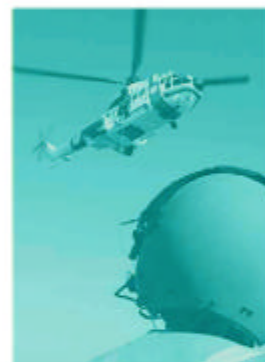


# Norsk petroleumsvirksomhet ved et veiskille

Kartlegging av  
kostnadsbildet  
på norsk sokkel

9. mars, 2004



**KON-KRAFT**

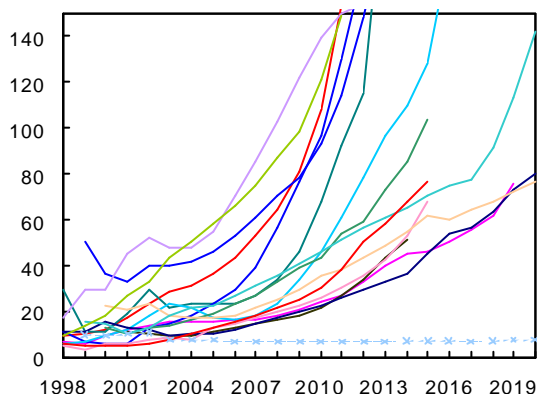
# Sammendrag

Dagens høye kostnadsnivå på norsk sokkel har utviklet seg over tid gjennom prosesser og avtaler mellom aktørene innen industrien. Kostnadsnivået reflekterer den norske samfunnsutviklingen og det faktum at Norge er et høykostland. Dagens kostnadsnivå er etablert i en periode hvor industrien har opplevd stor vekst.

Norsk sokkel beveger seg nå inn i en mer moden fase. Aktivitetsnivået er fallende og felt begynner å bli tømte. En viktig utfordring de nærmeste årene er at raskt fallende produksjon vil resultere i sterkt økende enhetskostnader til et nivå som vil føre til en tidligere nedstengning av store og sentrale felt. Økende enhetskostnader vil derfor bli en viktig utfordring for en stadig større del av norsk sokkel i løpet av de neste årene (figur 1).

Figur 1

Produksjonsenhetskostnadene på norsk sokkel vil øke dramatisk dersom dagens kostnadsnivå opprettholdes  
Produksjonsenhetskostnader\*; NOK/fat o.e.



\* Beregningen er basert på dagens kostnadsnivå for totale driftskostnader (basert på McKinsey benchmarkingen) og forventet framtidig produksjon basert på Wood Mackenzie's produksjonsprofiler per felt  
Kilde: Wood Mackenzie; McKinsey; team-analyse

Lavere produksjonskostnader vil kunne bidra til å øke feltenes levetid og styrke robusthet mot fallende produksjon og endring i oljepris. I tillegg er det store gevinster ved at utvikling og utvinning av mindre felt blir mer attraktivt med lavere kostnader. Kombinert med fiskale forbedringer og tilgang til attraktivt leteareal vil lavere kostnader bidra til et relativt høyere aktivitetsnivå og bedre ressursutnyttelse på norsk sokkel.

Samtidig er det et faktum at tiltak for å redusere enhetskostnadene ikke vil ha en umiddelbar effekt på aktivitetsnivået slik som fiskale forbedringer og tilgang til attraktivt leteareal vil ha. Enhetskostnadene på norsk sokkel er i dag lavere enn på britisk sokkel på grunn av høy produksjon på feltene. Selv om reduserte

enhetskostnader vil ha en umiddelbar økonomisk gevinst til eierne av eksisterende felt, ligger de store utfordringene noe frem i tid. De belyste kostnadsutfordringene i denne rapporten er av en type som fordrer gode prosesser innen industrien og som nødvendigvis vil være tidkrevende. Av denne grunn er det svært viktig å starte disse prosessene tidlig.

Mange av sammenligningene er gjort med britisk sokkel. Britisk sokkel er flere år foran norsk sokkel i modenhet og har like store kostnadsutfordringer i årene som kommer. Fokus må derfor også rettes mot andre sokler utenfor Nordsjø-bassenget som for eksempel den amerikanske virksomheten i Mexico-gulven.

Denne rapporten om kostnadsbildet på norsk sokkel er utarbeidet av Kon-Kraft med mandat fra Topplederforum og er koordinert av Petoro. Tidligere utredninger knyttet til skatt og aktivitet på norsk sokkel ble presentert under overskriften "Norsk petroleumsvirksomhet ved et veiskille" (aktivitetsprosjektet og skatteprosjektet) og overlevert Olje- og energidepartementet i august 2003. Rapporten gir et bilde av de viktigste trekkene innenfor kostnadssituasjonen, som er sammensatt og kompleks. Den vil ikke dekke alle tilfeller og variasjoner, for eksempel innenfor arbeidstidsordninger og årsverkkostnader. Rapporten forsøker derimot å gi et bilde som er mest mulig representativt for kostnadsnivå og ressursforbruk i norsk oljeindustri. Mandatet var å kartlegge kostnadsbildet på norsk sokkel uten å vurdere potensialet for kostnadsforbedringer, mulige effekter av disse eller nødvendige tiltak.

Norsk sokkel har spesielt høyere kostnader innen rigg, personell og bemanning. Innen modifikasjoner er investeringer for sikkerhet, teknisk standard og miljøkrav dominerende. Innenfor forsyning og logistikk er det potensial for bedre kapasitetsutnyttelse.

Totalt utgjør kostnader knyttet til utvinningslisenser og infrastruktur NOK 123 milliarder i 2003. Kostnadskartleggingen har i denne rapporten dekket aktiviteter som utgjør NOK 62 milliarder som representerer 51 prosent av de totale kostnadene.

Hovedfunnene fra kostnadskartleggingen innen hvert av disse områdene samt forslag til videre oppfølging er beskrevet i de neste avsnittene.

### **Begrenset felles riggmarked i Nordsjøen resulterer i høyere brønnekostnader på norsk sokkel sammenlignet med britisk sokkel**

Britisk og norsk sokkel har i lang tid fungert som to separate riggmarkeder, og overtallige og tilgjengelige rigger på britisk sokkel blir kun i liten grad benyttet på norsk sokkel. De anvendes i stedet på andre sokler eller ligger i opplag selv om norske riggrater generelt sett er vesentlig høyere for sammenlignbare rigger. Ratenivået bestemmes av tilbud og etterspørsel, men reflekter også høyere norske driftskostnader og kostnader som skyldes regelverkskrav, operatørens krav til standard og kapasitet, bemanningsnivå og riggerens alder.

Boring og brønnekostnader har spesielt stor betydning for utbygging av små felt hvor disse kostnadene kan utgjøre halvparten av totale utbyggingskostnader. Lavere brønnekostnader vil være et bidrag til mer robust lønnsomhet, høyere og jevnere aktivitet og bedre ressursutnyttelse på norsk sokkel. Et kostnadsnivå for boring og

brønntjenester tilsvarende det britiske vil teoretisk kunne redusere de totale brønnskostnadene med 30-40 prosent.

Høye norske driftskostnader for borerigger reflekterer primært høyere personellkostnader sammenliknet med britisk sokkel. Denne forskjellen utgjør i størrelsesorden USD 30 000 pr. dag for en typisk 3. eller 4. generasjons borerigg med samme mannskap. Grunnlønnen for et mannskap er samlet sett på samme nivå i Norge og Storbritannia, men norske arbeidstidsordninger, diverse tillegg i lønn, sosiale kostnader og reiseutgifter skaper en betydelig forskjell både for boring fra flytere og faste installasjoner.

Regelverksforskjeller mellom norsk og britisk sokkel medfører at rigger som opererer på britisk sokkel og ikke tilfredsstillende norsk regelverk må oppgraderes. Kostnadene for dette er avhengig av riggens tilstand og kan variere mye, men både tidligere og nyere eksempler viser at dette kan variere mellom NOK 30-100 millioner, med en mulig dagrateeffekt på USD 10 000 - 20 000. Norsk og britisk regelverk har de siste tre årene blitt mer harmonisert, men Norge har fortsatt spesielle krav til for eksempel mekanisert boreutstyr og arbeidsmiljø. I tillegg kan reders og operatørs fortolkning av regelverket samt myndighetenes håndheving medføre fordyrende investeringer. Operatører på norsk sokkel har generelt krav til høyere kapasitet og standard som begrenser tilbudet av rigger eller medfører oppgraderinger.

### **Kostnadene for drift og vedlikehold av plattformer er rundt 10 prosent høyere enn på britisk sokkel – globale sammenligninger og fallende produksjon utgjør imidlertid en større utfordring**

I forhold til britisk sokkel ligger kostnadsnivået for drift og vedlikehold av plattformer for sammenlignbare felt på norsk sokkel omlag 10 prosent høyere. Den viktigste årsaken er høyere årsverkkostnader<sup>1</sup> offshore i kombinasjon med høyere bemanningsnivå. Når det justeres for ulike årsverkkostnader er det små forskjeller i kostnadseffektivitet mellom norsk og britisk sokkel. Kostnader for landstøtte og administrasjon er derimot noe lavere på norsk enn på britisk sokkel.

Globale sammenligninger indikerer at produksjonsenhetskostnader<sup>2</sup> på norsk sokkel er rundt 3 ganger så høye som for eksempel i den amerikanske delen av Mexico-gulven.

Kostnadsutfordringen for norsk sokkel vil øke over de neste årene ettersom sokkelen modnes og produksjonen etter hvert faller raskere på en rekke plattformer på norsk sokkel (figur 1).

