

OLF Oljeindustriens Landsforening

Alternativ kraft til norsk sokkel



Vurderinger av reduksjonspotensial for CO₂,
tidshorisont og tiltakskostnader

INNHOLD

Sammendrag	4
1 Innledning og bakgrunn	9
2 Utslipp og reduksjonsmuligheter	10
2.1 Effekt av gjennomførte utslippsreduserende tiltak	11
2.2 Bruk av alternativ kraft på eksisterende og planlagte felt.....	11
2.3 Utslipp fra kilder som ikke kan reduseres ved alternativ kraft	12
2.3.1 Flytende innretninger (FPSO'er)	13
2.4 Tidsmessige begrensninger.....	13
2.5 Nedstenging av felt i drift	14
2.6 Hel-elektrifisering kontra del-elektrifisering	14
2.7 Maksimalt teoretisk utslippsreduksjonspotensial	15
2.8 Vurdering av utslippspotensial som tiltaksgrunnlag	16
3 Tilgang på elektrisk kraft	17
3.1 Kraftbehovet på sokkelen	17
3.2 Alternativ kraft.....	18
3.2.1 Nettsituasjon på land i Norge.....	18
3.2.2 Vindparker på sokkelen	18
3.3 Pris på kraft og gass	19
3.3.1 Kraftprisen	19
3.3.2 Gasspriser	20
3.4 Netto utslippseffekt av å hente strøm fra gasskraftverk med rensing.....	21
4 Kritiske tekniske forhold	22
4.1 Innledning	22
4.2 Frekvensnivå	22
4.3 Likestrøms- kontra vekselstrømsoverføring	23
4.4 Avstand til land/kraftkilde	24
4.5 Nye kontra eksisterende innretninger	24
4.5.1 Omfanget av nye utbygginger mot 2020.....	25
4.6 Konkurransen om plass og vektbegrensninger	26
4.7 Termiske energibehov	26
4.8 Avsetning av frigjort brenngass.....	27
4.9 Eventuelt brenngassunderskudd	27
5 Kostnadselementer og følsomhetsvurderinger	28
5.1 Kostnadselementer.....	28
5.1.1 Produksjonsvarighet / restlevetid.....	28
5.1.2 Effekt på driftskostnader og inntekter	28
5.1.3 Effekt av gassturbiners virkningsgrad og NO _x utslipp.....	29
5.2 Forutsetninger for følsomhetsvurderingene	30
5.2.1 Definisjon av tiltakskost	31
5.3 Resultater	31
5.3.1 Sensitivitetsanalyse	32
5.4 Diskusjon omkring resultatene fra følsomhetsanalysene	33
5.5 Oppsummering av vurderingene.....	35
6 Prosjekter under gjennomføring eller vurdering	37
6.1 Bakgrunn	37
6.2 Valhall	37
6.3 Gjøa	38
6.4 Troll.....	40

6.5	Vurdering av de tre eksempelprosjektene i forhold til rapportens generelle vurderinger og analyser	41
7	Referanser	42
Vedlegg 1	Levetid for produserende felt på norsk sokkel	43
Vedlegg 2	Gjenværende reserver på norsk sokkel	44
Vedlegg 3	Nettsituasjon på land i Norge	50
Vedlegg 4	Forutsetninger for beregningseksempelet	52

Sammendrag

Erstatning av gasskraft på sokkelen med kraft fra land adresseres i den norske klimadebatten fra flere hold som et aktuelt tiltak for reduksjon av norske CO₂-utslipp.

Oljeindustriens Landsforening (OLF) har i 2003 og 2004 utarbeidet rapporter med analyse av kostnader ved en slik alternativ kraftforsyning. OLF har ønsket å gjennomgå forutsetninger for elektrifisering, og har derfor gjennomført en ny studie som presenteres i denne rapporten. Studien viser at tiltakskostnader bare er ett av flere elementer som må vurderes nøye dersom det skal tas beslutninger om elektrifisering i stor skala på sokkelen.

Denne rapporten belyser *tidshorizonten* knyttet til storstilt utbygging av alternativ krafttilførsel på sokkelen. Det stilles spørsmål ved realismen i å skaffe *tilgang på ren, alternativ energi*. Det *teoretiske potensialet for reduksjon av CO₂-utslippene* blir også gjennomgått, før en *gjennomgang av tiltakskostnadene og enkeltfaktorer som påvirker dem* blir gjennomført i en såkalt sensitivitetsanalyse.

I konklusjonene er det lagt vekt på at spørsmålet om alternativ kraftforsyning til sokkelen, eller elektrifisering, ikke er et enten eller, men et pragmatisk spørsmål som bør vurderes felt for felt.

Det er foretatt beslutninger om betydelige elektrifiseringsprosjekter de nærmeste årene, ut fra at tiltakskostnadene er forsvarlige og at effektene er gode. Feltene dette gjelder er primært Valhall, Gjøa, Troll A og Ormen Lange. De tre første omtales i et eget kapittel i rapporten.

Prosjektforutsetningene for å legge om til alternativ kraft vil imidlertid variere enormt, og det er grunn til å advare mot en altomfattende politisk beslutning som pålegger lisenshavere og operatører en omlegging uten å hensynta forhold knyttet til det enkelte felt.

Tidshorizont for alternativ kraft er tidligst i 2015

Offshoreindustrien er inne i en periode med historisk høye investeringer og full utnyttelse av kapasitet på en rekke områder. På kort og mellomlang sikt ser denne situasjonen ut til å vedvare.

Rapporten har tatt utgangspunkt i den aktuelle kraftsituasjonen i fastlands-Norge, der det i de nærmeste årene er behov for import av betydelige mengder strøm. Dersom overgang til alternativ kraft på norske sokkelinnretninger skal ha en positiv global miljøeffekt, må kraftoppdekningen skje med tilnærmet CO₂-fri kraft. Det er ikke utsikter til at det vil bli et kraftoverskudd i Norge basert på fornybar energi de nærmeste årene. Derfor er det eneste realistiske alternativet tilgang på kraft fra gasskraftverk med CO₂-rensing.

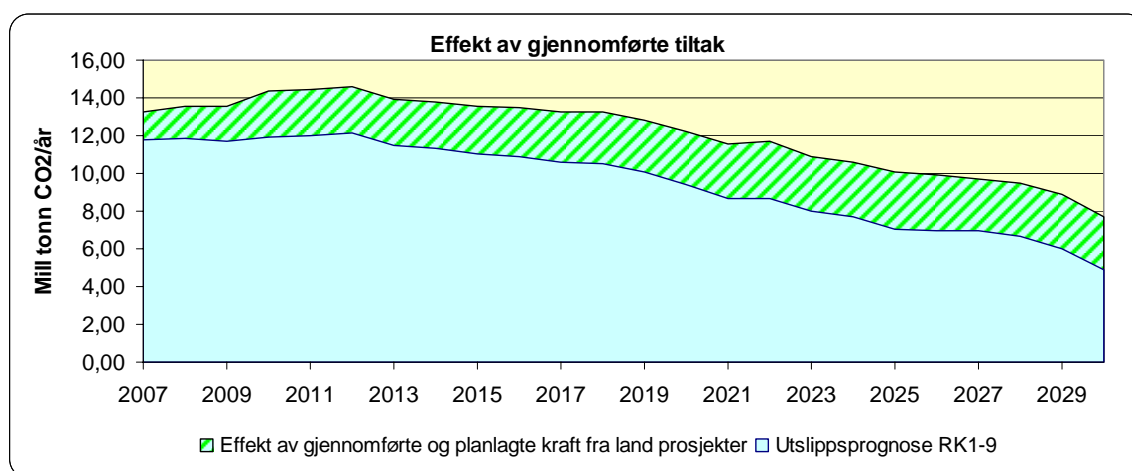
Rapporten konkluderer med at *betydelig konvertering til alternativ kraft på sokkelen ikke vil kunne være på plass før tidligst i 2015*. Det er også grunn til å legge stor vekt på at det på ingen måte er godtgjort at kraftbalansen er til stede på det tidspunkt, og at det gjør miljøforutsetningene for elektrifisering svært usikre.

Maksimalt, teoretisk potensial for reduksjoner

Rapporten gjennomgår hvilken effekt gjennomførte miljøtiltak på sokkelen allerede har hatt for utslippene av CO₂. En rapport om klimagassutslipp fra norsk sokkel utført av DNV for OLF i 2003 viser at gjennomførte tiltak har redusert utslippene med drøyt 50 millioner tonn over tiltakenes levetid.

I underlagsdokumentasjon til Ot.prp. nr. 66 Om lov om endringer i klimavoteloven m.m. (2006-2007) fremgår det at utslippene fra sokkelvirksomheten ville vært drøyt 3,5 millioner tonn høyere i 2010 enn om CO₂-avgiften ikke var blitt innført.

Det er foretatt en analyse av sparte utslipp fra Ormen Lange, Troll A og Valhall ved at disse blir bygget ut/ bygget om til alternativ kraftforsyning fra land. Analysen viser at årlig utslippsreduksjon vil variere mellom 2,4 og 3 millioner tonn i perioden 2010 til 2030.



Utslippsreducerende effekt av kraft fra land til Troll A, Ormen Lange, Valhall og Gjøa, sammenstilt mot utslippsprognosene.

Dette understreker at en diskusjon om elektrifisering av norsk sokkel må ta høyde for at oljeindustrien har gjennomført betydelige utslippstiltak allerede, at kostnadene ved gjenværende tiltak er tilsvarende høye, og at betydelige deler av potensialet er tatt ut.

De totale utslippene fra sokkelen var på om lag 11,5 millioner tonn i 2006. Rapporten viser at nær 30 pst. av disse utslippene ikke kan erstattes med elektrisk kraft fra land. De viktigste elementene her er utslipp fra flytende innretninger og utslipp som knytter seg til gassfaking.

I tillegg er det identifisert felt som i henhold til offentlige data vil ha produksjonsavslutning innen utgangen av 2020. Ombygging til elektrisk kraftforsyning for disse vil både ha begrenset miljøeffekt og være uforholdsmessig dyrt, og er derfor lite aktuelt. De 16 feltene som dette omfatter, inkluderer store utslippskilder som Staffjord og Sleipner Øst, og har i dag utslipp på 2,8 millioner tonn, redusert til 1,7 mill. tonn i 2015 og 0,8 mill. tonn i 2020.

En full elektrifisering av innretningene vil innebære svært omfattende tiltak. Dette omfatter ikke bare at kraft som i dag leveres elektrisk blir erstattet, men også at gassturbiner som driver kompressorer og store pumper direkte skiftes ut med store

elektromotorer. En slik "hel-elektrifisering" vil kreve omfattende ombygging, inkludert kostbar produksjonsstans i ombygingsperioden.

I de fleste studier av omfattende omlegging til alternativ kraft på sokkelen er det derfor såkalt del-elektrifisering som er vurdert. Da erstattes kun generatorturbinene, som er de gasskraftverkene som produserer elektrisk strøm per i dag. Del-elektrifisering vil i gjennomsnitt for sokkelen redusere utslippene med ca. 45 prosent. Tallet varierer imidlertid betydelig fra felt til felt.

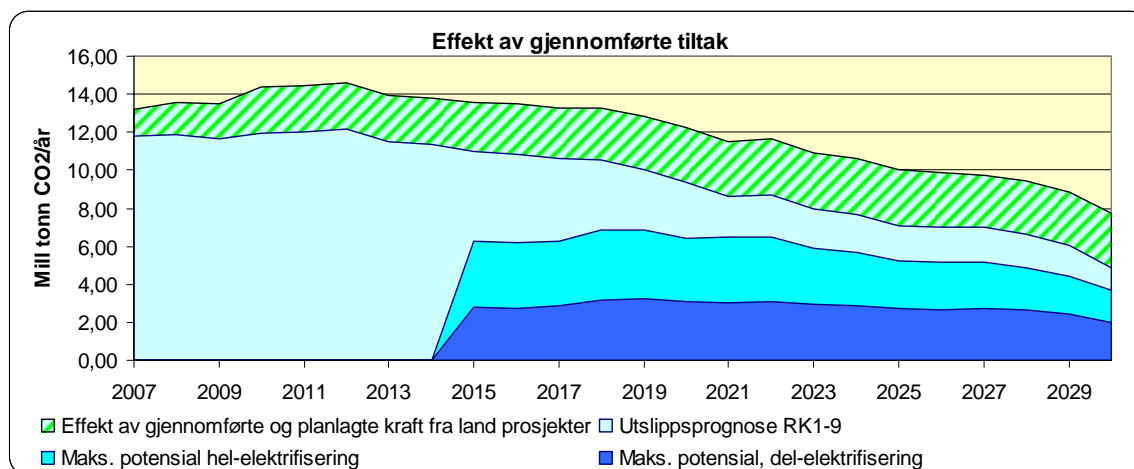
Teoretisk potensial for reduksjon av CO ₂ -utslipp – hele sokkelen (mill. tonn)	2015	2020	2025
Totale CO ₂ -utslipp fra norske sokkelinnretninger (RK1-9)	11,0	9,4	7,1
- Gassfakling, kjeler og dieselmotorer som ikke vil inngå	- 1,7	- 1,4	- 1,1
- Utslipp fra Flytende produksjonsinnretninger (FPSO'er)	- 1,4	- 0,8	- 0,7
- Felt som stenger ned i 2020 eller tidligere	- 1,7	- 0,8	0
Maks. teoretisk potensial ved hel-elektrifisering	6,3	6,4	5,3
Maks. teoretisk potensial ved del-elektrifisering	2,8	3,0	2,7

Utslipp av CO₂ og maksimalt, teoretisk potensial for reduksjon i mill tonn

Tabellen viser det maksimale, teoretiske potensialet for utslippsreduksjoner på sokkelen når det tas hensyn til disse forholdene, for henholdsvis hel- og del-elektrifisering. Det maksimale potensialet ved del-elektrifisering i 2020 er på om lag tre millioner tonn CO₂. Dette tallet er ikke større enn de effektene allerede besluttede elektrifiseringsbeslutninger vil ha, eller den reduksjonen som følger av at produksjonen på sokkelen ventes å gå ned i tiåret frem til 2020.

Da skal en også huske at potensialet ikke tar hensyn til at kostnadene for en del av feltene som inngår er ekstremt høye og miljøgevinsten begrenset. Det er heller ikke tatt høyde for at "nettopotensialet" er lavere dersom det blant annet tas hensyn til at rensegraden på CO₂-frie gasskraftverk bare er på 85 pst. og at det er et effekttap ved overføring av strømmen ut til innretningene.

Figuren under viser prognoser for utviklingen mht. utslipp på sokkelen, sammenstilt med vedtatte tiltak og maksimalt, teoretisk potensiale for utslippsreduksjon.



Utslippsprognoser, maksimalt, teoretisk potensiale ved hel- og deelektrifisering, sammenstilt med utslippsreducerende effekt av kraft fra land til Troll A, Ormen Lange, Valhall og Gjøa.

Kritiske, tekniske forhold

Rapporten identifiserer en del forhold som påvirker gjennomføringsmulighet og gjennomføringskostnad for omlegging til alternativ kraft. Blant disse er:

Ulike frekvenser i kraftforsyningen. I fastlands-Norge er denne basert på 50 Hz. På sokkelen er det imidlertid på tidlige utbygginger benyttet 60 Hz. På flere av områdene, som vil måtte baseres på samme strømforsyning fra land, forekommer begge frekvensene. Det vil innebære behov for ekstra frekvensomformere, og økte kostnader.

Ved overføring over lange avstander (mer enn 100-150 km) er det behov for likestrømsoverføring i kablene fra land. Det gir dobbelt behov for omformere.

Betydelige kostnader ved ombygging av eksisterende innretninger. Av mange grunner er det minst kostbart å bygge nye innretninger for alternativ kraft. Tilgjengelige data viser at bare knapt 30 prosent av utslippene i 2020 vil komme fra nye felt. Bare en begrenset del, ca 1/3, av disse vil bli bygget ut med egne produksjonsinnretninger, og dermed med egen kraft.

Ombygging av eksisterende innretninger er de fleste steder krevende fordi det vil konkurrere om begrenset plass blant annet med tiltak for økt utvinning, tilkobling av satellittfelt med mer.

Tilgang på gass og mulighet for salg av gass som ikke lenger brennes på innretningen har også stor betydning. Felt med stor avstand til eksisterende røreksportsystemer for naturgass vil ha lav alternativverdi for gassen, noe som forverrer økonomien i elektrifisering. Dersom feltet ikke har tilgang på egen gass, vil det motsatt gjøre elektrifisering nærliggende.

Omlegging til alternativ kraft vil kunne redusere driftskostnadene på feltene, omfanget er imidlertid usikkert.

Dersom gassturbinene som er i bruk utnytter gassen/ energien dårlig, sies de å ha lav virkningsgrad. Da vil en omlegging til elektrisk kraftforsyning utenfra ha en lavere tiltakskost. Motsatt vil turbiner med høy virkningsgrad, eller der også dampen utnyttes, ha mindre energieffekt av omlegging og dermed også høyere tiltakskost.

Tiltakskostnad for et valgt case

For å kunne si noe mer om forutsetningene for å skape økonomi i elektrifisering, er det gjennomført beregninger på et utvalgt felt i drift på sokkelen: Oseberg-feltet i Nordsjøen. Feltet består av fire innretninger. To av dem står på hovedfeltet for olje og gass. I tillegg har feltet to tilhørende satellitter.

