

## Næringslivets klimapanel

# Offshoreindustrien

### 1. Oljeindustriens betydning for verdiskaping og sysselsetting

Petroleumsvirksomheten har hatt mye å si for den økonomiske veksten i Norge og finansieringen av det norske velferdssamfunnet. I 2008 sto petroleumssektoren for 26 prosent av verdiskapingen i landet. Anslagsvis 90 prosent av petroleumsinntektene tilfaller statskassen, og i 2009 vil hver åttende utgiftskrone på offentlige budsjetter være en oljekrone. Produksjonen fra de nær 60 olje- og gassfeltene som i dag er i drift på norsk sokkel står for halvparten av landets samlede eksportverdi. De siste årene har hver fjerde krone som investeres i Norge blitt investert i olje- og gassvirksomheten.

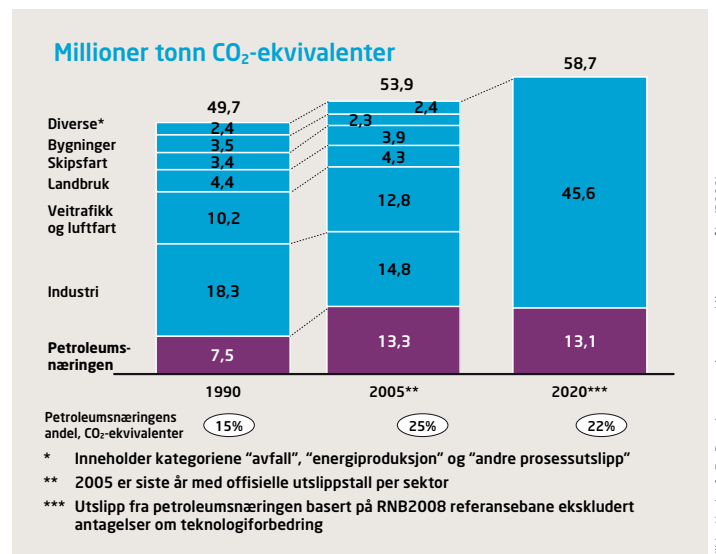
Om lag 40 000 arbeidstakere er direkte sysselsatt i olje- og gasselskapene i Norge. I følge beregninger fra Statistisk sentralbyrå var disse i 2007 bosatt i hele 410 kommuner, noe som understreker at dette i høyeste grad er en distriktsnæring. I tillegg kommer om lag 20 000 som er tilknyttet raffinering og annen bearbeiding av petroleum som gassbehandling, petrokjemi og plastindustri. Næringen har i tillegg stor betydning for sysselsettingen i leverandørindustrien, i teknologivirksomheter og innen forskning og forvaltning. I 2007 ble det anslått at om lag 85 000 årsverk arbeidet med spesialiserte leveranser til olje- og gassvirksomheten. Den samlede direkte sysselsettingen knyttet til olje- og gassvirksomheten kan dermed anslås til i underkant av 150 000.

Olje- og gassvirksomheten er dermed en næring med stor betydning, både direkte og indirekte, for arbeidsplasser og aktiviteter i Fastlands-Norge.

### 2. Utslipp av klimagasser

#### 2.1 Historisk utvikling av utslipp og CO<sub>2</sub>-effektivitet

Norske CO<sub>2</sub>-utslipp har økt med rundt 8 prosent i perioden 1990 frem til i dag. Dette kommer i hovedsak av økt produksjon av olje og gass og økt volum i transportsektoren. I 2008 var de samlede klimagassutslippene i Norge 53,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter (alle klimagasser medregnet), hvorav CO<sub>2</sub>-utslippene utgjorde 44,9 millioner tonn. Petroleumsnæringen sto for 14,2 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, hvorav CO<sub>2</sub> utgjorde 13,8 millioner tonn. Dette omfatter utslipp fra aktiviteter som er underlagt Petroleumsloven, dvs. offshore, deler av Kolsnes og Kårstø, samt Melkøya. Utslipp fra konstruksjons- og installasjonsfasen, maritim support og helikoptertransport er ikke inkludert her.



Figur 1. Utviklingen i nasjonale klimagassutslipp 1990-2020, referansebane.

CO<sub>2</sub>-utslipp per produsert enhet olje og gass var på et lavt nivå allerede i 1990, primært på grunn av svært begrenset fakling på norsk sokkel. Frem til i dag har det skjedd en generell teknologiforbedring, og det er gjennomført en rekke tiltak for å redusere utslippene. CO<sub>2</sub>-utslippene fra næringen har derfor vokst saktere enn produksjonen, og utslippene per produsert enhet er derved redusert.

Utslipp av klimagasser per produsert enhet varierer mye i ulike deler av verden, med et spenn fra 9-38 kg per fat oljeekvivalenter. Norge har et gjennomsnittlig utslipp på om lag 9 kg per fat oljeekvivalenter. De høye verdiene i andre deler av verden skyldes blant annet utbredt fakling av assosiert gass fra oljeproduksjon. I Europa er det en godt utbyggt infrastruktur for gass fra felt til marked, og Norge har et velfungerende transportnett med høy regularitet og ingen lekkasjer.