#### *Høye årsverkkostnader offshore i forhold til sammenlignbar virksomhet på land*

Årsverkkostnader utgjør en vesentlig andel av de totale drift- og vedlikeholdskostnadene, rundt 65 prosent på norsk sokkel. Arbeidstiden for

---

<sup>1</sup> Årsverkkostnader er bedriftens totale årlige personellrelaterte kostnader og inkluderer lønn, ulike tillegg og sosiale kostnader. Normaliserte årsverkkostnader tar hensyn til ulike arbeidstidsordninger.

<sup>2</sup> Produksjonskostnader er alle driftskostnader frem til eksportpunkt, det vil si unntatt transport og tariffer, men inkludert drift og vedlikehold av plattform, forsyning og logistikk og landstøtte og administrasjon. Produksjonsenhetskostnader er produksjonskostnader pr. fat oljeekvivalent.

helkontinuerlig skiftarbeid i Norge er i utgangspunktet likt for virksomheter på både sokkel og land, og er fastsatt til 1584 timer pr. år eller 33,6 timer pr. uke. På sokkelen har myndighetene på grunn av 12 timers skift, 7 dager i uken definert alt arbeid som helkontinuerlig skift som i seg selv medfører høyere kostnader. Ved overgang til 2-4 rotasjonsordning på sokkelen vil timeantallet reduseres med 7,71 prosent til 1460 timer med en tilsvarende reduksjon i fast årslønn.

Offshorevirksomhet har høyere årsverkkostnader enn sammenlignbar landbasert industri med helkontinuerlig skift. Forskjellen i totale årsverkkostnader mellom sokkelansatte og skiftarbeidende landansatte er mellom 15 og 35 prosent.<sup>3</sup> Mellom leverandør- og operatøransatte er forskjellen ca. 25 prosent. Denne forskjellen skyldes blant annet høyere indirekte kostnader for operatøransatte, hvor sosiale kostnader, opplæring og arbeidsgiveravgift utgjør hovedbidragene. For både operatør- og leverandøransatte utgjør også høyere tariffregulerte tillegg og reisekostnader til hjemstedet en kostnadsforskjell i forhold til landbasert industri. Tarifferte grunnlønner er derimot de samme offshore som for landbasert industri.

Ved en sammenligning av kun direkte lønnsrelaterte årsverkkostnadene er forskjellen mellom offshore og sammenlignbar landbasert industri for både operatøransatte og leverandøransatte mellom 7 og 20 prosent. Leverandøransatte ligger generelt noe lavere enn operatøransatte.

Overtid som kommer i tillegg til ovennevnte årsverkkostnader utgjør en betydelig merkostnad på sokkelen og er generelt høyere enn for tilsvarende landbasert industri.

Høye årsverkkostnader for norsk sokkel øker verdien av å ta i bruk ny teknologi for fjærndrift, automatisert drift eller andre arbeidsformer og organisering som reduserer behovet for bemanning offshore.

#### *Norsk sokkel har til dels høyt bemanningsnivå*

Det er store innbyrdes forskjeller i bemanningsnivå på plattformer på norsk sokkel, i størrelsesorden 2 til 3 ganger høyere for plattformene med høyest bemanning når det justeres for plattformkompleksitet og rotasjonsordninger. Flere plattformer på norsk sokkel har et bemanningsnivå på linje med plattformer i lavkostnadsland i Asia og Afrika når det er justert for plattformtype og -kompleksitet samt norske rotasjonsordninger. Andre norske plattformer har derimot bemanning på linje med gjennomsnittet for sammenlignbare sokler som Storbritannia og Canada. Eksempler viser at forbedret organisering og nye arbeidsformer kan gi store effektiviseringsgevinster.

Overgang til 2-4 skiftordning planlegges innført av flere operatører på norsk sokkel uten særlig etterrekruttering. Dette vil kunne gi en produktivitetsgevinst opp til 7,71 prosent.

---

<sup>3</sup> Sammenligningen av årsverkkostnader mellom offshore og land er mellom offshorearbeidere med overnatting utenfor hjemmet og landarbeidere med en blanding av overnatting utenfor og i hjemmet. For landarbeidere har det ikke vært mulig å skille mellom ulike overnattningsformer.

## *Betydelige forskjeller i kostnadsnivå mellom norske plattformer*

Forskjellen i drifts- og vedlikeholdskostnader mellom norske plattformer og gjennomsnittet for de 25 prosent beste på sokkelen er ca. 30 prosent. Denne teoretiske forskjellen representerer over NOK 3 milliarder antatt alle norske plattformer er like effektive som de 25 prosent beste.

### **Sikkerhet, teknisk integritet og ytre miljø driver modifikasjonskostnader - stadig viktigere med grundige kostnyttevurderinger ettersom felt modnes**

Modifikasjonskostnader er et like stort kostnadsområde som drift og vedlikehold (NOK 15 milliarder) og forventes å øke i takt med at sokkelen modnes. De vesentligste modifikasjonselementene er sikkerhet, teknisk integritet, ytre miljø, kostnadsreduksjoner og produksjonsøkning, med sikkerhet og teknisk integritet som de største. Modningen av felt vil kreve grundige kostnyttevurderinger innen de store modifikasjonsområdene.

Norsk sokkel har brukt betydelige ressurser innenfor HMS-området og har oppnådd en positiv HMS-utvikling over de siste ti til femten årene. Imidlertid har den positive utviklingen stagnert på viktige områder. Sikkerhetsstatistikk fra to globale operatører for 2001-02 viser at norsk sokkel ikke har lavere skadehyppighet enn på sammenlignbare sokler. Derimot har norsk sokkel i henhold til offisiell norsk og britisk statistikk under halvparten av antall dødsfall i forhold til britisk sokkel.

Kostnader knyttet til miljøavgifter og miljøinvesteringer utgjør et vesentlig kostnadselement på norsk sokkel. Det forventes at CO<sub>2</sub>-avgiften alene representerer rundt 12 prosent av sokkelens totale driftskostnader på NOK 31 milliarder i 2004.

### **Forsyning og logistikk kan effektiviseres, men konsesjonsvilkår setter visse begrensninger**

Sammenligninger viser at logistikk- og forsyningskostnader på norsk sokkel ligger på samme nivå eller noe lavere enn på britisk sokkel.

Kostnader for forsyningskip kan reduseres med rundt 20 prosent (NOK 300 millioner pr. år) innenfor dagens basestruktur ved å øke kapasitetsutnyttelse gjennom økt samseiling mellom operatørene.

Konsesjonsvilkår begrenser ytterligere kostnadsreduksjoner som er mulig ved å konsolidere baser. Dagens basestruktur i Norge må sees i et historisk lys som et ledd i å spre petroleumsaktiviteten ut over landet, og sammenlignet med Storbritannia har Norge en desentralisert basestruktur. En eventuell basekonsolidering må imidlertid vurderes mot eventuelle høyere lastekostnader og lengre skipningsavstand.

### **Videre arbeid bør fokusere på potensial, nødvendige tiltak og effekter**

Arbeidet med kartleggingen av kostnadsbildet på norsk sokkel danner et viktig grunnlag for videre arbeid innen lisensene, i det enkelte selskap og hos regulerende myndigheter. Noen sentrale områder som er belyst vil måtte håndteres av partene i arbeidslivet.

## Summary

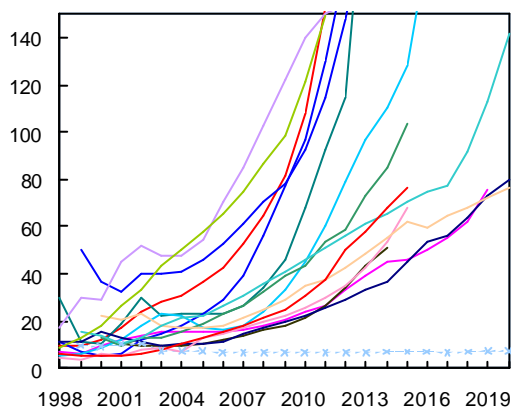
The current high level of costs on the Norwegian continental shelf (NCS) has developed over time through processes and agreements between the players in the industry. The cost level reflects developments in the Norwegian society and the fact that Norway is a high-cost country. The current cost level was established during a period when the industry experienced considerable growth.

The NCS is now moving into a more mature phase. The activity level is declining and fields are becoming depleted. One of the important challenges facing the industry in the next few years is the fact that rapidly decreasing production will result in a sharp increase in unit costs to a level that will lead to earlier shutdown of major and key fields. Therefore, rising unit costs will be a significant challenge for an increasing part of the NCS in the next few years (Figure 1).

Figure 1

### Production unit costs on the Norwegian Shelf will increase dramatically if the current cost level is maintained

Production unit costs\*: NOK/barrel o.e.



\* The estimate is based on the current cost level for total operating costs (based on McKinsey benchmarking) and expected future production based on Wood Mackenzie's production profiles per field.  
Source: Wood Mackenzie; McKinsey; team analysis

Lower production costs could contribute to increasing lifetime of fields and reinforcing robustness in relation to declining production and changes in the price of oil. In addition, there will be major benefits associated with the fact that development and production of smaller fields will become more attractive if costs are lower.

Combined with fiscal improvements and access to attractive exploration acreage, lower costs will help achieve a relatively higher level of activity and improved exploitation of resources on the NCS.

At the same time, it is a fact that measures designed to reduce unit costs will not have an immediate effect on the activity level in the same way as fiscal improvements and access to attractive exploration acreage. Today, unit costs on the NCS are lower than on the UK Continental Shelf (UKCS) due to high production from the fields. Although reduced unit costs will have an immediate financial benefit for the owners of existing fields, the major challenges are still a few years ahead of us. The cost challenges highlighted in this report are of a kind that require good processes within the industry and which must necessarily take some time. For this reason it is extremely important that these processes are started as early as possible.