Eksempelet kommer ut med en tiltakskost på 1610 kr pr. tonn reduksjon i CO₂-utslipp. Dette er om lag det dobbelte av beregningene OLF foretok for fire år siden. Det indikerer en generell kostnadsvekst, at tallene trolig ble påvirket betydelig i positiv retning den gang av felt som i mellomtiden er besluttet elektrifisert, og at økonomien i "gjenværende" felt er tilsvarende svakere. I tillegg slår det inn i eksempelet at kraftforbruk og CO₂-utslipp avtar markant etter 2020, noe som gir færre år og mindre produksjon å avskrive kostnadene mot.

I analysene er effekten av variasjon i ulike faktorer testet i en følsomhetsanalyse. Det gir et spenn i tiltakskost på mellom 870 og 2390 kr, der investeringskostnadene gir det største utslaget. Prisen på frigjort gass som kan selges gir et mindre utslag, noe som henger sammen med at gassprisen på sikt også må antas å påvirke kostnadene ved

strømproduksjon fra et gasskraftverk på land, slik at disse faktorene utligner hverandre et godt stykke på vei. Rapporten viser at det i sær er fire forhold som gir gunstige vilkår for elektrifisering:

- Mulighet til å selge frigjort brenngass til markedspris
- Lang gjenværende produksjonstid
- Ny utbygging eller behov for radikal ombygging av eksisterende felt
- Liten avstand til land

For Gjøa, Troll A og Valhall er de to første forholdene til stede, samt ett av de to siste.

Konklusjon

Denne rapporten gir ikke grunnlag for å si ja eller nei til elektrifisering, men påviser at en vurdering bør være nyansert, og ta hensyn til de store variasjoner i forutsetning mellom ulike felt og innretninger på sokkelen

- ***Spørsmålet om elektrifisering av sokkelen må vurderes felt for felt.***

De tekniske og økonomiske forutsetningene mellom ulike felt offshore varierer sterkt. Derfor er en debatt om elektrifisering for kompleks til at den kan generaliseres.

- ***Omfattende elektrifisering ikke realistisk før tidligst i 2015.***

Basert på det omfattende volumet på nødvendig strøm fra land, på mulighetene for å basere slik strøm på CO₂-fri kraft, men også på en realistisk tidshorisont for planlegging og prosjektering av ombygginger og investeringer er det urealistisk å planlegge for omfattende offshore elektrifisering før 2015.

- ***Usikkert om det vil være tilgjengelig ren kraft fra land også etter 2015.***

Kraftprognosene for fastlands-Norge tilsier at det er svært usikkert hvorvidt CO₂-fri kraft er tilgjengelig også på det tidspunkt.

- ***Grunn til å betegne elektrifisering som et svært dyrt miljøtiltak.***

SFT anslår i sin tiltaksrapport at elektrifisering vil koste over 600 kr per tonn redusert utslipp av CO₂, og kategoriserer dette som et dyrt tiltak. Det stemmer med OLFs anslag i det case som er presentert i rapporten, som viser 1610 kr per tonn som kostnad. Sensitivitetsberegninger kjørt på caset viser et kostnadsspenn mellom 870 og 2390 kr/tonn CO₂-reduksjon.

- ***Potensial for CO₂-reduksjon langt mindre enn hva mange legger til grunn.***

I debatten har det versert tall som indikerer en reduksjon i CO₂-utslippene på opptil fem millioner tonn gjennom del-elektrifisering av sokkelen i løpet av få år. Lavutslippsutvalget og SFT har lagt inn tall i størrelsesorden 2,7-3 millioner tonn i 2020 i sine analyser. Vår rapport viser at selv dette anslaget er urealistisk. Det utgjør hele det teoretiske potensialet på sokkelen for del-elektrifisering, uten hensyn til at kostnadene ved å bygge om noen av feltene vil bli svært høye.

1 Innledning og bakgrunn

Erstatning av gasskraft på sokkelen med alternativ kraft adresseres som et viktig miljøtiltak for reduksjon av norske CO₂-utslipp. OLF har også ved tidligere anledninger gjennomført studier som belyser muligheter, begrensninger og kostnader knyttet til bruk av alternativ kraft på sokkelen. Konklusjonene fra studiene i henholdsvis 2002-2003 og 2004 var entydige med hensyn til at bruk av alternativ kraft for å redusere utslippene av CO₂ var et dyrt alternativ som blant annet langt oversteg de kostnader som CO₂-avgiften for disse utslippene representerer.

I den senere tid har det foregått en utvikling på flere områder som har ført til at OLF har ønsket å belyse ulike sider av utfordringene knyttet til å ta i bruk alternativ kraft på sokkelen. Blant utviklingstrekkene var at tre felt er besluttet utbygget med kraft fra land (Troll, Valhall og Gjøa). Dessuten har gassprisene økt betydelig, og det er innført en NOx-avgift, på 15 kr per kilo utslipp av NOx, med virkning fra 1. januar 2007.

OLF's Utvalg for ytre miljø besluttet derfor høsten 2006 å gjennomføre en ny studie.

Denne rapporten belyser spesielt:

- Det maksimalt teoretiske potensialet for reduksjon av CO₂-utslipp gjennom bruk av ren alternativ kraft.
- Tekniske og praktiske begrensninger knyttet til en storstilt elektrifisering av sokkelen.
- Sammenheng mellom alternativ kraft på sokkelen og kraftoppdekning
- Tiltakskost for ett utvalgt felt – Oseberg-feltet i Nordsjøen – bestående av ett stort olje- og gassfelt med to satellitter, til sammen fire innretninger.
- Ulike parametere som tiltakskostnaden er følsom for.
- Hvilke kriterier som bør være til stede for at feltutbygginger/ombygginger relativt sett skal ha bedre forutsetninger for å kunne oppnå lønnsomhet. Tilsvarende identifiserer den hvilke kriterier som svekker feltenes mulighet til å oppnå lønnsomhet.
- Tekniske forhold som forklarer hvorfor det er så store individuelle forskjeller fra felt til felt når det gjelder tiltakskost ved bruk av alternativ kraft.

Rapporten gir også en oversikt over tre prosjekter innen alternativ kraft som er besluttet gjennomført og hvordan disse passer inn i forhold til de analyserte parametere.

Rapporten er utarbeidet i perioden januar til juni 2007 av en arbeidsgruppe nedsatt av OLF, bestående av:

Sigurd Rognsvåg, Hydro
Sverre Gilje, BP Norge
Christopher Craft, A/S Norske Shell
Siri Nesbø, ConocoPhillips
Svein Norhasli, Statoil
Ingvild Skare, OLF / ExxonMobil

Geir Husdal i Novatech er teknisk konsulent for rapporten.

2 Utslipp og reduksjonsmuligheter

Dette kapittelet belyser effekten av tiltak som er gjennomført i olje- og gassindustrien, og illustrerer hvilke utslippskutt vi unngår i fremtiden som følge av gjennomførte CO₂-reduserende tiltak. Mye er allerede oppnådd, også gjennom bruk av alternativ kraft.

Videre belyses hva som er det gjenværende maksimale, teoretiske utslippspotensialet av CO₂ gjennom bruk av alternativ kraft på norsk sokkel. Det understrekes at det er et maksimalt, teoretisk potensial – ikke et potensial som OLF anser som realistisk gjennomførbart.

Debatten om hvorvidt man skal "elektrifisere sokkelen" eller ikke for å oppnå CO₂-reduksjoner nasjonalt, er ikke en forenklet "ja-eller-nei-debatt". Bruk av alternativ kraft må diskuteres i skjæringspunktet mellom premissene for hva som er teknisk mulig, hva som er realistisk ut fra tid og tilgjengelige CO₂-frie kraftressurser. Sist, men ikke minst, må det sees i sammenheng med hvilke forutsetninger ulike felt har for å gjennomføre slike tiltak og hva det koster.

I dette kapittelet fastslås det at det maksimalt teoretiske potensialet for CO₂-reduksjon, gjennom bruk av alternativ CO₂-fri kraft, er langt mindre enn hva de totale utslippene fra sokkelen er. Dette har sin bakgrunn i at ca. 30 prosent av utslippene rent teknisk ikke lar seg elektrifisere bort uansett hvor mye man vil, og om man lar det koste hva det koste vil.

Ytterligere begrensninger i potensialet ligger i den tidshorisonen OLF mener det er realistisk å legge til grunn, nemlig 2015 som oppstartstidspunkt. Dette er tidligste tidspunkt det er sannsynlig å se for seg under den nødvendige forutsetningen at det kan være CO₂-fri kraft tilgjengelig og brukes nødvendig tid til planlegging, prosjektering og installering.

Videre har vi trukket ut felt med kortere gjenværende levetid enn frem til 2020 fra det maksimale teoretiske potensialet. Disse har så langt stått for betydelige deler av de norske CO₂-utslippene, men utslippene forventes å falle i takt med produksjonsfallet før nedstengning. Jo kortere gjenværende levetid, jo dyrere, dårligere og mindre samfunnsøkonomisk forsvarlig investering blir det.

Dersom man skulle fått et fullstendig bilde av CO₂-reduksjonspotensialet ved å bytte ut hele eller deler av kraftproduksjonen på sokkelen (hel- eller del-elektrifisering), burde maksimalt teoretiske potensialet som omtales her også hatt fratrekk for:

- den nye CO₂-utslippskilden som oppstår for å erstatte termisk energi (se kapittel 4.7. for nærmere omtale).
- det CO₂-utslippet som stammer fra "CO₂-frie" gasskraftverk med rensegrad på 85%, alternativt utslipp fra andre kraftkilder som ikke er 100% CO₂-frie.

OLF understreker at bruk av alternativ kraft på sokkelen må ha en netto CO₂-reduksjonseffekt for at det skal være aktuelt som et klimatiltak og at videre studier av alternativ kraftbruk som klimatiltak må legge hele CO₂-kjeden til grunn.

2.1 Effekt av gjennomførte utslippsreducerende tiltak

Olje- og gassindustrien har jobbet aktivt for å redusere CO₂-utslippene i mange år og er i dag å regne som en av de reneste olje- og gassprodusenter, med kun en tredjedel av CO₂-utslipp per produserte fat i forhold til gjennomsnittet i bransjen globalt.

Generell teknologiutvikling og CO₂-avgiften spesielt, har gitt betydelige resultater i form av faktiske utslippskutt. "Hvitbok om klimagassutslipp fra norsk sokkel" som ble utarbeidet av DNV i 2003 viser at det er gjennomført tiltak som samlet har redusert klimagassutslippene med ca. 51 millioner tonn CO₂-ekvivalenter over tiltakenes levetid (Ref.: 5).

Videre heter det i underlagsdokumentasjonen til Ot.prp. nr. 66, Om lov om endringer i klimakvoteloven m.m. (2006-2007), at utslippene fra sokkelvirksomheten ville vært om lag 3,7 millioner tonn høyere i 2010 enn om CO₂-avgiften ikke var blitt innført (Ref.: 6).

2.2 Bruk av alternativ kraft på eksisterende og planlagte felt

Det er implementert og planlagt flere prosjekter innen kraft fra land til norske sokkelinnretninger.

Gassfeltet Troll A ble bygget ut med krafttilførsel fra land. Seinere er en gass-kompresjonspakke installert, også den med kraft fra land. En ny gasskompresjonspakke er nå planlagt installert med kraftforsyning fra land, og en ytterligere utvidelse er forventet (så langt er kraftforsyningsmetoden ikke bestemt). Produksjonsanlegget for Troll A er plassert på land med full kraftforsyning fra nettet. Den energimessige effekten er den samme som å overføre kraft til sokkelen.

Gassfeltet Ormen Lange bygges nå ut med produksjonsanlegget på land og hele kraftforsyningen fra nettet. Valhallfeltet planlegges for ombygging. All kraftforsyning vil foregå fra land. Også det mindre Gjøa-feltet planlegges for del-elektrifisering fra land.

Tre av innretningene – Troll A, Ormen Lange og Valhall – er ved siden av Ekofisk de feltene på norsk sokkel med lengst gjenlevende produksjonstid. Troll A og Ormen Lange har de høyeste energibehovene blant norske olje- og gassfelt. I motsetning til på andre felt på sokkelen, vil samlet energibehov for disse øke framover, også etter 2030.

Den samlede utslippsreducerende effekten fra disse tiltakene innen alternativ kraft vil derfor øke betydelig over de neste 20 år. Dette er illustrert i *Fig. 1*, der en viser hva utslippene ville vært dersom disse feltene var blitt bygget ut med moderne sokkelteknologi hvor lokal gasskraftproduksjon var energikilde. Samlet utslippsprognose og maksimalt teoretisk potensial ved del- og helelektrifisering er også vist for å sette effekten i perspektiv.

Den årlige utslippsreduksjonen vil bli mellom 2,4 og 3 millioner tonn i perioden 2010 til 2030. Over denne perioden er de samlede utslippsreduksjonene ca. 40 prosent høyere enn det maksimalt teoretiske potensialet som kan oppnås ved del-elektrifisering av hele den norske sokkelen. Grunnlaget for beregningene er energiprognoser levert av operatørselskapene og en antatt turbinvirkningsgrad for lokal gasskraftforsyning på 35 prosent.

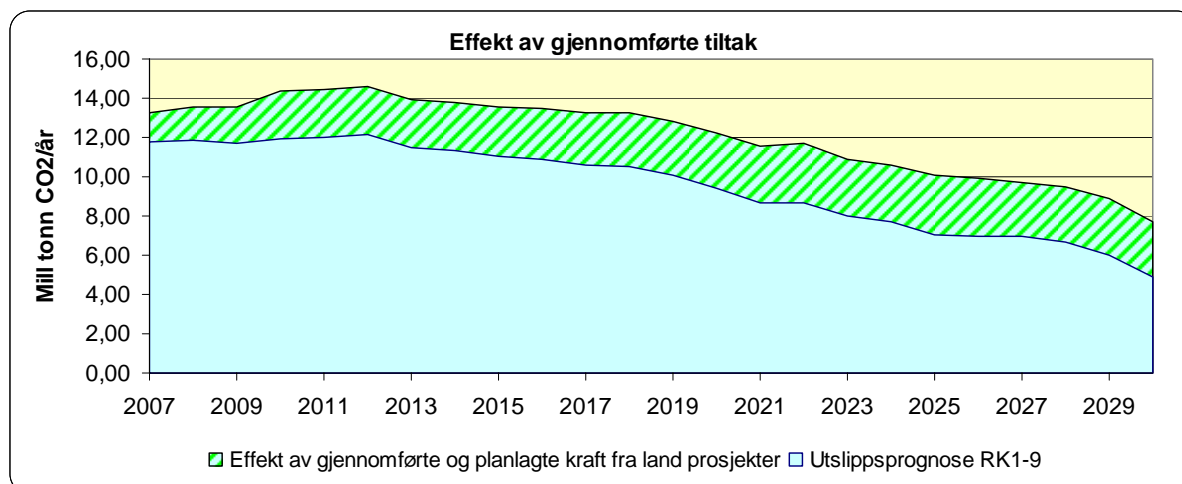


Fig. 1: Utslippsreducerende effekt av kraft fra land til Troll A, Ormen Lange, Valhall og Gjøa, sammenstilt mot utslippsprognosene.

2.3 Utslipp fra kilder som ikke kan reduseres ved alternativ kraft

Av de totale CO₂-utslippene fra olje- og gassvirksomheten er det nær 30 prosent som ikke lar seg elektrifisere bort av tekniske grunner. I hovedsak snakkes det her om flytende innretninger (FPSO'er), gassfakling og en rekke mindre dieselmotorer. I 2006 utgjorde tekniske begrensninger 3,7 millioner tonn av de totale utslippene på 11,56 millioner tonn.

Tekstboks 1 viser at utslippene fra gassturbiner og store dieselmotorer for felt i produksjon (RK1) utgjorde 71,4 prosent av de totale utslippene i 2006.

	Mill tonn	%
Totale utslipp (EW)	11,56	
- Leteboring	0,09	
- Landanlegg	0,46	
= RK 1 utslipp	11,01	100,0 %
- Gassfakling	0,99	9,0 %
- Mindre motorer på innretningene	0,55	5,0 %
- FPSO'er	1,48	13,4 %
- Gass- og oljefyrte kjeler	0,13	1,2 %
= Utslipp fra gassmotorer og gassturbiner	7,86	71,4 %

Tekstboks 1: Utslipp av CO₂ i 2006 rapportert inn til SFT. (Kilde: EnvironmentWeb)

Andelen utslipp fra gassturbiner og gassmotorer vil variere noe fra år til år, men i store trekk antas utslippene fra disse kildene å representere ca. 70 prosent av de totale CO₂-utslippene fra sokkelen i årene fremover.

Disse utslippene var på 7,86 millioner tonn i 2006. Det er disse utslippene som utgjør den tekniske begrensningen når det gjelder hva som kan erstattes ved hjelp av alternativ kraft.

2.3.1 Flytende innretninger (FPSOer)

I løpet av de siste 10 årene er flere felt på norsk sokkel bygget ut med produksjonsskip forankret til sjøbunnen gjennom en sentral rotasjonsskive (turret). Alle overføringer mellom skip og sjøbunn skjer gjennom rotasjonsskiven.