#### 2.2 Utvikling i energibehovet på norsk sokkel

Norsk sokkel står overfor en rekke endringer i produksjonsmønstre som vil gi energi- og miljømessige utfordringer frem mot 2020. Dette skyldes aldri av felt, overgang fra olje- til gassproduksjon og lengre transportdistanser fra felt til marked. Aldring av oljefeltene fører til økt energibehov per produsert enhet. Dette skyldes hovedsakelig behov for kompresjon av gass for å vedlikeholde trykket i reservoaret, og injeksjon av vann for å opprettholde oljeproduksjonen. For gassfeltene øker behovet for kompresjon av gassen for gasstransport.

I tillegg vil energibehovet øke på grunn av økende andel gassproduksjon, fra dagens 40 prosent av produksjonen på norsk sokkel til 60 prosent i 2020 og 70 i 2030. Nye funn er i all hovedsak mindre enn tidligere, og små felt har historisk hatt høyere utslipp per produsert enhet enn større felt. Det er også ventet at gassen i Norskehavet i fremtiden vil ha et høyere CO<sub>2</sub>-innhold enn det salgsspesifikasjonene tillater, noe som kan føre til økt energibehov for å fjerne CO<sub>2</sub>.

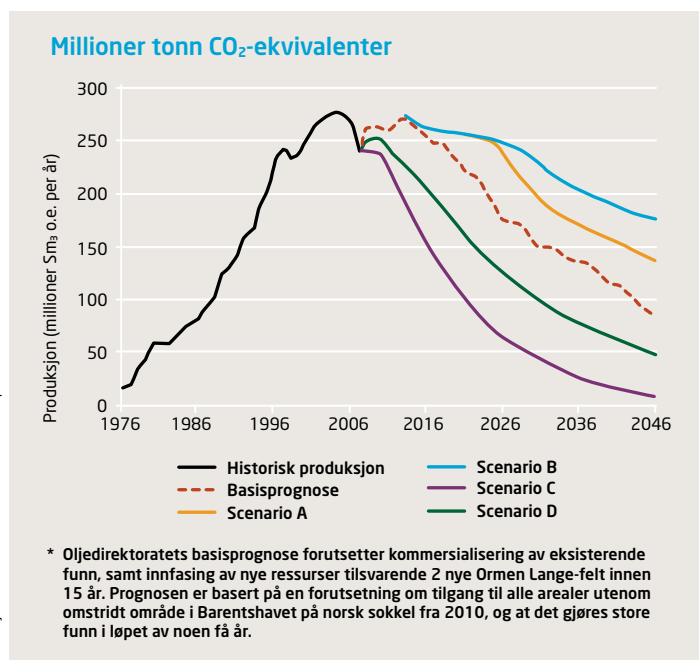
### 2.3 Produksjonsutvikling på norsk sokkel

Produksjonen er hoveddriveren for CO<sub>2</sub>-utslippene fra norsk petroleumsnæring. Utgangspunktet for produksjonsutviklingen på norsk sokkel er Oljedirektoratets basisprognose. Usikkerheten for prognosen øker utover i tid.

Fremtidig høy produksjon er avhengig av videreutvikling av eksisterende felt gjennom tiltak for økt utvinning, kommersialisering av eksisterende funn og en avklaring av potensialet i uoppdagede ressurser. Den fremtidige produksjonsutviklingen er derfor usikker, og primært drevet av størrelsen og mengden av nye funn, samt fremtidige olje- og gasspriser.

I Ressursrapporten for 2007 la Oljedirektoratet frem ulike scenarier basert på utviklingen i olje- og gasspriser, samt størrelsen på uoppdagede ressurser. Selv om scenarioene viser et stort spenn i mulig fremtidig produksjon på norsk kontinentalsokkel, viser de fleste en vesentlig nedgang i produksjonen i 2030 både sammenlignet med i dag og med 2020. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra sokkelen vil følge en tilsvarende trend.

Referansebanen uten fremtidige reduksjonstiltak vil gi en svak økning i CO<sub>2</sub>-utslipp per produsert enhet frem til 2020. Det gir en stabilisering av utslippene fra petroleumsnæringen på rundt 14 millioner tonn CO<sub>2</sub> frem til 2020, men etterfølges av en kraftig nedgang, primært drevet av fall i produksjonen.



Kilde: Oljedirektoratet «Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2007»

Figur 2. Produksjon på norsk kontinentalsokkel ved ulike scenarier.

Tiltakene som er gjennomført på norsk sokkel har i vesentlig grad bidratt til Norges posisjon som en CO<sub>2</sub>-effektiv olje- og gassprodusent. Rundt 130 tiltak i perioden 1994-2007 har ført til unngåtte utslipp i denne perioden på rundt 40 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Totaleffekten over tiltakenes samlede levetid vil være på mer enn 130 millioner tonn. Tiltakene omfatter energieffektivisering, redusert fakling, elektrifisering og injeksjon av fanget CO<sub>2</sub> fra naturgass. I tillegg er bransjen i ferd med å iverksette elektrifiserings- og fangsttiltak som innen 2013 vil gi årlige unngåtte utslipp på 1,4 millioner tonn CO<sub>2</sub>.