Many comparisons are made with the UKCS. The UKCS is several years ahead of the NCS when it comes to maturity and it faces equally dramatic cost challenges in the years to come. Therefore, we must also look to other offshore regions outside the North Sea basin, such as activities in the the American part of the Gulf of Mexico.

This report on cost levels on the NCS has been prepared by Kon-Kraft according to a mandate from the Toppledorforum and coordinated by Petoro. Previous studies addressing tax and activity level on the NCS were presented under the title "*Norwegian petroleum activities at a crossroads*" (the Activity Project and the Tax Project), and were submitted to the Ministry of Petroleum and Energy in August 2003. This report provides a description of the most important aspects of the cost situation, which is very complex. It will not cover all cases and all variations, e.g. as regards working hours arrangements and man-year costs. On the other hand, the report does attempt to provide the most representative description of the cost level situation in the Norwegian oil industry. The mandate was to map the cost scenario on the NCS without evaluating the potential for cost improvements, their potential effects or necessary measures.

Costs on the NCS are particularly high when it comes to rigs, personnel and manning levels. As regards modifications, investments in safety, technical standard and environmental requirements are the dominant elements. There is a potential for improved capacity utilization in the areas of supply and logistics.

Total costs associated with production licenses and infrastructure amounted to NOK 123 billion in 2003. The cost mapping in this report covered activities amounting to NOK 62 billion, which represents 51 percent of the total costs.

The main findings from the cost mapping in each of these areas, as well as proposals for further follow-up work, are described in the following paragraphs.

### **Limited common rig market in the North Sea results in higher well costs on the Norwegian continental shelf as compared with the UK continental shelf**

For many years, the UK and Norwegian shelves have functioned as two separate rig markets, and surplus and available rigs on the UKCS are rarely used on the NCS. They are instead used in other offshore regions or are laid up, even though Norwegian rig rates are generally considerably higher for comparable rigs. The rate level is determined by supply and demand, but also reflects higher Norwegian operating costs and costs due to regulatory requirements, the operating companies' requirements for standard and capacity, manning level and the age of the rigs.

Drilling and well costs are particularly significant for development of small fields, where these costs can account for half of the total development costs. Lower well costs would be a contribution towards more robust profitability, higher and more constant activity and improved exploitation of resources on the NCS. Theoretically, a cost level for drilling and well services that is similar to the British level could reduce total well costs by 30-40 percent.

The high Norwegian operating costs for drilling rigs primarily reflect higher personnel costs compared with the UKCS. This difference amounts to approximately USD 30,000 per day for a typical third or fourth generation drilling rig with the same crew. The basic wages for a crew are approximately the same in Norway and the United Kingdom, however, Norwegian working hours arrangements, various wage supplements, social costs and travel expenses create a substantial difference, both for drilling from floaters and fixed installations.

Regulatory differences between the Norwegian and UK shelves entail that rigs operating on the UK shelf that do not meet Norwegian regulatory requirements must be upgraded. The costs of such upgrades depend on the condition of the rig and can vary greatly, but both earlier and more recent examples show that these costs can vary from NOK 30-100 million, with a potential day rate effect of USD 10,000-20,000. In the past three years, Norwegian and UK regulations have been brought into closer harmony, but Norway still has special requirements related to factors such as mechanised drilling equipment and working environment. In addition, the shipowners' and operating company's interpretation of the regulations, as well as how they are enforced by the authorities, can entail costly investments. Operating companies on the NCS have general requirements for higher capacity and standards that limit the available rigs or require upgrades.

**The cost of operation and maintenance of platforms is about 10 percent higher than on the UK continental shelf - however, global comparisons and declining production constitute a greater challenge**

Compared with the UKCS, the cost level for operation and maintenance of platforms on comparable fields on the NCS is about 10 percent higher. The most important reason for this is higher man-year costs<sup>4</sup> offshore combined with higher manning levels. If we adjust for varying man-year costs, there are only minor differences in cost-efficiency between the Norwegian and UK shelves. The cost of land support and administration, however, is somewhat lower on the NCS.

Global comparisons indicate that production unit costs<sup>5</sup> on the NCS are about three times as high as in the American part of the Gulf of Mexico.

The cost challenge for the NCS will increase in the years to come as the shelf matures and the decline in production accelerates on a number of platforms on the NCS (Figure 1).

*High man-year costs offshore in relation to comparable activities onshore*

Man-year costs account for a substantial portion of the total operating and maintenance costs, about 65 percent on the NCS. Working hours for continuous shift work in Norway are the same off- and onshore, set at 1584 hours per year, or 33.6 hours per week. With regard to offshore work and because of 12-hour shifts seven days a week, the authorities have defined all work as continuous shift work, which in itself means higher costs. In connection with a 2-4 rotation on the shelf, the working hours will be reduced by 7.71 percent to 1460 hours, with a corresponding reduction in the fixed annual wage.

The offshore industry has higher man-year costs than comparable onshore-based industry operating with continuous shifts. The difference in the total man-year costs between off- and onshore employees who work shifts is 15-35 percent<sup>6</sup>. The difference between contractor employees and operating company employees is approximately 25 percent. This difference is due in part to higher indirect costs for operating company employees, where social costs, training and employers' social

---

<sup>4</sup> Man-year costs are the company's total annual personnel-related costs, including wages, various supplements and social costs. Normalised man-year costs take into account varying working hours arrangements.

<sup>5</sup> Production costs are all operating costs up to the point of export, i.e. excluding transport and tariffs, but including operation and maintenance of the platform, supply, logistics and land support and administration. Production unit costs are production costs per barrel of oil equivalent.

<sup>6</sup> The comparison of man-year costs between offshore and onshore is between offshore workers with overnight stays away from home and onshore workers with a mixture of overnight stays both outside of and at home. Differentiation between different forms of overnight stays for onshore workers has not been possible.

security contributions account for the major portion. For both operating company and contractor employees, higher collective wage supplements and travel expenses to the employee's residence account for a cost difference in relation to onshore-based industry. However, basic wages based on collective wage agreements are the same offshore as for onshore-based industry.

When comparing only the direct wage-related man-year costs, the difference between offshore industry and comparable onshore-based industry for operating company employees and supplier companies is 7-20 percent. Supplier employees' costs are generally somewhat lower than for operating company employees.

Overtime that comes in addition to the above-mentioned man-year costs accounts for a significant additional cost on the shelf, and is generally higher than for comparable onshore-based industry.

High man-year costs for the NCS increase the value of implementing new technology for remote operation, automated operation or other work forms and organisations that reduce the need for manning offshore.

#### *The Norwegian continental shelf has a relatively high manning level*

There are significant differences in the manning levels on platforms on the NCS, in the order of 2-3 times higher for the platforms with the highest manning level when adjusting for platform complexity and rotation schemes. Several platforms on the NCS have manning levels that are comparable to platforms in low-cost countries in Asia and Africa, when adjusting for platform type and complexity, as well as Norwegian rotation schemes. Other Norwegian platforms, however, have manning levels that are in line with the average for comparable shelves such as the United Kingdom and Canada. Examples show that improved organisation and new working methods can provide significant efficiency gains.

Several operating companies on the NCS plan to introduce a transition to a 2-4 shift rotation without much recruitment of additional personnel. This could provide a productivity gain of as much as 7.71 percent.

#### *Significant differences in cost level between Norwegian platforms*

The difference in operation and maintenance costs between Norwegian platforms and the average for the best 25 percent on the shelf is about 30 percent. This theoretical difference represents more than NOK 3 billion, assuming that all Norwegian platforms are as efficient as the best 25 percent.

## **Safety, technical integrity and external environment drive modification costs - thorough cost-benefit assessments are increasingly important as fields mature**

Modification costs are just as large as operations and maintenance (NOK 15 billion) and this is expected to increase as the shelf matures. The most significant modification elements are safety, technical integrity, external environment, cost reductions and production increases, with safety and technical integrity as the largest of these. The maturing of fields will require thorough cost-benefit assessments within the major modification areas.

The NCS has devoted substantial resources to HSE and has achieved a positive HSE trend over the past 10-15 years. However, this positive trend has stagnated in certain important areas. Safety statistics from two global operators for 2001-2002 show that the NCS does not have a lower injury frequency than for comparable shelves. On the other hand, the NCS does have less than half of the number of fatalities compared with the UK shelf, according to official Norwegian and UK statistics.

Costs associated with environmental taxes and investments account for a significant cost element on the NCS. It is expected that the CO<sub>2</sub>-tax alone will represent about 12 percent of the shelf's total operating costs of NOK 31 billion in 2004.

## **Supply and logistics can be streamlined, but license conditions set certain constraints**

Comparisons show that logistics and supply costs on the NCS are at approximately the same level or somewhat lower than on the UKCS.

Costs for supply ships can be reduced by about 20 percent (NOK 300 million per year) within the current base structure by increasing effectiveness through increased shared sailing among the operating companies.

License conditions limit the further potential for cost reductions that could be achieved by consolidating bases. Today's base structure in Norway must be viewed in a historical perspective as a mean to spread the petroleum activity throughout the country. Compared with UK, Norway has a decentralised base structure. However, potential consolidation of bases must be weighed against potentially higher loading costs and longer shipping distances.

### **Continued work should target potential, necessary measures and effects**

The work of mapping the costs on the NCS forms an important foundation for continued work within the licenses, in the respective companies and in regulatory authorities. The various parties in the petroleum industry will have to address some of the key areas discussed in this report.