For Norne-innretningen, som er en såkalt FPSO (Floating Production, Storage and Off-loading) pågår det arbeid med kvalifisering av en svivel med spenning på 36 kV for fremtidige prosjekter som skal knyttes til installasjonen. Dette tilsier at svivel opp til dette spenningsnivået relativt lett vil la seg kvalifisere. Overføring av kraft fra land, eller eventuelt fra en framtidig vindpark på sokkelen, vil kreve spenninger opp mot 80-100 kV, noe som vil medføre behov for videre design og teknologiutvikling. Det er i dag ikke svivler i markedet med tilstrekkelig kapasitet som direkte kan benyttes til kraftoverføring til en FPSO. Utvikling og kvalifisering av ny teknologi vil derfor være nødvendig før en kan beslutte alternativ kraft til slike innretninger.

Følgende felt på sokkelen er bygget ut med FPSOer: Balder, Jotun, Varg, Norne, Åsgard og Glitne. I tillegg bygges nå Alvheim ut med denne teknologien, og Skarv planlegges.

2.4 Tidsmessige begrensninger

Tidshorisonten er en viktig faktor når alternativ kraftforsyning til sokkelen diskuteres, både i forhold til hvilket potensial som er til stede, hvilke felt er aktuelle for ombygging og hvordan økonomien ser ut for de innretningene der ombygging vurderes. Vårt utgangspunkt er at *betydelig konvertering til alternativ kraft på sokkelen ikke vil kunne være på plass før tidligst 2015*.

Det er flere grunner til dette. Den første faktoren vedrører nødvendig tid til planlegging og gjennomføring. Overføring av kraft fra nettet på land til sokkelinnretningene vil innebære prosjekter av betydelig størrelse. For nye, frittstående feltutbygginger eller store feltombygginger, vil det normalt gå minst 1-3 år fra start av planlegging til godkjenning av Plan for utbygging og drift (PUD) og videre 4-5 år til feltet kommer i produksjon. Ombygging av eksisterende felt til import av elektrisk kraft anses å være nesten like tidskrevende.

Vi vet samtidig at det er en høykonjunktur i offshorenæringen som forventes å fortsette de neste 3-5 år. Det betyr at en også vil støte på kapasitetsproblemer innenfor prosjektering, leveranser og bygging/installasjon.

For at overgang til alternativ kraft på norske sokkelinnretninger skal ha ønsket global miljøeffekt, må kraftoppdekningen skje med CO₂-fri eller tilnærmet CO₂-fri kraft. Dette innebærer at det må skje en utbygging av slik kraftforsyning parallelt med en eventuell overgang til alternativ kraft på sokkelinnretningene. I kapittel 3 drøftes dette nærmere. Konklusjonen er også her at betingelsene i tidligste fall vil være til stede i 2015. I kapitlet drøftes også forhold knyttet til nettkapasitet på land, og muligheten for strøm fra vindkraft i havet. Heller ikke disse forholdene tilsier et tidligere utgangspunkt. Tvert i mot er krafttilgangen usikker også i årene etter 2015.

En omfattende overgang til alternativ kraft vil først kunne skje etter 2015. Oppstart i 2015 vil innebære en betydelig reduksjon av driftstiden i forhold til oppstart i 2008.

2.5 Nedstenging av felt i drift

I henhold til dagens planer, slik det er rapportert inn til Revidert nasjonalbudsjett 2007 (RNB 2007), er det en rekke felt/innretninger som planlegger produksjonsavslutning innen utgangen av 2020 (Se Vedlegg 1).

Antall felt med produksjonsavslutning i 2020 eller tidligere	16
Antall felt med produksjonsavslutning i 2021-2025	8
Antall felt med produksjonsavslutning etter 2025	14

Felt som planlegges å stenge ned i 2020 eller tidligere vil være lite aktuelle for alternativ kraft på grunn av kort driftstid og derved stor sannsynlighet for høy tiltakskost. Dette er også felt som har stått for en betydelig andel av de norske CO₂-utslippene, noe

Tabell 1 (under) viser.

Utslipp av CO ₂ (mill.tonn) – felt planlagt nedstengt i 2020 eller før		
2007	2015	2020
2,8	1,7	0,8

Tabell 1: Utslipp av CO₂ fra gassturbiner og –motorer fra felt med planlagt nedstenging i 2020 eller tidligere (kilde RNB 2007)

Mulighet for produksjonsforlengelse på en del av feltene er til stede, men noen av de store bidragsyterne til klimagassutslippene, som Statfjord og Sleipner Øst, antas å ha lav sannsynlighet for dette. Ved beregning av maksimalt teoretisk potensial for utslippsreduksjon er derfor utslippene for disse felt trukket fra.

2.6 Hel-elektrifisering kontra del-elektrifisering

Begrepet "hel-elektrifisering" brukes når alternativ kraft erstatter alle kraftbehov på innretningene. En slik ombygging er meget omfattende og krever følgende:

- Erstatning av dagens kraftstasjon med en mottaksstasjon med vekselretter.
- Utbygging av hovedtavle og distribusjonssystem til forsyning av elektrisk kraft til alle kraftforbrukere på innretningen(e).
- Utskifting av gassturbiner med store elektromotorer for drift av kompressorer og store pumper.

Fordi en slik ombygging i stor grad griper inn i selve produksjonsprosessen, vil en måtte påregne omfattende ombygginger på de impliserte innretninger, samt produksjonsstans i ombyggingsperioden. Omfanget av ombyggingene og varigheten av produksjonsstans vil avhenge av feltmessige forhold.

Ved del-elektrifisering erstattes gasskraftverket på innretningen med alternativ kraft, mens direkte drevne kompressorer og store pumper ikke konverteres. Dette medfører langt mindre ombygginger på innretningene, samt at overføringssystemene og omformerstasjoner kan dimensjoneres for lavere last og følgelig blir billigere.

Grad av elektrisk drift på innretningene varierer, fra full elektrisk drift til opp mot 80 prosent mekanisk drift. Dette betyr at det vil være store individuelle forskjeller innretningene imellom når det gjelder hva som er mest lønnsom konvertering – hel-elektrifisering eller del-elektrifisering.

2.7 Maksimalt teoretisk utslippsreduksjonspotensial

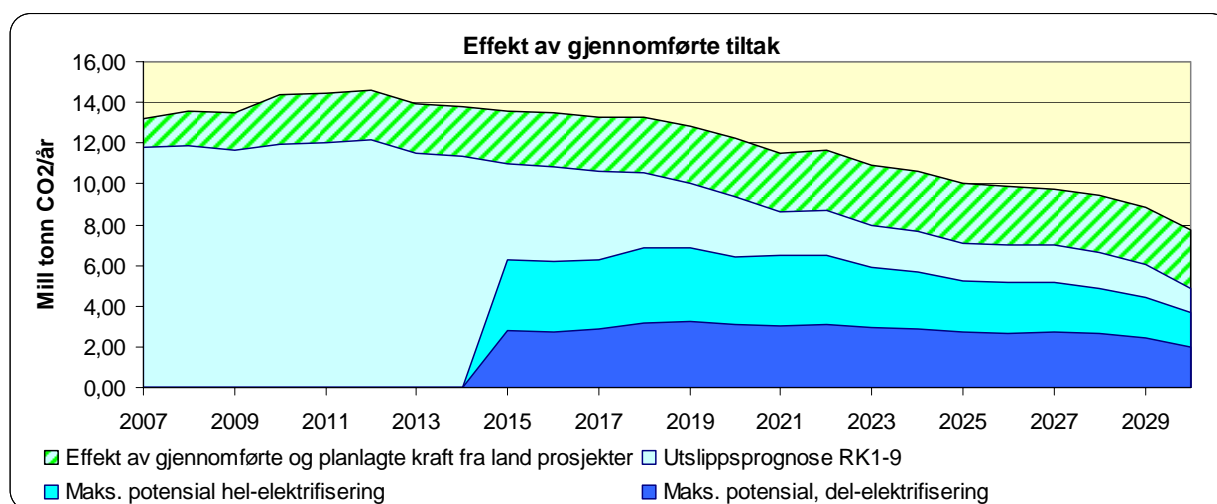
De maksimale, teoretiske utslippsreduksjoner ved alternativ kraft til sokkelinnretningene er vist i Tabell 2.

TALL FOR HELE SOKKELEN	2015	2020	2025	2030
Totale CO ₂ -utslipp fra norske sokkelinnretninger (RK1-9)	11,0	9,4	7,1	4,9
- Gassfakling, kjeler og dieselmotorer som ikke vil inngå	- 1,7	- 1,4	- 1,1	- 0,8
- Utslipp fra Flytende produksjonsinnretninger (FPSO'er)	- 1,4	- 0,8	- 0,7	- 0,5
- Felt som stenger ned i 2020 eller tidligere	- 1,7	- 0,8	0	0
Maksimalt teoretisk potensial ved hel-elektrifisering	6,3	6,4	5,3	3,7
Maksimalt teoretisk potensial ved del-elektrifisering	2,8	3,0	2,7	2,0

Tabell 2: Utslipp av CO₂ og reduksjonspotensial (i mill. tonn)

Tabellen viser at maksimalt, teoretisk utslippsreduksjon i 2015, vil være ca. 60 prosent (6,3 millioner tonn) og ca. 25 prosent (2,8 millioner tonn) ved henholdsvis hel- og del-elektrifisering av de totale, forventede utslippene på dette tidspunktet. Andelen av utslippene som kan reduseres vil øke noe fram til 2020. Dette skyldes at felt som planlegges nedstengt i 2020 eller tidligere ikke tas med i potensialet.

Totale utslipp og reduksjonspotensialene er også vist i Figur 2.



Figur 2: Teoretisk potensial for reduksjon av CO₂-utslipp fra gassturbiner og –motorer. Totale CO₂-utslipp fra sokkelen vist som referanse. (Kilde: RNB 2007)

2.8 Vurdering av utslippspotensial som tiltaksgrunnlag

I sine tiltaksanalyser for petroleumsnæringen har både SFT (Ref.: 16) og Lavutslippsutvalget (Ref.: 12) lagt inn fra 2,7-3,0 millioner tonn årlig CO₂-reduksjon fra petroleumsnæringen i 2020.

Gjennomgangen i dette kapittelet belyser at dersom man skal komme opp på dette nivået når det gjelder kutt i utslippene av CO₂, er man nødt for å nyttiggjøre seg av hele det maksimale, teoretiske reduksjonspotensialet – ikke utelukkende nye felt, slik Lavutslippsutvalget selv legger opp til. OLF mener dette i praksis er lite gjennomførbart ut fra feltspesifikke og kritiske faktorer (Se kapittel 4 for nærmere omtale).

3 Tilgang på elektrisk kraft

Et stadig høyere energikonsum, kombinert med lav utbyggingstakt for ny energi, har bidratt til at fastlands-Norge i dag ikke er selvforsynt med elektrisk kraft. Dette innebærer at en elektrifisering av sokkelen, nærmest uavhengig av elektrifiseringsgrad, vil måtte dekkes opp med "ny" energi.

Ifølge Lavutslippsutvalget utgjorde det samlede energibehovet på norsk kontinentalsokkel i 2002 om lag 14 TWh, hvorav ca. 8 TWh elektrisitet. Energiforbruket ble videre antatt å øke til ca. 18 TWh i 2005, hvorav om lag 10 TWh er elektrisitet, og være like høyt eller høyere fram mot 2012.

Vi har nedenfor sett nærmere på hvilket kraftbehov som vil følge av en elektrifisering av sokkelen, hvor raskt en slik omlegging vil kunne finne sted samt hvilke løsninger som foreligger.

Beregningene bygger på det potensial vi ser for elektrifisering basert på vurderingene i kapittel 2. Dette innebærer at kraftbehov knyttet til FPSOer, gass- og oljefyrte kjeler samt mindre motorer holdes utenom. I beregningene har en i tillegg sett bort fra felt med planlagt nedstengning i 2020 eller tidligere, mens en for annet elektrisk mekanisk utstyr har benyttet en gjennomsnittlig virkningsgrad på 32 %.

3.1 Kraftbehovet på sokkelen

Tabell 3 viser anslag på årlig effektbehov i 2015 fordelt på hovedområder på sokkelen.

Område	Full elektrifisering MW	Delvis elektrifisering MW
Sørlige Nordsjø	350	150
Sleipner-området	115	30
Oseberg-/Trollområdet	260	110
Tampen	350	150
Norskehavet/Haltenbanken	270	125
Sum	1345	565

Tabell 3 Estimert effektbehov på sentrale sokkelområder i 2015

Ifølge disse beregningene vil en full elektrifisering av sokkelen kreve ca. 9 TWh i 2015. Når vi har valgt å ta utgangspunkt i dette året, skyldes det at en storstilt overgang til alternativ kraft på sokkelinnretningene tidligst vil kunne være klar ved dette tidspunkt.

Dersom man kun konverterer de lokale gasskraftverkene på sokkelen, vil behovet være ca. 3,7 TWh. Dette tilsvarer henholdsvis 8 prosent og 3 prosent av samlet norsk elkraftproduksjon per i dag. Kraftoppdekningen tilsvarer henholdsvis fire og to gasskraftverk av Kårstøs størrelse (354 MW).¹

¹ Med CO₂-fangst (Ref.: 11)

3.2 Alternativ kraft

Alternativ kraft i tilstrekkelige mengder kan teknisk sett gjøres tilgjengelig fra flere energikilder både i inn- og utland. For at alternativ kraft til sokkelen skal ha signifikant miljøeffekt, må imidlertid kraftoppdekningen være tilnærmet CO₂-fri. Importert kraft synes i dag i liten grad å møte et slikt krav, men dette vil på sikt kunne endre seg.

En videre utbygging av vann- og vindkraft vil også kunne bidra til et økt krafttilbud, men også her synes miljøhensyn å dominere den norske debatten. Det er derfor i første rekke nærliggende se en elektrifisering av sokkelen i sammenheng med utbygging av ny, nasjonal gasskraft med CO₂-håndtering. Dette vil i så fall måtte komme i tillegg til den utbyggingen som kreves for oppdekning av prognosert forbruksøkning i fastlands-Norge.

I henhold til planer fra NVE, vil CO₂-fangstanlegget på Kårstø tidligst være klart for oppstart ved årsskiftet 2011-2012. Tilsvarende vil CO₂-fangst-anlegget på energiverket på Mongstad være klart i løpet av 2014 (Ref.: 11). Nye gasskraftverk med CO₂-fangst forventes å bli satt i drift etter 2014.

3.2.1 Nettsituasjon på land i Norge

Kraftoppdekning gjennom økt import vil kreve omfattende og tidkrevende arbeid med linjenettet i Norge. Utfordringer knyttet til linjenettet gjelder også ved utbygging av nasjonal kraft. Dersom det ikke bygges ut ny kraft lokalisert til områder med enkel tilgang til sokkelen, må kraftoppdekningen skje ved tiltrekkelig dimensjonerte overføringslinjer fra områder der overskuddskraft er tilgjengelig. Statnett er bedt om å uttale seg om nettkapasiteten i de aktuelle områder.

Statnett har ingen synspunkter på om det er tilstrekkelige mengder kraft tilgjengelig, men har uttalt seg om nettkapasiteten og samtidig knyttet denne opp mot kjente planer om ny kraftproduksjon og nytt forbruk.

Ut fra Statnetts samlede vurderinger vil en storstilt overgang til alternativ kraft på sokkelen kreve betydelige forsterkninger av nettet på land, dersom det ikke bygges ut ny kraftforsyning i nærheten av mulige landstasjoner eller på sokkelen.

Perioden 2012-2015 ser ut til å være tidligste mulighet for å få fram elektrisk kraft for tilknytning til de mest kraftkrevende områdene på sokkelen. En mer detaljert gjennomgang av Statnetts vurdering er gjengitt i Vedlegg 3.

3.2.2 Vindparker på sokkelen

Et annet alternativ for kraftoppdekning er store vindparker på sokkelen. Fordelen ved dette alternativet er at det ikke vil medføre tilleggsutslipp på land eller globalt.

Produksjon av vindkraft på sokkelen er imidlertid en teknologi som fremdeles er under utvikling. Betydelig arbeid med uttesting av prototyper og videreutvikling av teknologien er nødvendig før kommersielle anlegg kan installeres på norsk sokkel. Hydro som er tungt inne i slikt utviklingsarbeid med sitt Hywind prosjekt, anslår at teknologien tidligst kan være på plass i perioden 2015-2020.