Beslutninger om tiltak er i hovedsak knyttet til kostnader og til usikkerhet rundt fremtidige forutsetninger og rammebetingelser. Høy kostnad kan skyldes høye investeringer eller driftskostnader, kort forventet gjenværende levetid for feltet eller for lavt reduksjonspotensial.

Prosjekter som medfører utslippsreduksjoner må også konkurrere med andre prosjekter om kapasitet for gjennomføring på plattformene; begrensning på plass og vekt for nytt utstyr, sengeplasskapasitet, livbåtkapasitet og menneskelige ressurser. Andre prosjekter kan være mer tidskritiske å få gjennomført, eller har viktige sikkerhetsmessige aspekter som derfor må prioriteres.

### 3. Tiltak gjennom energieffektivisering

Produksjonsinnretninger til havs utfører en rekke kraftkrevende funksjoner. Kraftbehovet varierer med hydrokarbontype, produksjonsprofil, trykkutviklingen i det enkelte reservoar, sammensetning av reservoaret, antall brønner, behov for vann og/eller gassinjeksjon og årstid. De mest kraftkrevende prosessene på en plattform er gasskompresjon i forbindelse med transport, injeksjon av vann og gasskompresjon for trykkstøtte, samt pumping av olje/kondensat. Kraft til dette produseres i hovedsak offshore ved hjelp av gassturbiner og motorer, og utslipp fra disse utgjør hoveddelen av utslippene fra norsk sokkel. Rundt 75 prosent av dagens utslipp fra petroleumssektoren kommer fra gassturbiner som leverer elektrisk og mekanisk kraft. Fakling står for 10-15 prosent av CO<sub>2</sub>-utslippene fra norsk sokkel.

Det totale behovet for elektrisk kraft på sokkelen er rundt 15 TWh og forventes å være forholdsvis stabilt de neste årene. Totalt er det over 250 energianlegg offshore med samlet installert effekt på 4250 MW som dekker behovet.

Tiltak knyttet til effektivisering av energiproduksjon er derfor i stor grad knyttet til bruk og optimal utnyttelse av turbinene. På nye installasjoner representerer de best tilgjengelig teknologi. Men aldning av utstyret, endring i last og generell teknologitvilling fører til et gap mellom faktisk virkningsgrad og den virkningsgraden en optimalt kan oppnå. For å redusere dette gapet arbeider operatørene kontinuerlig med driftstiltak, modifikasjoner og oppgradering av turbinparken.

| Effektivisering av energiproduksjon  | Reduksjon av energibehov   |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mer effektive gassturbiner/motorer</li> <li>• Varmegjenvinningsenheter (WHRU)</li> <li>• Damp turbin/dampinjeksjon</li> <li>• Samordnet kraftforsyning</li> <li>• Reduserte trykkfall innløp og avgass</li> <li>• Optimalisert antiising-system</li> <li>• Tilstandsoppfølging</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Oppfølging av kompressor – og pumpedesign</li> <li>• Turtallsstyring på roterende utstyr</li> <li>• Optimalisert kjøling</li> <li>• Elektrisk drevne kompressorer</li> <li>• Turtallsregulering</li> <li>• Redusert trykkfall</li> <li>• Prosessoptimalisering                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Utnytte energien ved trykkavlastning</li> <li>- Optimalisering av trykk i prosessen</li> <li>- Kontrollsystemer og driftsovervåkning</li> <li>- Reduksjon av friksjon i rør</li> <li>- Skille ut vann tidligst mulig</li> <li>- Minimalisere resirkulering</li> </ul> </li> </ul> |

