

TEKNOLOGIUTVIKLING OG KLIMAGASSUTSLIPP FRA
PETROLEUMSVIRKSOMHETEN FRAM MOT 2030 OG ET
LAVUTSLIPPSSAMFUNN I 2050

Sluttrapport

Report No.: 1, Rev 4

Document No.: 1JBAQJF-4

Date: 2015-09-29




Project name:	Teknologiutvikling og klimagassutslipp fra petroleumsvirksomheten fram mot 2030 og et lavutslippssamfunn i 2050	DNV GL AS DNV GL Oil & Gas BDL Enterprise Risk Management P.O.Box 300 1322 Høvik Norway Tel: +47 67 57 99 00 NO 945 748 931 MVA
Report title:	Sluttrapport	
Customer:	Miljødirektoratet, Postboks 5672 Sluppen, 7485 Trondheim, Norway	
Contact person:	Sissel Sandgrind, Bjørn Christensen	
Date of issue:	2015-09-29	
Project No.:	PP115663	
Organisation unit:	BDL Enterprise Risk Management	
Report No.:	1, Rev. 4	
Document No.:	1JBAQJF-4	
Applicable contract(s) governing the provision of this Report:		

Objective: Vurdering av forventet teknologiutvikling for reduksjon av utslipp av klimagasser fra petroleumssektoren i Norge fram mot 2030 og i et lavutslippssamfunn i 2050.

Prepared by:

Verified by:


Approved by:


Svein Brændsund
Vice President


Referansegruppen¹


Gjermund Våge
Head of Department


Bent Erik Bakken
Senior Principal Scientist


Erik Andreas Hektor
Senior Researcher


Valentin Vandenbussche
Senior Consultant


Eric Lyche Rambech
Consultant

Copyright © DNV GL 2014. All rights reserved. This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise without the prior written consent of DNV GL. DNV GL and the Horizon Graphic are trademarks of DNV GL AS. The content of this publication shall be kept confidential by the customer, unless otherwise agreed in writing. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited.

DNV GL Distribution:


- Unrestricted distribution (internal and external)
 Unrestricted distribution within DNV GL
 Limited distribution within DNV GL after 3 years
 No distribution (confidential)
 Secret

Keywords:

Olje og gass, klima, teknologi, utslipp, scenarier

Rev. No.	Date	Reason for Issue	Prepared by	Verified by	Approved by
----------	------	------------------	-------------	-------------	-------------

¹Espen Cramer, Odd Andersen, Kåre Helle, Jørg Aarnes, Cecilie Mauritzen, Frank Børre Pedersen



0	2015-01-28	First issue	Brendsund et al	Referansegruppen	Gjermund Våge
1	2015-03-05	Revision	Brendsund et al	Referansegruppen	Gjermund Våge
2	2015-05-07	Revision	Brendsund et al	Referansegruppen	Gjermund Våge
3	2015-06-04	Final	Brendsund et al	Referansegruppen	Gjermund Våge
4	2015-09-29	Final updated with additional comments	Brendsund et al	Referansegruppen	Gjermund Våge

SAMMENDRAG

Miljødirektoratet tildelte et oppdrag til DNV GL for å få vurdert forventet teknologiutvikling for reduksjon av utslipp av klimagasser fra petroleumssektoren i Norge fram mot 2030 og i et lavutslippssamfunn i 2050. Klimagassene omfatter karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), flyktige hydrokarbonforbindelser ikke medregnet metan (nmVOC), nitrogenoksider (NO_x), svoveloksider (SO_x) og sot (BC – Black Carbon). Miljødirektoratet ønsket også en vurdering av hva som p.t. er å anse som beste tilgjengelige teknikker (BAT - Best Available Technique). Norsk petroleumindustri representerte i 2012 ca. ¼ av landets samlede utslipp av alle klimagasser gitt som CO₂ ekvivalenter.

Resultatet fra studien vil inngå i Miljødirektoratets videre arbeid med klimagassreduksjoner.

Estimering og vurdering av kostnader er ikke en del av prosjektets mandat. Dette begrenser også vurdering av begrepet BAT da dette bygger på en forutsetning om økonomisk forsvarlig ramme i tillegg til at det skal være gunstig for klima og teknisk gjennomførbart. Teknologi som er diskutert i kapittel 4 benyttes imidlertid i beregninger av de maksimale potensialer for reduksjon av klimagasser i et perspektiv frem mot 2050 samt i våre fremtidsbilder. De benyttede teknologier er derfor antatt å tilfredsstille kravene til BAT ved de tidspunkter vi har antatt at de tas i bruk.

Aktivitetsnivået i petroleumsnæringen frem mot 2050 er heller ikke en del av mandatet, men vi har likevel inkludert prognostisert produksjon for å sammenligne de enkelte produksjonsforløp i våre fremtidsbilder.

Resultatene presenteres i form av en beskrivelse av teknologistatus pr. i dag og fremtidsbilder for årene 2020, 2030 og 2050. I hvert av fremtidsbildene beskrives hvilke mulige tekniske løsninger som kan bli tatt i bruk ved nye utbygginger på de aktuelle tidspunktene og hvor store utslippsreduksjoner som kan oppnås sammenlignet med i dag. Det belyses også hvordan man kan tenke seg at eksisterende innretninger med lang levetid eventuelt kan bygges om/modifiseres med tanke på å oppnå utslippsreduksjoner (herunder elektrifisering basert på kraft fra land og sentralisert offshore kraftproduksjon med CO₂-fangstanlegg). Resultatene som presenteres i denne rapporten er i all hovedsak basert på informasjon som var tilgjengelig da prosjektet ble initiert.

Petroleumsnæringen er definert i en verdikjede som starter med seismikk, inkluderer leteboring, utbygging, driftsfasen med tilhørende transport og frem til produksjonsavslutning, nedstenging og fjerning av installasjonen. Raffinerier inngår ikke i analysen.

Prosjektet har vært gjennomført i perioden fra primo oktober 2014 og frem til ultimo februar 2015. Tidsrammen og begrenset ressursbruk har vært bestemmende for omfanget av analysen. Det er i stor grad benyttet tilgjengelig data som er forutsatt kvalitetssikret av den enkelte kilde. Det pågår for tiden prosjekter for å kartlegge utslipp av metan og nmVOC fra utslippskilder offshore i regi av Miljødirektoratet. Resultatet fra disse prosjektene er ikke inkludert i denne studien.

Kapittel 1 beskriver innledning og bakgrunn for rapporten. Kapittel 2 gir en gjennomgang av den norske petroleumsnæringen og danner et generelt bakteppe for hele prosjektet. Utslipp av klimagasser er diskutert og analysert i kapittel 3. Kapittel 4 gir en gjennomgang av tilgjengelig teknologi og forventet videre utvikling. For å illustrere det maksimale potensialet for utslippsreduksjoner ved full implementering av noen teknologiske løsninger, som diskutert i kapittel 4, er det gjort beregninger basert på sterkt idealiserte 'beste tilfeller' med 2012 som referanseår. Forutsetninger og antakelser samt tilhørende resultater er presentert i kapittel 5. Disse representerer ikke reelle fremtidige situasjoner, men resultatene fra de forskjellige teknologiske løsninger benyttes kombinert i analysen av fremtidsbildene som er nærmere behandlet i kapittel 6. Fremtidsbildene representerer en gradvis

innfasing av de teknologiske løsninger som er behandlet i kapittel 4 kombinert med utfasing av eksisterende infrastruktur og gir derved et mer realistisk bilde av mulige utviklingsbaner for norsk sokkel.

Et sammendrag av resultatene fra kapittel 3, 5 og 6 er gitt i det etterfølgende.

Analysens resultater

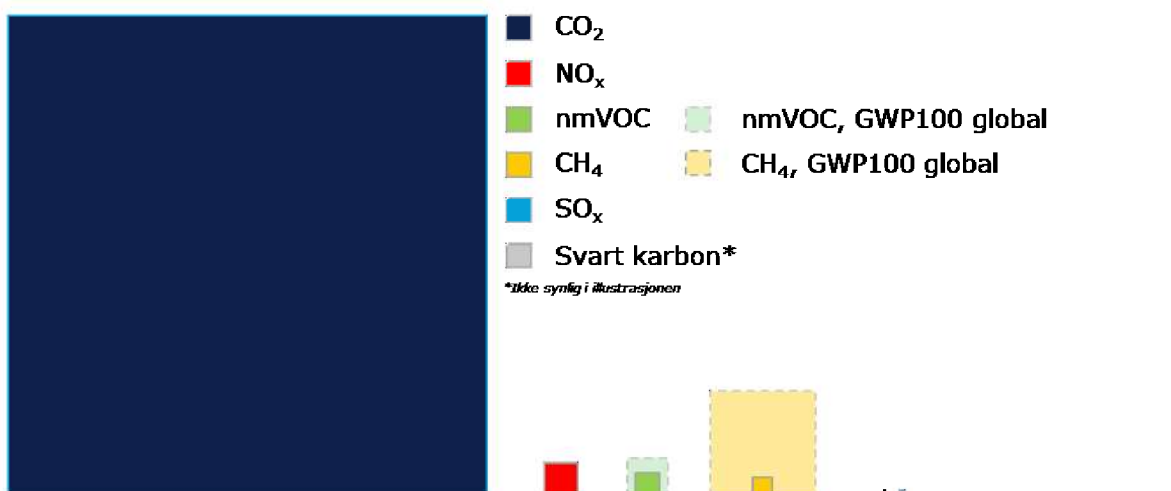
De viktigste resultater av analysen er;

- Driftsfasen er den desidert største kilde til utslipp av alle vurderte klimagasser (over 90 %) hvor CO₂ er den dominerende klimagassen. Kraftproduksjon fra gassturbiner står for tilnærmet 70 % av de samlede CO₂ utslippene. Inkluderer motorer er bidraget fra de to kildene tilnærmet 90 % av alle CO₂ utslippene. Utslipp av CO₂ for norsk sokkel samlet har steget med ca. 10 % fra 2002 til 2012 på tross av redusert produksjon.
- Tilgjengelig teknologi kan i et sterkt idealisert 'beste tilfelle' redusere de samlede utslippene av CO₂ fra petroleumsnæringen betydelig, se for øvrig forutsetninger og antakelser som er lagt til grunn i kapittel 5.1. Ved full implementering av tiltak frem mot 2050, og med en produksjon tilsvarende som i 2012, kan utslippene av CO₂ reduseres med ca. 75 %. De viktigste teknologiske bidragene til en slik reduksjon er: 1) kraft fra land (ofte omtalt som elektrifisering), 2) CO₂ fangst og lagring og 3) energilagring (for eksempel batterier). CO₂ fangst og lagring kombinert med energilagring og konvensjonelle løsninger for kraftgenerering som p.t. allerede er i bruk på norsk sokkel har et reduksjonspotensiale tilnærmet som kraft fra land.
- Våre fremtidsbilder tar høyde for en mer realistisk/mulig utvikling av petroleumsnæringen fra referanseåret 2012 og frem mot 2050 og gir i alle tilfeller lavere utslipp av CO₂ over hele eller store deler av perioden sammenlignet med nivået i 2012. Eksisterende innretninger forbedres eller fases gradvis ut og nye anlegg med gunstige teknologiske løsninger introduseres over tid. Alle fremtidsbildene forutsetter at teknologi får en viktig rolle i den videre utviklingen av norsk sokkel. Det er derfor også mulig i en 'business as usual' utviklingsbane for norsk sokkel at de faktiske utslippene faller utenfor de utfallsrom som fremtidsbildene viser (dvs. høyere). Myndighetene kan legge til rette for gode rammevilkår for den teknologiutvikling som er nødvendig. Virkemiddelapparatet kan også benyttes for å oppmuntre til og forenkle samordning og samarbeid på tvers av mange lisenser slik at store områdeløsninger blir realisert.
 - Kraft fra land er i dette prosjektet behandlet tilsvarende som helt ren fornybar energi. Andel kraft fra land kan derfor betraktes som den samlede mengde ren energi fra flere type kilder fornybare kraft, for eksempel vindkraft, solenergi og vannkraft, i forhold til det totale behovet for norsk sokkel.

De viktigste utslipp av klimagasser

Det etablerte tallmaterialet viser at utslipp av CO₂ er den langt viktigste klimagassen som slippes ut fra den norske petroleumsvirksomheten både regnet i volum og effekt på klima. Mengde CO₂ gir en effekt som er 20 ganger mer klimaskadelig enn de samlede utslipp av CH₄ i et GWP (Global Warming Potential) 100 års globalt perspektiv (kalt GWP100 global). Sammenlignet med nmVOC er CO₂ utslippet 120 ganger mer skadelig, også dette i et GWP100 global perspektiv.

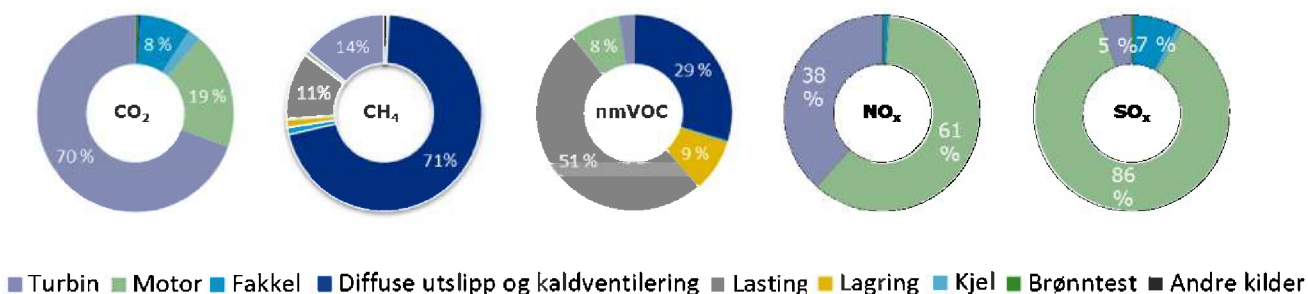
En sammenlikning av utslippene og de tilhørende klimaskadelige effekter for nmVOC og CH₄ (GWP100 global) er illustrert i Figur 1. Forskjell i arealer reflekterer direkte forskjell i utslippsmengder.



Figur 1: Absolutte utslippsmengder for den norske petroleumsnæringen for utslipp av alle klimagasser vurdert samt GWP effekten i et 100 års perspektiv (GWP100 global) for nmVOC og CH₄

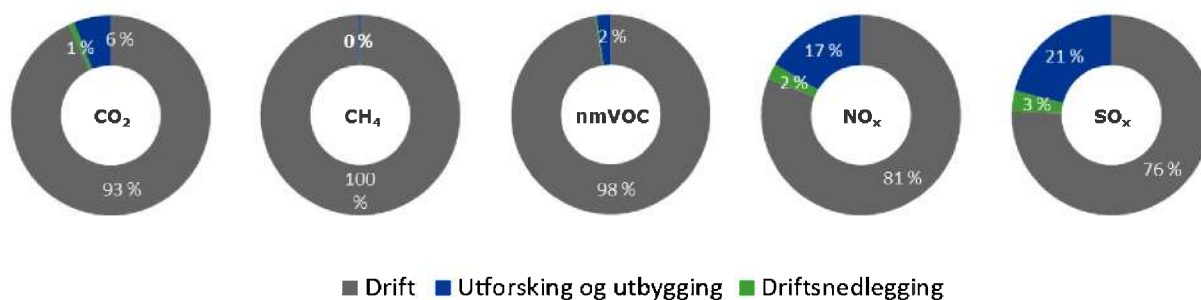
Utslipp fordelt på type utslippskilder er gitt i Figur 2 og viser at den største kilden til CO₂ utslipp er gassturbiner for kraftgenerering. Denne ene kilden utgjør ca. 70 % av de totale utslippene og inkluderer både offshore og land. Hvis vi også inkluderer kraftgenerering fra motorer, står disse to kildene alene for nærmere 90 % av alle CO₂ utslipp. Kraftgenerering offshore er helt sentral i klimasammenheng og vies derfor stor oppmerksomhet i denne analysen.

Diffuse utslipp og kaldventilering står for 71 % av alle CH₄ utslipp. For nmVOC er det en jevnere distribusjon mellom lasting, diffuse utslipp og kaldventilering. For NO_x og SO_x er det igjen turbiner og motorer som dominerer (over 90 %). Reduksjon av kortlevde klimadrivere (CH₄ og nmVOC) er viktig for å redusere drivhuseffekten.



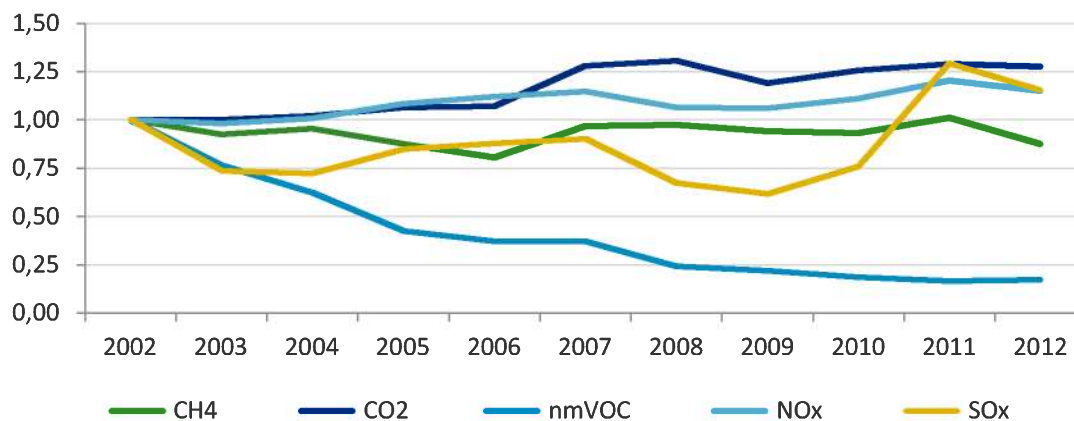
Figur 2: Utslipp fordelt på utslippskilder

Figur 3 viser utslipp fra de forskjellige deler av verdikjeden for oppstrøms petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Driftsfasen er den desidert største kilde til utslipp av klimagasser og representerer 93 % av de totale utslipp av CO₂, tilnærmet 100 % for CH₄ og 98 % for nmVOC.



Figur 3: Utslipp fordelt på faser i verdikjeden

Figur 4 viser en historisk utslippsutvikling fra 2002 til 2012 sett i forhold til produksjonsvolumer. Utslipp av CO₂ per enhet produsert har steget med ca. 30 %. Denne økning kan tilskrives både økt utslipp per produsert enhet for felt etter hvert som de går inn i senfasen (økt utvinning) og større relativ andel gassproduksjon fra norsk sokkel. Reduksjon i utslippsintensitet er kun observert for nmVOC (ned med ca. 80 %) og CH₄ (ned med ca. 15 %) i den analyserte 10 års perioden.



Figur 4: Historisk utvikling i utslippsintensitet dvs. klimagassutslipp per produsert enhet oljeekvivalent, norsk sokkel, med 2002 som referanseår²

² Norsk olje og gass, 2014: Miljørapport 2013 og Miljødirektoratet, 2014: Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling, M229

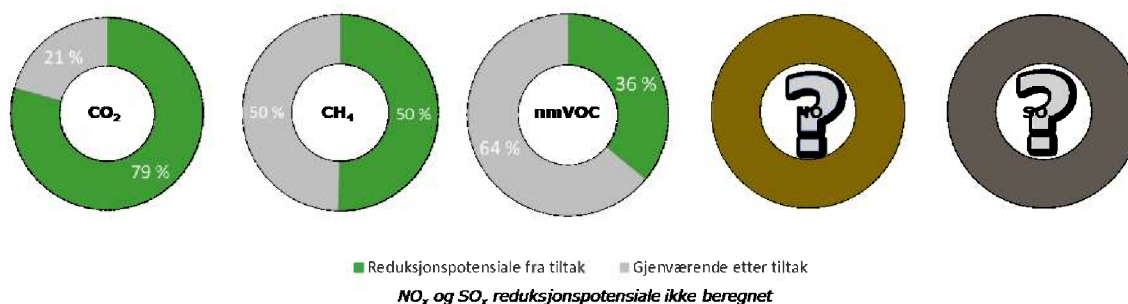
Potensialer for reduksjon av utslipp fra teknologiske muligheter

De tekniske løsninger som ligger til grunn for utvikling av potensialet for reduserte utslipp er basert på kjent teknologi, men ikke nødvendigvis definert som kvalifisert teknologi. Mulig ytterligere reduksjoner i utslipp av klimagasser ved bruk av ikke-kjent teknologi eller bruk av teknologi som så langt ikke har vært vurdert for petroleumsnæringen er ikke tatt med i betraktningene. Eksempel på dette kan være bruk av hydrogen som energibærer eller bruk av brenselceller. Kvalifisering av teknologi er i petroleumsnæringen ofte vurdert først etter tilnærmet fullskala testing og gjerne også etter at teknologien er utprøvd flere steder i driftsfasen.

Med 2012 som referanse er det estimert et sterkt idealisert 'beste tilfelle' potensiale for reduksjon av klimagasser frem mot 2050. Analysen gir det maksimale potensiale fra forskjellige tiltak knyttet til hver utslippstype som kan oppnås forutsatt aktivitetsnivå, produksjonsvolum, kraftforbruk og sammensetning av olje, gass og vann som om det var i 2012. I det mest gunstige tilfellet forutsettes at alle innretninger frem i tid (2050 eller før) drives av elektrisitet basert på kraft i kabel fra land (eller kombinert med analoge løsninger basert på kilder for ren fornybar energi) i tillegg til flere tiltak for andre utslippskilder. Kraft fra land er regnet fra strandsonen og helt ren for utslipp av klimagasser. Tilgjengelighet av kraft lokalt, hvordan kraften er produsert og eventuelle overføringstap er derfor ikke hensyntatt. Bruk av kraft generert fra vindturbiner er en mulig kilde som kan kombineres med kraft i kabel fra land. En kombinasjon av vindkraft og kraft i kabel fra land vil imidlertid under våre forutsetninger ikke gi endring i klimautslipp sammenlignet med kraft fra land alene. Kraft i kabel fra land kan derfor samlet representere flere kilder (analoge løsninger) som alle gir ren og fornybar energi.

Havbunnsfabrikker er et område av stor interesse som vil kreve lavere energibehov sammenlignet med tradisjonelle plattformbaserte løsninger. Havbunnsfabrikker er ikke spesifikt hensyntatt i dette prosjektet fordi vi mangler data og det ville medføre en detaljeringsgrad som det ikke er rammer for i dette prosjektet.

Det er i analysen fokusert på CO₂, CH₄ og nmVOC. Både NO_x, SO_x og sot vil også bli redusert som en konsekvens av CO₂ relaterte tiltak. Det er mangel på data for sot og usikkerhetene er i tillegg store. Sot er derfor ikke analysert videre som del av vurdering av potensialer for reduksjon frem mot 2050. Det er i kapittel 5 i rapporten vist en mer detaljert gjennomgang av hvordan det fulle potensialet fremkommer. Den prosentvise mulige reduksjon i et idealisert 'beste tilfelle' for hver av de tre klimagasser vi fokuserer på er vist i Figur 5.



Figur 5: Maksimalt reduksjonspotensiale for et sterkt idealisert 'beste tilfelle' i prosent frem mot 2050 for CO₂, CH₄ og nmVOC

Utslipp av CO₂ kan reduseres med 79 % sammenlignet med 2012 forutsatt at alle innretninger drives med elektrisitet basert på kraft fra land (eller analoge løsninger) kombinert med flere andre tiltak.

Det er gjort beregninger for noen fremtidige alternativer for reduksjon av CO₂ utslipp fra faste innretninger offshore. Disse er basert på offshore kraftgenerering i kombinasjon med CO₂ fangst og lagring. All kraftgenerering på norsk sokkel skjer da ved bruk av gassturbiner eller kombinert bruk av gass- og dampturbiner. Begge alternativene gir utslippsreduksjoner i samme størrelsesorden som full elektrifisering av norsk sokkel, men dette er teknologiske løsninger for hele norsk sokkel som også må karakteriseres som sterkt idealiserte 'beste tilfeller'.

For å komplettere det hele er også reduksjonspotensialet frem i tid analysert for de teknologiske løsninger som allerede eksisterer på norsk sokkel. Dette omfatter i hovedsak gassturbiner og noen få anlegg (3) som har installert kombikraftverk. Forbedring i et perspektiv frem til 2050 inkluderer energieffektivisering og forbedring av virkningsgrader (bruk av energilagring). Potensialet for reduksjon av CO₂ utslipp fra hele norsk sokkel for disse to kategorier sammen med effekter fra andre tiltak er nok lavere enn de tre som vi betegner sterkt idealiserte 'beste tilfeller', men gir også betydelige reduksjoner.

Tabell 1: De fem vurderte løsninger for kraftgenerering, offshore

Individuelle løsninger	Kombinerte løsninger
Gassturbiner uten CCS	Gassturbiner med CCS
Kombikraftverk uten CCS	Kombikraftverk med CCS
Kraft fra land (eller analoge løsninger)	

Tabell 22 inkluderer potensiale for utslippsreduksjoner fra andre utslippskilder, slik som motorer på skip, fakkell, motorer på flyttbare innretninger osv. Det er imidlertid innflytelsen ved valg av kraftgenereringsløsninger på faste innretninger offshore som er den største driveren for utslippsreduksjonene. Derfor er det gjort en sensitivitetsanalyse for å vurdere det samlede reduksjonspotensialet for CO₂ basert på alternative kraftgenereringsløsninger, med andre potensialer for utslippsreduksjon holdt konstant.


I forhold til kraft fra land vil løsningene som inkluderer CO₂-håndtering gi en marginalt mindre reduksjon på henholdsvis 76 % ved bruk av kombinerte kraftverk med CO₂-håndtering eller 74 % ved bruk av gassturbiner kombinert med CO₂-håndtering. Ved behov for prosessvarme (termisk energi) vil alternativet være kraftgenerering fra gassturbinene alene kombinert med CO₂ fangst og lagring. En forbedring av eksisterende teknologiske løsninger på norsk sokkel representerer også relativt store reduksjoner og gir 49 % reduksjon ved bruk av kombikraftverk og 35 % for rene gassturbiner.

Tabell 2: Innflytelse på samlet reduksjonspotensiale av CO₂ ved forskjellige kraftgenereringsløsninger på faste innretninger, offshore

Kraft fra land	79 %
Kombikraftverk med CCS	76 %
Gassturbiner med CCS	74 %
Kombikraftverk uten CCS	49 %
Gassturbiner uten CCS	35 %

Utslipp av CH₄ og nmVOC kan reduseres ved å lede hydrokarbonholdig gass tilbake til prosessen eller til fakkell. Vi har i denne studien estimert hvor store utslippsreduksjoner som kan oppnås gjennom slike tiltak basert på tilgjengelig informasjon på det tidspunktet prosjektet ble startet opp.

Reduksjonspotensialet for metan og nmVOC er estimert til henholdsvis 50 % og 36 % sammenlignet



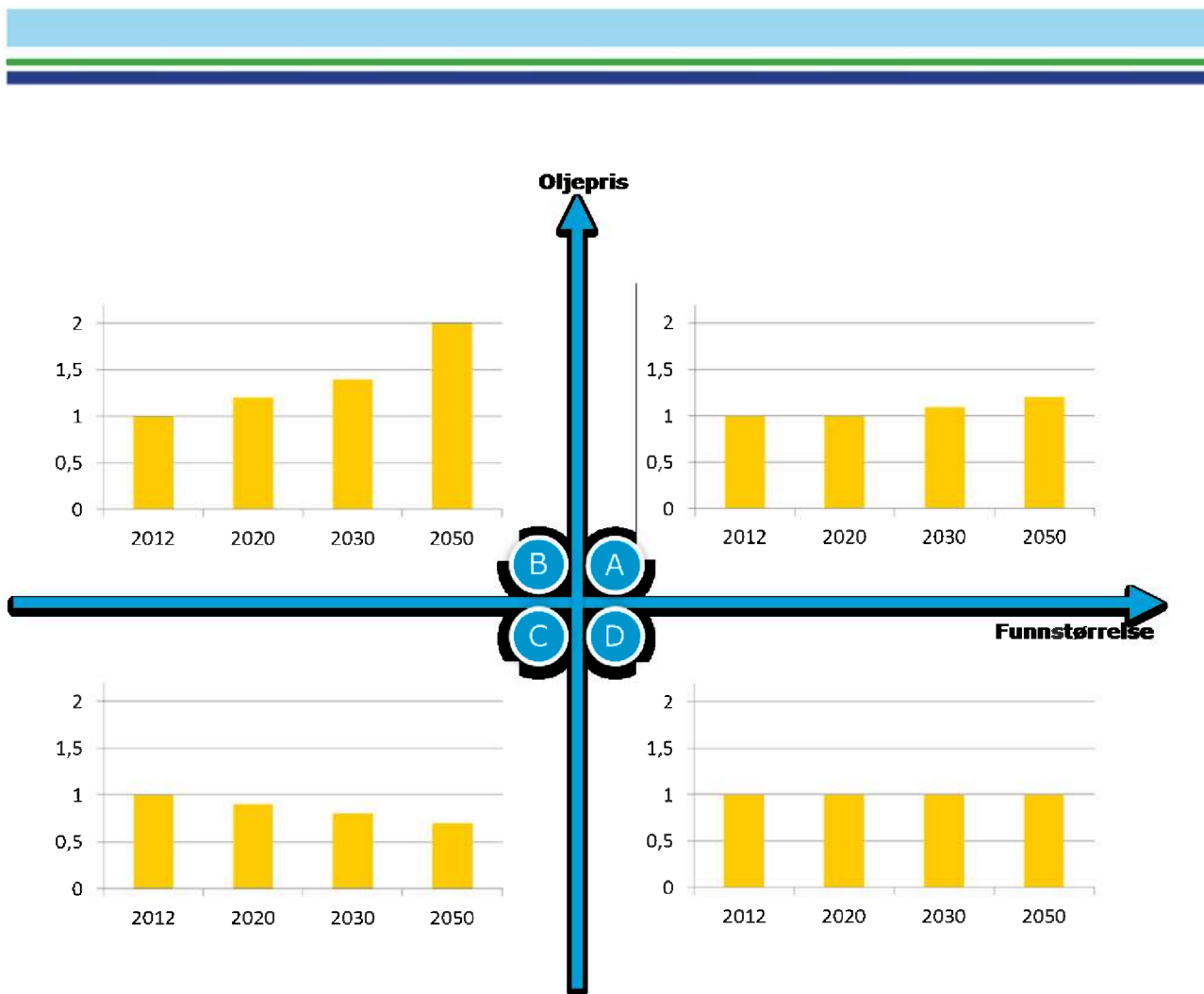
med 2012. Det pågående kartleggingsprosjektet i regi av Miljødirektoratet, vil kunne gi mer presis kunnskap om utslippenes størrelse per i dag og potensialet for utslippsreduksjoner framover.

Fremtidsbilder

Fire fremtidsbilder er utviklet i et aksekors med oljepris og funnstørrelse (ressursgrunnlag) som ikke påvirkelige variable (drivere). Teknologi/teknologiske løsninger, variasjon av kraftintensitetsfaktoren samt myndighetens bruk av virkemiddelapparatet inngår som faktorer som kan påvirke utviklingen. Referanseåret er 2012 og tidsperspektivet går frem mot 2050. Fremtidsbildene tar høyde for en mer realistisk utvikling av petroleumsnæringen sammenlignet med de sterkt idealiserte 'beste tilfeller', men fokuserer isolert på utslipp av CO₂ fra kraftproduksjon på faste innretninger.

Hensikten med fremtidsbildene er å vise hvordan teknologiske muligheter i kombinasjoner kan påvirke utslipp av CO₂ for forskjellige utviklingsbaner for norsk sokkel.

Erfaringsmessig vet vi at økt utvinning, for eksempel i haleproduksjon, representerer stort behov for kraft som isolert sett gir økte utslipp av CO₂. Dette tas det hensyn til i utviklingen av de enkelte fremtidsbilder ved bruk av en kraftintensitetsfaktor som varierer slik det er illustrert i Figur 6 normalisert i forhold til 2012 (2012 = 1). Kraftintensitetsfaktoren er et mål på hvor mye kraft (energi) som forbrukes pr produsert enhet olje og/eller gass. En kraftintensitetsfaktor større enn 1 gir i snitt for hele norsk sokkel større kraftbehov sammenlignet med 2012, og tilsvarende mindre for en lavere faktor enn 1. Høy oljepris bidrar til lønnsom forlengelse av produksjonen slik det fremgår av Figur 6, og spesielt for fremtidsbilde B gir dette stor effekt fordi den relative andel av produksjonen fra økt utvinning er større enn i A. For fremtidsbilde C er effekten motsatt ved at innretninger stenges ned tidlig på grunn av lav lønnsomhet.



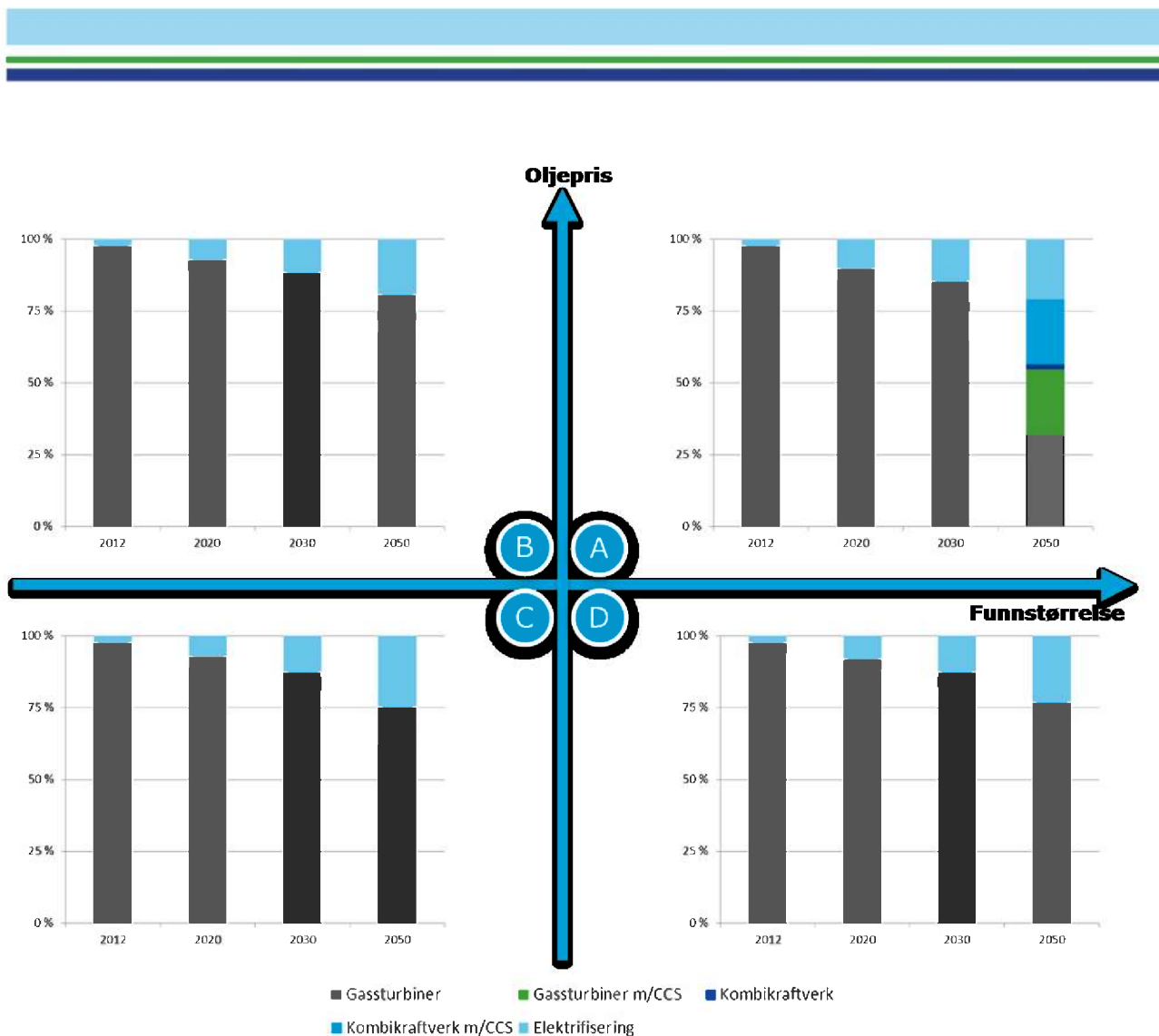
Figur 6: Utvikling i kraftintensitet

Fremtidsbildene fremkommer ved at innretninger på sokkelen gradvis fases ut og nye anlegg med gunstige teknologiske løsninger introduseres. Det fokuseres på teknologiske løsninger for kraft og i hvert av fremtidsbildene kombineres disse i varierende grad og påvirker sammen med produksjon og varierende kraftbehov derfor utslippsintensitet og de samlede utslipp av CO₂.

Følgende teknologiske løsninger inngår i varierende kombinasjoner for de aktuelle år og er forskjellig for hvert av fremtidsbildene:

- Bruk av gassturbiner (tilsvarende dagens dominerende løsning)
- Bruk av kombikraft (gass- og dampturbiner) tilsvarende de tre anlegg som p.t. er i bruk på norsk sokkel
- Bruk av gassturbiner med CO₂ håndtering og lagring (p.t. ikke i bruk)
- Bruk av kombikraftverk med CO₂ håndtering og lagring (p.t. ikke i bruk)
- Direkte elektrifisering av innretninger basert på kraft fra land i kabel (tre i drift og flere kommer)

Den relative fordeling av de teknologiske løsninger er vist i Figur 7.



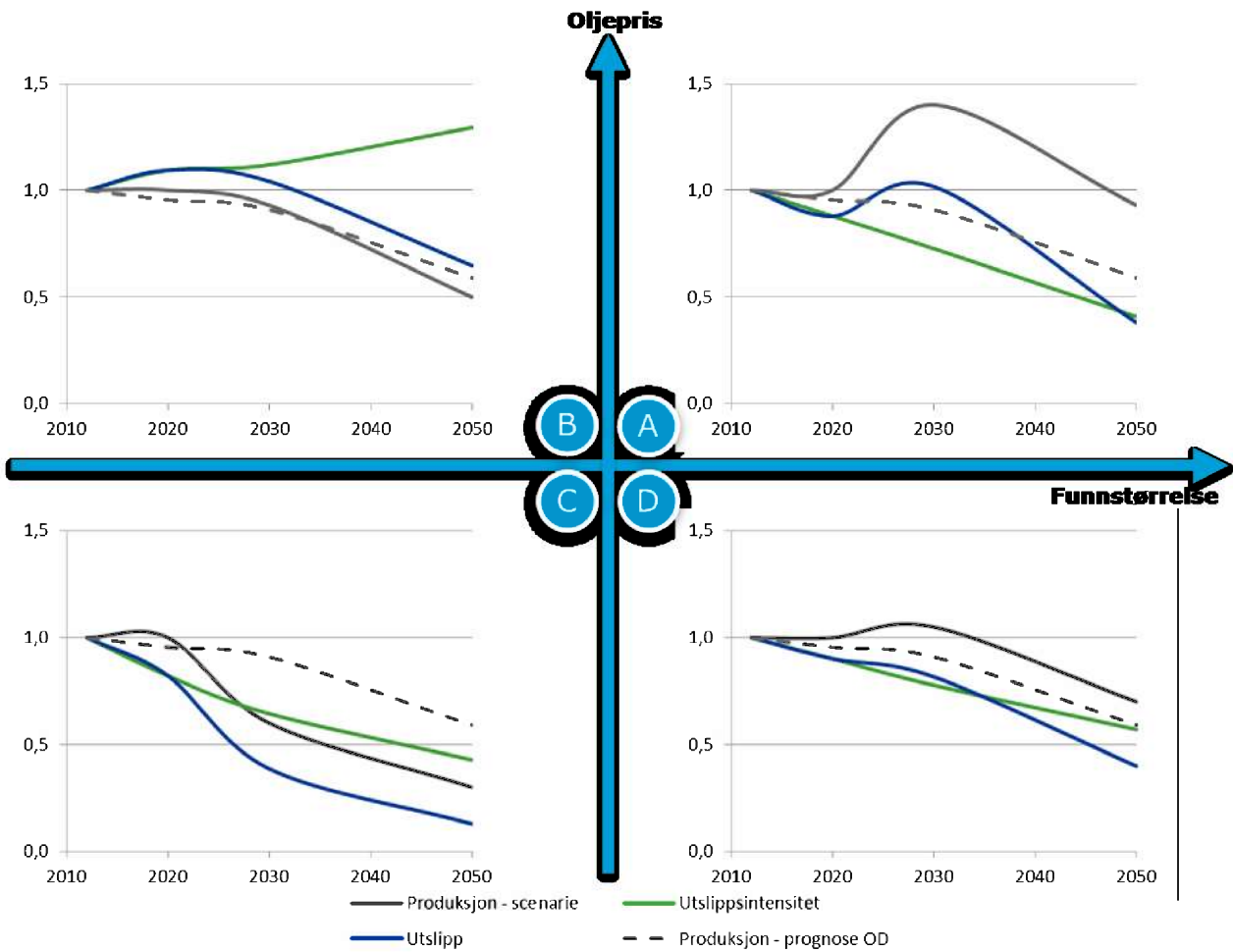
Figur 7: Relativ fordeling og utvikling av teknologiske løsninger

Det er også forutsatt at de teknologiske løsninger har en gradvis forbedring over tid gjennom økt virkningsgrad på turbiner (energilagring ved bruk av batterier), mer effektiv prosess for CO₂ fangst og lavere energiforbruk ved denne fangstprosessen. Det er forutsatt at elektrifisering basert på kraft fra land ikke gir noe utslipp av CO₂, dvs. det er ikke hensyntatt hvor og hvordan denne elektrisiteten er generert.

Produksjonsprognosen som Oljedirektoratet har publisert (frem til 2030, og ekstrapolert frem til 2050 av DNV GL) er inkludert i hvert fremtidsbilde sammen med antatt produksjon og en utvikling av utslippsintensitet som resulterer i kombinerte bruk og videreutvikling av teknologiske løsninger sammen med kraftintensitetsfaktoren. Det resulterende utslipp fremkommer som produksjon multiplisert med utslippsintensiteten. Alle variabler er normalisert i forhold til 2012 (2012 = 1).

Det er lagt til grunn en forutsetning om at teknologisk utvikling og tekniske løsninger får en sentral plass i utviklingen av norsk sokkel. Gassturbiner uten CCS fases gradvis ut som vist i Figur 7. Uten en slik utvikling er det også mulig at de faktiske utslippene blir høyere enn det fremtidsbildene viser.

Utslippene i 2050 er i alle tilfeller redusert i forhold til 2012. I tre av tilfellene (A, C og D) er utslippsintensiteten tilnærmet halvert i 2050 sammenlignet med 2012. For fremtidsbilde B øker utslippsintensiteten i forhold til 2012 og årsaken til dette er sterk fokus på haleproduksjon/økt utvinning med tilhørende betydelig økning i gjennomsnitt kraftbehov per produsert enhet samlet.



Figur 8: Fremtidbilder for utvikling av norsk sokkel (2020, 2030, 2050)

Fremtidsbilde A - Høy oljepris og store funn

Høy produksjon, men ny teknologi presser utslippene ned

Leteaktiviteten øker sterkt og fokus rettes først mot de mer usikre områdene i nord hvor også muligheter for store funn er størst. Optimismen fra store funn i nord smitter og gir nye forventninger om funn også i de modne områder i sør. God lønnsomhet fra økt utvinning og nye funn gir også grunnlag for betydelig levetidsforlengelse. Produksjonsnivået ligger på prognostisert volum frem til 2020 og øker deretter utover gjeldende prognoser og når en ny topp litt før 2030. Etter 2030 faller produksjonen gradvis frem mot 2050 og når da et nivå på linje med produksjonen i 2012.

Myndighetene innskjerper virkemiddelbruken for klimagasser og benytter sterkere styring mot økt samordning av store områder før utbygging kan finne sted. Kraftbehovene varierer fra økning i sør for eldre innretninger til lavere kraftbehov per produsert enhet i nord. God lønnsomhet og nye rammer stimulerer til utvikling og bruk av kostnadseffektive kompakte anlegg for CO₂ fangst og lagring ved nye utbygginger i både nord og sør og dette gir lav utslippsintensitet. For store områdeløsninger benyttes egne innretninger for sentralisert kraftproduksjon eller kraft i kabel fra land avhengig av avstand fra land og kostnader. Teknologien bidrar til at utslippsintensiteten for CO₂ reduseres gradvis over tid og når et nivå i 2050 på ca. 40 % av nivået i 2012.

Fremtidsbilde B – Høy oljepris og små funn

Stor andel haleproduksjon gir økte utslipp også ved bruk av ny teknologi

Ressurstilveksten fra nye funn blir noe lavere enn det som var forventet, men høy oljepris gir grunnlag for utvikling av nye løsninger for økt utvinning som nå utgjør en relativt stor andel av den samlede produksjonen. Produksjonen ligger marginalt over prognostisert nivå frem til noe etter 2030. Deretter faller imidlertid produksjonen under prognosen og i 2050 er produksjonsnivået bare 50 % av nivået i 2012.


Ønske om økt utvinning kombinert med begrenset lønnsomhet gjør at myndighetene velger å bruke avgifter på utslipp av klimagasser heller enn absolutte utslippsgrenser. Stort kraftbehov ved økt utvinning og forlenget levetid for eldre innretninger overskygger utslippsreducerende effekter ved bruk av tilgjengelig teknologiske løsninger sammenlignet med 2012. Tilgjengelig teknologi, f.eks. kraft fra land, benyttes primært for nye innretninger. Utslippsintensiteten for CO₂ øker sterkere etter 2030 i forhold til 2012 og utslippene kommer først ned på 2012 nivå etter 2040, og da som en konsekvens av at produksjonen er betydelig redusert i forhold til 2012 nivå.

Fremtidsbilde C – Lav oljepris og små funn

Høstefasen og teknologi drar utslippene ned

Begrenset lønnsomhet gir kortsiktighet, spesielt i sør hvor utviklingen bærer preg av "høsting" og liten vilje til investeringer utover det som enkle, rimeligere men også mindre klimagunstige løsninger krever. Produksjonen fra norsk sokkel faller gradvis under de etablerte prognoser fra 2020 og i 2030 er det færre innretninger i drift sør for Aasta Hansteen sammenlignet med 2012 samt noen oljefelt i nord. I 2020 er produksjonen som i 2012, men allerede i 2035 er den nede på 50 % av produksjonen i 2012. I 2050 er det bare produksjon fra Troll A, Ekofisk, Valhall og Johan Sverdrup samt noen få felt i Barentshavet som samlet utgjør ca. 30 % av nivået i 2012.

Kompakte anlegg for CO₂ håndtering er bare benyttet i noen få tilfeller hvor det blir lønnsomhet i samordning av mange mindre funn kombinert med bruk av sentralisert kraftproduksjon på dedikerte



innretninger. Vi har ett slikt anlegg i 2030 og tre i 2050. I tillegg kommer noen få nye innretninger som blir elektrifisert via kraft i kabel fra land. De store utslippene fra økt utvinning i haleproduksjon som vi hadde i 2012 faller imidlertid bort da innretningene nå blir raskere stengt ned på grunn av manglende lønnsomhet.

Myndighetene velger å opprettholde den etablerte og balanserte bruk av virkemiddelapparatet for å ivareta både god ressursforvaltning og klimahensyn. Utviklingen av utslipp av CO₂ følger en naturlig bane påvirket av teknologiske løsninger og energieffektivisering. Utslippsintensiteten for CO₂ faller gradvis frem mot 2050 og er da 50 % av nivået i 2012.

Fremtidsbilde D – Lav oljepris og store funn

Teknologien presser utslippene ned men produksjonen bremser

Det er ønskelig med god kartlegging av ressursgrunnlaget for å få frem de mest optimale løsninger i en tid hvor lønnsomheten er under sterkt press, men samtidig er det en utfordring å motivere til store investeringer i en usikker letevirsomhet. Det gjøres imidlertid noen store funn både i nord og sør, men industrien vil redusere risiko og ønsker å gå for de kjente og trygge løsninger. Mange av de større funn blir derfor utviklet basert på verifiserte utvinnbare ressurser. Tilgjengelig teknologi for kompakte anlegg for CO₂ håndtering og/eller elektrifisering basert på kraft i kabel fra land blir utredet basert på pålegg fra myndigheter og tas i bruk der det er økonomisk forsvarlig (i henhold til definisjonen av BAT).

Produksjonen holder seg på prognostisert nivå frem til 2020 hvoretter volumet øker marginalt frem mot 2030, og deretter faller produksjonen gradvis frem mot 2050 hvor nivået nå nærmer seg 70 % av 2012 nivå.

Myndighetenes virkemiddelbruk forblir uendret. Utslippene faller naturlig med lavere utslippsintensitet og fallende produksjon. Utslippsintensiteten reduseres som et resultat av teknologiske løsninger og energieffektivisering. Manglende (vilje til) investeringer i økt utvinning og levetidsforlengelse bidrar også til reduksjon av utslippsintensiteten. Samlet sett gir bidragene et fall i utslippsintensiteten ned mot litt over 50 % av 2012 nivået i 2050.

INNHOOLD

SAMMENDRAG	3
Analysens resultater	4
INNHOOLD	15
1 INNLEDNING OG BAKGRUNN	16
2 DEN NORSKE PETROLEUMSNÆRINGEN.....	17
2.1 Definisjon av verdikjeden og petroleumsindustrien	17
2.2 Dagens utbyggingsløsninger og infrastruktur på norsk sokkel	19
2.3 Målsetting om økt utvinning i forhold til behov for reduksjon av utslipp av klimagasser	21
2.4 Videre utvikling av norsk sokkel	23
3 UTSLIPP AV KLIMAGASSER FRA NORSK SOKKEL OG FORDELING.....	25
3.1 Klimagasser, drivhusgasser og kortlevde klimadrivere	26
3.2 Utslippskomponenter og utslippskilder	27
3.3 Faktorer som påvirker utslippene	28
3.4 Historisk og fremtidig utslippsutvikling	28
3.5 Utslipp i 2012	31
4 TILGJENGELIG TEKNOLOGI OG FORVENTET VIDERE UTVIKLING.....	35
4.1 Teknologiutvikling og usikkerhet	36
4.2 Beste tilgjengelige teknikker (BAT)	36
4.3 Produksjon av elektrisk, mekanisk og termisk energi	38
4.4 Åpen forbrenning	48
4.5 Tap/lekkasjer av hydrokarboner til luft	52
4.6 Elektrifisering og kraftsamkjøring	56
4.7 Havbunnsfabrikker	66
4.8 Reduksjon av energibehov (energieffektivisering)	66
4.9 CO ₂ -håndtering	74
5 MULIGHETER FOR UTSLIPPSREDUKSJONER	79
5.1 Forutsetninger og antakelser	79
5.2 Potensiale for reduksjon av CO ₂ utslipp	81
5.3 Reduksjon av CH ₄ utslipp	86
5.4 Reduksjon av nmVOC utslipp	87
6 FREMTIDSBILDER	90
6.1 Drivere og trender av betydning på kort og mellomlang sikt	90
6.2 Høy oljepris og store funn – fremtidsbilde A	94
6.3 Høy oljepris og små funn – fremtidsbilde B	95
6.4 Lav oljepris og små funn – fremtidsbilde C	96
6.5 Lav oljepris og store funn – fremtidsbilde D	97
VEDLEGG A – KATEGORIER FOR UTSLIPPSDATA.....	99
VEDLEGG B – OVERSIKT OVER TILTAK VURDERT.....	101
VEDLEGG C – DATA BRUKT I SCENARIENE.....	118

1 INNLEDNING OG BAKGRUNN

DNV GL ble i tildelingsbrev datert 19.9.2014 tildelt kontrakt for gjennomføring av prosjektet:

Teknologiutvikling og klimagassutslipp fra petroleumsvirksomheten fram mot 2030 og et lavutslippssamfunn i 2050

Kontrakt ble inngått pr 10.10.2014.

Miljødirektoratet ønsket med dette prosjekt å få vurdert forventet teknologiutvikling for reduksjon av utslipp av klimagasser fra petroleumssektoren i Norge fram mot 2030 og et lavutslippssamfunn i 2050.

Miljødirektoratet ønsket videre å få utarbeidet scenarier for årene 2020, 2030 og 2050, som beskriver teknologi, infrastruktur og tilhørende utslipp av klimagasser (CO₂, metan (CH₄), svart karbon (BC) og i tillegg nmVOC), samt en kort omtale av mulig virkemiddelbruk. Miljødirektoratet ønsket også en vurdering av hva som er å anse som beste tilgjengelige teknikker (BAT) per i dag for reduksjon av klimagasser.

Resultatet fra studien vil inngå i Miljødirektoratets videre arbeid med klimagassreduksjoner.

Prosjektet har hatt kontakt med representative deler av petroleumsnæringen under hele gjennomføringen. Kontakten har vært i form av direkte informasjons- og arbeidsmøter, telefonkonferanser og utveksling av informasjon via e-post. Næringen har derfor bidratt med informasjon og synspunkter. Bidragsytere har mottatt for gjennomgang og kommentert relevante deler av rapporten. Innspill er vurdert av prosjektets medarbeidere og DNV GL står bak rapportens innhold og konklusjoner.

Sentrale aktører innen følgende deler av næringen har alle vært invitert (antall gitt i parentes), og noen av disse har også vært aktivt involvert:

- Operatørselskap (10)
- Hovedkontraktører (5)
- Utstyr- og systemleverandører (16)
- Forsknings- og teknologimiljøer (7)
- Seismikk, skip og bore-entreprenører (2)
- Myndighetsorganer (6)
- Bransjeorganisasjoner (3)
- Miljøorganisasjoner (4)

2 DEN NORSKE PETROLEUMSNÆRINGEN

Dette kapittel gir en kort gjennomgang av petroleumsnæringen på norsk sokkel slik vi kjenner den, men begrenset til oppstrøms virksomhet (U&P). Anlegg på land (Kollsnes, Kårstø, Nyhamna, Melkøya, Sture og oljeterminalen på Mongstad) som er en del av produksjonen inngår, men raffinerier holdes utenfor da de defineres som del av nedstrøms virksomhet. Utvikling av norsk sokkel, inkludert forlenget levetid for en del installasjoner, presenteres sammen med prognoser for produksjon frem mot 2030, samt mer usikre vurderinger av mulige produksjonsforløp frem til 2050. Behov for reduksjon av utslipp av klimagasser kombinert med ønske om økt utvinning representerer en tydelig interessekonflikt og utfordring som myndighetene står overfor. Det gis avslutningsvis noen betraktninger om fremtidige utbygginger og mulig behov for en sterkere fokus på områdeløsninger for å sikre en helhetlig vurdering av norsk sokkels videre utvikling mot 2030 og i 2050.

2.1 Definisjon av verdikjeden og petroleumsindustrien

Verdikjeden som ligger til grunn for de analyser vi gjør i dette prosjektet er vist i Figur 9 og representerer hva vi normalt omtaler som oppstrøms virksomheten (U&P) i petroleumsnæringen.



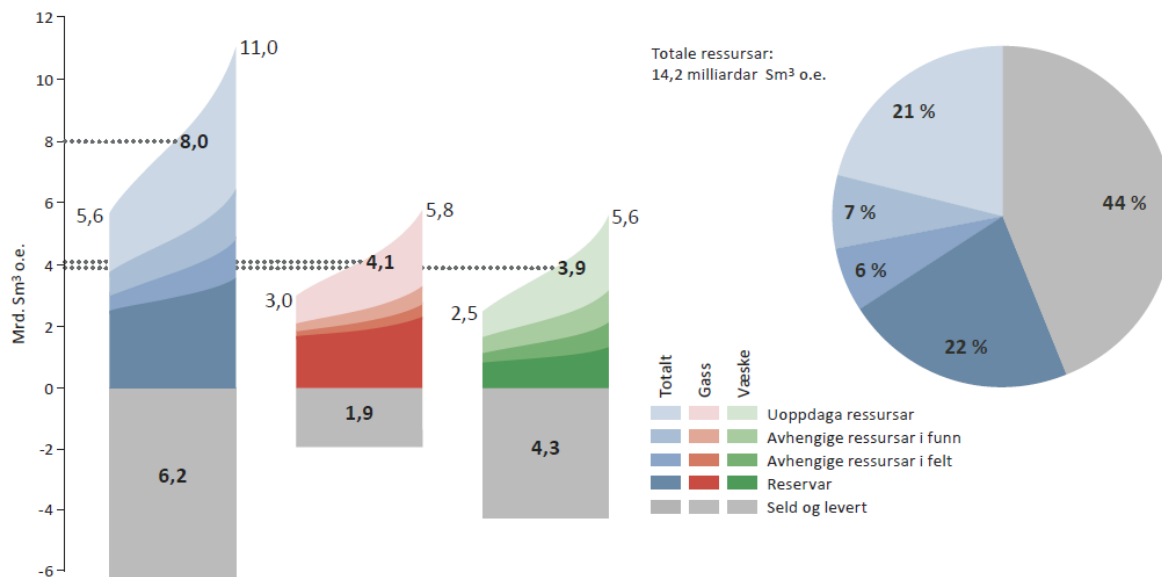
Figur 9: Verdikjeden for U&P i petroleumsnæringen

Vi har videre samlet noen av elementene i verdikjeden slik at vi behandler følgende tre områder i det etterfølgende;

- Utforskning og utbygging
- Drift
- Driftsnedleggelse

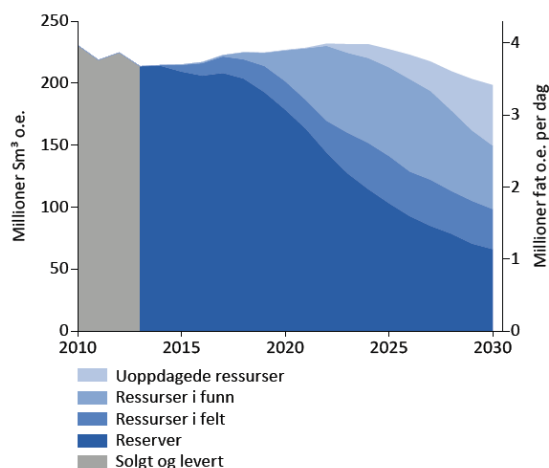
Ifølge data fra OD³ overstiger de gjenværende ressurser det som allerede er produsert og solgt pr. 31.12.2013 (Figur 10) noe som tilsier mulighet for videre aktivitet i mange år fremover.