# Innholdsfortegnelse

|   |           |
|---|-----------|
| <b>SAMMENDRAG .....</b>   | <b>1</b>  |
| <b>1 BAKGRUNN OG MANDAT .....</b>                                     | <b>15</b> |
| 1.1 BAKGRUNN FOR KARTLEGGINGEN AV KOSTNADSBILDET .....                | 15        |
| 1.2 SAMMENHENG MED ØVRIGE KON-KRAFT – PROSJEKTER .....                | 15        |
| 1.3 MANDAT FOR KOSTNADSKARTLEGGINGEN .....                            | 17        |
| 1.4 MEDLEMMER I STYRINGS- OG PROSJEKTGRUPPENE .....                   | 17        |
| <b>2 KOSTNADSSITUASJONEN PÅ NORSK SOKKEL.....</b>                     | <b>18</b> |
| 2.1 KOSTNADSUTVIKLING PÅ NORSK SOKKEL .....                           | 18        |
| 2.1.1 Vurdering av kostnadssituasjonen på norsk sokkel .....          | 18        |
| 2.1.2 Sammenligning med andre sokler.....                             | 20        |
| 2.2 KOSTNADSNEDBRYTNING OG PRIORITERING AV FOKUSOMRÅDER.....          | 23        |
| 2.2.1 Nedbrytning av kostnadene på norsk sokkel .....                 | 23        |
| 2.2.2 Prioritering av fokusområder for kostnadskartleggingen .....    | 24        |
| <b>3 BRØNN OG BORING .....</b>  | <b>26</b> |
| 3.1 PRIORITERING AV KOSTNADER .....                                   | 27        |
| 3.2 DRIFTSKOSTNADER FOR BØRERIGGER .....                              | 28        |
| 3.2.1 Forskjeller i riggrater mellom norsk og britisk sokkel.....     | 28        |
| 3.2.2 Utviklingstrekk for driftskostnader .....                       | 30        |
| 3.2.3 Petroleumsaktivitet medfører høyere kostnader .....             | 31        |
| 3.3 KOSTNADER FOR REGELVERKTILPASNINGER .....                         | 32        |
| 3.4 MARKEDSSITUASJONEN FOR RIGGER I NORDSJØEN .....                   | 33        |
| 3.5 BRØNNKOSTNADER .....  | 35        |
| 3.5.1 Effekt på brønnekostnad av lavere riggrater.....                | 35        |
| 3.5.2 Sammenligning av brønnekostnader i Norge og Storbritannia ..... | 36        |
| 3.5.3 Dyrere boretjenester .....                                      | 37        |
| <b>4 DRIFT OG VEDLIKEHOLD .....</b>                                   | <b>38</b> |
| 4.1 PRIORITERING AV KOSTNADER .....                                   | 38        |
| 4.2 KOSTNADSUTVIKLING PÅ NORSK SOKKEL .....                           | 38        |
| 4.3 SAMMENLIGNINGER AV KOSTNADSNIVÅET MOT BRITISK SOKKEL.....         | 39        |
| 4.3.1 Case-studie av Aker Kværner Operations .....                    | 40        |
| 4.3.2 Analyser basert på McKinsey-benchmarking .....                  | 41        |
| 4.4 KOSTNADSDRIVERE FOR DRIFT OG VEDLIKEHOLD .....                    | 42        |
| 4.4.1 Årsverkkostnader .....  | 42        |
| 4.4.2 Forskjeller mellom norske plattformer .....                     | 43        |
| <b>5 MODIFIKASJONER, HMS OG YTRE MILJØ .....</b>                      | <b>45</b> |
| 5.1 VURDERING AV KOSTNADSSITUASJON.....                               | 46        |
| 5.2 KOSTNADSDRIVERE FOR MODIFIKASJONER .....                          | 46        |
| <b>6 LANDSTØTTE OG ADMINISTRASJON.....</b>                            | <b>50</b> |
| 6.1 VURDERING AV KOSTNADSSITUASJON.....                               | 50        |
| 6.2 KOSTNADSDRIVERE FOR LANDSTØTTE OG ADMINISTRASJON .....            | 51        |

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| <b>7</b>  | <b>FORSYNING OG LOGISTIKK.....</b>  | <b>54</b> |
| 7.1       | VURDERING AV KOSTNADSSITUASJON.....   | 54        |
| 7.2       | KOSTNADSDRIVERE FOR FORSYNING OG LOGISTIKK.....                                 | 55        |
| 7.2.1     | Kapasitetsutnyttelse av forsyningsfartøy.....                                   | 55        |
| 7.2.2     | Basestrukturen på norsk sokkel.....   | 56        |
| 7.2.3     | Integrerte og helhetlige logistikk-konsepter.....                               | 58        |
| 7.3       | VIDEREFØRING AV ARBEID INNEN FORSYNING OG LOGISTIKK.....                        | 58        |
| <b>8</b>  | <b>BEMANNINGSNIVÅ, ORGANISERING OG ARBEIDSFORMER.....</b>                       | <b>59</b> |
| 8.1       | VURDERING AV BEMANNINGSNIVÅ.....  | 59        |
| 8.2       | KOSTNADSDRIVERE FOR BEMANNING.....  | 60        |
| 8.2.1     | Brage-eksempel viser at reduksjoner er mulig.....                               | 61        |
| 8.2.2     | Eksempler på nye arbeidsformer.....   | 61        |
| <b>9</b>  | <b>ÅRSVERKKOSTNADER FOR ARBEIDSKRAFT.....</b>                                   | <b>64</b> |
| 9.1       | HOVEDFUNN.....  | 65        |
| 9.2       | VIRKNING AV ARBEIDSTIDSORDNINGER OG -VILKÅR.....                                | 66        |
| 9.2.1     | Antall utførte timer pr. år avhenger av skift- og arbeidstidsordning.....       | 66        |
| 9.2.2     | Eksempel på beregning av merkostnad ved skiftordning og offshoret tillegg.....  | 67        |
| 9.3       | SAMMENLIGNING AV ÅRSVERKKOSTNADER.....  | 69        |
| 9.3.1     | Indirekte årsverkkostnader.....   | 69        |
| 9.3.2     | Indirekte kostnader til administrasjon og støttefunksjoner (annen overhead).... | 70        |
| 9.3.3     | Direkte årsverkkostnader.....   | 71        |
| 9.3.4     | Resultater – Totale årsverkkostnader.....                                       | 72        |
| 9.4       | OVERTIDSBRUK.....   | 74        |
| <b>10</b> | <b>VEDLEGG.....</b>   | <b>76</b> |
| 10.1      | VEDLEGG 1: KOSTNADSNEDBRYTNING.....   | 77        |
| 10.2      | VEDLEGG 2: KOSTNADSDEFINISJONER.....  | 80        |
| 10.3      | VEDLEGG 3: ANONYMISERTE BIDRAGSYTERE.....                                       | 81        |
| 10.4      | VEDLEGG 4: TARIFFAVTALER.....   | 82        |
| 10.5      | VEDLEGG 5: VEDLEGG TIL BRØNN OG BORING.....                                     | 85        |
| 10.6      | VEDLEGG 6: VEDLEGG TIL ÅRSVERKKOSTNADER.....                                    | 87        |
| 10.6.1    | Resultater pr. yrkesgruppe.....   | 87        |
| 10.6.2    | Metodikk.....   | 93        |

# 1 Bakgrunn og mandat

## 1.1 BAKGRUNN FOR KARTLEGGINGEN AV KOSTNADSBILDET

Norsk sokkel beveger seg inn i en moden fase. Aktivitetsnivået er fallende og felt begynner å bli tømt. Fallende produksjon vil drive opp kostnader for hvert fat produsert. Økende enhetskostnader kommer til å bli en stor utfordring for mange felt i løpet av de neste 5 til 10 årene.

Økt produksjon og ytterligere kostnadsreduksjoner vil bidra til forlenget produksjon for plattformer på norsk sokkel. Dette vil igjen øke mulighetene for økt utvinning gjennom tilknytning av mindre felt samt interessen for å lete etter slike, med høyere og jevnere aktivitet på sokkelen som resultat. En god forståelse av dagens kostnadsbilde som beslutningsunderlag er derfor viktig når myndighetene vurderer rammebetingelser og aktørene i industrien tar beslutninger om endringer for fremtiden.

Prosjektet for å kartlegge kostnadsbildet på norsk sokkel er nedsatt av Kon-Kraft under Topplederforum. Prosjektet har vært ledet av Peto ved Kjell Pedersen og Tor R. Skjærpe. Styringsgruppen har bestått av representanter fra Teknologibedriftenes Landsforening, Oljeindustriens Landsforening, Norges Rederiforbund, Norsk Olje- og Petrokjemisk Fagforbund, Fellesforbundet og Topplederforum, i tillegg til observatører fra Oljedirektoratet og Arbeids- og Administrasjonsdepartementet.

Dokumentet er utarbeidet av Prosjektgruppen som har bestått av representanter fra Peto, Hydro, Statoil, ConocoPhillips, Oljeindustriens Landsforening og Stolt Offshore. I tillegg har ECON Analyse, Wood MacKenzie og McKinsey & Co bidratt til prosjektgruppens arbeid.

Prosjektet er gjennomført i to faser. Fase 1 fra slutten av oktober til begynnelsen av desember 2003 etablerte den grunnleggende kostnadsbeskrivelsen, mens fase 2 i januar 2004 har verifisert data og kvalitetssikret analysene fra fase 1, samt gjennomført enkelte nye analyser innenfor utvalgte områder.