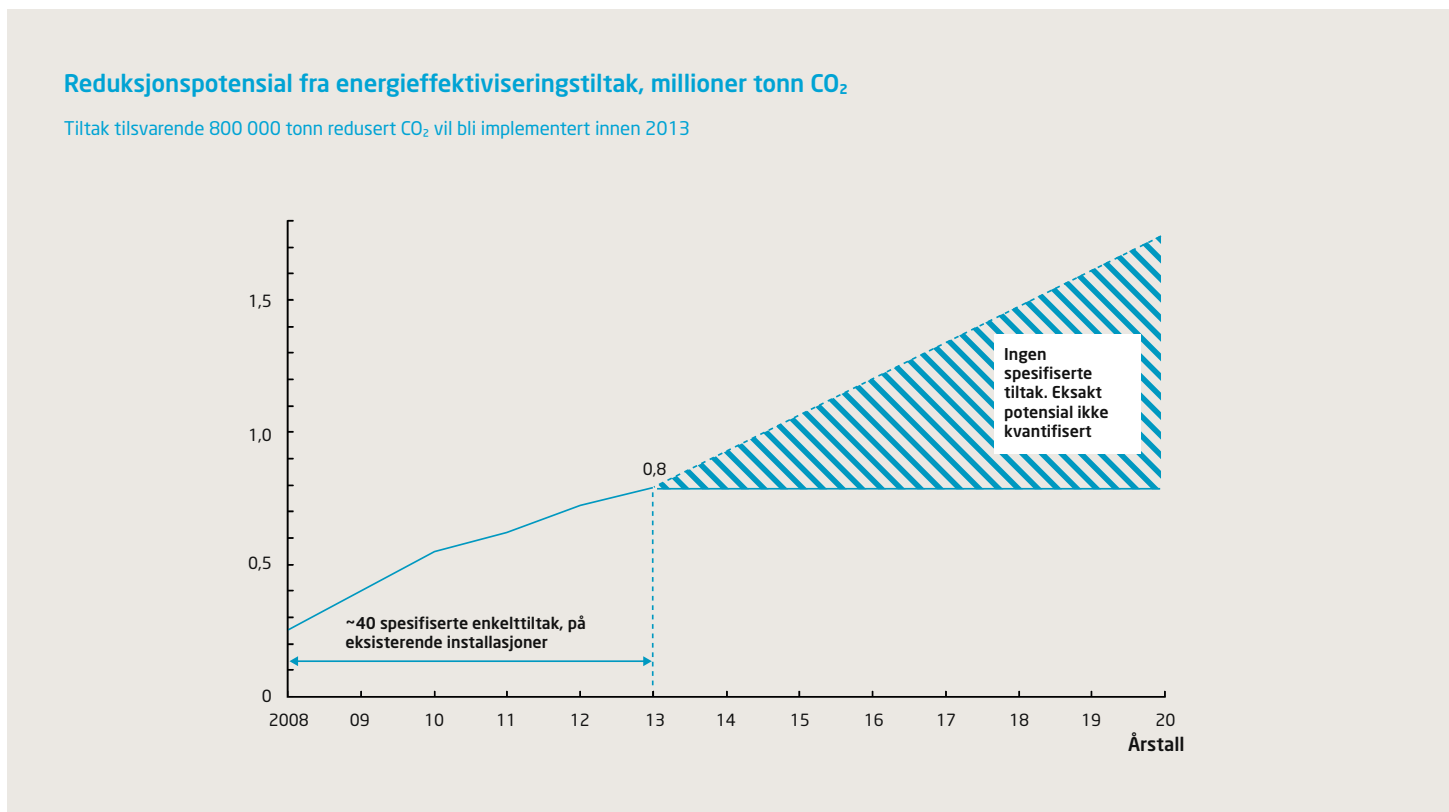
Figur 3. Eksempler på energieffektiviseringstiltak.

Effektiviteten i energiproduksjonen kan også økes ved å samordne kraftforsyningen mellom innretninger som knyttes sammen med kabler, internt på et felt eller mellom felt. En må ta hensyn til at installasjoner har forskjellig levetid, forskjell i strømfrekvens (50/60 Hz) og behov for reservekraft. I dag har tre felt delvis samordning av kraften.

Energibehovet kan reduseres ved modifikasjoner på kraftkrevende utstyr, og ved å optimalisere prosesser for å utnytte energien bedre. Slike tiltak er svært anleggsspesifikke.

Energieffektivisering offshore stammer fra mange, relativt små tiltak. Hvilke tiltak som gjennomføres hvor og til hvilken tid avhenger blant annet av plattformens alder, driftsmønster, installert utstyr og prosesser samt tilgjengelig gjennomføringskapasitet. Dette gjør det krevende å forutse lenger enn 3-5 år frem i tid hvilke tiltak som vil være aktuelle på den enkelte plattform. Nye feltutbygginger gir bedre muligheter for energieffektive løsninger på grunn av større frihet til valg av design og teknologi.

Operatørene har identifisert ca. 40 spesifikke tiltak/tiltaks pakker med et reduksjonspotensial på 800 000 tonn CO<sub>2</sub> per år i 2013. Dette tilsvarer rundt 6 prosent og er i tråd med OEDs antakelser om 5-10 prosent energieffektiviseringspotensial innenfor en periode på 5-10 år. Disse tiltakene er lønnsomme under dagens rammebetingelser. Økonomien i tiltakene drives av investerings- og driftskostnadene, gasspris og CO<sub>2</sub>-kostnaden. CO<sub>2</sub>-kostnaden består siden 2008 av en CO<sub>2</sub>-avgift pluss kvotedekning for hele utslippet; til sammen ca. NOK 340 per tonn CO<sub>2</sub>.



Figur 4. CO<sub>2</sub> reduksjonspotensial fra energieffektivisering i 2020.

Tiltakene dreier seg om små modifikasjoner, prosessendringer og nedstenging av utstyr. Dette er tiltak som i liten grad driver investeringer. De fleste introduserer heller ikke nytt utstyr, og driver derfor ikke nye drifts- og vedlikeholdskostnader. Med antagelse om fortsatt høy CO<sub>2</sub>-kostnad og relativt stabil gasspris, er det sannsynlig at også nye tiltak etter 2013 og frem mot 2020 kan være lønnsomme. Dette potensialet er ikke kvantifisert.

#### 4. Elektrifisering

Rundt 75 prosent av dagens utslipp fra petroleumssektoren kommer fra gassturbiner som leverer elektrisk og mekanisk kraft samt dekker varmebehovet til installasjonene på sokkelen. Ved elektrifisering erstattes denne med elektrisk kraft fra land, eller nye felt bygges ut med elektrisk kraft fra land. Dette kan gjøres delvis eller helt, på nye eller eksisterende innretninger.

Begrepet helelektrifisering brukes når elektrisk kraft anvendes til alle primære kraftbehov på innretningen. Helelektrifisering krever derfor elektriske motorer for å dekke behovet for mekanisk kraft, og elektriske kjeler for å dekke varmebehovet. Delektrifisering betyr at ikke all kraft erstattes av elektrisitet fra land, og vil i gjennomsnitt for sokkelen redusere rundt 45 prosent av turbinutslippene. Tallet varierer betydelig fra felt til felt.

