk dekning enn studier som er brukt tidligere, som vi legger til i litteraturgrunnlaget som brukes. Blant disse er Miljkovic et al. (2016), Hossain og Serletis (2017) og Considine (2018), som alle bruker amerikanske data. I tillegg inkluderer vi Steinbuks og Narayanan (2015), som presenterer elastisiteter i industrisektoren med dekning for 63 land.

Vi har identifisert et relativt omfattende sett av studier som estimerer krysspriselasitisiteter innen ulike sektorer i Kina. Disse inkluderer industrielle sektorer som lettindustri (Lin og Tian, 2017), tungindustri (Liu et al., 2018), jern og stål (Wang og Lin, 2017), metallurgi (Lin og Xu, 2019) og energiintensiv industri (Tan og Lin, 2020), samt bygg- og transportsektoren (Liu og Lin, 2017; Wang et al., 2019) og kommersiell sektor (Wang og Lin, 2020). Flere studier estimerer også elastisiteter for hele økonomien, enten aggregert nasjonalt (Li og Lin, 2016; Li og Sun, 2018) eller med regional inndeling (Yang et al., 2014).

For å sikre at de estimerte krysspriselasitisitetene reflekterer den faktiske sammensetningen av energietterspørselen globalt, har vi vektet estimatene etter landets andel av verdens etterspørsel etter den aktuelle energibæreren, per sektor. Etterspørselsandelene er basert på IEAs sektor- og landfordelte energistatistikk, World Energy Balances (IEA, 2024b), og World Statistical Review of Energy (Energy Institute, 2024). Dette innebærer at land som etterspør relativt mye energi, som Kina og USA, får større gjennomslag i det samlede anslaget, samtidig som mindre økonomier fortsatt bidrar til variasjon i estimatene. Vektingen er utført separat for hver parvise krysspriselasitisitet.

3.3 Kvantifisering av usikkerhet

Usikkerheten i modellenes beregning av markedsrespons i olje- og gassmarkedene skyldes i hovedsak variasjon i estimater for tilbuds- og etterspørselselasitisiteter i forskningslitteraturen. Hvordan vi definerer usikkerheten for hver elastisitet er avhengig av hvor mange estimater vi har tilgjengelig fra forskningslitteraturen.

I oljemarkedet, der vi har et større antall studier å støtte oss på, defineres usikkerhetsspennet som området mellom første og tredje kvartil i litteraturen for både etterspørsels- og tilbudselasitisiteter. For etterspørselselasitisiteten i gassmarkedet benytter vi et lavere estimat rapportert i Labandeira et al. (2017) og et høyere estimat fra Huntington et al. (2019), som sammen representerer henholdsvis lave og høye elastisitetsanslag. For tilbudselasitisiteten i gassmarkedet er datagrunnlaget enda svakere. Vi har derfor valgt å bruke et intervall med omtrent samme bredde

som for de øvrige parameterne, slik at denne usikkerheten ikke blir underrepresentert i analysen. Tilbudssiden i gassmarkedet er den mest usikre enkeltkomponenten i modellen, og det ville vært metodisk feil å la denne parameteren trekke ned det samlede usikkerhetsspennet.

Ved å kombinere disse fire usikkerhetsintervallene estimerer vi henholdsvis den høyeste og laveste samlede markedsresponsen (α) som er forenlig med parametergrunnlaget. Disse ytterpunktene gir oss et intervall for prosjektets fortrenkningseffekt. Dette intervallet kan tolkes som et usikkerhetsspenn rundt hovedestimatet, der det er mest sannsynlig at reelle nettoutslipp ligger nær hovedestimatet og mindre sannsynlig at det befinner seg nær yttergrensene. Vi antar imidlertid ingen bestemt sannsynlighetsfordeling, og vi legger ikke til grunn en eksplisitt form på usikkerhetsfordelingen utover dette. I resultatkapitlene 4.2 og 5.2 illustrerer vi usikkerheten med et skravert felt som krymper mot ytterpunktene. Det er en viss asymmetri i usikkerhetsspennet rundt hovedestimatene våre, som hovedsakelig skyldes skjevheter i fordelingen av estimer fra litteraturen.

3.4 Sensitivitetsanalyser av viktige forutsetninger

Vi gjennomfører vi tre sensitivitetsanalyser der vi justerer sentrale forutsetninger i modellen for å belyse hvordan ulike antakelser påvirker resultatene. I dette delkapittelet beskriver vi hvilke forutsetninger som endres, og hvordan.

Resultatene fra sensitivitetsanalysene vises i delkapitlene 4.3 og.

I tillegg til elementene beskrevet i dette delkapittelet er det også andre potensielt viktige effekter som vi ikke hensyntar i analysen vår, som kan påvirke resultatene, men som vi ikke tar eksplisitt hensyn til. Vi har gjort en drøfting av blant annet innlåsnings effekter, stivhengighet, det grønne paradokset og politiske signaleffekter i Vista Analyse (2023).

3.4.1 Fortrengte utslipp kommer tilbake

Analyserammeverket antar at all produksjon som blir presset ut av markedet fortrenkes permanent og blir liggende i bakken. Om noe av den produksjonen som blir fortrenget i markedet kun utsettes for å så bli produsert senere, vil den langsiktige netto utslippseffekten bli mindre enn det vi finner i våre hovedresultater.

Utsettelse av produksjon kan skyldes at aktører i olje- og gassmarkedet strategisk utsetter noen av investeringene sine for å ta dem opp igjen på et senere tidspunkt med bedre priser. For en eier av en ikke-fornybar ressurs er det relevante spørsmålet ofte *når* man skal produsere og ikke *hvor mye* man skal produsere (Sinclair, 1992). Det er vanskelig å tallfeste strategisk investeringsutsettelse i olje- og gassmarkedene. For å kvantifisere andelen produsenter som kun utsetter i stedet for å la ressursen bli liggende permanent måtte man modellert olje- og gassmarkedets utvikling frem til slutten av oljealderen og tillatt høy kompleksitet i den strategiske adferden til tilbudssiden. I Vista Analyse (2023) beskriver vi i detalj hvorfor en slik analyse ville vært svært krevende å gjennomføre, og gitt et usikkert resultat.

Vi velger derfor i stedet å her bruke en stilisert modell som viser effekten ulike grader av utsatt produksjon ville hatt på hovedresultatet, basert på rammeverket utviklet i Vista Analyse (2024a).

Her lar vi en andel, β , av den fortrengte produksjonen, $(1 - \alpha)$, komme tilbake på markedet i påfølgende analyseår. I analysen bruker vi tre analyseperioder for å dekke tidsperioden 2025–2055. Dette gir en matematisk rekke, der mengden som kommer tilbake til markedet i perioden, p'_n , lik produksjonen i den perioden, p_n , fra feltet pluss en andel av fortrengt mengde fra forrige periode, p_{n-1} .

$$p'_n = p_n + \beta(1 - \alpha)p_{n-1}$$

På slutten av den siste perioden tillater vi den produksjonen som blir fortrengt å bli permanent fortrengt. Det betyr at $\beta = 0$ etter siste periode i analysen. Vi tror at andelen som blir utsatt reelt er synkende, ettersom verden går mot slutten av oljealderen. I stedet for å modellere mange ulike stier for β , velger vi i stedet for å la den siste resten bli fortrengt permanent. Uten denne forutsetningen hadde nettoutslipp vært lik bruttutslipp når β er lik 1.

3.4.2 LNG på marginen

I hovedanalysen legger vi til grunn at økt norsk rørgass til Europa fortrenger gassproduksjon med gjennomsnittlig utslippsintensitet, basert på IEAs globale utslippsanslag (IEA 2023). Vi gjennomfører en sensitivitetsanalyse der vi antar at det er amerikansk LNG-produksjon som fortrenses, og legger til grunn den gjennomsnittlige utslippsintensiteten for denne produksjonen (Roman-White et al., 2021).