## 1.2 SAMMENHENG MED ØVRIGE KON-KRAFT – PROSJEKTER

Kostnader er kun en del av et sammensatt bilde for sokkelens attraktivitet. Andre komponenter er behov for nytt attraktivt leteareal og endringer i skatteregimet (figur 2). Til sammen vil disse tre områdene være sentrale i å nå den ønskede utviklingsbanen beskrevet i Stortingsmelding 38. Enkeltvis vil de ikke kunne løse denne oppgaven.

Den ønskede utviklingsbanen preges av en jevn utvikling med utjevning av svingninger i aktivitetsnivå, forlenget platåperiode og økt ressursutnyttelse (figur 3). Uten de rette virkemidlene kan utviklingsbanen bli annerledes. En mulighet er en

markedsstyrt bane med stimulering av aktiviteten på kort sikt og en meget rask nedbygging litt senere. En fryktet utviklingsbane kan preges av store aktivitetssvingninger jo lengre tiltak drøyer og en totalt sett raskere nedbygging.

Figur 2

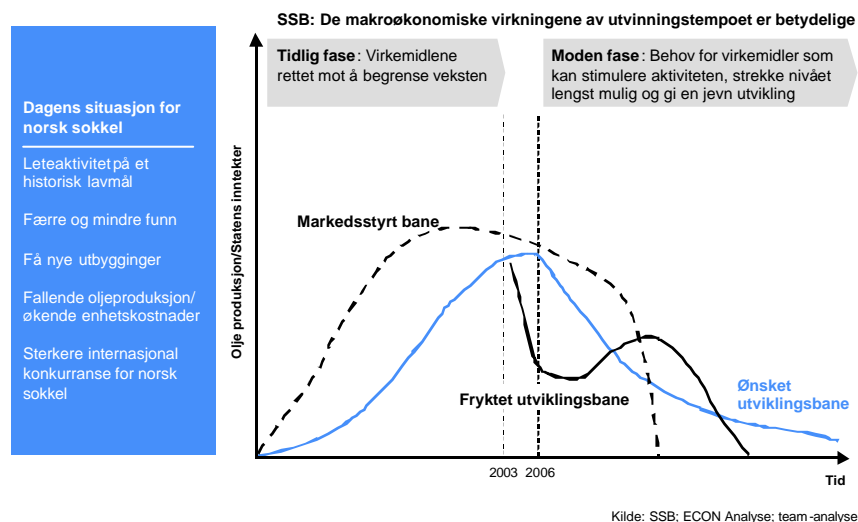
### Optimal ressursutnyttelse fordrer et bredt reformprogram



Figur 3

### Samfunnsmessig styring med aktivitetsnivå må tilpasses den aktuelle situasjon

ILLUSTRATIV



Kartleggingen av kostnadsbildet på norsk sokkel er sammen med Skatteprosjektet, Aktivitetsprosjektet og Omdømmeprojektet nedsatt av Kon-Kraft i løpet av 2003. Kon-Kraft har som formål å forbedre og styrke konkurranseevnen for norsk leverandørindustri og norsk sokkel samt sikre stabilitet og forutsigbarhet i utbyggingsaktiviteten på norsk sokkel.

Kon-Kraft er et samarbeidsprosjekt mellom myndighetene, oljeselskapene, leverandørindustrien, rederivirksomheten, fagorganisasjonene, forskningsinstitusjonene og finansnæringen. Kon-Kraft ledes av Topplederforum, som består av representanter fra oljeselskaper, leverandørselskaper, myndigheter, forskningsinstitusjoner, fagforeninger samt ulike bedrifter tilknyttet petroleumsindustrien.

### 1.3 MANDAT FOR KOSTNADSKARTLEGGINGEN

*”Kartlegge kostnadsbildet på norsk sokkel for å etablere en felles forståelse av det overordnede kostnadsbildet, de viktigste kostnadselementene og beskrive de vesentligste kostnadsdriverne. Finne sammenligninger med andre sokler og identifisere kostnadsforskjeller og årsaker til disse forskjellene. Adressere utfordringene innen HMS-området. Framlegg rapport for Topplederforum.”*

### 1.4 MEDLEMMER I STYRINGS- OG PROSJEKTGRUPPENE

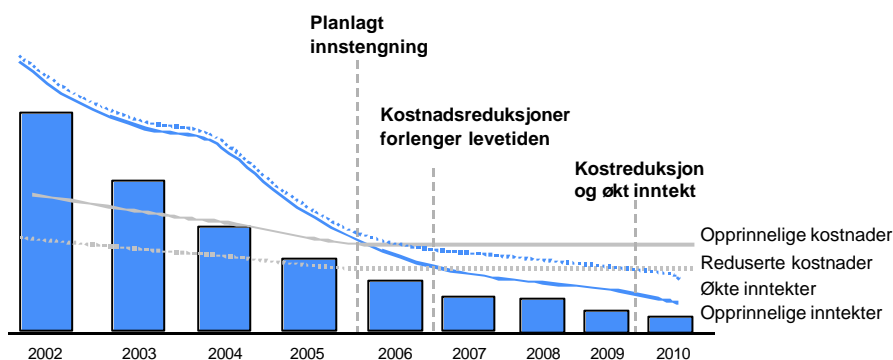
| Selskap/funksjon                         | Styringsgruppe  | Prosjektgruppe   |
|--|---|--|
| Leder                                    | Kjell Pedersen, Petoro  | Tor R. Skjærpe, Petoro   |
| Oljeindustriens landsforening            | Torgeir Kydland, Hydro,<br>Øyvind Bratsberg, Statoil<br>Alv B. Solheim, Statoil<br>Trond E. Johansen, ConPh<br>Rolf Leknes, Weatherford | Dag Johnsgaard, Hydro<br>Steinar Ådland, Hydro<br>Leif Nygaard, Statoil<br>Morten Nygård, Statoil<br>Darren Meznarich, ConPh<br>Trine Sørum, ConPh<br>Øystein Joranger, observatør |
| Teknologibedriftenes Landsforbund        | Erling Matland, ABB   |  |
| Fellesforbundet                          | Roar Abrahamsen   |  |
| Norsk olje- og petrokjemisk fagforbund   | Dag Unnar Mongstad, Statoil   |  |
| Norges Rederiforbund                     | Trygve Arnesen, ProSafe   |  |
| Arbeids- og administrasjonsdepartementet | Beate Meberg Kraft, observatør  |  |
| Oljedirektoratet                         | Kalmar Ilstad, observatør   |  |
| Petoro                                   | Tor R. Skjærpe  | Ivar Sløveren , Jørn A. Borsheim   |
| Topplederforum                           | Kjell Arne Oppebøen   |  |
| Stolt Offshore                           |   | Bernt A. Breistein   |
| Ekstern assistanse                       |   | ECON Analyse, McKinsey & Co,   |

## 2 Kostnadssituasjonen på norsk sokkel

Oljevirkosomheten på norsk sokkel er i dag på vei inn i en moden fase. Produksjonen på et flertall av feltene forventes å falle over de neste årene. Utfordringen for norsk oljeindustri er å opprettholde et høyt og jevnt aktivitetsnivå og utvinne en så stor del av reservene som mulig på hvert enkelt felt. Kombinert med fiskale forbedringer og bedre leteresultater vil reduserte kostnader bidra til å oppnå økt ressursutnyttelse og et jevnere og forlenget aktivitetsnivå på norsk sokkel.

Figur 4

Stimulert senfaseproduksjon, reduserte kostnader og økt produksjon forlenger levetiden



Reduserte kostnader forlenger levetiden, men kun marginalt

Forlenget levetid stimulerer til økt utvinning og utvikling av tidskritiske infrastrukturære ressurser som øker inntektene og levetiden signifikant

Kilde: KON-KRAFT-analyse

Reduserte kostnader er nødvendig for å øke feltenes levetid med dagens produksjonsprofiler samt styrke robusthet mot fallende produksjon og endring i oljepris. Kostnadsreduksjoner isolert sett med uendret produksjon gir imidlertid kun marginalt lengre levetid, erfaringsmessig mellom 1 til 2 år (figur 4). Den største effekten av reduserte kostnader er at utvinning fra marginale brønner og nye mindre felt blir mer lønnsomt. Økt produksjon i kombinasjon med reduserte kostnader er nødvendig for å forlenge levetiden til et felt i halefasen med flere år.

### 2.1 KOSTNADSUTVIKLING PÅ NORSK SOKKEL

#### 2.1.1 Vurdering av kostnadssituasjonen på norsk sokkel

Utfordringen på kostnadssiden blir tydelig når dagens kostnadsnivå på hver plattform sammenlignes med forventet produksjon av olje og gass over de neste 10-15 årene. Produksjonshetskostnader vil under dette scenariet øke dramatisk (figur 1 i

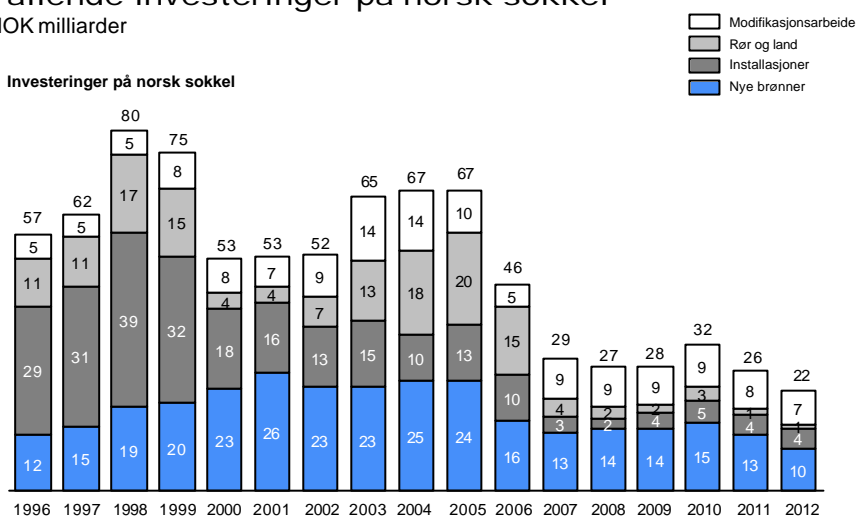
sammendraget). Dagens kostnadsnivå vil imidlertid sannsynligvis bli redusert når produksjonen faller, og enhetskostnadene trenger dermed ikke å utvikle seg like negativt for alle felt. Eksempelet illustrerer likevel kostnadsutfordringen industrien står overfor de nærmeste årene, samt risikoen for en tidligere nedstengning av felt i forhold til optimal ressursutnyttelse.