På eksisterende innretninger vil delelektrifisering være det eneste realistiske alternativet, på grunn av mindre omfattende ombygninger og færre kraftoverføringssystemer. For nye innretninger kan helelektrifisering være et alternativ ettersom designet her kan optimaliseres til full elektrisk kraftforsyning fra starten av. Det medfører dessuten ingen ekstrakostnader knyttet til produksjonsstans, ombygging og utskifting av eksisterende utstyr.

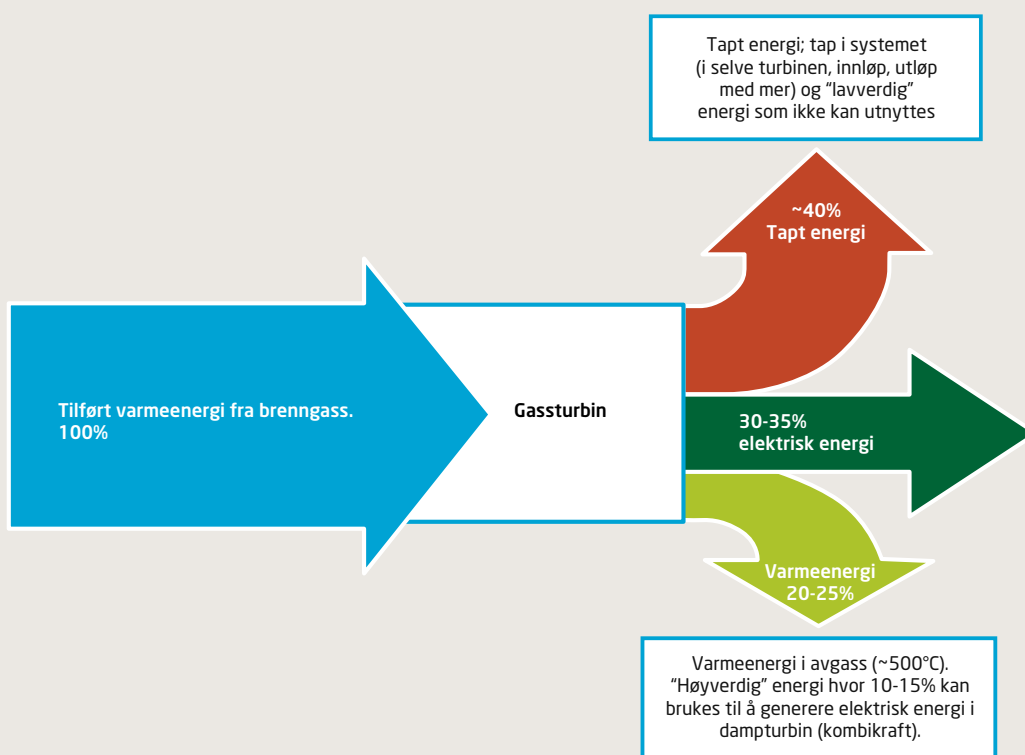
#### 4.1 Kraftforsyning

All elektrifisering forutsetter tilstrekkelig tilgang på nettkapasitet og kraft. En storstilt elektrifisering av norsk sokkel forutsetter økt import eller utbygging av ny produksjonskapasitet. I tillegg ville en styrking av nettkapasiteten i enkelte deler av landet også være nødvendig.

Det er tre hovedalternativer for kraftforsyning til elektrifisering; kraft fra det eksisterende kraftsystemet (markedet), utbygging av ny gasskraft med CCS (fangst og lagring av CO<sub>2</sub>) eller utbygging av ny fornybar kraft.

##### *Kraft fra eksisterende kraftsystem*

Elektrifisering med kraft fra det eksisterende kraftsystemet innebærer at plattformen kobler seg til fastlandskraftsystemet



Figur 5. Energiutnyttelse i gassturbin offshore.

og kjøper kraft i markedet. Dette er et sannsynlig alternativ dersom det ikke stilles krav fra myndighetene om kraftoppdekking. Hvor gunstig dette alternativet er, avhenger i hovedsak av kapasiteten til kraftnettet i den aktuelle regionen.

Ved tilstrekkelig nettkapasitet vil uttaket føre til økt import, eventuelt redusert eksport av kraft, avhengig av produksjonsoverskuddet i regionen. Netto effekt av elektrifisering vil derfor, i et globalt perspektiv, ikke nødvendigvis gi reduksjon i utslipp. En svak prisendring vil kunne forventes, men neppe nok til å utløse bygging av nye kraftverk eller endring i utnyttelsen av eksisterende kraftverk.

Dersom kraftnettet i regionen har underkapasitet vil et nytt stort punktuttak, uten tilsvarende styrking av nettet, kunne medføre betydelig økte kraftpriser i perioder og potensielt redusert forsyningssikkerhet. I en slik situasjon vil behovet for nettforsterkning utløses.