3.4.3 EUs kvotesystem

I hovedanalysen ser vi bort fra effekten av EUs kvotesystem (EU ETS). Selv om kvotesystemet dekker produksjonsutslipp og deler av forbruksutslippet knyttet til norsk rørgass i Europa, er vi primært interessert i de globale utslippseffektene. Økt rørgass til Europa frigjør LNG til andre markeder der bruken ikke er kvotepliktig. Samtidig vil lavere gasspriser globalt kunne øke samlet forbruk. Vi anser det derfor som metodisk rimelig å vurdere de samlede produksjonsutslippene fra gass i et globalt perspektiv, uavhengig av reguleringsform i mottakerregionen. Dette er også i tråd med antagelser i tidligere utredninger.

Vi gjennomfører imidlertid en sensitivitetsanalyse der vi legger til grunn at alle produksjonsutslipp er omfattet av og fullt ut bundet av kvotesystemet. Det innebærer at produksjonsutslippene fra prosjektet ikke påvirker de samlede globale utslippene, fordi kvotemengden er fastsatt på overordnet nivå og antatt uendret over tid.

4 Resultater for PL018 (Albuskjell og Vest Ekofisk)

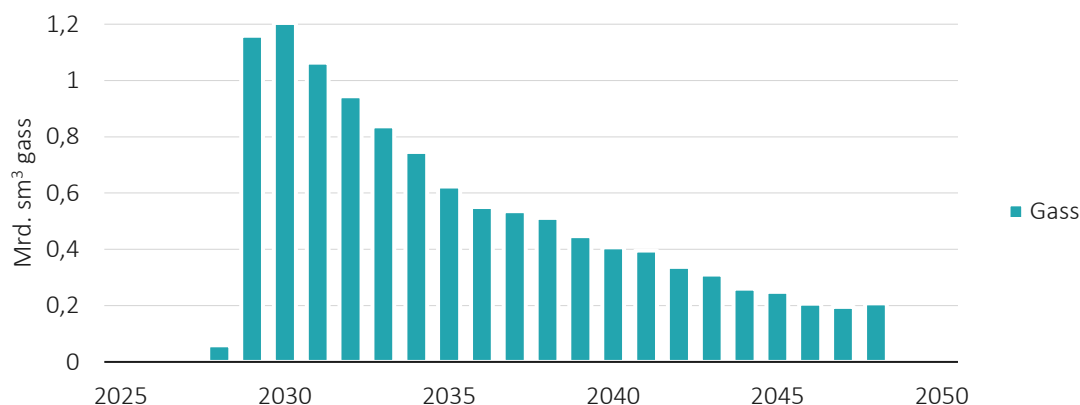
I dette kapittelet presenterer vi resultatene av analysen for feltene Albuskjell og Vest Ekofisk, som inngår i lisens PL018.

Vi begynner med å presentere prognoser for produksjonsvolum og produksjonsutslipp, i delkapittel 4.1. Prognosene er basert på tall fra ConocoPhillips. I delkapittel 4.2 presenterer vi resultatene fra modellkjøringen. Disse inkluderer brutto og netto forbrenningsutslipp, samt en illustrasjon av usikkerheten ved beregning av markedsresponsen. I delkapittel 4.3 gjør vi sensitivitetsanalyser der vi viser effekten på hovedresultatene dersom viktige forutsetninger endres.

4.1 Prognoser for produksjonsvolum og produksjonsutslipp

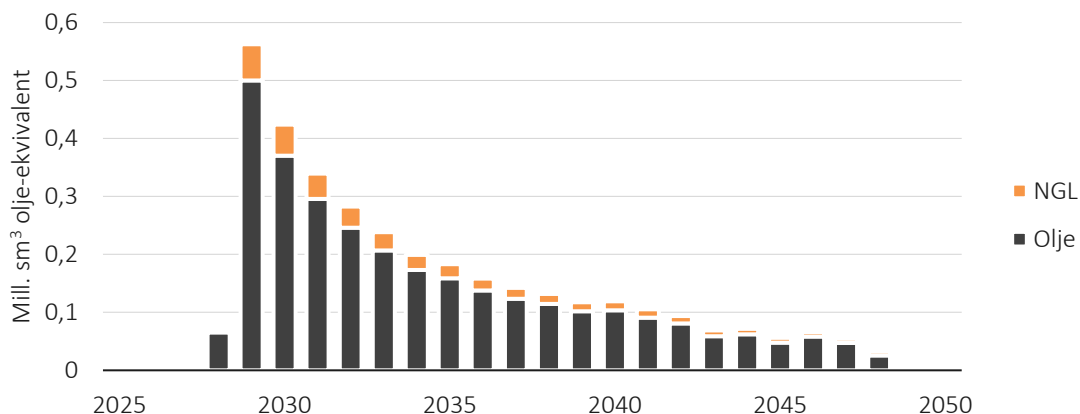
Figur 4.1 viser prognose for gassproduksjon ved PL018, for feltene samlet. Det forventes at det vil utvinnes 11,25 milliarder Sm³ gass over feltenes levetid. Det meste av denne produksjonen skjer innen 2034.

Figur 4.1 Produksjonsprognose for PL018, gass



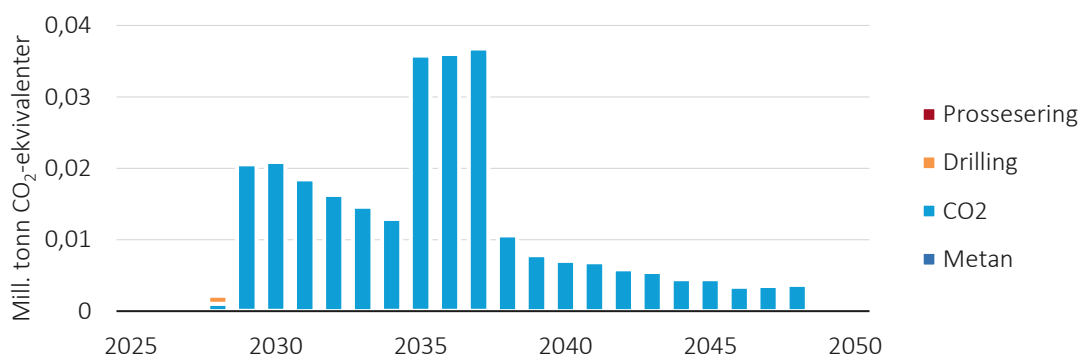
Kilde: Vista Analyse, basert på tall fra ConocoPhillips

Figur 4.2 viser prognose for olje- og NGL-produksjon ved PL018. Det forventes at det vil utvinnes 3,07 millioner Sm³ olje og 0,45 millioner Sm³ oljeekvivalenter NGL.

Figur 4.2 Produksjonsprognose for PL018, olje og NGL

Kilde: Vista Analyse, basert på tall fra ConocoPhillips

Figur 4.3 viser en prognose for forventede produksjonsutslipp fra PL018. Dette representerer de marginale utslippene, altså økningen i faktiske produksjonsutslipp som følge av utvinning ved PL018. I tre år, fra 2035 til 2038, er utslippene betydelig høyere enn ellers. Det skyldes at det totale produksjonsvolumet til Ekofisk-komplekset er så stort i denne perioden at det må skrus på en ekstra kompressor.

Figur 4.3 Forventede produksjonsutslipp ved PL018

Kilde: Vista Analyse, basert på tall fra ConocoPhillips

Utslippene er kategorisert i CO₂- og metanutslipp fra drift av utvinningen, utslipp fra drillingen og utslipp fra prosessanlegget i Teesside England. Alle utslipp er presentert i CO₂-ekvivalenter. Totalt blir det sluppet ut 0,28 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, der CO₂-utslipp fra drivstoff til kompressor står for rundt 99 prosent av samlede produksjonsutslipp. Drilling, metan og prosessering står for resten, der de to sistnevnte har så små andeler at de ikke vises i figuren.