³ Oljedirektoratet, 2014: Fakta 2013



Figur 10: Ressurser og reserver på norsk sokkel³

Prognoser fra OD⁴ (Figur 11) viser at produksjonen fra norsk sokkel forventes å ligge på et stabilt nivå frem mot 2030, men deretter er det mulig at produksjonsnivået vil falle. Det er imidlertid store usikkerheter forbundet med prognoser etter 2030. OD har nylig presentert noen fremtidsbilder⁵ for Norskehavet og Barentshavet som åpner for økning i produksjonen etter 2030 og er tilbake på nivå med 2011 først nærmere 2040. I følge Rystad Energy⁶ vil produksjonen falle kraftig frem mot 2050. Produksjon av gass vil ifølge denne analysen reduseres med 30 % mens oljeproduksjonen vil halveres. Senere er det kommet oppdaterte analyser som angir en produksjon i 2040 på 3 millioner fat o.e., nesten 50 % over gjeldende prognose fra OD⁷



Figur 11: Produksjonsprognoser frem mot 2030⁴

⁴ Oljedirektoratet, 2014: Ressursrapport 2014

⁵ Oljedirektoratet, 2011: Fire fremtidsbilder for Norskehavet og Barentshavet – 'Kan nye leteområder demme opp for nedgang i olje- og gassproduksjonen?'

⁶ EnergiOlje 20.09.2014, 'Oljeproduksjonen kraftig ned fram mot 2050'

⁷ E24, 2015: Oljevirkosmheten er ikke død, artikkel 05/05/2015

2.2 Dagens utbyggingsløsninger og infrastruktur på norsk sokkel

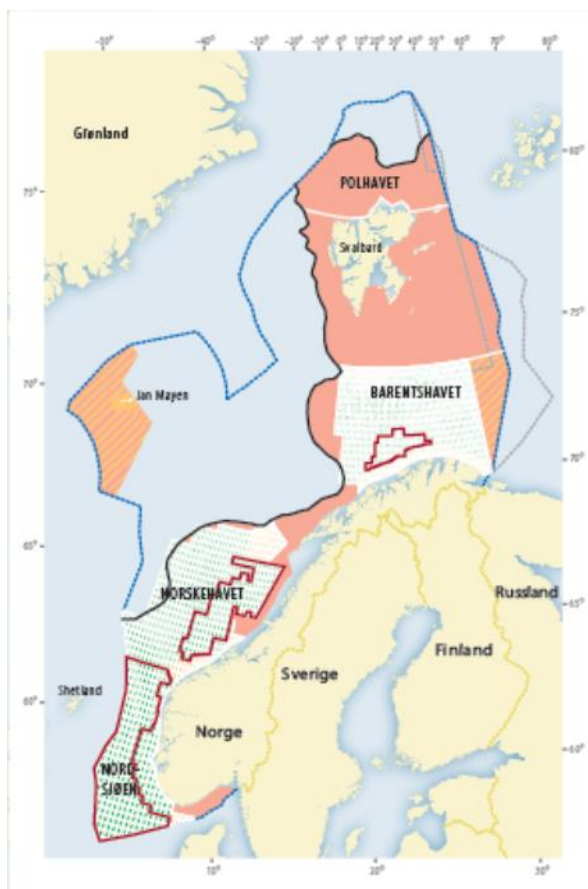
Utbygging av norsk sokkel startet i 1969 med Ekofisk. Utviklingen skjedde deretter i flere faser. I den første fasen, på havdyp mindre enn 80 m, ble understell bygd i stål og typisk inneholdt hvert felt flere plattformer med hver sine oppgaver - en infrastrukturell løsning man kjente fra Mexico gulfen.

Etter at Ekofisk ble oppdaget ble det gjort en rekke store funn lengre nord i Nordsjøen. Det resulterte i utbygging av Statfjord (funn - 1974), Gullfaks (1978) og Oseberg (1979) som alle hadde bunnfaste innretninger i betong. Med stadig større havdyp fikk vi i overgangen til 1990 tallet flytende innretninger og som en konsekvens mange havbunnsbaserte produksjonsanlegg.

Norsk sokkel (Figur 12) deles i dag inn i tre hovedområder;

- **Nordsjøen**, som er den mest modne⁸ delen av sokkelen. Videre inndeling er 1) Sørlige Nordsjøen som er den eldste regionen med p.t. 13 felt i produksjon, 2) Midtre Nordsjøen med p.t. 21 felt i produksjon og 3) Nordlige Nordsjøen med p.t. 26 felt i produksjon
- **Norskehavet** er generelt en mindre moden del, men har p.t. 16 felt som produserer
- **Barentshavet** regnes som en umoden del og p.t. er det bare ett felt i drift

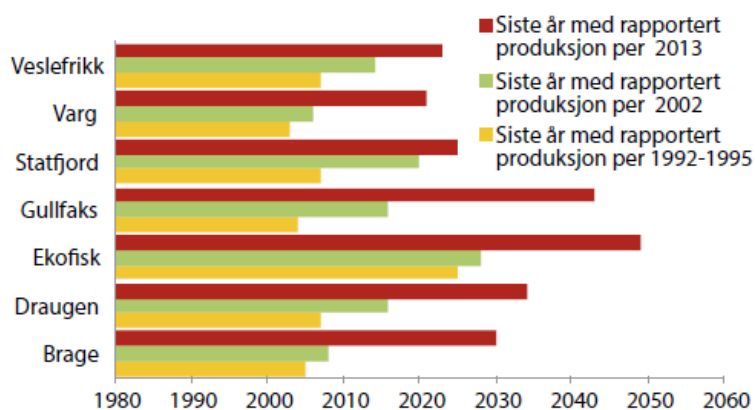
Norsk sokkel har en veletablert infrastruktur i Nordsjøen og noe mindre i Norskehavet, mens Barentshavet har tilnærmet ingen infrastruktur.



Figur 12: Oversikt over norsk sokkel, inndelt i hovedområder

⁸ Med modenhet menes grad av etablert infrastruktur

Normal levetid for feltene på norsk sokkel var i utgangspunktet forventet å bli ca. 25 – 30 år. Feltene har imidlertid etterhvert fått en forlengelse av levetiden som en konsekvens av bedret lønnsomhet (økt oljepris) samt teknologisk utvikling og dermed mulighet for utvinning av ressurser man ikke opprinnelig planla for. Utvinningsgraden for norsk sokkel er i dag på vei mot 50 %, og det er en uttalt ambisjon om ytterligere økning av utvinningsgraden. Med forlenget levetid gir dette også økt mulighet for utbygging av nye og mindre funn (marginale) med tilknytning opp mot og prosessering på eksisterende plattformer. Utviklingen av levetiden for noen typiske felt er vist i Figur 13.

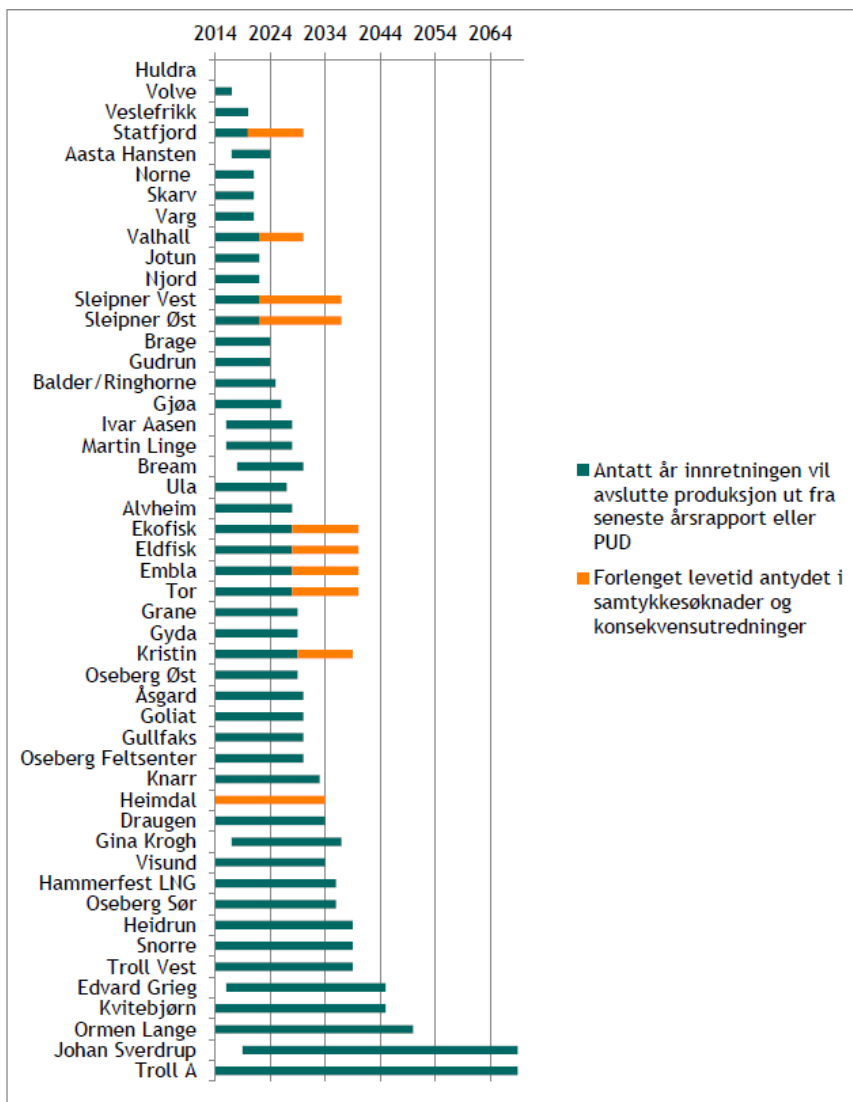


Figur 13: Utvikling av forventet levetiden for noen utvalgte felt på norsk sokkel⁹

I forbindelse med vurdering av den fremtidige utviklingen av norsk sokkel, er det viktig å ta hensyn til tidspunktet for når de enkelte installasjoner forventes nedstengt og fjernet (eller konservert på lokasjon). Forventet levetid for de enkelte felt¹⁰ er vist i Figur 14. Bare ca. 50 % av de feltene som i dag er i produksjon forventes videreført i produksjon etter 2030. Figuren viser videre at i 2050 er det bare tre felt som kan forventes fortsatt å være i produksjon. Dette er Troll A, Ormen Lange og Johan Sverdrup (besluttet utbygging, men ikke i drift).

⁹ Oljedirektoratet, 2014: Fakta 2014

¹⁰ Miljødirektoratet, 2014: Kunnskapsgrunnlaget for lavutslippsutvikling, M229



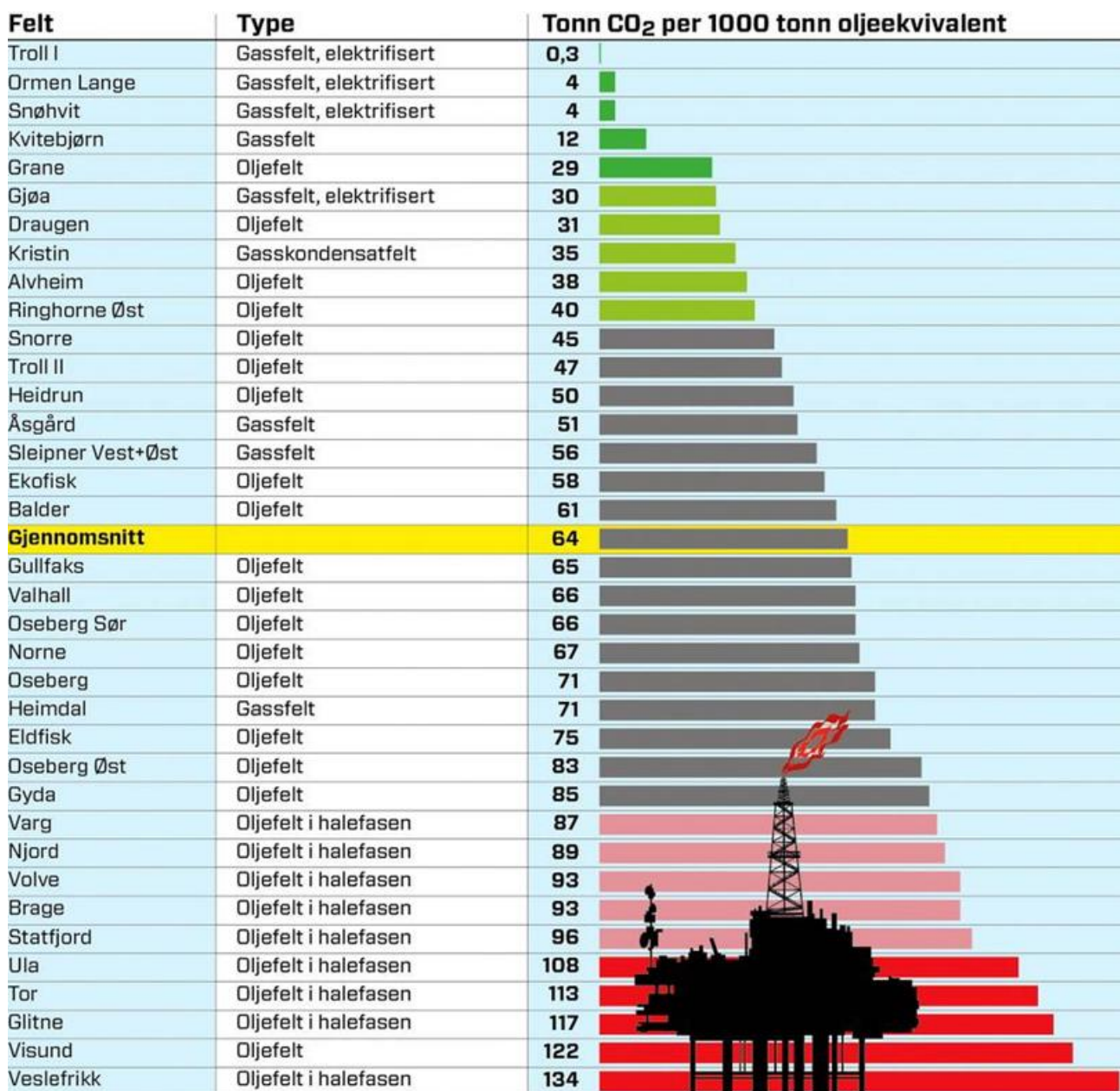
Figur 14: Forventet levetid på installasjoner som i dag er, eller som snart vil være i produksjon¹⁰

2.3 Målsetting om økt utvinning i forhold til behov for reduksjon av utslipp av klimagasser

Norske myndigheter har to viktige målsettinger som kan oppfattes som en interessekonflikt:

- Reduksjon av utslipp av klimagasser tilknyttet petroleumsaktiviteter på norsk sokkel
- Økt utvinning fra eksisterende og nye felt, herunder forlengelse av levetiden for eksisterende infrastruktur

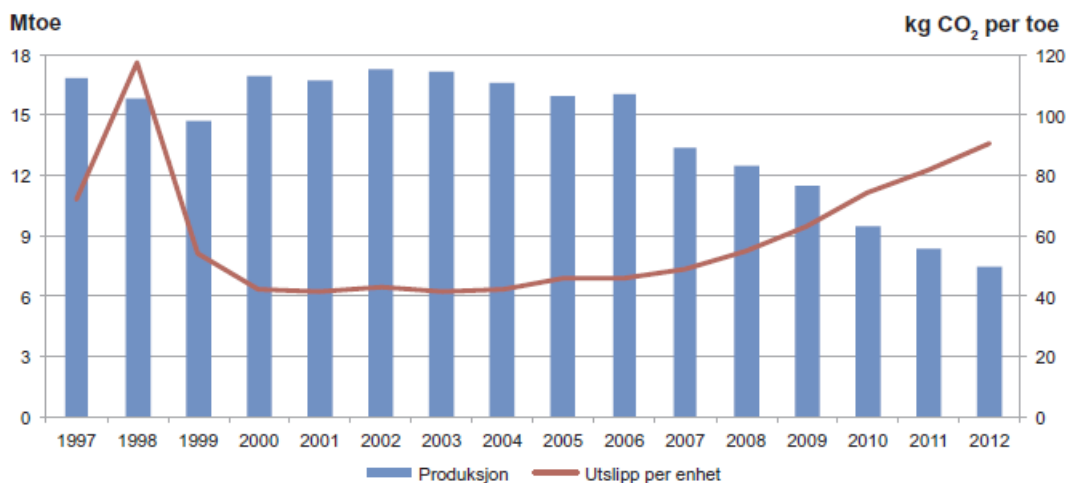
De motstridende interessene blir synliggjort i Figur 15 som viser at gassfelt og felt i tidlig produksjonsfase har utslipp av klimagasser pr produsert enhet (olje-ekvivalenter) som ligger godt under det vi observerer for felt i senfasen. Noen eldre felt har utslipp som er tilnærmet det dobbelte av det estimerte gjennomsnitt for alle felt på Norsk sokkel.



Figur 15: Utslippsintensitet for forskjellige felt avhengig av hvor de er i livssyklusen¹¹

Med Ekofisk som eksempel viser Figur 16 under at utslippene av CO₂ på ca. 40 – 50 kg CO₂ pr tonn oljeekvivalenter (toe) ligger ganske stabilt i perioden frem til 2007 hvoretter utslippene gradvis øker mot 100 kg CO₂ per toe mot 2013. I denne samme perioden faller produksjonen.

¹¹ Ekaterina Gavenas, 2014: Masteroppgave ved Handelshøyskolen ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet i Ås. Grafikk hentet fra Teknisk Ukeblad: <http://www.tu.no/petroleum/2014/08/22/disse-5-feltene-slipper-ut-mest-pa-sokkelen>



Figur 16: Samlet produksjon av olje og gass og utslipp av CO₂ fra Ekofisk i perioden 1997 til 2012¹²

Årsaken til at utslippene øker etter hvert som et felt produserer mot senfasen er at det samlet kreves mer energi per produsert enhet sammenlignet med den tidlige produksjonsfasen (økt injeksjon av gass og/eller vann, lavere reservoartrykk etc.).

Ønsket om økt utvinning gir behov for forlengelse av levetiden for feltinstallasjoner og gir altså en utfordrende interessekonflikt i forhold til ambisjon om reduksjon av utslipp av klimagasser fra norsk sokkel. Dette kan forbli en interessekonflikt, og forventes økende, hvis det ikke introduseres teknologiske løsninger og/eller stimulerende virkemiddelbruk som reduserer utslippene.

2.4 Videre utvikling av norsk sokkel

Utbygging av norsk sokkel fra starten i 1969 har vært basert på selvstendige vurderinger for den enkelte lisens. Det har vært få eksempler på områdebaserte løsninger, men vi ser nå konturene av en slik tenkning eksemplifisert ved etablering av et samarbeidsforum for hele kvadrant 35¹³ som ligger i den nordlige Nordsjøen. Fem operatørselskaper ser nå samlet på de enkelte felt og funn innenfor et større område (kvadrant 35) i Nordsjøen under ett. Verdien av en samarbeidsløsning kan bli betydelig med gevinst til alle da de går fra sub-optimale blokkbaserte vurderinger til optimalisering i en hel kvadrant. Dette initiativ kom imidlertid først etter at to av feltene (Gjøa og Vega) var kommet i drift, men samordning i en områdeløsning for flere prospekter og funn forventes likevel å gi en løsning som alle har nytte av.


Tilsvarende initiativ¹⁴ kom nylig også i Barentshavet hvor 7 rettighetshavere vil finne og koordinere kostnadseffektive løsninger for leteaktiviteten i Barentshavet og utlysningene som kommer i 23. runde. På Utsira-høyden ser vi også samordning for å sikre elektrifisering av flere felt samt at feltene Ivar Aasen og Edvard Grieg er besluttet utbygget med en viss integrering.

I tillegg til stort fokus på selvstendige utbygginger (innenfor hver lisens) har det vært sterke drivere for raskest mulig utbygging og høy initiell produksjon. Årsaken til dette ligger i nåverdibetraktninger og den høye diskonteringsfaktor som benyttes (det anbefales i PUD veiledning å bruke myndighetens avkastningskrav som inntil nylig var 7 %, men noen selskaper legger til grunn en høyere

¹² Gavenas, E. og Rosendahl, K.E. Samfunnsøkonomen, 2014: Hva påvirker CO₂-utslippene på norsk sokkel?

¹³ Kvadrant er en grov geografisk inndeling av et område på én breddegrad ganger én lengdegrad og inneholder 3x4 = 12 blokker

¹⁴ E24, 2015: Oljedirektøren glad for operatørsamarbeid i Barentshavet, 22/04/2015



diskonteringsfaktor som ofte ligger i området 8 – 10 %). Resultatet er installasjoner som bygges og er tilpasset en høy produksjon i den relativt korte platåperioden mens den etterfølgende og vesentlig lengre perioden frem til avslutning gir betydelig overkapasitet. Konsekvensen er lite effektiv drift og mye høyere utslipp av klimagasser sammenlignet med om platåperioden ble lagt på et lavere nivå og med lengre varighet. Det har ikke vært grunnlag i dette prosjektet for å teste om lavere diskonteringsfaktorer for konkrete felt ville gi akseptable løsninger med en noe mindre installasjon, tilhørende lavere kapasitet men med mye lengre platåproduksjon.

Verd å nevne er at ledig kapasitet i den etablerte infrastruktur også gir mulighet til utbygging av marginale funn som ellers ikke ville være lønnsomme som selvstendige utbygginger.

Den videre utviklingen av Norsk sokkel vil i et perspektiv frem mot 2030 i noen grad være preget av at de forskjellige geografiske områdene har forskjellig modenhetsgrad. Norsk sokkel har en veletablert infrastruktur i Nordsjøen, og noe mindre i Norskehavet, mens Barentshavet har tilnærmet ingen infrastruktur.

For de to siste områdene (Norskehavet og Barentshavet) har OD presentert fire forskjellige fremtidsbilder frem mot 2040. For to av de fire scenariene ble det konkludert med at samordning av små funn ble nødvendig for å få lønnsomhet. Med større funn (som er basis for de to resterende scenariene) er selvstendige feltutbygging en alternativ mulighet for oljefelt mens gassfeltene samordnes. Felles for alle fremtidsbilder er bruk av flytende innretninger kombinert med havbunnsbaserte produksjonsanlegg og altså en relativt stor grad av samordning.

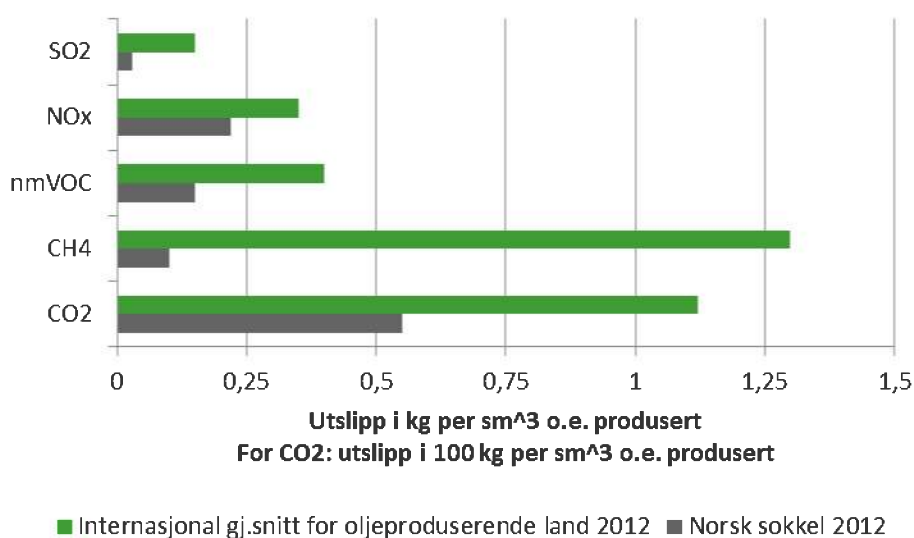
OD laget ikke egne fremtidsbilder for Nordsjøen. Men denne analysen mener det er grunn til å forvente en del utskifting av dagens produksjonsinnretninger frem mot 2030, dvs. med installasjon av nye plattformer tilsvarende som vi har sett for Valhall og Ekofisk. Det foreligger estimater for uoppdagede ressurser for Nordsjøen som viser at potensialet (forventningsverdien) er litt høyere enn Norskehavet, mens den er noe lavere enn for Barentshavet. Usikkerhetsspennet er minst for Nordsjøen og størst for Barentshavet. Usikkerheten for videre utvikling er imidlertid stor. Utnyttelse av eksisterende infrastruktur for utbygging av marginale funn kan redusere mulighet for samordning og bruk av områdeløsninger.

Det er altså mulig å oppnå stor grad av samordning av den videre utviklingen på norsk sokkel, men det forutsetter at det etableres modeller for samarbeid i større området og at myndighetene tar en sentral rolle og legger til rette for rammevilkår som oppmuntrer til og forenkler samordning på tvers av mange lisenser.

3 UTSLIPP AV KLIMAGASSER FRA NORSK SOKKEL OG FORDELING

Dette kapittel beskriver utslipp av klimagasser til luft fra norsk petroleumsvirksomhet, med 2012 som referanseår. Med utgangspunkt i de vesentlige utslippskildene blir relevante klimagassutslipp beskrevet på et overordnet nivå, inkludert en vurdering rundt kort-levde klimadrivere. Et tilbakeblikk på den historiske utslippsutviklingen på norsk sokkel blir så etterfulgt av en detaljert analyse av utslippene i 2012. Dette danner bakgrunnen for de viktigste utslippskildene, og dermed fokusområdene for kapittel 4 og 5.

Sammenligninger som er gjort viser at norsk sokkel har relativt lave utslipp av klimagasser sett i et globalt perspektiv. Figur 17 viser med 2012 som referanseår en sammenligning mellom et internasjonalt gjennomsnitt for utslippsintensiteten for sentrale klimagasser og tilsvarende rapporterte utslipp per produsert enhet fra norsk sokkel. Norge har et høyt presisjonsnivå på denne type rapportering sammenlignet med en del andre land og mulighet for underrapportering tilsier at forskjellene kan være større, muligens mye større.



Figur 17: Utslippsintensitet for norsk sokkel sammenlignet med et internasjonalt gjennomsnitt¹⁵

Fra dette kapittel kan følgende konklusjoner trekkes:

- Utvinning fra norsk sokkel blir mer og mer energikrevende, med tilhørende negativ innvirkning på utslippene. Historisk utslippsutvikling fra 2002 til 2012 sett i forhold til produksjonsvolumer viser at utslipp av CO₂ per enhet produsert har steget med ca. 30 %. Imidlertid er utslippene av nmVOC og CH₄ redusert.
- Utslipp av CO₂ er den langt viktigste utslippskilden fra norsk petroleumsvirksomhet, 20 ganger mer klimaskadelig enn den nest viktigste kilden, som er CH₄, i et GWP100 global perspektiv.

¹⁵ Norsk olje og gass, 2014: Miljørapport 2013

- Reduksjon av kortlevde klimadrivere og CO₂ er begge viktige for å redusere drivhuseffekten. På bakgrunn av tidligere analyser forutsetter denne rapporten at i det lange løp vil reduksjon av CO₂ ha størst effekt for å redusere global oppvarming.
- For vesentlige utslippskutt bør følgende kilder, faser og innretninger prioriteres for de enkelte utslippstypene:
 - o CO₂: Turbiner, motorer og fakling fra driftsfasen, hovedsakelig på faste innretninger men også landanlegg, flyttbare innretninger og skip.
 - o CH₄: Diffuse utslipp og kaldventilering fra driftsfasen, hovedsakelig på faste innretninger men også landanlegg.
 - o nmVOC: Lasting og diffuse utslipp og kaldventilering fra driftsfasen, hovedsakelig på faste innretninger
 - o NO_x: Motorer og turbiner fra driftsfasen primært, men også utforsking og utbygging. Dette inkluderer faste innretninger, skip og flyttbare innretninger.
 - o SO_x: Motorer fra driftsfasen primært, men også utforsking og utbygging, på skip.

3.1 Klimagasser, drivhusgasser og kortlevde klimadrivere

Klimagasser er de gassene som påvirker klimaet ved å virke inn på strålingsbalansen på jorden og i atmosfæren. Drivhusgasser omfatter de gassene som absorberer langbølget stråling og bidrar til drivhuseffekten, mens klimagasser omfatter alle gasser som påvirker klimaet. De fleste klimagassene finnes allerede naturlig i atmosfæren, men konsentrasjonen av mange av disse har økt som følge av menneskelige aktiviteter. Dette har bidratt til en forsterket drivhuseffekt¹⁶.

FNs klimapanel (Intergovernmental Panel on Climate Change) ga i 2013 og 2014 ut den femte hovedrapporten kalt Fifth Assessment Report. Panelet konkluderer i denne rapporten med at det er mer enn 95 % sannsynlig at klimagassutslippene fra menneskelig aktivitet er den største årsaken til temperaturendringene fra 1951 frem til i dag. Effekten av oppvarmingen inkluderer varmere hav, is-smelting, økt hav-nivå, og med innvirkninger både på natur og mennesker globalt.

Styrken og levetiden og dermed effekten over tid pr tonn av de ulike klimagassene er veldig ulik. Ved bruk av CO₂-ekvivalenter kan klimaeffekten av forskjellige utslipp sammenliknes. I en slik tilnærming blir utslipp i tonn multiplisert med en klimaeffektfaktor som beskriver den relative effekten av ett tonn av den aktuelle komponenten med ett tonn utslipp av CO₂. Faktorene blir beregnet med tre hovedforutsetninger¹⁷:

- Metodikk for å beregne klimaeffekten. Dette er vanligvis uttrykt i et globalt oppvarmingspotensial (Global Warming Potential, GWP) eller globalt temperaturendringspotensial (Global Temperature Potential, GTP). Mens GWP er en summering av klimaeffekt beregnet over hele tidsperioden fra utslippet, er GTP kun et øyeblikksbilde av temperaturresponsen det siste året av tidsperioden.
- Definert tidsperiode
- Regionen hvor utslippet finner sted

I et 100 års perspektiv er for eksempel CH₄ regnet som 25 i GWP, hvilket tilsier at 1 tonn CH₄ utslipp tilsvarer effekten av 25 tonn CO₂.

Det er i nyere tid blitt et økt fokus på kortlevde klimadrivere. Dette er gasser og partikler som i stor grad bidrar til drivhuseffekten men som har kortere levetid i atmosfæren. Levetiden varierer fra dager til flere tiår. CH₄ og svart karbon er blant de kortlevde klimadrivene med relevans for petroleumsindustrien.

¹⁶ Store norske leksikon, 2014: Drivhuseffekt

Ozon regnes også blant de kortlevde klimadrivere. nmVOC og NO_x fungerer i denne sammenheng som ozonforløpere, dvs. at de bidrar til ozondannelse. De er dermed også å regne som kortlevde klimadrivere.

Utslipp og tilhørende klimaeffekt av kortlevde klimadrivere er gjenstand for pågående forskning og er derfor usikker. En nylig utgitt rapport fra Miljødirektoratet har sammenlignet klimaeffekten av flere av de kortlevde klimadrivere. I et ti-års perspektiv vises det at den totale klimaeffekten av alle norske utslipp av kortlevde klimadrivere kan beregnes til ca. 35 millioner tonn CO₂ – ekvivalenter i 2011, angitt som GTP10 Norge. Dette viser at kortlevde klimadrivere bidrar vesentlig. Imidlertid, i et 100 års perspektiv dominerer klimaeffekten av CO₂ og andre langlevde klimagasser. Rapporten konkluderer med at tiltak for å redusere CO₂ utslipp vil ha størst effekt for å redusere global oppvarming¹⁷.

Viktigheten av kortlevde klimadrivere bør allikevel ikke undervurderes, men sees i sammenheng med målet om å redusere global oppvarming. I et slikt perspektiv er det viktig både å redusere CO₂ utslipp for langsiktig effekt og å redusere kortlevde klimadrivere for å forsterke klimagevinsten.

3.2 Utslippskomponenter og utslippkilder

Utslipp av gasser til atmosfæren er en naturlig del av petroleumsvirksomheten, særlig spiller energikilden stor rolle. Utslippene kommer vanligvis som følge av normal drift, men også fra nødhendelser. En oppsummering av utslippstyper og hovedkilder i petroleumsnæringen er vist i Tabell 33. Her er det også gjengitt vektingsfaktorer som viser klimaeffekten av de kortlevde klimadrivere. Dette er basert på global temperaturrespons over 10 år, med utgangspunkt i norske utslipp (GTP10 Norge), samt global warming potentials i et 100 års perspektiv (GWP100 global)

NO_x bidrar med avkjølede effekt da den fører til oppvarming gjennom ozonproduksjon og avkjøling på grunn av reduksjon av metan. Samlet sett er den nedkjølede effekten dominerende. SO_x bidrar også med avkjølede effekt da partiklene sprer sollyset.

Tabell 3: Utslippskomponenter og utslippkilder i petroleumsnæringen¹⁷ samt klimaeffekt av utslippskomponentene angitt med ulike vektforhold

Utslipps-type	Hovedkilder	Faktor GTP10 Norge	Faktor GWP100 global
CO ₂	Produksjon av elektrisk, mekanisk og termisk kraft samt fra åpen forbrenning via fakling og brønntesting	1	1
CH ₄	Kaldventilering og lekkasjer i prosesser, lagring og lastning av råolje, samt hydrokarboner som forblir uforbrent i forbrenningsprosesser	86	25
nmVOC	Kaldventilering og lekkasjer i prosesser, lagring og lastning av råolje, samt hydrokarboner som forblir uforbrent i forbrenningsprosesser	14	3
NO _x	Forbrenning av brensel i gassturbiner og motorer	-28	-15
SO _x	Forbrenning av svovelholdig brennstoff (diesel, tungolje)	-74	-41
Svart karbon	Ufullstendig forbrenning via fakling, dieselmotorer på faste og flyttbare innretninger samt brønntesting/brønnvedlikehold	2914	544

¹⁷ Miljødirektoratet, 2013: Forslag til handlingsplan for norske utslipp av kortlevde klimadrivere M89/2013.

3.3 Faktorer som påvirker utslippene

I tillegg til aktivitetsnivået er det en rekke faktorer som påvirker mengden av utslipp. International Association of Oil & Gas Producers nevner blant annet følgende faktorer generelt for petroleumsindustrien globalt¹⁸:

- Distanse til markedene
- Gass-olje forhold (GOR)
- Reservoar og feltkarakteristikk
- Metoder for økt utvinning (eksempel er injeksjon av fluider)
- Regulatoriske og kontraktaspekter
- Lokasjon og logistikk
- Alder på felt

Historisk sett har man antatt at utslippsutviklingen var sterkt korrelert til produksjonsutviklingen. Denne antakelsen er i dag noe mindre aktuell, da det viser seg at utslippene i enda større grad er knyttet opp til energibehov. Miljødirektoratet¹⁹ oppgir følgende mulige årsaker til økte utslipp per produsert enhet for den norske sektoren:

- Aldrende felt:
 - o Økt behov for vann- og/eller gassinjeksjon
 - o Lavere reservoartrykk krever ekstra kompresjonskraft
- Transport
 - o Økt andel gassproduksjon som krever kompresjon før transport til Europa
 - o Økt produksjon i Barentshavet og Norskehavet som er lengre fra markedene og dermed øker energibehov for transport

Oljedirektoratet er ansvarlig for utslippsprognosene for sektoren, og de gir også innspill til prognosene som utarbeides av Finansdepartementet. På bakgrunn av historiske tall antar Oljedirektoratet nå at utslippsnivået vil være mer stabilt, med mindre utslippsvekst fra nye feltutbygginger, og mindre utslippsreduksjon fra redusert produksjon fra felt allerede i drift¹⁹.

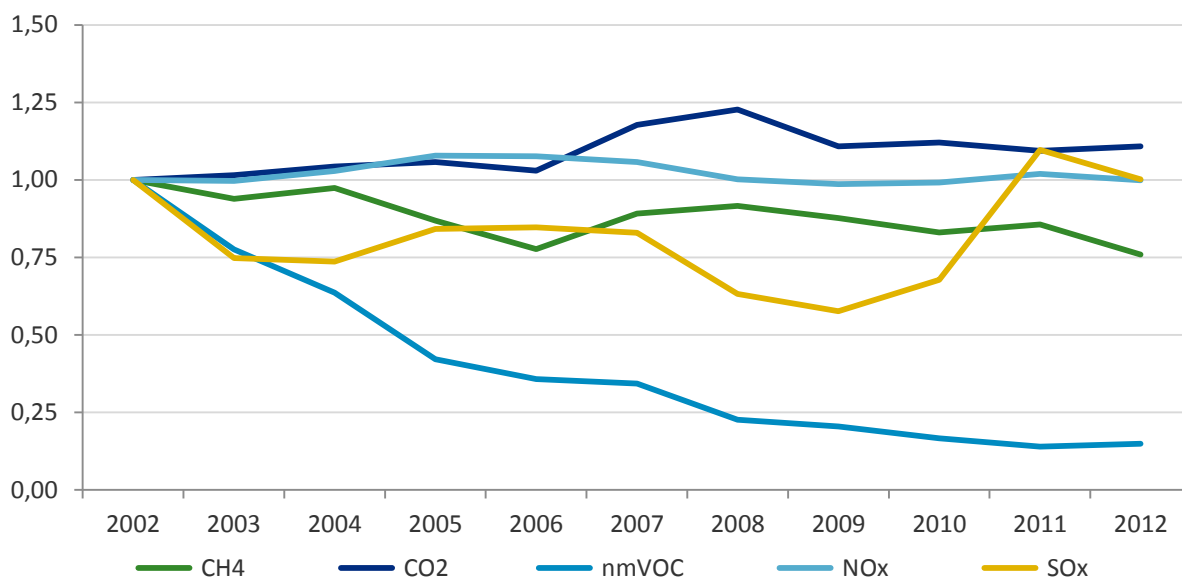
3.4 Historisk og fremtidig utslippsutvikling

Den historiske utslippsutviklingen på norsk sokkel fra 2002 til 2012 er illustrert i Figur 18. Utslippstallene er hentet fra Norsk Olje og Gass og inkluderer alle felt med produksjonsanlegg på norsk kontinentalsokkel, mens bygge- og installasjonsfase, maritime støttetjenester og helikopter trafikk ikke inngår.

Det er særlig utslipp av nmVOC og CH₄ som er redusert betraktelig, mens de andre utslippene ikke viser en entydig trend. Den store reduksjonen av nmVOC og CH₄ skyldes konkrete tiltak på lagerskip og skytteltankere samt redusert produksjon av olje. Utslipp av CO₂ har økt noe i tidsperioden, og dette har, ifølge NOROG, sammenheng med økende mengde produsert vann i brønnstrømmen på aldrende felt, og gassleveranser som i økende grad krever energi til komprimering før transport til Europa.

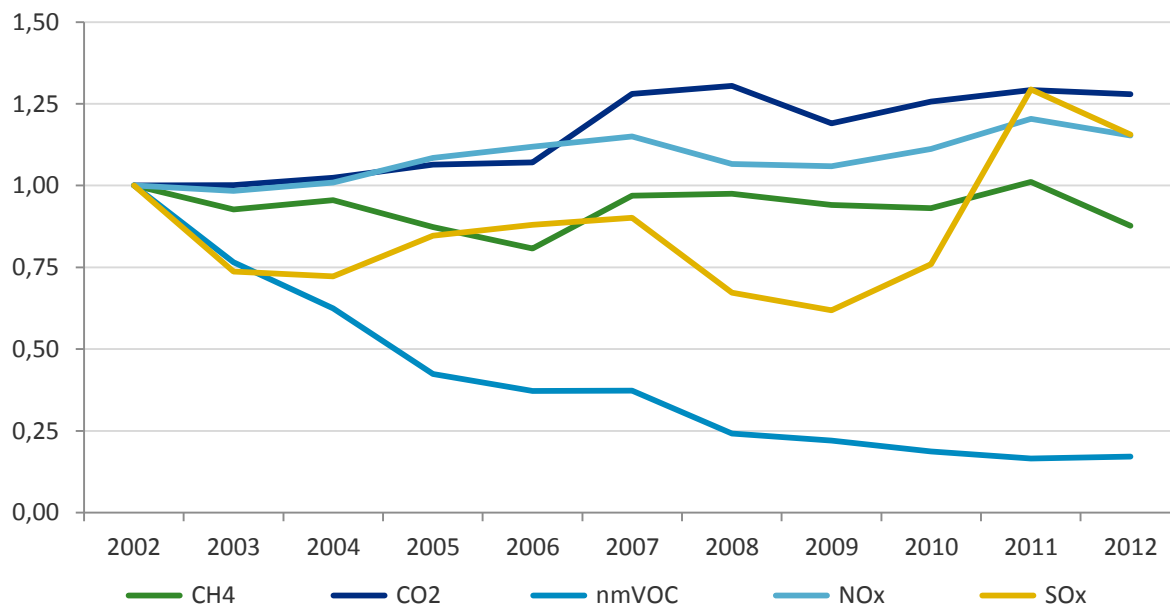
¹⁸ OGP, 2013: Environmental Performance Indicators – 2012 data.

¹⁹ Miljødirektoratet, 2014: Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling, M229



Figur 18: Historisk utslippsutvikling, norsk sokkel, normalisert med 2002 som referanseår¹⁵

Historiske utslippstall delt på netto petroleumsproduksjon²⁰ gir utslippsintensiteten, som vist i Figur 19. Sett i forhold til 2002, er CO₂ utslipp i 2012 nesten 30 % høyere enn i 2002 per produserte enhet oljeequivalent. Også NO_x og SO_x ligger ca. 15 % høyere. Dette illustrerer en mer energiintensiv produksjon på norsk sokkel.



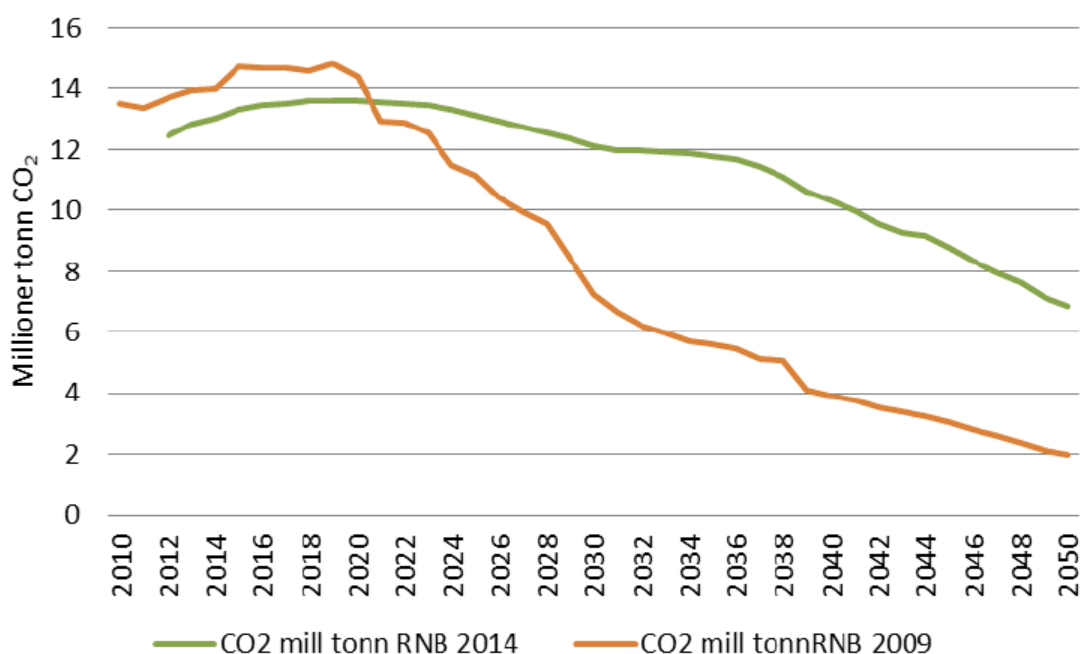
Figur 19: Historisk utvikling i utslippsintensitet dvs. klimagassutslipp per produsert enhet oljeequivalent, norsk sokkel, med 2002 som referanseår^{15, 20}

²⁰ Oljedirektoratet, 2013: Fakta 2013

Fremtidig utvikling av utslippene er usikker og endres stadig. En sammenlikning av prognoser fra Revidert nasjonalbudsjett (RNB) i 2009 og 2014 er gjengitt i Figur 20. Prognosene inkluderer en forventet nedjustering basert på ny teknologi, modifikasjoner, energieffektivisering, og kraft fra land²¹.

Figuren viser at for RNB 2009 forventet man en utslippsreduksjon fra ca. 13,5 til 2 millioner tonn CO₂ fra 2012 til 2050, en reduksjon på over 85 %. I RNB 2014 er tilsvarende reduksjon over samme tidsperiode vurdert som fra 12,5 til nær 7 millioner tonn CO₂, eller 44 %. Utslippene i 2050 er derfor vurdert som 3 ganger høyere i RNB 2014 enn i RNB 2009.

Det har ikke lyktes å innhente informasjon om bakgrunnen for disse endringene, men sannsynligvis er svaret sammensatt. Noen mulige årsaker kan være forventet økt levetid på felt i drift, flere drivverdige funn og dermed en større total produksjon, og endret korrelasjon mellom produksjon og utlipp. En tidligere forventning om at utslippene fra sektoren vil gradvis «forsvinne av seg selv» er dermed mindre aktuell i dag og understreker viktigheten av videre arbeid med å redusere utslippene.



Figur 20: Endring i utslippsutvikling, for RNB 2009 og RNB 2014²¹

²¹ Miljødirektoratet, 2014: Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling, M229.

3.5 Utslipp i 2012

For å kunne prioritere utslippsreducerende tiltak fra norsk petroleumsvirksomhet er det nødvendig å kartlegge hvor utslippene finner sted.

Ved å kombinere utslippsdata fra Environment Hub²², Miljødirektoratets Norske Utslipp, annen informasjon fra Miljødirektoratet og interne studier i DNV GL, har det blitt opprettet et verktøy som kobler utslippsdata med faser i verdikjeden, innretningstyper samt kilder. Disse er illustrert i Figur 21. En definisjonsliste for hva som omfattes av de forskjellige faser og innretningstyper er inkludert i Vedlegg A.

Fase	Innretningstype	Utslippstype	Kilde
Utforsking og utbygging	Fast	CO ₂	Turbin
Drift	Flyttbar	CH ₄	Motor
Driftsnedlegging	Helikopter	nmVOC	Fakkel
	Landanlegg	NO _x	Diffuse utslipp og kaldventilering
	Skip	SO _x	Lasting
		BC	Lagring
			Kjel
			Brønntest
			Andre kilder

Figur 21: Parametere brukt til å koble utslippsdata mot innretningstyper og faser i verdikjeden, basert på DNV GLs verktøy

Året 2012 er valgt som referanseår, da dette prosjektet tar utgangspunkt i Kunnskapsgrunnlaget for lavutslippsutvikling fra Miljødirektoratet, som også benytter 2012. Utslippene er knyttet opp mot aktivitetsnivå på sokkelen, slik som antall letebrønner boret, feltutviklingsprosjekt igangsatt, produksjonsvolum, aktiviteter for driftsnedlegging, osv. Utslippsåret 2012 gir dermed kun et øyeblikksbilde av utslippene.

3.5.1 Totale utslippsvolum

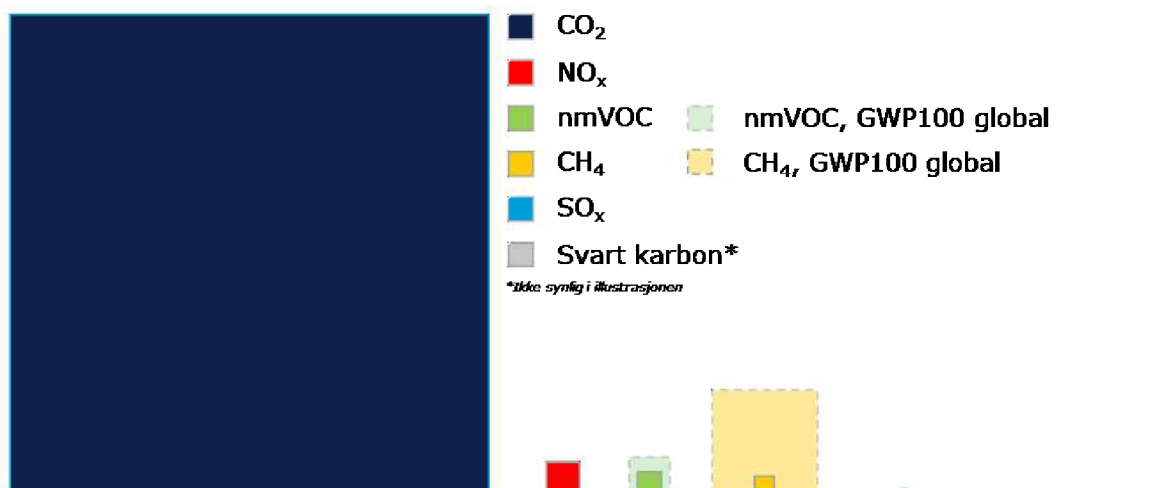
Tabell 44 viser de totale utslippene i absolutte enheter fra norsk petroleumsvirksomhet med de begrensninger som er beskrevet tidligere. Tabellen viser også utslippene konvertert med relevante faktorer til GTP10 Norge og GWP100 global .

Tabell 4: Utslippsmengde (tonn/år), GTP10 Norge og GWP100 global, for norsk petroleumsnæring i 2012

Utslippstype	Utslipp absolutt	Utslipp GTP10 Norge	Utslipp GWP100 global
CO ₂	14 402 400	14 402 400	14 402 400
CH ₄	25 800	2 218 800	645 000
nmVOC	34 400	481 600	103 200
NO _x	78 400	-2 195 200	-1 176 000
SO _x	2 900	-214 600	-118 900
Svart karbon (BC)	100	291 400	54 400

²² Environment Hub er en felles database for Norsk olje og gass, Miljødirektoratet og Oljedirektoratet.

De absolutte utslippene er også illustrert i Figur 22 og viser størrelsesforholdene mellom utslippene. Figuren viser også 100 års GWP (GWP100 global) for CH₄ og nmVOC. Forskjell i arealer reflekterer direkte forskjell i utslippsmengder.



Figur 22: Absolutte utslippsmengder for den norske petroleumsnæringen for utslipp av alle klimagasser vurdert samt GWP effekten i et 100 års perspektiv (GWP100 global) for nmVOC og for CH₄

Selv om GTP10 Norge- og GWP100 global-faktorene er usikre viser tallene og figuren med tydelighet at hvis man ønsker å gjøre noe med de vesentlige klimagassene fra norsk petroleumindustri er CO₂ den viktigste utslippskomponenten.

3.5.2 Usikkerhet i tallmaterialet

Utslippstallene er beheftet med usikkerhet, og bør ikke sees på som endelige verdier. Det er flere mulige forklaringer til usikkerhetene:

- Mangel på data fordi alle utslippene ikke er rapportert inn. En del av utslippene som er relatert til petroleumsnæringen er ikke rapporteringspliktige inn i Environment Hub. Dette gjelder for blant annet maritime aktiviteter og for svart karbon. For maritime aktiviteter er aktivitetsnivåer og tilhørende utslipp estimert for diverse type fartøy via DNV GLs verktøy for analyse av skipsdata fra Automatic Identification System (AIS). Svart karbon²³ fra annet enn petroleumrelatert skipsfart er ikke estimert.
- Metodene for å måle utslippene er av varierende kvalitet. Blant annet er det pågående initiativ for å forbedre forståelsen og omfanget av utslipp av CH₄ og nmVOC²⁴, via eksempelvis Miljødirektoratets kartleggingsprosjekt.

Det er behov for å bedre kunnskap om utslippene av nmVOC og CH₄. En studie gjennomført for Norsk olje og gass i 2013 vurderte utslippsfaktorene som blir brukt for rapportering av diffuse utslipp og kaldventilering. Studien konkluderte med at 7 av 13 utslippsfaktorer ikke var relevante og videre at 2 av

²³ Utslipp av svart karbon fra petroleumrelatert skipsaktivitet fremkommer av DNV GLs analyse av AIS skipstrafikkdata. Miljødirektoratets Foreløpig Sektorrapport M90/2013 oppgav 631 tonn fra petroleumssektoren for 2011, som antas å ikke inkludere skipsfart. Det samlede er derfor grovt anslått til rundt 700 tonn for 2012, men dette er beheftet med stor usikkerhet.

²⁴ Resultater fra Miljødirektoratets kartleggingsprosjekt er ventet å foreligge i nær fremtid, men ikke tidsnok til analysearbeidet for dette prosjektet.

13 kun var delvis relevante²⁵. Dette bekrefter også erfaringer fra landanlegg hvor mer omfattende utslippsmålinger har blitt foretatt og viser utslipp 4-10 ganger høyere enn beregnet med standardfaktorer og utstyrsspesifikke faktorer²⁶.

Mangel på gode utslippsfaktorer kan altså tyde på at det er en betydelig feilrapportering, og sannsynligvis underrapportering av faktiske utslipp. Noen av utslippene fra verdikjeden blir heller ikke rapportert. For eksempel slippes det ut betydelige mengder nmVOC fra transport av råoljen fra norsk sokkel til land som ikke omfattes av det nasjonale utslippsregnskapet. Det foreligger ikke nøyaktige tall men grove estimater fra Miljødirektoratet²⁶ er på ca. 4000 tonn nmVOC per år tilsvarende ytterligere ca. 12 % på toppen av totale rapporterte utslipp i 2012.

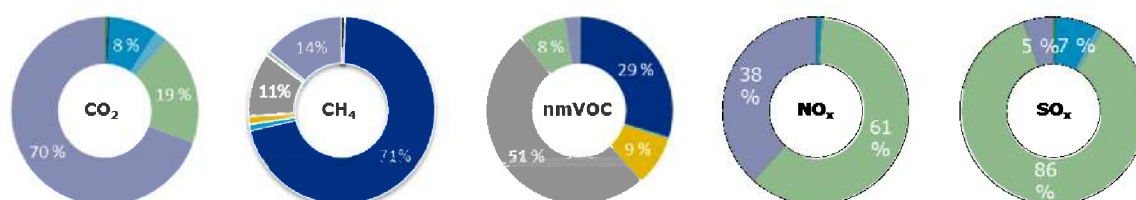
Både myndigheter og industrien har pågående aktiviteter for å følge opp disse forhold. Miljødirektoratet har igangsatt et kartleggingsprosjekt for å utarbeide en bedre forståelse av prosessene og kvantifisering av kaldventilering og lekkasjer i prosesser innen norsk petroleumsvirksomhet. Resultater er ventet i løpet av 2015.

Industrisamarbeidet på VOC (VOCIC) som ble opprettet i 2002 er et annet viktig initiativ for å redusere utslippene av nmVOC ved lastning med skytteltankere. På bakgrunn av myndighetskrav har dette samarbeidet ledet til utslippsreduksjoner, og gjennom prosessen også gjort det mulig å utveksle teknologierfaringer og beste praksis. Dette samarbeidet er pågående, og et nytt måleprogram er nylig implementert.

På tross av denne usikkerheten, mener DNV GL allikevel at analysen gir en god pekepinn på utslippsnivåene og de relative bidragene fra forskjellige utslippskilder på tvers av faser og innretningstyper. Norske myndigheter blir også ansett globalt som en av de ledende på krav til utslippsrapportering, noe som sikrer at de utslippene som blir rapportert er gjort på en detaljert og konsistent måte.²⁷ Sett i internasjonal sammenheng vet man derfor mye om norsk petroleumsvirksomhet.

3.5.3 Utslipp fordelt på utslippskilder

Figur 23 viser utslippene fordelt på utslippskildene. Turbiner til energiproduksjon står alene for ca. 70 % av alle CO₂ utslipp. Inkluderes motorer, står bidraget for de to kildene for tilnærmet 90 % av utslippene. Diffuse utslipp og kaldventilering står for 71 % av alle CH₄ utslippene. For nmVOC er det en jevnere fordeling mellom lastning, og diffuse utslipp og kaldventilering. For NO_x og SO_x er det igjen turbiner og motorer som dominerer (over 90 %). For at tiltak skal ha en innvirkning på de totale utslippene er det derfor viktig å fokusere på disse utslippskildene.