Forventninger om fallende investeringer på norsk sokkel innebærer også at det er nødvendig å komme ned på et lavere kostnadsnivå for å oppnå den ønskede utviklingsbanen. Siden midten av 90-tallet har årlige investeringer ligget på mellom NOK 50-70 milliarder på sokkelen, men forventes om noen år å være på et vesentlig lavere nivå (figur 5).

Figur 5

### Fallende investeringer på norsk sokkel NOK milliarder

Investeringer på norsk sokkel



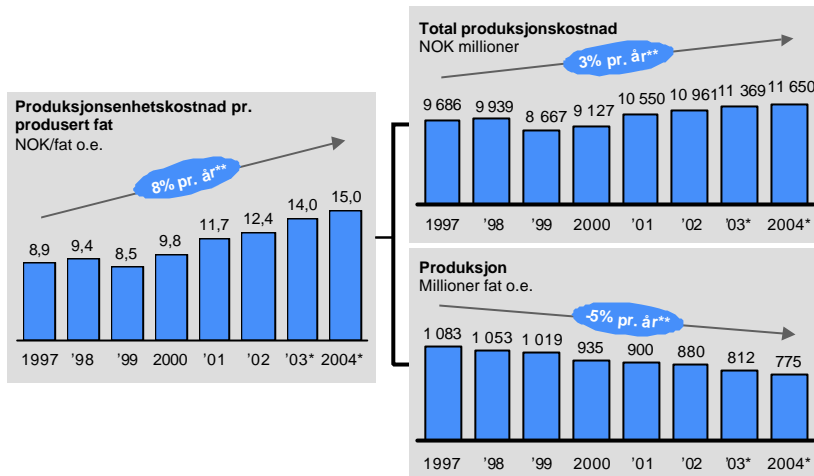
Kilde: OD

Utviklingen i produksjonshetskostnadene for et utvalg av felt på norsk sokkel i perioden 1997-2004 viser en gjennomsnittlig økning på rundt 8 prosent pr. år (figur 6). Tallene er basert på felt som har vært i drift og deltatt i McKinsey-benchmarkingen i hele perioden 1997-2004. Felt satt i drift eller nedstengt i perioden er ikke inkludert i analysen. Tallene for 2003 og 2004 er estimater fra operatørselskapene. Økningen drives både av stigende total produksjonskostnad på gjennomsnittlig 3 prosent pr. år, og et årlig gjennomsnittlig fall i produksjon på 5 prosent. Tallene viser ikke et komplett bilde for hele sokkelen, men inkluderer 55 prosent av produksjonen på sokkelen og illustrerer utfordringen som industrien står overfor.

Figur 6

## Økning i produksjonsenhetskostnader på norsk sokkel drives av høyere kostnader og lavere produksjon

Vist for felt som er med i hele perioden 1997–2004



\* På de feltene der det ikke foreligger estimater antas det at de følger regionens utvikling  
 \*\* Gjennomsnittlig nominell årlig vekst for perioden 1997 til 2004  
 Kilde: McKinsey; team-analyse

### 2.1.2 Sammenligning med andre sokler

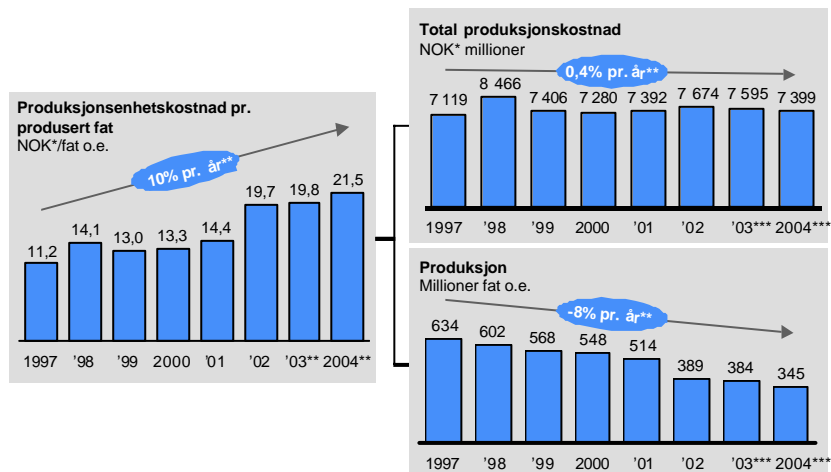
Britisk sokkel har en raskere økning i produksjonskostnad pr. fat på 10 prosent pr. år (figur 7). Dette skyldes imidlertid primært et raskere årlig produksjonsfall på 8 prosent pr. år, mot norsk sokkels 5 prosent. Totale produksjonskostnader for et tilsvarende utvalg for britisk sokkel har derimot over perioden 1997-2004 kun hatt en svak økning. Dette til tross for at britisk sokkel er mer moden enn den norske.

Feltporteføljen på britisk sokkel har imidlertid høyere produksjonsenhetskostnader enn feltporteføljen på norsk sokkel, som i perioden 2001-2003 har rundt 30 prosent lavere produksjonsenhetskostnader. Dette reflekterer porteføljens sammensetning med færre og større felt på norsk sokkel og at britisk sokkel er mer moden enn norsk sokkel.

Figur 7

## Økning i produksjonsenhetskostnader på britisk sokkel drives kun av fallende produksjon

Vist for felt som er med i hele perioden 1997–2004



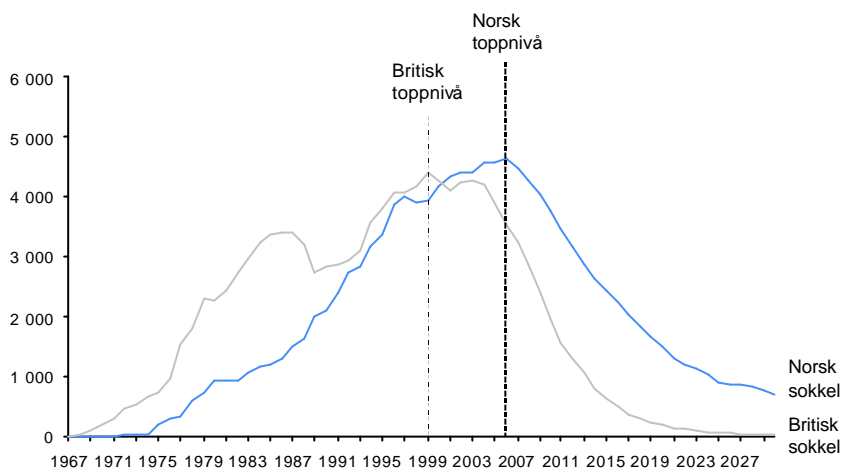
\* Samme kurs er brukt for konvertering i hele perioden: GBP/NOK 11,72 pr 27. november 2003  
 \*\* Gjennomsnittlig nominell årlig vekst for perioden 1997 til 2004  
 \*\*\* På de feltene der det ikke foreligger estimater antas det at de følger regionens utvikling  
 Kilde: McKinsey; team-analyse

Britisk sokkel befinner seg lengre fram i modningsfasen, og norsk sokkel har i dag derfor en fordel sammenlignet med Storbritannia. En sammenligning av daglig produsert antall fat olje ekvivalenter<sup>7</sup> på britisk og norsk sokkel viser at det norske toppnivået ligger omtrent 7 år etter det britiske (figur 8). Produksjonens toppnivå kan benyttes som et grovt mål på når sokkelen går inn i en moden fase.