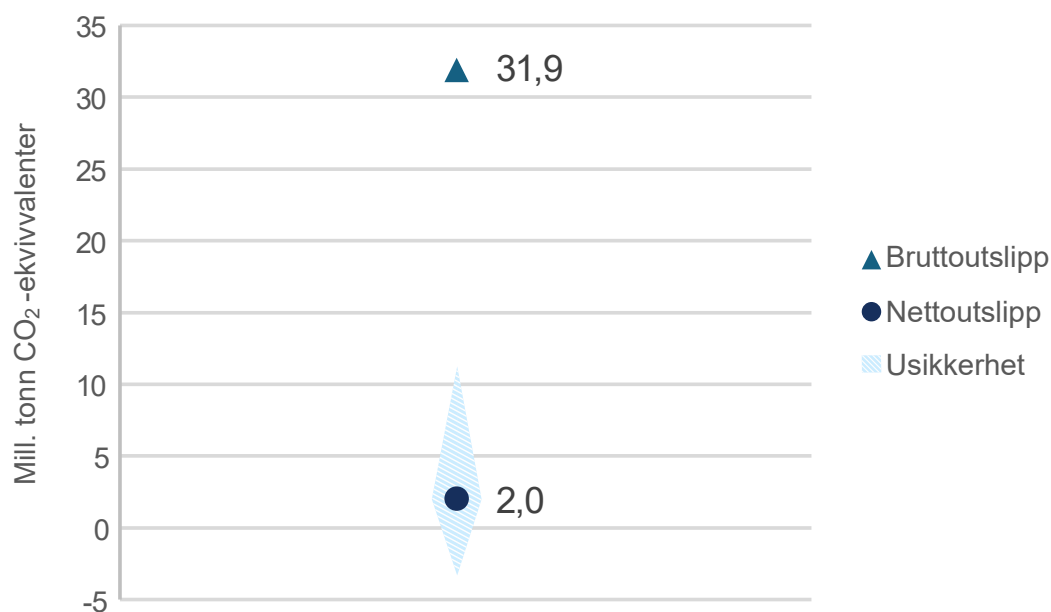
4.2 Brutto og netto forbrenningsutslipp

Hovedresultatet vårt for produksjonslisens PL018 er at den økte utvinningen av olje og gass fra Albuskjell og Vest Ekofisk leder til totale netto forbrenningsutslipp på 2,0 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Totale bruttoutslipp for feltene er på 31,9 millioner tonn CO₂-e.

Selv om dette er vårt hovedresultat er det viktig å poengtere at estimatet er avhengig av markedsresponsen og andre usikre antagelser. Betydningen av andre antagelser vises i delkapittel 4.3,

mens Figur 4.4 viser hovedresultatet sammen med et usikkerhetsspenn. Usikkerheten her beror på spennet av estimer fra forskningslitteraturen på tilbuds- og etterspørselastisiteter i olje- og gassmarkedene. Se delkapittel 3.3 for en beskrivelse av hvordan vi kvantifiserer dette spennet. Usikkerhetsfordelingen er bredest rundt hovedresultatet, for å indikere at vi gir dette estimatet høyest sannsynlighet.

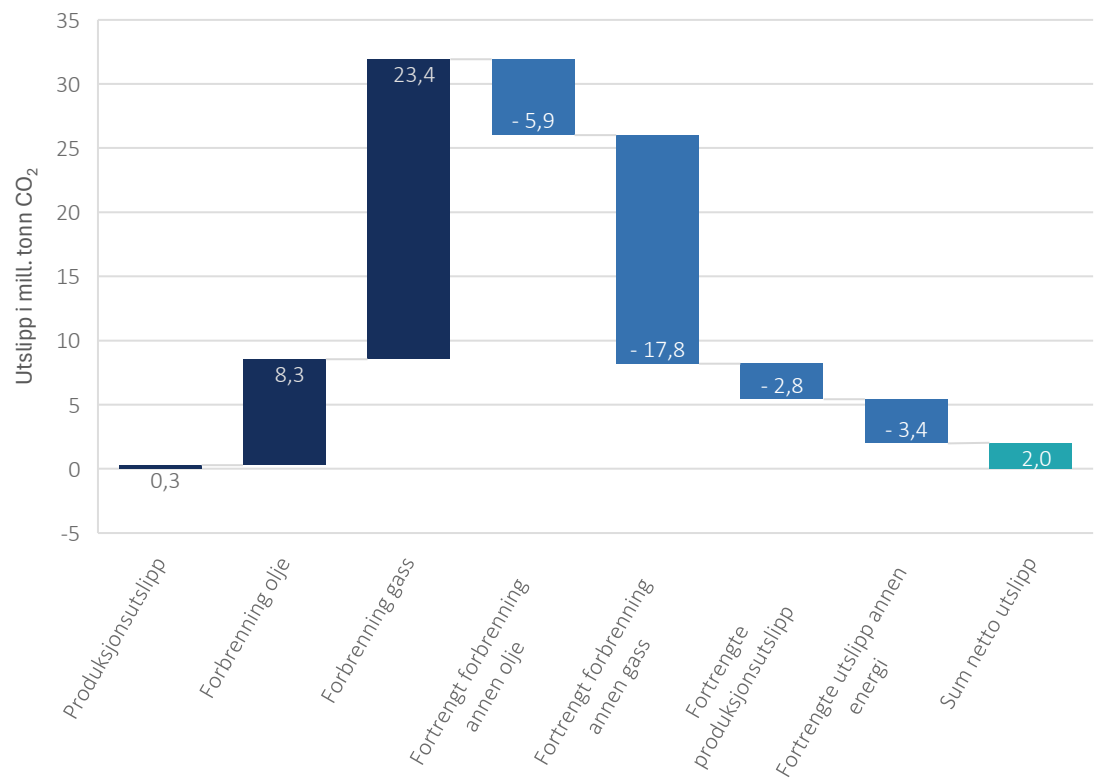
Figur 4.4 Brutto- og netto forbrenningsutslipp fra Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)



Kilde: Vista Analyse

Figur 4.5 viser de ulike effektene brutt ned i økte utslipp og reduserte utslipp fra markedseffekter, for hovedresultatet. De mørkeblå søylene indikerer brutto forbrenningsutslipp. Den største bi-dragsyteren her er sluttbrukers forbrenning av gass, mens produksjonsutslippene fra feltene til sammenlikning er svært små. De lysere blå søylene viser størrelsen på ulike fortrenkningseffekter. Den største fortrenkningseffekten kommer i gassmarkedet, gjennom at annen produsert gass ikke forbrennes av sluttbruker.

Figur 4.5 Bidrag til netto forbrenningsutslipp, etter kilde. Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)



Kilde: Vista Analyse

Tabell 4.1 rapporterer de samme resultatene som Figur 4.4, men for ytterpunktene i usikkerhetsspenningen og med tall oppgitt i kilo CO₂-ekvivalenter per fat oljeequivalent⁵. Tabellen gir en oversikt over de totale utslippene fra PL018 relativt til produksjonen. Dette er feltspesifikke faktorer som vi har beregnet basert på vår dynamiske analyse. De kan derfor ikke brukes til å vurdere andre felt gitt deres produksjonsprofil og -sammensetning.

Tabell 4.1 Resultater per fat oljeequivalent. Albuskjell og Vest Ekofisk (PL018)

Type utslipp	Kilo CO ₂ -ekvivalenter per fat oljeequivalent
Bruttoutslipp	361,4 kg
Nettoutslipp (Hovedresultat)	23,0 kg
Nettoutslipp ved høy markedsrespons	120,4 kg
Nettoutslipp ved lav markedsrespons	-32,7 kg

Kilde: Vista Analyse

⁵ For beregning av oljeequivalenter har vi brukt ConocoPhillips' konverteringsfaktor på 1 milliard standard kubikkfot = 1/6 millioner fat oljeequivalenter. I standard enheter for norsk sokkel blir dette til ca. 936 SM³ = 1 SM³ o.e.