Figur 23: Utslipp fordelt på utslippskilder

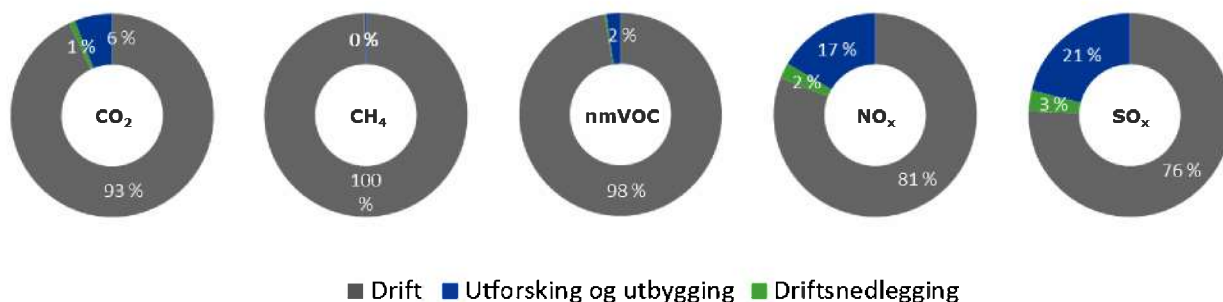
²⁵ add novatech, 2013: Screening Study, Direct Emissions of CH₄ and nmVOC – Status and Mitigation Opportunities

²⁶ Miljødirektoratet, 2013: Foreløpig Sektorrapport M90/2013

²⁷ Norsk olje og gass, 2014: Miljørapport 2014

3.5.4 Utslipp fordelt på faser i verdikjeden

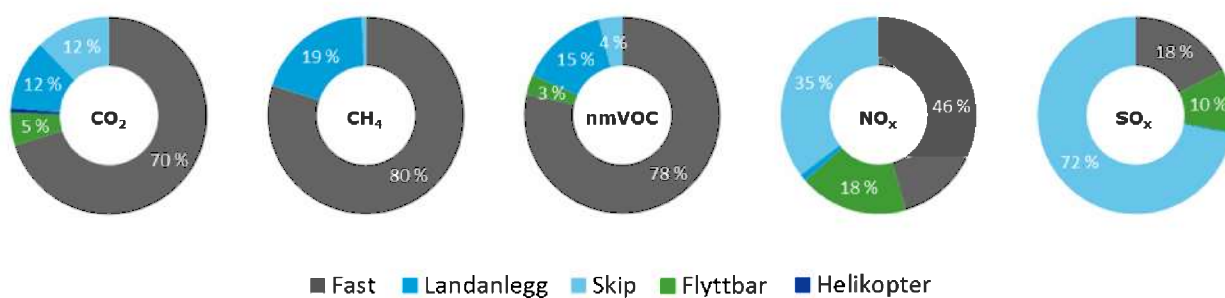
Figur 24 viser utslipp fordelt på faser i verdikjeden. Driften står for de vesentlige utslippene for alle utslippstypene. Den relativt større andelen av NO_x og SO_x for utforsking og utbygging kommer i stor grad fra bruk av motorer om bord på skip og borerigger.



Figur 24: Utslipp fordelt på faser i verdikjeden

3.5.5 Utslipp fordelt på innretninger

Figur 25 viser utslipp fordelt på type innretninger. Faste innretninger (inkluderer flytende installasjoner), landanlegg (gasskompresjon med turbiner), og skip står for de største utslippene av CO₂. Utslipp av CH₄ stammer fra produksjonsanlegg i drift, både faste installasjoner på sokkelen og landanlegg. For nmVOC er det igjen faste installasjoner som dominerer. Utslipp av CH₄ og nmVOC som finner sted under lasting fra faste innretninger til skip kategoriseres som utslipp fra faste innretninger. For utslipp av NO_x og SO_x er det faste anlegg, flytbare innretninger og skip som er de viktige bidragsyterne.



Figur 25: Utslipp fordelt på innretninger

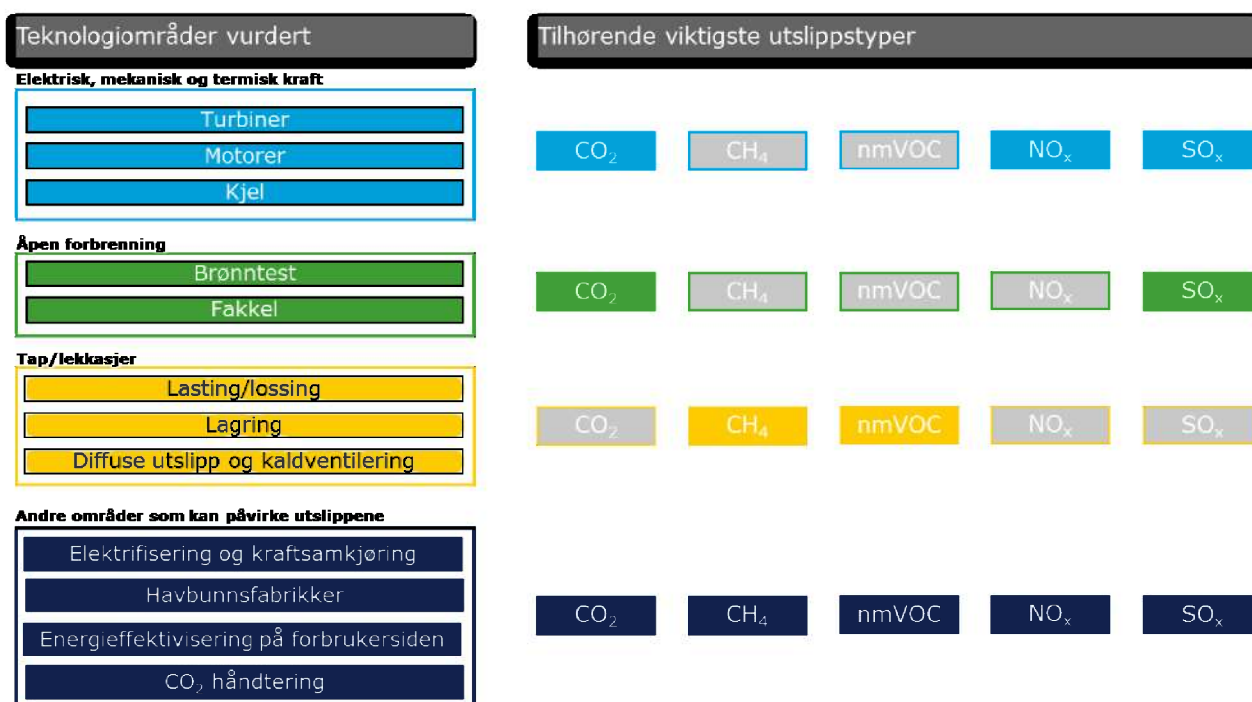
4 TILGJENGELIG TEKNOLOGI OG FORVENTET VIDERE UTVIKLING

Basert på konklusjoner om utslippskildene fra forrige kapittel vil kapittel 4 beskrive tilgjengelig teknologi og forventet videre utvikling for å redusere utslippene. Fokus vil være rettet mot de teknologiene hvor det anses at de største bidragene kan forventes. Kapittelet begynner med noen betraktninger rundt teknologiutvikling, usikkerhet og BAT. Dette vil forklare noe av bakgrunnen for hva slags teknologi man ser benyttet per i dag og hva man kan forvente i fremtiden.

Gjennomgangen viser flere teknologiske muligheter for å redusere utslippene. I mange tilfeller, men ikke alle, har teknologien isolert sett allerede kommet relativt langt i utviklingen. Potensialet for forbedring av teknologien i seg selv vurderes derfor som lite, gjelder f.eks. for gassturbiner og motorer. Gevinstene kommer imidlertid fra kombinasjonsløsninger av kjent teknologi som bedre utnytter energien som blir tilført anleggene. Dette kan f.eks. være gjennom kombikraftverk, energieffektivisering eller andre løsninger.

Det finnes også spennende teknologier og løsninger på sikt, slik som kombinasjon av tekniske løsninger innen hybridisering (se 4.8), som kan videre bidra til å redusere utslippene. Bruk av havbunnsfabrikker er et spesielt område som har fått stor oppmerksomhet og gir forhåpninger om betydelig reduksjon i kraftbehovet. Havbunnsfabrikker er diskutert i et eget underkapittel (4.7) og hvor undervannskompresjon på Åsgard er benyttet som eksempel. I vurderinger av muligheter for reduksjon av utslipp ved bruk av nye teknologier er imidlertid ikke havbunnsfabrikker inkludert fordi vi mangler data som kunne vært benyttet i en slik sammenheng. I tillegg ville vurderinger av bruk av havbunnsfabrikker medføre en detaljeringsgrad som det ikke er rammer for i dette prosjektet.

Figur 26 viser en skjematisk inndeling av resten av kapittelet, hvor de forskjellige utslippskilder og tiltak er samlet og vil bli diskutert i hensiktsmessige kategorier.



Figur 26: Teknologirområder for reduksjon av utslipp, og skjematisk inndeling av resten av kapitelet

4.1 Teknologiutvikling og usikkerhet

Norsk sokkel har på mange måter vært et laboratorium for utvikling av ny teknologi gjennom flere tiår. Gjennom teknologiavtaler²⁸ har norsk leverandørindustri blitt en ledende aktør internasjonalt på flere områder (eksempel på dette er utstyr for havbunnsanlegg samt boring og brønnoperasjoner). Økt utvinning er og har vært et fokusområde for teknologiutvikling og norsk sokkel ligger da også helt i front på dette området.

Felles for mye av den teknologiske utviklingen på norsk sokkel, er at dette har vært drevet frem av store funn som krevde nye løsninger og er stimulert av bedriftsøkonomiske hensyn som lavere kostnader og høyere inntekter.

Samtidig som U&P (utforskning og produksjon) næringen har frembragt nye teknologiske løsninger representerer industrien også en konservatisme som kan bremse en ønsket fremdrift mot nye løsninger. I en tidligere studie av McKinsey²⁹ viser sammenligning at U&P industrien globalt bruker opp mot 30 år fra ide til 50 % kommersielt gjennombrudd. Til sammenligning brukte den medisinske industri mellom 12 og 13 år. Denne studien er kanskje ikke like relevant i dag, men indikerer at det er betydelige barrierer som begrenser implementeringen av nye løsninger. Vi kjenner heller ikke til noen nyere studier som endrer dette bildet, men med vedvarende lave oljepriser kan det kanskje forventes en større vilje til risikotaking og tidlig bruk av ny teknologi.

Ser vi på miljøteknologi isolert sett er det lite som tyder på at olje- og gasselskaper ser noen sterke bedriftsøkonomiske begrunnelser for å drive frem utviklingen. Vi ser stort fokus på kostnader og lønnsomhet, men samtidig både vilje og evne til å imøtekomme myndighetspålagte krav for å redusere utslipp av klimagasser.

Deler av leverandørindustrien viser derimot en noe annen tilnærming hvor det investeres betydelig i utvikling av nye teknologiske løsninger for å redusere klimabelastninger. Dette er drevet frem av bedriftsøkonomiske hensyn fordi det vil gi gevinst til de selskapene som ligger i front og som kan påvirke myndigheter til å innføre nye krav når deres teknologi kan anses som kvalifisert. Mye av teknologiutviklingen skjer i store internasjonale selskaper som investerer i teknologi for det globale marked.

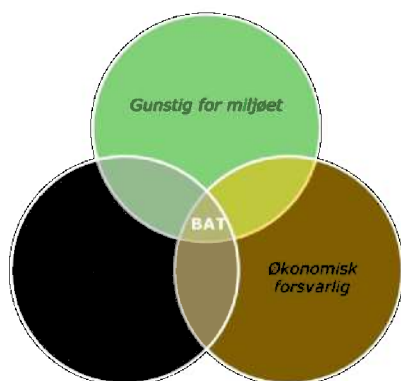
4.2 Beste tilgjengelige teknikker (BAT)

Industriutslippsdirektivet³⁰ definerer BAT i artikkel 3 (10), kort forklart, som de tilgjengelige teknikker (metoder og teknologier) som er best for miljøet i en helhetlig vurdering, og som samtidig er teknisk gjennomførbart og økonomisk forsvarlig. De tre delene er illustrert i Figur 27. Definisjonen av BAT inkluderer at det skal tas hensyn til forholdet mellom kostnader og fordeler ved å anvende den aktuelle teknikken.

²⁸ Teknologiavtalene var avtaler mellom den norske staten og utenlandske oljeselskap. Det innebar at de utenlandske selskapene bidro med penger og kompetanse for å utvikle teknologi i Norge. Norsk Oljemuseum, Harald Tønnesen: Utvikling på norsk sokkel, politiske føringer og teknologiske valg.

²⁹ McKinsey Research Project, 2001: A new regime for innovation and technology management in the E&P industry

³⁰ Det følger av forurensningsforskriften kapittel 36 at beste tilgjengelige teknikker (BAT) skal legges til grunn ved utforming av vilkår i tillatelser i medhold av forurensningsloven. Forurensningsforskriften kapittel 36 er basert på IPPC-direktivet (96/61/EF om integrert forebygging og begrenning av forurensning), som inneholder bestemmelser om anvendelse av BAT. IPPC-direktivet er nå erstattet av Industriutslippsdirektivet, IED (direktiv 2010/75/EU), som trådte i kraft 6. januar 2011. Direktivet vil bli gjort gjeldende om kort tid i norsk lovverk ved endring i forurensningsforskriften kapitlene 9 og 36, og avfallsforskriften kapittel 10, gjennom EØS-avtalen.



Figur 27: Elementer av beste tilgjengelige teknikker (BAT)

Til støtte i gjennomføringen av Industriutslippsdirektivet lages såkalte BAT-referansedokumenter (BREF) som beskriver BAT for en sektor eller bransje³¹. Petroleumsanleggene på land er omfattet av «BREF for Refining of mineral oil and gas», mens det for offshore olje og gass aktiviteter ikke foreligger noen bransje-BREF per i dag. Energianleggene offshore er imidlertid omfattet av «BREF for Large Combustion Plants» tilsvarende landanleggene. Dette dokumentet er for tiden under revisjon.

Forurensningsforskriftens kapittel 36 krever at BAT-vurderinger skal gjennomføres blant annet i forbindelse med konsekvensutredninger (nye utbygginger og større modifikasjoner på eksisterende anlegg/innretninger). Definisjonen og tilhørende vurderinger av hva som er BAT skaper imidlertid stort rom for tolkning ettersom det ikke foreligger en BREF for offshore olje og gass aktiviteter.


Bruken av BAT i næringen varierer fra selskap til selskap og fra prosjekt til prosjekt. Generelt sett gjennomføres BAT-vurderinger for valg av utstyr og konsept i forprosjektering og detaljprosjektering. Liknende evalueringer gjøres også i driftsfasen i forbindelse med modifikasjonsprosjekter. I henhold til forurensningsforskriften § 36-2 skal teknikker som kan forebygge eller begrense forurensning beskrives. Det er DNV GLs oppfatning at operatøren selv velger hvilke systemer og teknikker som bør evalueres i forhold til BAT.

En typisk BAT-vurdering for offshore olje og gass består av en sammenlikning av to til fem alternative teknikker (f.eks. for kraftgenerering), som inkluderer evaluering i forhold til miljømessige, tekniske og økonomiske faktorer. Evalueringen er feltspesifikk da den må ta hensyn til kraft- og varmebehov, plass- og vektbegrensninger, prosjektøkonomi (investerings- og driftskostnader) o.l. I BAT-vurderingen gjøres det så en vekting mellom parameterne for å kunne velge den beste løsningen.

Vektingen mellom miljømessige, tekniske og økonomiske faktorer er ikke avklart i definisjonen, og vil også variere avhengig av hvem som gjør vurderingen, om det er leverandører, operatører, eller myndigheter. Dersom det aksepteres at anerkjente bedriftsøkonomiske hensyn legges til grunn, så er BAT ifølge operatørene, allerede implementert på norsk sokkel, dog med noe etterslep.

Fra et myndighetsperspektiv er BAT den beste tilgjengelige teknikken som gir mest effektiv beskyttelse av miljøet forutsatt at det er teknisk gjennomførbart og ikke medfører vesentlige *merkostnader*. For en lisens/operatør er det naturlig å legge til grunn anerkjente *bedriftsøkonomiske* kriterier, hvor løsningen i

³¹ Dokumentene utarbeides av EIPPCB (The European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau) i Sevilla på grunnlag av informasjonsutvekslingen som finner sted innenfor rammen av IED. Med grunnlag i BREF-dokumentene vedtas og publiseres BAT-konklusjoner som beskriver BAT for aktuelle bransjer/sektorer. Myndighetene er forpliktet til å følge BAT-konklusjonene, når det skal fastsettes vilkår for utslipp fra virksomheter som omfattes av konklusjonene. Villkårene i tillatelsene skal være i tråd med nye og reviderte BAT-konklusjoner senest fire år etter publisering av ny eller revidert BAT-konklusjon.



tillegg til miljøgevinst og teknisk gjennomførbarhet helst skal være lønnsom. Denne vurderingen inkluderer også risiko og pålitelighet av teknologien.

Petroleumsvirksomheten offshore er spesiell i den betydning at risikoen forbundet med å ta i bruk ny teknologi er betydelig høyere enn for mange andre industrier. Økonomiske og sikkerhetsmessige konsekvenser, hvis noe går galt, kan være store. Dette kan bidra til å forklare en konservativ holdning for å ta ny teknologi i bruk. Det er intensjonen til EU-direktivet at krav om bruk av BAT skal stimulere til utvikling og bruk av nye teknologier og metoder som reduserer utslippene fra virksomheter som omfattes av direktivet.

BAT-evalueringer er per definisjon tverrfaglige vurderinger, som derfor må trekke på kompetanse fra forskjellige miljøer inkludert prosjektledelse, prosess, maskin, elektro, maritim, HMS, osv. Praksisen i selskapene varierer, avhengig av forståelsen av BAT innad i organisasjonen og forankring i ledelsen. I noen tilfeller blir avgjørelser tatt uten BAT-evalueringer, men hvor disse utarbeides i etterkant av beslutninger for å tilfredsstille dokumentasjonskrav fra myndighetene. Det er også stor variasjon i selskapenes praksis for dokumentering av BAT, inkludert hvor omfattende evalueringen er: noen selskap gir kun en kort omtale av BAT, mens andre utarbeider detaljerte rapporter.

I praksis er BAT-evalueringen en beslutningsprosess med fokus på miljøkonsekvenser av tekniske løsninger. Derfor bør den, for å være effektiv, integreres i beslutningsprosesser hvor tekniske, sikkerhetsmessige og bedriftsøkonomiske vurderinger også gjøres, dvs. helhetlige vurderinger. På bakgrunn av at BAT-evalueringer gjennomføres i varierende grad i bransjen, kan etablering av en veileder føre til økt bevissthet rundt BAT. En slik veileder kan beskrive forventet omfang, sentrale teknologiområder som skal evalueres slik som kraftgenerering, fakling, tiltak for å redusere kaldventilering og diffuse utslipp fra prosesser o.l., og minimumskrav for dokumentasjon. Dette vil være et nyttig verktøy for å sikre at tekniske løsninger og tilhørende miljøkonsekvenser blir systematisk vurdert opp mot hverandre, både i designfasen, driftsfasen og i forbindelse med modifikasjoner av installasjonene.

Da BAT-evalueringer er felt- og prosjektspesifikke, har det ikke vært mulig å gi en entydig besvarelse på den delen av oppgaven som er å vise hva som anses som beste tilgjengelige teknikker (BAT) per i dag for reduksjon av klimagasser. Denne rapporten beskriver derfor isteden flere mulige teknikker som kan føre til utslippsreduksjoner av klimagasser sammenlignet med dagens praksis. jf. kapittel 4. Noen av teknikkene er ikke nødvendigvis velegnet for enhver installasjon, men må evalueres i et BAT-perspektiv opp mot lokale begrensninger og muligheter på installasjonen. Teknikkene som er beskrevet, er allikevel vurdert dithen at de på kort eller lengre sikt kan tas i bruk på norsk sokkel, selv om noen av teknikkene på dette tidspunktet, ikke er kommersielt tilgjengelige eller ferdig utviklet.

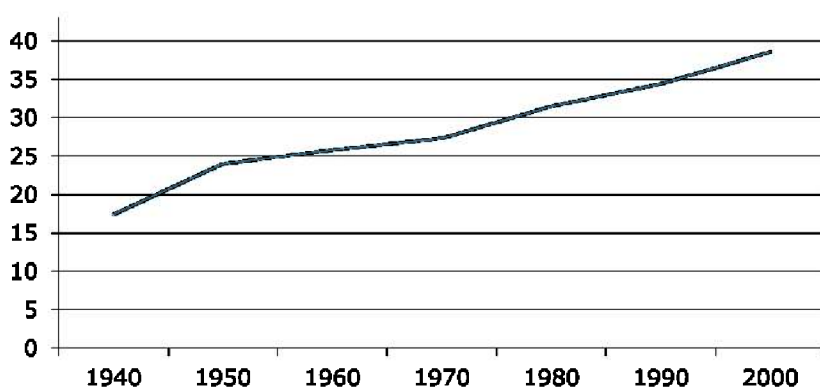
4.3 Produksjon av elektrisk, mekanisk og termisk energi

Som vist i kapittel 3 er produksjon av elektrisk, mekanisk og termisk energi de klart største utslippskildene for alle klimagasser med unntak av CH₄. Dette kapittel gir en oversikt over den teknologiske utviklingen innenfor turbiner, motorer, kjel, energilagring og renseteknologi inkludert diskusjon om muligheter for effektivisering og utslippsreduksjon.

4.3.1 Turbiner

Gassturbiner, ofte med tilhørende varmegjenvinningsenheter og i noen tilfeller dampturbiner, er den overlegent største teknologien for kraftproduksjon på anleggene til havs med over 90 prosent av totalt installert effekt³².

For turbiner på norsk sokkel er gjennomsnittlig virkningsgrad rundt 35 % ved optimal drift. Virkningsgraden for gassturbiner har økt over tid som konsekvens av teknologiutvikling, blant annet ved høyere innløpstemperatur i turbinen og høyere trykk i kompressoren. Utviklingen av optimal virkningsgrad vises i Figur 28. De beste turbiner tilgjengelig i dag ligger på omtrent 40 % virkningsgrad ved optimal drift. Teknologiselskapene forventer ikke noen stor forbedring av virkningsgraden de neste 10-15 årene og vi har derfor lagt til grunn marginale forbedringer frem mot 2030 og i 2050.



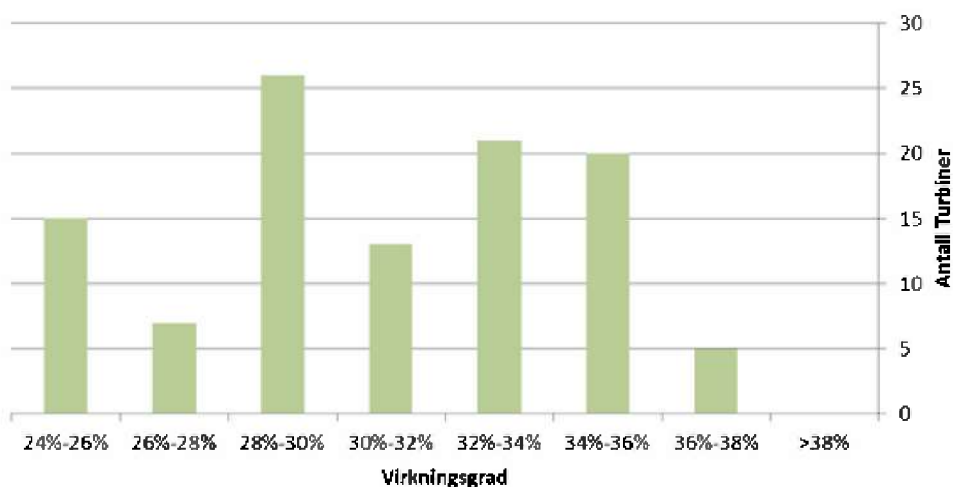
Figur 28: Historisk utvikling av designvirkningsgrad for gassturbiner³³

Fordeling av virkningsgrader for turbiner på norsk sokkel vises i Figur 29. I figuren vises virkningsgraden ved reell-last etter beregninger av DNV GL. Cirka 50 % av turbinene har virkningsgrad mindre enn 30 %, langt lavere enn det som er oppnåelig under optimal lastgrad. Mens gjennomsnittlig virkningsgrad ved optimal drift er på rundt 35 %, ligger de reelt sett på 31 % grunnet lastgrad som ligger lavere enn optimalt³⁴. Her ligger også potensialet for bedring av virkningsgraden for eksisterende innretninger som inkluderer også relativt eldre maskiner.

³² KonKraft, 2008: Petroleumsnæringen og klimaspørsmål

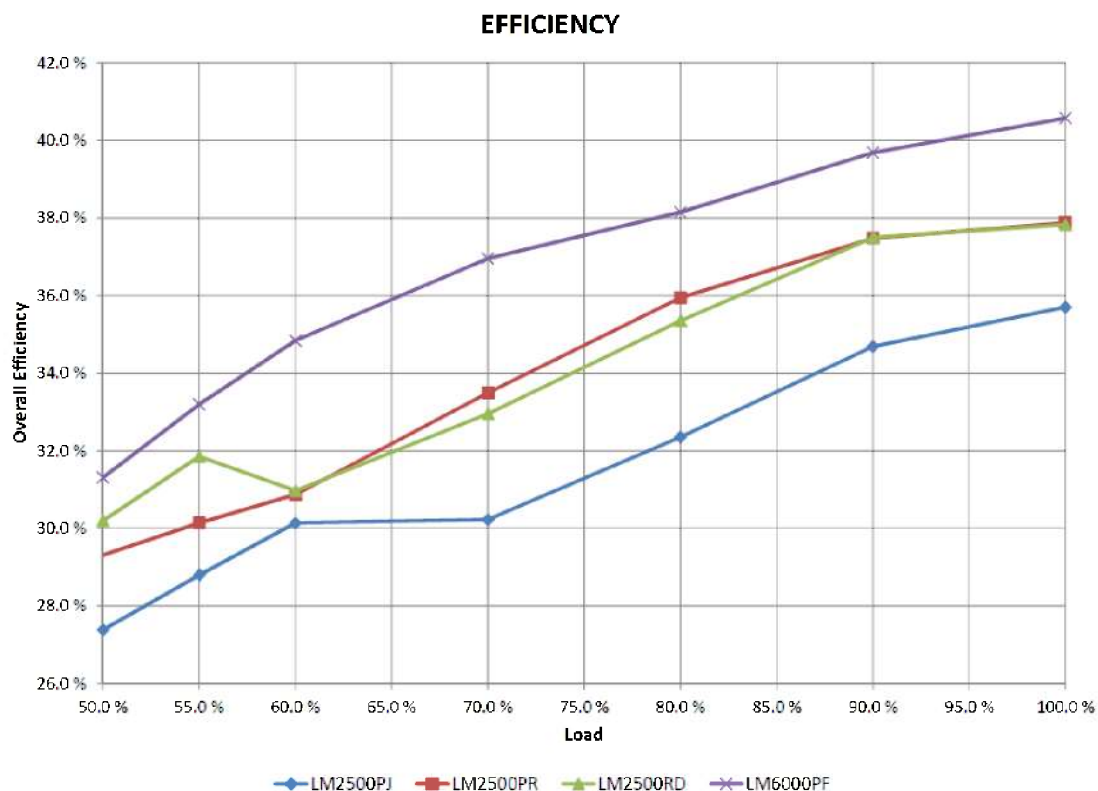
³³ Ronald J Hunt (2011) The History of the Industrial Gas Turbine, Institution of Diesel and Gas Turbine Engineers, Bedford Heights, Manton Lane, Bedford MK41 7PH

³⁴ DNV GL analyse av virkningsgrad korrigert for lastgrad av data fra Oljedirektoratet: Oversikt over motorer og turbiner



Figur 29: Fordeling av virkningsgraden ved reell-last for turbinene på norsk sokkel, beregninger av DNV GL³⁵

Virkningsgraden for turbiner vil svinge over tid avhengig av lastgrad, omgivelser og alder. En turbin vil ha lavere virkningsgrad ved del-last enn ved full last, i Figur 30 illustreres hvordan virkningsgraden påvirkes av lastgrad for noen turbinmodeller som er vanlige på norsk sokkel.



Figur 30: Virkningsgrad som funksjon av lastgrad. Nedgangen i virkningsgrad fra 55-60 % last for LM2500RD skyldes forhold knyttet til lav-NO_x forbrenning³⁶

³⁵ Oljedirektoratet: Oversikt over motorer og turbiner

³⁶ Informasjon fra Dresser-Rand

Turbinene på nye installasjoner representerer den beste tilgjengelige teknologien, og er designet for å oppnå høyest mulig virkningsgrad ved forventet last. Men over tid vil likevel endring i last og slitasje føre til et gap mellom faktisk virkningsgrad og optimal virkningsgrad. For å redusere avviket fra optimal virkningsgrad arbeider operatørene kontinuerlig med operative tiltak (turbinvask), modifikasjoner og oppgradering av turbinparken.

Spillvarmen gjenbrukes ofte ved offshore kraftanlegg. De fleste norske plattformer benytter varmegjenvinningsenheter (WHRU). Av de 178 turbinene som er installert på innretningene på norsk sokkel i dag, har 58 installert varmegjenvinningsanlegg³⁷. Disse dekker samlet om lag 90 prosent av varmebehovet på sokkelens installasjoner³⁸.

Eksosgassen kan også benyttes til å produsere damp som igjen kan drive en dampturbin og produsere elektrisk kraft i tillegg til den elkraften som gassturbinen gir (det vil si kombikraftverk). Kombikraftverk er installert på Snorre B, Oseberg og Eldfisk. Snorre B's kombikraftverk gir eksempelvis en el-virkningsgrad på 45,8 prosent³⁹.

Dagens kombikraftteknologi muliggjør imidlertid en virkningsgrad på opp mot 60 % på nye landbaserte installasjoner⁴⁰. I offshore applikasjoner er virkningsgrad over 50 % vanskelige å oppnå. Grunnen til den lavere virkningsgraden offshore er særlig vektbegrensning som leder til et høyere trykk i kondensatoren⁴¹. Hensiktsmessigheten av slike kombikraftverk er særlig avhengig av om kraftbehovet er stort nok og om varmebehovet i utgangspunktet har en overdekning. Størrelsen og vekten, og dermed kostnaden, for dampkjelene har vært et viktig hinder for implementering av kombikraftverk teknologi offshore.

En annen måte å utnytte energien i avgassen fra turbinene på er å la den fordampe en organisk væske med lavere kokepunkt enn vann. Dampen som produseres driver deretter en turbin. Denne teknologien kalles Organic Rankine Cycle, ORC. Siden en væske med lavt kokepunkt brukes kan spillvarme utnyttes ved lavere temperaturer sammenlignet med bruk av vann. Virkningsgraden kan øke med 10-15 prosent ved bruk av ORC, avhengig av hvilken last gassturbinen kjører på⁴².

Utvikling pågår i dag for å bruke superkritisk CO₂ som medium for å gjenvinne varmen fra avgassene og produksjon av elektrisk kraft. Syklusen er illustrert i Figur 31. Bruken av superkritisk CO₂ gjør utstyret mer kompakt sammenlignet med bruken av damp. Dresser-Rand estimerer at deres anlegg er omtrent 25 % mindre sammenlignet med dampanlegg for mindre industrielle anlegg⁴³. Den mindre størrelsen gjør bruken av superkritisk CO₂ til en interessant kandidat for å øke energieffektiviteten ved offshore anlegg.

Det er altså mulighet for mer kompakte kombinerte kraftverk for offshore bruk med lavere vekt, mindre plassbehov og høyere virkningsgrader.

³⁷ Oljedirektoratet, 2013: Forbrenningsprosesser som danner NOx på sokkelen.

³⁸ Miljødirektoratet, 2014: Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling, M-229

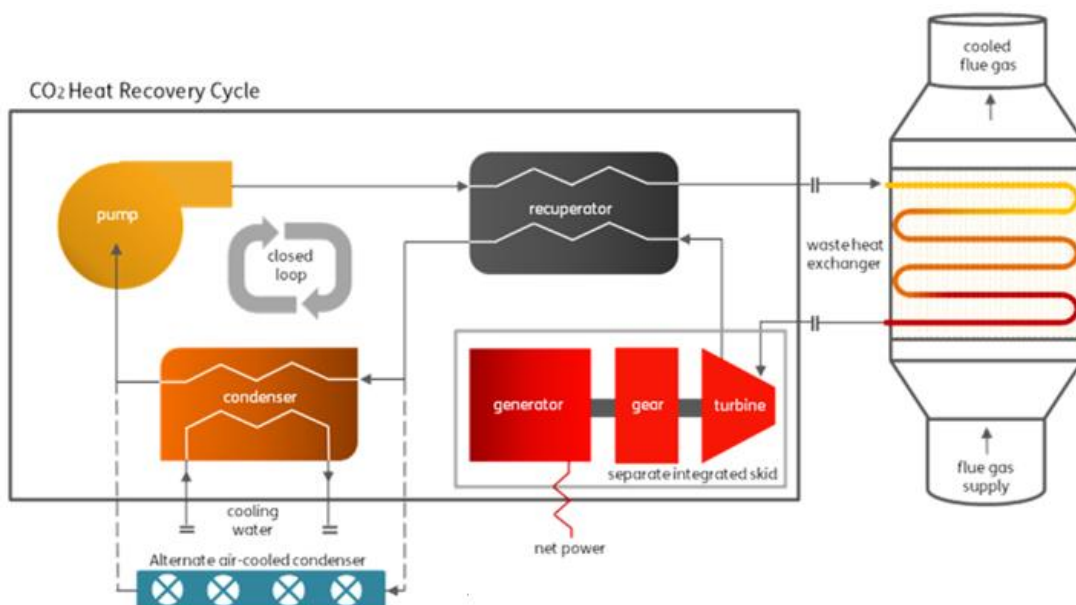
³⁹ Oljedirektoratet: Oversikt over motorer og turbiner

⁴⁰ IPIECA, Energy Efficiency Compendium: Combined cycle gas turbines

⁴¹ Nord, L. et al, 2012: Steam bottoming cycles offshore – challenges and possibilities.

⁴² Teknisk Ukeblad, 2014: Ny forskning: slik kan denne plattformen bli mer effektiv.

⁴³ Dresser-Rand: Echogen



Figur 31: Kraftsyklus med superkritisk CO₂⁴⁴

Det kan også ligge noe potensiale for å effektivisere energiproduksjonen ved å designe anlegget slik at en i driftsfasen får kjørt gassturbinene under optimale driftsbetingelser. Ved å velge flere mindre turbiner sammenlignet med få og store, kan et anlegg kjøres med høyere effektivitet i alle faser av driften. Samordnet kraftforsyning (samkjøring) mellom innretninger er en annen måte å øke effektiviteten på i energiproduksjonen, dette utdypes i kapittel 4.6.4. I tillegg vil bruk av tilstandskontroll sikre en best mulig optimalisert drift.

Oppsummert er mulighetene for effektivisering:

- Mer effektive gassturbiner/motorer
- Varmegjenvinningsenheter (WHRU)
- Damp turbin/ dampinjeksjon
- Optimalisere utnyttelsen av gassturbinene, særlig ved å installere mange og små turbiner til erstatning for få og store
- Samordnet kraftforsyning
- Tilstandskontroll

For å ytterligere minske utslippene av CO₂ er karbonfangst en mulighet, men dette anses ikke å være et alternativ med dagens teknologi for små anlegg på enkeltstående installasjoner. Karbonfangst er nærmere beskrevet i kapittel 4.9.

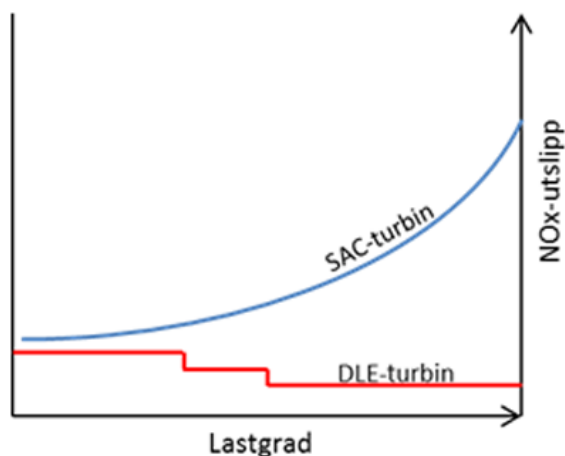
4.3.1.1 NO_x-reduserende teknologi

Kapittel 3 viste at NO_x utslippsintensitet på norsk sokkel har økt med ca. 10 % i perioden fra 2002 til 2012. For nye felt har lav NO_x teknologi vært et krav, det samme gjelder når turbiner har vært erstattet etter utløpt levetid på eksisterende felt. For hver av hovedtypene turbiner, kan det skilles mellom lav NO_x-turbiner og konvensjonelle turbiner. Både single fuel og dual fuel turbiner (kan gå på både gass og diesel) kan konstrueres med lav NO_x-teknologi. Lav NO_x-teknologi handler om å tilrettelegge forbrenningsprosessen i turbinenes brennkammer for å generere mindre NO_x.

⁴⁴ Dresser-Rand: Echogen

NO_x genereringen påvirkes av forbrenningstemperaturen og oksygenkonsentrasjonen. Lavere forbrenningstemperatur minsker NO_x utslipp, men det gir samtidig en lavere virkningsgrad og følgelig høyere CO₂ utslipp. Utslipp av NO_x som funksjon av lastgrad for konvensjonelle og lav NO_x turbiner illustreres i Figur 32.

Lav NO_x for single fuel turbiner anses som konvensjonell teknologi og er et krav for nye utbygginger. På konvensjonelle turbiner for single fuel kan lav NO_x etterinstalleres og i turbiner som er installert fra midten på 1990-tallet er det delvis tilrettelagt for etterinstallering av lav NO_x-brennere. General Electrics DLE (Dry Low Emission) – turbiner (LM 1600, LM 2500 og LM 6000) er mer plasskrevende sammenlignet med konvensjonelle Single Annular Combustor (SAC)-turbiner. Grunnen er at brennkammeret på DLE-turbinen er bygget som en stor krans rundt turbinens senterlinje og den har en diameter som er større enn turbinens rotor, mens SAC-turbinen har et mindre brennkammer som er plassert innenfor sylindern som omslutter turbinens roterende deler. Forskjellen i størrelse medfører at DLE-turbinen ikke kan koples direkte til eksisterende prosessutstyr uten betydelige endringer i plassering av utstyret.⁴⁵



Figur 32: Utslipp av NO_x som funksjon av lastgrad (prinsippkisse)

Lav NO_x-teknologi for dual fuel turbiner er tilgjengelig og driftserfaring eksisterer fra blant annet Alvheimfeltet⁴⁶. Det er behov for dual fuel egenskaper for å sikre kraftforsyningen i situasjoner hvor gass ikke er tilgjengelig på installasjonen. Dette betyr at behovet for dual fuel turbiner vil variere over et felts levetid, og således kan det være aktuelt på et senere tidspunkt å konvertere dual fuel turbiner til single fuel turbiner, inkludert å etterinstallere lav NO_x-brenner.

Wet Low Emission turbiner (WLE) innebærer bruk av vann (eller vanddamp) for å redusere temperaturen i brennkammeret. Dette medfører lave NO_x utslipp, på nivå med DLE teknologi, samt mulig høyere virkningsgrad. Dette krever imidlertid store mengder rensed vann, og setter høye krav til vannrenseanlegget. Som konsekvens blir renseanlegget gjerne stort og tungt. Statoil, med støtte fra NO_x-fondet er i ferd med å teste teknologien på Troll C plattformen, som første feltet på norsk sokkel⁴⁷

⁴⁵ Oljedirektoratet, 2013: Forbrenningsprosesser som danner NO_x på sokkelen.

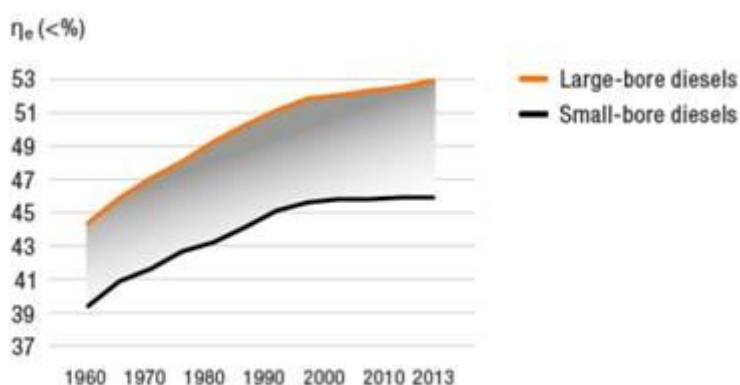
⁴⁶ Oljedirektoratet, 2011: Miljøteknologi – Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumsindustrien på norsk sokkel

⁴⁷ Oljedirektoratet, 2013: Utslipp av NO_x fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

4.3.2 Motorer

Flyttbare innretninger, som floteller, borerigger og brønnintervensjonsskip, har gjerne dieselelektrisk framdriftsanlegg med fire til åtte dieselmotordrevne hovedgeneratorer. I tillegg til strømproduksjon for framdriftsanlegget, gir de også strøm til boring og annet strømforbruk. To-takts motorer brukes på skip og fire takts motorer brukes på borerigger. Antall motorer i drift ved enhver tid avhenger av strømbehovet. For innretninger som ligger i posisjon med anker vil det typisk være behov for fire motorer med effekt på til sammen 8-10 MW da fremdriftsmaskineriet ikke er i kontinuerlig bruk. For innretninger med dynamisk posisjonering, vil fremdriftsmaskineriet være i kontinuerlig bruk og det kreves seks til åtte dieselmotorer på til sammen ca. 50 MW. Krav til sikkerhet innebærer at motorene ikke alltid kan kjøres ideelt, grunnet minimumskrav til antall motorer som skal være i drift. Oppankrede installasjoner reduserer altså energiforbruket med $\frac{3}{4}$ i forhold til dem med dynamisk posisjonering.

I Figur 33 vises utviklingen av virkningsgraden for marine dieselmotorer. Som det fremgår av figuren har økningen i virkningsgrad flatet ut de senere år. Det er lite igjen å hente i forhold til å øke motoreffektiviteten. Det som gjenstår da for å minske utslippene er varmegjenvinning av avgassene, utskifting av drivstoff (diskuteres videre i kapittel 4.3.2.1), rensing av avgassene (kapittel 4.3.2.2), eller hybridløsninger for å minske svingninger i lastgraden på motoren (kapittel 4.3.4).



Wärtsilä marine diesel engines 1960-2013 -η_e for production engines, 5% tolerance.

Figur 33: Historisk utvikling av virkningsgrad for forskjellige motortyper⁴⁸

4.3.2.1 Alternative drivstoff

For å minske utslippene fra forbrenningen i motorene kan alternativt drivstoff brukes. Effekten er ofte begrenset til redusert utslipp av SO_x og NO_x, men reduksjoner i CO₂-utslipp er også mulig. I en utslippssammenheng er det viktig å se på hele verdikjeden av drivstoffet, fra produksjon av drivstoffet, transport og til endelig bruk. I en maritim kontekst kjennetegnes dette ved en såkalt brønnstrøm-til-propell analyse. For eksempel vil bruk av flytende naturgass (Liquified Natural Gas eller LNG) kunne redusere utslippet av CO₂ med 9-11 %⁴⁹, utslippene av SO_x og partikler elimineres tilnærmet helt, mens NO_x utslippene reduseres med opptil 85 %⁵⁰. LNG er en utprøvd og tilgjengelig løsning, med gassmotorer som kan dekke et bredt effektregister.

⁴⁸ Informasjon fra Wärtsilä

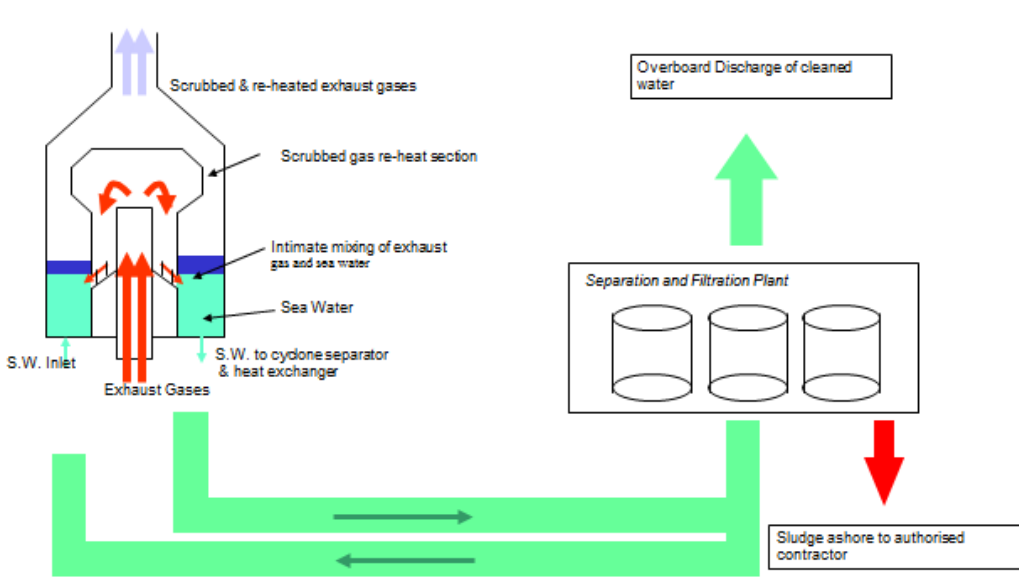
⁴⁹ International Council on Combustion Engines, 2013: Well-To-Propeller Analysis of Alternative Fuels for Maritime Applications

⁵⁰ DNV GL, 2014: LNG as ship fuel, No 01 2014

4.3.2.2 Rensing av avgasser

Selektiv katalytisk reduksjon (SCR) er den mest brukte metoden for å rense NO_x i avgass fra motorer. I katalysatoren omdannes NO_x til N_2 og vanddamp ved kontinuerlig tilførsel av et reduksjonsmiddel. Katalysatoren er vanligvis dimensjonert for å redusere utslippene av NO_x med 85-90 %. Grunnen til at man vanligvis ikke renser mer, er at kostnadene stiger kraftig ved høyere reningsgrad. NO_x rensingen leveres ofte sammen med et oksidasjonssteg, for rensing av CO, hydrokarboner, partikler og ammoniakk. Oksidasjonssteget innebærer en reduksjon av utslippene på 50-90 % av CO og 75-90 % av hydrokarboner. For å sikre en fullstendig kjemisk reaksjon i katalysatoren kreves en fordelingsstruktur før katalysatoren for å blande reduksjonsmiddelet med eksosstrømmen på en effektiv måte. Temperaturen er en kritisk parameter for at anlegget skal virke etter hensikten, og svovelinnholdet bør være under 3,5 %. I tillegg krever bruk av SCR teknologi et injeksjonssystem, en kontrollenhet og et trykklufanlegg. SCR krever derfor tilstrekkelig med plass for og adkomstmulighet til de nevnte enhetene.⁵¹ Det er ingen prinsipiell forskjell om teknologien implementeres på en rigg eller et skip, så lenge de ovenfor nevnte forutsetningene er til stede.

SO_x kan fjernes fra eksosgassen med bruk av en SO_x skrubber. Det eksisterer ulike typer, men det generelle prinsippet er vist i Figur 34. Vasking med sjøvann er en utprøvd teknologi for rensing av svovel og i landanlegg blir opp mot 90 % fjernet. Renset sjøvann kan slippes ut direkte, men ved bruk av ferskvann med tilsetning i lukkede anlegg må det rensede vannet oppbevares før deponering⁵². Svovelholdig slam/avfall som produseres går til destruering.



Figur 34: Generell beskrivelse av SO_x skrubber⁵²

4.3.3 Kjel

Varmeenergi hentes oftest fra varmegjenvinningsanlegg (WHRU) i gassturbinenes eksosgass. På noen eldre plattformer hentes varmeenergien fra gassfyrte kjeler. Det var i 2006 seks installasjoner med kjeler på tilsammen 150 MW⁵³. Hel- eller delelektrifisering kan gi økt bruk av kjeler for å dekke varmebehovet på innretningen. Dette kan enten gjøres ved gjeninnføring av gassfyrte kjeler eller bruk av elektrisk kraft til oppvarming. I forhold til den termiske virkningsgraden så er den i størrelsesorden

⁵¹ Oljedirektoratet, 2011: Miljøteknologi – Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumsindustrien på norsk sokkel

⁵² DNV GL – TL

⁵³ KonKraft, 2008: Petroleumsnæringen og klimaspørsmål

82-90 % for gassfyrte kjeler. For elektriske kjeler er virkningsgraden i kjelen opp mot 99 %⁵⁵. Elektriske kjeler har den fordel at de veier mindre og tar mindre plass, i tillegg til at man unngår utslipp av CO₂ og NO_x offshore⁵⁶. I tillegg til begrenset bruk, er kjeler en moden teknologi med svært begrenset potensial for effektivisering.

4.3.4 Energilagring

Energilagring er en samlebetegnelse for teknologier som mellomlagrer energi for senere bruk. De vanligste formene for energilagring er via mekaniske, termiske, elektriske eller kjemiske teknikker. Prinsipielle egenskaper for energilagring inkluderer energitetthet (mengden energi som kan lagres i et gitt volum eller masse), hvor raskt lageret kan lades opp og utlades, og energitapet som finner sted ved lading, lagring og utlading.

Det forskes mye på energilagring på grunn av mange viktige forbrukerapplikasjoner i tillegg til industriell bruk. I liten skala er dette først og fremst aktuelt for mobile enheter som mobiltelefoner, bærbare pc'er, kameraer, musikkspillere osv. I en større skala handler det om elektriske biler, kompensering for variabel fornybar kraftforsyning, hybridiseringsløsninger mm. For norsk petroleumsnæring er det muligens hybridiseringsløsninger som er mest aktuelle og som vil bli videre diskutert i det etterfølgende.

Mange av operasjonene offshore medfører variabelt lastnivå, med mye start og stopp. Oppstart av elektrisk drevne pumper, kompressorer, boreutstyr, dynamisk posisjoningsutstyr og annet krever også en startstrøm over nominell lastgrad. Siden kraftgenereringen må følge lastnivået, og med krav til tilstrekkelig reservekapasitet innebærer dette at turbinene og motorene blir drevet med variabel lastgrad, og ofte dimensjoneres langt over den reelle snittkapasiteten som er nødvendig.

Hybridisering vil føre til at svingningene i lastgrad på motorene kan jevnes ut via mellomlagring av energi. Ved å bruke lagret energi kan man dermed håndtere transienter, dvs. opplading når det er lite behov for kraft og tilhørende lav lastgrad på motoren, og omvendt ved utladning når det er stort behov for kraft.

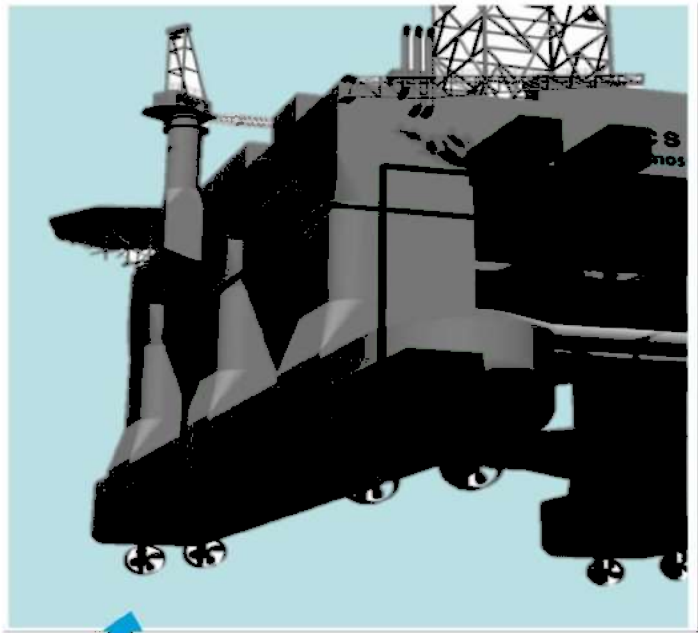
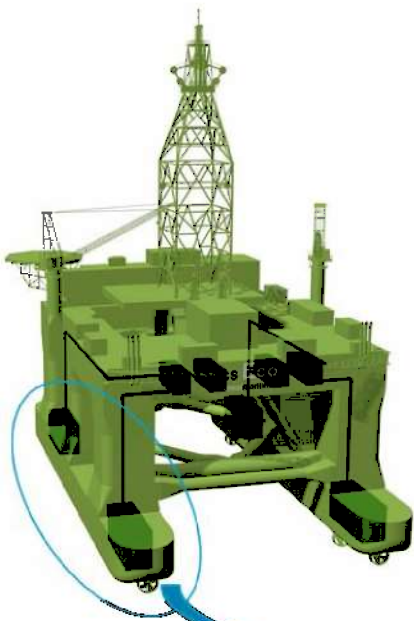
Analyser gjennomført av DNV GL viser at for det samme gjennomsnittlige kraftbehovet vil et variabelt lastnivå i seg selv ikke medføre signifikante merutslipp sammenliknet med å drive på et jevnt lastnivå. Men, ved å eliminere behovet for reservekraft for å ta de store transientene kan man dimensjonere kraftgenereringen nærmere reell snittkapasitet. Dermed kan motorer drives på jevnt høyere lastnivå, hvilket gir en tilhørende høy virkningsgrad og lavere utslipp. Her kan det være betydelige utslippsbesparinger å hente.

Moss Maritime har utviklet et designkonsept for en borerigg med hybridiseringsløsning kalt Moss EcoDrive (Figur 35). Dette er en rigg med dynamisk posisjonering som har en dedikert batteribank for thrusterene (posisjoningspropell) og en annen dedikert batteribank med akkumulatører (nærmere beskrevet i 4.8.2) for borelaster. Moss Maritime oppgir flere fordeler slik som reduserte utslipp fra optimalisert generatorlast, økt virkningsgrad for varmegjenvinning, økt sikkerhet og redundans, samt redusert vedlikehold som følge av at færre generatorer står i kontinuerlig drift. Interne estimater fra DNV GL oppgir reduserte utslipp opp mot 30-40 % og tilbakebetalingstid så raskt som ned mot ett år.⁵⁷ Til nå eksisterer konseptet kun på tegnebrettet, men teknologien er tilgjengelig eller i prototyp stadiet.

⁵⁵ NVE, 2007: Kostnader ved produksjon av kraft og varme

⁵⁶ Statoil, 2014: Konsekvensutredning Johan Sverdrup feltet

⁵⁷ DNV GL, 2014. Presentasjon: Hybrid Power Systems: A technique for reducing costs and emissions.



Figur 35: Moss Maritims EcoDrive konsept som inkluderer hybridiseringsløsninger med bruk av batterier⁵⁸

For skip er det også et potensiale for besparelser med hybridiseringsløsninger. FellowSHIP III prosjektet på Viking Lady er et full-skala demonstrasjonsprosjekt med energilagring i form av en Li-ion batteripakke. Viking Lady er et offshore forsyningskip som har vært igjennom omfattende testing for å kvantifisere effekten av hybridsystemet, og har kunnet vise til mange positive resultater, blant annet med drivstoffbesparelser på opp mot 15 %.



Figur 36: Hybridløsning på skip - Viking Lady fra FellowSHIP III prosjektet

Battericellekostnader har falt 75 % de siste fire årene og videre teknologiutvikling for batterier forventes å redusere kostnadene med mer enn 60 % fra dagens nivå innen 2020. På lengre sikt kan dette bli en mulig energilagring-løsning også for faste innretninger. Dette kan også være forløsende for mulig stor-

⁵⁸ Moss Maritime – GreenDesign presentasjon til DNV GL, 3/12/2014

skala integrering med variable fornybare kilder slik som offshore vind. Imidlertid medfører et stort kraftbehov at størrelsen på batteribanken med dagens teknologi blir uforholdsmessig stor.

4.3.5 Fremtidige løsninger for produksjon av elektrisk, termisk og mekanisk kraft

Atomkraft eller kjernekraft er et av få alternativer for utslippsfri drift for skip og innretninger. Atomkraft for skip er teknisk mulig og er allerede i bruk av marinen i noen land, det er best egnet for store skip bygget for høy fart og transport over lange avstander. Det kreves reservekraft i form av for eksempel dieselmotorer for nødsituasjoner. Reaktoren må beskyttes, og sikres i forhold til kollisjon og grunnstøting. Det er flere sikkerhetsutfordringer inkludert risiko for lekkasjer og stråling i tillegg til sabotasje. Atomdrift stiller nye krav til infrastruktur (havner) og logistikk.⁵⁹

Hydrogen kan brukes som energibærer. Fordelene er en energitetthet per masse som er tre ganger så høy som tradisjonelle drivstoff (diesel). I tillegg til at bruk av hydrogen og oksygen for energiproduksjon ikke fører til andre utslipp enn vandamp. Det er mulig å forbrenne hydrogen i en motor, men brenselceller omdanner energien mye mer effektivt. Hydrogen i gassfase gir store volumer og må komprimeres og gir noen utfordringer ved håndtering og distribusjon sammenlignet med tradisjonelle drivstoff. Hydrogen i væskeform er imidlertid tilnærmet like utbredt som hydrogen i gassform. Et regnskap for de samlede utslipp av klimagasser må nødvendigvis også inkludere hensyn til hvordan hydrogenet produseres.⁶⁰

Brenselceller gir høyere effektivitet og dermed lavere forbruk av drivstoff og tilhørende reduksjon i utslipp. Støy og vibrasjoner er helt ubetydelige og i tillegg krever brenselceller mindre vedlikehold sammenlignet med forbrenningsmotorer. Utfordringer ved bruk av brenselceller inkluderer behov for rent lavkarbondrivstoff (metanol) og reduserte investeringskostnader, relativt kort levetid i tillegg til behov for reduksjon av størrelse og vekt på installasjonen. Det kreves mer forskning og utvikling før brenselceller for skipsfart kan komplettere nåværende fremdriftsteknologier.⁶¹

4.4 Åpen forbrenning

Åpen forbrenning inkluderer fakling og brønntesting. Fakkell er en del av overtrykksbeskyttelsen for prosessanlegget men blir også brukt for brenning av gass når prosess systemene er midlertidig utilgjengelige. Under brønntesting føres brønnstrømmen til brennerbom.