Det knytter seg en rekke problemstillinger til dette. Tidkrevende konsesjonsprosesser og selve gjennomføringen gjør det vanskelig å garantere tilstrekkelig kraft i tide for nye utbygginger. Det vil også kunne være uklart hvor stor del av forsterkningskostnadene som skal tilskrives elektrifiseringen, og en eventuell nettforsterkning vil føre til investeringer og økte driftsutgifter som vil lastes over på kraftforbrukerne. Disse problemstillingene ligger i skjæringspunktet mellom den politiske og den forretningsmessige agenda og må derfor adresseres gjennom tett dialog mellom næringen, forvaltningen, lokale og sentrale myndigheter.

### **Ny gasskraft med CCS**

Dersom forsterkning av nettet ikke er hensiktsmessig er det et mulig alternativ å bygge ut ny gasskraft med CCS. Det gir frihet til å velge den best egnede plasseringen for kraftverket, men tilgang til lagringssted for CO<sub>2</sub> vil virke inn på valg av lokasjon. Dedikerte kraftverk må forventes å bli koblet til kraftnettet, noe som vil kunne utløse behov for visse nettforsterkninger. Slik kraft vil gi stabil tilgjengelighet. Bruk av dedikert gasskraft med CCS forutsetter at teknologien modnes. CO<sub>2</sub>-fangsteknologien for kraftverk er i dag umoden og gir følgelig en relativt høy implisitt kraftpris.

### **Ny fornybar energi**

De mest aktuelle fornybare kraftkildene for ny kapasitet er vannkraft og land- og havbasert vindkraft. Energirådet angir 20 TWh havbasert vindkraft som et ambisiøst mål for 2020-2025. Det arbeides i dag med utvikling av flere mulige teknologier for havbasert vindkraft, men disse er fortsatt relativt umodne og kostnaden er fortsatt høy. I et langtidsperspektiv forventes imidlertid kostnaden å falle. Bruk av denne typen kraft må derfor sees som en langsiktig teknologiinvestering med sikte på å bygge erfaring og videreutvikle teknologien for dermed å redusere kostnadene.

I forbindelse med elektrifisering vil vindkraft kunne være et supplement, men elektrifiserte innretninger vil kreve

reservekraft og ekstra overføringskapasitet under vindstille perioder. For å oppnå tilstrekkelig regularitet vil det være nødvendig å trekke kraft fra nettet i kombinasjon med den dedikerte fornybare kraften. Dette vil kunne medføre behov for nettforsterkninger på samme vis som ved bruk av eksisterende kraftsystem og gasskraft med CCS.

Utbygging av vindmøllerparker medfører tidkrevende konsesjonsprosesser.

## **4.2 Tiltakskost for eksisterende plattformer**

Med dagens priser, og under forutsetning om kraft fra eksisterende kraftsystem, vil rundt 60-70 prosent av den totale kostnaden ved elektrifisering av en eksisterende plattform komme fra investeringer. Utover investeringskostnader er kjøp av kraft den dominerende utgiften. Dersom frigjort brenngass kan selges eller brukes med fortjeneste vil dette virke positivt inn på tiltakskostnaden.

Kabelkostnadene drives av avstanden fra land. I tillegg vil overføring av store mengder vekselstrøm over lange avstander medføre vesentlige krafttap (5-10 prosent). For å unngå disse tapene kan kraften omformes til likestrøm før overføring, og omformes tilbake til vekselstrøm på plattformen. Kapitalkostnaden øker altså med avstanden fra land, og for avstander over 100 km kommer kostnadene for omformere i tillegg.

Varmebehovet på plattformen dekkes vanligvis av avgasskjeler som utnytter spillvarme fra gassturbinene. Dette er en meget energieffektiv løsning. Dersom gassturbinene erstattes med kraft fra land må varmekraft fremskaffes på annen måte; gjennom gjeninnføring av gassfyrte kjeler, bruk av elektrisk kraft til oppvarming, eller ved å flytte avgasskjeler over til gassturbiner for mekanisk drift (ved delelektrifisering). Slike ombygginger og endringer fører til økt kapitalkostnad. Gjeninnføring av gassfyrte kjeler vil dessuten medføre økte utslipp og dermed øke tiltakskostnaden.

Dersom eksisterende gassturbiner har lav virkningsgrad vil dette redusere tiltakskostnadene ettersom de unngatte turbinutslippene forutsettes å være høye i forhold til kraftkilden de erstattes med. Motsatt vil turbiner med høy virkningsgrad, som dampturbinanlegg, gi relativt mindre reduksjon i utslipp som resultat av elektrifisering. Dette vil bidra til å øke tiltakskostnaden.

I Fastlands-Norge er frekvensen 50 Hz. Tidlige utbygginger i Nordsjøen benyttet 60 Hz kraftforsyning, men siden midten av 1990-tallet har nye feltutbygginger benyttet 50Hz. Elektrifisering av plattformer med 60 Hz kraftforsyning fører til behov for ekstra frekvensomformere.

Plattformens gjenværende levetid er avgjørende for tiltakskostnaden fordi den avgjør hvor lenge elektrifiseringen vil være operativ. Dersom plattformen har få år levetid igjen vil den samlede utslippsreduksjonen bli begrenset, og dette vil øke tiltakskostnaden.