4.3 Sensitivitetsanalyser

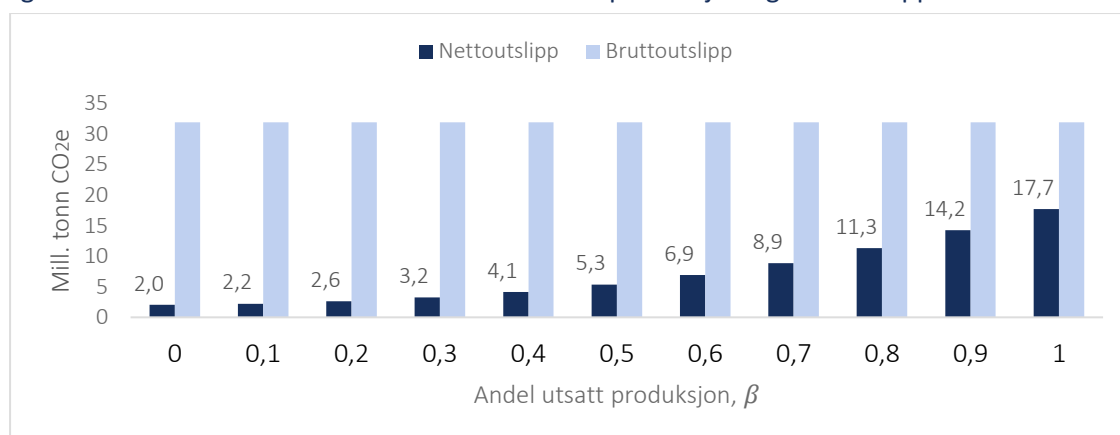
I dette delkapittelet presenterer vi sensitiviteter rundt tre sentrale forutsetninger vi legger til grunn for modellen:

- **Sensitivitet 1:** Forutsetningen om at fortrent produksjon forblir fortrent på permanent basis, og at den ikke kun utsettes. I sensitivitetsanalysen presenterer vi hovedresultatet under forutsetning av at en andel av fortrent produksjon kun utsettes til senere perioder.
- **Sensitivitet 2:** Forutsetningen om at det forventningsmessig er et globalt gjennomsnitt av gassproduksjon som fortrenses av prosjektet. I sensitivitetsanalysen presenterer vi hovedresultatet under forutsetning av at kun amerikansk LNG fortrenses.
- **Sensitivitet 3:** Forutsetningen om at EUs kvotemarked ikke er bindende for utslippsvirkningene når man tar lekkasjevirkninger og koblinger mellom markeder i betraktning. I sensitivitetsanalysen presenterer vi hovedresultatet under forutsetning av at produksjonsutslippene bindes av EUs kvotemarked.

Se delkapittel 3.4 for ytterligere detaljer om hver av analysene.

Figur 4.6 viser hvordan nettoutslippene fra PL018 varierer med utsettelsesandelen β (sensitivitetsanalyse 1). Jo høyere andel av fortrent produksjon som kun utsettes til senere, desto høyere er nettoutslippene, og desto likere er nettoutslippene de totale bruttoutslippene.⁶ Dersom halvparten av fortrent produksjon kommer tilbake på markedet i løpet av analyseperioden, vil nettoutslippene mer enn dobles, til 5,3 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

Figur 4.6 PL018 Sensitivitet 1: Andel utsatt produksjon og nettoutslipp

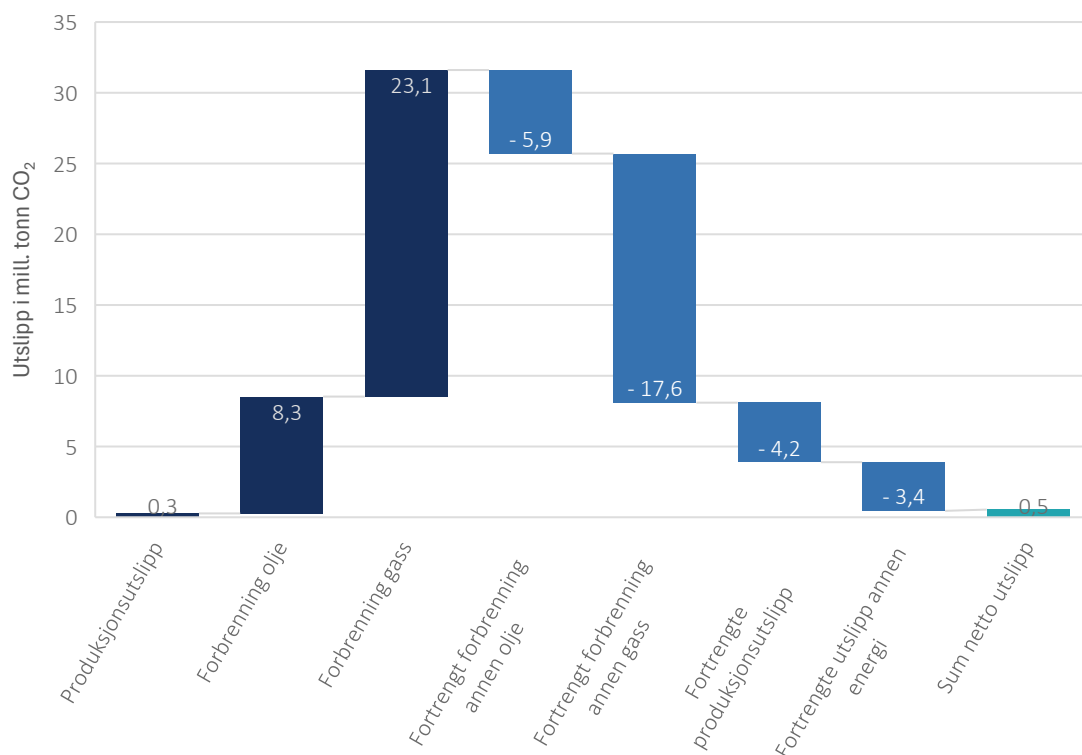


Kilde: Vista Analyse

Figur 4.7 viser hovedresultatet dersom vi antar at det kun er amerikansk LNG som trekker seg fra gassmarkedet når gassproduksjonen til Europa øker (sensitivitetsanalyse 2). Da blir de totale fortrente produksjonsutslippene 4,2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Dette er 1,4 millioner tonn mer enn i hovedresultatet, og skyldes høyere utslippsintensitet for amerikansk LNG enn for det globale gjennomsnittet i gassmarkedet. Totale nettoutslipp blir tilsvarende mindre og ender på 0,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

⁶ At nettoutslipp ikke er lik bruttoutslipp ved en utsettelsesandel lik 1 skyldes at vi i analysen bruker tre analyseperioder for å dekke tidsperioden 2025–2055. På slutten av den siste perioden tillater vi den produksjonen som blir fortrent å bli permanent fortrent.

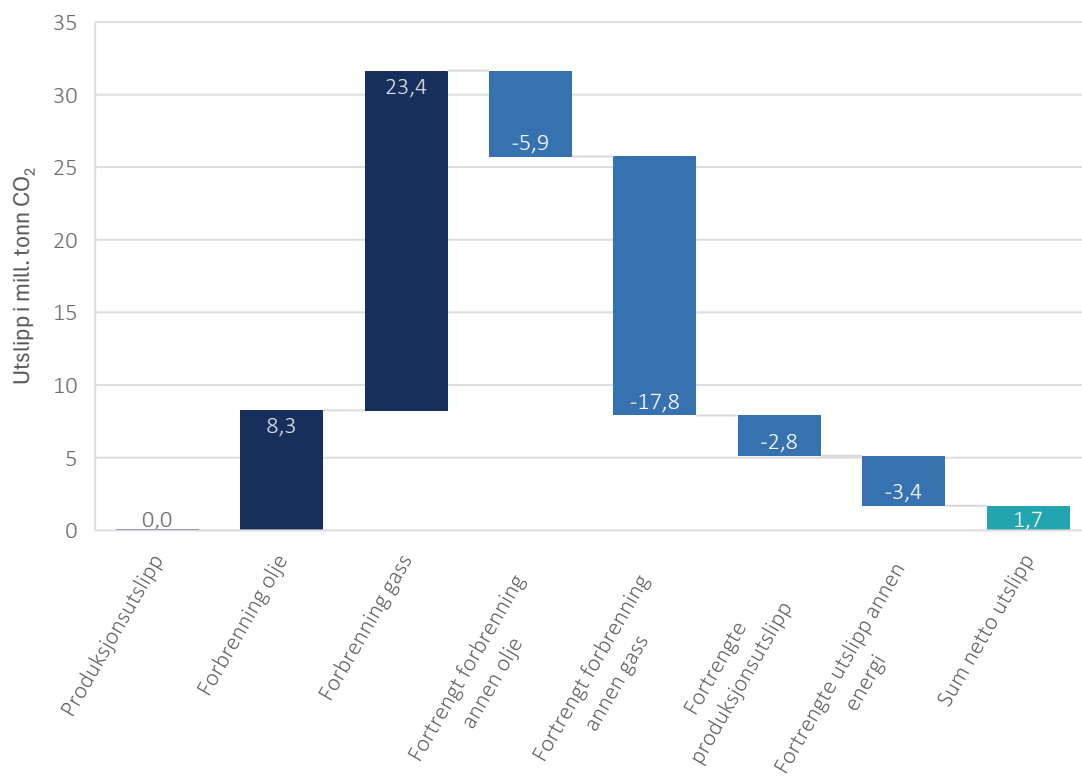
Figur 4.7 PL018 Sensitivitet 2: Kun amerikansk LNG fortrenses på marginen