Figur 8

### Estimert produksjon av olje og gass på norsk og britisk sokkel

Tusen fat o.e. pr. dag\*



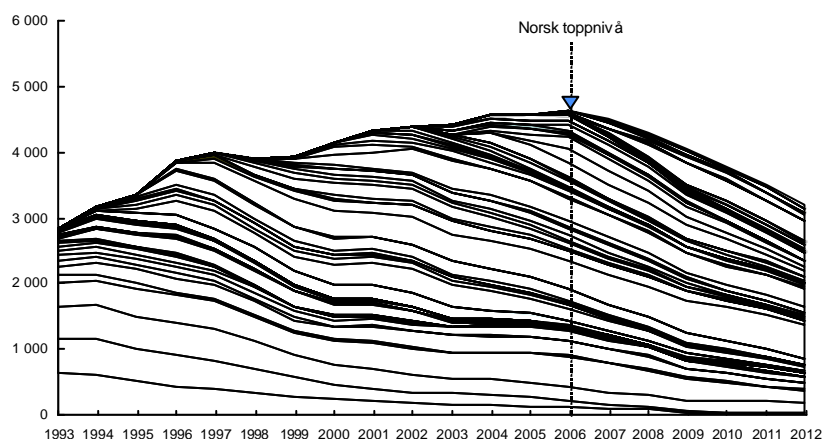
\* Inkluderer felt i drift og planlagt utbygging  
Kilde: Wood MacKenzie

Britisk sokkel har også flere mindre felt sammenlignet med norsk sokkels relativt få og store. Dette illustreres med en nedbrytning av totalproduksjonen på norsk og britisk

Figur 9

### Sammensetning av norsk produksjon av olje og gass

Tusen fat o.e. pr. dag, 1993–2012\*



\* Inkluderer felt i drift og planlagt utbygging  
Kilde: Wood MacKenzie

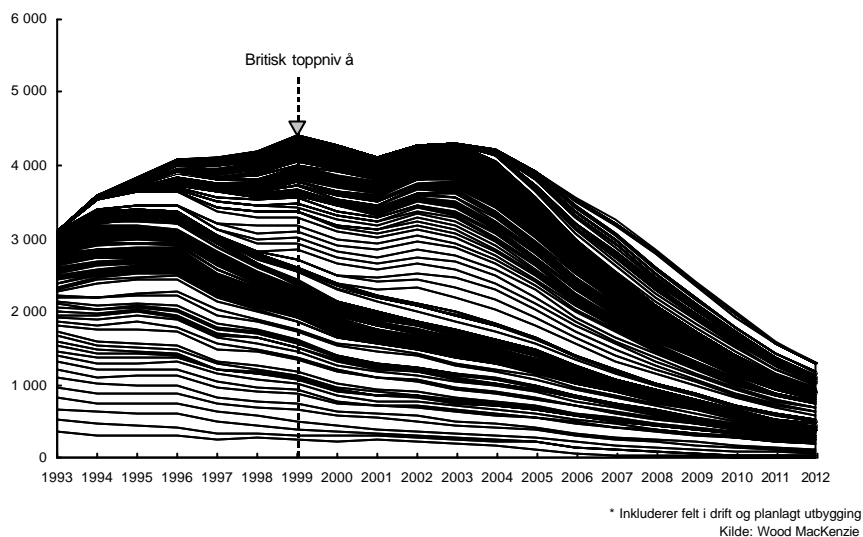
<sup>7</sup> Inkluderer felt i drift, planlagt utbygging og sannsynlig utvikling

sokkel (figur 9 og 10). Forskjellen i antall felt og feltstørrelse skyldes ikke ulik inndeling av felt mellom sokkene.

Figur 10

### Sammensetning av britisk produksjon av olje og gass

Tusen fat o.e. pr. dag, 1993-2012\*



Britisk sokkel har som et resultat av lengre framskredet modning og mindre størrelse på feltene i dag en større kostnadsutfordring enn norsk sokkel. Norsk sokkel vil imidlertid over de neste 5-10 årene oppleve et raskere årlig produksjonsfall og komme i en tilsvarende modningsfase som britisk sokkel har i dag. Dette vil kreve kostnadsreducerende tiltak i de nærmeste årene for å unngå at konkurransesituasjonen for norsk sokkel forverres.

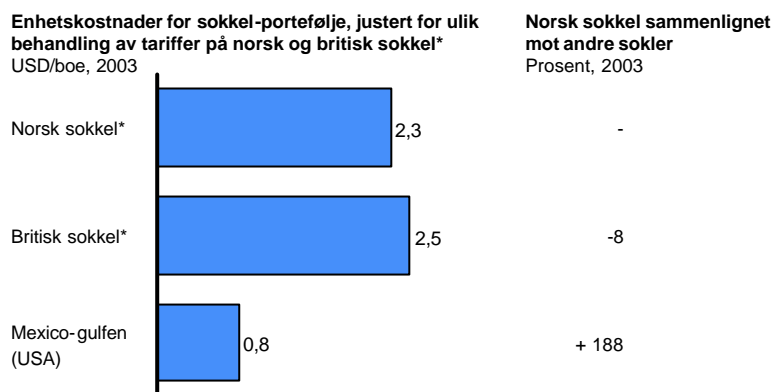
Wood Mackenzie har tidligere presentert en differanse i produksjonshetskostnader hvor norsk sokkel lå 38 prosent høyere enn britisk sokkel. Denne sammenligningen var basert på akkumulerte enhetskostnader over plattformenes levetid for et begrenset antall utvalgte plattformer som ble satt i drift i perioden 1991 til og med 2000. Enhetskostnadene som ble sammenlignet inkluderer driftskostnader og investeringer forbundet med blant annet drift, vedlikehold, tariff, CO<sub>2</sub>-avgift og forsikring. Hovedforklaringen til forskjellen på 38 prosent ligger i inkluderingen og ulik behandling av kostnadskategoriene tariff og CO<sub>2</sub>-avgift. I kartleggingen av kostnadsbildet er det valgt å fokusere på de kostnadene som er påvirkbare i en driftssituasjon. Dette innebærer at kostnader som CO<sub>2</sub>-avgift, tariff og forsikring ikke er relevant i sammenligningen.

En oppdatert analyse fra Wood Mackenzie for 2003 hvor de nevnte kostnadene er tatt ut viser et annet bilde (figur 11). Analysen viser produksjonskostnader pr. fat og inkluderer rene driftskostnader samt enkelte tariffelementer som er nødvendige for å gjøre de norske og britiske dataene direkte sammenlignbare. I tillegg er kun plattformer i den sentrale og nordlige delen av Nordsjøen inkludert for å fjerne deler av britisk sokkel som er lite sammenlignbar med norsk sokkel. Analysen dekker i overkant av 70 prosent av produksjonen på begge sokkene. Dette gir en mest riktig

sammenligning av norsk og britisk sokkel samt Mexico-gulven basert på Wood Mackenzies database. Forskjellene er imidlertid ikke brutt ned på enkeltelementer.

Figur 11

Sammenligning av driftskostnader for norsk og britisk sokkel og i Mexico-gulven beregnet av Wood Mackenzie



Merk: Basert på tre års glidende gjennomsnitt for valutakurser. Justert for 'tanker loading'-tariffer og leasing kostnader og driftskostnader for delt rørledningsystem på norsk sokkel.

\* Sentrale og nordlige delen av Nordsjøen.  
Kilde: Wood MacKenzie

Sammenlignet med britisk sokkel har porteføljen på norsk sokkel 8 prosent lavere enhetskostnader. Kostnadene på både norsk og britisk sokkel er imidlertid høye sammenlignet med Mexico-gulven. Begge soklene har enhetskostnader som er nesten 2 ganger høyere.

## 2.2 KOSTNADSNEDBRYTNING OG PRIORITERING AV FOKUSOMRÅDER

### 2.2.1 Nedbrytning av kostnadene på norsk sokkel

De totale kostnadene relatert til utvinnings- og letelisenser på norsk sokkel utgjør for 2003 rundt NOK 123 milliarder. Kostnader definert som selskapskostnader utgjør totalt mindre enn NOK 0,5 milliarder og er av den grunn ikke inkludert i kartleggingen. Kartleggingen av de totale kostnadene er gjort med utgangspunkt i operatørens lisensbudsjetter hvor Petoro er partner og representerer ca. 80 prosent av kostnadene. For å finne totalkostnaden er det supplert med operatørens budsjett for de største feltene hvor Petoro ikke er partner. Kostnadene er videre fordelt i henhold til OLFs anbefalte retningslinjer for kostnadskategorisering. Se vedlegg 1 for fullstendig kostnadsnedbrytning.

For å kunne bedre innsikten og for å forstå hva som driver disse kostnadene er det i denne kostnadskartleggingen blitt fokusert på ulike aktiviteter fremfor regnskapsmessige kostnadskategorier. Aktivitetene vil gå på tvers av de regnskapsmessige kostnadskategoriene. Rapporten fokuserer utelukkende på kostnader pr. aktivitet hvis det ikke eksplisitt nevnes noe annet.

## 2.2.2 Prioritering av fokusområder for kostnadskartleggingen

Kostnadskartleggingen har fokusert på fem hovedaktiviteter som til sammen representerer i overkant av 50 prosent av de totale årlige kostnader knyttet til utvinningstillatelser (figur 12):

1. *Brønn og boring* omfatter kostnader knyttet til produksjons- og letebrønner, inkludert intervensjoner og vedlikehold. Kostnader på norsk sokkel knyttet til brønn og boring er beregnet til NOK 22,6 milliarder eksklusiv transportkostnader knyttet til boring
2. *Modifikasjoner* er endringer på eksisterende installasjoner for å opprettholde teknisk integritet, endre funksjonalitet og/eller kapasitet eller gjøre prosessforbedringer. Modifikasjonskostnader er estimert til NOK 15,3 milliarder
3. *Drift og vedlikehold* omfatter daglige aktiviteter og arbeidsoppgaver som utføres for å sikre planlagt produksjon til ønsket kvalitet, inklusive HMS-aktiviteter på plattformen. Drift og vedlikeholdskostnader utgjør NOK 15,3 milliarder
4. *Landstøtte og administrasjon* er alle landbaserte oppgaver, tekniske og ikke-tekniske og forskning og utvikling, som utføres for lisensene i kraft av operatørrollen. Kostnaden knyttet til landstøtte og administrasjon er beregnet til NOK 5,5 milliarder
5. *Forsyning og logistikk* omfatter båter, helikopter og baser og kostnadene knyttet til transport av personell og drifts- og boremateriell til installasjoner og rigger på feltet inkludert områdeberedskap samt lagerhold og drift. De totale kostnadene er beregnet til NOK 3,6 milliarder.