4.4.1 Fakkell

I 2012 sto fakling for omtrent 9 % av de totale CO₂ utslipp fra norsk petroleumsvirksomhet. Fakling er også en betydelig kilde for utslipp av SO₂ på grunn av innhold av svovel i gassen som brennes. Fakkell representerer ca. 7 % av de totale utslippene av SO₂ fra petroleumssektoren

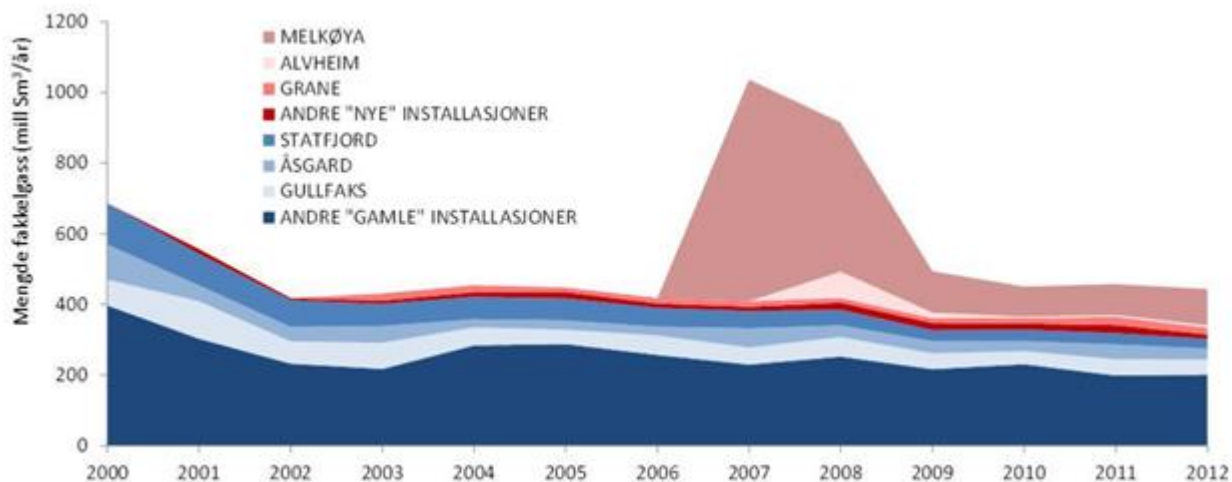
Sammenliknet med produksjonsvolumet har volumet av gass faklet på norsk sokkel sunket over de siste tiårene. Dette skyldes konkrete tiltak fra myndigheter og industrien i kombinasjon med nye tilgjengelige tekniske løsninger for å unngå/reduere fakling⁶². Siden 2001 har forbedringen imidlertid avtatt, med store årlige variasjoner på grunn av enkelt-tilfeller (for eksempel, utfordringer ved oppstart av LNG anlegget på Melkøya i 2007-2008).

⁵⁹ DNV, 2010: Nuclear powered ships, is it feasible.

⁶⁰ C. Chryssakis & S Stahl, Well-to-propeller analysis of alternative fuels for maritime applications, CIMAC Congress 2013, Shanghai

⁶¹ DNV Research and Innovation, 2012: Position Paper 13 – 2012, Fuel cells for ships

⁶² Carbon Limits, 2013: Evaluering av faklingsstrategi, teknikker for reduksjon av fakling og faklingsutslipp, utslippsfaktorer og metoder for bestemmelse av utslipp til luft fra fakling

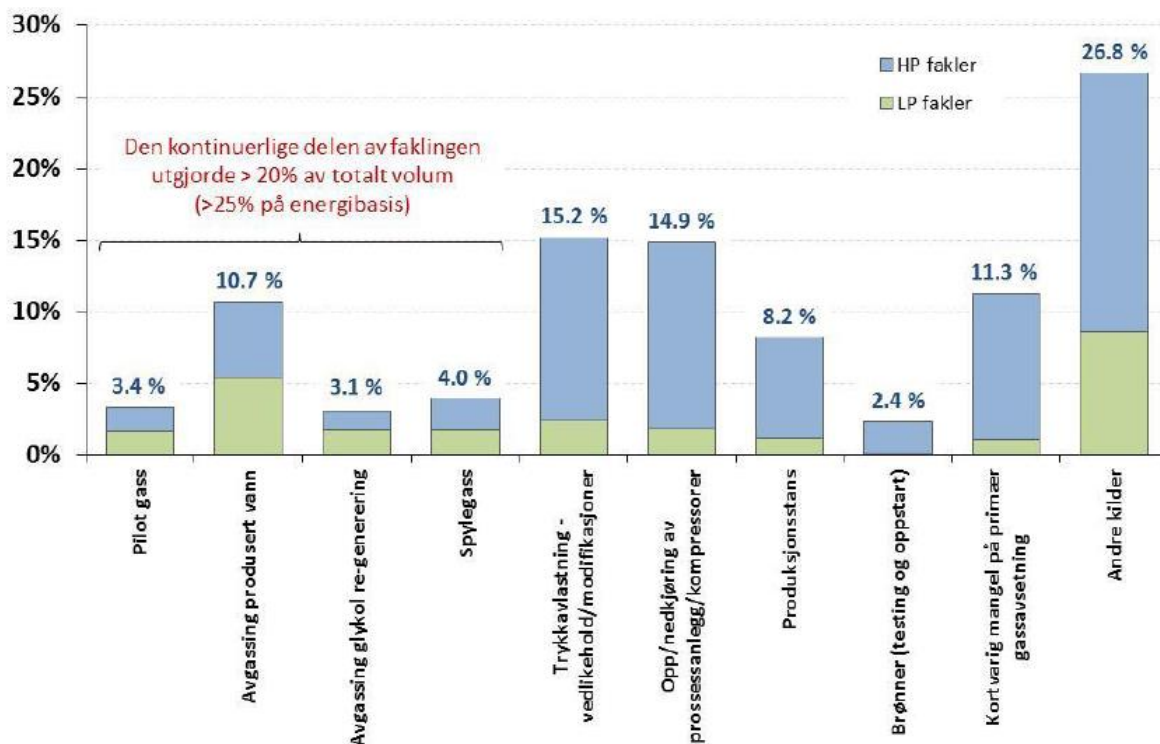


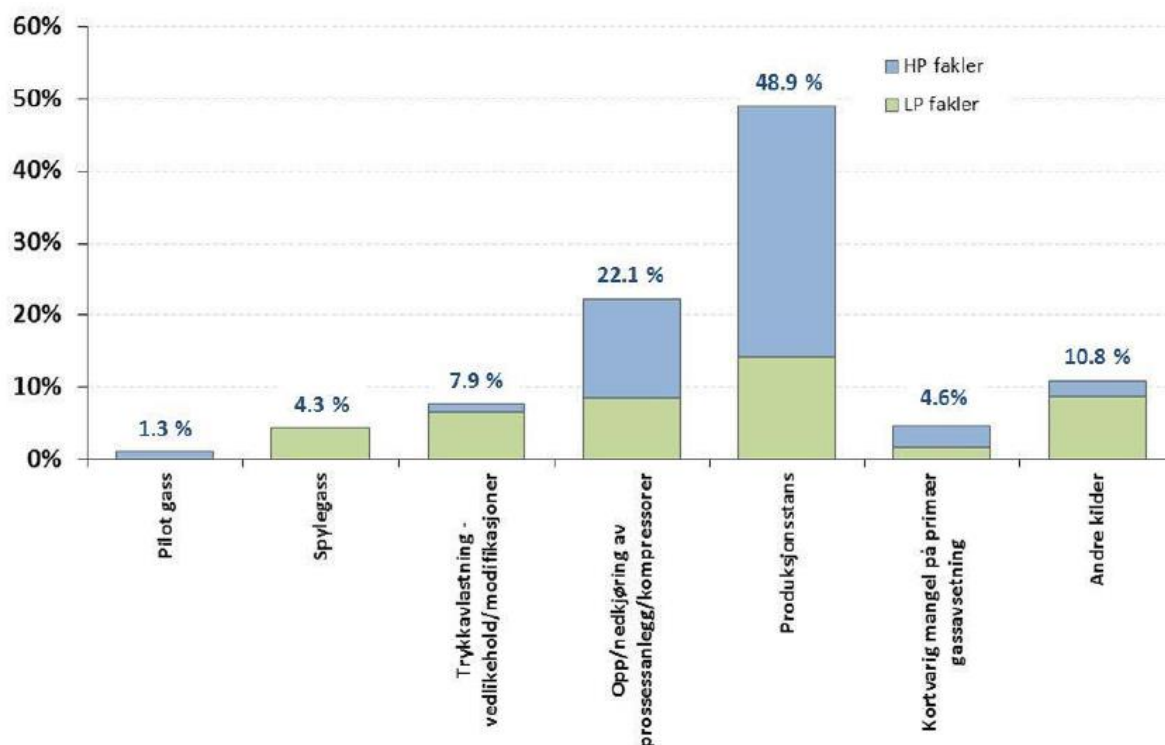
Figur 37: Utvikling i mengde gass faklet i Norge siden 2000 (OD data i Carbon Limits, 2013)⁶²

Fakling kan deles i tre hovedkategorier:

- kontinuerlig fakling under normale operasjoner for sikker og effektiv drift av prosessanlegget (eksempel er bruk av pilotflamme)
- fakling under oppstart og planlagt nedstenging av produksjon
- fakling under nødavstenging og/eller prosesssteknisk utfall

Illustrasjonen nedenfor gir en oversikt over de forskjellige kildene for fakling i Norge i 2011 (både offshore - øverst og på land - nederst).





Figur 38: Estimert fordeling av gass til fakkel offshore (øverst) og for på landanlegg (nederst) i 2011, (data fra Carbon Limits, 2013)⁶²

Ifølge Carbon Limits (2013) har tiltakene historisk sett vært rettet mot redusert bruk av kontinuerlig fakling under normal drift. Siden 2001 har imidlertid de fleste tiltakene vært rettet mot ikke-kontinuerlig fakling⁶³.

Det er mulig å redusere utslipp fra fakkel noe ved å optimalisere driften og bedre stabilitet i prosessanleggene inkludert bruk av nye prosedyrer ved oppstart og planlagt nedstenging. Dette er en type tiltak som allerede er gjennomførbart både for nye installasjoner og eldre anlegg og medfører ikke nødvendigvis omfattende utskiftning eller modifikasjoner av utstyr. Eksempel på eliminering av behov for fakling under oppstart er Skarv feltet⁶⁴ (gassen re-injiseres under oppstart).

Bedre stabilitet i prosessanleggene kan også oppnås ved bruk av forbedrede kontrollsystemer som reduserer muligheten for ikke-planlagte prosessutfall. Forbedring av kontrollsystemer for eksisterende anlegg er også mulig, men krevende.

Mengde gass til fakkel kan reduseres ved å redusere/eliminere kilder og lekkasjer, for eksempel ved bruk av nitrogen som inertgass (alternativ til hydrokarbongass) for spyling av prosessenheter. Selve fakkelsystemet må også ha kontinuerlig tilførsel av en inertgass som gir et lite overtrykk for å sikre at oksygen ikke trenger inn i systemet og forårsaker eksplosjonsfare. Bruk av alternative inertgasser er vanlig for nye innretninger men blir en komplisert modifikasjon å gjennomføre for eksisterende anlegg.

Felles for disse tiltakene er at potensialet for reduksjon av utslipp hver for seg er moderate, men samlet gir tiltakene et verdifullt bidrag.

⁶³ Carbon Limits, 2013. Evaluering av fakkingsstrategi, teknikker for reduksjon av fakling og fakkingsutslipp, utslippsfaktorer og metoder for bestemmelse av utslipp til luft fra fakling

⁶⁴ BP, 2013: Tiltak for Skarv.

Bruk av fakkel kan begrenses til nød-avstenging av prosessanleggene gjennom nye tekniske løsninger som eliminerer behov for fakkel under normale driftsoperasjoner. Bruk av lukket fakkel gir tilbakeføring av gass til prosessen fra anlegg så som produsert vannbehandling og glykol re-generering. Bruk av lukket fakkel er vanlig praksis for nye anlegg, men er i mindre grad installert på eksisterende anlegg. Potensialet for reduksjon av gass ved bruk av lukket fakkel er relativt stort.

4.4.2 Brønntesting

I 2012 utgjorde brønntesting mindre enn 1 % av totale utslipp for alle utslippstypene vurdert i denne rapporten. Fra et miljøperspektiv er brønntesting allikevel en lite effektiv prosess med direkte forbrenning av brønnstrømmen og utslipp til atmosfæren.

Det er allerede vanlig industripraksis å begrense brønntesting til den mengden som kreves for å samle inn nødvendig informasjon og det er usikkert i hvilken grad varighet av brønntesting kan reduseres ytterligere.

En mulighet er å begrense strømningsraten som går til brennerbommen ved bruk av tynnhullstesting (mindre diameter for brønnen) eller kveilerørstesting, men dette kan gi redusert kvalitet på innsamlet data og/eller operasjonelle utfordringer så som hydratdannelse⁶⁵. Potensialet er imidlertid ikke uvesentlig og bør tas med i videre vurderinger.

Bedret forbrenning under testing vil kunne begrense utslipp av CH₄ og nmVOC, på bekostning av økt CO₂ utslipp. Denne type forbedringer er allerede i stor grad oppnådd og videre potensiale ansees som begrenset.

Det er også mulig å samle brønnvæskene i borehullet under brønntesting ved bruk av nedihullstesting. Flere teknikker er under utvikling inkludert mini-brønntesting (mini DST), lukket kammer testing (Closed Chamber Testing), og kombinert nedihullstesting. Potensialet for utslippsreduksjoner er stort, med mulighet for helt å unngå brenning over brennerbom. I tillegg bidrar disse teknikkene til et økt sikkerhetsnivå. Til nå har en av utfordringene med alternativene til tradisjonell brønntesting vært redusert kvalitet på datainnsamlingen.

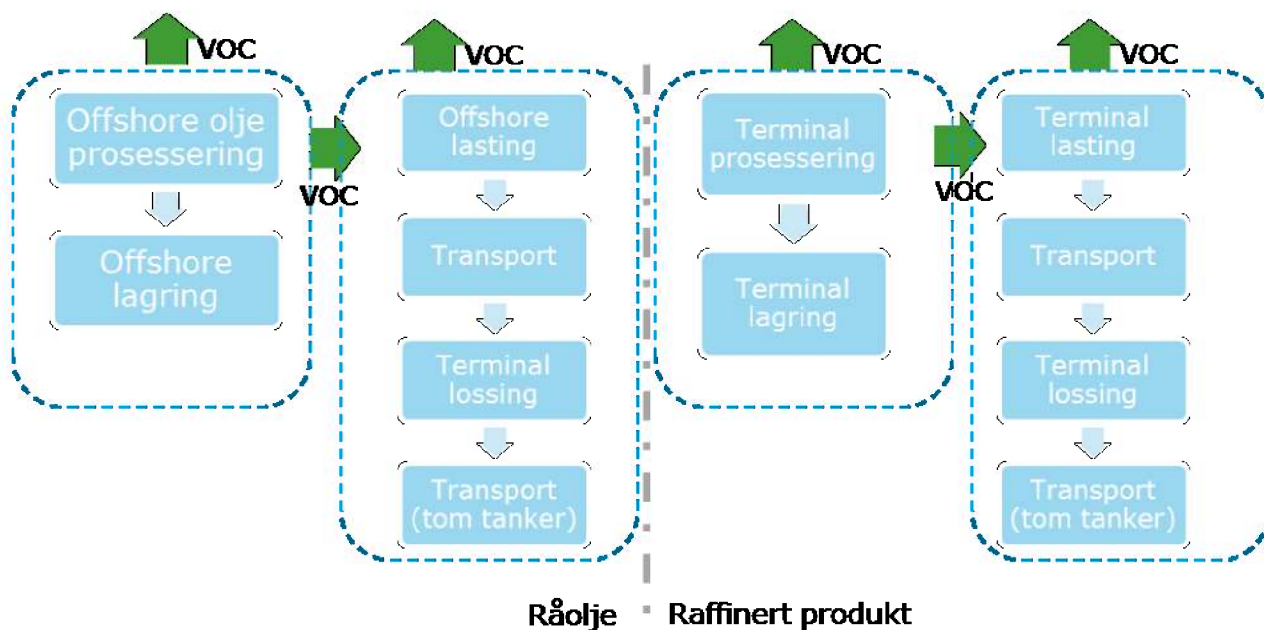
Det er teknisk mulig å overføre brønnstrømmen til et annet fartøy for prosessering eller transport til land. To spesialbygde fartøy, Crystal Oceans (IMO 9186156) og Crystal Seas (nå BW Athena, IMO 9116761) ble utprøvd på nittitallet for dette formålet, men viste seg ikke å gi bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Crystal Oceans opererer i dag i Mexico gulfen mens Crystal Seas ble konvertert til en FPSO og opererer nå i UK. Potensialet for utslippsreduksjoner er i utgangspunktet stort, relativt sett, men er også avhengig av at utslippene tilknyttet driften av dette fartøyet er tilstrekkelig lave.

Avslutningsvis er det teoretisk mulig å benytte borevæskene som drivstoff til boreriggen. Motorene ombord er relativt fleksible med tanke på type og kvalitet på drivstoff som brukes, og borevæsken kunne blandes med 10-20 % diesel for forbrenning⁶⁵. Men, dette vil kreve endret rigg design for ny-bygg og ombygging av eksisterende innretninger. Potensialet for utslippsreduksjoner er ansett som medium da det sannsynligvis kun er en andel av brønnstrømmen som kan brukes for motorene. Den første delen av brønnstrømmen som kommer opp fra brønnen inneholder partikler som lett kan tette utstyr og påvirke regularitet. Det kan også sannsynligvis innebære en negativ effekt på andre utslipp, for eksempel SO₂.

⁶⁵ Oljedirektoratet, 2011. Miljøteknologi, Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumsindustrien på norsk sokkel

4.5 Tap/lekkasjer av hydrokarboner til luft

Tap/lekkasjer er en samlebetegnelse som omfatter utslipp av CH₄ og nmVOC (samlet kalt VOC) fra hovedsakelig diffuse utslipp og kaldventilering, ufullstendig forbrenning, lasting og lagring. Som vist i Figur 39 finner disse utslippene sted langs hele verdikjeden, dog i varierende grad. For eksempel vil det være relativt lite utslipp forbundet med terminal lossing og transport av tom tank. På generell basis er utslipp fra raffinerte produkter mindre enn fra råolje fordi råolje inneholder langt større grad av absorberte gasser.



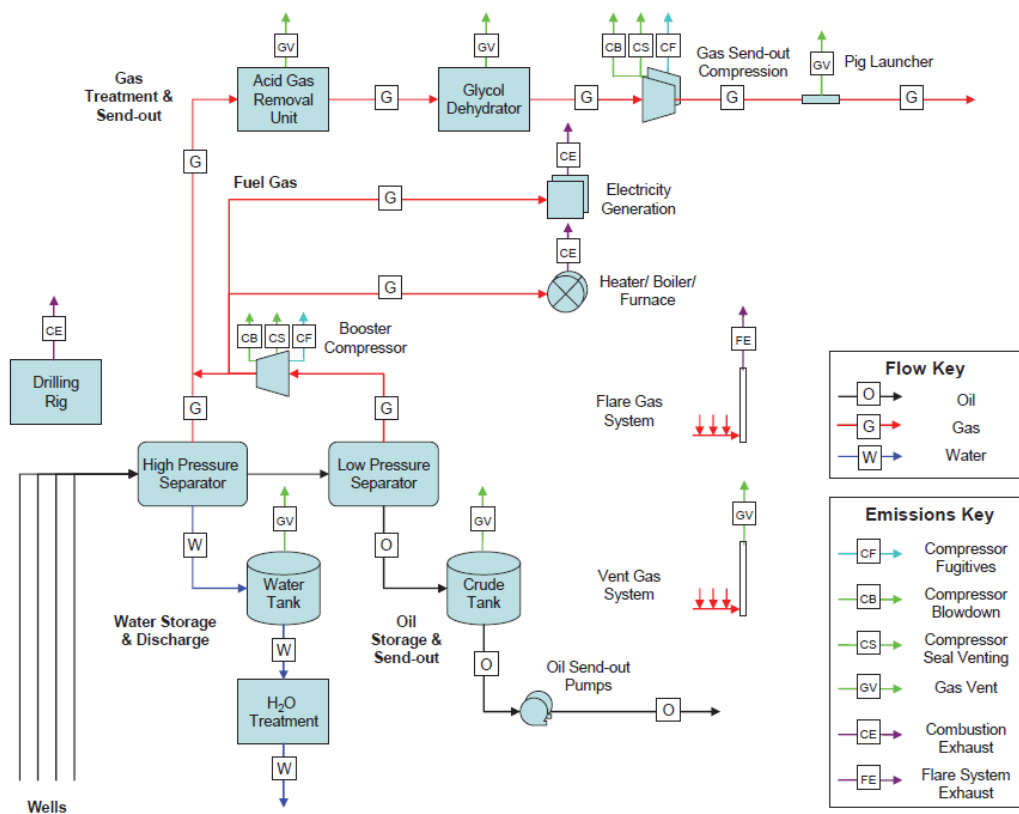
Figur 39: Oversikt over nmVOC og CH₄ utslipp i verdikjeden

Det er flere faktorer som påvirker utslippene: operasjonelle forhold, design av prosessene, alder og tilstand på utstyr, antall lekkasje- og kaldventileringpunkter, vedlikeholdsrutiner, lekkasjedeteksjon og overvåking, samt teknikker implementert for å redusere utslippene. Damptrykket på råoljen varierer også, noen ganger lavere og andre ganger høyere en spesifikasjonen tilsier. Høyt damptrykk tilsier større avdampning og tilhørende utslipp.

Utslippkildene kan grovt sett deles inn i 3 kategorier:

1. Direkte utslipp (det som også kalles diffuse utslipp og kaldventilering). Dette omfatter glykol-regenerering, system for produsert vann, lekkasjer fra pumper, ventiler, flenser, kompressorpakninger, tetningsoljesystemer og boreoperasjoner.
2. Utslipp fra ufullstendig forbrenning, hovedsakelig i motorer og turbiner
3. Utslipp fra lasting, lossing, transport og lagring hvor VOC avdamper.

På grunn av de mange kildene er det et komplekst arbeid å utarbeide en dekkende oversikt for omfanget av utslipp. Figur 40 viser eksempelvis noen kilder til diffuse utslipp og kaldventilering av metan fra en typisk offshore installasjon. Antall mulige punkt-utslipp, når ventiler og flenser m.m. inkluderes, er oppe i flere hundre, og kanskje tusen-talls per installasjon.



Figur 40: Typiske kilder for CH₄ utslipp fra en offshore installasjon, dette vil i mange tilfeller også være kilder for nmVOC utslipp⁶⁶

Basert på de tallene som er tilgjengelig for dette prosjektet, og nærmere beskrevet i kapittel 3, viser Tabell 55 nedenfor fordelingen på de viktigste utslippskildene. Den rapporterte utviklingen fra 2002 til 2012 har vært god:

- Utslipp av metan har blitt redusert fra ca. 34 000 tonn til 26 000 tonn, en reduksjon på 24 %
- Utslipp av nmVOC har blitt redusert fra over 222 000 tonn ca. 33 000 tonn, en reduksjon på 85%

Reduksjonene har i stor grad kommet som følge av konkrete tiltak i forbindelse med fjerning og gjenvinning av VOC på lagerskip og skytteltankere⁶⁷, samt redusert oljeproduksjon. Imidlertid er tallene usikre, og målinger har vist at faktiske utslipp kan være høyere enn antatt og rapportert⁶⁸.

Et nytt måle- og beregningsprogram som nå er tatt i bruk i regi av VOCIC vil bidra til et bedre kunnskapsgrunnlag om utslippene fra lasting av råolje. Miljødirektoratets pågående kartleggingsprosjekt, som gjelder kaldventilering og diffuse utslipp fra prosesser og hjelpesystemer offshore, vil bidra til et bedret kunnskapsgrunnlag om utslipp fra disse kildene. Prosjektet skal etter planen være ferdig i desember 2015. Resultater fra disse prosjektene er ikke inkludert i denne studien.

⁶⁶ Bylin, C et al, SPE, 2010. Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy

⁶⁷ Norsk olje og gass, 2014: Miljørapport 2013

⁶⁸ Miljødirektoratet, 2014: Brev til Miljødirektoratet fra VOCIC, Emne: Søknad om midlertidig endring av utslippstillatelser for NMVOC ved bøyelasting på norsk sokkel, datert 31/10/2014, tilgjengelig på Miljødirektoratets hjemmesider

Tabell 5: Fordeling for de viktigste utslippskildene for CH₄ og nmVOC

	CH₄ (% av totale utslipp)	nmVOC (% av totale utslipp)
Diffuse utslipp og kaldventilering	71%	29%
Ufullstendig forbrenning i turbiner og motorer	15%	11%
Lasting	11%	51%

4.5.1 Diffuse utslipp og kaldventilering

Det tallmaterialet som er brukt som basis for denne rapporten har ikke oppløsning som gjør det mulig å bryte ned diffuse utslipp og kaldventilering i under-kategorier da de rapporteres samlet i årsrapportene. Andre analyser⁶⁹ av diffuse utslipp og kaldventilering peker imidlertid på glykol regenerering som den desidert største utslippskilden (anslagsvis 50 %), mens mindre gasslekkasjer fra ventiler, flenser, o.l. står for rundt 20 %. Andre pågående prosjekter som per tiden ikke er ferdigstilt indikerer imidlertid usikkerheter rundt dette.

Glykol regenerering er del av gassdehydreringsprosessen, og brukes for å fjerne vann fra våtgass. I denne prosessen absorberer glykol i tillegg til vann en relativt stor andel av CH₄ og nmVOC. Disse blir så avdampet i glykolregeneratoren. Noen anlegg sender denne gassen til en lavtrykksfakkel som reduserer CH₄ og nmVOC utslippene, mens mange anlegg ventilerer utslippet til atmosfæren direkte. Det kan være krevende å endre fra ventilering til fakling på eksisterende installasjoner, men på nye innretninger bør dette være gjennomførbart. Dette tiltaket vil medføre noe økning i utslipp av CO₂, men det er en langt mindre potent klimagass sammenlignet med de kortlevde klimagasser. Med mål om å eliminere kontinuerlig fakling vil løsningen ovenfor likevel være sub-optimal. Teknologier for å gjenvinne nmVOC og CH₄ vil derfor være å foretrekke.

For å redusere utslipp fra mindre gasslekkasjer må utslippene først detekteres. Lekkasje-deteksjon på land kan benytte laser radar (DIAL LIDAR, denne metoden måler kjemiske konsentrasjoner i atmosfæren ved hjelp av lys), men dette er vanskelig å gjøre offshore. Alternativet er å bruke plastposer over mulige lekkasjekilder for å måle utslipp over tid. Dette er lite effektivt på en stor og omfattende installasjon hvor det finnes hundrevis av lekkasjepunkter. Godt vedlikehold av utstyr og stikk-kontroller for lekkasjer er sannsynligvis den beste praktiske løsningen.

Det har ikke vært anledning til å nærmere analysere diffuse utslipp og kaldventilering, og mulige utslippsreducerende tiltak, i dette prosjektet. Dette blir imidlertid gjort i det pågående kartleggingsprosjektet som for tiden gjennomføres i regi av Miljødirektoratet.

4.5.2 Ufullstendig forbrenning

Utslipp av CH₄ og nmVOC fra ufullstendig forbrenning oppstår hovedsakelig når motorer og turbiner går på lav last. Lav last medfører lave temperaturer i brennkammeret, og dermed blir ikke alle hydrokarbonene forbrent, men slippes i stedet ut med røykgassen.

Utslippene påvirkes av flere faktorer, slik som lastgrad, forbrenningseffektivitet og vedlikehold. Eldre motorer som går på LNG kan ha et betydelig metanutslipp, selv om dette er forbedret på nyere versjoner. Her er det også tegn på utvikling, blant annet med Otto-syklus motorer hvor det er gjort forbedringer på sylindrerne, topper og ventilsystemer.⁷⁰

⁶⁹ Add novatech as, 2013: Screening study – Direct emissions of CH₄ and nmVOC – Status and mitigation opportunities.

⁷⁰ IMO, 2014: Third IMO GGH Study 2014 – Final Report

Det er forventet at andre tiltak som medfører en høyere og jevnere last for turbiner og motorer vil redusere disse utslippene betydelig.

4.5.3 Lasting, lossing og lagring

Tradisjonelt er det stor avdampning av flyktige komponenter fra lasting av råolje. Eksisterende kunnskap og tiltak er derfor fokusert rundt offshore lasting av råolje til skytteltankere samt lagring på FPSOer og FSOer. Det forekommer også avdampning av flyktige komponenter under lasting fra terminal til tankere, og dette håndteres av terminalens Vapour Emission Control System (VECS). Dette innebærer at VOC som avdamper under lasting blir returnert til land og prosessert der. Installasjoner offshore har ikke liknende prosessfasiliteter og det benyttes derfor andre løsninger offshore under lasting hvor det er anlegg på skipene som håndterer avdampingen.

Det finnes flere alternativ for å redusere nmVOC og CH₄ utslipp og disse kan grovt sett kategoriseres i operasjonelle, aktive og passive teknologier. Passive teknologier stiller ingen krav til krafttilførsel, og dermed er det heller ikke assosierte utslipp fra kraftgenereringen. De er derimot ikke like effektive.

De operasjonelle tiltakene kan oppsummeres som følger⁷¹:

- Sekvensiell overføring av tank atmosfæren
- Periodisk testing av P/V ventiler
- Unngå manuell trykkavlastning under transport
- Redusert frekvens og omfang av råoljevasking av tankene
- Bedre stabilisering av råoljen før lasting

Aktive teknologier fanger nmVOC etter at den har blitt avgitt fra råoljen og samler den deretter på tank (kondensering) eller sender den tilbake til råoljen (absorpsjon). Det finnes flere alternative teknologier. Dette er til dels svært effektive metoder som kan redusere utslippene med opptil 100 %, men de er ofte store, kompliserte og dyre systemer både for installasjon og drift. I tillegg har det til ganske nylig vært utfordringer med å oppnå ønsket grad av regularitet på 95 %, erfaringsmessig har den ligget typisk nærmere 80-85 %⁷². Nyere resultater viser imidlertid tegn på økt regularitet og som konsekvens en økt gjennomsnittlig virkningsgrad på over 90 %⁷³.

100 % gjenvinning av metan og nmVOC på skytteltankere og lagerskip er ifølge noen leverandører oppnåelig. Her kan tyngre hydrokarboner (C₃+) gjenvinnes, lagres og bli brukt i kjel, dual fuel motorer, eller gasturbiner på et senere tidspunkt, mens lettere hydrokarboner kan bli gjenvunnet for bruk for eksempel i et lukket dekkgass system⁷⁴. Et slikt system er vanlig på FPSO'er.

I lys av kostnadene og kompleksiteten ved aktive teknologier har passive teknologier blitt brukt i industrien. Dette inkluderer KVOC fra Knutsen OAS Shipping AS som reduserer utslipp fra drop linjen, og økt tank trykk. Disse teknologiene er mindre effektive enn de aktive. De er imidlertid rimeligere, mindre komplekse og tilbyr nær 100 % regularitet. Virkningsgraden til de passive systemene vil også variere gitt spesifikke operative forhold, men vil uansett ha en positiv effekt. En videre utfordring med de passive teknologiene er at de ikke kan håndtere eventuell restgass som befinner seg i tankene før lasting starter.

⁷¹ DNV, 2013: Review of VOC in Shipping – Report for the Ministry of Environment

⁷² Oljedirektoratet, 2011: Miljøteknologi.

⁷³ Miljødirektoratet, 2015: Endring av krav til utslipp av flyktige organiske forbindelser ved lasting av råolje til skip offshore

⁷⁴ Wärtsilä, 2014: Technology status, alternatives, future scenarios

4.6 Elektrifisering og kraftsamkjøring

Dette kapitlet tar for seg forskjellige varianter av elektrifisering av norsk sokkel og presenterer Stortingets vedtak som er retningsgivende for all ny utbygging (i praksis vil dette også være retningsgivende ved omfattende modifikasjoner). Det gis en generell innføring om elektrifisering (4.6.1), hvorefter tekniske forutsetninger og begrensninger diskuteres (4.6.2). Deretter angis tre forskjellige konsepter som starter med det som er anerkjent løsning i dag og frem mot en mer fremtidsrettet tenkning om hva som kan være mulig i en ikke alt for fjern fremtid (2050). Elektrifisering er et virkemiddel for reduksjon av både CO₂ og NO_x.

4.6.1 Generelt om elektrifisering

I henhold til innstilling nr. 114 (1995-96) fra Energi – og Miljøkomiteen om «Norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider», vedtok Stortinget 22. februar 1996 følgende;

'Ved alle nye feltutbygginger skal det legges fram en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere innretningene framfor bruk av gassturbiner'

Elektrifisering av offshore installasjoner har fått mye fokus i Norge de siste årene. Elektrifisering er dog ikke bare et norsk fenomen. Det arbeides med elektrifisering internasjonalt og tilsvarende prosjekter som er, og har vært diskutert for norsk sokkel utarbeides også i oljeindustrien i forskjellige land⁷⁵ som Qatar, Saudi-Arabia, Malaysia, Russland, Canada og Australia. Men i motsetning til i Norge, der utslippsreduksjoner har vært hovedfokus, er internasjonale prosjekter i hovedsak basert på økonomiske betraktninger.

Begrepet elektrifisering av installasjoner omfatter både en hel-elektrifisering og en del-elektrifisering.

Hel-elektrifisering dekker løsninger hvor eksternt tilført elektrisk kraft dekker all behov for elektrisk, mekanisk og termisk kraft på innretningen. I forhold til tradisjonell kraftbruk på sokkelens installasjoner, innebærer dette at store gassturbiner erstattes med elektromotorer for drift av kompressorer og større pumper, og varme gjenvinningsanlegg (WHRU) erstattes med elektriske kjeler for produksjon av varme til prosessen og andre formål.

Del-elektrifisering representerer en situasjon hvor tilført elektrisk kraft erstatter den elektriske kraften som vanligvis produseres på installasjonen. Dette medfører modifikasjoner begrenset til utskifting av gassturbiner som driver generatorer for produksjon av elektrisitet.

Det er spesielt krevende å gjennomføre en full elektrifisering av installasjoner som allerede er i drift, spesielt hvis det ikke i utgangspunktet var lagt opp til en mulig fremtidig elektrifisering. For feltutbygginger som er i drift og hvor det ikke er forberedt for elektrifisering anser vi kun del-elektrifisering som en realistisk mulighet.

I det etterfølgende første kapittel presenteres noen tekniske forutsetninger og begrensninger knyttet til elektrifisering og kraftsamkjøring. Deretter er tre (3) tilnærminger diskutert i separate kapittel. Disse er:

- Elektrifisering av en eller flere installasjoner (områdeløsning) basert på elektrisk kraft tilført i kabel fra land.
- Samkjøring av generering og forsyning av kraft mellom flere installasjoner i en områdeløsning hvor innretningene er koplet sammen med elektriske kabler for utveksling av kraft etter behov.
- Produksjon av elektrisk kraft offshore for leveranse til en eller flere installasjoner (områdeløsning) eller for del-leveranse til enkelte installasjoner

⁷⁵ ABB, 2012: Electrification and Energy efficiency in Oil and Gas Upstream, SPE-162504-PP

Som tidligere nevnt i innledningen er estimering og vurdering av kostnader ikke en del av mandatet. Det er i tidligere studier utført en god del kostnadsanalyser⁷⁶ for elektrifisering av områder så som Nordsjøen (sørlige, midtre og nordlige), Oseberg -/Trollområdet, Tampen og Norskehavet/Haltenbanken.

Tallmaterialet for kostnader varierer betydelig. Videre ser vi at det også er store forskjeller mellom estimerte kostnader for elektrifisering fra land for forskjellige enkeltstående plattformer og felt. Vi oppfatter at i rapporten 'Kraft fra land til norsk sokkel' fra 2008 er det i forbindelse med tiltakskostnadsanalysen ikke tatt med konsekvenser ved behov for nye kraftlinjer på land for å dekke regionale behov.

4.6.2 Tekniske forutsetninger og begrensninger

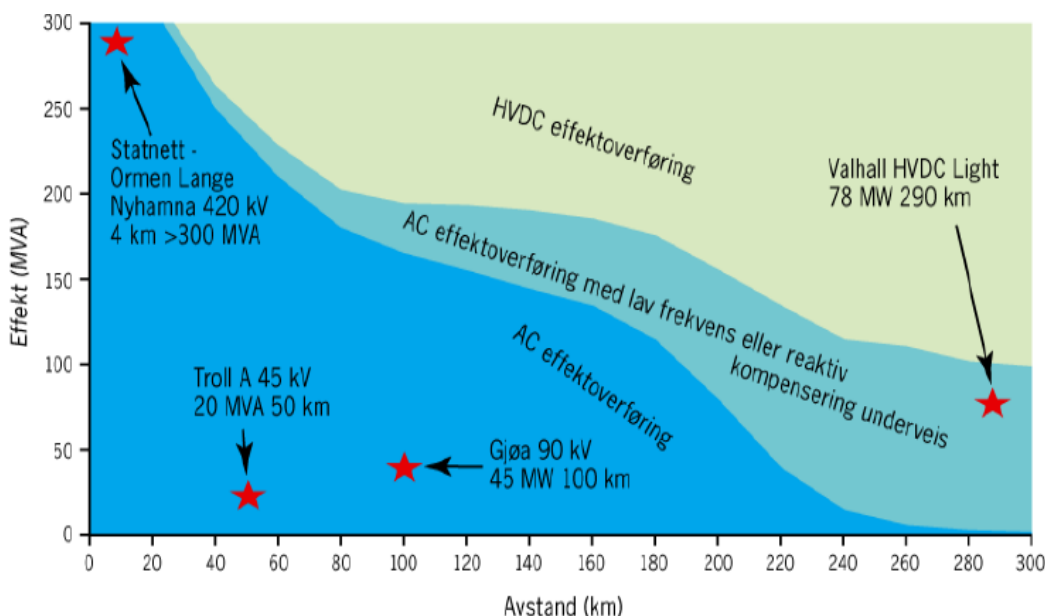
Det foreligger noen forutsetninger og begrensninger som vil være bestemmende for valg av tekniske løsninger ved de forskjellige former for elektrifisering og/eller kraftsamkjøring. Disse forutsetninger og begrensninger endrer/flytter seg naturligvis fordi det foregår en kontinuerlig teknologisk utvikling og kostnader kan også endre seg som en konsekvens av dette, eller av andre årsaker.

Noen viktige områder i denne omgang er:

- Avstander
- Frekvens
- Spenning
- Overføringskapasitet
- Vekt og plassbegrensning (gjelder for modifikasjoner på anlegg i drift)

Avstanden mellom leveranse og mottaker er av stor betydning for valg av kraftoverføring og hvorvidt det er fornuftig å bruke vekselstrøm (AC) eller likestrøm (DC). Alle installasjoner på Norsk sokkel benytter vekselstrøm, men ved store avstander kan overføringstapet i en vekselstrøms kabel bli meget stor.

Tapet er også avhengig av overføringskapasitet; høy kapasitet gir mindre tap, men også høyere kostnader. Ved store avstander er likestrøm et mulig alternativ for å redusere de samlede tap. Dette er illustrert i Figur 41 hvor også effekten av lav frekvens ved vekselstrøm gir reduserte overføringstap og derved øker arbeidsområdet betydelig for bruk av vekselstrøm mellom lengde og overføringskapasitet.



Figur 41: AC mot DC for effekt og avstand, norske installasjoner⁷⁷

⁷⁶ Alternativ kraft til Norsk sokkel (2007) – OLF, Kraft fra land til Norsk sokkel (2008) – OD/Ptil/NVE/SFT, Strøm fra land til olje- og gassplattformer (2011) - Zero

⁷⁷ Unitech Power Systems, 2014: Elektrifisering – Løsninger og teknologivalg, fra Offshore Power konferansen 2014.

Bruk av likestrøm for overføring krever imidlertid en likeretter (omformer fra vekselstrøm til likestrøm) fra leveransepunktet og en vekselsretter (omformer fra likestrøm til vekselstrøm) på mottaksanlegget. Det er tap forbundet med begge omformerne som sammen med overføringstapet i en likestrøms kabel må samlet sett være lavere enn ved tilsvarende spenningsnivå og lengde for en vekselstrøms kabel.

De eldre installasjonene på norsk sokkel opererer i hovedsak med 60 Hz i kraftnettet på plattformene, i samsvar med ISO-standard. Etter innføring av Norsok på 90 tallet ble alle installasjoner bygget for 50 Hz i kraftnettet om bord. Dette tilsvarer også hva som benyttes for husholdninger på land i Norge. På eldre installasjoner kan det derfor være behov for frekvensomformere om bord som medfører tilleggs kostnad.

Petroleumsaktiviteten på norsk sokkel har beveget seg gradvis over på dypere vann hvor det benyttes flytende innretninger med forankring. Disse har et bevegelsesmønster styrt av hydrodynamiske forhold som gjør at rørføringer mellom plattform og havbunn (stigerør, navlestrenger og kabler etc.) blir utsatt for bevegelser og derved over tid fare for utmatting. Teknologisk ligger det p.t. en begrensning i overføring av likestrøm til slike innretninger som krever en dynamisk DC kabel.

For overføring av elektrisk kraft til produksjonsskip (såkalt FPSO) via svivel pågår det kontinuerlig kvalifisering mot økende spenningsnivå. Det er ikke teknologi som dekker alle behov for kraft til en FPSO (inkludert svivel design). Utvikling og kvalifisering pågår og ny teknologi forventes tilgjengelig i det korte eller mellomlange perspektiv. Vi ser også en økende bruk av havbunnsbaserte produksjonsanlegg. Overføring av kraft til slike anlegg kan også representere tekniske begrensninger avhengig av overføringskapasitet. I et perspektiv frem mot 2020 og i 2030 forventes begge disse teknologiske begrensninger å være eliminert.

4.6.3 Kraft fra land

Overføring av elektrisk kraft fra land til faste innretninger offshore er allerede kvalifisert teknologi. Kraft fra land representerer både noen fordeler og noen ulemper/mulige begrensninger som også ble påpekt av OD i sin rapport om Miljøteknologi fra 2011. Vi forutsetter at beslutning tas med basis i anerkjente forretningsmessige betingelser og at følgekonssekvenser for kraftnettet på land også er tatt med som del av beslutningsunderlaget.

Tabell 6: Teknologiske fordeler og ulemper ved kraft fra land

Fordeler:

- Reduksjon av utslipp av CO₂ og NO_x fra petroleumsvirksomheten
- Gass som gir strøm på land har høyere virkningsgrad enn når den gir strøm på sokkelen
- Redusert sannsynlighet for lekkasjer
- Mindre vedlikehold
- Mer stabil leveranse forbedrer regularitet
- Mindre støy og bedre arbeidsmiljø

Ulemper:

- Behov for prosessvarme må produseres i gassfyrte kjeler (gir utslipp) eller elektriske kjeler
-

De plattforminstallasjonene som er elektrifisert og i drift er p.t. Troll A, Vallhall og Gjøa. Senere kommer Goliat, Martin Linge, Johan Sverdrup og andre felt på Utsirahøyden.

Troll A ble den første installasjonen på Norsk sokkel som ble elektrifisert (oppstart 1996). Senere er kompressorkapasiteten utvidet med ytterligere tilførsel av kraft fra land. Her benyttes vekselstrøm for generell drift og likestrøm for drift av kompressorer.

Valhall plattformene ble startet opp for over 30 år siden, men har gjennomgått en fornyelse av installasjoner for å sikre en fortsatt lang produksjonsperiode og forlenget levetid. I forbindelse med

utskifting av de gamle gassturbinene ble det gjort teknisk-økonomiske vurderinger som konkluderte med full elektrifisering og overføring av kraft fra land via en likestrøms kabel. Vallhall er derfor det første feltet som er fullt elektrifisert etter opprinnelig oppstart.

Gjøa plattformen er en flytende innretning som får kraftforsyning fra land som del av besluttet utbyggingsløsning. En 100 kilometer lang vekselstrøms kabel sørger for overføring med kapasitet på 42 MW. Det er imidlertid også en gassturbin om bord som driver kompressoren for eksportgass. Gassturbinen har en varmegjenvinningsenhet og utnytter varmen fra eksosen til å dekke varmebehovet i prosessene om bord. Gjøa er således å betrakte som delvis elektrifisert.

Goliat plattformen er også besluttet utbygget basert på delvis elektrifisering hvor deler av elektrisiteten er fra egenprodusert kraft om bord og deler kommer fra kraftoverføring fra land i en vekselstrøms kabel.

Martin Linge (tidligere Hild) er et felt under utbygging og ligger i nærheten av delelinjen til britisk sektor. Feltet er besluttet elektrifisert og tilførsel blir ved bruk av høyspenning vekselstrøm (AC) med effekt på 55 MW gjennom en 161 kilometer lang sjøkabel. Dette blir verdens lengste kabel av sitt slag.

Johan Sverdrup er det største feltet på Utsirahøyden og er den siste feltutbyggingen hvor det er besluttet tilførsel av elektrisk kraft fra land via kabel. Konseptet for i en første fase er under utredning og omfatter tilførsel av 100 MW. Dette dekker bare Johan Sverdrup, men på sikt er det aktuelt med elektrifisering av hele Utsira høyden som også omfatter feltene Edvard Grieg, Gina Krog og Ivar Aasen.

Det er også gjennomført flere studier på delvis elektrifisering av eksisterende installasjoner inkludert områdeløsninger.

OLF presentert en studie i 2007 som konkluderte med en del tekniske begrensinger og forutsetninger tilsvarende de som er diskutert kort i innledningen til dette kapittel. I tillegg ble det gjennomført en økonomisk analyse av elektrifisering av Oseberg feltet (2 innretninger på feltet og 2 tilhørende satellitter). Den såkalte tiltakskost (NOK/tonn CO₂ redusert) ble estimert til 1610 NOK/tonn som var ca. fire ganger høyere enn tilsvarende analyse 4 år tidligere.

En omfattende studie ble presentert i rapporten *Kraft fra Land til Norsk sokkel* (2008). Rapport ble utarbeidet av OD, NVE, Ptil og SFT og evaluerer fire separate områder med Nordsjøen delt i tre (Sørlige, Midtre og Nordlige) og Norskehavet sett som ett område. De feltene som ble vurdert er:

Sørlige Nordsjøen (Ekofiskområdet)	Ula, Gyda, Ekofisk og Eldfisk
Midtre Nordsjøen (Sleipnerområdet)	Ringhorne, Grane og Sleipner (T & A)
Nordlige Nordsjøen (Oseberg/Tampen/Troll-området)	Visund, Kvitebjørn, Troll C, Oseberg sør og Oseberg øst Snorre A & B, Gullfaks A & C, Statfjord B & C, Troll B, Oseberg C, Brage og Oseberg Feltsenter
Norskehavet	Draugen, Heidrun, Njord, Åsgard, og Kristin

I tillegg ble de aktuelle områdene vurdert i forhold til tre scenarier. I det første scenariet produseres den elektriske kraften på land i kombinerte gasskraftverk med CO₂ fangst og lagring. I de to andre scenarier leveres den elektriske kraften fra markedet og da i hovedsak fra utlandet. I det ene tilfellet legges dagens rammebetingelser til grunn og det tas hensyn til at det blir økte utslipp i utlandet. Det andre tilfellet er basert på strengere europeiske utslippsforpliktelser i forhold til dagens situasjon. I begge tilfeller tas det hensyn til kostnadene ved å hindre økte utslipp og dette er inkludert i kraftprisen for import. Studien viste kostnader under de forskjellige forutsetninger (scenarier) som alle var vesentlig høyere enn de samlede avgifter for utslipp av CO₂ (465 NOK pr tonn), dvs. i størrelsesorden 3 ganger eller mer.

I en nyere rapport fra Zero⁷⁸ diskuteres mulighet for reduksjon av tiltakskostnadene for de enkelte områdene som ble analysert hvis også fremtidige felt inkluderes. ZERO presenterte imidlertid ikke beregninger som viser lavere tiltakskost.

I forbindelse med *Klimakur 2020* gjorde OD en vurdering av estimerte tiltakskost som ble gjort i studiet fra 2008 (*Kraft fra Land til Norsk sokkel*). Beregningene ble ikke oppdatert, men på overordnet nivå mente OD at kostnadene ved tiltakene nå var høyere enn det som ble presentert i *Klimakur 2020*.

Resultatene så langt viser at det er mulig å elektrifisere nye installasjoner når dette tas med i prosjekteringen på et tidlig tidspunkt, og med flere installasjoner involvert (områdeløsning) forventes dette å forbedre mulighetene. Elektrifisering av eksisterende installasjoner er derimot mye mer krevende både teknisk og økonomisk i tillegg til at det er større usikkerheter forbundet med estimering av kostnader for modifikasjon av anlegg i drift. Hel-elektrifisering av eksisterende innretninger vurderes som lite realistisk mens del-elektrifisering ikke kan utelukkes for et begrenset antall installasjoner. Det er uansett ikke grunnlag for å forvente noe omfang av elektrifisering av den etablerte infrastruktur på Norsk sokkel initiert av operatørene på et bedriftsøkonomisk grunnlag.

Ved meget store oppgraderinger, som for Valhall, kan det imidlertid være mulig å elektrifisere. I andre tilfeller hvor utskifting skjer gradvis, som på Ekofisk, ble konklusjonen at det ikke var økonomisk akseptabelt med kraft fra land. Derimot utnytter Ekofisk delvis kraftsamkjøring som er diskutert i etterfølgende kapittel.

Overføring av kraft fra land til havbunnsbaserte produksjonsanlegg er så langt bare gjennomført på Ormen Lange feltet. Dette anlegget omfatter overføring av høyspent vekselstrøm med kapasitet på 30 MW (i to kabler på 120 km) og videre distribusjonssystem til brukerne.

Ved lengre avstander (flere hundre km) er lavfrekvent (1/3 x 50 Hz) høyspent vekselstrøm et alternativ for å redusere overføringstapet. Distribusjonssystemer for effekter over 15 MW krever imidlertid kvalifisering.

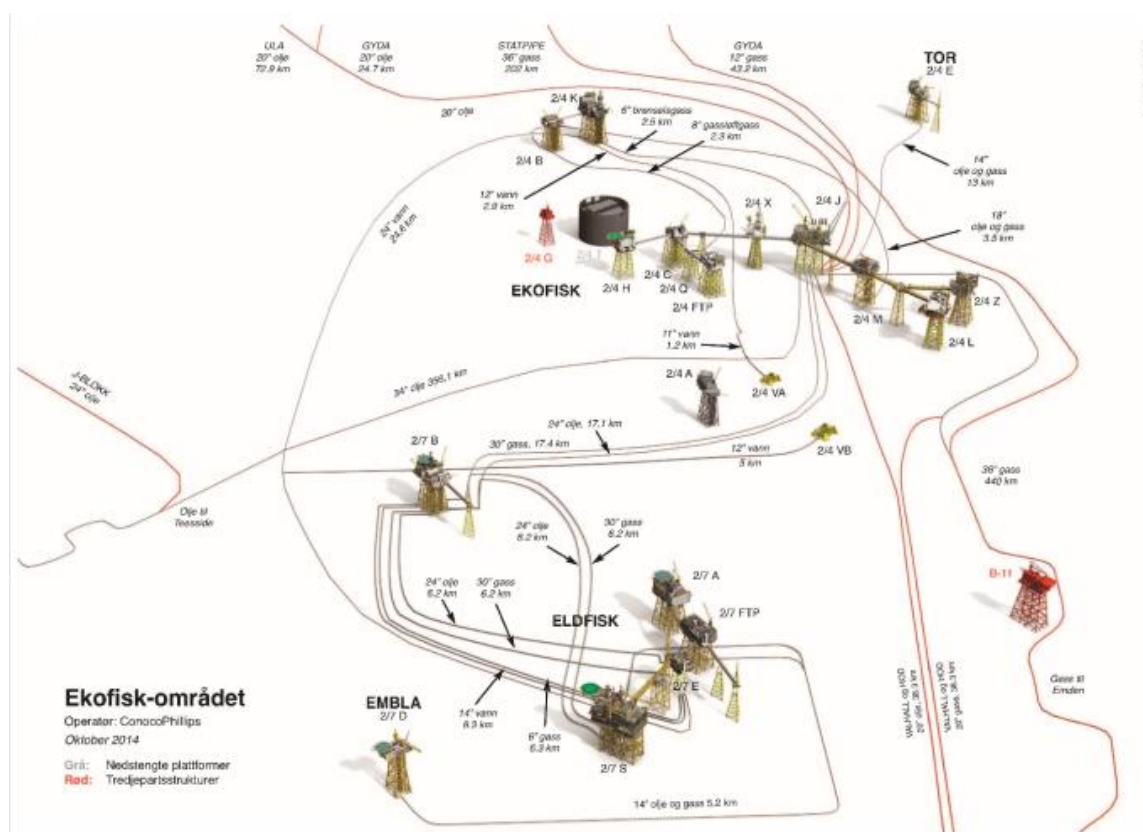
4.6.4 Kraftsamkjøring

Med samkjøring menes her at flere installasjoner er koplet sammen med elektriske kabler slik at de kan utveksle elektrisk kraft etter behov. Slike samordninger kan åpne for en mer optimal kraftproduksjon ved at kapasiteten for gassturbiner utnyttes mer optimalt og disse kan opereres ved tilnærmet maksimal virkningsgrad.

Eksempel på at samkjøring også kan være mulig er den delvise samkjøringen som finner sted på Ekofisk feltet (Figur 42). Dagens løsning er kommet etter en gradvis utskifting av installasjoner.

På Ekofisk 2/4 J skjer all elektrisk kraftgenerering i gassturbiner og herfra forsynes hele Ekofisk senteret via elektriske kabler. På Ekofisk 2/7 E genereres elektrisk kraft i et kombinert kraftverk som forsyner hele Eldfisk senteret samt Embla plattformen. Det er også installert en kraftkabel med kapasitet på 10 MW mellom Ekofisk 2/4 Z og Eldfisk 2/7 S. Dette gir større fleksibilitet i energiproduksjonen, og således kan medføre redusert utslipp av klimagasser (CO₂ og NO_x).

⁷⁸ Strøm fra land til olje- og gassplattformer (2011)



Figur 42: Ekofisk-området, ConocoPhillips

Det er også utført studier for å se på mulig kraftsamkjøring mellom installasjoner som ikke skal skiftes ut, dvs. Gullfaks, Snorre og Statfjord på Tampen området (se add novatec 2009 og Klimakur 2020). Tampen ble valgt fordi det ble vurdert som det området på norsk sokkel som hadde størst potensiale for redusert energiforbruk ved samordnet kraftforsyning.

Det var allerede en viss grad av samordnet kraftforsyning på Tampen før analysen ble gjennomført; a) overføringskabel for 22 MW fra Snorre B til Snorre A; b) overføringskabel for 20 MW fra Gullfaks A til Gullfaks B; overføringskabel for 20 MW fra Gullfaks A til Gullfaks C for ekstra fleksibilitet.

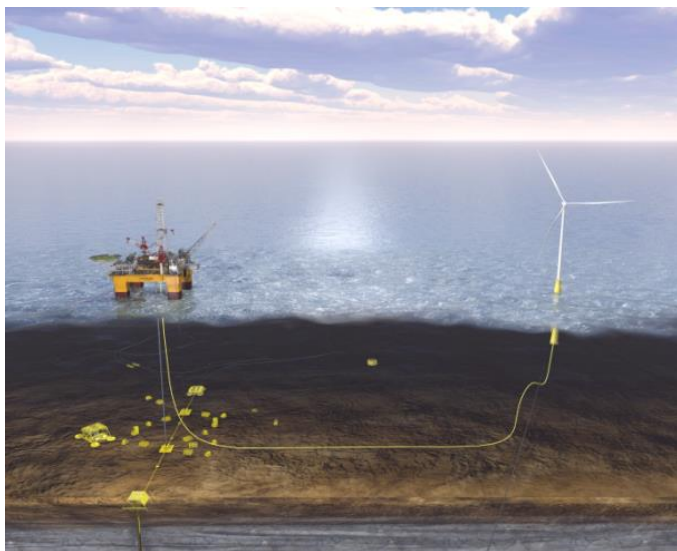
Konklusjonen var at kraftsamkjøring var teknisk mulig og ville gi reduksjon i antall turbiner, økt virkningsgrad med tilhørende reduksjon i CO₂ utslipp, men med noe økning i utslipp av NO_x. Potensialet for reduksjon i utslipp av CO₂ var imidlertid marginale og kostnadene var i tillegg høyere enn alternative løsninger.

Det ble også inkludert som del av analysen mulighet for innfasing av ren ny kraft, for eksempel fra offshore vindturbiner. Det ble konkludert med at det var mulig med innfasing av kraft fra vindturbiner og at dette isolert sett ville gi lavere utslipp av CO₂. Konsekvensen av en slik innfasing var imidlertid at turbinene ble drevet med lavere virkningsgrad med det resultat at utslippsreduksjonen som oppnås med vindkraft blir spist opp av mer ineffektiv gassturbindrift.

Kraftsamkjøring mellom installasjoner innen den etablerte infrastrukturen synes derfor å representere begrenset mulighet for reduksjon av utslipp innenfor en akseptabel kostnadsramme. Ved samordnet utbygging av flere innretninger i et felles område vil det være naturlig først å vurdere elektrifisering basert på kraftoverføring fra land. Hvis dette ikke er mulig (pga. avstand etc.) vil kraftsamkjøring være en naturlig neste alternative løsning å vurdere for å minimere utslippene av klimagasser.

4.6.5 Kraftgenerering offshore

Her inkluderer vi kraftgenerering fra både vindturbiner og fra større kraftgenererende enheter basert på kombinerte kraftverk med eller uten karbonfangst. Dette er visualisert i henholdsvis Figur 43 og Figur 44. Vi avslutter med en diskusjon om fremtidig CO₂ fangst og lagring på individuelle innretninger.



Figur 43: Vindkraft for olje og gass virksomhet, konsept fra DNV GL

Det er nylig gjort studier i DNV GL på bruk av vindkraft mot eksisterende innretninger med forskjellige målsettinger. De studerte eksempler er:

- Eksempel 1: Vindkraft for å dekke deler av kraftbehovet på en eksisterende innretning og derved redusere forbruk av hydrokarbon gass samt redusert CO₂ avgift.
- Eksempel 2: Tilsvarende som over men da for en innretning som har mangel på hydrokarbon gass og derved må kjøre delvis på diesel.
- Eksempel 3: Leveranse av kraft fra vindturbin for drift av vanninjeksjon i senfase av et felt hvor kraftbehovet overstiger installert kapasitet for kraftgenerering.

Vurderingene som ble gjort viste at vindkraft i noen kombinasjonsløsninger kan gi en positivt bedriftsøkonomisk gevinst. De viktigste faktorene for de studerte eksemplene var rangert som 1) variasjon av virkningsgraden på gassturbiner, 2) kraftgenereringen fra vindturbinene, 3) CO₂ avgift og sist 4) kostnader for vindturbinene.