Kilde: Vista Analyse

Figur 4.8 viser effekten av at man antar at EUs kvotehandelssystem er bindende for opp- og midt-strømsutslipp fra norsk olje- og gassproduksjon. I modellen vises denne effekten ved økte fortrenge utslipp av annen energi, tilsvarende produksjonsutslippene. Nettoutslippseffekten fra fellet er da 1,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

Figur 4.8 PL018 Sensitivitet 3: EUs kvotehandelsystem bindene for produksjonsutslipp



Kilde: Vista Analyse

5 Resultater for PL044 (Tommeliten Gamma)

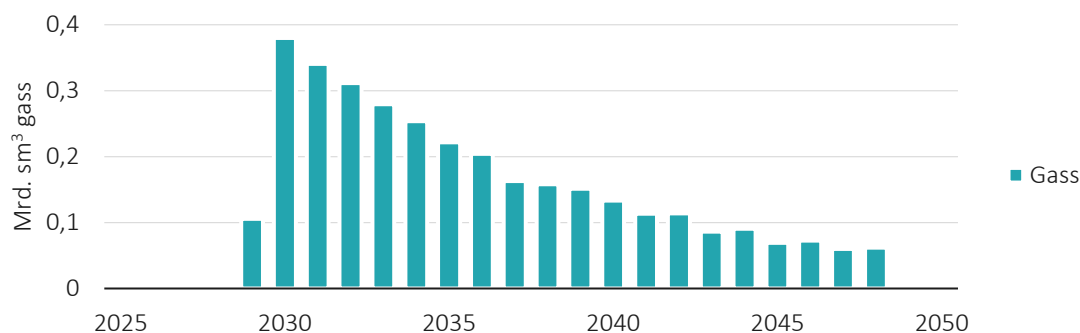
I dette kapittelet presenterer vi resultatene av analysen for feltet Tommeliten Gamma, som utgjør lisens PL044.

Vi begynner med å presentere prognoser for produksjonsvolum og produksjonsutslipp, i delkapittel 5.1. Prognosene er basert på tall fra ConocoPhillips. I delkapittel 5.2 presenterer vi resultatene fra modellkjøringen. Disse inkluderer brutto og netto forbrenningsutslipp, samt en illustrasjon av usikkerheten ved beregning av markedsresponsen. I delkapittel 5.3 gjør vi sensitivitetsanalyser der vi viser effekten på hovedresultatene dersom viktige forutsetninger endres.

5.1 Prognoser for produksjonsvolum og produksjonsutslipp

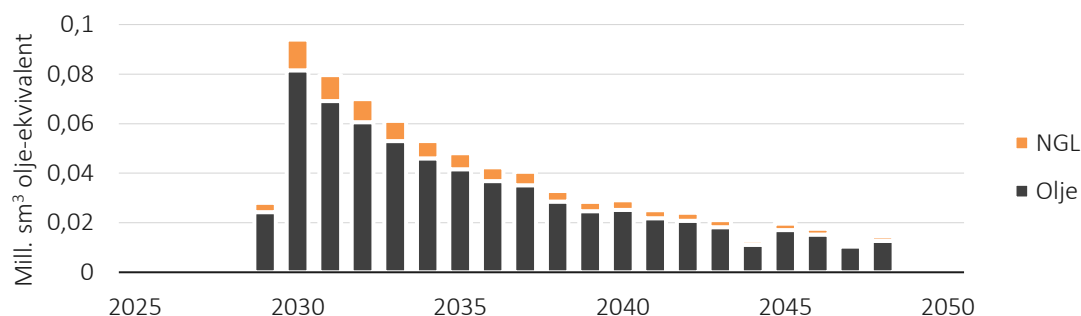
Figur 5.1 viser prognose for gassproduksjon ved PL044. Det forventes at det vil utvinnes 3,37 milliarder Sm³ gass over feltenes levetid. Det meste av denne produksjonen skjer innen 2034.

Figur 5.1 Produksjonsprognose for PL044, gass



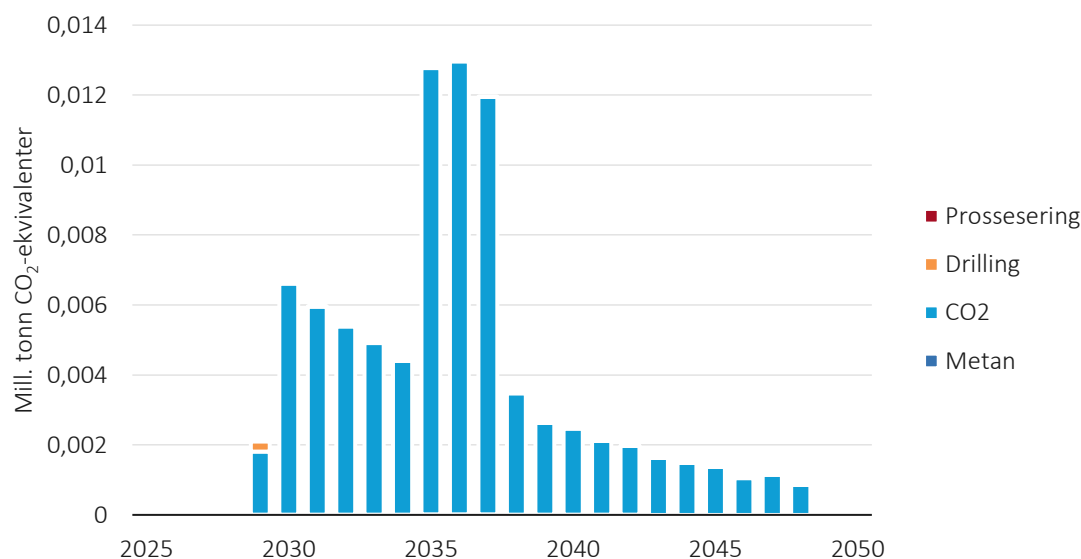
Kilde: Vista Analyse, basert på tall fra ConocoPhillips

Figur 5.2 viser prognose for olje- og NGL-produksjon ved PL044. Det forventes at det vil utvinnes 0,65 millioner Sm³ olje og 0,10 millioner Sm³ oljeekvivalenter NGL.

Figur 5.2 Produksjonsprognose for PL044, olje og NGL

Kilde: Vista Analyse, basert på tall fra ConocoPhillips

Figur 5.3 viser en prognose for forventede produksjonsutslipp fra PL044. Dette representerer de marginale utslippene, altså økningen i faktiske produksjonsutslipp som følge av utvinning ved PL044. I tre år, fra 2035 til 2038, er utslippene betydelig høyere enn ellers. Det skyldes at det totale produksjonsvolumet til Ekofisk-komplekset er så stort i denne perioden at det må skrus på en ekstra kompressor.