Kilde: Eivy Andersen/OLF

### 4.3 Tiltakskost for nye selvstendige plattformer og oppgraderingsprosjekter

Med tanke på kostnad skiller elektrifisering av nye selvstendige plattformer seg fra elektrifisering av eksisterende plattformer på to måter. For det første unngår man produksjonsstans og kostnader forbundet med ombygging av eksisterende utstyr. For det andre vil den nye selvstendige plattformen uansett behøve en kraftløsning. Merkostnaden for elektrifisering vil derfor være differansen mellom kostnaden for elektrifisering og kostnaden for alternative løsninger.

Store oppgraderingsprosjekter har enkelte likhetstrekk med bygging av nye plattformer. Ved oppgraderingsprosjekter vil en ofte ha behov for produksjonsstans i tilknytning til ombygginger, og disse kostnadene vil derfor ikke knyttes direkte til elektrifisering alene. Videre vil en eventuell utskiftning av eksisterende kraftanlegg måtte sammenlignes med elektrifiseringsmuligheten slik som ved nyutbygging.

### 4.4 Elektrifisering på norsk sokkel

Per i dag er Troll A og Ormen Lange forsynt med kraft fra land. Videre er det vedtatt at feltene Valhall, Gjøa og Goliat skal drives med kraft fra land. Gjøa og Goliat kombinerer kraft fra land med kontinuerlig drift av en gass turbin som drives energieffektivt ved blant annet å dekke opp eksisterende varmebehov.

#### Nye felt og større ombygginger

Det finnes i hovedsak fire mulige løsninger ved utbygging av nye felt:

- selvstendige utbyggingsløsninger med skreddersydde feltinstallasjoner
- gjenbruk av mobile produksjonsenheter (produksjonsskip)
- satellittutbygginger (undervannsutbygginger eller brønnhodeplattformer) med tilknytning til eksisterende felt eller land

- langtrekkende brønner fra eksisterende installasjoner (bruk av eksisterende produksjonsanlegg).

Valg av utbyggingsløsning gjøres på felt til felt-basis og avhenger av feltets egenskaper. Felt med relativt stor avstand til eksisterende infrastruktur og store ressurser har størst sannsynlighet for å bli utviklet som selvstendige utbyggingsløsninger.

Det er bare de selvstendige utbyggingsløsningene som har egen kraftløsning, og dermed bare disse som er aktuelle for elektrifisering. Det er ikke mulig å forutsi nøyaktig andel av felt som vil bli utviklet som selvstendige utbygginger i fremtiden. En nylig gjennomgang av alle kjente ressurser antyder et resultat på 20-30 prosent.

De totale utslippene fra fremtidige felt (RK4-9) er i følge Oljedirektoratets referansebane forventet å være rundt 4,2 millioner tonn CO<sub>2</sub> i 2020. Basert på dette kan utslipp fra nye selvstendige feltutbygginger derfor estimeres til 0,8-1,2 millioner tonn CO<sub>2</sub> i 2020.

Elektrifisering i forbindelse med store ombygginger av eksisterende felt er en lignende mulighet. Potensialet for dette er ikke identifisert og kvantifisert.

For både nye selvstendige utbygginger eller større ombygginger vil tiltakskostnaden være individuell. Det er usikkert hvor stor andel som vil ligge under dagens CO<sub>2</sub>-kostnad.

#### Eksisterende plattformer

Delelektrifisering av eksisterende plattformer er grundig behandlet i rapporten «Kraft fra land til norsk sokkel» (2008) utarbeidet av Oljedirektoratet, NVE, Petroleumstilsynet og SFT. Rapporten deler eksisterende installasjoner inn i de fire havområdene Sørlege, Midtre og Nordlige Nordsjøen samt Norskehavet, og beregner kostnad og potensial for hver av disse med utgangspunkt i tre ulike scenarier for kraftforsyning.



Resultatene viser at deelektrifisering av eksisterende plattformer er et kostbart tiltak (1300 - 4750 NOK per tonn CO<sub>2</sub>). Typisk tiltakskost er godt over 3 ganger dagens CO<sub>2</sub>-kostnad uansett valg av scenario. Samlet investeringsbehov er estimert til NOK 33-50 milliarder avhengig av scenario. Følgelig virker det lite sannsynlig at storskala deelektrifisering av eksisterende plattformer vil kunne gjennomføres under dagens rammebetingelser. Potensialet for reduserte turbinutslipp ved deelektrifisering av eksisterende plattformer vil kunne være rundt 2,8 millioner tonn i 2020.

### 5. Karbonfangst og lagring (CCS) på norsk sokkel

Norge startet tidlig med CCS og har i dag en aktiv satsing i et samarbeid mellom industrien og myndighetene. Sleipner var verdens første storskala CCS-prosjekt, og i dag er det i drift to fullskalaanlegg (Sleipner og Snøhvit) med fangst og lagring av CO<sub>2</sub> fra naturgass. Norge har utviklet en meget robust CCS-klynge og er verdensledende innenfor denne teknologien. Vår kompetanse og erfaring har vi primært opparbeidet gjennom olje- og gassvirksomheten i Norge og gjennom en langvarig satsing på CCS-forskning. Dette har også styrket leverandørindustrien innen denne teknologien.