Beatrice Alpha plattformen utenfor Skottland er kanskje det eneste eksempelet på bruk av offshore vindkraft mot eksisterende offshore olje og gass innretninger. To 5 MW vindturbiner ble i et demonstrasjonsprosjekt koblet til plattformen og i snitt dekket vindturbinene ca. 30 % av kraftbehovet på plattformen. Situasjonen er imidlertid spesiell da plattformen også var forsynt med kraft fra land som dermed kunne dekke opp for variabel kraftproduksjon fra vindturbinene. Videre var havdypet relativt lite (i en olje og gass sammenheng) med 40 meters dybde og derfor velegnet for bunnfaste vindkraftinstallasjoner⁷⁹. Ved større havdyp er bunnfaste vindkraftinstallasjoner prohibitivt dyrt.

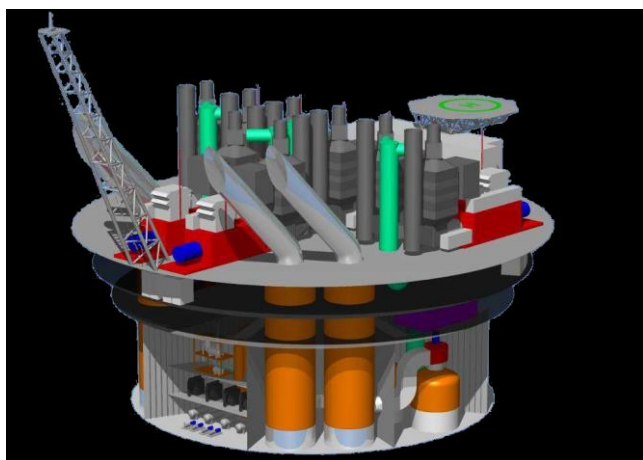
⁷⁹ Highlands and islands of Scotland Energy: Talisman Beatrice Project

På lengre sikt er det mulig at flytende vindkraftverk, egnet for større havdyp, kan spille en større rolle. Dette gjelder både for nybygg gjerne i kombinasjon med kraft fra land eller dedikerte kraftverk offshore, men også for eksisterende innretninger som har et økt kraftbehov. Bruk av vindkraft i oljebransjen er imidlertid et relativt uprøvd konsept, og det vil derfor være behov for mer detaljerte feltspesifikke studier for å kunne konkludere om teknisk og økonomisk egnethet.

Når aktivitetene befinner seg langt fra land, kan kraftsamkjøring der all kraftproduksjon samles på en eller flere dedikerte enheter som forsyner et større område. Kraftgenerering kan da skje ved bruk av kombikraftverk og/eller en vindturbinpark. Det foreligger allerede flere vindturbinparker på engelsk sektor og i Norge har vi noen få vindturbiner i drift.

Dedikerte offshore gasskraftverk er så langt ikke tatt i bruk, men konseptet er utviklet av blant annet Sevan Marine som allerede i 2008 presentert sitt konsept betegnet GTW (Gas to Wire, Figur 44). Det er presentert løsninger basert på et kombinert kraftverk (gasturbiner og dampturbiner) både med og uten CO₂ fangst.

Konseptet som er utviklet i samarbeid med Siemens er basert på modularisering i mindre kombikraftverk hvor det i en basisversjon inngår 8 gasturbiner kombinert med 4 dampturbiner som samlet gir 540 MW. Med tilført effekt på 997 MW gir dette en virkningsgrad på ca. 55 % (ISO). Dette er en virkningsgrad som er noe lavere enn hva som er naturlig å forvente fra et optimalisert kombinert kraftverk på land (opp mot 60 %). Årsaken er flere, men hvis en tar hensyn til overføringstap fra land til offshore installasjoner vil forskjellen tilnærmet forsvinne eller kanskje til og med kan offshore kraftgenerering gi en høyere virkningsgrad enn landbasert kraftverk hvis en regner helt frem til mottakende enhet.

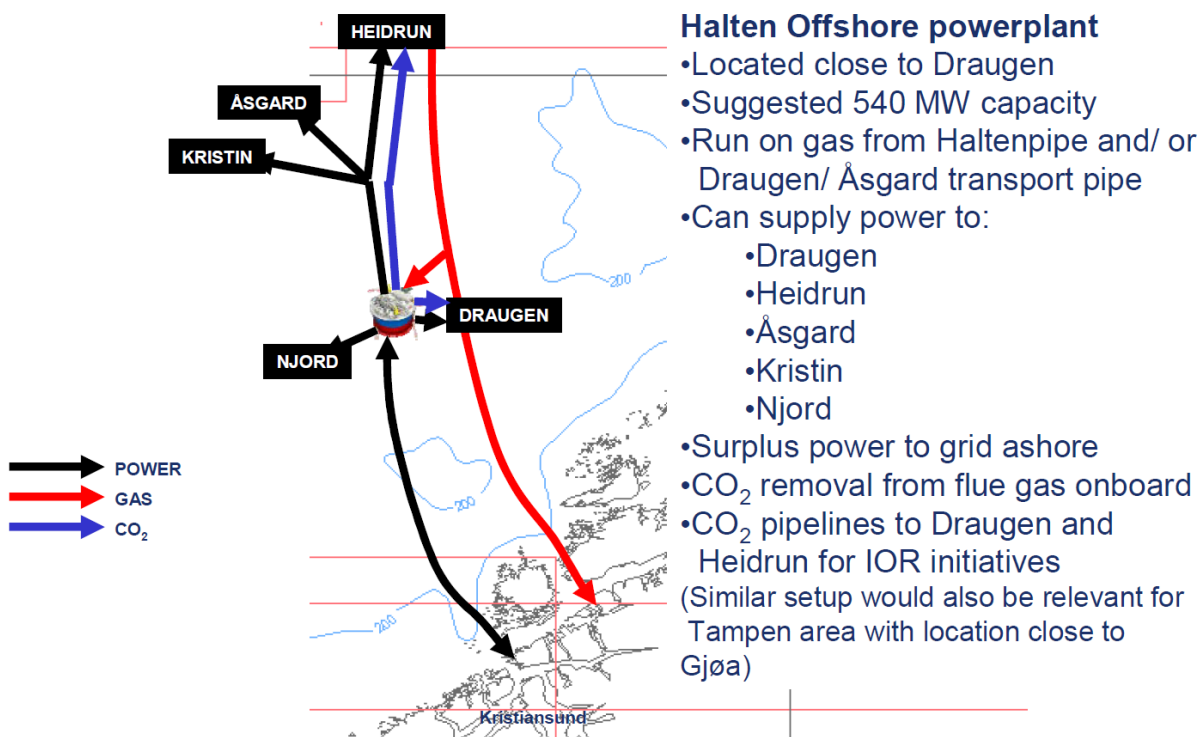


Figur 44: Enkel illustrasjon av Sevan konseptet med CO₂ fjerning

Sevan konseptet ble også vurdert via et eksempel basert på elektrifisering av Haltenbanken hvor samlet kraftgenerering var på 540 MW elektrisk brutto og 450 MW elektrisk netto etter CO₂-fangst. Elektrisk kraft skulle leveres til Draugen, Heidrun, Åsgard, Kristin og Njord i tillegg til en kabel til land, se Figur 45. I dette tilfelle ble det inkludert CO₂-fangst og videre transport til Draugen og Heidrun for injeksjon og bruk ifm økt utvinning. CO₂-fangst medfører bruk av damp i aminprosessen som reduserer samlet netto generert effekt til ca. 470 MW. I tillegg kreves elektrisitet for tørking, kompresjon om omforming til væskefase etc. Dette krever samlet ca. 20 MW.

CO₂ fangst i dette tilfellet krever ca. 90 MW og netto kraftgenerering med CO₂-fangst inkludert blir derved 450 MW som representerer en virkningsgrad på ca. 45 %. Til sammenligning har et kombinert kraftverk på Snorre B en virkningsgrad på 45,8 %, men det er uten CO₂-fangst. SINTEF har gjennomført en uavhengig studie for å fastlegge hoveddimensjoner for en absorpsjonsprosess for rensing av avgassen (CO₂-fangst) og konkluderer med at det er fullt mulig å integrere denne prosessen med Sevan konseptet.

Proposed alternative solution - Case Halten



Figur 45: Elektrifisering av Haltenbanken basert på gass fra Heidrun og kabelforbindelser mellom dedikert kraftgenerering, produksjonsplattformene og land⁸⁰

Sevan og Siemens har videreutviklet konseptet de senere årene og har nå en oppgradert versjon med kapasitet på 700 MW før CO₂-fangst og ca. 570 MW levert etter CO₂-fangst og prosessering, tilsvarende 45 % i virkningsgrad.

DNV gjennomførte en intern studie i 2011 av en flytende kraftgenererende innretning med kapasitet på 700 MW for elektrifisering av 8 flytende produksjonsinnretninger i en områdeløsning på dypt vann og utenfor norsk sokkel. Det ble benyttet et kombinert kraftverk med gassturbiner og dampgenerering. Resulterende virkningsgrad ble 52 % basert på at gassturbinenes virkningsgrad var 36 %. Dette er noe lavere enn det som ble lagt til grunn i evalueringen av Sevan konseptet, men dette avhenger blant annet av type og størrelse på gassturbinene (for eksempel vil LM 6000 ved optimal drift gi ca. 40 % i virkningsgrad)

⁸⁰ Sevan Marine, 2008: EPOS Konsept



Figur 46: OPera Power Hub, et konsept fra DNV GL

Avstand fra senter for kraftgenerering er omlag 50 km og den elektriske kraften blir derfor overført i vekselstrøms kabler.

Det ble gjort en del regularitetsvurderinger (inkludert tilgjengelighet og vedlikeholdsvennlighet) som konkluderte med en regularitet/tilgjengelighet på over 99,5 %. Kostnader er beheftet med stor usikkerhet og spesielt i en tidlig fase hvor det tekniske underlaget er mindre detaljert. Basert på de forutsetninger og antakelser som ble gjort viste nåverdibetraktninger et positivt netto resultat.

Basert på allerede gjennomførte studier er det grunnlag for å konkludere med at offshore kraftgenerering fra kombikraftverk både med og uten CO₂-fangst er teknisk gjennomførbart. Eventuelle mindre tekniske flaskehalses forventes å være løst i god tid innen 2030, og mest sannsynlig allerede rundt 2020. Dette åpner opp for mulig elektrifisering av nye installasjoner i en områdeløsning, og spesielt hvor slike områder er langt fra land og med havdyp som krever flytende innretninger. Med en elektrisk kraftgenererende hub kan vi forvente at denne kan forsyne et antall forbrukere (produksjonsinnretninger) innenfor en radius på mellom 100 og 150 km forutsatt at det benyttes høyspent vekselstrøm. Med lengre overføringer kan det være mer optimalt med overgang til likestrøm, men da må det installeres omformere (AC til DC) på hub og tilsvarende omformere (DC til AC) på alle mottakende forbrukere). Dette representerer både store kostnader, plassbehov og store vekter.

Det er en p.t. antatt økonomisk grenseverdi for lønnsom CO₂-fangst og lagring fra røykgass på ca. 1 millioner tonn CO₂ pr år tilsvarende ca. 700 – 800 MW. Dette utelukker foreløpig fangst og lagring av CO₂ på nye enkeltstående innretninger, fordi effektbehovet der vil være vesentlig lavere. Pågående teknologiutvikling gir allerede betydelig mer kompakte anlegg som også er mer kostnadseffektive. Dette er nærmere diskutert i kapittel 4.9 i denne rapporten. I et perspektiv mot 2030 har vi i utvikling av våre fremtidsbilder antatt at kompakte anlegg for CO₂-fangst og lagring også kan benyttes for større individuelle innretninger hvor kraftbehovet er spesielt stort, eksempel er store innretninger for produksjon og eksport av gass.

4.7 Havbunnsfabrikker

Havbunnsfabrikker er ikke et veldefinert begrep, men omfatter mange byggeklosser for bruk på havbunnen som del av produksjonsanlegget for å gjøre brønnstrømmen transportabel over større avstander. Som eksempel kan nevnes at aktuelle løsninger kan være direkte trykkstøtte til brønnstrømmen uten separasjon av fasene (olje, vann og gass) eller separasjon av fasene før tilførsel av trykkøkning etterfulgt av videre transport i separate rør eller samlet i en felles ledning.

Energieffektivisering ved bruk av undervannskompresjon på Åsgard er benyttet som eksempel nedenfor.

For å øke utvinningsgraden fra feltene Midgard og Mikkel, er det behov for trykkstøtte via kompresjon. Uten ekstra kompresjon må feltene raskt stenges ned. Å opprettholde produksjonen fra disse feltene er også viktig for å holde innhold av CO₂ i Åsgard Transport innenfor spesifikasjon for salgsgass /transport av gass i rørledning. Statoil satte derfor i gang en vurdering av ulike utbyggingsløsninger for trykkstøtte på Mikkel og Midgard. Etter konseptvalg ble prosjektet kjent som Åsgard Subsea Compression (ÅSC)

I prosjektfasen før endelig konseptvalg ble ulike alternativer studert. Å installere nye kompressorer på Åsgard A eller B var ikke teknisk mulig på grunn av vekt- og plassbegrensning. Det pekte seg derfor fort ut to ulike hovedalternativer for trykkstøtte på Åsgard. Det ene alternativet var å bygge en ny kompressorplattform basert på bruk av beste tilgjengelige teknikker (BAT). Beste løsning basert på kjent teknologi var en halvt nedsenkbar plattform. Det andre alternativet var å installere hele kompressorstasjonen på havbunnen. En kompressorstasjon på havbunnen var imidlertid aldri tidligere gjort, og dette alternativ ville derfor kreve omfattende teknologikvalifisering. Det var en god del usikkerheter i prosjektfasen med hensyn til både risiko og gjennomførbarheten. Etter omfattende vurderinger av blant annet teknologikvalifiseringen ble konseptet basert på undervannskompresjon for Åsgard, valgt.

I vurderingene mellom de to hovedkonseptene for trykkstøtte var energieffektivitet og CO₂-utslipp viktige parametere som del av beslutningsunderlaget. En ny plattform forbruker energi for drift av egne hjelpesystemer og i tillegg er det energitap forbundet med kraftgenereringen på plattformen. Kraftbehovet for undervannskompresjon blir lavere da den ekstra energien som en ny plattform krever faller bort.

En ny moderne kompresjonsplattform på Åsgard ville gitt en CO₂-utslipp på 200 000 tonn pr år. Over feltets levetid ville CO₂-utslippene akkumulert blitt 3 071 000 ton tilsvarende en CO₂-intensitet på 102 kg CO₂/Sm³ oljeekvivalenter.

En løsning basert på undervannskompresjon gir et CO₂-utslipp på 109 000 tonn pr år. Over hele levetiden vil CO₂-utslippene bli 1 641 000 tonn tilsvarende en CO₂-intensitet på 57 kg CO₂/Sm³ oljeekvivalenter.

Studiene som ble gjort på Åsgard viser at undervannskompresjon kan redusere energiforbruket og CO₂-utslippene med nesten 50 %. Undervannskompresjon er imidlertid en teknologi som ikke er utprøvd, og teknologikvalifisering var derfor nødvendig. Økt bruk av undervannskompresjon kan gi betydelige reduksjoner i energiforbruket ved nye utbygginger og for eldre felt hvor det vil være behov for ekstra trykkstøtte i fremtiden.

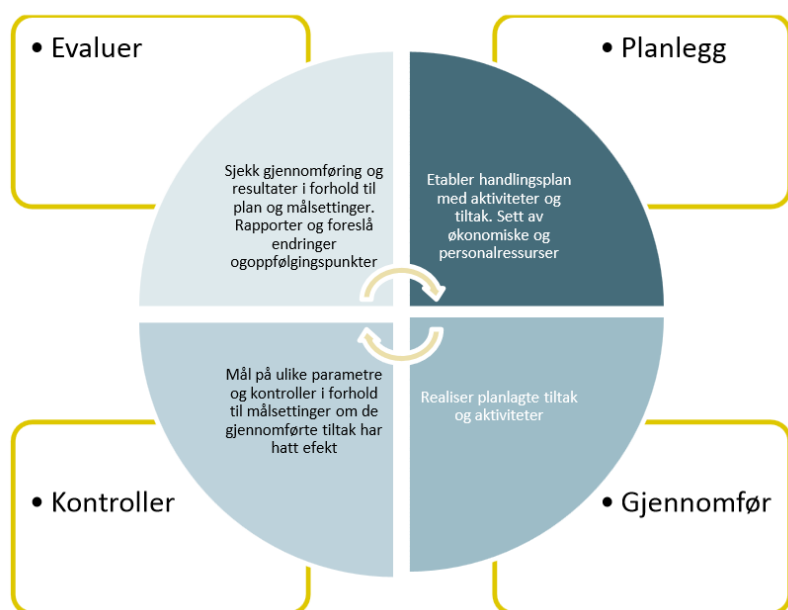
4.8 Reduksjon av energibehov (energieffektivisering)

Produksjon av elektrisk, mekanisk og termisk energi representerer en stor del av de samlede utslippene til luft for norsk petroleumsnæring (f.eks. 92 % av CO₂ utslipp). I kapittel 4.2 ble det gitt en oversikt over tiltak for å redusere utslipp fra energiproduksjon. Det er også mulig å redusere energibehovet ved energieffektivisering på forbrukersiden.

Energieffektivisering er et viktig område med mulighet for å redusere klimagassutslipp i det korte perspektivet og da med fokus på allerede eksisterende innretninger. Årsaken er at det er relativt lite annet som kan oppnås av utslippsreducerende tiltak på de eldre installasjoner. Mange av tiltakene kan gjøres kostnadseffektivt⁸¹. OG21, en norsk industriorganisasjon, har definert en visjon om å bli «the most energy efficient oil and gas industry in the world». Som del av dette, ble «develop methods to improve the energy efficiency of offshore operations as well as transport and processing of oil and gas» identifisert som et av fokusområdene for FoU i nær fremtid⁸².

4.8.1 Energiledelse

Energiledelse er definert i ISO Standard 50001:2011 og er et rammeverk for å identifisere, implementere og følge opp energieffektiviseringstiltak. Effektiv utnyttelse av energi er forankret i forurensingsloven, paragraf 16, og hver installasjon som produserer olje og gass er i tillatelser etter forurensningsloven forpliktet til å implementere et energiledelsessystem som del av driften. Dette er noe som også skjer i økende grad på verdensbasis, gjennom for eksempel EU Direktivet om Energy Efficiency (2012/27/EU), fremmet av IPIECA⁸³. Det finnes også en BREF for energieffektivisering som gjelder for virksomheter som er omfattet av industriutslippsdirektivet.



Figur 47: Illustrasjon av Energiledelse⁸⁴

Implementeringen av et system for energiledelse gir ikke utslippsreduksjoner i seg selv, men det muliggjør en strukturert tilnærming for å identifisere, velge og innføre energieffektiviseringstiltak. Effektiv bruk av kontrollsystemer, tilstandskontroll og tett oppfølging av energibruken vil kunne gi verdifull informasjon for å identifisere ytterligere muligheter for energieffektivisering og bidra til effektiv gjennomføring.

⁸¹ McKinsey&Co., 2009: Pathways to a Low-Carbon Economy. Vers.2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve

⁸² OG21, 2011: TTA1 – Energy Efficient and Environmentally Sustainable Technologies

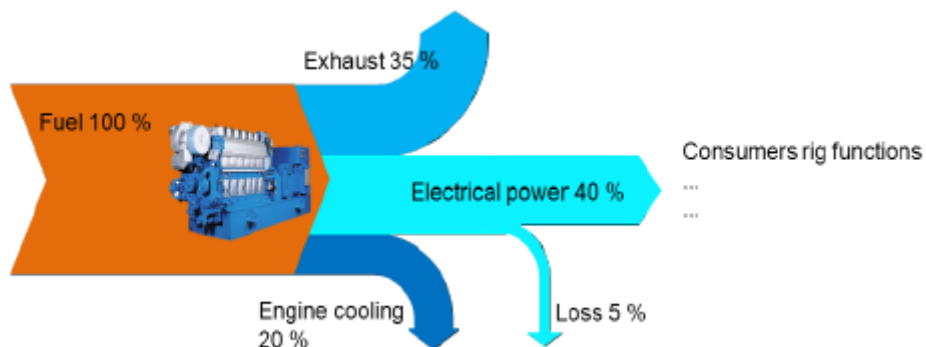
⁸³ IPIECA, 2013: Saving energy in the oil and gas industry

⁸⁴ Enova, 2012: Veileder - Energiledelse i industrien.

4.8.2 Effektivisering av borerigger

En grov skisse av energistrømmen for en typisk borerigg er gjengitt i Figur 48. Optimalisering gjennom hybridiseringsløsninger og alternativ til bruk av dieselmotorer er diskutert i kapittel 4.3.4. Når det kommer til redusert forbruk av energi er det flere løsninger som er aktuelle:

- Varmegjenvinning fra eksosgassen, kjølevann og HVAC (heating, ventilation & air conditioning) systemer
- Bruk av regenerert kraft fra riggbevegelser
- Oppankring av borerigger som vanligvis opererer på dynamisk posisjonering.

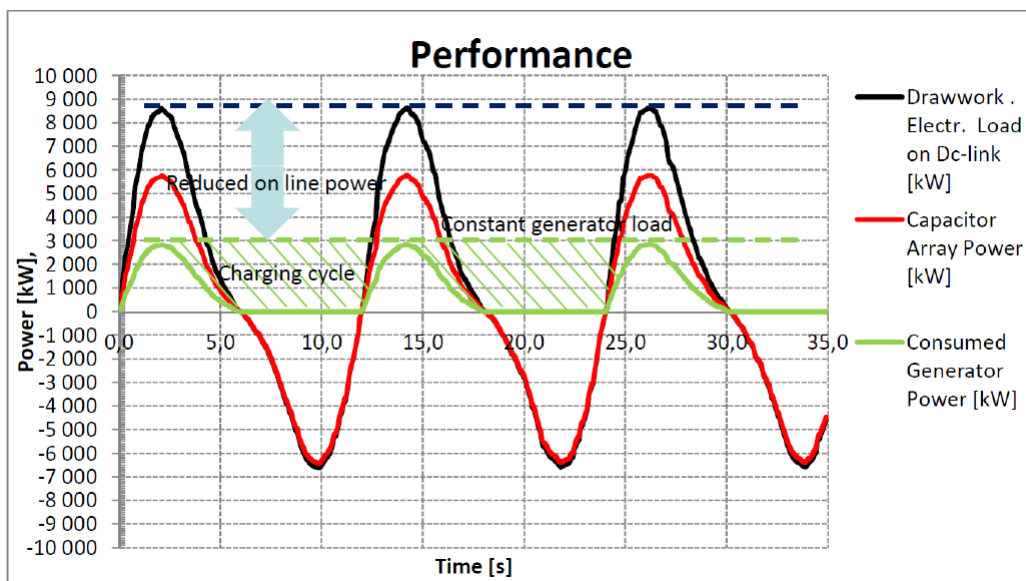


Figur 48: Energi-forbruk og tap på en borerigg⁸⁵

Det er komplisert å utnytte varmen fra eksosgasser og kjølevann på en borerigg. Motorkonfigurasjonen, med opp til 8 separate enheter i 4 separate motorrom, gjør tilkoblinger til varmevekslere til en praktisk utfordring. Motorene, som i stor grad går på variabel last, vil i perioder også ikke ha en tilstrekkelig stabil varmeproduksjon for å møte varmebehovet. Dette fordi motorer som opererer på lav last vil ha lav eksostemperatur. Det har vært eksperimentert med bruk av varmegjenvinning (WHRU) uten stort hell.

Bruk av regenerert kraft fra riggens bevegelser viser noe potensial. Det brukes mye energi for å holde en borestreng i konstant avstand fra havbunnen mens riggen er i bevegelse. Et eksempel i Figur 49 fra Moss Maritime viser hvordan en kondensatorbank kan brukes til å redusere en syklisk last betraktelig. Fordelene er flere; generatorlasten er redusert til en tredel (3 MW mot 9 MW) og generatorlasten jevner seg ut. Denne teknologien er ennå ikke i bruk, men er teknisk mulig og under kvalifisering.

⁸⁵ Moss Maritime, 2014: Presentasjon om Green Design, Moss Eco.



Figur 49: Moss EcoDrive konsept for Active Heave Compensation⁸⁶

Det er forventet at de største besparelsene kan komme fra forankring for halvt-nedsenkbare borerigger som til nå hovedsakelig opererer med dynamisk posisjonering (DP). Dette vil si at flere propeller (thrusterer) holder innretningen i riktig posisjon til enhver tid, hvilket er svært energikrevende. Ved å benytte ankere istedenfor for DP kan energibehovet reduseres.

Eksempelvis vil en halvt-nedsenkbar borerigg ha rundt 50 MW i total installert motoreffekt fordelt på 8 motorer. Under operasjon med DP vil denne riggen forbruke ca. 50 tonn drivstoff i døgnet, og opp mot 100 tonn under krevende værforhold. Av dette anslåes at ca. 50 % av kraften går til drift av DP systemet. Bruk av forankring kan i noen tilfeller eliminere og i alle fall sterkt redusere behovet for DP, kanskje opp mot 90 %. Grovt regnet ville riggen da kunne redusere utslippene opp mot 45 % (90 % reduksjon av 50 % av kraftbehovet).

Halvt-nedsenkbare borerigger står for rundt 3/4 av alle rigger som opererer på norsk sokkel og bruk av forankringssystem er teknisk mulig ned til 500-600 meters vanddyb. Tatt i betraktning at gjenværende reserver og påviste utvinnbare ressurser på norsk sokkel hovedsakelig finnes på mindre enn 500-600 meters dyp⁸⁷, er det derfor et betydelig potensiale for reduksjon av kraftbehov. Men, forankring er likevel lite i bruk pga. bekymringer om skader på havbunnsinfrastruktur i området, forsinket oppstart, bruk av betydelig vektkapasitet om bord, samt mulige skader på sårbare miljøressurser på havbunnen. Dette kan kompenseres for ved at operatørene legger ut ankerløsninger før riggene kommer på lokasjon.

Det finnes også en rekke initiativ for å gjennomføre boreoperasjoner raskere, med lavere energibehov, og økt funnrate ved seismikkaktiviteter. Et eksempel er kontinuerlig boring, som bruker roboter for å bore samtidig som nye rør blir skrudd på. Denne teknologien er i utvikling av West Group. Teknologien kan vise seg å gi 40-45 % tidsbesparelse fra tidspunktet borefartøyet ankommer lokasjon til det forlater lokasjon igjen. Da teknologien ikke har behov for akselerering/bremsing av borestreng og foringsrør gir dette en total energibesparelse på 55-60 %⁸⁸.

⁸⁶ Moss Maritime, 2014: GreenDesign presentasjon

⁸⁷ Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel. Olje- og energidepartementet 2012.

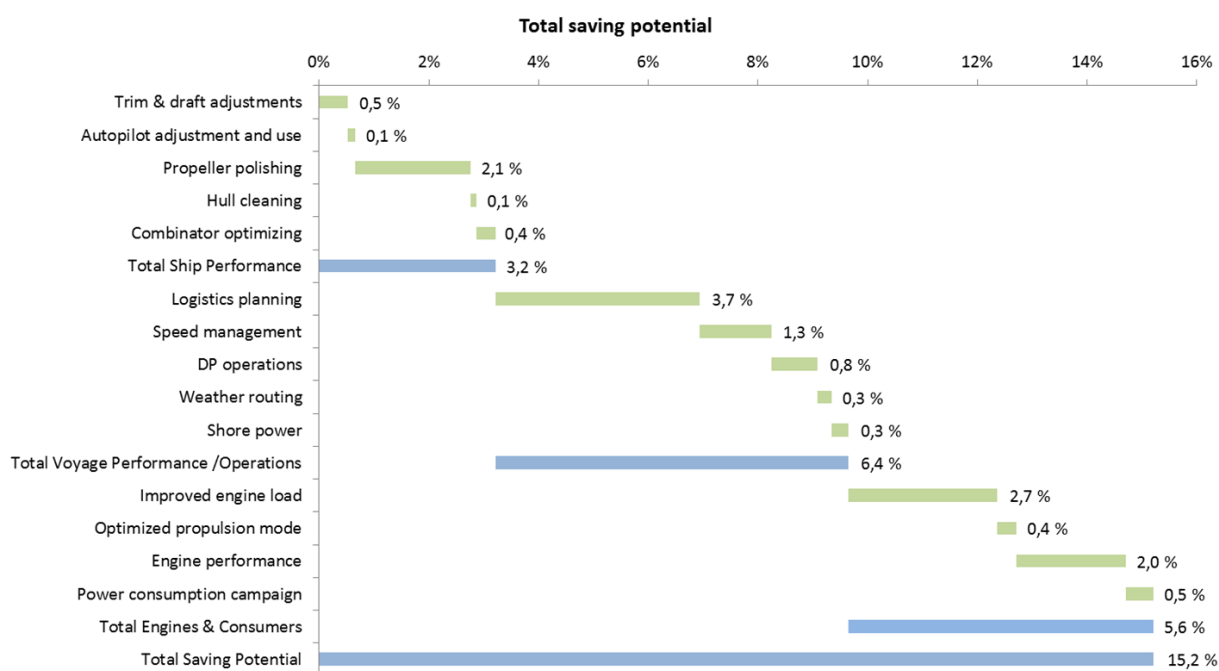
⁸⁸ Forskningsrådet, 2012: Energieffektivisering og reduksjon av klimagasser

Andre eksempler på energieffektivisering inkluderer flergrensbrønner, gjenbruk av eksisterende brønner, batch drilling, ny brønnfundamentteknologi, reduksjon av boreavfall, elektromagnetisk stråling og 4D seismikk, boring på havbunnen, mm. Disse initiativene er på varierende stadier av teknologisk modenhet. I tillegg har ikke utslippsreducerende effekt vært utredet enkeltvis for dette prosjektet men samlet sett kan effekten være betydelig.

4.8.3 Effektivisering av skip

Den konvensjonelle skipsfarten har vært gjenstand for betydelig effektiviseringsinitiativ over lang tid. En viktig driver for denne utviklingen er at drivstoffkostnaden utgjør en betydelig del av de totale driftsutgiftene og at eier av skipet selv må dekke disse kostnadene. Ytterligere besparelser på konvensjonelle skip som f.eks. skytteltankere, er antatt å være relativt begrenset da vi forutsetter at disse skipene opereres tilnærmet optimalt. Typiske tiltak som kan gi besparelser er redusert motstand i sjøen, øke propell effektivitet, og bedre virkningsgrad på motor for fremdrift (diskutert 4.3.2). Potensialet for forbedringer er antatt å ligge i området på noen få prosent, og det ventes derfor marginale utslippsreduksjoner⁸⁹.

Et nylig avsluttet Joint Industry Project ledet av DNV GL studerte energieffektivisering for offshore servicefartøyer (OSV). Studien viste et potensial på opp mot 15 % reduksjoner i utslipp basert på en rekke initiativ som vist i Figur 50. Drivkraften for å hente ut disse forbedringsmulighetene med tilhørende reduksjon av utslipp er imidlertid ikke like sterk som for konvensjonelle skip diskutert over. Eier av OSV-fartøyer fakturerer kostnaden for drivstoff videre til operatørene.



Figur 50: Oversikt over potensial for utslippsreduksjoner for OSV'er⁹⁰

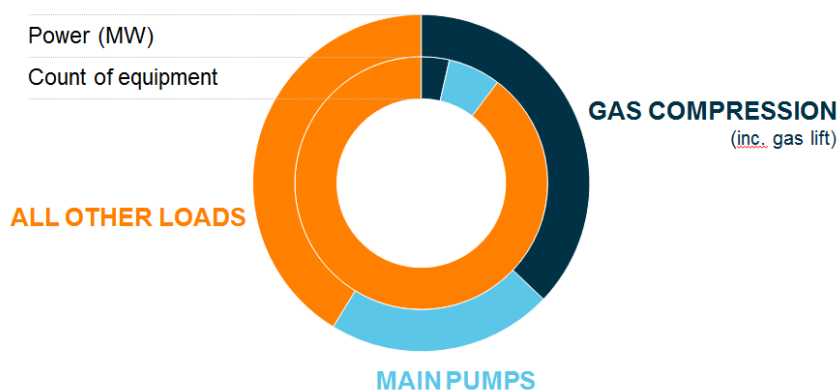
⁸⁹ DNV GL, 2012: Presentasjon i Maritime Advisory Seminar: 30% savings, what's in a number

⁹⁰ DNV GL, 2013: Presentasjon av resultater fra et felles bransjeprojekt (JIP): Energy Efficient Offshore Partners Summary

4.8.4 Energieffektivisering på produksjonsanlegg

De største forbrukere av elektrisitet, varme og mekanisk kraft på en produksjonsplattform er hovedprosessen og tilhørende hjelpesystemer. Tiltak for energieffektivisering har derfor primært fokus på disse to typer prosesser.

Det totale kraft og varmebehovet varierer for forskjellige felt, men også over levetiden for det enkelte felt. Faktorer av betydning er produksjonsrater, sammensetning av brønnstrøm, trykk og temperatur samt hvordan utstyr er dimensjonert. De største forbrukere av energi er gasskompresjon og store pumper (både olje og vann). Termisk energi (varme) benyttes blant annet for oppvarming av brønnstrømmen for å oppnå ønsket stabilisering og gasstørking. Noen ganger benyttes varme for å opprettholde temperaturen i rørføringer⁹¹ (heat tracing).



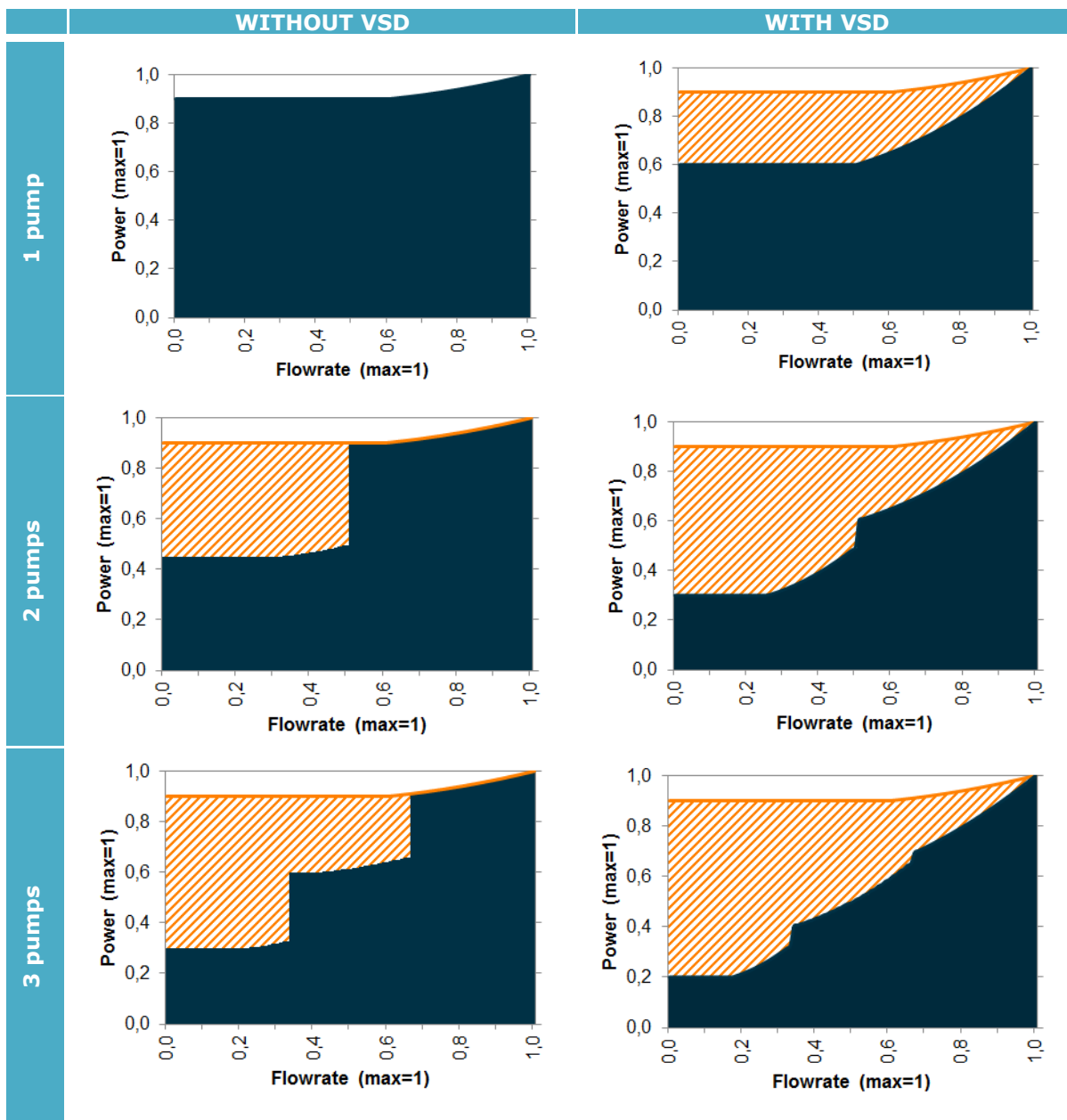
Figur 51: Forbrukere av hovedkraft på en typisk produksjonsinnretning⁹¹

Optimalisert design i forhold til kompressorstørrelse og antall, kan redusere utslippene. Utstyret blir normalt i prosjekteringsfasen dimensjonert for høyest planlagt produksjon. Drift av utstyr ved lavere produksjon og dertil lavere last gir redusert effektivitet. Kompressorer har typisk en minimumsgrense der det må implementeres tiltak for å unngå ustabilitet (anti-surge). Resirkulering benyttes hvor noe av gassen føres tilbake til innløpet slik at raten samlet ved et gitt turtall ikke faller under en gitt grenseverdi (for eksempel ca. 70 % av kompressorens kapasitet). I praksis innebærer dette at energibehovet til en kompressor er konstant under en viss rate og effektiviteten blir da redusert ved lave rater.

Kompressorer kan enten være elektrisk drevet av en motor eller med direkte drift av en gass turbin. Den totale virkningsgraden varierer avhengig av produksjonsprofilen og totalt kraftbehov om bord på innretningen. Det bør gjøres en sammenlikning mellom elektrisk og mekanisk drift for å redusere utslipp av klimagasser regnet over feltets levetid.

En tilsvarende optimaliseringsmulighet eksisterer for pumper, både størrelse og antall i prosjekteringsfasen. I driftsfasen er det viktig å følge opp optimalisering gjennom vedlikehold på pumper samt regelmessige vurderinger om hvordan størrelse og antall pumper i drift best kan møte behovet. Ved store variasjoner på strømningsmengde (volum) kan hastigheten på pumpen justeres (Variable Speed Drives, VSD) slik at energiforbruket ikke blir unødvendig høyt. En sammenlikning mellom valg av pumpestørrelse (en eller to pumper) og bruk av regulering av hastigheten (VSD) er vist i figuren nedenfor. Kraftbehov er vist i blått, og potensielle besparelser er vist som skraverte felt i oransje.

⁹¹ Aker Engineering and Technology, 2014.




Figur 52: Sammenligning mellom energiforbruk for pumper med og uten variabel turtallsregulering (VSD)⁹².

Tilsvarende som for valg av kompressorer bør også valg av løsninger for pumper gjøres med basis i en levetidsbetraktning, slik at energibehovet optimaliseres og utslipp av klimagasser reduseres.

Generelt er det slik at virkningsgraden for roterende utstyr (pumper, kompressorer, gassturbiner) er høyest ved maksimal kapasitet og lavere ved redusert last. På innretninger hvor en last er fordelt på flere utstyrsett er det derfor bedre å stenge ned det som er mulig for derved å oppnå bedre virkningsgrad ved bruk av færre sett.

⁹² Aker Engineering and Technology, 2014.



Kompressorer og pumper gir økt trykk til gass og væske som er nødvendig for å overstige trykkfall i rørsystemer under transport. En god design av rørsystemer i prosjekteringsfasen kan bidra til optimalisering av energibehovet.

Prosessene på en produksjonsinnretning krever både oppvarming og kjøling, noe som representerer et energibehov. Dette energibehovet reduseres allerede i dag gjennom god integrasjon av varme og kjøleprosessene (utveksling av varme og/eller kulde). For eldre innretninger er integrasjon mindre optimalisert, men det er likevel begrenset hva som kan gjøres av modifikasjoner på eldre innretninger uten at det medfører betydelige kostnader.

Noen ganger er det behov for reduksjon av trykknivået i prosessen og dette energitapet kan gjenvinnes ved bruk av forskjellig type utstyr. Gjenvinningsturbiner koblet til generatorer utnytter ønsket trykktap til å generere strøm. Potensialet er imidlertid vurdert som moderat eller lavere.

4.8.5 Effektivisering i avslutning av driften

Den siste fasen av verdikjeden er rensing/rengjøring, fjerning og resirkulering. Dette inkluderer både faste installasjoner og brønner som skal plugges permanent. Til nå har det vært lite slik aktivitet på norsk sokkel, og dertil lave utslipp, men det er ventet betydelig større aktivitet i tiden fremover etter hvert som produksjonen legges ned og innretninger tas ut av drift.

Et estimat fra NOROG gjengitt i Teknisk Ukeblad⁹³ viser at det kan være godt over 3000 brønner på sokkelen som ikke er plagget. Med dagens teknologi og snitt på 35 dager per plagget brønn, estimerer NOROG at man vil trenge nesten 20 år med 15 rigger i kontinuerlig drift for å plugge disse brønnene. Et grovt anslag med 50 tonn diesel per døgn per rigg gjør at dette vil utgjøre nær 900 000 tonn CO₂ alene per år. Dette estimatet inkluderer ikke nye brønner som vil bli boret og deretter må plugges i tiden fremover.

Et norsk selskap, Hydrawell, har utviklet teknologi som korter ned tiden for pluggeoperasjoner. Kort beskrevet innebærer deres teknologi at man kun går ned i brønnen en gang, og dermed får en mer effektiv operasjon. Teknisk Ukeblad gjengir i en artikkel om Hydrawells teknologi⁹⁴ mulighet for å redusere pluggingen fra 11 til 3 dager. Selv om estimatet er litt annerledes enn fra NOROG illustrerer dette også betydelige muligheter.

Når det kommer til fjerning av innretninger er det betydelig usikkerhet i mulige utslipp. En rapport fra Oljedirektoratet i 2012⁹⁵ utredet teknologiske utfordringer og forhold knyttet til HMS ved disponering av betonginnretninger. P.t. er det vanligste alternativet å etterlate innretningene på stedet, og studien konkluderer med at for helse og miljø kan det tyde på at etterlatelse offshore har de minste konsekvensene. I Tabell 77 er mulige utslipp til luft estimert for å re-flyte (dvs. fjerne innretningen fra sjøbunnen) TCP2 fra Frigg feltet og transportere den til land for opphugging og materialgjenvinning. Det er betydelige utslipp til luft assosiert med denne operasjonen.

⁹³ Teknisk Ukeblad, 2014: Det kan ta 15 rigger 40 år å plugge alle brønnene på sokkelen.

⁹⁴ Teknisk Ukeblad, 2013: Raskere plugging av brønner sparer oljeindustrien for hundrevis av millioner.

⁹⁵ Oljedirektoratet, 2012. Disponering av betonginnretninger.

Tabell 7: Oppsummering av luftutslipp for TCP2 på Friggfeltet⁹⁵

Operasjon		CO ₂ tonn	NO _x tonn	SO ₂ tonn
Marine operasjoner	Mobilisering og demobilisering	5 000	90	19
	Reflyting, dvs. fjerning fra sjøbunn	14 000	270	54
	Transport til utenfor mottaksanlegget eller til kai	13 000	240	48
	lilandføringsoperasjoner	5 000	110	21
Demolering		1 000	113	0,3
Resirkulering av armering		16 000	26	63
Total luftutslipp		55 000	750	205

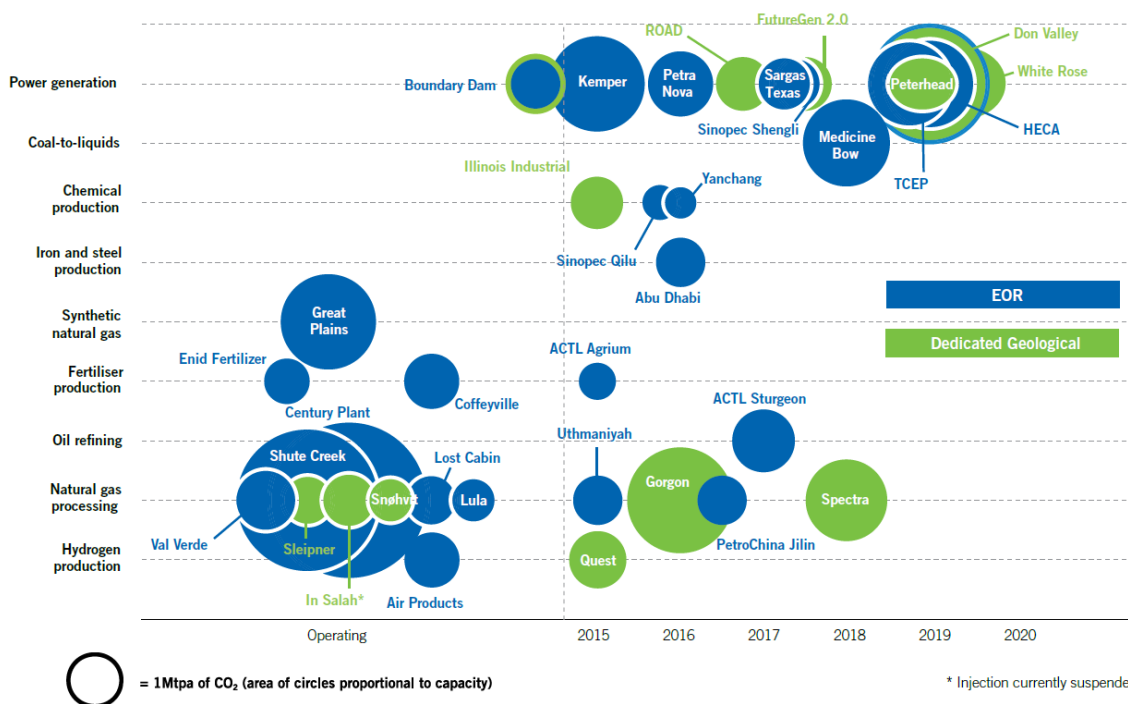
Denne rapporten har ikke studert nærmere utslippene til luft fra fjerning og nedstenging, og det foreligger lite offentlig tilgjengelig informasjon om hva slike konsekvenser kan være. I lys av en moden sokkel er det derfor grunn til å utarbeide en helhetlig vurdering av konsekvenser for fjerning av innretninger på norsk sokkel, og dertil beste måter å disponere de på.

4.9 CO₂-håndtering

CO₂-håndtering omhandler teknikker for å fange og komprimere CO₂ på utslippsstedet, transportere CO₂ til lagringsstedet, permanent lagre CO₂ eller eventuelt benytte CO₂ i verdiskapende prosesser (gjennom f.eks. økt oljeutvinning ved CO₂ injeksjon). Dette kapitlet diskuterer CO₂-håndteringsløsninger overordnet, med tilhørende vurdering av teknologi, modenhet og potensiale for norsk petroleumsvirksomhet.

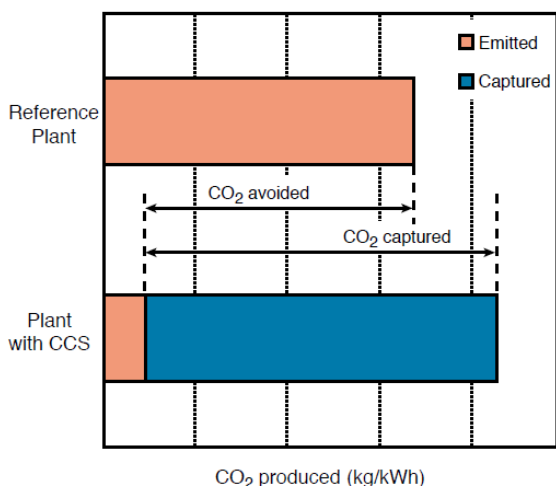
Det finnes en rekke løsninger for fangst, transport, lagring og valorisering. Relevante norske eksempler i denne sammenheng er Sleipner og Snøhvit hvor totalt opp mot 1,7 millioner tonn CO₂ blir fjernet per år og reinjisert i egnede formasjoner. Disse to separerer CO₂ fra produksjonsgassen hvor det er en relativt høy andel av CO₂, og representerer moden teknologi. For LNG-anlegg slik som Snøhvit fjernes CO₂ da prosessen krever dette. For Sleipner er motivasjonen å redusere CO₂-innholdet fra 9 % til å møte salgsspesifikasjonen på maksimum 2,5 %.

Verdens første stor-skala CO₂-håndteringsprosjekt for kraftgenerering startet opp i Saskatchewan i Canada i 2014. Oversikten (Figur 53) fra Global CCS Institute i 2014 viser til en rekke prosjekter som allerede er i drift, med enda flere som kommer i nær fremtid. Mange av anleggene/prosjektene blir brukt for økt oljeutvinning (i illustrasjonen kalt EOR for Enhanced Oil Recovery), men det er også noen prosjekter med lagring i dedikerte (saltholdige) geologiske formasjoner. Fokus i dette kapitlet er imidlertid hva som kan gjøres med CO₂ fra røykgassen i forbindelse med kraftgenerering.



Figur 53: Stor-skala CCS prosjekter i operasjon, bygging eller defineringsfasen⁹⁶

Selv om fangstgraden på anleggene er ganske høy (mellom 85-95 % prosent) er hele prosessen med å fange, transportere og lagre CO₂ også energikrevende, og netto CO₂ som er unngått er derfor mindre enn CO₂ som er fanget. Dette er prinsipielt illustrert i Figur 54. Netto reduksjon av CO₂-utslipp (netto CO₂ unngått) varierer, med estimater fra 80 % til opp mot 100 %.



Figur 54: Sammenlikning av CO₂ utslipp fra kraftverk med og uten CO₂-håndtering⁹⁷

⁹⁶ Global CCS Institute, 2014: The Global Status of CCS. In Salah er midlertidig stengt.

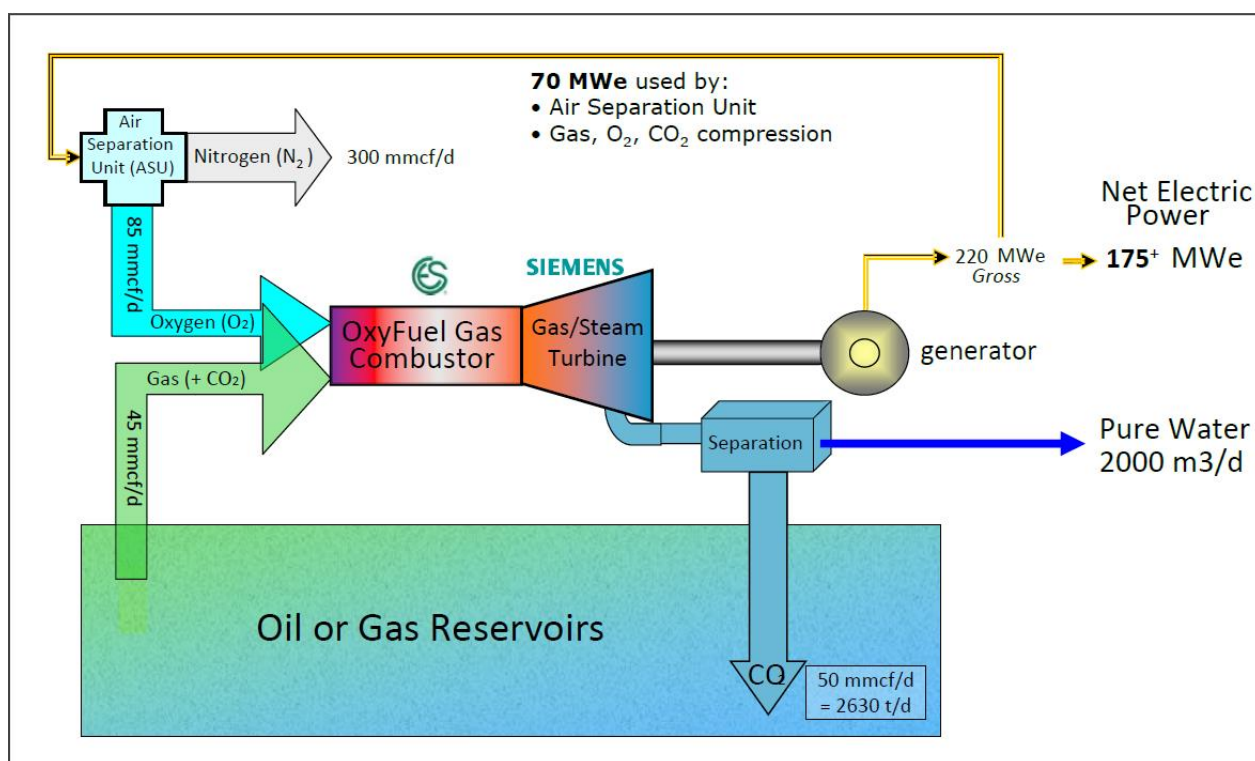
⁹⁷ IPCC, 2005: IPCC Special Report on Capture Dioxide Capture and Storage

4.9.1 Fangst

For fjerning av CO₂ i røykgass fra kraftgenerering er utfordringen større fordi konsentrasjonen av CO₂ er relativt liten i den nitrogen-rike røykgassen. Det finnes tre hovedgrupper av aktuelle løsninger under utvikling, hver og en med sine styrker og svakheter:

- Før-forbrenning (pre-combustion) – som konverterer naturgass til hydrogen og CO₂ ved hjelp av høy temperatur, separasjon av CO₂ før forbrenningsstadiet og forbrenning av hydrogen
- Etter-forbrenning (post-combustion) – som fjerner CO₂ fra røykgassen ved bruk av kjemikalier (f.eks. aminer) eller membraner
- Forbrenning ved bruk av ren oksygen (oxy fuel) – som benytter ren oksygen i forbrenningen og dermed produsere en røykgass med vanddamp og CO₂

Et eksempel på oxy-fuel er Maersk Oil som i samarbeid med Siemens har et landbasert konsept på oxy-fuel under utvikling kalt TriGen (Figur 55). TriGen ble spesielt utviklet for å utnytte gass der eksportløsninger ikke finnes. Prosessen bruker naturgass og luft som input og produserer kun CO₂ og rent vann. CO₂ kan deretter reinjiseres for økt oljeutvinning⁹⁸.

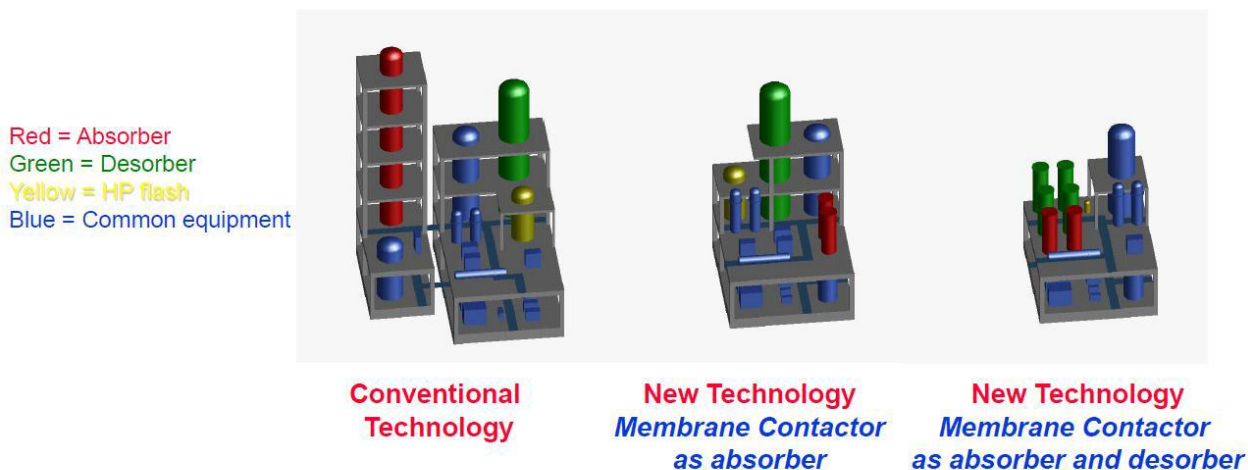


Figur 55: TriGen prinsipp⁹⁸

Til nå har stor-skala prosjektene for fjerning av CO₂ i røykgass fra kraftgenerering kun vært landbaserte, men det finnes allikevel flere konsepter for offshoreløsninger som kan bli tatt i bruk i tiden fremover. Plass- og vektbegrensninger er sentrale, og utelukker per dags dato stort sett implementering av CO₂-håndtering på anlegg i drift. Derfor er CO₂-håndtering, med dagens teknologi, i realiteten kun aktuelt på dedikerte kraftinnretninger uten petroleumsproduksjon. Siden disse ikke vil ha et stort varmebehov, er det derfor kombikraftverk som vil være mest aktuelt.

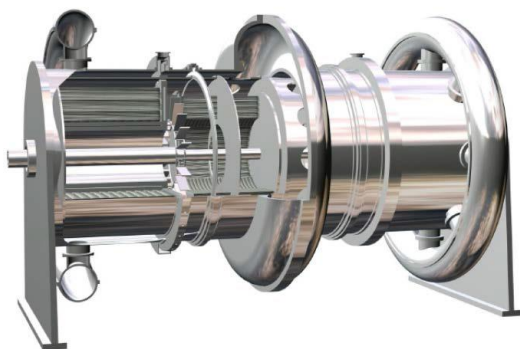
⁹⁸ Maersk, 2013: Trigen CCUS.

Det er flere kompakte løsninger under utvikling som kan endre dette bildet i fremtiden. For eksempel utvikler Fjords Processing en Compact Membrane Contactor (Figur 56) som skal kunne tilby betydelig reduksjon i plassbehov og vekt i forhold til konvensjonelle amin-baserte systemer. Endelig kvalifiserings- og kommersialiseringsprogram er under planlegging.