Figur 5.3 Forventede produksjonsutslipp ved PL044

Kilde: Vista Analyse, basert på tall fra ConocoPhillips

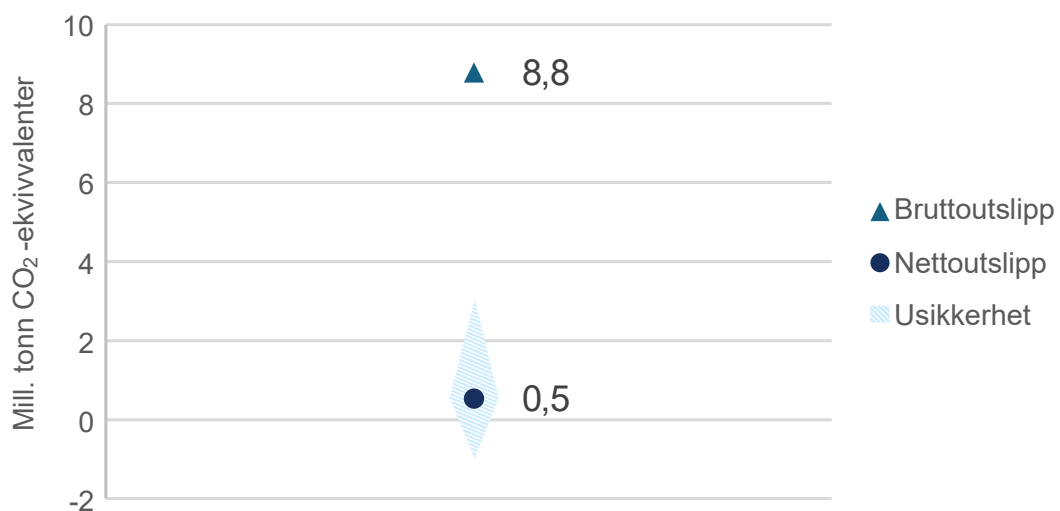
Utslippene er kategorisert i CO₂- og metanutslipp fra drift av utvinningen, utslipp fra drillingen og utslipp fra prosessanlegget i Teesside England. Alle utslipp er presentert i CO₂-ekvivalenter. Totalt blir det sluppet ut 0,09 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, der CO₂-utslipp fra drivstoff til kompressor står for rundt 99 prosent av samlede produksjonsutslipp. Drilling, metan og prosessering står for resten, der de to sistnevnte har så små andeler at de ikke vises i figuren.

5.2 Brutto og netto forbrenningsutslipp

Hovedresultatet vårt for produksjonslisens PL044 er at den økte utvinningen av olje og gass fra Tommeliten Gamma leder til totale netto forbrenningsutslipp på 0,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Totale bruttoutslipp for feltet er på 8,8 millioner tonn CO₂-e.

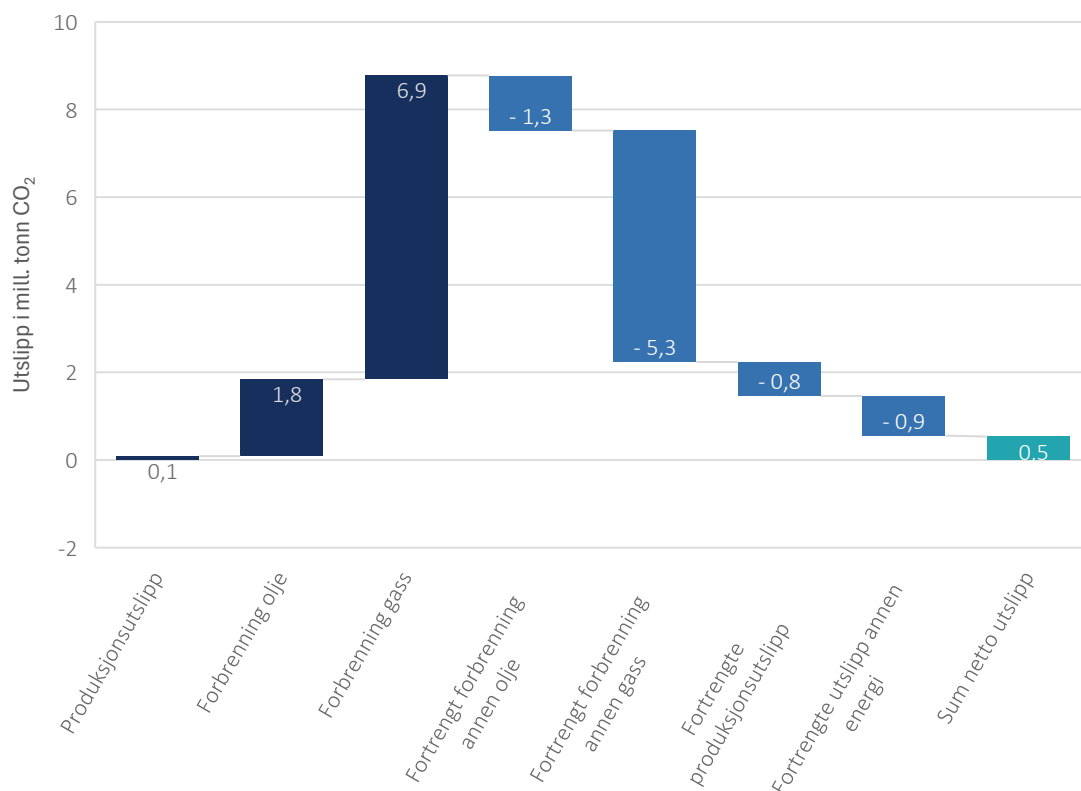
Selv om dette er vårt hovedresultat er det viktig å poengtere at estimatet er avhengig av markedsresponsen og andre usikre antagelser. Betydningen av andre antagelser vises i delkapittel 5.3, mens Figur 5.4 viser hovedresultatet sammen med et usikkerhetsspenn. Usikkerheten her beror på spennet av estimer fra forskningslitteraturen på tilbuds- og etterspørselastisiteter i olje- og gassmarkedene. Se delkapittel 3.3 for en beskrivelse av hvordan vi kvantifiserer dette spennet. Usikkerhetsfordelingen er bredest rundt hovedresultatet, for å indikere at vi gir dette estimatet høyest sannsynlighet.

Figur 5.4 Brutto- og netto forbrenningsutslipp fra Tommeliten Gamma (PL044)



Kilde: Vista Analyse

Figur 5.5 viser de ulike effektene brutt ned i økte utslipp og reduserte utslipp fra markedseffekter, for hovedresultatet. De mørkeblå søylene indikerer brutto forbrenningsutslipp. Den største bi-dragsyteren her er sluttbrukers forbrenning av gass, mens produksjonsutslippene fra feltene til sammenlikning er svært små. De lysere blå søylene viser størrelsen på ulike fortrenkningseffekter. Den største fortrenkningseffekten kommer i gassmarkedet, gjennom at annen produsert gass ikke forbrennes av sluttbruker.

Figur 5.5 Bidrag til netto forbrenningsutslipp, etter kilde. Tommeliten Gamma (PL044)

Kilde: Vista Analyse

Tabell 5.1 rapporterer de samme resultatene som Figur 4.4, men for ytterpunktene i usikkerhetsspenningen og med tall oppgitt i kilo CO₂-ekvivalenter per fat oljeequivalent⁷. Tabellen gir en oversikt over de totale utslippene fra PL018 relativt til produksjonen. Dette er feltspesifikke faktorer som vi har beregnet basert på vår dynamiske analyse. De kan derfor ikke brukes til å vurdere andre felt gitt deres produksjonsprofil og -sammensetning.

Tabell 5.1 Resultater per fat oljeequivalent. Tommeliten Gamma (PL044)

Type utslipp	Kilo CO ₂ -ekvivalenter per fat oljeequivalent
Bruttoutslipp	357,1 kg
Nettoutslipp (Hovedresultat)	21,6 kg
Resultat høy markedsrespons	119,8 kg
Resultat lav markedsrespons	-33,5 kg

Kilde: Vista Analyse

⁷ For beregning av oljeequivalenter har vi brukt ConocoPhillips' konverteringsfaktor på 1 milliard standard kubikkfot = 1/6 millioner fat oljeequivalenter. I standard enheter for norsk sokkel blir dette til ca. 936 SM³ = 1 SM³ o.e.