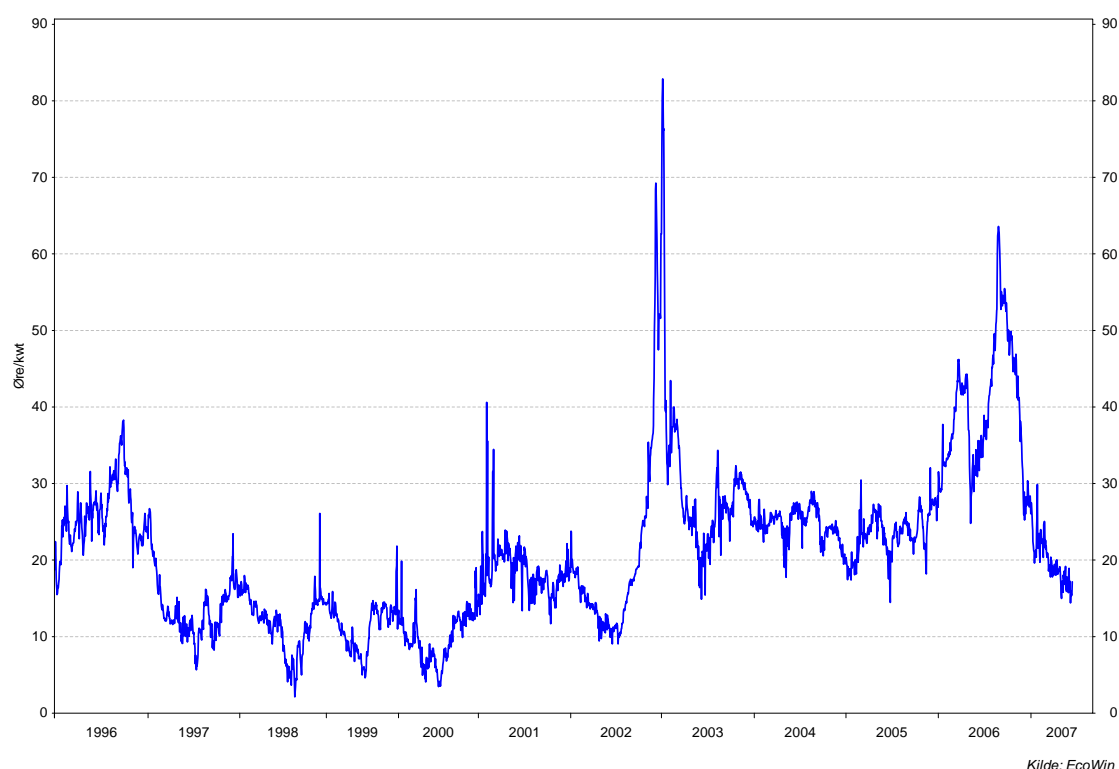
3.3 Pris på kraft og gass

3.3.1 Kraftprisen

Lønnsomheten knyttet til en elektrifisering av sokkelen vil avhenge av utviklingen både i elektrisitetsprisen og prisutviklingen på gass. På kort sikt er det vanskelig å finne en klar sammenheng mellom disse to markedene.

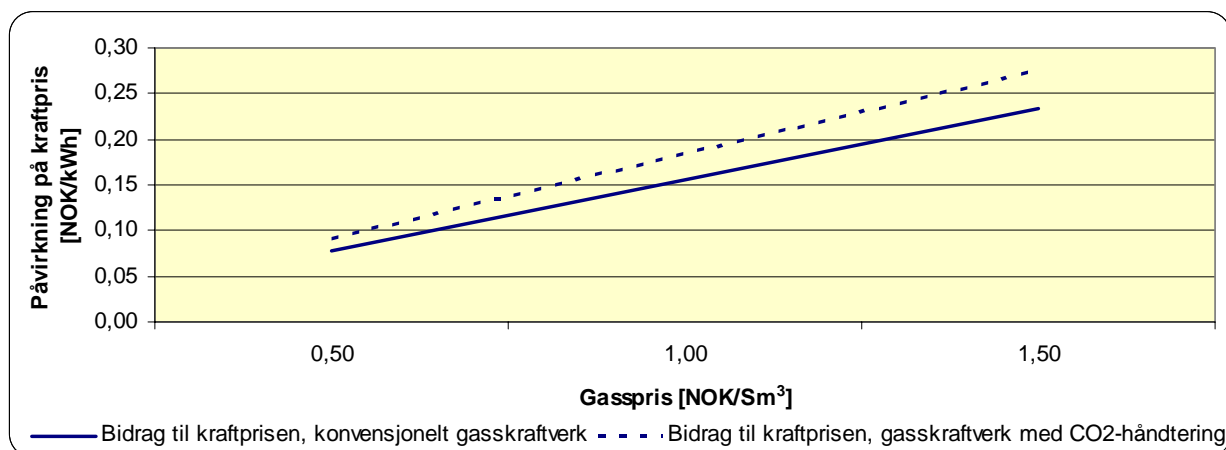
På lengre sikt er det imidlertid grunn til å anta at prisutviklingen for disse energibærerne vil ha en viss sammenheng, og noe som bør tas hensyn til i lisenshavernes investeringsbeslutninger. Kraftprisen har variert betydelig det siste tiåret. Dette er illustrert i

Figur 3.



Figur 3: Spotpris på elkraft i Norge i øre/kWh (kilde EcoWin)

Når en skal vurdere fremtidige kraftpriser, må det tas utgangspunkt i troverdige langtidsprognoser. NVE har i sin vurdering av CO₂-håndteringsanlegget ifm gasskraftverket på Kårstø benyttet en kraftpris på 0,36 NOK/kWh (Ref.: 11). Denne prisen anses som relevant også for kraft til norsk sokkel.



Figur 4: Gassprisens netto påvirkning på kraftprisen

Figur 4 viser hvilken nettoeffekt gassprisen har på kraftprisen. Det er her forutsatt at kraften leveres fra et gasskraftverk, uten eller med CO₂-rensing, at gasskraftverket har en virkningsgrad på 58 prosent (49 prosent for gasskraftverk med CO₂-håndtering), og at det benyttes en brenngass med 40 MJ nedre brennverdi som brenngass. I tillegg kommer andre driftsutgifter, nedskrivning av kapitalutgifter og fortjeneste. Figuren viser at dersom gassprisen øker fra 1,00 NOK/Sm³ til 1,50 NOK/Sm³, vil kraftprisen øke med ca. 8 øre per kWh.

Det er en rekke markedsmessige forhold som påvirker både kraftpris og gasspris. Dette innebærer at det i over kortere perioder kan være vanskelig å se noen direkte sammenheng.

Over en lang tidsperiode må det imidlertid forutsettes at gassprisen vil påvirke kraftprisen. Risikoeksponeringen for en lisenshaver vil være lavest dersom gasspris og kraftpris kobles i prognoser som skal danne grunnlag for risikoutsatte beslutninger.

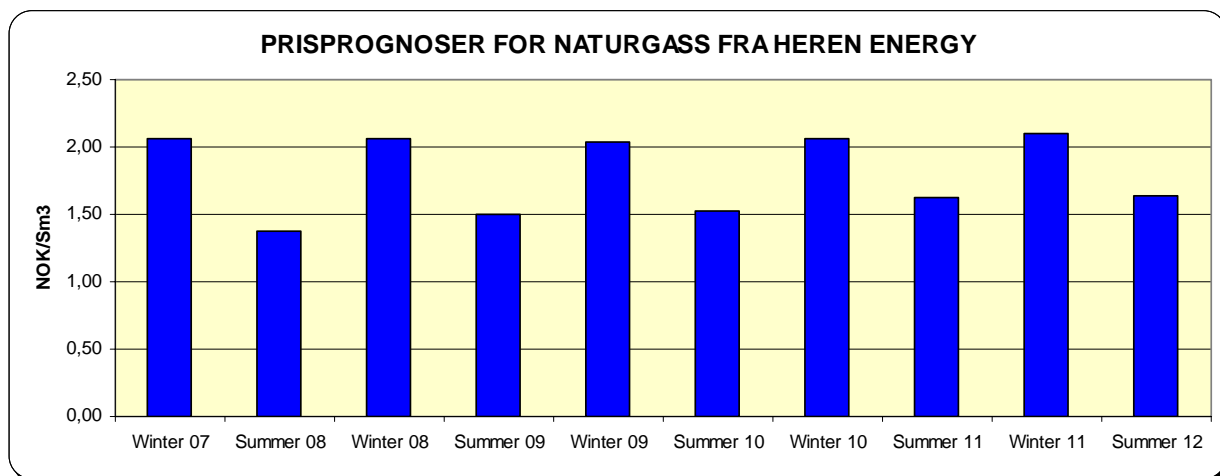
3.3.2 Gasspriser

Gassprisen har vist en stigende tendens de siste år, sammen med oljeprisen. Priser oppnådd i dagens marked vil sannsynligvis være lite representative for perioden 2015-2030. Langtids prisprognoser for olje- og gassprodukter har historisk sett vist seg å ha høy usikkerhet. Beslutninger som skal være robuste over en lang periode som starter rundt 2015 må ta hensyn til usikkerheter i prisprognoser.

Oljeselskapene betaler transporttariffer til Gassco for transport av gassen fra feltet til kjøperne på det europeiske kontinentet. Den aktuelle prisen for selskapene er derfor pris levert inn på rørledningen. Transport-tariffen varierer noe feltene imellom, avhengig av transportavstand med videre. En tariff på 12 øre/Sm³ forutsettes som et representativt snitt, med utgangspunkt i dagens transport-tariffer (Ref.: 14).

For en rekke av lisensene på sokkelen benyttes i 2007 en kalkylepris på 0,75 NOK/Sm³ for gass levert fra plattform. Flere operatører benytter nå en oljepris på 34 USD/fat råolje som prisgrunnlag for sine prosjekter. Tilsvarende gasspris er 1,11 NOK/Sm³, eller levert fra plattform 0,99 NOK/Sm³.

Heren Energy's (Ref.: 15) prisprognose for Vest- Europa for naturgass pr mai 2007 er vist i Figur 5.



Figur 5 Prognoser over markedspriser på naturgass fram til 2012 (kilde: Heren Energy).

Prognosen indikerer en gjennomsnittlig årspris på ca. 1,80 NOK/Sm³ mot 2012. Forutsettes markedsprisen å holde seg stabil ut til 2030, kan vi anta en pris levert fra plattform på 1,68 NOK/Sm³ i analyseperioden.

Ettersom gassprisen er en vesentlig bidragsyter til økonomien ved alternativ kraft, samtidig med at prisprognosen for langtidspersiden er usikker, vil salgssinntekt mot risikoeksponering være sentralt i lisenshavernes vurderinger.

3.4 Netto utslippseffekt av å hente strøm fra gasskraftverk med rensing

Det er viktig å ta høyde for at man ved å hente strøm til sokkelen fra gasskraftverk med rensing ikke vil fjerne alle klimagassutslippene. Flere forhold spiller inn her.

På den positive siden kan det forutsettes at virkningsgraden er betydelig høyere. For et gasskraftverk m/CO₂-fangst vil den trolig ligge på om lag 49 prosent, mot en gjennomsnittsverdi som er beregnet til drøyt 31 prosent på sokkelen.

Men samtidig er rensgraden av gasskraftverket bare på 85 prosent, ikke 100 prosent. I tillegg vil det være energitap i kraftoverføringen til sokkelen på gjennomsnittlig 10 prosent. Det indikerer at det teoretiske potensialet for reduksjon av utslippene reduseres med om lag 11 prosent totalt.

4 Kritiske, tekniske forhold

4.1 Innledning

I dette kapitlet tas det opp en del forhold som påvirker mulighetene og kostnadene ved å ta i bruk alternativ kraft på norsk sokkel.

Det er flere forhold som medfører at det er betydelige variasjoner i forutsetningene for å ta i bruk alternativ kraft på den enkelte innretning, bl.a:

- Frekvensnivåer
- Likestrøm kontra vekselstrøm
- Avstand til land / kraftkilde
- Nye kontra eksisterende innretninger
- Omfanget av nye utbygginger mot 2020
- Konkurransen om plass- og vektbegrensninger
- Termiske energibehov
- Avsetning av frigjort brenngass
- Eventuelt brenngassunderskudd

En kort vurdering av disse faktorene er gitt i dette kapitlet.

Der er også andre forhold som i betydelig grad vil påvirke tiltakskostnadene. Flere av disse er drøftet i kapittel 5.

4.2 Frekvensnivå

Krafftforsyningen i fastlands-Norge er basert på 50 Hz. For tidlige feltutbygginger ble det gjennomgående benyttet 60 Hz, i henhold til ISO-standard. Etter at Norsok-standardene kom midt på 1990-tallet, er det benyttet 50 Hz for nye feltutbygginger.

Tabell 4 (neste side) gir en oversikt over frekvensnivået på felt på norsk sokkel.

Variasjonen i frekvenser får konsekvenser i flere sammenhenger:

Ved overføring av vekselstrøm fra nettet på land til eksisterende sokkelinnretninger (der avstand og effektnivå gjør dette mulig), vil det være behov for frekvensomformere på innretninger som er bygget for 60 Hz strømforsyning. Dette medfører tilleggskostnader. Slike frekvensomformere kan installeres på land for å redusere kostnadene.

For import av elektrisk kraft til områder på sokkelen som har en blanding av 50 Hz og 60 Hz på eksisterende innretninger, vil det være behov for å installere frekvensomformere på noen av innretningene. Dette vil medføre kostnadsøkninger. Det er også et spørsmål om det er tilstrekkelig plass og om innretningen har tilstrekkelig vektkapasitet.

Felt	Operatør	Frekvens [Hz]	
		50	60
Sørliche Nordsjø:			
Ula	BP		X
Valhall	BP		X
Gyda	Talisman		X
Embla	ConocoPhillips		X
Eldfisk	ConocoPhillips		X
Ekofisk	ConocoPhillips		X
Tor	ConocoPhillips		X
Sleipner/Frigg området:			
Balder	Esso/Mobil		X
Jotun	Esso/Mobil	X	
Ringhorne	ExxonMobil	X	
Varg	Talisman	X	
Sleipner Vest	Statoil		X
Sleipner Øst	Statoil		X
Glitne	Statoil		X
Grane	Hydro	X	
Heimdal	Hydro		X

Felt	Operatør	Frekvens [Hz]	
		50	60
Oseberg-Frigg området:			
Brage	Hydro		X
Oseberg	Hydro		X
Oseberg Sør	Hydro	X	
Oseberg Øst	Hydro	X	
Troll A	Statoil	X	
Troll B	Hydro		X
Troll C	Hydro	X	
Veslefrikk	Statoil		X
Huldra	Statoil		X
Tampenoområdet:			
Statfjord	Statoil		X
Gullfaks	Statoil		X
Kvitebjørn	Statoil	X	
Snorre	Statoil		X
Visund	Statoil	X	
Norskehavet:			
Draugen	Shell		X
Heidrun	Statoil	X	
Åsgard	Statoil	X	
Kristin	Statoil	X	
Norne	Statoil	X	
Skarv	BP	X	
Njord	Hydro	X	

Tabell 4: Oversikt over frekvensnivå på olje- og gassinnretningene på norsk kontinentalsokkel (Kilde: OLF arbeidsgruppe)

Utvexling av kraft mellom felt i samme området pålegges ekstrakostnader til frekvensomformere i de tilfeller feltene opererer med forskjellige frekvenser.

Som det fremgår av tabellen er det etter hvert blitt nesten like mange felt med 50 Hz som med 60 Hz. Det sørlige området i norsk del av Nordsjøen peker seg ut som det eneste området der alle felt bruker 60 Hz. Norskehavet er også rimelig homogent, ettersom det bare er Draugen som bruker 60 Hz. For de andre områdene er det nokså lik fordeling mellom innretninger med 50 Hz og 60 Hz. Dette er også et forhold som vanskeliggjør overføring av kraft mellom innretninger i områdene Sleipner, Tampen og Troll/Oseberg.

4.3 Likestrøms- kontra vekselstrømsoverføring

Overføring av store kraftmengder over lange avstander medfører tap. Ettersom overføringstapene er vesentlig større ved overføring av vekselstrøm enn ved likestrøm, er det stort sett bare likestrømoverføring som har vært aktuelt ved overføring av kraft fra land til sokkelinnretningene.

Ulempen ved likestrømoverføring er at det må bygges en likeretter på land og en vekselretter på sokkelen i nærhet av de feltinnretninger som skal bruke kraften. Det er tap også i disse utstyrsenhetene. Et annet moment er at kapasitive ladestrømmer blir så store at de opptar hele overføringskapasiteten. Store spenningsvariasjoner mellom tomgang og fullast er også en utfordring.

Tapene i overføringssystemene øker med økende overføringsavstand. Som eksempler nevnes:

- Valhall, med likestrømsoverføring 292 km fra land. Tap omformere: 4-6%, tap overføring: 5-6%.
- Gjøa, med vekselstrømsoverføring, 80 km fra land. Tap: ca. 5% ved overføring

Dette viser at de samlede tapene ved vekselstrømsoverføring kan være mindre enn for likestrøm over korte avstander og ved moderate overføringseffekter. Vekselstrøm har imidlertid andre begrensninger. Ved overføring av effekter som overstiger ca. 50 MW, må det benyttes to eller flere kabler. Dette bidrar til økning av kostnadene og reduserer eller fjerner de fordeler vekselstrøm har i forhold til likestrømsoverføring.

4.4 Avstand til land / kraftkilde

For felt som medfører korte overføringsavstander (<50-100 km) og moderate kraftmengder, er vekselstrømsoverføring mulig og aktuelt, fordi det eliminerer behovet for omformer og tilhørende kostnader. Det antas at det i dag er mulig å overføre for eksempel 50 MW over 150 km. Kompensering vil i så tilfelle måtte benyttes.

Ormen Lange havbunnskompresjon har sett på 50-60 MW over 120 km. Dette innebærer at felt med korte avstander til land eller annen kraftkilde vil ha langt bedre forutsetninger for å kunne bygges ut med alternativ kraft enn felt med lengre overføringsavstander.