Figur 56: Sammenlikning i størrelse mellom konvensjonell og kompakte løsning for CO₂ fangst¹⁰⁰

Statoil i samarbeid med flere partnere utvikler 3C (Compact CO₂ Capture). Dette er en annen mulig løsning som i tillegg til å være mer kompakt, også skal tilby lavere investerings- og driftskostnader enn konvensjonelle anlegg (Figur 57).



Figur 57: Compact CO₂ Capture (3C)¹⁰¹

Slike kompakte løsninger kan, med tiden, bli aktuelle for enkelt-installasjoner. Avhengig av varmebehovet kan det da installeres i samsvar med kombikraftverk (lavt varmebehov) eller normal (single-cycle) gasturbin med varmegjenvinning (høyt varmebehov).

4.9.2 Transport

Om transport av CO₂ over lengre avstander er nødvendig kan dette gjøres via rørledning eller skip. Dette er i stor grad moden teknologi, selv om skalaen til nå har vært liten. Dersom Norge satser på etablering av lagringsdeponier for Europeisk CO₂ må det betraktelige investeringer i infrastruktur til. I et globalt

¹⁰⁰ Fjords Processing, 2014: Input from Fjords Processing to DNV-GLs report on "Technology Development and Greenhouse Gas Emissions from petroleum industry towards 2030, and a Low Emission Society in 2050"

¹⁰¹ Statoil, 2011: Compact CO₂ Capture.

perspektiv er det estimert at man trenger en CO₂ transport infrastruktur 100 ganger større enn i dag innen 2050 for å nå IEAs scenario om å halvere utslipp fra kraftproduksjon¹⁰²

4.9.3 Lagring

Oljedirektoratet har utviklet et CO₂ lagringsatlas¹⁰³ for å kartlegge mulighetene på norsk sokkel. Potensialet er betydelig, men det varierer betraktelig mellom regionene. Studien konkluderer med at det er mer enn tilstrekkelig kapasitet til å lagre CO₂ fra lokale kilder i Norskehavet og Barentshavet, og at Nordsjøen i tillegg bør ha kapasitet til å lagre CO₂ fra kilder i Nord-Europa. Dette er ansett som formasjoner med lav risiko for lekkasjer.

Per i dag er det begrenset betalingsvillighet for CO₂ fangst og lagring, og dette legger en demper på videre utvikling. I samtaler med næringen fremkommer det at mye av teknologien er vurdert til å være klar for stor-skala testing, men at man vegrer seg for økonomiske og tekniske risiki inkludert usikkerheter knyttet til permanent lagring CO₂.

4.9.4 CO₂-håndtering på norsk sokkel

Til nå har det vært vanskelig å få til løsninger som lønner seg i et bedriftsøkonomisk perspektiv. Det er først og fremst store punkt-utslipp hvor lønnsomheten er best, slik som store gass- og kullkraftverk. Bruk av CO₂ håndtering på enkeltstående installasjoner offshore for å fjerne CO₂ fra røykgass anses derfor som vanskelig per i dag.

Gitt teknologiens status, og i et norsk petroleumsperspektiv, er kraftsentraler offshore med kombikraftverk og CO₂-håndtering eller kombikraftverk på land med CO₂ håndtering mulige nærliggende løsninger.

Sevans konsept (omtalt i 4.6.4) er en slik mulig løsning for en krafthub offshore med CO₂-håndtering. SINTEF uttalte i sin rapport¹⁰⁴ fra 2008 at dette konseptet er teknisk innen rekkevidde, med fjerning av 90 % CO₂ fra røykgassen fra et 450 MWe netto kombikraftanlegg. Total virkningsgrad fra anlegget ble estimert til 45 %.

¹⁰² Global CCS Institute, 2014: The Global Status of CCS.

¹⁰³ Oljedirektoratet, 2014: CO₂ samleatlas for norsk kontinentalsokkel.

¹⁰⁴ SINTEF Energy Research, 2008. Offshore power generation with CCS – Phase 2.

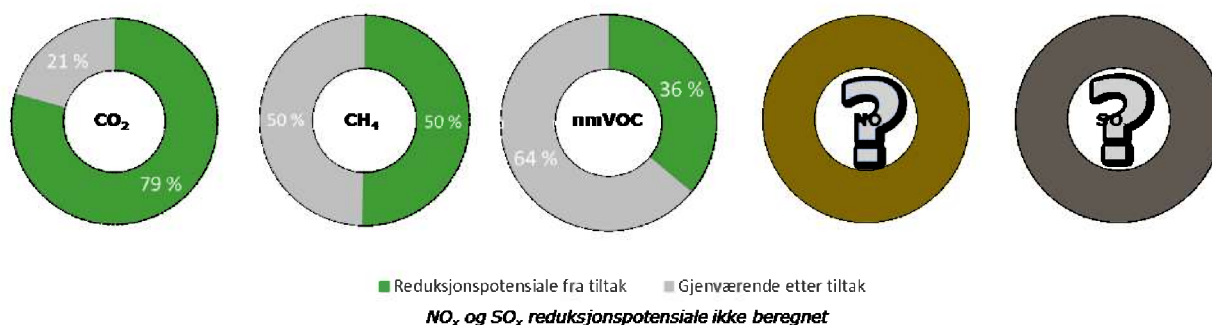
5 MULIGHETER FOR UTSLIPPSREDUKSJONER

Dette kapittel oppsummerer de viktigste mulighetene for utslippsreduksjoner i norsk petroleumsnæring. Med 2012 som referanse er det estimert et sterkt idealisert 'beste tilfelle' potensiale for reduksjon av klimagasser frem mot 2050.

Som beskrevet i kapittel 3 er utslipp av CO₂ den viktigste i et klimaperspektiv, og analysen er derfor mest detaljert her. Tiltak for CH₄ og nmVOC er også vurdert. Tiltak for å redusere utslipp av NO_x og SO_x er ikke videre vurdert fordi utslippene er lave sammenlignet med de andre klimagassene. Det er også forventet at mange av utslippsreduksjonene for CO₂ vil medføre reduksjon av NO_x og SO_x utslipp. For svart karbon er tiltak heller ikke vurdert da det foreligger for lite tallmateriale om utslippene til å kunne vurdere hvor eventuelle tiltak bør settes inn.

De samlede reduksjonspotensialene fra forskjellige tiltak som er vurdert er illustrert i Figur 58 og er nærmere beskrevet i kapittel 5.2, 5.3 og 5.4. Analysen gir det maksimale potensialet fra forskjellige tiltak innen CO₂, CH₄ og nmVOC, og er gjort under en rekke forutsetninger og antakelser som beskrevet i kapittel 5.1. Potensialet viser et spenn i hva som kunne vært mulig å oppnå, for eksempel kan det oppnås opp mot 79 % reduksjon av CO₂ utslippene.

Det er viktig å understreke at potensialet ikke er direkte oppnåelig på kort sikt men frem mot 2050, og at det også er stor usikkerhet i det faktiske oppnåelige potensialet.



Figur 58: De samlede reduksjonspotensialer fra tiltak

Tilnærmingen for analysen er relativt lik for alle tiltakene som er vurdert, men er tilpasset omfang av hvert enkelt tiltak og tilgjengelig informasjon. For å illustrere metoden er en analyse gjengitt i sin helhet i kapittel 5.2. En oversikt over alle tiltakene som er vurdert og tilhørende antakelser og resultater finnes i Vedlegg B.

5.1 Forutsetninger og antakelser

Potensialene som er vist senere i kapittelet er beregnet under flere forutsetninger og antakelser. De viktigste inkluderer:

- Det er usikkerheter forbundet med det foreliggende tallmateriale relatert til CH₄ og nmVOC. Et eget og pågående prosjekt er derfor initiert som omhandler kaldventilering og diffuse utslipp. Resultatene fra det nevnte prosjektet forelå ikke på det tidspunktet da denne rapporten ble ferdigstilt. Reduksjonspotensialene for CH₄ og nmVOC som er presentert i denne rapport er derfor også beheftet med usikkerhet.

- Tiltakene er ikke vurdert for bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Dette medfører usikkerhet knyttet til om og når ulike tiltak blir iverksatt, da eventuelle tiltak vil bli implementert på bakgrunn av bedriftsøkonomiske betraktninger.
- Aktivitetsnivå, produksjonsvolum og sammensetning av olje, gass og vann er som i 2012.
- Norsk sokkel utvikler seg frem i tid med tilførsel av nye innretninger, og hvor de eldre innretningene enten blir erstattet med nye, oppgradert eller nedstengt og fjernet når grunnlag for produksjonen er borte.
- Tiltakene baserer seg på teknologiske muligheter som beskrevet i kapittel 4. Dette er kun kjent teknologi, dog ikke nødvendigvis kvalifisert teknologi (eksempelvis energilagring og CCS anlegg). Effekten av ikke-kjent teknologi er ikke vurdert.
- For noen av tiltakene er det antatt kraft-samordningsløsninger mellom installasjoner hvilket krever en betydelig grad av samarbeid mellom alle parter i næringen for å få frem gode områdeløsninger (samordning av flere feltutbygginger).
- Kraft fra land antas som utslippsfritt hvilket er en stor forenkling i forhold til faktiske omstendigheter.
 - Det er betydelig usikkerhet forbundet med det totale regnskap for utslipp av CO₂ i forbindelse med kraft fra land avhengig av hvor elektrisiteten kommer fra og hvordan den er produsert. Det er derfor valgt å sette denne til null som absolutt beste tilfelle, vel vitende om at miljøbelastningen kan bli høyere enn denne.
 - Det antas videre at det er kraft tilgjengelig for å møte behovet i petroleumsvirksomheten. Erfaringsvis kan det ta lang tid å få forsyningsløsninger på plass, men dette er ikke berørt i analysen.
 - Kraft fra land er i dette prosjektet behandlet tilsvarende som helt ren og fornybar energi. Kraft fra land kan derfor betraktes som den samlede mengde ren energi fra flere type kilder fornybare kraft, for eksempel vindkraft, solenergi og vannkraft.

5.2 Potensiale for reduksjon av CO₂ utslipp

Analysen av tiltakene som er vurdert viser at utslipp av CO₂ kan reduseres med opp mot 79 %. De største kuttene kommer fra turbiner på faste innretninger og landanlegg ved elektrifisering. De fem viktigste utslippskildene for CO₂ og reduksjonspotensialer for tiltak er gjengitt i Tabell 88.

For reduksjon av utslipp fra turbiner på faste innretninger er det gjort fem forskjellige beregninger basert på:

- Elektrisitet basert på kraft fra land
- Offshore kraftgenerering basert på kombinert bruk av gass- og dampturbiner (kombikraftverk) i kombinasjon med CO₂ fangst og lagring.
- Offshore kraftgenerering basert på gassturbiner i kombinasjon med CO₂ fangst og lagring.
- Kun kombikraftverk
- Kun gassturbiner

Som vist i Tabell 88 gir både alternativ b og c reduksjoner i størrelsesorden på sammen nivå som full elektrifisering av norsk sokkel, men dette må også karakteriseres som sterkt idealiserte 'beste tilfeller'.

Tabell 8: Viktigste kilder for CO₂ utslipp og reduksjonspotensiale i prosent fra tiltak

Kilde	Opprinnelig andel av totalutslipp	Reduksjonspotensiale fra tiltak	Gjenværende etter tiltak
Turbiner, faste innretninger	60 %	a) 60 %	a) 0 %
		b) 57 %	b) 3 %
		c) 55 %	c) 5 %
		d) 30 %	d) 30 %
		e) 16 %	e) 44 %
Motorer, skip	12 %	3 %	9 %
Turbiner, landanlegg	8 %	8 %	0 %
Fakling, faste innretninger	7 %	4 %	3 %
Motorer, flyttbare innretninger	5 %	3 %	1 %
Andre kilder (ikke beregnet)	8 %	0 %	8 %
Totalt	100%	a) 79 %	a) 21 %
		b) 76 %	b) 24 %
		c) 74 %	c) 26 %
		d) 49 %	d) 51 %
		e) 35 %	e) 65 %

For turbiner på faste innretninger kan utslippene reduseres med opp mot 100 % ved elektrifisering fra kraft fra land (60 % av totale utslipp). Tilsvarende gjelder for turbiner på landanlegg (8 % av totale utslipp). For motorer på skip kan utslippet reduseres opp mot 27 % (3 % av totale utslipp). Utslipp fra fakling på faste innretninger kan reduseres med 60 % (4 % av totale utslipp). Utslipp fra motorer på flyttbare innretninger reduseres med 70 % (3 % av totale utslipp). Tiltakene som er vurdert er oppsummert i Tabell 99.

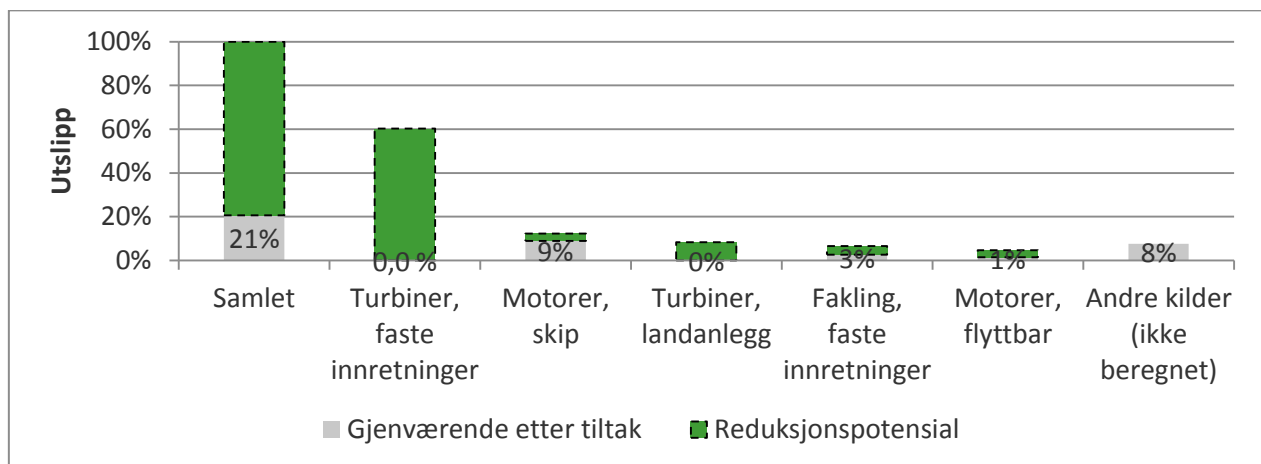
Tabell 9: Tiltak vurdert for hver utslippskilde

Kilde	Tiltak vurdert
Turbiner, faste innretninger	a) Energieffektivisering og elektrifisering via kraft fra land
	b) Energieffektivisering, kombikraftverk på optimal virkningsgrad og CCS
	c) Energieffektivisering, gassturbiner på optimal virkningsgrad og CCS
	d) Energieffektivisering, kombikraftverk på optimal virkningsgrad
	e) Energieffektivisering, gassturbiner på optimal virkningsgrad
Motorer, skip	Energieffektivisering og hybridisering på OSV'er og skytteltankere

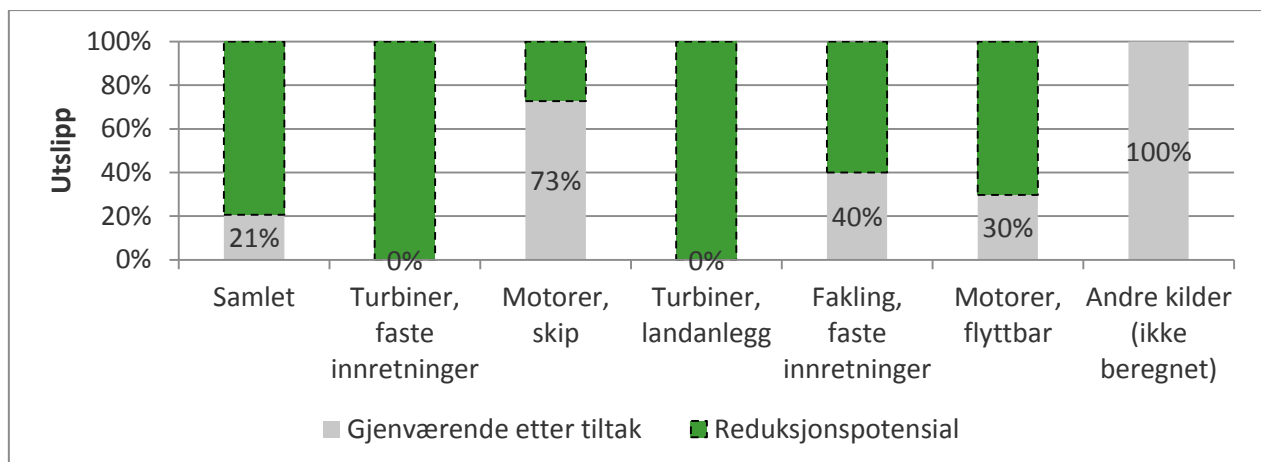
Turbiner, landanlegg	Energieffektivisering og elektrifisering
Fakling, faste innretninger	Eliminering av kontinuerlig fakling, reduksjon av ikke-kontinuerlig fakling
Motorer, flyttbare innretninger	Oppankring av halvt nedsenkbare rigger og boreskip, bruk av kontinuerlig boring, optimal virkningsgrad for motorene, annen energieffektivisering

Det er store forskjeller både i absolutte og relative reduksjoner blant tiltakene vurdert, som illustrert i Figur 59 og Figur 60. Blant annet viser analysen at skipsfarten har kommet ganske langt, og kun har et mindre potensiale for videre forbedringer med rundt 27 %. For flyttbare innretninger (borerigger) er potensialet imidlertid langt høyere (forbedring på rundt 70 %) fordi innføring av nye løsninger kan endre måten operasjoner blir gjennomført på, for eksempel oppankring som alternativ til dynamisk posisjonering. Kraftbehov kan reduseres, tid for å gjennomføre operasjonene kan reduseres, høyere virkningsgrad på motorene kan oppnås og det totale energibehovet samt utslipp vil derav reduseres.

Elektrifisering fra land har potensiale til å erstatte bruk av turbiner både på faste innretninger og landanlegg. Det kan i en visjonær fremtid også være en kraftkilde for skip og flyttbare innretninger forutsatt kvantesprang i energilagringsteknologi og muligens et offshore kraftnett. Reduksjonspotensialet fra denne elektrifiseringen er imidlertid vanskelig å kvantifisere og er ikke vurdert.



Figur 59: Reduksjonspotensiale (målt mot det samlede utslipp) frem mot 2050 for CO₂



Figur 60: Reduksjonspotensiale (målt relativt for hver enkelt kategori) frem mot 2050 for CO₂

Hvordan redusere utslipp av CO₂ fra turbiner på faste innretninger – et eksempel:

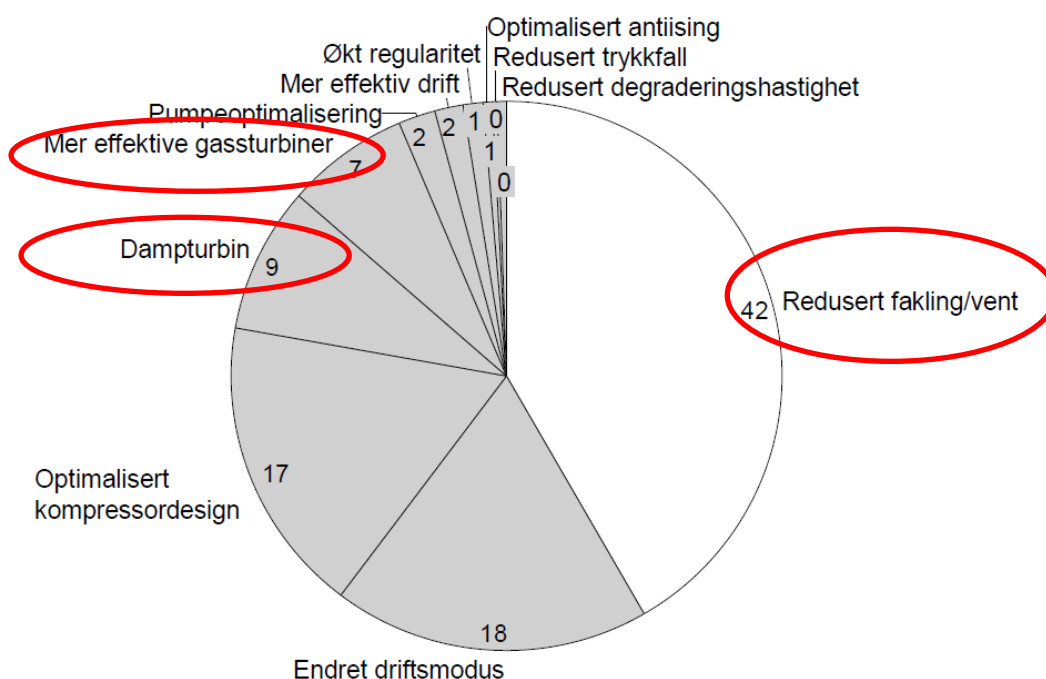
Utslipp fra turbiner på faste innretninger er eksemplifisert for å illustrere hvordan tiltakseffekter er vurdert. Dette eksemplet ble valgt fordi gassturbiner står for de største utslippene, og fordi tilhørende tiltak representerer de største mulige utslippsreduksjonene.

Som vist tidligere vil elektrifisering av faste innretninger medføre at utslippene elimineres. Derfor fokuserer eksemplet isteden på hva som er oppnåelig med offshore kraftgenerering basert på kombikraftverk i kombinasjon med CO₂-fangst og lagring (alternativ b). Ved stort behov for prosessvarme kan dette dekkes ved elektriske eller gassfyrte kjeler. Dette er ikke tatt med i vurderingene som er diskutert i det etterfølgende. Tre forskjellige tiltak er analysert enkeltvis og samlet: energieffektivisering på forbrukersiden, kjøre kombikraftverkene på optimal lastgrad og dermed virkningsgrad, samt innføring av CO₂ håndtering.

Energieffektivisering på forbrukersiden

Statoil har et mål om å innføre energieffektiviseringstiltak som samlet sett vil bidra til årlige reduksjoner på rundt 35 000 tonn CO₂ per år frem mot 2020 fra 2012. I analysen har vi lagt til grunn at dette vil gjelde frem mot 2050, selv om det kan bli mer krevende å gjennomføre etter 2020. Hvis man videre antar at Statoil vil stå for 80 % av reduksjonen, vil energieffektivisering kunne redusere utslippene av CO₂ fra norsk sokkel med 43 750 tonn/år.

Dette målet omfatter også andre tiltak som vil redusere utslippene på kraftgenereringssiden, og som er diskutert separat i de andre tiltakene. For å skille ut tiltakene som gjelder forbrukersiden er det tatt utgangspunkt i energieffektiviseringstiltakene fra Konkraft rapport 5. Dermed kan man skille ut de tiltakene som effektiviserer på forbrukersiden (Det vil si totalen minus de områdene sirklet i rødt: 100% - 7% - 9% - 42% = 42%)



Figur 61: Energieffektiviseringspotensial frem til 2013 fordelt på kilde¹⁰⁵

¹⁰⁵ Konkraft, 2009: Konkraft-rapport 5 – Petroleumsnæringen og klimaspørsmål – Figur 24. Figuren er modifisert med 3 røde ovaler for å identifisere områder som ikke regnes som energieffektivisering på forbrukersiden.

Fra 2012 gjenstår det 38 år til 2050, og det antas en konstant lineær forbedring frem til da, altså at utslippskuttene er de samme i absolutt størrelse hvert år i 38 år. Det antas også at tiltakene vil gjelde landanlegg, og dette blir justert for ved å kun ta den relative andel utslipp fra turbiner offshore sammenliknet med totale utslipp fra turbiner både offshore og på land, hvilket er 88 %. Til slutt sammenliknes energieffektivitetspotensialet med de totale utslippene fra turbiner på faste innretninger i 2012. Man ender da opp med et reduksjonspotensiale på 7 %, som oppsummert i Tabell 1010.

Tabell 10: Analyse av potensiale for energieffektivisering

Energieffektivisering	Verdi	Enhet
Mål for Statoil frem mot 2020 fra Konkraft	35000	tonn/år
Andel for Statoil	80 %	
Mål for sokkelen fra Konkraft	43750	tonn/år
Andel kun energieffektivisering	42 %	
Mål for sokkelen fra Konkraft, kun effektivisering	18 375	
Antall år til 2050	38	år
Totalt energieffektiviseringspotensial til 2050	698250	tonn
Antatt andel for offshore	88 %	
Energieffektiviseringspotensiale offshore til 2050	612906	tonn
Totalt utslipp fra turbiner, faste innretninger, 2012	8 677 525	tonn
Reduksjonspotensiale	7 %	

Kjøre turbiner på optimal virkningsgrad og installering av kombikraftverk

Gjennomsnittlig reell turbinvirkningsgrad på sokkelen ligger på ca. 31 % på grunn av lav last. Nye gassturbiner som drives på høy og jevn last kan oppnå virkningsgrader på opp mot 39-40 %. Kombikraftverket på Snorre B, som beskrevet i kapittel 4.3 har en virkningsgrad på 45,8 %, mens kombikraftverk på land per i dag kan oppnå en virkningsgrad på 55-60 %. Om man i tillegg tar høyde for noe teknologisk utvikling frem mot 2050 kan man anta at kombikraftverk offshore kan oppnå 57 % virkningsgrad. Forskjellen blir da fra dagens snitt på 31 % virkningsgrad til 57 %, gitt at alle har installert kombikraftverk.

Reduksjonspotensialet er derfor i størrelsesorden 46 % som vist i Tabell 1111. Dette vil kreve at installasjonene dimensjoneres for et jevnt kraftforbruk gjennom produksjonsfasen, eventuelt at kraftinstallasjonen er modulbasert slik at kraftbehov til enhver tid er i samsvar med krafttilførsel, eller at flere installasjoner går sammen om å dele et kraftverk via samordning i områdeløsninger. Mellomlagring av energi via hybridiseringsløsninger er også et alternativ.

Tabell 11: Analyse av potensiale for turbiner på optimal virkningsgrad og kombikraft

Kjøre turbiner på optimal lastgrad	Verdi	Enhet
Virkningsgrad, snitt	31 %	-
Beste mulig virkningsgrad med optimal lastgrad	57 %	-
Reduksjonspotensiale	46 %	-

Bruk av CO₂-håndtering i kombinasjon med kombikraftverk og turbiner på optimal virkningsgrad

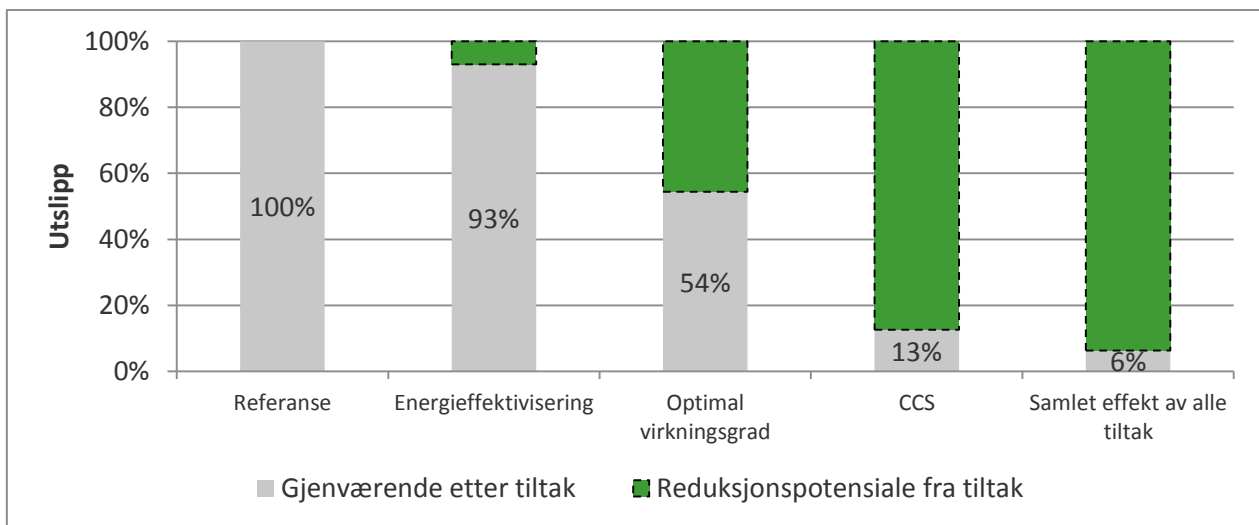
Det siste tiltaket som vurderes er at alt kraftbehov for faste innretninger antas å komme fra kombikraftverk med lokal CO₂-håndtering (fange CO₂ fra røykgassen for deretter å reinjisere og lagre i egnede formasjoner). Denne løsningen er såpass krevende at det er naturlig å anta at dette kun kommer fra dedikerte kraftstasjoner offshore i områdeløsninger basert på kombikraftverk. Distribusjon av strøm til nærliggende installasjoner vil medføre noe overføringstap og tilhørende økt kraftbehov, antatt 5 %. CO₂-håndteringsanlegget vil også medføre et økt kraftbehov, antatt 20 %. Det er videre antatt at et CO₂-håndteringssystem vil være 90 % effektivt i fjerning av CO₂, slik at det resterende utslippet blir 13 % sammenliknet med det opprinnelige kombikraftverket. Dette er oppsummert i Tabell 1212. Et eventuelt varmebehov som ikke kan dekkes med restvarme fra kraftgenereringen må da dekkes opp med gassfyrte kjeler alternativt el-kjeler (som omtalt i kapittel 4.3.3).

Tabell 12: Analyse av potensiale for kombikraftverk med CO₂-håndtering

Kombikraft + CCS	Verdi	Enhet
Utslipp fra opprinnelig kombikraftverk	100 %	-
Økt kraftbehov til distribusjon av strøm	5 %	-
Økt kraftbehov til CO ₂ håndtering	20 %	-
Totalt nytt utslipp før CO ₂ håndtering	126 %	-
Virkningsgrad CO ₂ håndtering	90 %	-
Resterende utslipp etter CO ₂ håndtering	13 %	-
Reduksjonspotensiale	87 %	-

Samlet potensial

Det samlede potensialet fra tiltak for turbiner på faste innretninger, og som diskutert overfor, er illustrert i Figur 62. Avhengig av hvor omfattende tiltakene er, kan det oppnås en reduksjon på nær 94 % av utslippene. CO₂-håndtering spiller en stor rolle i dette perspektivet, men selv uten dette er en betydelig besparelse på 50 % oppnåelig (samlet effekt av 7 % og 46 % reduksjon fra henholdsvis energieffektivisering og optimal virkningsgrad).



Figur 62: Samlet potensial for utslippsreduksjoner, turbiner på faste innretninger

5.3 Reduksjon av CH₄ utslipp

For tiltakene vurdert kan utslipp av CH₄ reduseres med opp mot 50 %. Det er i stor grad reduksjon av diffuse utslipp og kaldventilering (fokuset på gjenvinning av utslipp fra glykolregenereringsprosessen) hvor de største kuttene kommer fra. De viktigste utslippskildene for CH₄ er gjengitt i Tabell 1313.

Tiltakene vurdert er oppsummert i Tabell 1414. For diffuse utslipp og kaldventilering kan utslippene reduseres med opp mot 50 % på faste innretninger og 30 % på landanlegg, tilsvarende henholdsvis 28 % og 4 % av totale utslipp. Utslipp fra turbiner på faste innretninger kan elimineres ved elektrifisering. Utslipp fra lasting fra faste innretninger kan reduseres med 50 %, tilsvarende 4 % av totale utslipp.

Potensialet for utslippsreduksjoner for lasting påvirkes i stor grad av gjenvinningsanleggets virkningsgrad. Her antas det at aktive systemer vil oppnå høy virkningsgrad (90 %), med en tilfredsstillende regularitet og et kraft-behov som ikke endrer utslippsbildet i betydelig grad. Videre er det antatt at utslipp av CH₄ fra turbiner kan bli tilnærmet eliminert ved elektrifisering.

Om elektrifisering ikke skulle finne sted, vil et redusert kraftbehov (for eksempel som følge av energieffektivisering på forbrukssiden) og optimal forbrenning i turbinene også kunne redusere CH₄ utslippene.

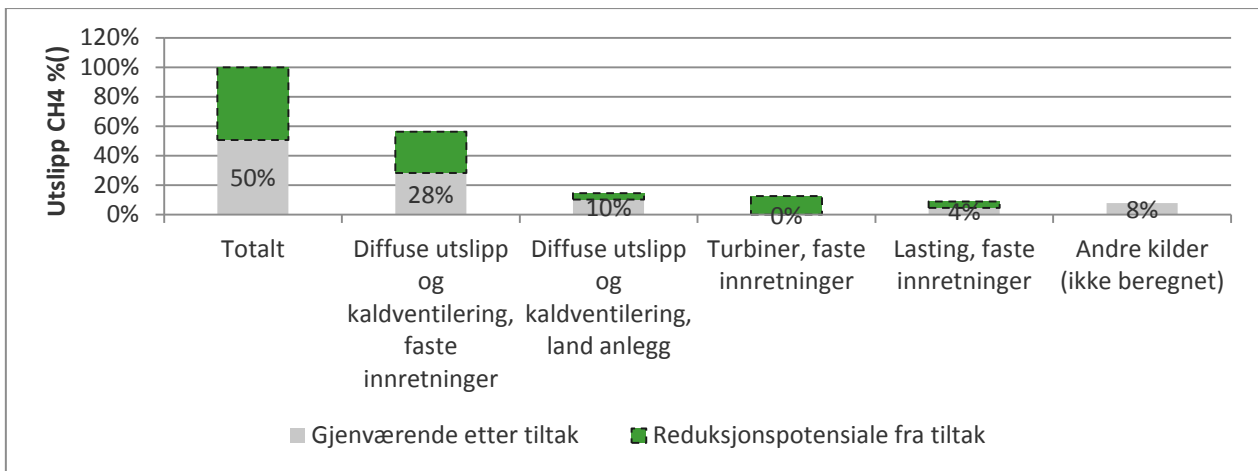
Potensialet for besparelser i absolutte og relative termer er illustrert i Figur 63 og Figur 64

Tabell 13: Viktigste kilder for CH₄ utslipp og reduksjonspotensiale i prosent fra tiltak)

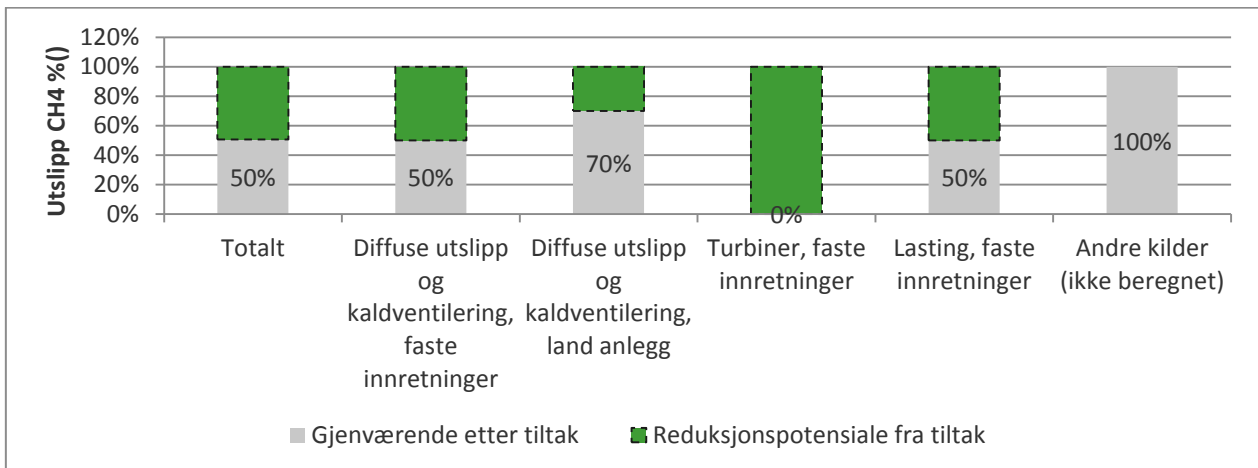
Kilde	Opprinnelig andel av totalutslipp	Reduksjonspotensiale fra tiltak	Gjenværende etter tiltak
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	56 %	28 %	28 %
Diffuse utslipp og kaldventilering, landanlegg	14 %	4 %	10 %
Turbiner, faste innretninger	13 %	13 %	0 %
Lasting og lagring fra faste innretninger	9 %	4 %	4 %
Andre kilder (ikke beregnet)	8 %	0 %	8 %
Totalt	100	50 %	50 %

Tabell 14: Tiltak vurdert for hver utslippskilde

Kilde	Tiltak vurdert
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	Gjenvinning av utslipp fra glykolregenerering og reduksjon av små lekkasjer
Diffuse utslipp og kaldventilering, landanlegg	Stans eller gjenvinning av utslipp fra flere lekkasjekilder gjennom økt og bedre vedlikehold, målinger og forbedret utstyr
Turbiner, faste innretninger	Eliminering via elektrifisering
Lasting og lagring, faste innretninger	Forbedrede anlegg for gjenvinning fra lasting og lagring



Figur 63: Reduksjonspotensiale (målt mot det samlede utslipp) frem mot 2050 for CH₄



Figur 64: Reduksjonspotensialet (målt relativt for hver enkelt kategori) frem mot 2050 for CH₄

5.4 Reduksjon av nmVOC utslipp

For tiltakene vurdert kan utslipp av nmVOC reduseres med opp mot 36 %. Det er i stor grad reduksjon av utslipp fra lasting fra faste innretninger via gjenvinningsanlegg hvor de største kuttene kommer fra. De viktigste utslippskildene for nmVOC er gjengitt i Tabell 1515.

Tiltakene vurdert er listet opp i Tabell 1616. For lasting fra faste innretninger kan utslippet reduseres med opp mot 58 %, tilsvarende 27 % av totale utslipp). Potensialet for reduksjon av utslipp fra diffuse utslipp og kaldventilering fra faste innretninger er anslått til 19 % tilsvarende 4 % av totale utslipp.

Dette er en del mindre enn fra tilsvarende tiltak for CH₄, men begrunnes med at andre diffuse utslipp står for en større relativ andel for nmVOC. Tiltak for de andre diffuse utslippene er ikke vurdert. Utslipp fra lagring kan reduseres med 70 %, tilsvarende 6 % av totale utslipp.

Som diskutert for CH₄ er analysen også for nmVOC betinget av virkningsgraden for gjenvinningsanlegg. På lengre sikt er det antatt at aktive systemer vil oppnå høy virkningsgrad (95 %), regularitet, samt et kraftbehov som ikke endrer utslippsbildet i betydelig grad.

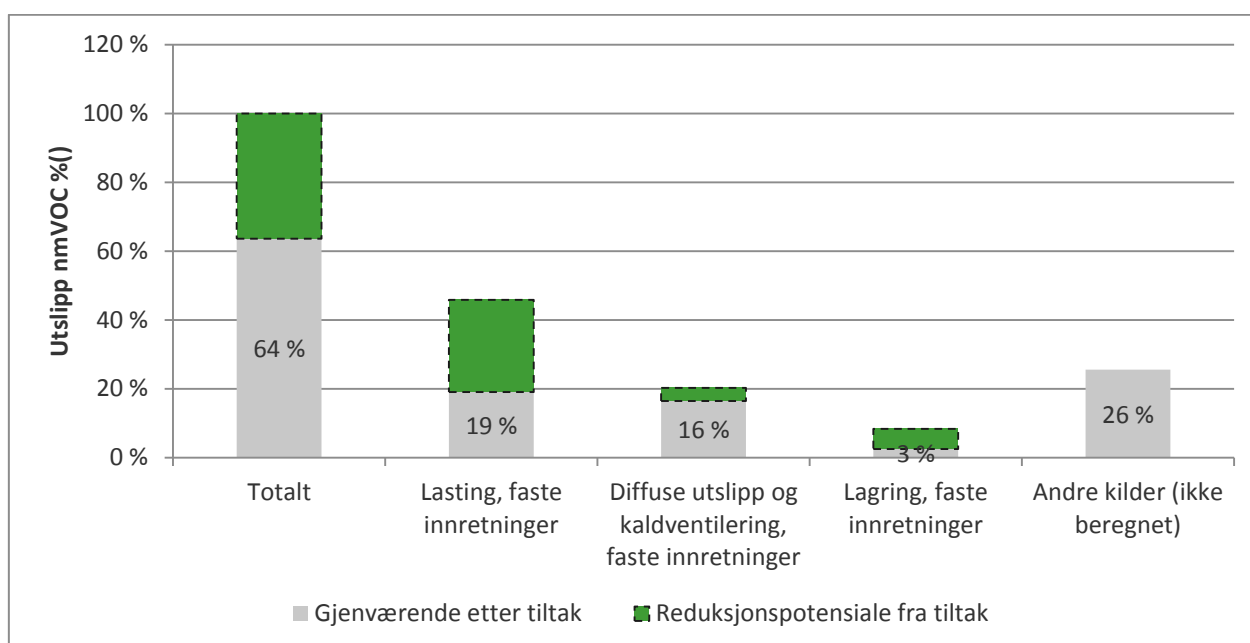
Resultatet av tiltaksanalysen er illustrert i Figur 65 og Figur 66.

Tabell 15: Viktigste kilder for nmVOC utslipp og reduksjonspotensiale i prosent fra tiltak

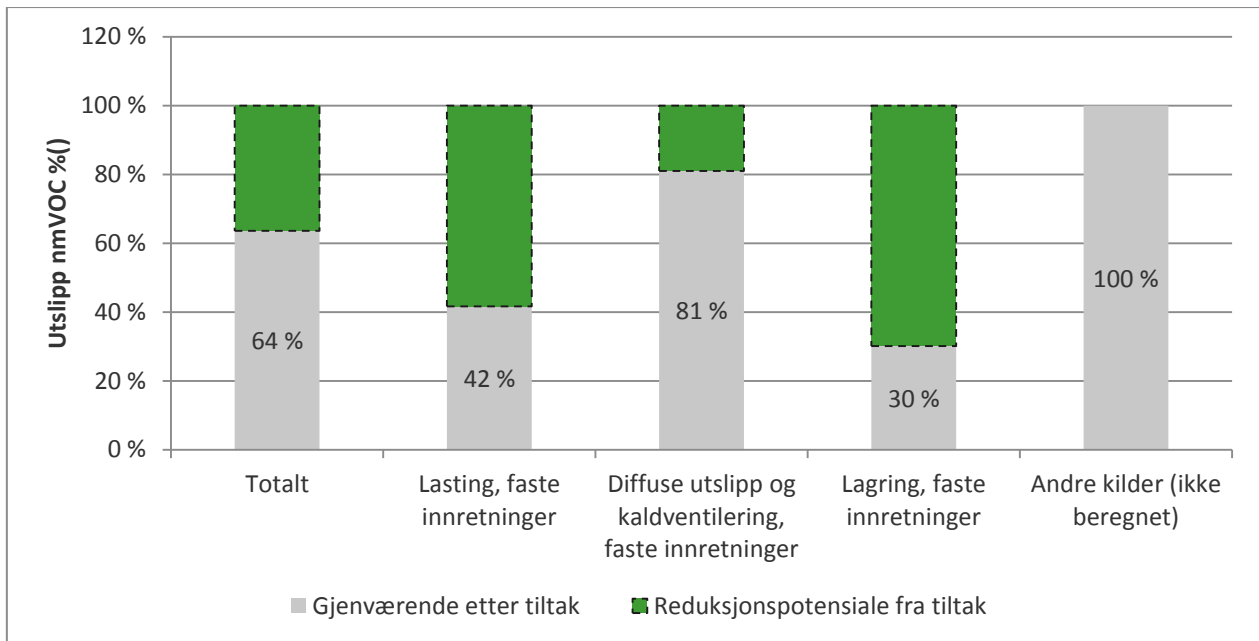
Kilde	Opprinnelig andel av totalutslipp	Reduksjonspotensiale fra tiltak	Gjenværende etter tiltak
Lasting, faste innretninger	46 %	27 %	19 %
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	20 %	4 %	16 %
Lagring, faste innretninger (FPSO)	8 %	6 %	2 %
Andre kilder (ikke beregnet)	26 %	0 %	26 %
Totalt	100 %	36 %	64 %

Tabell 16: Tiltak vurdert for hver utslippskilde

Kilde	Tiltak vurdert
Lasting, faste innretninger	Aktivt gjenvinningsanlegg
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	Gjenvinning av utslipp fra glykolregenerering
Lagring, faste innretninger (FPSO)	Aktivt gjenvinningsanlegg (HC dekk-gass)



Figur 65: Reduksjonspotensiale (målt mot det samlede utslipp) frem mot 2050 for nmVOC



Figur 66: Reduksjonspotensiale (målt relativt for hver kategori) frem mot 2050 for nmVOC

6 FREMTIDSBILDER

Hensikten med bruk av fremtidsbilder i denne analysen er å vise hvordan bruk av teknologiske løsninger kan påvirke utslipp av CO₂ fra petroleumsvirksomheten i forskjellige utviklingsbaner for norsk sokkel avhengig av de viktigste drivkrefter som vi nødvendigvis ikke kan påvirke.

6.1 Drivere og trender av betydning på kort og mellomlang sikt

Det er definert to sentrale drivkrefter som påvirker de forskjellige fremtidsbildene. Driverne er ofte usikre i sin natur og kan derfor påvirke fremtidsbildene i flere retninger. Samlet gir dette forskjellige fremtidsbilder som skal si noe om mulige utfallsrom som resultat av hvordan drivkreftene samhandler.

De to drivkreftene er:

- Oljepris (høy eller lav)
- Funnstørrelse (stor eller liten)

Høy oljepris:

- Gir økt fleksibilitet pga. bedre lønnsomhet
- Gir økt ressurstilvekst (økt utvinning og flere små funn blir lønnsomme) og således forsterker effekten av nye funn
- Fokus på videre utvikling av bedre metoder for økt utvinning (øke utvinningsgraden)
- Gir høy leteaktivitet, men også økte kostnader
- Stor leteaktivitet med fokus på leting etter store funn i nye områder (der mulighetene er store er usikkerheten størst) men også optimalisering av ressurstilgangen i områder med etablert infrastruktur
- Forsvarer lang oljeproduksjon i halefasen og tilhørende levetidsforlengelse på eksisterende infrastruktur, som gir økt kraftbehov og tilsvarende høyere utslipp av CO₂

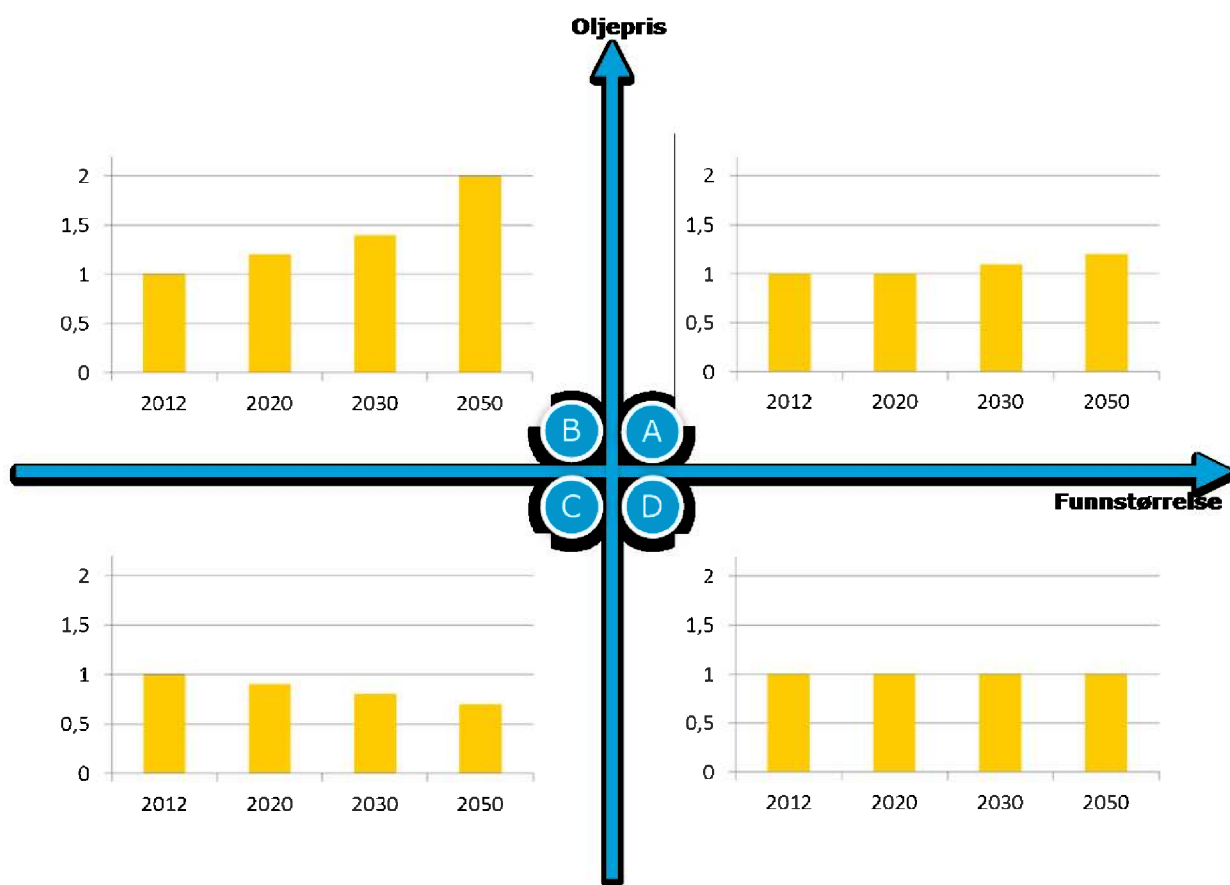
Lav oljepris:

- Begrenset letevirksomhet generelt og representerer en utfordring å få kartlagt nye områder før utbygging kan skje
- Marginale tidskritiske funn kan gå tapt
- Press på leverandørindustri og kostnader
- Kan presse frem forenklede løsninger
- Kan dempe investering i teknologiutvikling
- Redusert utvinningsgrad
- Mulig negativ effekt på utslipp av klimagasser per produsert enhet

Store funn inneholder utvinnbare reserver i området 500 millioner fat eller mer og danner normalt et godt grunnlag for selvstendig utbygging. Selvstendig utbygging kan også skje ved utvinnbare reserver ned mot i størrelsesorden 100 – 150 millioner fat avhengig av lokasjon og nærhet til transportsystemer. Utbyggingen av Ivar Aasen er eksempel på en slik feltutbygging.

Små funn inneholder utvinnbare reserver i området 50 millioner fat eller mindre og utbygging krever normalt samordning av flere felt og funn eller bruk av infrastruktur for prosessering.

Erfaringsmessig vet vi at økt utvinning, for eksempel i haleproduksjon, representerer et stort behov for kraft som isolert sett gir økte utslipp av CO₂. Dette tas det hensyn til i utviklingen av de enkelte fremtidsbilder ved bruk av en kraftintensitetsfaktor som varierer slik det er forutsatt og illustrert i Figur 67 normalisert i forhold til 2012 (2012 = 1). Kraftintensitetsfaktoren er et mål på hvor mye kraft (energi) som forbrukes pr produsert enhet olje og/eller gass. En kraftintensitetsfaktor større enn 1 gir i snitt for hele norsk sokkel større kraftbehov sammenlignet med 2012, og tilsvarende mindre for en lavere faktor enn 1. Høy oljepris bidrar til lønnsom forlengelse av produksjonen og investeringer i økt utvinning. Dette er illustrert i Figur 67 og spesielt for fremtidsbilde B gir dette stor effekt fordi den relative andel av produksjonen fra økt utvinning er større enn i fremtidsbilde A. For fremtidsbilde C er effekten motsatt ved at innretninger stenges ned tidlig på grunn av lav lønnsomhet. Fremtidsbilde D er nøytral ift. 2012.



Figur 67: Utvikling i kraftintensitet som funksjon av oljepris og funnstørrelse med utgangspunkt i 2012 (kraftintensiteten i 2012 = 1)

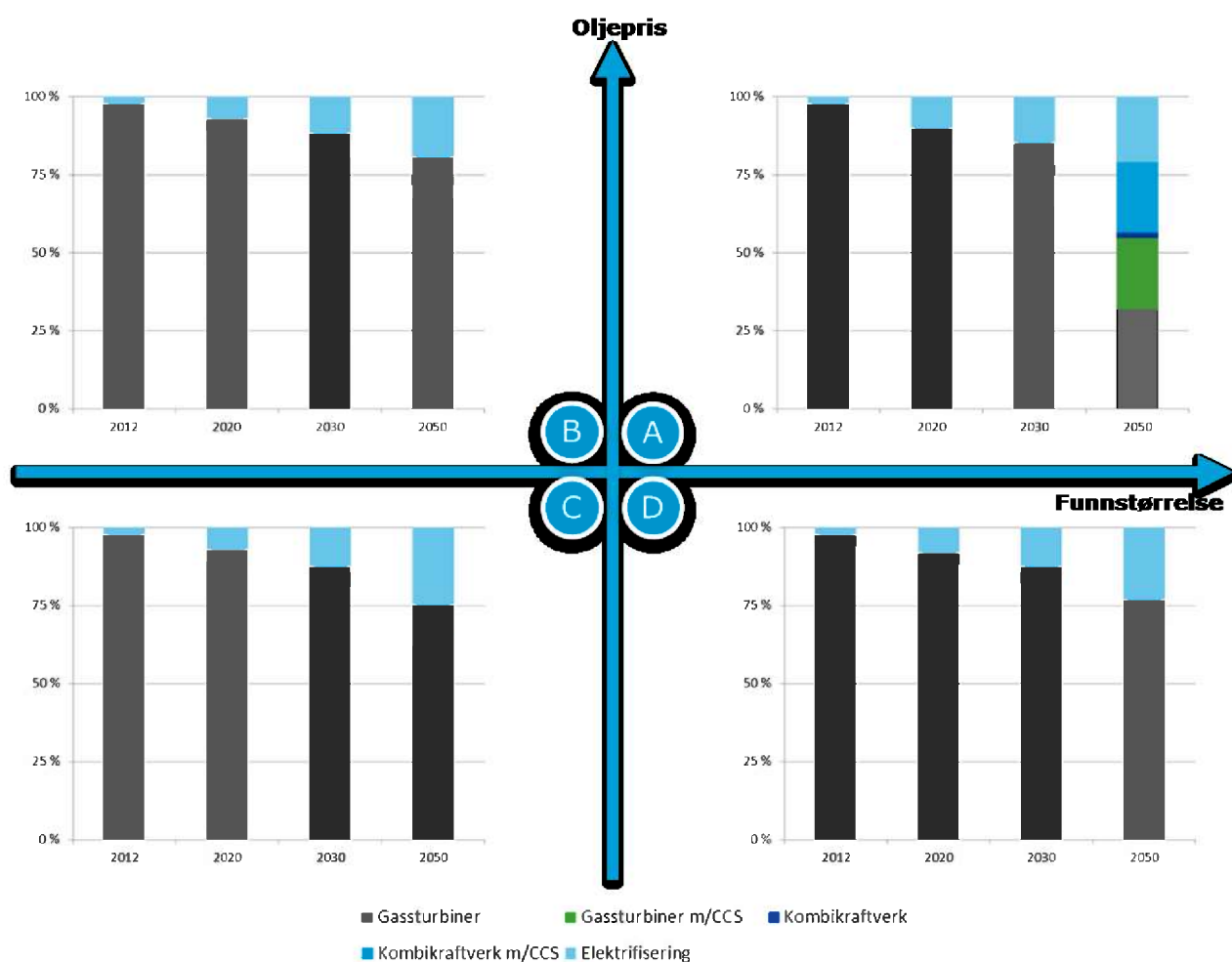
Fremtidsbildene fremkommer ved at innretninger på sokkelen videreutvikles eller gradvis fases ut og nye anlegg med gunstige teknologiske løsninger introduseres. Det fokuseres på teknologiske løsninger for kraft og i hvert av fremtidsbildene kombineres disse i varierende grad. Dette påvirker sammen med produksjon og varierende kraftbehov utslippsintensitetene og derved de samlede utslipp av CO₂.

Følgende teknologiske løsninger inngår i varierende kombinasjon for de aktuelle år og er forskjellig for hvert av fremtidsbildene:

- Bruk av gasturbiner (tilsvarende dagens dominerende løsning)
- Bruk av kombikraft (gass- og dampturbiner) tilsvarende de tre anlegg som p.t. er i bruk på norsk sokkel

- Bruk av gasturbiner med CO₂ håndtering og lagring (p.t. ikke i bruk)
- Bruk av kombikraftverk med CO₂ håndtering og lagring (p.t. ikke i bruk)
- Direkte elektrifisering av innretninger basert på kraft fra land i kabel (tre i drift – Troll A, Valhall og Gjøa - og flere kommer)

Den relative fordeling av de teknologiske løsninger er vist i Figur 68.