5.3 Sensitivitetsanalyser

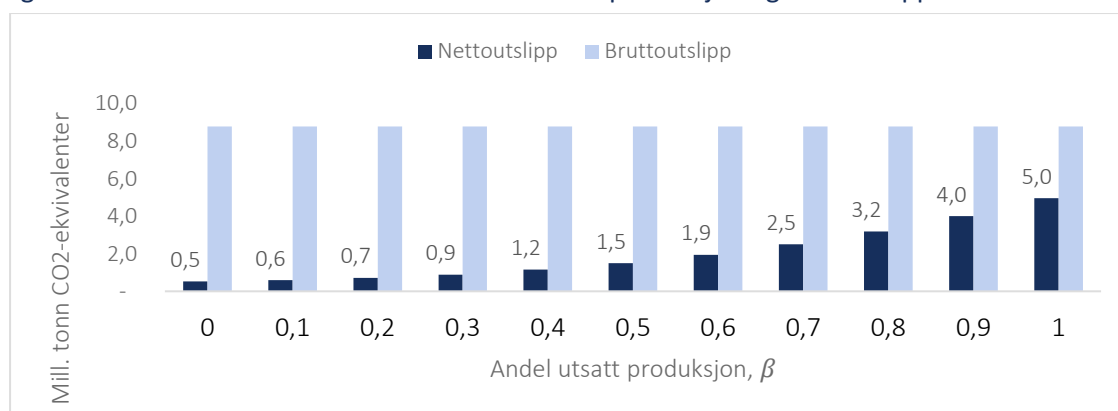
I dette delkapittelet presenterer vi sensitiviteter rundt tre sentrale forutsetninger vi legger til grunn for modellen:

- **Sensitivitet 1:** Forutsetningen om at fortrent produksjon forblir fortrent på permanent basis, og at den ikke kun utsettes. I sensitivitetsanalysen presenterer vi hovedresultatet under forutsetning av at en andel av fortrent produksjon kun utsettes til senere perioder.
- **Sensitivitet 2:** Forutsetningen om at det forventningsmessig er et globalt gjennomsnitt av gassproduksjon som fortrenses av prosjektet. I sensitivitetsanalysen presenterer vi hovedresultatet under forutsetning av at kun amerikansk LNG fortrenses.
- **Sensitivitet 3:** Forutsetningen om at EUs kvotemarked ikke er bindende for utslippsvirkningene når man tar lekkasjevirkninger og koblinger mellom markeder i betraktning. I sensitivitetsanalysen presenterer vi hovedresultatet under forutsetning av at produksjonsutslippene bindes av EUs kvotemarked.

Se delkapittel 3.4 for ytterligere detaljer om hver av analysene.

Figur 5.6 viser hvordan nettoutslippene fra PL044 varierer med utsettelsesandelen β (sensitivitetsanalyse 1). Jo høyere andel av fortrent produksjon som kun utsettes til senere, desto høyere er nettoutslippene, og desto likere er nettoutslippene bruttoutslippene.⁸ Dersom halvparten av fortrent produksjon kommer tilbake på markedet i løpet av analyseperioden, vil nettoutslippene nesten tredobles, til 1,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

Figur 5.6 PL044 Sensitivitet 1: Andel utsatt produksjon og nettoutslipp

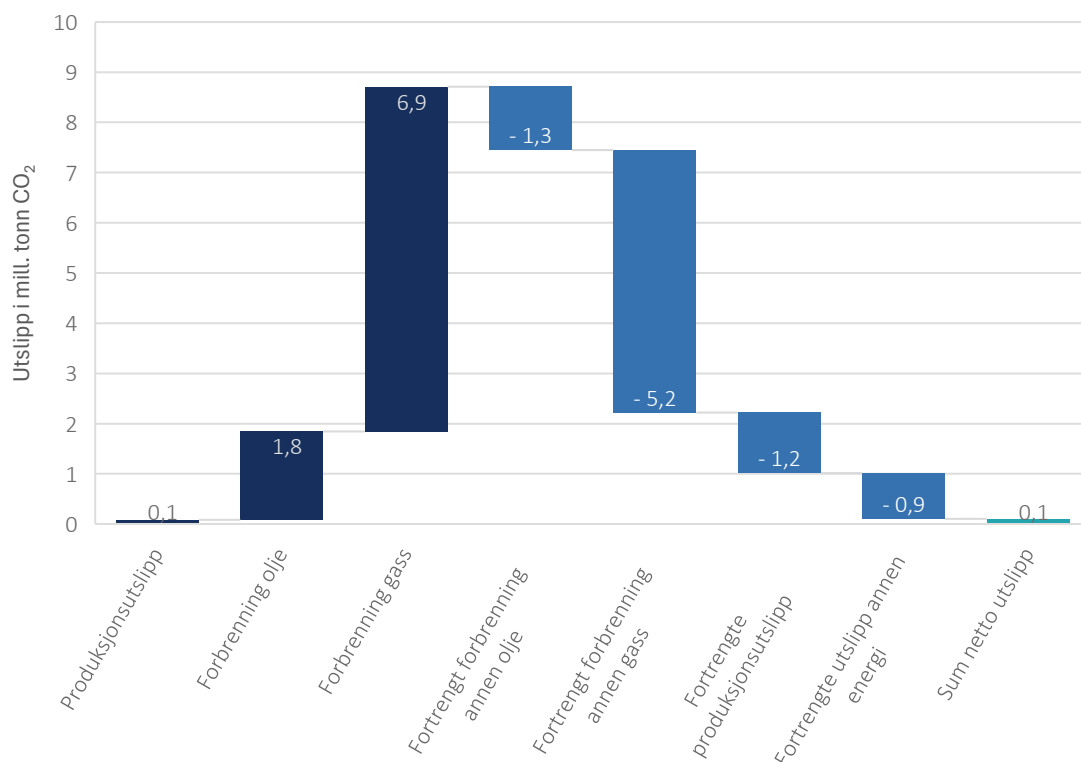


Kilde: Vista Analyse

Figur 5.7 viser hovedresultatet dersom vi antar at det kun er amerikansk LNG som trekker seg fra gassmarkedet når gassproduksjonen til Europa øker (sensitivitetsanalyse 2). Da blir de totale fortrente produksjonsutslippene 1,2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Dette er 0,4 millioner tonn mer enn i hovedresultatet, og skyldes høyere utslippsintensitet for amerikansk LNG enn for det globale gjennomsnittet i gassmarkedet. Totale nettoutslipp blir tilsvarende mindre og ender på 0,1 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

⁸ At nettoutslipp ikke er lik bruttoutslipp ved en utsettelsesandel lik 1 skyldes at vi i analysen bruker tre analyseperioder for å dekke tidsperioden 2025–2055. På slutten av den siste perioden tillater vi den produksjonen som blir fortrent å bli permanent fortrent.

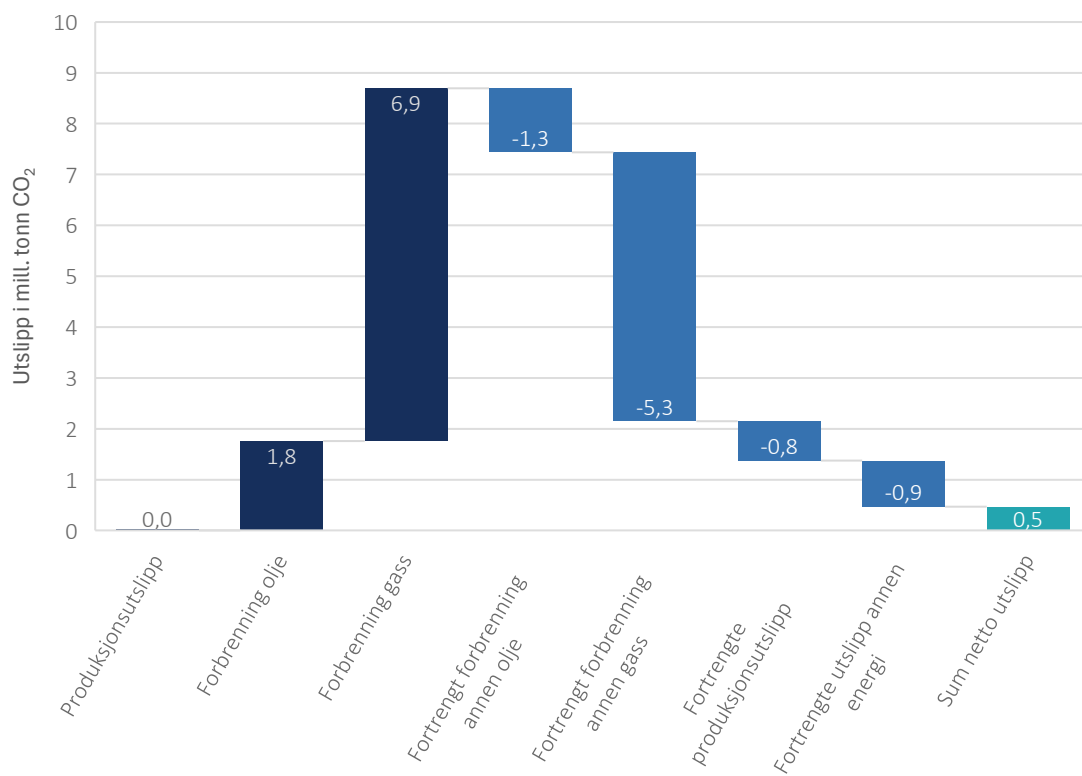
Figur 5.7 PL044 Sensitivitet 2: Kun amerikansk LNG fortrenses på marginen



Kilde: Vista Analyse

Figur 5.8 viser effekten av at man antar at EUs kvotehandelssystem er bindende for opp- og midtstrømsutslipp fra norsk olje- og gassproduksjon. I modellen vises denne effekten ved økte fortrenge utslipp av annen energi, som har en økning tilsvarende produksjonsutslippene. Nettoutslippseffekten fra feltet er da 0,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, som innebærer at forskjellen er neglisjerbar ved avrunding.