Eksisterende felt så nær land vil ha tilsvarende fordeler fordi kostnadskrevende ombygginger kan unngås.

Det er imidlertid svært få felt per i dag som er lokalisert så nær land – Troll og Gjøa. For felt med lengre overføringsavstander og store overføringseffekter er vekselstrøms-overføring lite aktuelt.

Vindparker på sokkelen har her sine fordeler fordi de kan produsere vekselstrøm og koples til nærliggende innretninger uten at ombyggingskostnadene blir spesielt høye. En utfordring knyttet til dette er at kraftforsyningen ikke vil være kontinuerlig, på grunn av variasjoner i vindstyrken.

4.5 Nye kontra eksisterende innretninger

Nye feltutbygginger har, sammenlignet med eksisterende innretninger, en rekke fordeler når det gjelder bruk av alternativ kraft. Feltutbyggingen kan skreddersys til alternativ kraft, og det vil kostnadmessig være en ren sammenligning med en parallell feltutbygging med gassturbiner. Dersom utbyggingskostnadene inkludert overføringssystemene kommer likt ut, vil konkurransedyktigheten til alternativ kraft i hovedsak bli bestemt av hvordan driftskostnadene balanserer.

For felt i drift blir regnestykkene mindre fordelaktige. Her skal frigjort brenngass minus alternativ kraft finansiere tilleggsinvesteringer pluss utsatt produksjon. Oppkopling av

høyspenningssystemer er en aktivitet som vil kreve nedstenging av produksjonen i et visst tidsrom. Dersom innretningen skal hel-elektrifiseres, som innebærer at også direkte-drevne kompressorer og store pumper skal omkoples til elektrisk drift, kan en lengre nedstenging være nødvendig.

Dette innebærer at alternativ kraft normalt vil være langt mindre konkurransedyktig ved ombygginger av eksisterende innretninger enn ved nye feltombygginger. De enkelte felt i drift har også svært forskjellige forutsetninger for overgang til alternativ kraft. Dette kommer av forhold som plasstillgang og vekt-kapasitet på innretningene. For noen ombygginger vil alternativ kraft kunne kreve nye innretninger. Det er derfor ikke mulig på generelt grunnlag å vurdere tiltakskost eller økonomi for ombygging av eksisterende innretninger til alternativ kraft. Her vil individuelle studier utført av operatørselskap være nødvendig.

Enkelte felt på norsk sokkel har svært lang gjenværende produksjonstid. Disse vil av forskjellige grunner kreve mer omfattende feltombygginger i tiden fram til produksjonsnedstenging. Dette kan være fordi de gamle feltinnretningene er lite kostnadseffektive for restproduksjonen, fordi levetiden de er designet for passerer, eller på grunn andre årsaker som for eksempel feltinnsynking. Ved slike omfattende feltombygginger, som gjerne kan medføre helt nye innretninger, vil konkurransekraften til alternativ kraft kunne tilsvare nye feltutbygginger.

4.5.1 Omfanget av nye utbygginger mot 2020

Påviste, ikke utbygde funn på norsk sokkel (RK 2 – RK 9) representerer en begrenset andel av gjenværende påviste ressurser, og dermed også et begrenset potensial for utslippsreduksjoner:

År:	2015	2020	2025
Mill. tonn:	1,0	1,8	2,9
Andel:	15 %	29 %	56 %

Tabell 5: Utslipp av CO₂ fra gassturbiner og -motorer for felt i RK 2- 9.

Utslippsdataene gitt i

Tabell 5 omfatter RK 2-9. Det vil si at felt i drift (RK1) er trukket fra (Ref. RNB 2007). Utslipp fra andre kilder og fra FPSOer er trukket fra.

Et anslag foretatt på grunnlag data gitt på OD sine faktasider viser at ca. 20 prosent av påviste gjenværende ressurser befinner seg i RK 3 - RK7 (se Vedlegg 2). En vurdering av disse reservene indikerer at bare ca. en tredjedel vil bli bygget ut med egne produksjonsinnretninger.

Flytende produksjonsskip betraktes i dag som hensiktsmessig teknologi for utbygging av mindre oljefelt, noe som vil dominere utbyggingsporteføljen i årene framover. Dette kan redusere potensialet for bruk av alternativ kraft ved nye feltutbygginger.

Dette viser at en dominerende andel av utslippene også fram mot 2030 vil foregå fra innretninger som i dag er i drift. Konsekvensen er at signifikante reduksjoner av CO₂-utslippene på norsk sokkel fram mot 2030 ved hjelp av alternativ kraft bare er mulig gjennom konvertering av en betydelig andel innretninger som er i drift i dag.

4.6 Konkurransen om plass og vektbegrensninger

På grunn av de forhold som er nevnt i kapittel 4.5 vil det i mange tilfeller være konkurranse om ledig plass mellom forskjellige prosjekter, for eksempel ombygginger som kreves for å kunne ta inn nye satellitter, prosjekter for økt utvinning (IOR), etc. Slik konkurranse kan virke begge veier.

Installasjon av mottaksstasjon for alternativ kraft vil kunne beslaglegge plass og vektkapasitet som medfører at andre prosjekter som gir økt/forlenget produksjon og bedre inntjening må skrinlegges

Dersom dagens gassturbiner for direktedrift kan demonteres og fjernes og erstattes med mindre plasskrevende (men tyngre) elektriske motorer, vil ledig plass kunne frigjøres og åpne opp for plass til andre prosjekter, noe som kan være en potensiell økonomisk fordel.

Disse forholdene vil kunne variere stort fra felt til felt og påvirke den enkelte rettighetshavers beslutninger. Generelle konklusjoner kan ikke trekkes.

4.7 Termiske energibehov

Produksjonsinnretningene på norsk sokkel har, i varierende grad, behov for termisk energi til oppvarming. Etter innføringen av CO₂-avgiften i 1991 ble gassfyrte kjeler etter hvert erstattet med avgasskjeler montert på gassturbinenes eksosutslipp. Denne metoden utnytter termisk energi i avgassene som ellers ville gått tapt.

Resultatet er reduksjon i CO₂-utslippene. I 2006 var CO₂-utslipp fra olje- og gassfyrte kjeler på norsk sokkel redusert til ca. 0,13 mill tonn, som utgjør 1,2 prosent av de totale utslippene. I dag er avgasskjeler standard på de fleste produksjonsinnretningene.

Erstatning av gassturbiner med alternativ kraft vil medføre at varmebehov på innretninger som i dag har avgasskjeler, må fremskaffes på annet vis. Det er tre muligheter for dette:

Gjeninnføring av gassfyrte kjeler er den mest logiske løsningen, ettersom de fleste innretningene mangler CO₂-frie varmekilder.

Bruk av alternativ elektrisk kraft til oppvarming. Dette er ikke en teknisk god løsning, da den beslaglegger høyverdig energi. På innretninger med lave varmebehov kan det likevel være en hensiktsmessig løsning.

Ved del-elektrifisering kan avgasskjeler flyttes over til gassturbiner for mekanisk drift, der dette lar seg gjøre.

Dette vil medføre at en ny utslippskilde for CO₂ introduseres på innretningene. Ettersom varmebehovet som møtes ved hjelp av avgasskjeler ikke registreres eller rapporteres, finnes det ingen oversikt over hvilke effekter en slik omlegging vil ha.

Basert på informasjon fra Statoil, har de feltene selskapet opererer et samlet termisk energibehov som tilsvarer ca. 6 prosent av elektrisk/mekanisk energibehov. Dersom dette er representativt for norsk sokkel, vil full konvertering av avgasskjeler til gassfyrte

kjeler innebære et årlig tilleggsutslipp av CO₂ på 0,3-0,5 millioner tonn (referert til 2007-data). Dette vil innebære utslippsøkning på 3-5 prosent. Her er det imidlertid store usikkerheter og alternativene må studeres for de enkelte innretningene.

Det er store forskjeller feltene imellom. Noen felt kan ha relativt store termiske energibehov, mens behovet for termisk energi på andre felt er tilnærmet neglisjerbart.

Ut fra dette kan en konkludere at overgang til alternativ kraft vil kunne innebære behov for introduksjon av gassfyrte kjeler, noe som vil redusere effekten av utslippsreduksjonene i mindre grad.

4.8 Avsetning av frigjort brenngass

For de fleste felt på norsk sokkel vil brenngassen som frigjøres ved bruk av/overgang til alternativ kraft kunne selges med fortjeneste. På noen felt vil frigjort brenngass benyttes som injeksjonsgass for å øke oljeproduksjonen. På felt der dette er tilfellet, og som samtidig har et eksportsystem fra gass, må en kunne anta at gassen har minst like stor verdi som injeksjonsgass som den vil ha som salgsgass.

For noen felt på sokkelen finnes imidlertid ikke avsetningsmuligheter. Dette er typisk felt med relativt begrensede gassreserver og som befinner seg langt fra eksisterende rørsportsystemer for naturgass. På slike felt blir i dag all gass som ikke benyttes til brenngass, eller avbrennes i fakkell, injisert tilbake i feltet. Ved overgang til alternativ kraft vil derfor ikke frigjort brenngass representere en verdi som kan bidra positivt til tiltakskost.

For felt som kan avsette frigjort brenngass i markedet, vil tilhørende inntekter være en vesentlig bidragsyter til å redusere tiltakskost.

4.9 Eventuelt brenngassunderskudd

Noen få felt på norsk sokkel er i en situasjon hvor de har eller vil få underskudd på brenngass. Grane er et godt eksempel. Feltet importerer gass fra Heimdal til brenngass og injeksjonsgass. Et felt som kommer i en situasjon med manko på brenngass, og som ikke har tilgang på import av gass gjennom eksisterende rørsystemer, vil i prinsippet ha tre alternativer:

- Legging av rør og importere gass fra nærliggende felt.
- Gå over til dieselbrenning.
- Importere kraft fra en ekstern kilde.

I en slik situasjon er det spørsmål om hva som er det billigste alternativet. Ettersom installasjon av nye gassrør eller bruk av diesel som brensel kan være kostbare alternativer, kan det være en mulighet i slike tilfeller å vurdere alternativ kraft.

Det er imidlertid ikke mange felt på norsk sokkel som er i en slik situasjon.

5 Kostnadselementer og følsomhetsvurderinger

Tidligere utførte studier av elektrifiseringsmulighetene på norsk sokkel er alle gjort for spesifikke prosjekter, enten for enkeltfelt eller for avgrensede områder med flere felt. Målsetningene har vært å kartlegge lønnsomheten ved bruk av alternativ kraft. Med få unntak viste studiene at tiltakskost var over og til dels langt over CO₂-avgiften.

I dette kapitlet kartlegges hvilke parametere som kan/må forbedres dersom alternativ kraft skal være et realistisk alternativ.

Fordi en storstilt ombygging av norsk sokkel til alternativ kraft må omfatte eksisterende felt dersom en signifikant effekt skal oppnås, er det valgt å benytte et regneeksempel bestående av et stort olje- og gassfelt, med fire innretninger. To av disse er på hovedfeltet, og i tillegg kommer to satellitter. Feltet som er brukt som testcase er Oseberg. De fire innretningene har alle noe varierende restlevetid.

5.1 Kostnadselementer

5.1.1 Produksjonsvarighet / restlevetid

Dersom bruk av eller konvertering til alternativ kraft skal bli konkurransedyktig, er det nødvendig at tiltaket kan virke over en lang periode. Dette fordi driftsinntekter og driftskostnadsbesparelser skal kunne betjene investeringskostnadene og fordi tiltaket skal redusere utslippene i størst mulig grad over feltets levetid.

Konvertering til alternativ kraft på en eksisterende innretning vil gi høye tiltakskostnader dersom tiltaket skal stenge ned få år etter at tiltaket er implementert. For eksisterende felt og innretninger betyr dette at felt med lang restlevetid vil ha større muligheter til å gjennomføre en konvertering til akseptabel tiltakskost enn felt med kort restlevetid.

Høy oljepris over flere år har medført at flere felt i drift har fått forlenget sin levetid gjennom prosjekter for økt utvinningsgrad og utbygging av mindre satellittfelt som nå er blitt lønnsomme. Dette har en positiv innvirkning på tiltakskost og kan innebære at alternativ kraft kan komme positivt ut for noen felt som tidligere hadde for høy tiltakskost.

En oversikt over antatt restlevetid for felt på norsk sokkel er gitt i Vedlegg 1. Dette er basert på informasjon innrapportert til RNB 2007. Oversikten viser at en rekke felt planlegger produksjonsavslutning i 2020 eller tidligere. Prognosene i RNB 2007 viser at disse feltene står for utslipp av 1,7 og 0,8 millioner tonn CO₂ i henholdsvis 2015 og 2020.

Det forhold at nærliggende felt har varierende restlevetid, begrenser også muligheter for kraftutveksling innretningene imellom.

5.1.2 Effekt på driftskostnader og inntekter

Gassturbiner er kostbart utstyr å holde i drift. Fjerning av gassturbiner på eksisterende innretninger vil kunne redusere drifts- og vedlikeholdskostnadene, selv om også mottaksstasjon for elkraft medfører slike kostnader. Det er imidlertid så stor sprik i

innsamlede data at konklusjoner ikke kan trekkes. Det anbefales imidlertid at dette undersøkes nærmere.

Dersom samlede driftskostnader reduseres ved overgang fra gasskraft til alternativ kraft, vil konsekvensen kunne bli en utsettelse av feltnedstenging – med økt utvinningsgrad og økte inntekter som resultat.

Den motsatte situasjonen kan også forekomme. I så fall vil konvertering til alternativ kraft kunne medføre tidligere nedstenging av felt – med lavere utvinningsgrad og reduserte inntekter. Forholdene vil være svært feltavhengige.

I dagens pris- og avgiftssituasjon vil normalt de samlede driftskostnader kunne reduseres ved bruk av eller overgang til alternativ kraft.

5.1.3 Effekt av gassturbiners virkningsgrad og NO_x utslipp

Tiltakskost er følsom for de eksisterende gassturbinenes reelle virkningsgrad, og den varierer sterkt på sokkelen.

I en masteroppgave har Gunnar Einang beregnet gjennomsnittlig virkningsgrad for turbiner på sokkelen til 31,4 prosent (Ref.: 9). Dette er den elektriske/mekaniske virkningsgraden over selve gassturbinen. Den tar ikke hensyn til utnyttelse av termisk energi i avgassen. Beregningen av virkningsgrad reflekterer derfor ikke den økning i virkningsgrad som oppnås gjennom såkalte kombinerte gass- og dampkraftverk på sokkelen.

Det er i dag tre innretninger på norsk sokkel som har installert kombinerte damp- og gasskraftverk; Oseberg Feltsenter, Snorre B og Eldfisk. Kraftverkene på disse innretningene har høyere virkningsgrad enn gjennomsnittet.

Når det gjelder de rene gassturbinene, varierer virkningsgraden betydelig. Dette henger i større grad sammen med operative driftsforhold enn med type gassturbin. Det er gassturbiner på sokkelen som driver gasskompressorer og som går tilnærmet på full last med en gjennomsnittlig virkningsgrad på 36-37 prosent. Tilsvarende er det generatorturbiner som går på ca. 50 prosent last og en virkningsgrad ned mot 25 prosent.

Disse forhold innebærer at innretninger som i dag har installert kombinert gass- og dampturbindrevne kraftstasjoner eller som har kompressordrivere som går på 35 -37 prosent virkningsgrad, har et svært dårlig utgangspunkt for lønnsom overgang til alternativ kraft.

Innretninger som har gassturbiner som opererer med virkningsgrader ned mot 25 prosent, har på sin side vesentlig bedre grunnlag for å få til lønnsom overgang til alternativ kraft.

Det forhold at det på en rekke innretninger foregår kontinuerlig arbeid med å bedre energieffektiviteten bidrar derfor paradoksalt nok til å forverre mulighetene til å få til lønnsom overgang til alternativ kraft.

5.2 Forutsetninger for følsomhetsvurderingene

I rapporten er det valgt et regneeksempel med utgangspunkt i Oseberg-felt som i dag er i drift. Oseberg er et stort olje- og gassfelt med to satellitter og totalt fire innretninger. Brenngassbehov og utslipp er hentet fra RNB 2007-rapporten for de aktuelle felt. Kraftbehovet er hentet fra underlagsberegningene til brenngassprognosene. Investeringskostnadene er anslått av arbeidsgruppen på grunnlag av underlagsdata benyttet i de selskapsstudiene som var grunnlag for OLFs 2003-studie.

Oseberg-eksempelet er valgt fordi:

- Det er en klynge med innretninger som samlet har et relativt høyt kraftbehov og relativt høye CO₂-utslipp.
- Feltene har samlet en relativt lang restlevetid (til 2032 i henhold til RNB 2007)
- Det foreligger underlagsdata som gjør det mulig å kjøre de nødvendige beregninger på del-elektrifiseringsnivå.

Eksempel-prosjektet bør derfor ha et potensial for alternativ kraft som er like godt eller bedre enn gjennomsnittet for felt i drift på sokkelen.

Samtidig er dette et felt med relativt god virkningsgrad på turbinene (om lag 34 prosent), men som gir mulighet for korreksjon gjennom virkningsberegningene. Det er foretatt beregninger for del-elektrifisering, som innebærer at kun kraftstasjonen på innretningene erstattes med alternativ kraft.