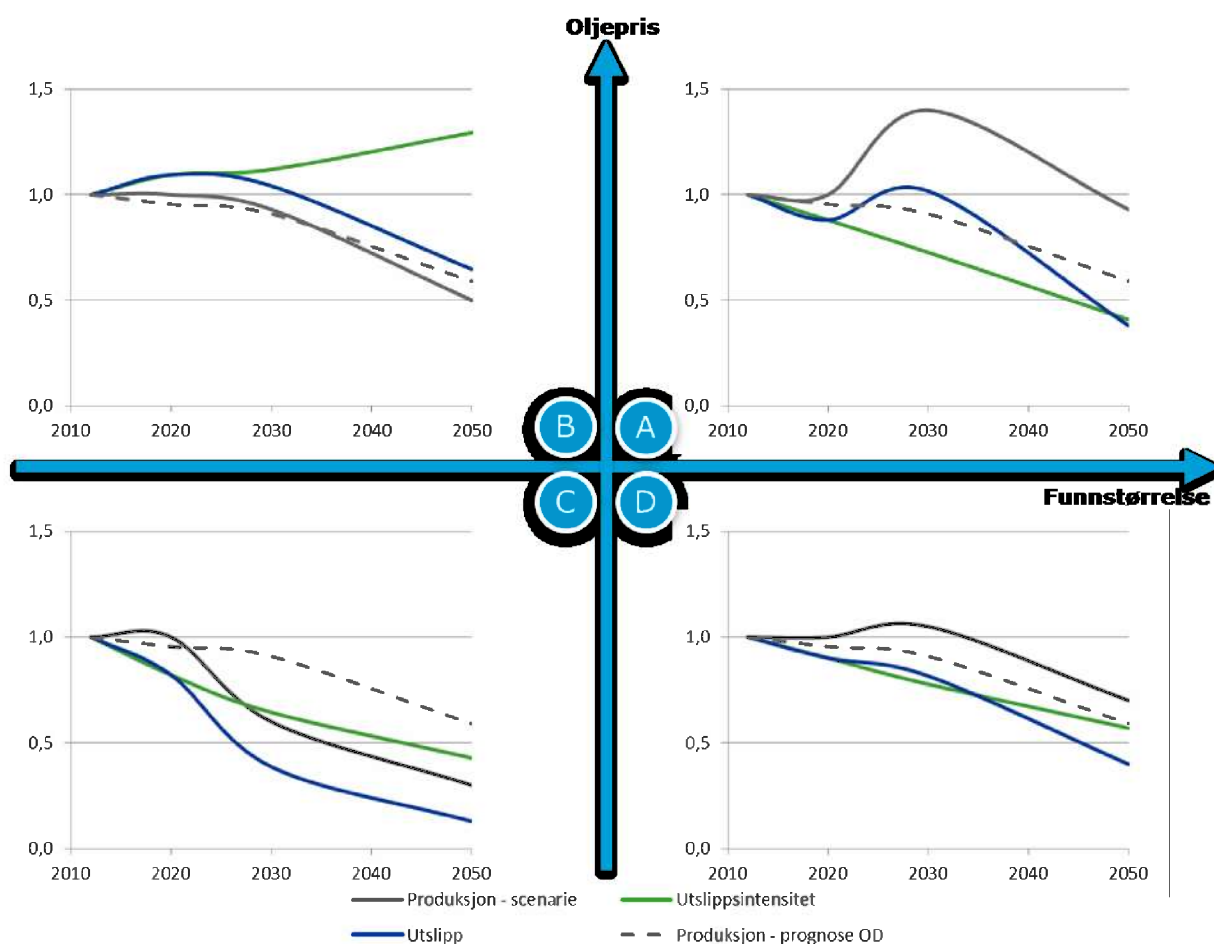
Figur 68: Relativ fordeling og utvikling av teknologiske løsninger

Det er også forutsatt at de teknologiske løsningene har en gradvis forbedring over tid gjennom økt virkningsgrad på turbiner (energilagring ved bruk av batterier), mer effektiv prosess for CO₂ fangst og lavere energiforbruk ved denne fangstprosessen. Det er forutsatt at elektrifisering basert på kraft fra land ikke gir noe utslipp av CO₂, dvs. det er ikke hensyntatt hvor og hvordan denne elektrisiteten er generert.

Produksjonsprognosen som Oljedirektoratet har publisert for perioden frem til 2030, ekstrapolert frem til 2050 av DNV GL, er inkludert i hvert fremtidsbilde for sammenlikning¹⁰⁶. Antatt produksjon og utvikling av utslippsintensitet er også inkludert sammen med kraftintensitetsfaktoren. Det resulterende utslipp fremkommer som antatt produksjon multiplisert med utslippsintensiteten. Alle variabler er normalisert i forhold til 2012 (2012 = 1).


Fire fremtidsbilder er utviklet i et aksekors med oljepris og funnstørrelse (ressursgrunnlag) som ikke påvirkelige variable (drivere), se Figur 69, og beskrivelse tilknyttet hvert fremtidsbilde. Teknologi/ teknologiske løsninger samt myndighetens bruk av virkemiddelapparatet inngår som faktorer som kan påvirke utviklingen.

Utslippene i 2050 er for alle fremtidsbildene i forhold til 2012. I tre av tilfellene (A, C og D) er utslippsintensiteten tilnærmet halvert i 2050 sammenlignet med 2012. For fremtidsbilde B øker utslippsintensiteten ift. 2012 og årsaken til dette er sterkt fokus på haleproduksjon og økt utvinning med tilhørende betydelig økning i gjennomsnittlig kraftbehov per produsert enhet samlet.



Figur 69: Fremtidsbilder for utvikling av norsk sokkel (2020, 2030, 2050)

¹⁰⁶ Produksjonsprognosen gjelder frem til 2030 og er derfra ekstrapolert til 2050.



Oljepris og funnstørrelse (eller ressurstilvekst) er klart usikre og utenfor vår påvirkning. I tillegg er teknologi og myndighetenes mulige bruk av virkemiddelapparatet tatt med i historiene som faktorer som kan påvirke fremtidsbildene.

6.2 Høy oljepris og store funn – fremtidsbilde A

Produksjonen ligger stabilt på prognostisert volum frem til 2020, men øker deretter utover gjeldende prognoser og når en ny topp litt før 2030 på 300 millioner Sm³ o.e. Etter 2030 reduseres produksjonen gradvis og når et nivå på ca. 200 millioner Sm³ o.e. i 2050.

Leteaktiviteten øker sterkt med de høye oljeprisene og størst fokus rettes mot de mer usikre områdene i nord hvor også muligheter for store funn er størst. Store funn i Barentshavet og nordlige del av Norskehavet skaper stor optimisme som også smitter over på nye forventninger i de modne områdene i sør. Også her gjøres en del større funn.

Nye gassfunn i nord gir grunnlag for investeringer i rørsystemer fra både Barentshavet vest og Luva-området i Norskehavet. Disse ble tilknyttet eksisterende infrastruktur for gasstransport lengre sør og åpnet da for eksport av gass fra nord til både UK og Europa. Gassfunn i Barentshavet øst gir grunnlag for ilandføring til Melkøya og utvidelse av LNG produksjonen med en ny LNG linje.

Et stort gassfunn langt fra land i Barentshavet nord området krever flytende LNG anlegg (FLNG).

Det etableres to mottaksanlegg for olje i nord, ett utenfor Lofoten og Vesterålen og ett i nærheten av Hammerfest. Det legges derfor to oljerør, ett til hvert landanlegg.

For utbygginger langt fra land transporteres oljen i tankbåter mens assosiert gass søkes reinjisert der det er mulig. Senere eksport av gass fra disse feltene skjer ved bruk av CNG.


Den økte ressurstilveksten utover hva som var forventet av uoppdagede ressurser gir stor optimisme og danner grunnlag for fortsatt høy produksjon i lang tid fremover.

God lønnsomhet fra økt utvinning gir grunnlag for betydelig levetidsforlengelse av den etablerte infrastruktur. I tillegg gir dette mange utbyggingsprosjekter av mindre funn som tilknyttes eksisterende innretninger. Denne gjensidige forsterkende effekt gir en betydelig forlengelse av haleproduksjon fra eldre innretninger men gir også sterk økning av kraftbehovet fra områdene i sør.

Operatørene hver for seg presser på for å komme i gang med utbygging av nye funn. I de modne områder skjer utbyggingene som tidligere og basert på vurderinger gjort innenfor den enkelte lisens. I de nye områdene i nord stiller myndighetene betingelser for godkjenning av PUD og lisensene aksepterer å investere i ekstra fleksibilitet for å kunne inkludere mindre funn som er forventet men ikke påvist i et begrenset geografisk område rundt de store funn. Bruk av havbunnsfabrikker får en viktig rolle ved utbygging av de mindre funn, men benyttes også i større grad som en integrert del av utbygging for de store funn.

Myndighetene innskjerper virkemiddelbruken for klimagasser og benytter i tillegg sterkere styring mot økt samordning av store områder før utbygging kan finne sted. Kraftbehovene varierer fra økning i sør fra eldre innretninger på grunn av økt utvinning og levetidsforlengelse til lavere kraftbehov per produsert enhet i nord. God lønnsomhet og nye rammer stimulerer til utvikling og bruk av kostnadseffektive kompakte anlegg for CO₂ fangst og lagring ved nye utbygginger i både nord og sør og dette gir lav utslippsintensitet.

Kompakte anlegg for CO₂ fangst og injeksjon var kommersielt tilgjengelig allerede i 2020 og blir tatt i bruk ved utbygging i nord og for større funn i sør. Behov for prosessvarme på innretningene kombinert



med høye kostnader for dampturbiner (vekt og plass) gjør at kraftgenereringen på noen av innretninger skjer basert på gassturbiner som opererer med varierende virkningsgrad.

Kraftbehovet for prosessering og transport av gass fra funnene i nord blir store på grunn av avstand til markedet. Kraftbehovet for norsk sokkel samlet sett øker da også langt utover de etablerte prognoser. Kraft fra land blir også utredet, men gir i noen tilfeller behov for oppgradering og utvidelse av kraftnettet på land med tilhørende store investeringer. Samfunnsøkonomiske kost/nytte vurderinger blir gjort for de samlede kostnader. Sammenligning med alternativ løsning med CO₂ fangst på de enkelte innretningene og lagring/injisering gir i noen tilfeller ikke grunnlag for tilførsel av kraft i kabel fra land.

For store områdeløsninger benyttes egne innretninger for sentralisert kraftproduksjon eller kraft i kabel fra land avhengig av avstand fra land og kostnader. Teknologien bidrar til at utslippsintensiteten for CO₂ reduseres gradvis over tid og når et nivå i 2050 på ca. 40 % av nivået i 2012.

6.3 Høy oljepris og små funn – fremtidsbilde B

Ressurstilveksten fra nye funn blir noe lavere enn det som var forventet fra prognoser for de uoppdagede ressurser, men den høye oljeprisen gir grunnlag for utvikling av nye løsninger for økt utvinning. Produksjon fra økt utvinning utgjør nå en relativt stor andel av den totale produksjonen. Samlet følger nå produksjonen marginalt over prognostisert nivå frem til noe etter 2030. Deretter faller imidlertid produksjonen under prognosen og i 2050 er produksjonsnivået bare 50 % av nivået i 2012.

Den høye oljeprisen har stimulert til mye leteaktivitet. Størst fokus er først og fremst i nord hvor usikkerheten er størst men samtidig gode muligheter for store funn.

Det blir i hovedsak gjort mange små funn og noen få mellomstore funn i nord. Skuffelsen er stor, men de høye oljeprisene gir også muligheter i sør hvor det nå også blir økt leteaktivitet.

God lønnsomhet fra økt utvinning gir grunnlag for betydelig levetidsforlengelse av den etablerte infrastruktur. I tillegg gir dette mange utbyggingsprosjekter av mindre funn som tilknyttes eksisterende innretninger. Denne gjensidige forsterkende effekt gir en betydelig forlengelse av haleproduksjon fra eldre innretninger, men resulterer også i betydelig større utslippsintensitet etter hvert som det kreves mer og mer energi for å hente opp sluttproduksjonen.


Noen få mellomstore funn gir også grunnlag for en viss fornying av områder hvor det også er gjort en del mindre funn. Noen av de eldre innretningene blir fjernet og erstattet med noen få nye installasjoner med den beste tilgjengelige teknologien.

De mange mindre funn i nord tvinger frem samarbeid på tvers av de enkelte lisenser for å få til lønnsom utbygging og resulterer i samordningsløsninger for relativt store geografiske områder. Havbunnsfabrikker får en sentral plass i utvikling av de nye områdene i nord hvor det etableres et fåtall store plattformsenter for kraftgenerering og prosessering for videre transport.

Gassfunn blir samordnet slik at de legges grunnlag for en rørledning fra Barentshavet vest og ned til Norskehavet for tilknytning til det eksisterende gassrørledningsnettet.

Oljefelt blir bygget ut med flytende produksjonsinnretninger med lager (FPSO) og oljen transporteres til landanleggene i sør ved bruk av tankbåter. Assosiert gass søkes reinjisert i reservoaret for økt utvinning og etterfølgende gassfase baseres på transport av gass direkte til mottaker ved bruk av CNG (Compressed Natural Gas – komprimert naturgass) skip.

Det er fortsatt krav til utredning om elektrifisering og kraft i kabel fra land, men alternativet basert på offshore kraftgenerering gir også betydelige reduksjoner av utslipp. Avhengig av avstander og kostnader velges det fra begge løsninger ved nye utbygginger. For områdene i nord skjer dette ved de store



plattformsentra og basert på enten gassturbiner eller kombikraft kombinert med kompakte anlegg for CO₂-fangst med etterfølgende reinjeksjon. Tilsvarende løsning blir også benyttet i sør i de få tilfeller hvor eldre innretninger blir erstattet med nye installasjoner.

På tross av høye oljepriser er det ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt å erstatte eldre anlegg for kraftgenerering i sør med moderne teknologi basert på CO₂ fangst og lagring.

Ønske om økt utvinning kombinert med begrenset lønnsomhet gjør at myndighetene velger å bruke avgifter på utslipp av klimagasser heller enn absolutte utslippsgrenser. Stort kraftbehov ved økt utvinning og forlenget levetid for eldre innretninger bidrar til at det ikke er mulig å begrense utslippet ved bruk av tilgjengelig teknologiske løsninger sammenlignet med 2012. Tilgjengelig teknologi benyttes primært for nye innretninger. Utslippetsintensiteten for CO₂ øker sterkere etter 2030 i forhold til 2012 og utslippene kommer først ned på 2012 nivå etter 2040, og da som en konsekvens av at produksjonen er betydelig redusert i forhold til 2012 nivå.

6.4 Lav oljepris og små funn – fremtidsbilde C

Begrenset lønnsomhet gir kortsiktighet, spesielt i sør hvor utviklingen bærer preg av høsting og liten vilje til investeringer utover det som enkle løsninger krever. Produksjonen fra norsk sokkel faller gradvis under de etablerte prognoser fra 2020 og i 2030 er det færre innretninger i drift sør for Aasta Hansteen sammenlignet med 2012 samt noen oljefelt i nord. I 2020 er produksjonen som i 2012, men allerede i 2035 er den nede på 50 % av produksjonen i 2012. I 2050 er det bare produksjon fra Troll A, Ekofisk, Valhall og Johan Sverdrup samt noen få felt i Barentshavet som samlet utgjør ca. 30 % av nivået i 2012.

Lav oljepris gir en begrenset interesse for leting i de modne områdene. Det blir da også gjort små funn og de som gir lønnsomhet blir bygget ut med utnyttelse av eksisterende infrastruktur.

Letevirksomheten fokuserer i starten mot de nye områdene hvor usikkerheten er størst, men hvor også mulighetene for større funn er store.

Skuffelsen er stor etter flere år med lettevirksomhet og i hovedsak bare mindre funn som ble gjort. Det er begrenset lønnsomhet for utbygging av de fleste funn.


Det tas initiativ til samarbeid for kartlegging av større områder for å sikre grunnlag for områdevis samordning og utbygging basert på havbunnsfabrikker med noen få sentrale sentra for kraftgenerering og prosessering.

Det er imidlertid krevende å motivere for store investeringer i lettevirksomhet i en tid hvor lavpris scenarier for oljeprisutviklingen er blitt en tilnærmet etablert sannhet. Refusjonsordningen som ble innført i 2005 gjelder fortsatt og hjelper noe, men de store oljeselskapene bygger ned sin virksomhet i Norge.

Det er også stort press på kostnader og utbyggingsalternativer preges av enkle løsninger som gir relativt lav utvinningsgrad. Mulighet for CO₂ fangst kan i noen tilfeller ikke forsvares på grunn av de ekstra kostnader som gir en noe høy sårbarhet for nedsidene.

Begrenset lønnsomhet gir kortsiktighet, spesielt i sør, hvor utviklingen bærer preg av høsting og mindre investeringer.

I områdene langt fra land i nord stopper kartleggingen helt opp og vi får en begrenset utvikling av Barentshavet øst og vest samt noen få funn utenfor Lofoten og Vesterålen. Kun oljefelt blir bygget ut i nord og transport skjer med tankbåter som leverer stabilisert olje til landanlegg i sør eller går til Europa.



Manglende funn i sub-basaltområdet og på store havdyp i det nordlige Norskehavet gjør at aktiviteten også her stopper opp.

Kompakte anlegg for CO₂ håndtering er bare benyttet i noen få tilfeller hvor det blir lønnsomhet i samordning av mange mindre funn kombinert med bruk av sentralisert kraftproduksjon på dedikerte innretninger. Vi har ett slikt anlegg i 2030 og tre i 2050. I tillegg kommer noen få nye innretninger som blir elektrifisert via kraft i kabel fra land.

Myndighetene velger å opprettholde en balansert bruk av virkemiddelapparatet (ivaretar både ønske om god ressursforvaltning og lave utslipp). Utviklingen av utslipp av CO₂ følger en naturlig bane påvirket av teknologiske løsninger og energieffektivisering. De store utslippene fra økt utvinning i haleproduksjon vi hadde tidligere faller imidlertid bort, da innretningen blir raskere stengt ned på grunn av manglende lønnsomhet. Utslippetsintensiteten for CO₂ faller gradvis frem mot 2050 og er da 50 % av nivået i 2012.

6.5 Lav oljepris og store funn – fremtidsbilde D

Produksjonen holder seg på prognostisert nivå frem til 2020, hvorefter produksjonsvolumet øker marginalt frem mot 2030 til ca. 230 millioner Sm³ o.e. Deretter faller produksjonen gradvis frem mot 2050 hvor nivået nå nærmer seg 100 millioner Sm³ o.e.

Myndighetene ønsker en best mulig kartlegging av ressursgrunnlaget, men det er krevende å motivere for store investeringer i letevirksomhet i en tid med lave oljepriser. Refusjonsordningen som ble innført i 2005 gjelder fortsatt og hjelper noe, men de store oljeselskapene bygger ned sin virksomhet i Norge.

Lav oljepris gjør at fokus rettes mot de nye områder i nord der mulighetene er store, men hvor også usikkerheten er størst. Letevirksomheten i nord resulterer i en del større funn og oppmerksomheten rettes nå også mot sør.


Det overraskende funnet av Johan Sverdrup i Nordsjøen viste at bruk av nye letemodeller kan åpne muligheter som tidligere ble nedgradert. Fokuset leting i sør gir også noen positive overraskelser. I tillegg blir nye ressurser avdekket i de dypere lag i den sørlige del av Nordsjøen. Dette bekrefter tidligere antakelser. Erfaring fra 2/4 brønnen (nå King Lear feltet) som ble boret av Saga Petroleum på 80-tallet gjør at høytrykksbrønner nå kan håndteres på en forsvarlig måte.

Utvikling av de nye funnene hvor det er etablert infrastruktur, blir i stor grad basert på utnyttelse av eksisterende innretninger og tilhørende forlengelse av levetiden. Utbygging av mindre funn i samme område hvor det tidligere var gjort større funn, gir nå grunnlag for nye investeringer. Dette gir mulighet for å klargjøre eksisterende innretninger for forlenget drift, men modifikasjonene blir holdt på et minimum på grunn av begrenset lønnsomhet.

Begrenset lønnsomhet gir utbygginger i de nye områdene i nord basert på et kjent og risikovurdert ressursgrunnlag. Det satses på de trygge løsninger og det er begrenset vilje til investeringer for fremtidige muligheter utover det absolutt nødvendige. Dette medfører at flere mindre funn gjort i etterkant av de nye utbyggingene ikke gir lønnsomhet.

Tilgjengelig teknologi for kompakte anlegg for CO₂ håndtering og/eller elektrifisering basert på kraft i kabel fra land blir utredet basert på pålegg fra myndigheter og tas i bruk der det er økonomisk forsvarlig (i henhold til definisjonen av BAT).

De store gassfunnene i nord samordnes og det investeres i en gassledning fra Barentshavet øst og vest til Norskehavet for tilknytning til eksisterende rørledningsnettverk. To gassfelt i Barentshavet nært land knyttes opp mot Melkøya og danner grunnlag for en ny LNG linje og utvidet kapasitet.



Et stort gassfunn langt fra land i Barentshavet nord området krever flytende LNG anlegg (FLNG).

Det etableres et mottaksanlegg for olje i nord i nærheten av Hammerfest med tilhørende oljerør fra feltene i Barentshavet. Oljefunn utenfor Lofoten og Vesterålen skipes i tankbåter til anlegg i sør.

For utbygginger langt fra land transporteres oljen i tankbåter mens gass søkes reinjisert der det er mulig. Senere eksport av gass fra disse områder skjer ved bruk av CNG.

Myndighetenes virkemiddelbruk forblir endret. Utslippene faller naturlig med lavere utslippsintensitet og fallende produksjon. Utslippsintensiteten reduseres som et resultat av teknologiske løsninger, energieffektivisering og etter hvert som investeringer i økt utvinning og levetidsforlengelse av eksisterende infrastruktur stopper opp på grunn av manglende lønnsomhet. Samlet sett gir bidragene et fall i utslippsintensiteten ned mot litt over 50 % av 2012 nivået i 2050.

VEDLEGG A – KATEGORIER FOR UTSLIPPSDATA

Utslippstallene fra norsk petroleumsnæring for 2012 har blitt framskaffet ved å kombinere forskjellige datakilder. Utgangspunktet er en rådata dump fra Environment Web (tilgang via NOROG). Denne har blitt sammenlignet opp mot utslipp som vist i NOROGs Miljørapport 2013 (data fra 2012) og feltspesifikke utslippsrapporter. Der hvor forskjeller har fremkommet (nmVOC og CH₄) har Miljørapport 2013 og feltspesifikke utslippsrapporter vært førende. Målet har vært overordnet god representasjon av alle de vesentlige utslippene.

Flere av disse tabellene og figurene er presentert i hovedrapporten. De er gjengitt her slik at man kan lese tallmateriale og tilhørende figurer samlet.

Tabellen nedenfor viser en oppsummering av rådata dump, sammenliknet med Miljørapporten:

Tabell 17: Oppsummering av rådatadump og sammenlikning med Miljørapport 2013

Utslippstype	Utslippsmengde (tonn/år)	Kommentar
Totalutslipp nmVOC	2 566	Underrapportert med referanse til NOROG Miljørapport 2012 (33021 tonn). Dette skyldes med all sannsynlighet en feil i rådata dump fra Environment Web, og tall fra Miljørapporten har blitt benyttet isteden.
Totalutslipp CH ₄	4 160	Underrapportert med referanse til NOROG Miljørapport 2012 (25658 tonn) Dette skyldes med all sannsynlighet en feil i rådata dump fra Environment Web, og tall fra Miljørapporten har blitt benyttet isteden.
Totalutslipp SO _x	825	Ok med referanse til NOROG Miljørapport 2012 (822 tonn)
Totalutslipp NO _x	50 648	Ok med referanse til NOROG Miljørapport 2012 (50439 tonn)
Totalutslipp CO ₂	12 448 717	Ok med referanse til NOROG Miljørapport 2012 (12.4 millioner tonn)

Til disse tallene har utslipp av maritime aktiviteter og helikoptertrafikk blitt tillagt. Utslipp fra maritime aktiviteter er utarbeidet fra en DNV GL analyse av AIS data (Automatic Identification System, trafikkovervåkning) for offshore fartøy og skytteltankere fordelt på faser i verdikjeden. I tillegg har helikopter trafikk blitt lagt til. Dette er oppsummert på et aggregert nivå i tabellen nedenfor.

Tabell 18: Utslipp fra maritime aktiviteter og helikoptertrafikk

Utslippskilde	Utslippsmengde (tonn/år)	Kilde
Maritim aktivitet – CO ₂	1 768 675	DNV GL analyse av AIS data
Maritim aktivitet – CH ₄	167	DNV GL analyse av AIS data
Maritim aktivitet – nmVOC	1 338	DNV GL analyse av AIS data
Maritim aktivitet – SO _x	2 117	DNV GL analyse av AIS data
Maritim aktivitet NO _x	27 683	DNV GL analyse av AIS data
Helikoptertrafikk – CO ₂	110 000	Estimat fra Miljødirektoratet

En oppsummering av datagrunnlag fordelt på faser og innretningstype er gjengitt i tabellen nedenfor.

Tabell 19: Datagrunnlag fordelt på faser og innretningstyper

Kategorier	Beskrivelse	Datakilder	Anslag av omfang på tilgjengelige data og
------------	-------------	------------	---

			kvalitet
Faser			
Utforskning og utbygging	Aktiviteter helt fra seismiske undersøkelser, leteboring, og felt utbygging, tilhørende helikoptertrafikk og maritime støttetjenester.	Utslipp beregnet basert på aktiviteter for flyttbare enheter, skip og helikopter som beskrevet nedenfor under innretningstyper	Middels
Drift	Produksjonsboring, produksjon fra anlegg i drift, transport til landanlegg via rørledninger og skytteltankere, maritim støtteaktivitet, helikoptertrafikk, samt landanlegg	Utslipp beregnet basert på aktiviteter for alle typer innretninger som beskrevet nedenfor under innretningstyper	Høy
Driftsnedleggelse	Aktiviteter for å stenge ned, rense og fjerne plattformer	Estimat fra DNV GL	Lav
Innretningstype			
Fast	Faste installasjoner og produksjonsskip	Environment Web som inkluderer feltspesifikke utslippsrapporter	Høy
Flyttbar	Borerigger slik som oppjekkbare og halvt nedsenkbare	Environment Web som inkluderer feltspesifikke utslippsrapporter	Høy
Landanlegg	Utslipp fra landanlegg i henhold til NOROGs anbefalte retningslinjer 044, hovedsakelig den delen som regnes som petroleumsvirksomhet i petroleumsloven. Det vil si at raffinering og videreforedlinga ikke er inkludert.	Environment Web som inkluderer feltspesifikke utslippsrapporter, samt komplimentering fra norskeutslipp.no og data fra Miljødirektoratet	Høy
Skip	Andre fartøy som ikke omfattes av flyttbare innretninger	DNV GL analyse av AIS data fra petroleumsrelatert skipsaktivitet i 2012	Høy
Helikopter	Helikoptertrafikk som del av utforskning og utbygging samt drift	Estimat fra Miljødirektoratet, fordelt i verdikjeden etter estimat fra DNV GL	Middels

VEDLEGG B – OVERSIKT OVER TILTAK VURDERT

Vedlegg B gir en oppsummering av alle tiltak vurdert for CO₂, CH₄ og nmVOC. Formålet har vært å illustrere potensialet frem mot 2050, som nødvendigvis må bygge på mange forutsetninger og antakelser. Prosjektet har ikke hatt ressurser til å gjennomføre detaljerte analyser, så dette er en relativt grovmasket tilnærming. I den grad det har vært mulig er tallene hentet fra analyser fra annet arbeid, og disse kildene er da oppgitt. I andre tilfeller er det antakelser basert på estimat, og dette er da også angitt.

Hvert underkapittel følger samme oppbygging:

1. Oversikt
 - a. Tabell: Oppsummering av de største utslippskildene og reduksjonspotensiale for tiltak vurdert for hver utslippskilde
 - b. Tabell: Oversikt over hvilke tiltak som er vurdert
 - c. Illustrasjon: Reduksjonspotensiale (målt mot samlet utslipp, og målt relativt for hver enkelt kategori)
2. Detaljer:
 - a. Tabell(er) og illustrasjon(er) for hvert tiltak vurdert

Om ikke annet spesifisert er enheten tonn/år.

Flere av disse tabellene og figurene er presentert i hovedrapporten. De er gjengitt her slik at man kan lese tallmateriale og tilhørende figurer samlet.

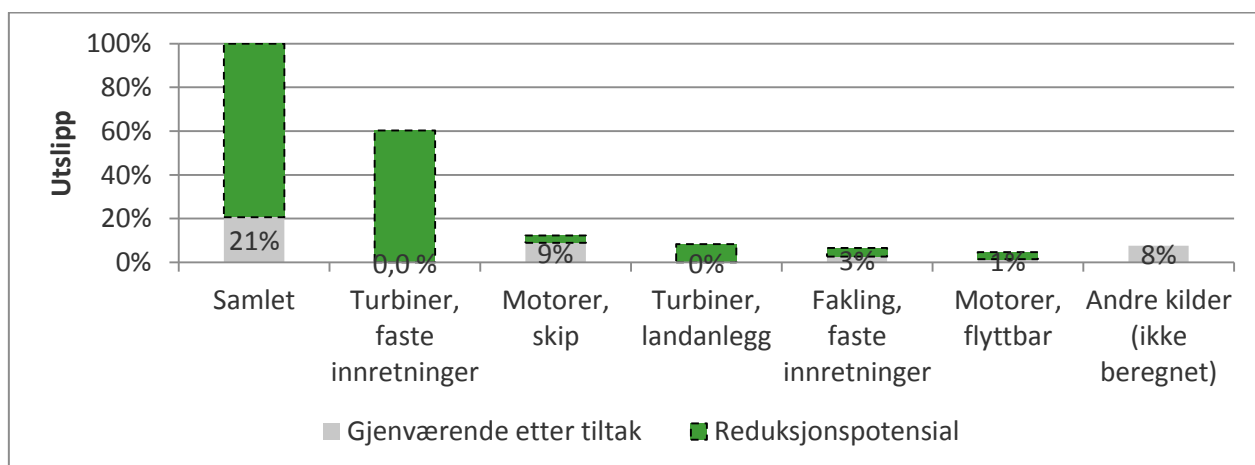
Tiltak for reduksjon av CO₂

Tabell 20: Viktigste kilder for CO₂ utslipp og reduksjonspotensiale i % for tiltak

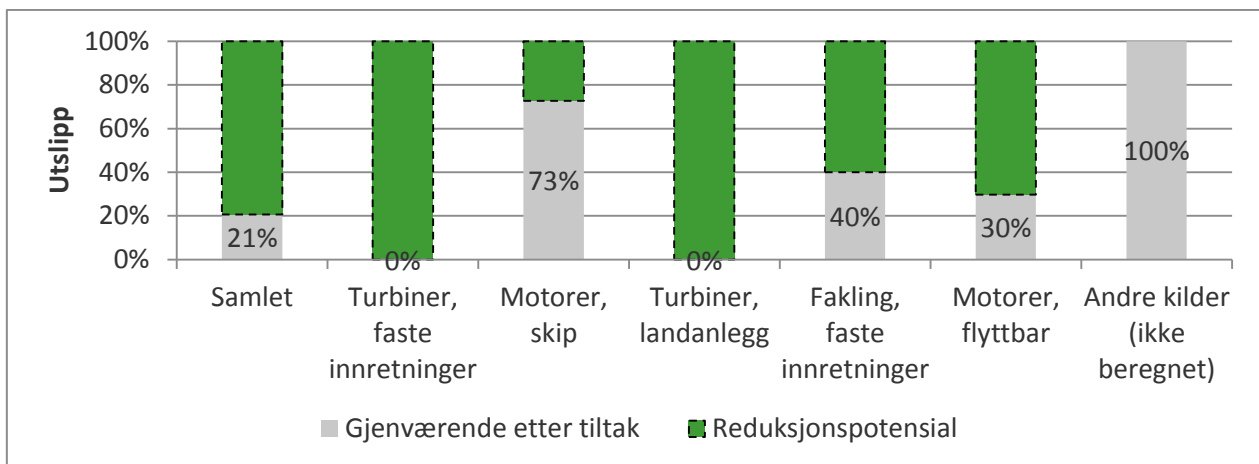
Kilde	Opprinnelig mengde	Reduksjonspotensiale fra tiltak	Gjenværende etter tiltak
Turbiner, faste innretninger	60 %	a) 60 % b) 57 % c) 55 % d) 30 % e) 16 %	a) 0 % b) 3 % c) 5 % d) 30 % e) 44 %
Motorer, skip	12 %	3 %	9 %
Turbiner, landanlegg	8 %	8 %	0 %
Fakling, faste innretninger	7 %	4 %	3 %
Motorer, flyttbar	5 %	3 %	1 %
Andre kilder (ikke beregnet)	8 %	0 %	8 %
Totalt	100 %	a) 79 % b) 76 % c) 74 % d) 49 % e) 35 %	a) 21 % b) 24 % c) 26 % d) 51 % e) 75 %

Tabell 21: Tiltak vurdert for hver utslippskilde

Kilde	Tiltak vurdert
Turbiner, faste innretninger	a) Energieffektivisering og elektrifisering via kraft fra land b) Energieffektivisering, kombikraftverk på optimal virkningsgrad og CCS c) Energieffektivisering, gassturbiner på optimal virkningsgrad og CCS d) Energieffektivisering, kombikraftverk på optimal virkningsgrad e) Energieffektivisering, gassturbiner på optimal virkningsgrad
Motorer, skip	Energieffektivisering og hybridisering på OSV'er og skytteltankere
Turbiner, landanlegg	Energieffektivisering og elektrifisering
Fakling, faste innretninger	Eliminering av kontinuerlig fakling, reduksjon av ikke-kontinuerlig fakling
Motorer, flyttbar	Oppankring av semisub og boreskip, bruk av kontinuerlig boring, optimal virkningsgrad for motorene, annen energieffektivisering



Figur 70: Reduksjonspotensiale (målt mot det samlede utslipp) frem mot 2050 for CO₂



Figur 71: Reduksjonspotensiale (målt relativt for hver enkelt kategori) frem mot 2050 for CO₂

Tiltak for turbiner, faste innretninger

Nedenfor følger beregninger gjort for å redusere utslipp av CO₂ fra turbiner på faste innretninger.

Energieffektivisering	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Mål for Statoil frem mot 2020 fra Konkraft	35000	tonn/år	Statoils interne oversikt over energieffektivisering, men inkluderer også andre tiltak
Andel for Statoil	80 %		Statoils interne oversikt over energieffektivisering
Mål for sokkelen fra Konkraft	43750	tonn/år	Kalkulert for å oppskalere til å gjelde hele sokkelen
Andel kun energieffektivisering	42 %		KonKraft, 2009. Rapport 5, Petroleumsnæringen og klimaspørsmål
Mål for sokkelen fra Konkraft, kun effektivisering	18 375		
Antall år til 2050	38	år	
Totalt energieffektiviseringspotensial	698250	tonn	Antar konstant årlig effektivisering mot 2050, selv om det muligens blir gradvis vanskeligere å gjennomføre
Antatt andel for offshore	88 %		Andelen fra forholdet i utslipp mellom turbiner offshore og turbiner onshore
Energieffektiviseringspotensial e offshore	612906	tonn	Energieffektiviseringspotensiale offshore
Totalt utslipp fra turbiner, faste innretninger, 2012	8 677 525	Tonn	Totalt utslipp fra turbiner, faste innretninger, 2012
Reduksjonspotensiale	7 %		Reduksjonspotensiale

Kjøre gassturbiner på optimal lastgrad	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Virkningsgrad, snitt	31 %	-	Oljedirektoratet: Oversiktsskjema for NO _x -avgiftspliktig utstyr
Beste mulig virkningsgrad med optimal lastgrad	39 %	-	Antatt alle turbiner på optimal lastgrad, virkningsgrad fra LM6000PF (https://www.gedistributedpower.com/products/power-generation/35-to-65mw/lm6000-pf). Redusert litt (41 % ->39 %)
Reduksjonspotensiale	21 %	-	

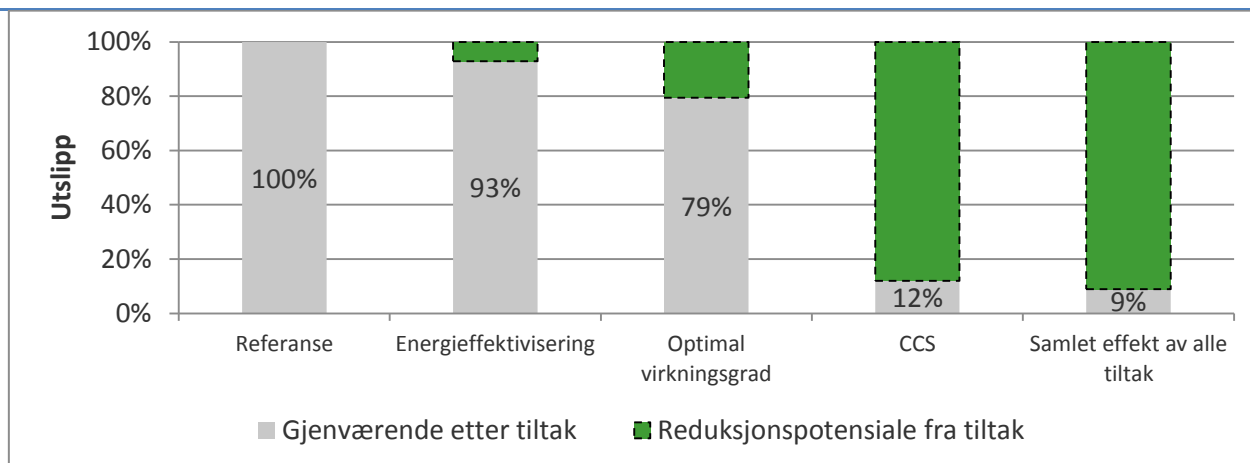
Kombikraft	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Virkningsgrad, snitt	31 %	-	Sammenlikningsbasis er rene gassturbiner med virkningsgrad som snitt på norsk sokkel: Oljedirektoratet: Oversiktsskjema for NO _x -avgiftspliktig utstyr
Beste mulig virkningsgrad med kombikraft	57 %	-	Oppnåelig virkningsgrad på land er mellom 50-60 %, antatt konservativt 51 % offshore (http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/27321)
Reduksjonspotensiale	46 %	-	

CCS for gassturbiner	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Utslipp fra opprinnelig kombikraftverk	100 %	-	Antatt kombikraftverk med optimal virkningsgrad på 51 %
Økt kraftbehov til distribusjon av strøm	0 %	-	Antatt at strømmen produseres lokalt
Økt kraftbehov til CO ₂ håndtering	20 %	-	SINTEF Energy Research, 2008. Offshore power generation with CCS – Phase 2
Totalt nytt utslipp før CO ₂ håndtering	125 %	-	

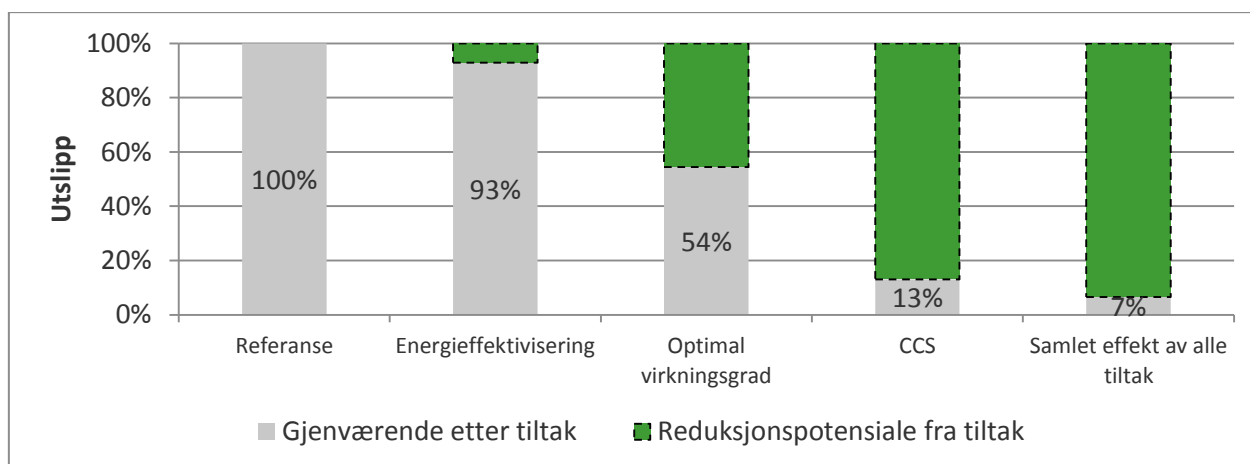
Virkningsgrad CO ₂ håndtering	90 %	-	SINTEF Energy Research, 2008. Offshore power generation with CCS – Phase 2
Resterende utslipp etter CO ₂ håndtering	12 %		Med utgangspunkt i totalt nytt utslipp før CO ₂ rensing
Reduksjonspotensiale	88 %		

CCS for kombikraftverk	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Utslipp fra opprinnelig kombikraftverk	100 %	-	Antatt kombikraftverk med optimal virkningsgrad på 51 %
Økt kraftbehov til distribusjon av strøm	5 %	-	Antatt distribusjonstap i samordnet AC distribusjonsnett (ville vært 0 hvis strømmen ble produsert lokalt på hver enkelt innretning)
Økt kraftbehov til CO ₂ håndtering	20 %	-	SINTEF Energy Research, 2008. Offshore power generation with CCS – Phase 2
Totalt nytt utslipp før CO ₂ håndtering	126 %	-	

Virkningsgrad CO ₂ håndtering	90 %	-	SINTEF Energy Research, 2008. Offshore power generation with CCS – Phase 2
Resterende utslipp etter CO ₂ håndtering	13 %		Med utgangspunkt i totalt nytt utslipp før CO ₂ rensing
Reduksjonspotensiale	87 %		



Figur 72: Reduksjonspotensiale for faste innretninger – gass turbiner med CCS



Figur 73: Reduksjonspotensiale for faste innretninger – kombikraftverk med CCS

Tiltak for motorer, skip

Nedenfor følger beregninger gjort for å redusere utslipp av CO₂ fra motorer på skip.

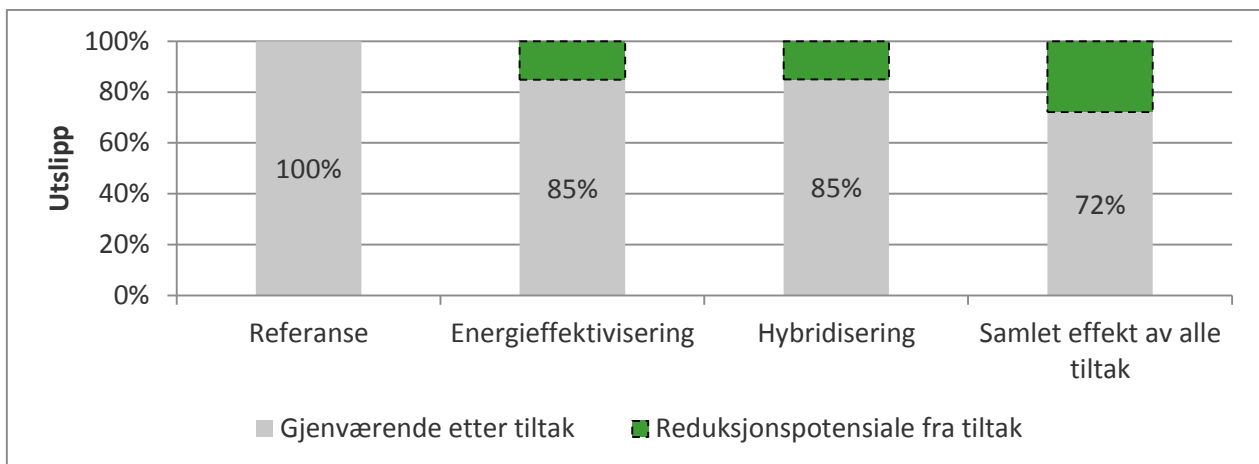
Utslippsfordeling OSV'er og skytteltankere	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Totalt utslipp fra skips kategorien	1 768 676	tonn/år	DNV GL analyse av AIS data
Totalt utslipp fra skytteltankere	261586	tonn/år	DNV GL analyse av AIS data
Andel utslipp fra skytteltankere	15 %		Kalkulert
Andel utslipp fra OSV'er samlet	85 %		Antatt at resten av skipstrafikken hovedsakelig er OSV'er, da seismikk står for mindre enn 2 % av utslippene

Energieffektivisering OSV'er	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Skipsytelse	3,20 %	-	DNV GL; 2013. Joint Industry Project, Energy Efficient Offshore Partners
Seiling og operasjonelt	6,40 %	-	DNV GL; 2013. Joint Industry Project, Energy Efficient Offshore Partners
Motorer og forbrukere	5,60 %	-	DNV GL; 2013. Joint Industry Project, Energy Efficient Offshore Partners
Totalt energieffektiviseringspotensial	15,20 %		Dette er ved bruk av teknologi tilgjengelig i dag

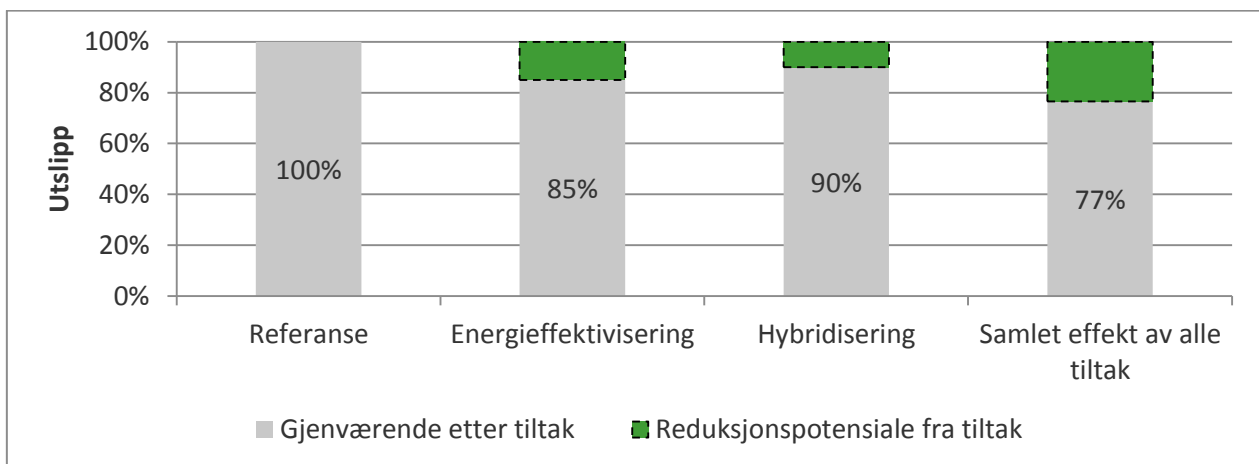
Hybridisering OSV'er	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Potensial fra hybridisering	15,00 %	-	Antatt potensial mot 2015 etter erfaring med Viking Lady (Fellowship prosjektet), http://www.indetailmagazine.com/en/issue/2/2014/#!55 . Potensialet er en antatt videre reduksjon etter energieffektivisering.

Energieffektivisering skytteltankere	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Totalt energieffektiviseringspotensial	15 %	-	DNV GL estimat basert på diverse energieffektiviseringsstudier av skipsflåten

Hybridisering skytteltankere	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Potensial fra hybridisering	10 %	-	Antatt potensial mot 2050 etter erfaring med Viking Lady, justert ned fra 15 til 10 % grunnet annen operasjonsprofil med mindre potensiale for besparelse



Figur 74: OSV'er - reduksjonspotensiale for tiltak vurdert individuelt og samlet for et typisk fartøy



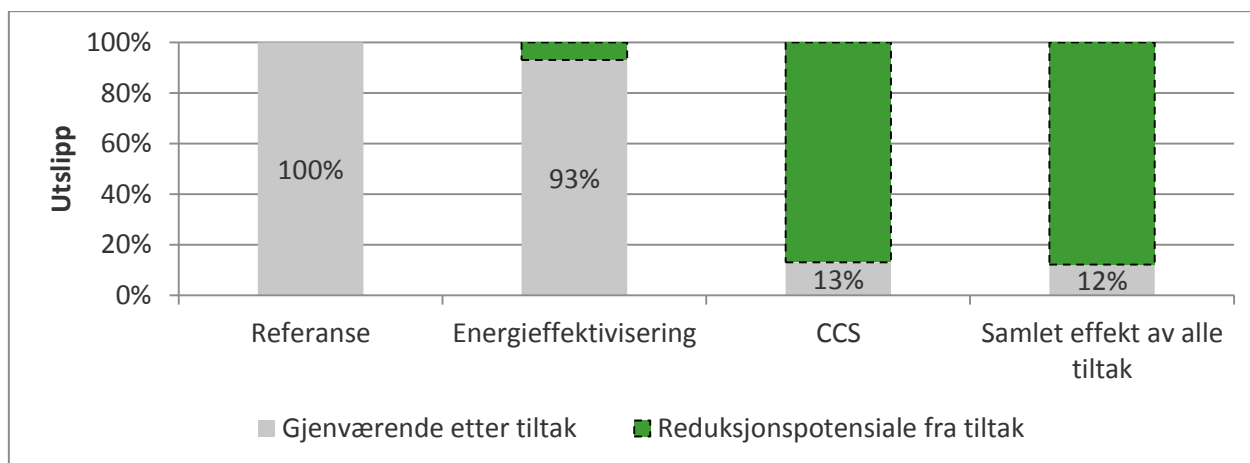
Figur 75: Skytteltankere - reduksjonspotensiale for tiltak vurdert individuelt og samlet for et typisk fartøy

Tiltak for turbiner, landanlegg

Nedenfor følger beregninger gjort for å redusere utslipp av CO₂ fra turbiner på landanlegg.

Energieffektivisering	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Totalt energieffektiviseringspotensial	698250		Utrekning hentet fra turbiner, faste innretninger
Antall andel for onshore	12 %		
Reduksjonspotensiale	7 %		Antatt likt potensiale som for offshore

Kombikraft med CCS	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Utslipp fra opprinnelig kombikraftverk	100 %	-	Antatt at det kun er kombikraftverk på landanleggene (Dette er riktig for Snøhvit, og Kårstø, men data har ikke blitt hentet for de andre landanleggene). Oppnåelig virkningsgrad på land er mellom 50-60%, antatt konservativt 55% onshore (http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/27321)
Økt kraftbehov til CO ₂ håndtering	30 %	-	SINTEF Energy Research, 2008. Offshore power generation with CCS – Phase 2, oppjustert fra 20% til 30% for å ta høyde for transport av CO ₂ til lagringstedet
Totalt nytt utslipp før CO ₂ håndtering	130 %	-	Kalkulert
Virkningsgrad CO ₂ håndtering	90 %	-	SINTEF Energy Research, 2008. Offshore power generation with CCS – Phase 2
Resterende utslipp etter CO ₂ håndtering	13 %		Kalkulert
Reduksjonspotensiale	87 %		Kalkulert



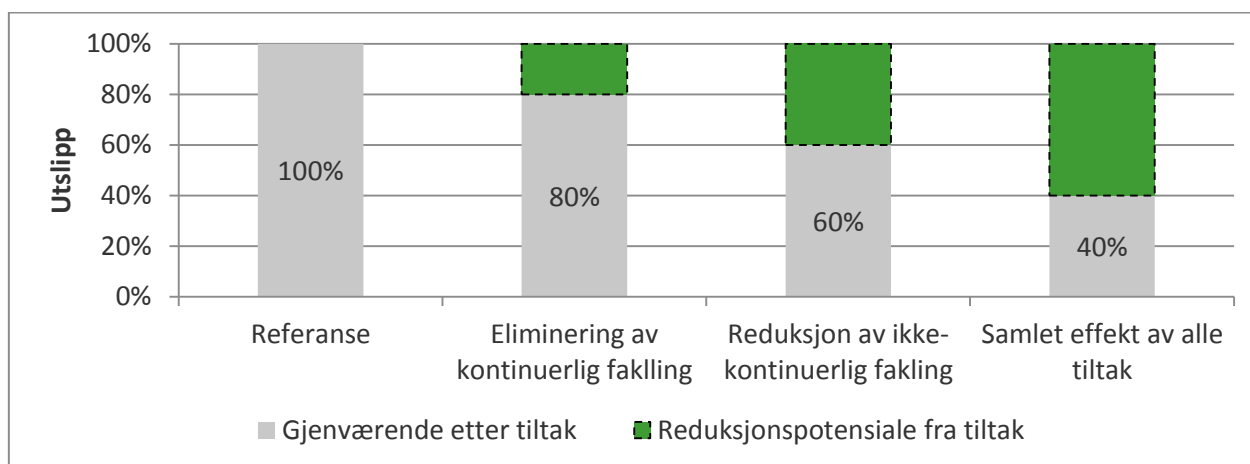
Figur 76: Potensial for utslippsreduksjoner, turbiner på landanlegg

Tiltak for fakling, faste innretninger

Nedenfor følger beregninger gjort for å redusere utslipp av CO₂ fra fakling på faste innretninger.

Eliminering av kontinuerlig fakling	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Andel fakling som er kontinuerlig	20 %		Carbon Limits, 2013. Evaluering av faklingsstrategi, teknikker for reduksjon av fakling og faklingsutslipp, utslippfaktorer og metoder for bestemmelse av utslipp til luft fra fakling.
Antatt reduksjonspotensiale	100 %		Antatt kontinuerlig fakling fra pilotgass, dekk-gass, produsertvannsystemet og glykolregenerering kan elimineres helt.
Totalt reduksjonspotensiale	20 %		

Reduksjon av ikke-kontinuerlig fakling	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Andel fakling som er ikke-kontinuerlig	80 %	-	Carbon Limits, 2013. Evaluering av faklingsstrategi, teknikker for reduksjon av fakling og faklingsutslipp, utslippfaktorer og metoder for bestemmelse av utslipp til luft fra fakling.
Antatt reduksjonspotensiale	50 %	-	Antatt at ikke-kontinuerlig utslipp fra faklingskildene kan reduseres med 50%
Totalt reduksjonspotensiale	40 %	-	



Figur 77: Samlet potensial for utslippsreduksjoner, fakling faste innretninger

Tiltak for motorer, flyttbare innretninger

Nedenfor følger beregninger gjort for å redusere utslipp av CO₂ fra motorer på flyttbare innretninger.

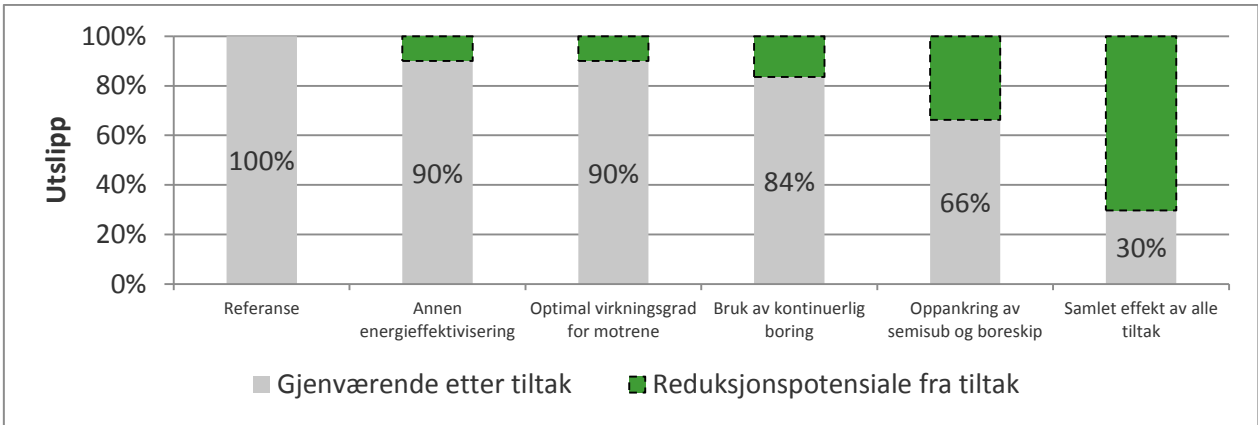
Fordeling rigger på norsk sokkel	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Totalt flyttbare rigger, norsk sokkel i 2012	27	Riggår	OD, 2013: Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel
Andel jack-ups	25 %		Antatt fordeling for 2012, basert på fordeling fra Januar 2015 fra http://www.offshore.no/Prosjekter/riggdata.aspx
Andel semi-submersibles og boreskip	75 %		Antatt fordeling for 2012, basert på fordeling fra Januar 2015 fra http://www.offshore.no/Prosjekter/riggdata.aspx

Oppankring av semi-sub og boreskip	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Andel av kraftgenerering til DP systemet	50 %	-	Estimat fra Moss Maritime
Redusert kraftbehov fra oppankring	90 %	-	Oppankring kan sterkt redusere, men muligens ikke eliminere DP. Derfor antatt til 90%
Totalt reduksjonspotensiale	45 %	-	Reduksjonspotensiale for flytende innretninger, jack-ups er ikke inkludert

Kontinuerlig boring	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Andel av kraftgenerering til boring	30 %		DNV GL estimat
Energibesparelse fra kontinuerlig boring	55 %		Antatt nedre del av potensiell effektbesparelse, Forskningsrådet, 2012: Energieffektivisering og reduksjon av klimagasser
Totalt reduksjonspotensiale	17 %		Antatt gjeldende både for jack-ups og flytere

Optimal virkningsgrad på motorene	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Samlet effekt av tiltak	10 %		DNV GL estimat basert på ny teknologi som gir jevnere last, lavere snitt last, redusert spinning reserve kraft (f.eks. via hybridisering, regenerering, o.l.). Dermed kan det brukes mindre installert kapasitet, på høyere jevn lastgrad og tilhørende virkningsgrad

Annen energieffektivisering	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Samlet effekt av tiltak	10 %		DNV GL estimat basert på ny teknologi som gir raskere og mer effektive boreoperasjoner (f.eks. via automatisering av boreteknologi, nye brønnkonstruksjoner, bedre pumper, o.l.)