Men CCS er umodent som forretningsmessig konsept. Det kan ikke realiseres uten betydelig offentlig støtte og et velutviklet samarbeid mellom næringsliv og myndigheter. Skal CCS kunne spille en reell rolle for å redusere klimagassutslipp, må det juridiske og finansielle rammeverket legges på plass. Det må også skje en akselerert teknologiutvikling for å redusere kostnadene for fangst av CO<sub>2</sub> fra avgass fra kraftverk og prosessindustri som er de primære kildene for å anvende CCS. Det pågår et omfattende arbeid i store deler av verden for å gjøre CCS kommersiell i et tidsperspektiv 2020-2030.

Utslippene fra sokkelen er i utgangspunktet svært krevende å fange med CCS-teknologi. Hver av kildene (turbinene) er små (60-100 000 tonn CO<sub>2</sub> per år), og plass- og vektbegrensningene på plattformene er store. Omfattende studier i slutten av 1990-årene av CO<sub>2</sub>-fangst på plattformer viste at dette ble teknisk meget vanskelig og svært kostbart. Teknologistatus med tanke på sokkel-CCS er i dag om lag den samme som den gang, samtidig som de aktuelle plattformene har fått redusert sin gjenværende levetid med ti år.

CCS på land er fortsatt umodent, og CCS på eksosgass offshore har enda ikke vært testet. En mulig anvendelse offshore ligger meget langt frem i tid, og det er liten grunn til å gjenoppta denne type studier.

Lagring av CO<sub>2</sub> på norsk sokkel er identifisert som en mulighet for å bidra til å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp for våre kundeland for olje og naturgass på kontinentet. Behovet for lagring av europeisk CO<sub>2</sub> er ventet å øke. Men det er stor usikkerhet knyttet til omfanget av CCS i EU i de neste par tiår, og hvilken lagerkapasitet som vil være modnet frem. Grove estimater indikerer at Norge kan ha stor lagringskapasitet. Omfang, tidsforbruk og kostnader for lete- og verifiseringsaktivitet for å modne frem CO<sub>2</sub>-lager i geologiske formasjoner har så langt vært undervurdert.

For mer detaljert informasjon om CCS, se også NHO Klimapanelens temahefte: «Fangst og lagring av CO<sub>2</sub>».

### 6. Tiltaksplan

Kort sikt (1-4 år):

- Elektrifisering av Valhall og Gjøa (0,55 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år) med effekt innen 2010 og Goliat (0,15 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år) innen 2013
- CCS Snøhvit, CO<sub>2</sub> fra naturgass (0,7 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år) innen 2010
- 40 identifiserte energieffektiviseringstiltak inkludert redusert fakling (0,8 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år) innen 2013

Mellomlang sikt (2020):

- Næringen vil jobbe videre med effektiv energistyring og identifisering av nye energieffektiviseringstiltak. Den forplikter seg til en årlig gjennomgang for å konkretisere prioriterte tiltak i 3-5 års perspektiv
- Næringen vil jobbe tett med leverandørindustrien for å kvalifisere ny og eksisterende teknologi som kan føre til mer energieffektive løsninger offshore
- Næringen vil gjøre en grundig vurdering av mulighetene for elektrifisering i forbindelse med nye selvstendige feltutbygginger (potensial 0,8-1,2 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år) og ved store ombygginger og utvidelser (potensial ikke identifisert)
- Næringen vil gjennomføre hel- eller deelektrifisering der dette er kostnadseffektivt
- Næringen vil i samarbeid med øvrige aktører i den norske energiklyngen bidra til teknologiutvikling og kapasitetsutbygging av fornybar kraft. Spesielt vil næringen benytte kompetansen innen konstruksjon og drift av havbaserte innretninger til å bidra til utviklingen av havbasert vindkraft som en mulig fremtidig kraftkilde for elektrifisering på norsk sokkel
- Næringen ønsker å spille en sentral rolle i et helhetlig, samordnet CCS teknologiutviklingsløp sammen med myndigheter og sentrale aktører innen leverandørindustrien

Lang sikt (2050):

- Utslippene fra produksjonen av olje og gass er sterkt redusert. En rekke produksjonsinnretninger har elektrisk drift, dels forsynt med ny fornybar energi
- CCS-løsninger i stor skala er gjennomført og i drift

## 7. NHO mener

- Energieffektivisering offshore må fortsette. Potensialet for kostnadseffektiv utslippsreduksjon innen 2013 er 0,8 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år. Ytterligere potensial er sannsynligvis realiserbart frem mot 2020, avhengig av produksjonsutvikling og rammevilkår
- Delektrifisering av enkelte plattformer er en mulig løsning. Elektrifisering av eksisterende plattformer er teknisk meget komplisert og svært kostnadskrevende
- Karbonfangst- og lagring av utslipp fra kraftgenerering offshore er ikke aktuelt på meget lang sikt
- Hvilke tiltak som bør gjennomføres fremover må vurderes ut fra et helhetlig nasjonalt perspektiv med vekt på kostnadseffektivitet. I denne sammenheng kan øremerking av CO<sub>2</sub>-avgiften fra petroleumsnæringen (under dagens forhold ca. 2 milliarder kroner årlig) være en mekanisme for å realisere samfunnsøkonomisk gode tiltak også i andre sektorer

Utarbeidet av Gerd Halmø, OLF