Tiltakskost, slik den er beregnet i dette kapitlet, inkluderer ikke CO₂-kostnader. Disse er lagt inn som en strek i resultatgrafen, *Figur 6*. Dette innebærer at tiltakskost må være lavere enn CO₂-kostnadene for at konvertering skal kunne danne grunnlag for bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

Hovedforutsetninger er som oppstilt i

Tabell 6: Hovedforutsetninger for case **Oseberg**:

Oppstart alternativ kraft:	Jan 2015
Virkningsgrad turbin	34%
Investeringskostnader	3,8 Mrd. NOK
Fordeling investeringskostnader:	10% første år, deretter 30% neste tre år. Siste år 2014.
Transmisjonstap:	10 %
CO ₂ -kostnad	0,80 NOK/Sm ³
NO _x -avgift	15 NOK/kg NO _x
Diskonteringsfaktor:	7 %
Brenngasspris:	0,99 NOK/Sm ³ , knyttet til kraftpris på 0,36 NOK/kWh
Kraftpris:	0,36 NOK/kWh, knyttet til gasspris på 0,99 NOK/Sm ³ .
Besparelse andre driftskostnader	0

Tabell 6: Hovedforutsetninger for case Oseberg

Øvrige forutsetninger er oppgitt i Vedlegg 4.

5.2.1 Definisjon av tiltakskost

Tiltakskost benyttes for å sammenligne tiltak med hensyn til kost/nytte. Tiltakskost beregnes som diskonterte kostnader delt på diskonterte utslippsreduksjoner.

Dersom det kun ses på reduksjon av CO₂-utslipp, uttrykkes tiltakskost ofte i NOK/tonn reduserte CO₂-utslipp.

Tiltakskost (TK) regnes etter følgende formel:

$$TK = \frac{\text{Diskontert kontantstrøm over prosjektets levetid/restlevetid}}{\text{Diskontert utslippsreduksjon over prosjektets levetid/restlevetid}}$$

For konkrete prosjekter vil dette være en forenklet vurdering, ettersom det kommer inn en rekke andre forhold som en eier må forholde seg til, typisk:

- Diskonteringssats. (En sats på 7 prosent ble brukt i OLF sin 2003-studie, en eier vil normalt benytte en høyere rentesats). Utslippene av CO₂ blir diskontert i tiltakskostberegningene med samme diskonteringssats som kostnader og inntekter.
- Usikkerhet. (En eier vil normalt legge inn et påslag for å sikre seg mot usikkerheter i kostnadsoverslag).
- Risikoeksponering. (Usikkerhet i forsyningssikkerheten ved alternativ kraft representerer en annen risikoeksponering enn dagens gasskraft).

5.3 Resultater

Tiltakskost i 2007-priser er beregnet til 1610 NOK/tonn reduserte CO₂-utslipp. Dette tallet er betydelig over tiltakskost fra OLFs forrige studie, de tallene som offentlige myndigheter benytter, og også betydelig over de kostnader dagens CO₂-avgift eller forventet kvotepris representerer.

Den viktigste årsak til at tiltakskost kommer såpass dårlig ut for beregningseksempelet er det forhold at kraftforbruk, sammen med brenngassforbruk og CO₂-utslipp avtar markant fra ca. 2020 og utover. Dette er imidlertid relativt typisk for oljefelt. Usikkerheten knyttet til hvordan disse forhold vil utvikle seg så mange år fram i produksjonsperioden er selvsagt stor.

Beregningene viser at en forlengelse av 2015 dataene 5 år framover på langt nær gir en god nok forbedring av tiltakskost. Selv om det skulle vise seg at kraftbehov, brenngassbehov og utslipp er underestimert under haleproduksjonen, indikerer dette at det skal svært mye til før lønnsomhet oppnås.

Gassfelt har et mer stabilt kraftforbruk utover mot produksjonsnedstenging. For store gassfelt som Troll, og Ormen Lange vil kraftforbruket øke utover i produksjonsperioden. Disse feltene har imidlertid kraft fra land, så her er det ingenting å hente. Et annet stort

gassfelt, Sleipner, vil være tomt rundt 2020, noe som gjør dette til en lite egnet kandidat for alternativ kraft.

Analysen viser at det vil være en betydelig utfordring å konvertere felt i drift til alternativ kraft med en tilfredsstillende lønnsomhet.

5.3.1 Sensitivitetsanalyse

I

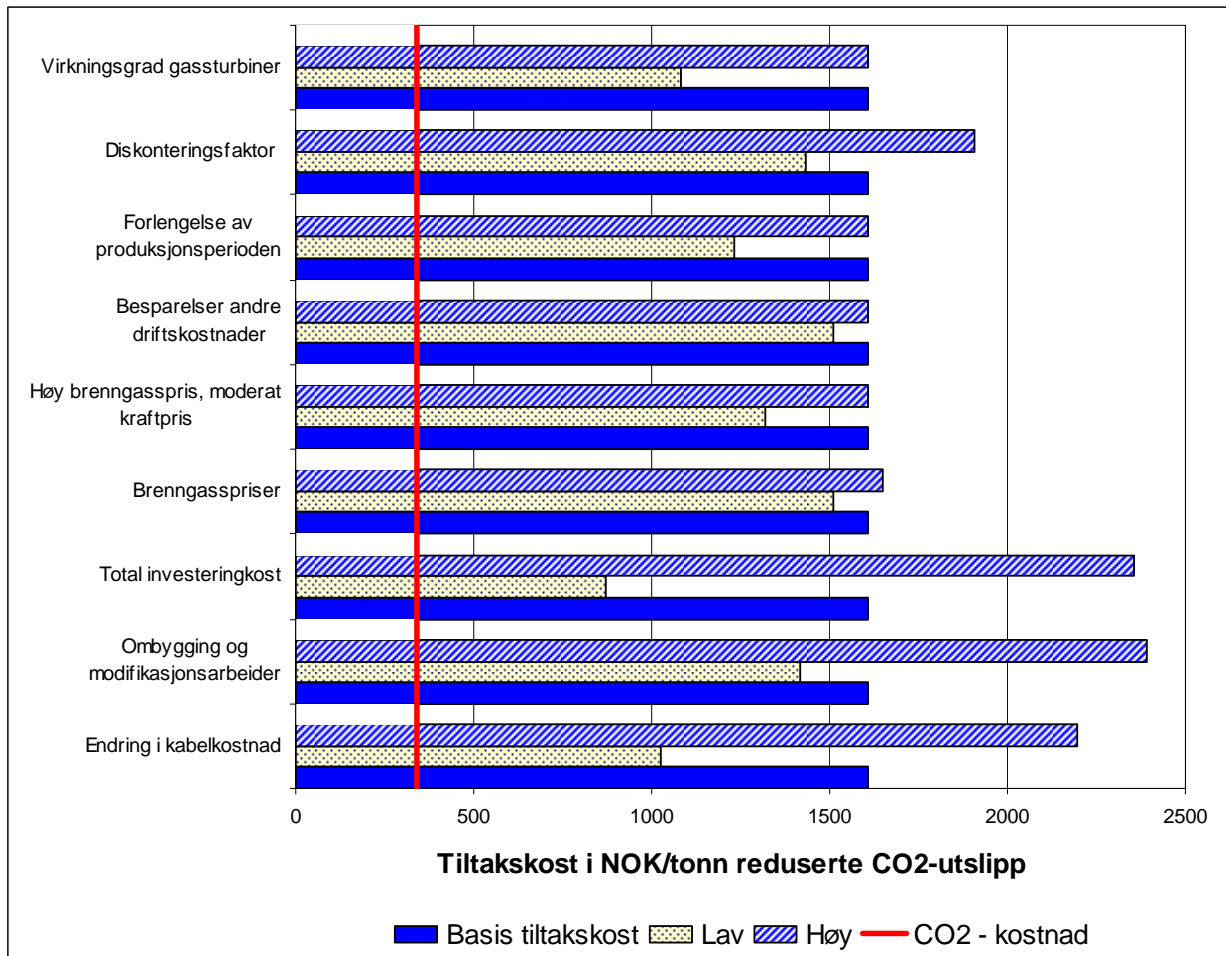
Tabell 7 er resultatet testet på ulike forutsetninger.

Kabelkostnader er lagt inn med en forutsetning om at staten dekker kostnader (-100%), og med en dobling av kostnadene. Både ombyggings- og investeringskostnader er lagt inn med høye og lave alternativ. Effektene på lønnsomhet av gasspris, driftskostnader, produksjonshorisont, virkningsgrad og diskonteringsrente er testet ut.

Parameter som endres	Endring	Tiltakskost [NOK]	Endring	Tiltakskost [NOK]
Kabelkostnader	- 100%	1030	+ 100 %:	2200
Ombyggings- og modifikasjonsarbeider	- 50%	1420	+ 200 %	2390
Total investeringskostnad	- 50%	870	+ 50 %	2350
Brenngasspriser m/binding til kraftpriser	1,68 NOK/Sm ³	1510	0,75 NOK/Sm ³	1650
Høy brenngass, fast kraftpris 0,36 NOK/Sm ³	1,68 NOK/Sm ³	1320	0,99 NOK/Sm ³	1610
Besparelser andre driftskostnader	5 MNOK/turbin	1510	0	1610
Forlenget produksjonsperiode	5 år	1230	0 år	1610
Virkningsgrad på turbin	25 %	1080	0	1610
Diskonteringsfaktor	5 %	1430	10 %	1910

Tabell 7: Følsomhetsanalyse del-ektrifisering. Effekt på tiltakskost ved endring av inngangsparameterne.

Resultatene er også fremstilt i et stolpediagram i *Figur 6* (neste side)



Figur 6: Oversikt over hvordan tiltakskost varierer i hht de gjennomførte følsomhetsberegningene. Del-elektrifisering.

5.4 Diskusjon omkring resultatene fra følsomhetsanalysene

Beregningene viser at tiltakskost for det valgte eksempel er fire-fem ganger høyere enn CO₂-kostnadene.

Sensitivitetsberegningene viser at radikale reduksjoner i investeringskostnadene vil være en forutsetning for å komme ned på akseptabel tiltakskost.

I tillegg må noen av de andre faktorene også bidra positivt. I

Tabell 8 (neste side) gis det noen kommentarer til beregningsresultatene:

Parameter	Kommentarer
Endring av virkningsgraden	Testcaset har en bedre virkningsgrad en snittet på norsk sokkel. Hadde virkningsgraden vært helt nede i 25%, ville tiltakskostnaden blitt redusert til 1080 NOK, noe som illustrerer at virkningsgraden har stor betydning for tiltakskost, men i dette eks. ikke avgjørende betydning.
Endring av kabelkostnadene	Beregningene viser at bortfall av kabelkostnader ikke vil gi akseptabel tiltakskost. Dette innebærer at moderate til betydelige reduksjoner i kabelkostnader og -installasjon alene ikke vil gi gjennomgripende reduksjoner i tiltakskost
Endring av modifikasjonskostnadene	Dette er det største usikkerhetsmomentet i kostnadsestimatet. Beregningene viser at en betydelig reduksjon (> 50%) må til for at denne posten skal kunne bidra signifikant til en attraktiv tiltakskost. På den annen side er sannsynligheten for økte kostnader stor på enkelte innretninger. Resultatet vil kunne bli en kraftig forverring av tiltakskost.
Totale investeringskostnader	Modellen viser at en radikal reduksjon av de totale investeringskostnadene vil være nødvendig for at akseptabel tiltakskost skal oppnås. Analysen viser også at dersom en finner metoder for å redusere investeringskostnadene radikalt, vil dette være en nøkkel for å oppnå akseptabel økonomi i prosjektet
Brenngasspriser	Pris for brenngass og kraft er koplet, slik at kraftprisen endres med endringer i gassprisen. Dette medfører at endringer i pris på brenngass og kraft i liten grad vil påvirke tiltakskost. Dersom koplingen er svakere, slik at økt brenngasspris i mindre grad påvirker kraftpris, vil en økning i brenngassprisen gi en klart sterkere reduksjon i tiltakskost.
Besparelser i andre driftskostnader	Beregningene viser at reduksjon i andre driftskostnader må være vesentlig høyere enn 5 mill NOK/år pr gassturbin (brukt som eksempel) for at slike besparelser skal ha signifikant positiv påvirkning på tiltakskost.
Forlengelse av produksjonsperioden	I denne beregningen er det forutsatt at kraftforbruk, brenngassforbruk og utslipp settes lik 2015-tallene i de fem neste år og at de deretter nedtrappes etter samme takt som i basisscenariet. Dette medfører at alle felt får en 5 års forlenging (fram til 2037 totalt). Beregningene viser at dette vil redusere tiltakskost betydelig, men langt fra nok. Analysen viser at felt som har et betydelig kraftbehov fram til produksjonsnedstenging (typisk gassfelt), kombinert med lang restlevetid har de beste forutsetninger for å oppnå lønnsomhet. Tilsvarende vil felt med planlagt nedstenging innen 2020 ha betydelige problemer med å oppnå tiltakskost like bra som regne-eksempelet.
Diskonteringsfaktor	Tiltakskost viser en forholdsvis lav følsomhet for diskonteringsrente.

Tabell 8: Kommentarer til beregningsresultatene.

Også her er det viktig å understreke at det vil være store individuelle forskjeller mellom felt i drift. Spesielt forventes dette å få utslag på kostnader knyttet til modifikasjonsarbeidene.

For noen av faktorene er det behov for mer detaljert kunnskap og informasjon. Det anbefales at disse forholdene blir nærmere vurdert og kostnadsberegnet:

1. Reduksjoner i drifts- og vedlikeholdskostnader ved å fjerne gassturbiner – bedret regularitet

Det forutsettes at omlegging til elektrisk kraft fra land kan medføre kostnadsreduksjoner (som omtalt i kapittel 5.1.2). Størrelsen på besparelsene er imidlertid usikker, og derfor kun eksemplifisert i vår virkningsanalyse.

Alternativ kraft kan i tillegg ha et potensial til å bedre produksjonsregulariteten på innretningene. Også dette bør kartlegges og kvantifiseres.

2. Potensial for energioptimalisering ved å erstatte gassturbiner med turtallsregulerte elektromotorer

Direktedrevne vanninjeksjonspumper og gasskompressorer er de største energiforbrukere på sokkelen. De opereres i noen grad med resirkulasjon ved reduserte strømningsrater. Dette medfører høyere energiforbruk enn teoretisk nødvendig. Erstattes gassturbinen med en turtallsregulert motor, vil en kunne oppnå en bedre tilpassing av energiforbruk ved reduserte strømningsrater.

Det er lite tilgjengelig materiell over omfanget av dette og hva som eventuelt kan spares inn ved overgang til turtallregulerte motorer.

5.5 Oppsummering av vurderingene

Som det fremgår av delkapitlene ovenfor, er det en rekke forhold som vil påvirke konkurransekraften til alternativ kraft. Noen av parametrene som er vurdert er utenfor operatørselskapenes kontroll:

- Kraftpris
- Gasspris
- CO₂- og NO_x-kostnader (avgifter og kvotepris).

Fremtidige svingninger i disse parameterne representerer en usikkerhet og risikoeksponering som operatørselskapene må ta hensyn til i sin beslutningsprosess.

Følsomhetsanalysen indikerer imidlertid at usikkerheter i gass- og kraftpris i mindre grad vil påvirke tiltakskost, siden det i et langsiktig perspektiv bør antas å være en kobling mellom disse priselementene.

Denne rapporten omtaler en rekke parametere som kan bidra positivt til en senkning av tiltakskost. Felt og innretninger der ett eller helst flere av følgende kriterier ligger til rette vil ha et godt utgangspunkt:

- Muligheter til å selge all frigjort brenngass til markedspris
- Lang gjenværende produksjonslevetid
- Ny utbygging eller radikal ombygging av eksisterende felt/innretninger av andre årsaker
- Liten avstand til land som muliggjør vekselstrømoverføring

Det er kun noen få eksisterende felt på sokkelen som møter et eller flere av de fire første kriterier. Nye feltutbygginger har et bedre utgangspunkt. Felt som møter de to første kriterier og ett eller to av de to siste, vil ha et gunstig utgangspunkt for å ta i bruk alternativ kraft med akseptabel lønnsomhet.

Det er en rekke eksisterende felt på sokkelen som ikke møter noen av de to siste kriteriene. Tiltakskost for alternativ kraft for disse vil bli høy, sannsynligvis vesentlig høyere enn dagens avgifter.

Felt som ikke kan avsette frigjort brenngass vil være avskåret fra en vesentlig inntekstkilde og vil følgelig ha et meget dårlig utgangspunkt for å få til akseptabel tiltakskost ved konvertering til alternativ kraft.

I tillegg kommer felt som av tekniske grunner ikke kan importere store kraftmengder (FPSOer). For disse er konvertering til alternativ kraft uaktuell med dagens kjente teknologi.

Dette innebærer at potensialet for konvertering til alternativ kraft på sokkelen har store økonomiske begrensninger. Dette gjelder spesielt felt i drift der potensialet for lønnsom konvertering til alternativ kraft ser ut til å være sterkt begrenset. For nye feltutbygginger vil forholdene være vesentlig gunstigere, noe som innebærer at alternativ kraft her kan ha et interessant potensial.