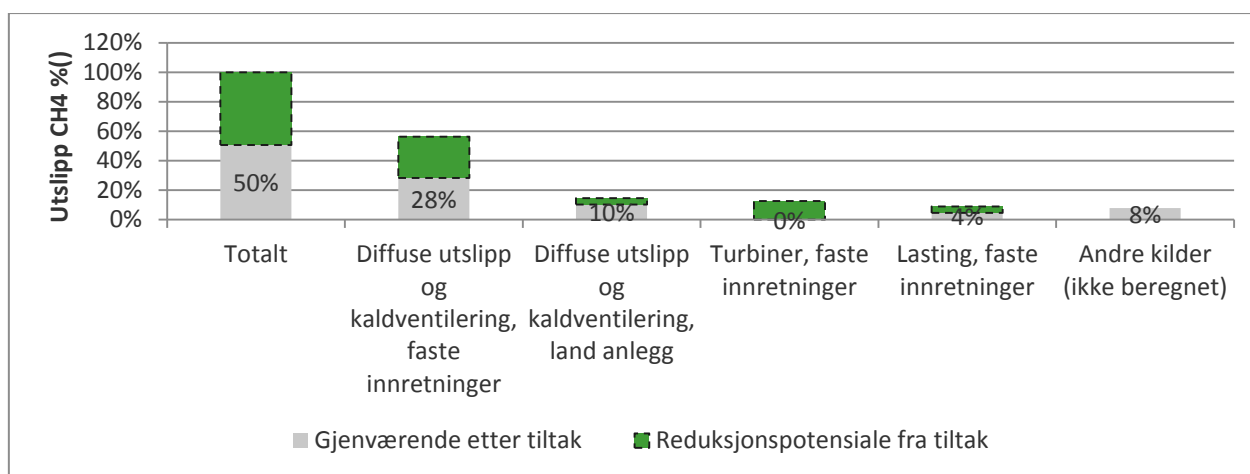
Tiltak for reduksjon av CH₄

Tabell 22: Viktigste kilder for CH₄ utslipp og reduksjonspotensiale fra tiltak

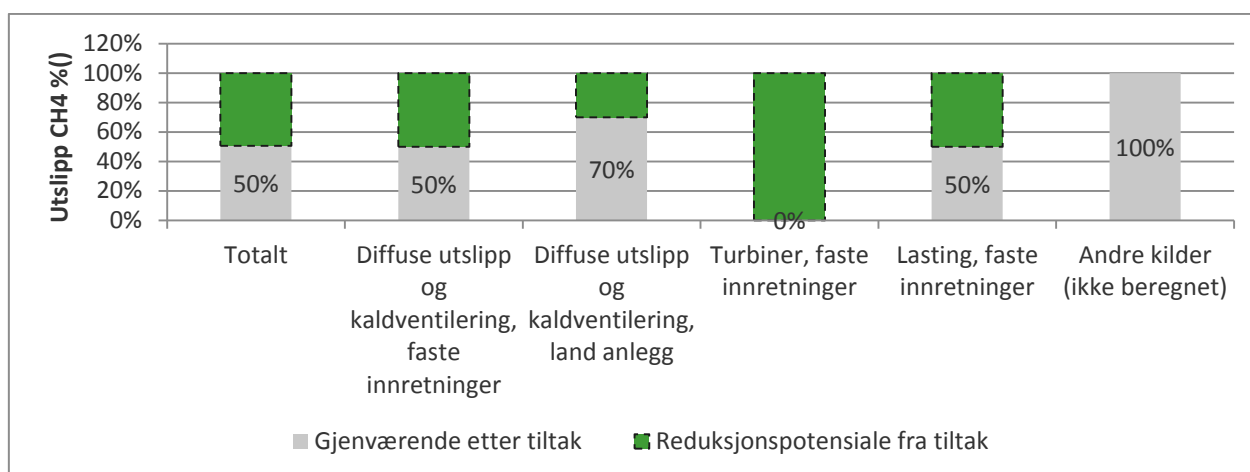
Kilde	Opprinnelig andel av totalutslipp	Reduksjonspotensiale fra tiltak	Gjenværende etter tiltak
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	56 %	28 %	28 %
Diffuse utslipp og kaldventilering, land anlegg	14 %	4 %	10 %
Turbiner, faste innretninger	13 %	13 %	0 %
Lasting, faste innretninger	9 %	4 %	4 %
Andre kilder (ikke beregnet)	8 %	0 %	8 %
Totalt	100	50 %	50 %

Tabell 23: Tiltak vurdert for hver utslippskilde

Kilde	Tiltak vurdert
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	Gjenvinning av utslipp fra glykolregenerering og reduksjon av små lekkasjer
Diffuse utslipp og kaldventilering, land anlegg	Stans eller gjenvinning av utslipp fra flere lekkasjekilder gjennom økt og bedre vedlikehold, målinger og forbedret utstyr
Turbiner, faste innretninger	Eliminering via elektrifisering
Lasting, faste innretninger	Forbedrede anlegg for gjenvinning fra lasting og lagring



Figur 78: Reduksjonspotensiale (målt mot det samlede utslipp) frem mot 2050 for CH₄



Figur 79: Reduksjonspotensialet (målt relativt for hver enkelt kategori) frem mot 2050 for CH₄

Nedenfor følger beregninger gjort for å redusere utslipp av CO₄.

Oversikt over de viktigste utslippene	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Totale utslipp CH ₄	25 842	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	14523	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Diffuse utslipp og kaldventilering, land anlegg	3744	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Turbiner, faste innretninger	3255	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Lasting, faste innretninger	2 305	tonn/år	2012 utslippsregnskap

Gjenvinning av utslipp fra glykolregenerering, offshore	Verdi	Enhet	Kommentar/kilde
Totalt utslipp av CH ₄	25 842		2012 utslippsregnskap
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	14 523	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Andel diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger som % av total	56 %		
Andel av diffuse utslipp og kaldventilering som er fra glykolregenerering	50 %	-	Estimert fra add novatech as, 2013: Screening study - Direct emission of CH ₄ and nmVOC - status and mitigation opportunities
Reduksjon av CH ₄ fra gjenvinningsanlegg for glykolregenerering	90 %		Antatt
Totalt reduksjonspotensiale	25 %		

Gjenvinning av utslipp fra små lekkasjer, offshore	Verdi	Enhet	Kommentar/kilde
Totalt utslipp av CH ₄	25 842		2012 utslippsregnskap
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	14 523	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Andel diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger som % av total	56 %		
Andel av totale utslipp fra små lekkasjer	10 %	-	Estimert fra add novatech as, 2013: Screening study - Direct emission of CH ₄ and nmVOC - status and mitigation opportunities
Reduksjon av CH ₄ fra forbedret vedlikeholdsstyring og lekkasjeprøver	50 %	-	Antatt
Totalt reduksjonspotensiale	3 %	-	

Reduksjon av diffuse utslipp og kaldventilering, landanlegg	Verdi	Enhet	Kommentar/kilde
Totalt utslipp av CH ₄	25 842		2012 utslippsregnskap
Diffuse utslipp og kaldventilering, landanlegg	3 744	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Andel diffuse utslipp og kaldventilering, landanlegg som % av total	14 %	-	
Antatt oppnåelig forbedring fra dagens praksis	30 %	-	Antatt gjennom forbedret vedlikehold, bedre målinger, og forbedret utstyr
Reduksjonspotensial kun for landanlegg som ikke er raffinerier	4 %	-	

Reduksjon av utslipp fra turbiner, faste innretninger	Verdi	Enhet	Kommentar/kilde
Totalt utslipp av CH ₄	25 842		2012 utslippsregnskap
Utslipp fra turbiner, faste innretninger	3 255	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Andel utslipp fra turbiner, faste innretninger som % av total	13 %		
Reduksjon av utslipp, som følge av elektrifisering	100 %		CH ₄ utslipp fra turbinene elimineres hvis anlegget elektrifiseres
Totalt reduksjonspotensial	13 %		

Gjenvinning fra lasteoperasjoner	Verdi	Enhet	Kommentar/kilde
Totalt utslipp av CH ₄	25 842		2012 utslippsregnskap
Utslipp fra lasting, faste innretninger	2 305	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Andel utslipp fra lasting, faste innretninger	9 %		Kun faste innretninger, offshore
Antatt nåværende snitt virkningsgrad for gjenvinningsanlegg	50 %		Antatt
Antatt oppnåelig snitt virkningsgrad for gjenvinningsanlegg	75 %		Estimat fra Miljødirektoratets foreløpige sektorrappport M89/2013
Totalt reduksjonspotensial	4 %		

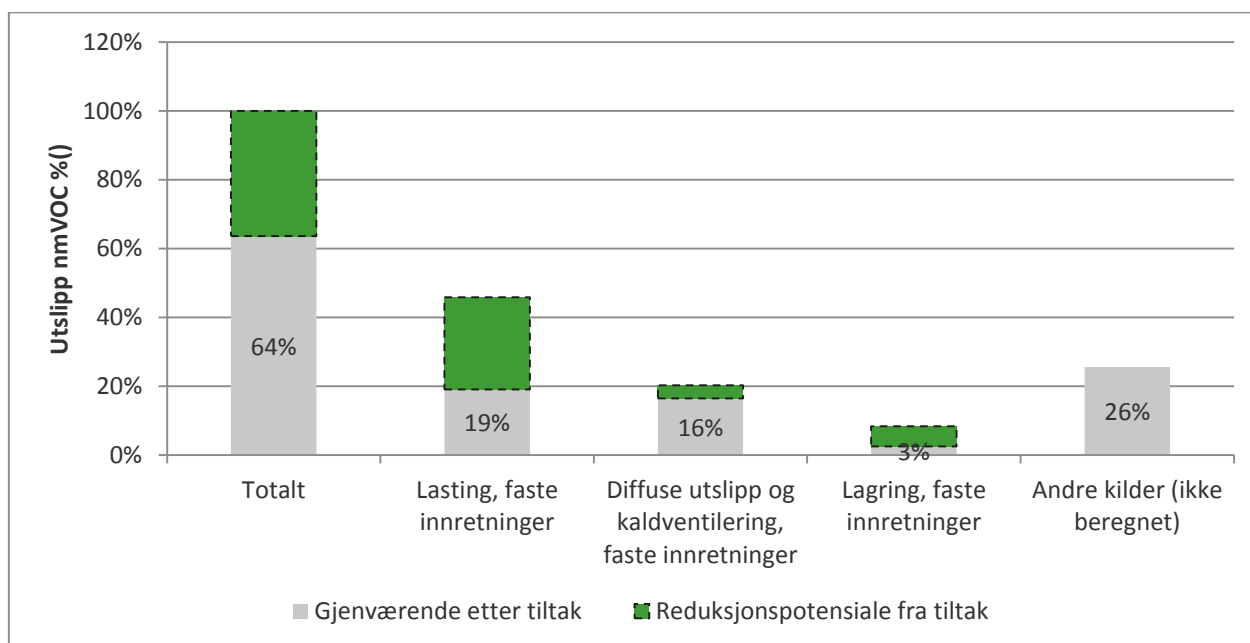
Tiltak for reduksjon av nmVOC

Tabell 24: Viktigste kilder for nmVOC utslipp og reduksjonspotensiale fra tiltak

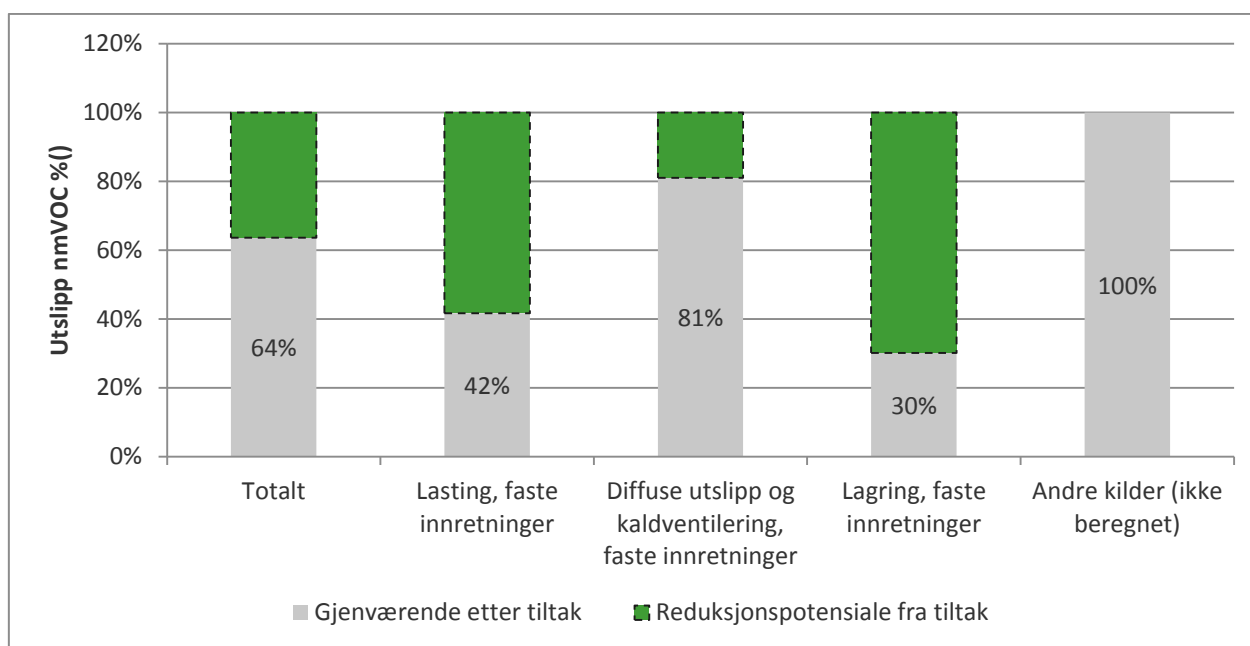
Kilde	Opprinnelig andel av totalutslippmengde	Reduksjonspotensiale fra tiltak	Gjenværende etter tiltak
Lasting, faste innretninger	46 %	27 %	19 %
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	20 %	4 %	16 %
Lagring, faste innretninger	8 %	6 %	2 %
Andre kilder (ikke beregnet)	26 %	0 %	26 %
Totalt	100 %	36 %	64 %

Tabell 25: Tiltak vurdert for hver utslippskilde

Kilde	Tiltak vurdert
Lasting, faste innretninger	Aktivt gjenvinningsanlegg
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	Gjenvinning av utslipp fra glykolregenerering
Lagring, faste innretninger	Aktivt gjenvinningsanlegg



Figur 80: Reduksjonspotensiale (målt mot det samlede utslipp) frem mot 2050 for nmVOC



Figur 81: Reduksjonspotensiale (målt relativt for hver kategori) frem mot 2050 for nmVOC

Nedenfor følger beregninger gjort for å redusere utslipp av nmVOC.

Oversikt over de viktigste utslippene	Verdi	Enhet	Kommentar/Kilde
Totale utslipp nmVOC	34374	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Lasting, faste innretninger	15746	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Lasting, landanlegg	1663	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Diffuse utslipp og kaldventilering, faste innretninger	6975	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Diffuse utslipp og kaldventilering, landanlegg	3 108	tonn/år	2012 utslippsregnskap
Lagring, faste innretninger	2 862	tonn/år	2012 utslippsregnskap

Gjenvinning fra lasteoperasjoner	Verdi	Enhet	Kommentar/kilde
Totale utslipp av nmVOC	34 374	tonn/år	
Totale utslipp fra lasting, offshore	15 746	tonn/år	Lasting fra faste innretninger
Andel utslipp fra lasting, offshore i forhold til totalen	46 %	-	
Antatt nåværende snitt virkningsgrad for gjenvinningsanlegg	60 %	-	Antatt miks av aktive og passive systemer
Antatt oppnåelig snitt virkningsgrad for gjenvinningsanlegg	95 %	-	Estimat fra Miljødirektoratets foreløpige sektorrapport M89/2013
Totalt reduksjonspotensiale	27 %	-	

Gjenvinning av utslipp fra glykolregenerering	Verdi	Enhet	Kommentar/kilde
Totale utslipp av nmVOC	34 374	tonn/år	
Totale utslipp fra diffuse utslipp og kaldventilering	6 975	tonn/år	Kun faste innretninger offshore
Andel utslipp diffuse utslipp og kaldventilering i forhold til totalen	20 %		
Andel av totale utslipp fra glykolregenerering	20 %	-	Estimert fra add novatech as, 2013: Screening study - Direct emission of CH ₄ and nmVOC - status and mitigation

			opportunities
Reduksjon av nmVOC fra gjenvinningsanlegg	95 %	-	Antatt
Totalt reduksjonspotensiale	4 %	-	

Gjenvinning av utslipp fra lagring	Verdi	Enhet	Kommentar/kilde
Totale utslipp av nmVOC	34 374	tonn/år	
Totale utslipp fra lagring	2 862	tonn/år	Faste innretninger offshore (FPSO og FSO).
Andel utslipp lagring i forhold til totalen	8 %	-	
Reduksjonspotensiale	2000	tonn/år	Estimat fra Miljødirektoratets foreløpige sektorrappport M89/2013 basert på gjenvinningsanlegg med 100% virkningsgrad og 97% driftsregularitet på de installasjoner som ikke har et slikt gjenvinningsanlegg per i dag.
Reduksjonspotensiale	70 %	-	Sett i forhold til totale utslipp fra lagring
Totalt reduksjonspotensiale	6 %	-	

VEDLEGG C – DATA BRUKT I SCENARIENE

Data brukt i scenariekapitelet er gjengitt i dette vedlegget. Det fokuseres på fem forskjellige løsninger for å møte kraftbehovet på faste innretninger, offshore:

- Gassturbiner
- Gassturbiner m/CCS
- Kombikraftverk
- Kombikraftverk m/CCS
- Elektrifisering ved kraft fra land

Først presenteres en overordnet beregningsmetodikk, deretter gjengis de viktigste figurene og endelig kommer alle tabeller med data benyttet, inkludert for referanse. Beregningsmetodikken spiller rekkefølgen for tabellene presentert.

Utvikling av antall og type innretninger:

Basert på sammensetningen i 2012 er det gjort vurderinger for å endre sammensetningen av type innretninger i tiden frem mot 2050. Utviklingen er scenario-spesifikk.

Utvikling av virkningsgrad

Utvikling i gjennomsnittlig virkningsgrad er basert på dagens snitt for gassturbiner og kombikraftverk, og tenkt snitt for anlegg med CCS. Det er forventet en bedring i virkningsgrader frem mot 2050, og potensialet er nærmere beskrevet i kapittel 4, og brukt for å beregne potensialet i kapittel 5. Utviklingen er ikke scenario-spesifikk.

Utvikling av energieffektivisering (ikke spesifikt knyttet til kraftgenereringsteknologi)

Utvikling i reduksjon av energiforbruk som følge av energieffektivisering på energiforbruksiden. Det tas høyde for at eldre innretninger hovedsakelig har gassturbiner og kombikraftverk, og at de har et noe lavere potensiale enn nye innretninger. Utviklingen er ikke scenario-spesifikk.

Utvikling av fangstgrad og assosiert økt kraftbehov for CCS

Utvikling i fangstgrad og økt kraftbehov ved implementering av CCS. Utvikling i fangstgraden er antatt den samme for gassturbiner med CCS og kombikraftverk med CCS. Utvikling i kraftbehov er forskjellig da det antas at kombikraftverk vil distribuere strøm fra sentrale kraft-hub'er og med tilhørende noe høyere tap av energi i kraftoverføringen. Utviklingen er ikke scenario-spesifikk.

Utvikling av utslippsintensitet som følge av utvikling virkningsgrader, fangstgrader og kraftbehov for CCS (tonn CO₂/m Sm³ o.e.)

Utgangspunktet er gjennomsnittlig utslippsintensitet for gassturbiner i 2012 (med en produksjon på 223,8 m Sm³ o.e. og utslipp fra turbiner på ca. 8,7 millioner tonn CO₂). For å konvertere til utslippsintensiteter for de fire andre løsningene i 2012 benyttes relative forskjeller i virkningsgrad, samt fangsgrader (kun relevant for CCS) og økt kraftbehov (kun relevant for CCS). Utslippsintensitet for elektrifisering ved kraft fra land er satt til 0.

For å beskrive utviklingen er det beregnet endring i utslippsintensitet for de fem løsningene som følge av relative endringer i: virkningsgrad, energieffektivisering, fangstgrad (kun relevant for CCS), og økt kraftbehov (kun relevant for CCS) for 2020, 2030, og 2050.

Disse utslippsintensitetene er ikke scenario-spesifikke.

Utvikling av kraftbehov som følge av mer/mindre krevende produksjon (i.e. haleproduksjon)

En vurdering av hvordan kraftbehovet vil utvikle seg basert på i hvor stor grad haleproduksjon vil dominere. Utviklingen er scenario-spesifikk.

Endring av utslippsintensitet som følge av endret kraftbehov (tonn CO₂/m Sm³ o.e.)

Endring av utslippsintensitet som tar høyde for endret kraftbehov. De opprinnelige utslippsintensitetene multipliseres med forventet utvikling av kraftbehov for å oppnå nye scenario-spesifikke utslippsintensiteter.

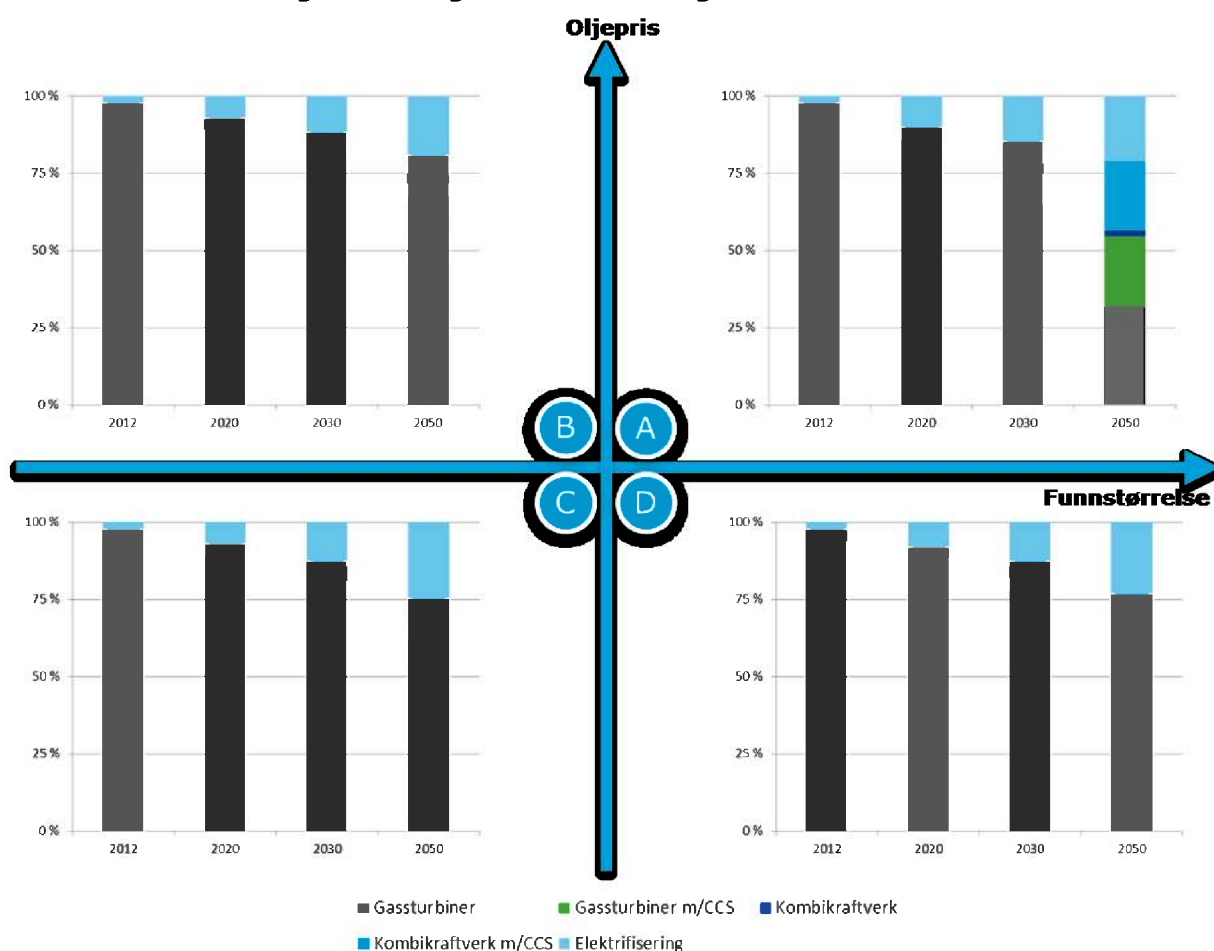
Andre forutsetninger

Utvikling av total produksjon indeksert mot 2012. Utviklingen er scenario-spesifikk.

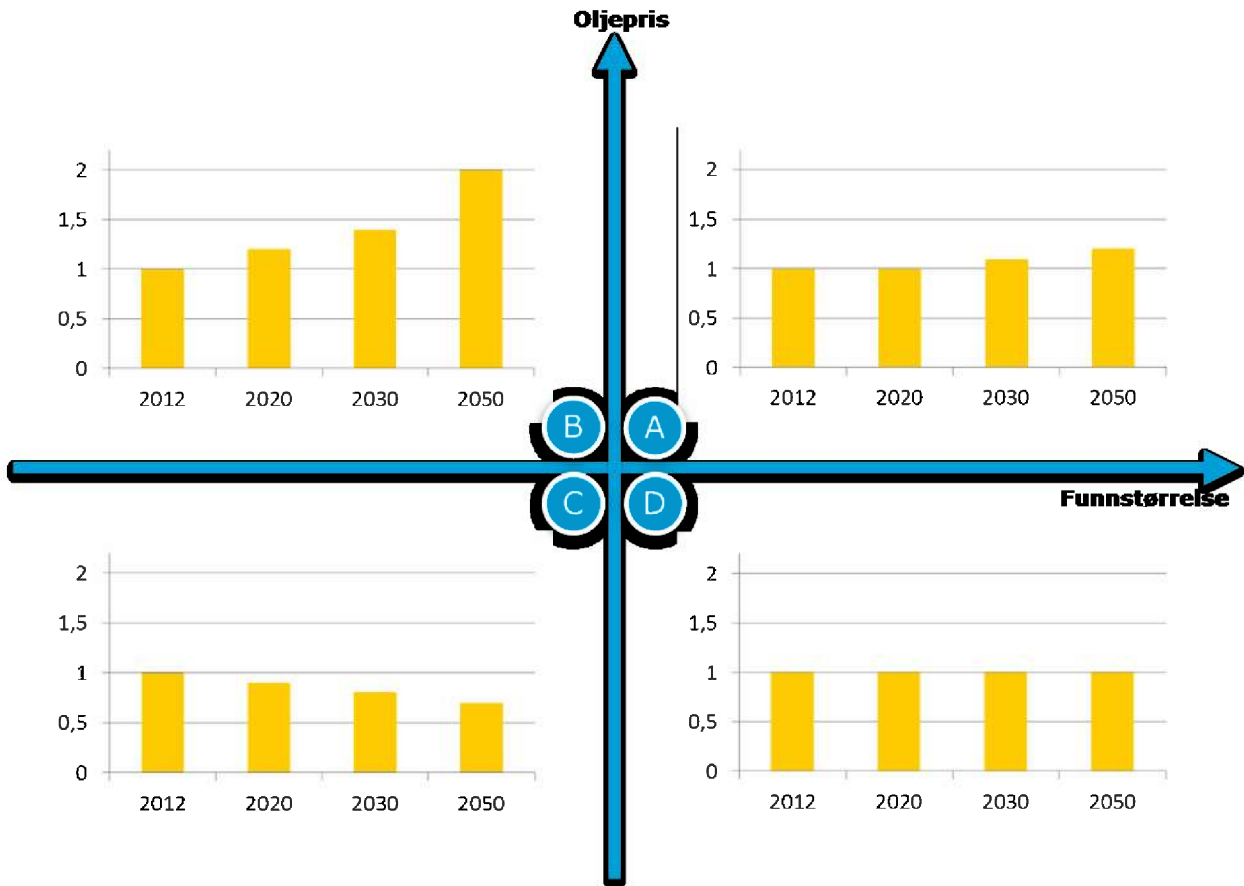
Utslipp (tonn CO₂/år)

Utvikling i utslipp som følge av utvikling i sammensetning av innretninger, utslippsintensitet for hver type løsning (korrigert for endret kraftbehov), og total produksjon. Utviklingen er scenario-spesifikk.

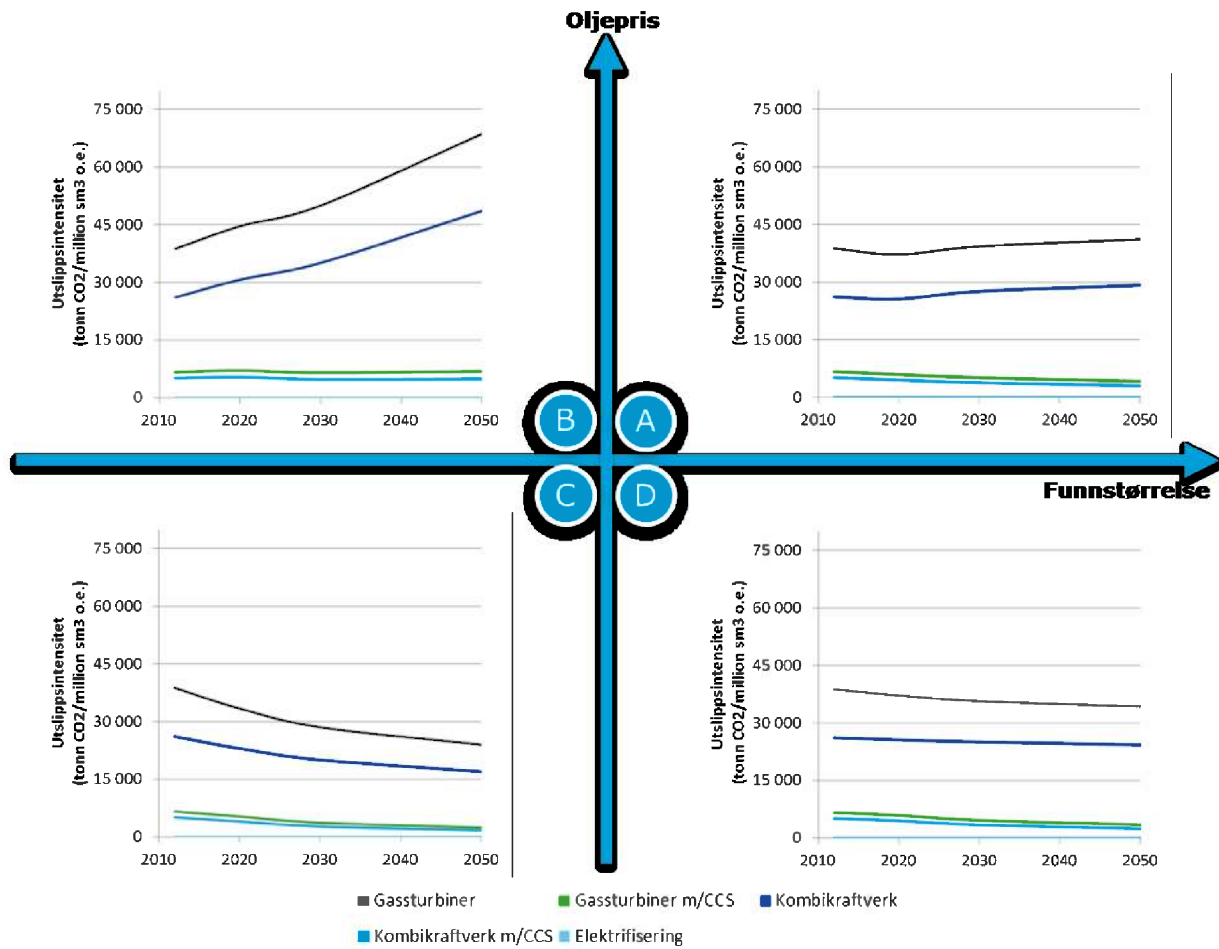
Visuell sammenlikning – utvikling i andel innretninger



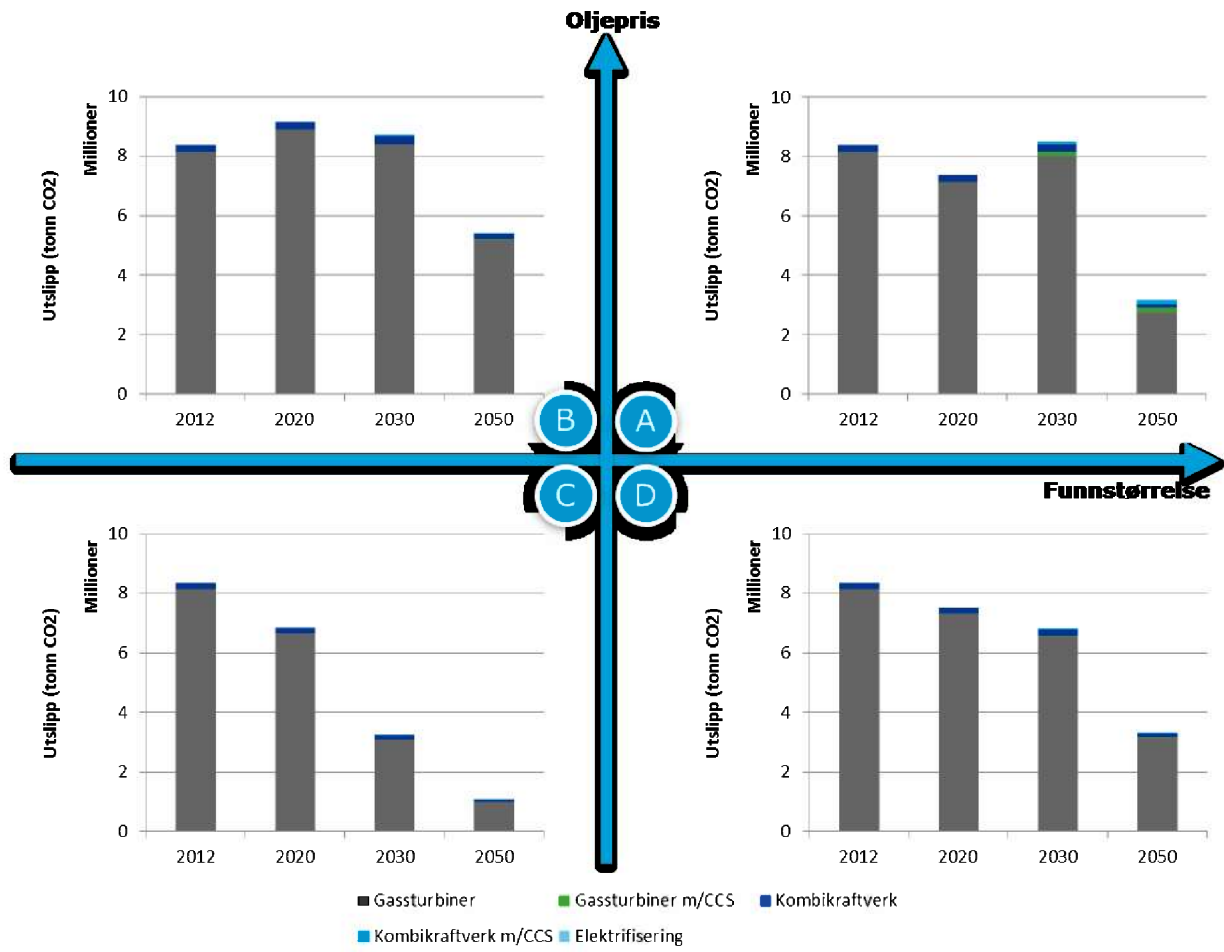
Visuell sammenlikning – utvikling i endret kraftbehov som følge av mer/mindre krevende produksjon (i.e haleproduksjon)



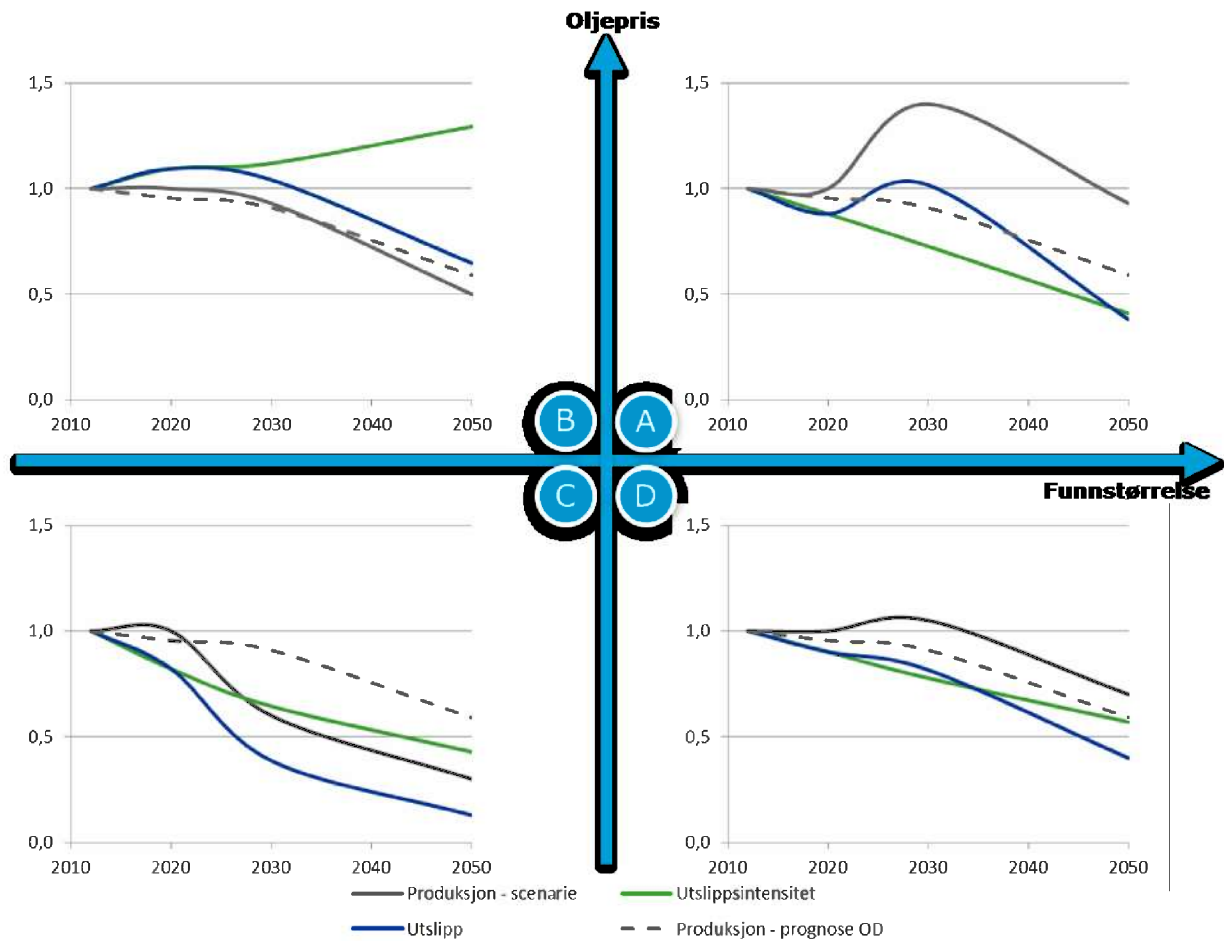
Visuell sammenlikning – utvikling i utslippsintensiteter (endret kraftbehov inkludert)



Visuell sammenlikning – utvikling i absolutte utslipp



Visuell sammenlikning. Utvikling i produksjon, utslippsintensitet, og utslipp indeksert mot 2012



Scenarie A - høy oljepris, store funn

Utvikling av antall innretninger og kraftforsyning

Teknologi	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	75	73	65	35	
Gassturbiner m/CCS	0	0	10	25	
Kombikraftverk	3	3	3	2	
Kombikraftverk m/CCS	0	0	7	25	
Elektrifisering	2	9	15	23	
Totalt	80	85	100	110	

Utvikling av virkningsgrad

Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	31 %	32 %	33 %	34 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, bygget frem til 2020. Inkluderer gamle innretninger med lav virkningsgrad og ditto større potensiale.
Gassturbiner m/CCS	34 %	35 %	37 %	39 %	Forbedringsutviklingen forutsetter utstrakt bruk av energilagring
Kombikraftverk	46 %	47 %	47 %	48 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, relativt nye anlegg med tilsvarende mindre potensiale for forbedring enn eldre anlegg med gassturbiner
Kombikraftverk m/CCS	46 %	48 %	52 %	57 %	

Utvikling av energieffektivisering (Ikke spesifikt knyttet til kraftgenereringsteknologi)

Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
-----------	------	------	------	------	-----------



Gassturbiner	0 %	1 %	2 %	3 %	<p>Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, antatt begrenset mulighet for mye forbedringer på eldre innretninger da de letteste tiltak allerede er tatt ut</p> <p>Gjelder gjennomsnitt for nye innretninger som blir bygget og hvor bidrag også kommer fra ny og mer energivennlig design</p> <p>Gjelder gjennomsnitt, antatt begrenset mulighet for mye forbedringer på eldre innretninger da de letteste tiltak allerede er tatt ut</p> <p>Gjelder gjennomsnitt for nye innretninger som blir bygget og hvor bidrag også kommer fra ny og mer energivennlig design</p>
Gassturbiner m/CCS	0 %	1 %	3 %	7 %	
Kombikraftverk (som for gassturbiner)	0 %	1 %	2 %	3 %	
Kombikraftverk m/CCS (som for kombikraftverk)	0 %	1 %	3 %	7 %	

Utvikling av fangstgrad og assosiert økt kraftbehov for CCS					
Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Fangstgrad gassturbiner m/CCS	85 %	86 %	88 %	90 %	Fangstgrad er også et optimaliseringsspørsmål hvor det på landanlegg allerede er mulig å oppnå 90 % (eller mer), men hvor det for offshore anlegg er antatt at optimal fangstgraden blir noe lavere, men når dagens nivå for landanlegg for offshore i 2050



Økt kraftbehov for gassturbiner m/CCS	25 %	24 %	22 %	20 %	Kraftbehovet dekker selve CO2 fangst prosessen, transport og lagring og er også et optimaliseringsspørsmål. Antatt samme utvikling som for fangstgrad, dvs. at vi oppnår i offshore i 2050 det som er teknisk mulig for landanlegg i dag.
Fangstgrad kombikraftverk m/CCS (som for gassturbiner)	85 %	86 %	88 %	90 %	
Økt kraftbehov for kombikraftverk m/CCS	30 %	29 %	27 %	25 %	Kraftbehov inkl. overføringstap (samkjøring)

Utvikling av utslippsintensitet som følge av utvikling virkningsgrader, fangstgrader og kraftbehov for CCS (tonn CO2/m Sm³ o.e.)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	38 774	37 186	35 695	34 292	
Gassturbiner m/CCS	6 629	5 902	4 613	3 440	
Kombikraftverk	26 130	25 591	25 063	24 290	
Kombikraftverk m/CCS	5 095	4 477	3 417	2 451	
Elektrifisering	0	0	0	0	

Utvikling av kraftbehov som følge av mer/mindre krevende produksjon (i.e. haleproduksjon)

Kraftbehov (relativ)	1	1	1,1	1,2
----------------------	---	---	-----	-----

Endring av utslippsintensitet som følge nytt kraftbehov (tonn CO2/m Sm³ o.e.)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	38 774	37 186	39 265	41 150	

Gassturbiner m/CCS	6 629	5 902	5 075	4 127
Kombikraftverk	26 130	25 591	27 569	29 148
Kombikraftverk m/CCS	5 095	4 477	3 759	2 942
Elektrifisering	0	0	0	0

Andre forutsetninger

Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Total produksjon, indeksert på 2012	1	1	1,4	0,93	
Total produksjon, 2012 (m Sm ³ o.e.)	223,8				OD Fakta, 2013

Utslipp (tonn CO₂/år)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	8 135 180	7 147 377	7 996 571	2 725 147	
Gassturbiner m/CCS	0	0	158 997	195 240	
Kombikraftverk	219 296	202 135	259 136	110 304	
Kombikraftverk m/CCS	0	0	82 438	139 151	
Elektrifisering	0	0	0	0	
Utslipp totalt	8 354 476	7 349 513	8 497 142	3 169 842	
Utslipp normalisert	100 %	88 %	102 %	38 %	
Utslippsintensitet totalt	37 330	32 840	27 120	15 230	
Utslippsintensitet normalisert	100 %	88 %	73 %	41 %	

Scenarie B - høy oljepris, små funn

Utvikling av antall innretninger og kraftforsyning

Teknologi	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	75	73	67	48	
Gassturbiner m/CCS	0	0	1	3	
Kombikraftverk	3	3	3	2	
Kombikraftverk m/CCS	0	0	2	4	



Elektrifisering	2	6	10	14
Totalt	80	82	83	71

Utvikling av virkningsgrad

Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	31 %	32 %	33 %	34 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, bygget frem til 2020. Inkluderer gamle innretninger med lav virkningsgrad og ditto større potensiale.
Gassturbiner m/CCS	34 %	35 %	37 %	39 %	Forbedringsutviklingen forutsetter utstrakt bruk av energilagring
Kombikraftverk	46 %	47 %	47 %	48 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, relativt nye anlegg med tilsvarende mindre potensiale for forbedring enn eldre anlegg med gassturbiner
Kombikraftverk m/CCS	46 %	48 %	52 %	57 %	

Utvikling av energieffektivisering (Ikke spesifikt knyttet til kraftgenereringsteknologi)

Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	0 %	1 %	2 %	3 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, antatt begrenset mulighet for mye forbedringer på eldre innretninger da de letteste tiltak allerede er tatt ut
Gassturbiner m/CCS	0 %	1 %	3 %	7 %	Gjelder gjennomsnitt for nye innretninger som blir bygget og hvor bidrag også kommer fra ny og mer energivennlig design



Kombikraftverk (som for gassturbiner)	0 %	1 %	2 %	3 %	Gjelder gjennomsnitt, antatt begrenset mulighet for mye forbedringer på eldre innretninger da de letteste tiltak allerede er tatt ut Gjelder gjennomsnitt for nye innretninger som blir bygget og hvor bidrag også kommer fra ny og mer energivennlig design
Kombikraftverk m/CCS (som for kombikraftverk)	0 %	1 %	3 %	7 %	

Utvikling av fangstgrad og assosiert økt kraftbehov for CCS

Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Fangstgrad gassturbiner m/CCS	85 %	86 %	88 %	90 %	Fangstgrad er også et optimaliseringsspørsmål hvor det på landanlegg allerede er mulig å oppnå 90 % (eller mer), men hvor det for offshore anlegg er antatt at optimal fangstgraden blir noe lavere, men når dagens nivå for landanlegg for offshore i 2050 Kraftbehovet dekker selve CO2 fangst prosessen, transport og lagring og er også et optimaliseringsspørsmål. Antatt samme utvikling som for fangstgrad, dvs at vi oppnår i offshore i 2050 det som er teknisk mulig for landanlegg i dag.
Økt kraftbehov for gassturbiner m/CCS	25 %	24 %	22 %	20 %	
Fangstgrad kombikraftverk m/CCS (som for gassturbiner)	85 %	86 %	88 %	90 %	Kraftbehov inkl. overføringstap (samkjøring)
Økt kraftbehov for kombikraftverk m/CCS	30 %	29 %	27 %	25 %	

Utvikling av utslippsintensitet som følge av utvikling virkningsgrader, fangstgrader og kraftbehov for CCS (tonn CO₂/m Sm³ o.e.)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Gassturbiner	38 774	37 186	35 695	34 292	
Gassturbiner m/CCS	6 629	5 902	4 613	3 440	
Kombikraftverk	26 130	25 591	25 063	24 290	
Kombikraftverk m/CCS	5 095	4 477	3 417	2 451	
Elektrifisering	0	0	0	0	

Utvikling av kraftbehov som følge av mer/mindre krevende produksjon (i.e. haleproduksjon)

Kraftbehov (relativ)	1	1,2	1,4	2	
----------------------	---	-----	-----	---	--

Endring av utslippsintensitet som følge nytt kraftbehov (tonn CO₂/m Sm³ o.e.)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Gassturbiner	38 774	44 624	49 973	68 584	
Gassturbiner m/CCS	6 629	7 083	6 459	6 879	
Kombikraftverk	26 130	30 709	35 088	48 580	
Kombikraftverk m/CCS	5 095	5 373	4 784	4 903	
Elektrifisering	0	0	0	0	

Andre forutsetninger

Parameter	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Total produksjon, indeksert på 2012	1	1	0,93	0,5	
Total produksjon, 2012 (m Sm ³ o.e.)	223,8				

Utslipp (tonn CO₂/år)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Gassturbiner	8 135 180	8 890 640	8 396 096	5 188 398	
Gassturbiner m/CCS	0	0	16 196	32 525	
Kombikraftverk	219 296	251 437	263 961	153 130	
Kombikraftverk m/CCS	0	0	23 992	30 908	
Elektrifisering	0	0	0	0	
Utslipp totalt	8 354 476	9 142 077	8 700 245	5 404 961	
Utslipp normalisert	100 %	109 %	104 %	65 %	
Utslippsintensitet totalt	37 330	40 849	41 801	48 302	
Utslippsintensitet normalisert	100 %	109 %	112 %	129 %	

Scenarie C - lav oljepris, små funn

Utvikling av antall innretninger og kraftforsyning

Teknologi	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Gassturbiner	75	73	50	25	
Gassturbiner m/CCS	0	0	0	0	
Kombikraftverk	3	3	3	2	
Kombikraftverk m/CCS	0	0	1	3	
Elektrifisering	2	6	8	10	
Totalt	80	82	62	40	

Utvikling av virkningsgrad

Parameter	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Gassturbiner	31 %	32 %	33 %	34 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, bygget frem til 2020. Inkluderer gamle innretninger med lav virkningsgrad og ditto større potensiale.



Gassturbiner m/CCS	34 %	35 %	37 %	39 %	Forbedringsutviklingen forutsetter utstrakt bruk av energilagring Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, relativt nye anlegg med tilsvarende mindre potensiale for forbedring enn eldre anlegg med gassturbiner
Kombikraftverk	46 %	47 %	47 %	48 %	
Kombikraftverk m/CCS	46 %	48 %	52 %	57 %	

Utvikling av energieffektivisering (Ikke spesifikt knyttet til kraftgenereringsteknologi)

Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	0 %	1 %	2 %	3 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, antatt begrenset mulighet for mye forbedringer på eldre innretninger da de letteste tiltak allerede er tatt ut
Gassturbiner m/CCS	0 %	1 %	3 %	7 %	Gjelder gjennomsnitt for nye innretninger som blir bygget og hvor bidrag også kommer fra ny og mer energivennlig design
Kombikraftverk (som for gassturbiner)	0 %	1 %	2 %	3 %	Gjelder gjennomsnitt, antatt begrenset mulighet for mye forbedringer på eldre innretninger da de letteste tiltak allerede er tatt ut
Kombikraftverk m/CCS (som for kombikraftverk)	0 %	1 %	3 %	7 %	Gjelder gjennomsnitt for nye innretninger som blir bygget og hvor bidrag også kommer fra ny og mer energivennlig design

Utvikling av fangstgrad og assosiert økt kraftbehov for CCS



Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Fangstgrad gassturbiner m/CCS	85 %	86 %	88 %	90 %	<p>Fangstgrad er også et optimaliseringsspørsmål hvor det på landanlegg allerede er mulig å oppnå 90 % (eller mer), men hvor det for offshore anlegg er antatt at optimal fangstgraden blir noe lavere, men når dagens nivå for landanlegg for offshore i 2050 Kraftbehovet dekker selve CO2 fangst prosessen, transport og lagring og er også et optimaliseringsspørsmål. Antatt samme utvikling som for fangstgrad, dvs at vi oppnår i offshore i 2050 det som er teknisk mulig for landanlegg i dag.</p>
Økt kraftbehov for gassturbiner m/CCS	25 %	24 %	22 %	20 %	
Fangstgrad kombikraftverk m/CCS (som for gassturbiner)	85 %	86 %	88 %	90 %	
Økt kraftbehov for kombikraftverk m/CCS	30 %	29 %	27 %	25 %	

Utvikling av utslippsintensitet som følge av utvikling virkningsgrader, fangstgrader og kraftbehov for CCS (tonn CO2/m Sm³ o.e.)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	38 774	37 186	35 695	34 292	
Gassturbiner m/CCS	6 629	5 902	4 613	3 440	
Kombikraftverk	26 130	25 591	25 063	24 290	
Kombikraftverk m/CCS	5 095	4 477	3 417	2 451	
Elektrifisering	0	0	0	0	

Utvikling av kraftbehov som følge av mer/mindre krevende produksjon (i.e. haleproduksjon)

Kraftbehov (relativ)	1	0,9	0,8	0,7
----------------------	---	-----	-----	-----

Endring av utslippsintensitet som følge nytt kraftbehov (tonn CO₂/m Sm³ o.e.)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Gassturbiner	38 774	33 468	28 556	24 004	
Gassturbiner m/CCS	6 629	5 312	3 691	2 408	
Kombikraftverk	26 130	23 032	20 050	17 003	
Kombikraftverk m/CCS	5 095	4 030	2 734	1 716	
Elektrifisering	0	0	0	0	

Andre forutsetninger

Parameter	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Total produksjon, indeksert på 2012	1	1	0,6	0,3	
Total produksjon, 2012 (m Sm ³ o.e.)	223,8				

Utslipp (tonn CO₂/år)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Gassturbiner	8 135 180	6 667 980	3 092 354	1 007 279	
Gassturbiner m/CCS	0	0	0	0	
Kombikraftverk	219 296	188 577	130 274	57 079	
Kombikraftverk m/CCS	0	0	5 921	8 641	
Elektrifisering	0	0	0	0	
Utslipp totalt	8 354 476	6 856 558	3 228 549	1 072 999	
Utslipp normalisert	100 %	82 %	39 %	13 %	
Utslippsintensitet totalt	37 330	30 637	24 043	15 982	

Utslippsintensitet normalisert 100 % 82 % 64 % 43 %

Scenarie D - lav oljepris, store funn

Utvikling av antall innretninger og kraftforsyning

Teknologi	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Gassturbiner	75	73	60	35	
Gassturbiner m/CCS	0	0	3	6	
Kombikraftverk	3	3	3	2	
Kombikraftverk m/CCS	0	0	1	3	
Elektrifisering	2	7	10	14	
Totalt	80	83	77	60	

Utvikling av virkningsgrad

Parameter	2012	2020	2030	2050	<i>Kommentar</i>
Gassturbiner	31 %	32 %	33 %	34 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, bygget frem til 2020. Inkluderer gamle innretninger med lav virkningsgrad og ditto større potensiale.
Gassturbiner m/CCS	34 %	35 %	37 %	39 %	Forbedringsutviklingen forutsetter utstrakt bruk av energilagring
Kombikraftverk	46 %	47 %	47 %	48 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, relativt nye anlegg med tilsvarende mindre potensiale for forbedring enn eldre anlegg med gassturbiner
Kombikraftverk m/CCS	46 %	48 %	52 %	57 %	

Utvikling av energieffektivisering (Ikke spesifikt knyttet til kraftgenereringsteknologi)



Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	0 %	1 %	2 %	3 %	Gjelder gjennomsnitt av alle innretninger, antatt begrenset mulighet for mye forbedringer på eldre innretninger da de letteste tiltak allerede er tatt ut
Gassturbiner m/CCS	0 %	1 %	3 %	7 %	Gjelder gjennomsnitt for nye innretninger som blir bygget og hvor bidrag også kommer fra ny og mer energivennlig design
Kombikraftverk (som for gassturbiner)	0 %	1 %	2 %	3 %	Gjelder gjennomsnitt, antatt begrenset mulighet for mye forbedringer på eldre innretninger da de letteste tiltak allerede er tatt ut
Kombikraftverk m/CCS (som for kombikraftverk)	0 %	1 %	3 %	7 %	Gjelder gjennomsnitt for nye innretninger som blir bygget og hvor bidrag også kommer fra ny og mer energivennlig design

Utvikling av fangstgrad og assosiert økt kraftbehov for CCS

Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Fangstgrad gassturbiner m/CCS	85 %	86 %	88 %	90 %	Fangstgrad er også et optimaliseringsspørsmål hvor det på landanlegg allerede er mulig å oppnå 90 % (eller mer), men hvor det for offshore anlegg er antatt at optimal fangstgraden blir noe lavere, men når dagens nivå for landanlegg for offshore i 2050



Økt kraftbehov for gassturbiner m/CCS	25 %	24 %	22 %	20 %	Kraftbehovet dekker selve CO2 fangst prosessen, transport og lagring og er også et optimaliseringsspørsmål. Antatt samme utvikling som for fangstgrad, dvs. at vi oppnår i offshore i 2050 det som er teknisk mulig for landanlegg i dag.
Fangstgrad kombikraftverk m/CCS (som for gassturbiner)	85 %	86 %	88 %	90 %	
Økt kraftbehov for kombikraftverk m/CCS	30 %	29 %	27 %	25 %	

Utvikling av utslippsintensitet som følge av utvikling virkningsgrader, fangstgrader og kraftbehov for CCS (tonn CO2/m Sm³ o.e.)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	38 774	37 186	35 695	34 292	
Gassturbiner m/CCS	6 629	5 902	4 613	3 440	
Kombikraftverk	26 130	25 591	25 063	24 290	
Kombikraftverk m/CCS	5 095	4 477	3 417	2 451	
Elektrifisering	0	0	0	0	

Utvikling av kraftbehov som følge av mer/mindre krevende produksjon (i.e. haleproduksjon)

Kraftbehov (relativ)	1	1	1	1	
----------------------	---	---	---	---	--

Endring av utslippsintensitet som følge nytt kraftbehov (tonn CO2/m Sm³ o.e.)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	38 774	37 186	35 695	34 292	

Gassturbiner m/CCS	6 629	5 902	4 613	3 440
Kombikraftverk	26 130	25 591	25 063	24 290
Kombikraftverk m/CCS	5 095	4 477	3 417	2 451
Elektrifisering	0	0	0	0

Andre forutsetninger

Parameter	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Total produksjon, indeksert på 2012	1	1	1,05	0,7	
Total produksjon, 2012 (m Sm ³ o.e.)	223,8				

Utslipp (tonn CO₂/år)

Teknologi	2012	2020	2030	2050	Kommentar
Gassturbiner	8 135 180	7 319 603	6 536 113	3 133 756	
Gassturbiner m/CCS	0	0	42 237	53 883	
Kombikraftverk	219 296	207 006	229 459	126 843	
Kombikraftverk m/CCS	0	0	10 428	19 202	
Elektrifisering	0	0	0	0	
Utslipp totalt	8 354 476	7 526 609	6 818 237	3 333 684	
Utslipp normalisert	100 %	90 %	82 %	40 %	
Utslippsintensitet totalt	37 330	33 631	29 015	21 280	
Utslippsintensitet normalisert	100 %	90 %	78 %	57 %	



About DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil and gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our 16,000 professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.