Figur 5.8 PL044 Sensitivitet 3: EUs kvotehandelsystem bindene for produksjonsutslipp



Kilde: Vista Analyse

6 Referanser

- Considine, T. (2018). Estimating concave substitution possibilities with non-stationary data using the dynamic linear logit demand model. *Economic modelling* 72, 22-30.
- Downs, E., Losz, A., Mitrova, T. (2024). The Future of the Power of Siberia 2 Pipeline. *Center on Global Energy Policy at Columbia SIPA*.
- Energy Institute. (2024). Statistical Review of World Energy 2024. 73rd edition.
- GEM Wiki (2024). Trans-Sahara Gas Pipeline. Hentet fra: https://www.gem.wiki/Trans-Sahara_Gas_Pipeline
- Hossain, A.K.M.N. & Serletis, A. (2017). A century of interfuel substitution. *Journal of Commodity Markets*, 8, 28–42.
- Huntington, H. G., Barrios, J. J., Arora, V. (2019). Review of key international demand elasticities for major industrializing economies. *Energy Policy*, 133
- Hupka, Y., Popova, I., Simkins, B. & Lee, T. (2023). A review of the literature on LNG: Hubs development, market integration, and price discovery. *Journal of Commodity Markets*, vol. 31(C), 100349.
- IEA (2020), *Global Gas Security Review 2020*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-gas-security-review-2020>
- IEA (2023), *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions>
- IEA (2024a). *World Energy Outlook 2024*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- IEA (2024b). *World Energy Balances 2024 Highlights* (database).
- IPCC (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>
- Krane, J., Ulrichsen, K. C., Mariano, J. & Gil, A. M. (2025). Rivalry, Conflict and Opportunity in Eastern Mediterranean Natural Gas. *Baker Institute for Public Policy*.
- Labandeira, X., Labeaga, J.M., López-Otero, X. (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. *Energy Policy*, 102, 549-568
- Li, J. & Lin, B. (2016). Inter-factor/inter-fuel substitution, carbon intensity, and energy-related CO₂ reduction: Empirical evidence from China. *Energy Economics*, 56, 483–494.
- Li, J. & Sun, C. (2018). Towards a low carbon economy by removing fossil fuel subsidies? *China Economic Review*, 50, 17–33.
- Lin, B. & Tian, P. (2017). Energy conservation in China's light industry sector: Evidence from inter-factor and inter-fuel substitution. *Journal of Cleaner Production*, 152, 125–133.

- Lin, B. & Xu, M. (2019). Exploring the green total factor productivity of China's metallurgical industry under carbon tax: A perspective on factor substitution. *Journal of Cleaner Production*, 233, 1322–1333.
- Liu, H. & Lin, B. (2017). Energy substitution, efficiency, and the effects of carbon taxation: Evidence from China's building construction industry. *Journal of Cleaner Production*, 141, 1134–1144.
- Liu, K., Bai, H., Yin, S. & Lin, B. (2018). Factor substitution and decomposition of carbon intensity in China's heavy industry. *Energy*, 145, 582–591.
- Miljkovic, D., Dalbec, N. & Zhang, L. (2016). Estimating dynamics of US demand for major fossil fuels. *Energy Economics*, 55, 284–291.
- Pirani, S. (2019). Central Asian Gas: prospects for the 2020s. *OIES Paper: NG 155. The Oxford Institute for Energy Studies*.
- Pirani, S. (2021). Azerbaijan's gas sales strategy at a crossroads. *OIES energy Comment. The Oxford Institute for Energy Studies*.
- Roman-White, S. A., Littlefield, J. A., Fleury, K. G., Allen, D. T., Balcombe, P., Konschnik, K. E., Ewing, J., Ross, G. B. & George, F. (2021). LNG Supply Chains: A Supplier-Specific Life-Cycle Assessment for Improved Emission Accounting. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 9 (32), 10857-10867.
- Rystad Energy. (2021). *Utslippseffekten av produksjonskutt på norsk sokkel*.
- Rystad Energy. (2023). *Netto klimagassutslipp fra økt olje- og gassproduksjon på norsk sokkel*.
- Sinclair, P. (1992). High Does Nothing and Rising Is Worse: Carbon Taxes Should Keep Declining to Cut Harmful Emissions. *The Manchester School of Economic & Social Studies*, 1992, vol. 60, issue 1, 41-52.
- SSB. (2021). Emission factors used in the estimations of emissions from combustion. Hentet fra https://www.ssb.no/_attachment/404602/.
- Steinbuks, J. & Narayanan, B. G. (2015). Fossil fuel producing economies have greater potential for industrial interfuel substitution. *Energy Economics*, 47, 168–177.
- Tan, R. & Lin, B. (2020). The influence of carbon tax on the ecological efficiency of China's energy intensive industries—A inter-fuel and inter-factor substitution perspective. *Journal of Environmental Management*, 261, 110252.
- Vista Analyse (2023). Norsk olje, globale utslipp - Netto forbrenningsutslipp av økt norsk petroleumproduksjon. Rapport 2023/4.
- Vista Analyse (2024a). *Forbrenningsutslipp fra Breidablikk*. Rapport 2024/27.
- Vista Analyse (2024b). *Netto utslippseffekt fra Heidrun Extension Project*.
- Wang, X. & Lin, B. (2017). Factor and fuel substitution in China's iron & steel industry: Evidence and policy implications. *Journal of Cleaner Production*, 141, 751–759.

- Wang, A. & Lin, B. (2020). Structural optimization and carbon taxation in China's commercial sector. *Energy Policy*, 140, 111442.
- Wang, X., Bai, M. & Xie, C. (2019). Investigating CO₂ mitigation potentials and the impact of oil price distortion in China's transport sector. *Energy Policy*, 130, 320–327.
- Yang, M., Fan, Y., Yang, F. & Hua, H. (2014). Regional disparities in carbon dioxide reduction from China's uniform carbon tax: A perspective on interfactor/interfuel substitution. *Energy*, 74, 131–139.

Vedlegg

A Detaljerte resultater

Tabell A.1 Detaljerte tall for brutto og netto forbrenningsutslipp (i tusen tonn CO₂e)

	PL018, Albuskjell og Vest Ekofisk	PL044, Tommeliten Gamma
Bruttoutslipp (produksjon og forbrenning)		
Bruttoutslipp (fast utslippsintensitet)	31 928	8 780
Nettoutslipp (hensyntatt markedseffekter)		
Nettoutslipp hovedresultat	2 032	532
Sensitivitetsanalyse høy	10 634	2 945
Sensitivitetsanalyse lav	-2 890	-823
Sensitivitetsanalyse Amerikansk LNG på marginen	537	102
Sensitivitetsanalyse EU ETS er bindende	1753	445
Sensitivitetsanalyse utsatt produksjon, $\beta = 0,3$	3233	893
Nettoutslipp i hovedresultatet, brutt ned per element		
Produksjonsutslipp	279	87
Forbrenning olje	8 251	1 757
Forbrenning gass	23 399	6 936
Fortrengt forbrenning annen olje	-5 913	-1 259
Fortrengt forbrenning annen gass	-17 835	-5 287
Fortrengte produksjonsutslipp	-2 769	-770
Fortrengte utslipp annen energi	-3 430	-912

Kilde: Vista Analyse



Vista Analyse AS
Meltzers gate 4
0257 Oslo

post@vista-analyse.no
vista-analyse.no