Tiltakskost og sensitivitetsberegninger som er utført for et typisk felt i drift, viser at det vil være en formidabel oppgave å få til lønnsom konvertering av slike felt. Det er spesielt ombyggingskostnader på innretningene som gir store negative bidrag til økonomien.

6 Prosjekter under gjennomføring eller vurdering

6.1 Bakgrunn

Det er for tiden tre alternative kraftprosjekter som er under planlegging, basert på kraft fra land. I dette kapitlet gis det en kort beskrivelse av prosjektene, samt en vurdering av disse opp mot forutsetningskriteriene som er beskrevet i kapittel 5.5.

Utover de tre prosjektene som er beskrevet, er det et par andre prosjekter i tidlig planleggingsfase der alternativ kraft vurderes som et av flere aktuelle konsepter for kraftforsyning.

6.2 Valhall

Valhall feltet operert av BP består i dag av fem plattformer som er forbundet med broer. I tillegg er tre brønnhodeplattformer tilkoblet feltsenteret. Nåværende bolig- og produksjonsplattformer vil i 2010 bli erstattet av en integrert plattform. Valhall startet produksjon i 1982 og gjenværende levetid er estimert til 2040/2050. De største kraftforbrukerne om bord drives i dag direkte av gassturbiner med lav virkningsgrad. Det er besluttet at alt skal drives elektrisk når det nye anlegget settes i drift.

En grundig vurdering av to alternative måter å forsyne feltet er blitt gjennomført:

- Utvidelse av nåværende kraftgenereringsutstyr, to gassturbiner hver på 20 MW, med avgasskjeler, en ny gassturbin med avgasskjele samt en ny dampturbin / generatorsett
- Kraftforsyning fra land

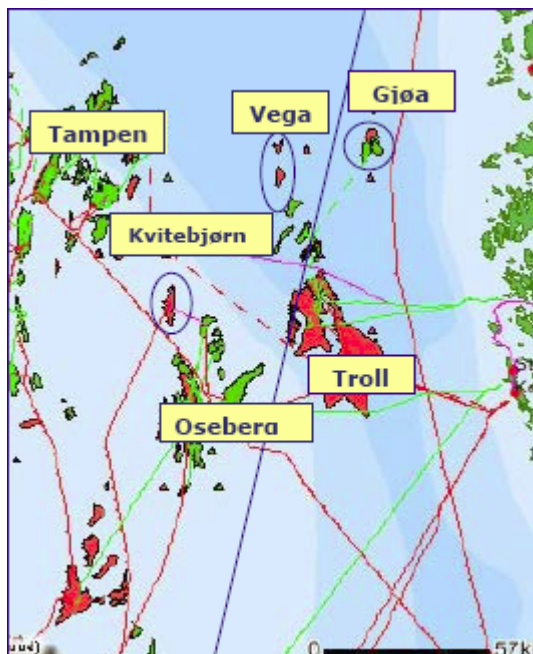
Det maksimale kraftbehovet ute på feltet er estimert til 78 MW. Overføringssystemet vil bestå av følgende hovedkomponenter:

- Likeretterstasjon på Lista tilkobles Elkems 300 KV koblingsanlegg som mates fra to uavhengige 300 KV linjer. Det er ikke behov for å forsterke/modifisere eksisterende installasjoner.
- Likeretterstasjonen mater en 292 km lang likestrømskabel som tilkobles den nye plattformen på Valhall. Det installeres samtidig en fiberoptisk kabel sammen med kraftkabelen. Begge kablene blir nedgravd til en dybde på ca. en meter.
- På plattformen installeres det en vekselretterstasjon som igjen mater en ny 11 KV tavle som distribuerer kraften videre til hele Valhall-feltet.

Den valgte løsningen reduserer kostnadene (capex og opex) og eliminerer utslipp av avgasser fra gassturbiner ute på feltet. Alternativ kraft forenkler drift og vedlikehold på Valhall. Dette har vært en meget viktig faktor siden Valhall har en gjenværende levetid på 30-40 år. Alle HSE-elementene vil bli klart forbedret uten at dette er inkludert i operatøren BP sine økonomiske vurderinger.

6.3 GjØa

GjØa er et mindre olje og gassfelt lokalisert nord for Troll, ca 80 km vest for Sognefjorden, som nå er klart for utbygging. Statoil er operatØr i utbyggingsfasen, mens Gaz de France Norge skal vØre operatØr i driftsfasen.



GjØa vil bli bygget ut med en halvt nedsenkbar flytende produksjonsplattform. I tillegg til produksjonen fra GjØa prosesseres ogsØ brØnnstrØmmer fra Vega.

Utover produksjonsplattformen vil GjØa bli bygget ut med havbunns produksjonssystemer og eksportrØrledninger for stabil olje til Mongstad via Troll OljerØr 2 og rikgass til St Fergus via FLAGS rØrledningen.

Borestart er planlagt i fjerde kvartal 2008 med produksjonsstart fjerde kvartal 2010.

Figur 7: Lokalisering av GjØa-feltet



Figur 8: Planlagt produksjonsplattform pØ GjØa

Plattformens kraftforbruk unntatt gassseksportkompressoren dekkes med strØm fra land. Gassseksportkompressoren drives av en dedikert gassturbin. Denne fØr en hØy virkningsgrad fordi eksosvarmen brukes til nØdvendig oppvarming av prosessen.

Strømmen tas fra strømnettet på Mongstad og føres i en høyspent vekselstrømskabel til feltet. I kabelen er det inkludert fiberoptisk kabel som muliggjør overføring av store datamengder mellom feltet og landorganisasjonen.

Gjøa vil maksimalt ha behov for 40 MW som utgjør omtrent 0,35 TWh per år. Alternativ kraft ble valgt, basert på reduserte utslipp av CO₂ og NO_x, lavere kostnader, bedre økonomi, bedre arbeidsmiljø (mindre støy), samt redusert forbruk av diesel og brenngass.

Kraftkabelen er innenfor kapasiteter (avstand ca. 100 km, kraftmengde < 50 MW) som allerede er installert for vekselstrøm. Full elektrifisering derimot, ville krevd overføring av ca. 65 MW. Denne kapasiteten ville krevd installasjon av enten to vekselstrømkabler eller et likestrømsystem.

Flere oppkoplingspunkter for kabelen på land ble vurdert, både i Sogn og Fjordane og i Hordaland. Ut fra krafttilgjengelighet og robusthet ble Mongstad valgt som tilknytningspunkt til landnettet.

Kabelen kobles mot landnettet via en dedikert Gjøa trafo/nettbryter. Her skjøtes også den fiberoptiske kabelen mot bredbånd for overføring til GdFN sitt driftssenter i Stavanger.

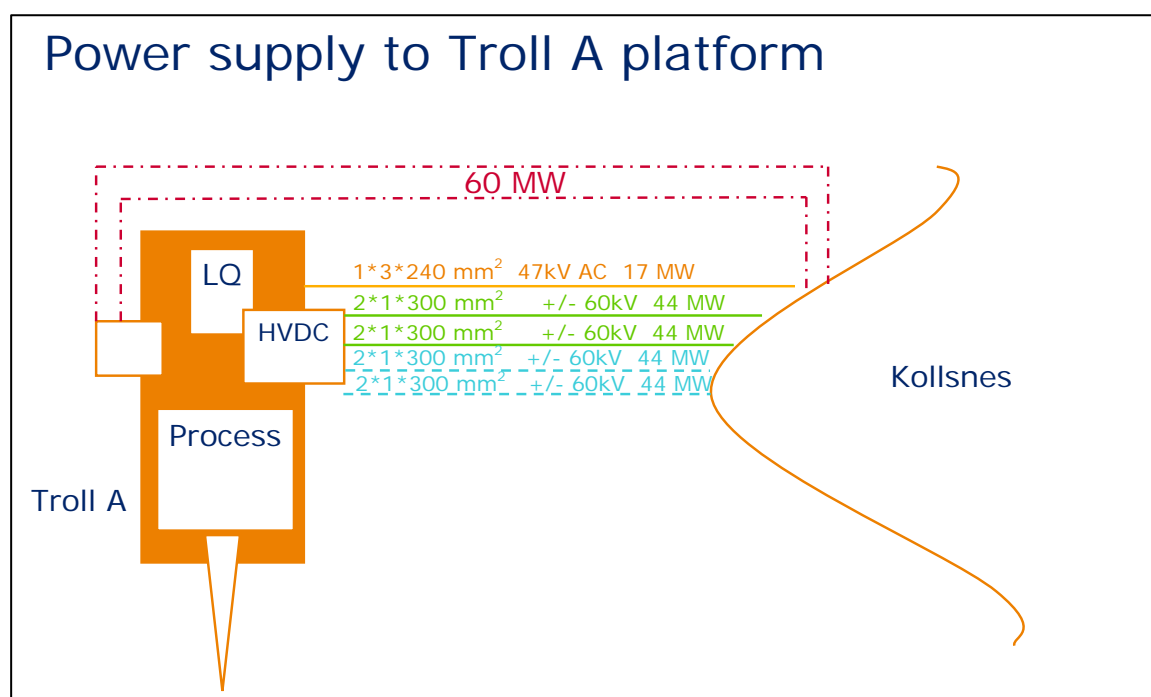
Gjøa-lisensen har i samarbeid med BKK Nett vurdert kapasiteten i strømnettet til Mongstad. Konklusjonen er at det i en normal driftssituasjon vil være tilstrekkelig tilgang på kraft, med en kapasitet på minst 80 MW. Da BKKs område er et underskuddsområde for kraft vil enhver forbruksøkning i området medføre økt belastning på ledningene inn til området og følgelig øke marginaltapet i området. Når energiverk på Mongstad er ferdig, økes kapasitetstilgangen betydelig.

6.4 Troll

Troll A ligger ca. 65 km vest for Kollsnes i Øygarden kommune. Feltet er bygget ut med en bunnfast innretning med betongunderstell. Troll Fase I ble bygget ut uten lokal kraftstasjon. All kraft ble levert via tre likestrømskabler fra land. Strømforbruket var lavt fram til 2005, siden reservoartrykket var tilstrekkelig til å sende gassen til Kollsnes uten kompresjon.

Reservoartrykket blir imidlertid redusert ettersom reservoaret tømmes. Høsten 2005 ble derfor prekompressormoduler nr 1 og 2 satt i drift for å øke transporttrykket mellom Troll A og mottaksstasjonen på Kollsnes. Hver av disse kompressorene har en installert effekt på ca. 40 MW. Disse turbinene blir drevet av store elektriske motorer og kraft fra land.

Gjennom prosjektet Troll videreutvikling har partnerne over tid arbeidet med planer for en langsiktig utvikling av olje- og gassressursene i Troll-feltet. Dette innebærer bl.a. installasjon av ny prekompresjonskapasitet på Troll A. For å forsyne en ny kompressorpakke, må det installeres et nytt par kabler mellom Kollsnes og Troll A. Disse kablene vil bli forsynt med strøm fra den eksisterende likeretterstasjon på Kollsnes, som må utvides noe. Det kan senere være aktuelt å installere et nytt kompressorpar (kompressorer nr 5 og 6). Velges det elektriske drivere også for disse, må det installeres et nytt par med likestrømskabler.



Figur 9: Kraftforsyning til Troll A

Troll A er foreløpig den eneste innretningen på sokkelen som er elektrifisert. Kraftbehovet domineres nå og i fremtiden av kompressorbehov knyttet til transport av gass fra Troll A til Kollsnes. Kraften leveres fra Kollsnes til Troll A via sjøkabler fra Kollsnes transformatorstasjon.

Anleggene på Troll og Kollsnes forsynes i dag med kraft innkjøpt i det nordiske kraftmarkedet som overføres via eksisterende ledningsnett i regionen.

Kraftbehovet på Kollsnes og Troll A vil øke betydelig i årene som kommer for å møte et fremtidig behov for ytterligere kompresjonskapasitet på Troll A. Dette er nødvendig for å overholde eksisterende salgsforpliktelser på gass.

For å sikre tilgang på egen kraft til anleggene på Troll A og Kollsnes, deltar Troll-partnerskapet i utbyggingen av et gassfyrt varmekraftverk på Mongstad (EVM-prosjektet). Dette prosjektet er gitt de nødvendige konsesjoner av myndighetene, og kraftverket vil stå klar til oppstart i 2010. Avtalen gjelder en årlig produksjon på 180 MW kraft. På denne måten sikres Troll A og Kollsnes tilgang på egenprodusert kraft. Fangst av CO₂ fra dette kraftverket planlegges å være klart ved utgangen av 2014.

6.5 Vurdering av de tre eksempelprosjektene i forhold til rapportens generelle vurderinger og analyser

De tre beskrevne utbyggingsprosjektene er vurdert opp mot de forutsetningskriterier som er beskrevet i kapittel 5.2. **Feil! Fant ikke referanse kilden..**

Forutsetningskriterie	Valhall feltombygging	Gjøa	Troll A
Ny utbygging / radikal ombygging	×	×	×
Liten avstand til land		×	×
Lang gjenværende produksjonstid	×		×
Muligheter for salg av frigjort brenngass	×	×	×

Tabell 9: Vurdering av beskrevne prosjekter opp mot forutsetningskriterier

¹ Troll A er allerede bygget ut med kraft fra land. For drift av ny kompressorstasjon var alternativene enten nye gassturbiner eller kraft fra land

² Avstanden til land er kort, men eksisterende kraftforsyning er basert på likestrøm

Det fremgår av

Tabell 9 at disse prosjektene møter flere av de kriteriene som er satt opp som gode forutsetninger for å kunne benytte alternativ kraft til en akseptabel tiltakskost.

7 Referanser

- Ref.: 1 "Elkraft fra land til norsk sokkel – tiltakskost og miljøeffekt", OLF januar 2003
- Ref.: 2 "Elkraft fra land til norsk sokkel – Tillegg 1 Gasskraft med CO₂-håndtering", OLF, mars 2004
- Ref.: 3 Faktahefte for norsk petroleumsvirksomhet 2005
- Ref.: 4 ODs Faktasider på internett
- Ref.: 5 "Hvitbok om klimagassutslipp fra norsk sokkel", DNV 2003
- Ref.: 6 "Forslag til endring av kvoteloven (Ot.prp 66)
- Ref.: 7 "Veiledning til klassifisering av petroleumssressursene på norsk kontinentalsokkel" Oljedirektoratet, juli 2001.
- Ref.: 8 Plan for utbygging, anlegg og drift av Gjøfæltet, Statoil desember 2006.
- Ref.: 9 "Olje og gassproduksjon til havs – energibruk og effektivitet", Masteroppgave av Gunnar Einang, desember 2006.
- Ref.: 10 "Veiledning til klassifisering av petroleumssressursene på norsk kontinentalsokkel", Oljedirektoratet, juli 2001
- Ref.: 11 "CO₂-håndtering på Kårstø" NVE, desember 2006
- Ref.: 12 "Et klimavennlig Norge" NOU 2006:18
- Ref.: 13 "Regional kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger, BKK, 1. juni 2007
- Ref.: 14 "Unit capital cost for additional bookings (excluding operating cost) in fixed 2007 value"
Gasscos nettside: <http://www.gasviagasled.no/html/tariffs.htm>
- Ref.: 15 The Heren Report and European Energy Market
- Ref.: 16 "Reduksjon av klimagasser i Norge. En tiltaksanalyse for 2020" SFT, juni 2007

Vedlegg 1 Levetid for produserende felt på norsk sokkel

Felt i drift med planlagt nedstenging i 2020 eller tidligere:
Heimdal Veslefrikk Hod Tambar Norne Gyda Jotun Sleipner Ø Tor Njord Varg Brage Sleipner V Vigdis Glitne Statfjord
Felt i drift med planlagt nedstenging mellom 2020 og 2025:
Oseberg C Balder Ringhorne Draugen Troll Vest Embla Oseberg Øst Kristin
Felt i drift med planlagt nedstenging etter 2025:
Kvitebjørn Visund Eldfisk Ekofisk Valhall Gullfaks Snorre Åsgard Ula Oseberg Sør Oseberg F Grane Heidrun Troll A

Kilde: RNB 2007

Vedlegg 2 Gjenstående reserver på norsk sokkel

Datagrunnlag hentet fra OD sine nettsider, mai 2007. Anslaget over andel egne feltutbygginger er gjort av arbeidsgruppen. Anslaget relaterer seg til andel av reservene.

Ressurskategori ¹	Gjenstående reserver [mill Sm ³ o.e.] ¹	Sannsynlig utbygging*	Ca. maks. andel egne utbygginger (ikke FPSO)*	Reserver egne fremtidige utbygginger [mill Sm ³ o.e.]**
SUM	4316			270
Felt i drift/utbygging	3551		1	
RK3	111	1 FPSO (Gjøa), resten satellitter	0	0
RK4	277	Maks 30% egne utbygginger	0,3	83
RK5	374	Maks 50% egne utbygginger	0,5	187
RK7	2,7	Ingen egne utbygginger	0	0

¹Kilde: OD sine faktasider. Kolonner merket * er anslått av arbeidsgruppen. ** beregnet

Tabell 10: Gjenstående reserver på norsk sokkel i ulike ressurskategorier

Tabell 10 viser at ca. 80 % av gjenstående reserver på sokkelen befinner seg i felt som i dag er i drift, mens ca. 20 % er i nye funn (RK 3 – 7).

Ut fra tabellen kan en trekke den slutning at mindre enn 10% av påviste gjenstående reserver vil bli bygget ut med egen frittstående feltutbygging.

Tilsvarende kan det antas at maksimalt ca. 1/3 av nye feltutbygginger (RK 3 – 7) vil bli produsert fra nye feltutbygginger. Dette forutsetter at det ikke vil bli funnet nye større felt i årene som kommer.

På de neste sidene følger en oversikt over felt og funn på norsk sokkel redigert etter Oljedirektoratets ressurskategorisystem (kopierte fra OD sine faktasider).

Oljedirektoratet utarbeider en samlet prognose over fremtidige CO₂-utslipp fra sokkelen, basert på den årlige rapporteringen til Revidert nasjonalbudsjett (RNB).

Denne prognosen viser alle ressursklasser som inngår i OD sin prognose (RK 1-9). Det fremgår av prognosen at utslippene fra sokkelaktivitetene forventes å nå sin topp i 2012 for deretter å falle i takt med antatt lavere produksjon fra sokkelen. Utslppsprognosen for årene fremover er imidlertid beheftet med usikkerhet, større jo lenger fram en kommer i tid.

Ressursklassifiseringen


	Ressurs-klasse	Prosjekt status kategori			
		Ressurskategori	Beskrivelse		
Totale utvinnbare ressurser	Oppdagede ressurser	Historisk produksjon (S)	0		Solgt og levert petroleum
			1		Reserver i produksjon
		Reserver (R)	2	F A	Reserver med godkjent plan for utbygging og drift
			3	F A	Reserver som rettighetshaverne har besluttet å utvinne
			4	F A	Ressurser i planleggingsfasen
		Betingede ressurser (C)	5	F A	Ressurser der utvinning er sannsynlig men uavklart
			6		Ressurser der utvinning er lite sannsynlig
	7		F A	Ressurser som ikke er blitt evaluert	
	Oppdagede ressurser	Uoppdagede ressurser (P)	8		Ressurser i prospekter
			9		Ressurser i prospektmuligheter og ikke-kartlagte ressurser

F= First oil/gas

A= Additional oil/gas

Tabell 11: ODs ressursklasseinndeling

ALTERNATIV KRAFT TIL NORSK SOKKEL

Opprinnelege og attværende reservar i felt. (Ressurskategor ier 1, 2 og 3)						
Opprinnelege reservar <i>Original recoverable</i>	Attværende reservar <i>Remaining reserves</i>	Kommentar	Opprinnelege reservar <i>Original recoverable</i>	Attværende reservar <i>Remaining reserves</i>	Kommentar	
	Sum o.e			Sum o.e		
	mill Sm3			mill Sm3		
Alvheim ³⁾	31,1	Under utbygging. FPSO	Oseberg Øst	11,9		
Balder ^{a)}	20,3		Ringhorne Øst	5,0		
		Under utbygging. Havbunnsbrønner. Utslipp på Ula				
Blane ³⁾	0,9		Sigyn	8,3		
Brage	3,7		Skirne	7,0		
Draugen	26,6		Sleipner Vest			
Ekofisk	191,0		Sleipner Øst ^{f)}			
Eldfisk	56,5		Sleipner Vest og Sleipr	60,9		
Embla	4,5		Snorre	88,8		
Enoch ³⁾	0,5	Under utbygging. Utslipp britisk sokkel	Snøhvit ³⁾	190,7	Under utbygging. Landanlegg	
Fram	24,0		Statfjord	60,9		
Gimle	4,4		Statfjord Nord	9,6		
Glitne	1,3		Statfjord Øst	7,0		
Grane	81,6		Sygna	3,8		
Gullfaks ^{b)}	30,0		Tambar	4,6		
Gullfaks Sør ^{c)}	53,2		Tor	2,0		
Gungne	13,4		Tordis ^{g)}	18,7		
Gyda ^{d)}	5,9		Troll ^{h)}	1155,0		
Heidrun	101,4		Tune ⁶⁾	3,5		
Heimdal	0,8		Tyrihans ³⁾	67,8		Under utbygging. Satellittfelt
Hod	2,4		Ula	13,4		
Huldra	4,5		Urd	8,3		
Jotun	3,8		Vale	2,8		
Kristin	72,7		Valhall	61,8		
Kvitebjørn	56,6		Varg	5,4		
Mikkel	28,0		Veslefrikk	9,0		
Murchison	0,3		Vigdis	22,5		
Njord	16,1		Vilje ³⁾	8,7	Under utbygging. Satellitt til Alvheim	
Norne	24,3		Visund	73,9	Undfer utbygging. Egen produksjonsinnretning	
Ormen Lange ³⁾	397,3		Volve ³⁾	14,3		
Oseberg ^{e)}	117,5		Åsgard	223,2		
Oseberg Sør	27,8		Sum	3551,4		

Tabell 12: Gjenværende reserver i RK 1 - RK 3

**Reservar i felt og funn der
rettshavarane har vedteke
utbygging
(Ressurskategori 3)**



Funn	Sum o.e ¹	Kommentar
	mill Sm3 mill Sm3	
Yme ³⁾	7,8	Egen feltinnretning vurderes
15/12-12 Rev	4,5	
24/9-5 Volund	8,0	
35/8-1 Vega	26,8	Satellitt til GjØa
35/9-1 GjØa	54,5	Egen feltinnretning planlegges
6507/3-1 Alve	8,9	
Sum	110,5	

Tabell 13: Ressurser i RK 3

**Ressursar i funn i
planleggingsfase
(ressurskategori 4F)**

*Resources in the planning
phase (Resource category
4F)*



Funn	Sum o.e ¹
	mill Sm3 mill Sm3
<i>Discovery</i>	
1/9-1 Tommeliten Alpha	20,6
15/3-1S Gudrun	33,9
15/5-1 Dagny	8,1
2/12-1 Freja	3,5
25/11-16	3,7
25/5-5	3,6
30/7-6 Hild ³⁾	22,5
34/10-23 Valemon ⁴⁾	25,0
35/11-13	9,2
6406/3-2 Trestakk	14,3
6506/11-7	12,9
6507/11-6 Sigrid	2,9
6507/3-3 Idun	14,4
6507/5-1 Skarv ⁵⁾	63,4
7122/7-1 Goliat ⁶⁾	38,6
Sum	276,8

Tabell 14: Ressurser i RK 4F

**Ressursar i funn der
utvinning er sannsynleg,
men
ikkje avklart
(ressurskategori 5F)**



Funn <i>Discovery</i>	Sum o.e ¹
	mill Sm3 <i>mill Sm3</i>
1/3-6	6,0
1/5-2 Flyndre	4,1
15/3-4	6,4
15/5-2	5,3
15/8-1 Alpha	6,1
16/7-2	2,3
2/5-3 Sørøst Tor	3,9
24/6-1 Peik	2,3
25/8-4	1,0
3/7-4 Trym	4,2
33/9-6 Delta	0,2
34/11-2S Nøkken	3,9
35/2-1	21,5
35/8-1 Vega	1,3
6406/1-1 Erlend N	1,4
6406/1-2	3,8
6406/2-1 Lavrans	23,7
6406/2-6 Ragnfrid	4,2
6406/2-7 Erlend	1,6
6406/9-1	42,2
6407/9-9 Hasselmus	1,5
6506/11-2 Lange	0,6
6506/12-3 Lysing	1,8
6506/6-1	99,6
6605/8-1	28,6
6507/2-2	8,3
6507/7-13	1,0
6608/11-2 Falk	13,8
6706/6-1	27,5
6707/10-1	39,7
7/7-2	3,5
7/8-3	2,7
Sum	374,1

Tabell 15: Ressurser i RK 5F

**Ressursar i nye
funn som ikkje er
evaluerte
(ressurskategori
7F)**



Funn <i>Discovery</i>	Sum o.e ¹
	mill Sm3 <i>mill Sm3</i>
31/2-N-11 H	1,5
6608/10-11 S	0,5
7122/7-4 S Klappmys	0,7
SUM	2,7

Tabell 16: Ressurser i RK 7F

Vedlegg 3 Nettsituasjon på land i Norge

Dersom det ikke bygges ut ny kraft lokalisert til områder med enkel tilgang til sokkelen, må kraftoppdekningen skje ved tiltrekkelig dimensjonerte overføringslinjer fra områder der overskuddskraft er tilgjengelig. Statnett er bedt om å uttale seg om nettkapasiteten i de aktuelle områder.

Statnett har ingen synspunkter på om det er tilstrekkelige mengder kraft tilgjengelig, men har uttalt seg om nettkapasiteten og samtidig knyttet denne opp mot kjente planer om ny kraftproduksjon og nytt forbruk.

Ut fra Statnetts samlede vurderinger, vil en storstilt overgang til alternativ kraft på sokkelen kreve betydelige forsterkninger av nettet på land, dersom det ikke bygges ut ny kraftforsyning i nærheten av mulige landstasjoner eller på sokkelen.

Perioden 2012- 2015 ser ut til å være tidligste mulighet for å få fram elektrisk kraft for tilknytning til de mest kraftkrevende områdene på sokkelen. En mer detaljert gjennomgang av Statnetts vurdering er gjengitt nedenfor.

Behovet for tilknytningsledninger fra nærmeste sentralnettsstasjon til eventuelle omformerstasjoner på land er ikke vurdert.

Sørlig område i norsk del av Nordsjøen:

Det antas at forbruket her må knyttes til nettet i Agder/Sør-Rogaland. Statnett forventer å ha ferdig en ny ledning i Setesdalen i løpet av 2008/2009. Sammen med ferdigstillingen av NorNed (kabel til Nederland) vil det da med stor sannsynlighet være mulig å forsyne kraft til delvis elektrifisering i dette området.

Velges Sør-Rogaland kan det bli nødvendig med noen forsterkninger i nettet uten at det i dag er mulig å si hvilke forsterkninger dette er. Lyse Nett sitt planlagte prosjekt mellom Lyse og Stokkeland/Stølaheia (ferdigstilling usikker) kan avhjelpe dette. Med full elektrifisering kan det være nødvendig med betydelige nettfosterkninger.

Sleipner-området:

Her kan for eksempel Karmøy/Haugesund, Kårstø eller Jæren være aktuelle tilknytningspunkter. Til høsten settes gasskraftverket på Kårstø i drift. En tilknytning til Kårstø er derfor akseptabel sett fra nettet dersom det praktisk lar seg gjennomføre.

Karmøy/Haugesund-området er avhengig av hvordan forbruket knyttet til Hydros aluminiumsverk på Karmøy utvikler seg. Forsterkninger i nettet fra Kårstø og ut mot kysten kan bli nødvendig. 30 MW bør uansett gå bra etter at gasskraftverket ha kommet. Tilknytning på Jæren kan også gå bra, men nettfosterkninger kan være nødvendig (jmf. omtale Sørlig område i norsk del av Nordsjøen).

Oseberg/Troll-området:

Det antas at dette må tilknyttes i nærheten av Kollsnes. Statnett har under planlegging en ny ledning Sima -Samnanger. I tillegg er det under bygging et kraftvarmeverk på Mongstad og BKK har meldt en ny ledning fra Mongstad til Kollsnes.

Alle disse tiltakene må gjennomføres og i tillegg må det sannsynligvis også bygges en ny ledning fra Mongstad til Modalen før nettet har kapasitet til å ta i mot dette forbruket. Se BKKs kraftsystemutredning (Ref.: 13).

Tampen:

Det antas at dette kan knyttes til nettet i Sogn og Fjordane. Statnett har under planlegging en ny ledning gjennom Sogn og Fjordane som forventes å stå ferdig 2011/2012.

Etter dette er det sannsynlig at nettet har kapasitet til å ta i mot kraftforbruk for delvis elektrifisering. Det foreligger betydelig planer om småkraft/vindkraft i dette området. Realiseres dette vil det være med på å lette en slik tilknytning.

Norskehavet/Haltenbanken:

Det ses på tre mulige tilknytningspunkter: Helgelands-området, Fosen, Møre. Statnett har en rekke planer om nye ledninger i dette området.

Helgelands-området framstår sett fra kraftnettet sitt ståsted som det gunstigste, og hvor nytt forbruk vil bidra til å redusere overføringsbehovet heller enn å øke det. Realiseres de betydelige vindkraftplanene på Fosen (dagens framdriftsplaner sier 2011/2012) og derigjennom også Statnetts planlagte ledning, er også Fosen et aktuelt sted.

Selv om Møre og Romsdal etter 2012 vil ha et betydelig styrket nett, synes det som uklokt i dag å planlegge nytt forbruk av denne størrelsesorden i dette området uten at det er bygget ut betydelige mengder ny kraftproduksjon.

Vedlegg 4 Forutsetninger for Beregningseksempelet

Forutsetninger for beregningseksempelet i kapittel 5.2 gjennomgås i dette vedlegget.

Feltscenario

Oseberg - et stort olje- og gassfelt med to satellitter og totalt fire innretninger..

Oppstart alternativ kraft: Jan 2015

År	Kraftbehov [MW]	Brenngassforbruk [mill Sm ³]	CO ₂ Utslipp [Tonn]	Nox Utslipp [Tonn]
2005	108	235	550 191	3 169
2006	99	216	507 018	2 890
2007	100	216	510 028	2 842
2008	104	224	532 177	2 908
2009	98	211	501 751	2 724
2010	95	204	486 647	2 637
2011	94	203	481 942	2 651
2012	93	200	473 559	2 626
2013	91	196	464 874	2 592
2014	86	183	435 931	2 412
2015	85	182	432 346	2 398
2016	81	172	405 980	2 318
2017	80	171	403 988	2 312
2018	80	170	400 898	2 297
2019	79	169	399 737	2 291
2020	79	169	399 679	2 292
2021	46	92	222 867	1 095
2022	45	90	218 301	1 064
2023	40	80	196 400	906
2024	40	81	198 260	920
2025	26	53	123 385	667
2026	25	53	122 430	660
2027	25	53	122 404	660
2028	25	53	122 418	660
2029	25	53	122 402	660
2030	25	52	120 408	645
2031	25	52	120 355	645
2032	24	49	113 604	599

Tabell 17: Brenngass, utslipps- og kraftbehovsprofiler for full del-elektrifisering av Oseberg

Investeringskostnader:

Kostnadselement	mrd. NOK
Investeringskostnader	3,8
- Landanlegg	0,3
- Kabel m/distribusjon	1,5
- Mottaksstasjon	1,0
- Ombygginger	1,0

Tabell 18: Stipulerte investeringskostnader for case

Fordeling investeringskostnader: 10% første år, deretter 30% neste tre år. Siste år 2014.

Transmisjonstap:	10 prosent
Diskonteringsfaktor:	7 prosent
Brenngasspris:	0,99 NOK/Sm ³ .
Kraftpris:	0,36 NOK/kWh.
CO ₂ -kostnad:	0,80 NOK/Sm ³
NO _x -avgift:	15 NOK/kg NO _x
Besparelse andre driftskostnader:	0 NOK

Profilene over brenngassforbruk og utslipp er identisk med de tall som operatørselskapene for de aktuelle felt har rapportert inn til RNB 2007. Kraftforbruket er beregnet som grunnlag for brenngassforbruk og utslipp, men ikke innrapportert til OD.

Investeringskostnadene er konstruert på grunnlag av data samlet inn fra studiene gjort av Statoil, Hydro og BP som underlag for OLF 2003-studien. Ombyggingskostnadene er det mest usikre element i datagrunnlaget. Dette er årsaken til at det er valgt så stort spenn i følsomhetsanalysen.

Brenngassprisene representerer tre kilder:

Basisprisen på 0,99 NOK/Sm³ tilsvarende en salgspris på olje på 36 USD/fat, benyttet av flere operatørselskaper som kalkylebasis. Den korresponderende gassprisen er 1,11 NOK/Sm³. Det trekkes fra 0,12 NOK/Sm³ i transporttariffer.

0,75 NOK/Sm³ brenngass levert fra innretning er Statoils kalkylepris på frigjort brenngass.

1,68 NOK/Sm³ representerer et snitt av salgspris for naturgass hentet fra vinter og sommer-prognoser fram til 2012 fra Heren Energy Ltd (som benyttes av flere operatørselskaper). Snittet er ca. 1,80 NOK/Sm³. Derfra trekkes 0,12 NOK/Sm³ for transporttariffer.

Kraftprisen på 0,36 NOK/kWh er den prisen NVE regner for kjøp av kraft (og kompensasjon for redusert kraftproduksjon fra gasskraftanlegget) til CO₂-fangstanlegget på Kårstø.

Sensitivitetene er beregnet ut fra det bidraget som 1 Sm³ brenngass (brennverdi 40 MJ/Sm³) gir av tilleggskraft med en virkningsgrad på 58 % på et standard gasskraftverk (en endring i gassprisen på 1 øre/Sm³ gir en endring i kraftprisen på 0,16 øre/kWh).

De to følsomhetsprisene representere henholdsvis lav og høy følsomhet for gassprisen. Dette medfører at for lav gasspris (0,75 NOK/Sm³), benyttes en kraftpris på 0,323 NOK/Sm³ og for høy gasspris (1,68 NOK/Sm³), benyttes en korresponderende kraftpris på 0,467 NOK/kWh.