Figur 12

### Utvalgte aktivitetsområder dekker 50% av de totale lisenskostnadene

Kostnadsområder prioritert etter størrelse og mulighet for kostnadsreduksjoner; NOK milliarder

| Aktivitet                              | Investeringer                           | Driftskostnader                       | Tariffkostnader             | Letekostnader                  | Infrastruktur         | Sum           | Fokusområde               |
|--|---|---------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------|---------------|---------------------------|
|  | NOK 52,7 mrd                            | NOK 31,2 mrd                          | NOK 27,3 mrd                | NOK 4,9 mrd                    | NOK 6,8 mrd           | NOK 122,9 mrd |                           |
| 1. Brønn og boring                     | Investering i utvinningsbrønner (16,7)  | Brønnvedlikehold (3,2)                |                             | Letebrønner (2,7)              |                       | 22,6          | NOK 62,3 milliarder (51%) |
| 2. Modifikasjoner                      | Modifikasjoner (13,4)                   | Modifikasjon (1,9)                    |                             |                                |                       | 15,3          |                           |
| 3. Drift og vedlikehold                |   | Plattform drift og vedlikehold (15,3) |                             |                                |                       | 15,3          |                           |
| 4. Landstøtte og administrasjon        |   | Landstøtte og administrasjon (5,0)    |                             | Feltevaluering (0,5)           |                       | 5,5           |                           |
| 5. Forsyning og logistikk              | Transport og lager (1,3)                | Logistikk (2,0)                       |                             | Transport (0,3)                |                       | 3,6           |                           |
| Ikke behandlet i kostnadskartleggingen | Investeringer i nye innretninger (12,9) | Avgifter (3,3)                        | Transport (20,1)            | Generelle under-søkelser (0,6) | Driftskostnader (3,4) | 40,5          | NOK 60,6 milliarder (49%) |
|  | Investeringer i rør og landanlegg (8,4) | Andre driftskostnader (0,5)           | Prosessering (sokkel) (7,2) | Administrasjon (0,8)           | Investeringer (3,4)   | 20,1          |                           |

Kilde: Petoro; Statoil; SSB; McKinsey; team-analyse

Valget av disse fem aktivitetene er basert på at de er påvirkbare og at aktørene dermed har mulighet til å realisere kostnadsforbedringer. I tillegg er det aktiviteter av en viss størrelse som har effekt på både verdiskaping og ressursutnyttelse. Aktivitetene brønn og boring, modifikasjoner, landstøtte og administrasjon samt logistikk og forsyning har kostnader knyttet til flere regnskapsmessige kostnadsgrupper, mens aktiviteten drift og vedlikehold kun har kostnader fra en regnskapsmessig kostnadsgruppe.

Av dette beløpet på NOK 62 milliarder utgjør personalkostnader ca. 50 prosent. De direkte lønnskostnadene offshore relatert til produksjon og boring er ca. NOK 11 milliarder pr. år.

Kostnader som ikke analyseres nærmere omfatter infrastruktur (NOK 6,8 milliarder), tariffkostnader (NOK 27,3 milliarder), investeringer i nye innretninger (NOK 12,9 milliarder), investeringer i rør og røranlegg (NOK 8,4 milliarder), avgifter (NOK 3,3 milliarder), andre driftskostnader (NOK 0,5 milliarder) samt enkelte kostnadselementer knyttet til leting (NOK 1,4 milliarder).

### 3 Brønn og boring

Borekostnader har stått i fokus over flere år, særlig på grunn av at kostnadsbildet på norsk og britisk sokkel er forskjellig. Til tross for økt tilnærming av regelverk og forenkling av godkjeningsprosessen ved flytting av en borerigg, fremstår disse soklene som to forskjellige markeder. Årsakene er sammensatte, men viktige forklaringer er høye norske driftskostnader, forskjeller i regelverk, operatørens krav til kapasitet og standard, bemanningsnivå og riggens alder samt markedsmessige konsekvenser av nedgangen i aktivitetsnivået de senere årene. Ledige rigger på britisk sokkel har derfor kun i begrenset grad kommet til det norske markedet. De særnorske høye riggratene medfører dyrere leteboring, utvinningsboring og brønnvedlikehold.

Riggratene reflekterer til en hver tid tilgjengelighet og etterspørsel, men forskjeller i kostnadsnivå mellom soklene vil over tid reflekteres i ratenivåene. En borerigg på norsk sokkel har nærmere dobbelt så høye driftskostnader enn på britisk sokkel, og skyldes primært høyere personellkostnader i størrelsesorden USD 30 000 pr. dag. Grunnlønnen for et mannskap er samlet sett på samme nivå i Norge og Storbritannia. Men arbeidstidsordninger, sosiale utgifter, pensjon, forpleining, reiseutgifter og andre tillegg skaper større forskjell, både for flytere og ved boring fra faste installasjoner.

Regelverksforskjeller mellom soklene, som vist i riggmarkedsrapporten fra 1999, har medført at rigger har måttet oppgraderes for gjennomsnittlig NOK 90 millioner for operasjon på norsk sokkel. Det finnes noen (4-5) borerigger på britisk sokkel som gitt moderate oppgraderinger er aktuelle for bruk på norsk sokkel. Eksempler på riggoppgraderinger de siste årene viser variasjoner i kostnader i størrelsesorden NOK 30 -100 millioner. Størrelsen på kostnadene ved slike oppgraderinger vil være avhengig av riggens tilstand og standard og kan variere mye, men representerer fortsatt en terskel i dagens marked. En viktig faktor er også hvordan regelverkstilnærmingen praktiseres på både norsk og britisk sokkel fra reder og myndigheters side. Regelverkstilnærming mellom soklene samt innføring av såkalt samsvarsuttalelse (SUT) antas å kunne redusere størrelsen på slike kostnader over tid.

Markedssituasjonen er preget av en viss økning av aktiviteten og en forventet underdekning av rigger på norsk sokkel, mens det er betydelig ledig kapasitet i det britiske markedet. Den reduserte leteaktiviteten de senere årene har gitt et marked preget av kortsiktige kontrakter og liten kontinuitet, også i Norge. Ledig kapasitet på britisk sokkel vil kunne tilflyte det norske markedet når aktivitetsnivået og ratene reflekterer de høye norske driftskostnadene og eventuelle kostnader til oppgradering. Operatørmessige vurderinger rundt bruk av rigger som ligger i opplag samt manglende samarbeid mellom lisenser er forhold som også begrenser tilgangen på rigger i det norske markedet.

Teoretiske beregninger viser at norske brønnkostnader kunne vært mellom 30 og 40 prosent billigere hvis riggrater og kostnader for brønntjenester hadde vært på britisk nivå.

### 3.1 PRIORITERING AV KOSTNADER

De samlede kostnadene for brønn og boring på norsk sokkel var i 2003 på rundt NOK 22,6 milliarder. Dette fordeler seg på NOK 16,7 milliarder for utvinningsbrønner, NOK 2,7 milliarder for letebrønner og NOK 3,2 milliarder for brønnvedlikehold (figur 13). Ca. 70% er kostnader for leie av borerigg og boremannskap samt diverse tjenester knyttet til boring og brønn. De resterende kostnadselementene inkluderer varer og transport.

Kostnadskartleggingen har fokusert på å beskrive kostnadsbildet og presenterer ikke en fullstendig analyse av årsaksforhold knyttet til riggmarkedet i Nordsjøen. Det er fokusert på følgende kostnadselementer som er vesentlig påvirket av norske forhold:

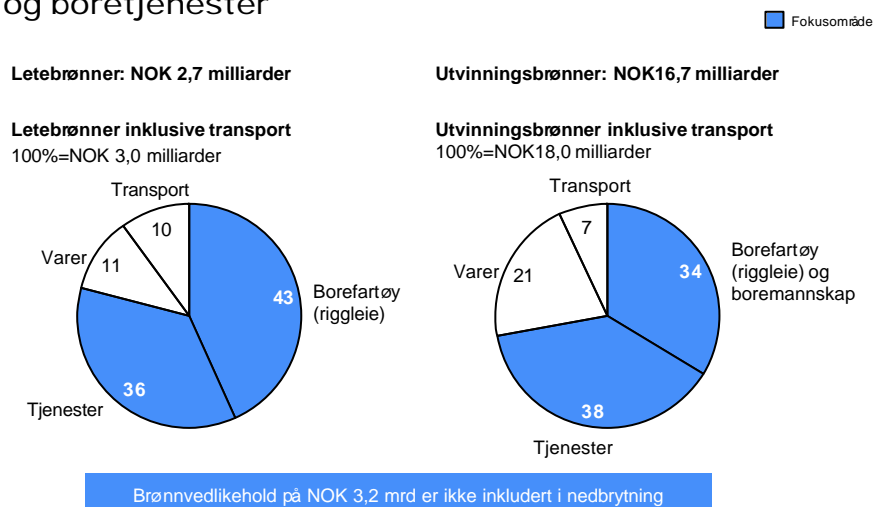
1. Driftskostnader for borerigger og brønntjenester
2. Kostnader for tilpasning til norsk regelverk og operatørkrav

Driftskostnader for borefartøy og kostnader for oppgradering av disse er store kostnadselementer og områder hvor det er størst forskjell mot internasjonalt kostnadsnivå. Boretjenester er også et område som skiller seg vesentlig ut på norsk sokkel. De andre kostnadselementene er i større grad undergitt effektiv konkurranse og har mindre forskjeller.

Kostnadsdata for letebrønner reflekterer bruk av borerigg, mens kostnadsdata for utvinningsbrønner reflekterer boring fra både borerigg og faste installasjoner. Kostnadene ved boring fra faste installasjoner inkluderer kun leie av mannskap og ikke et eventuelt kapitalbidrag som for en borerigg.

Figur 13

Hoveddelen av kostnadene er knyttet til borefartøy og boretjenester



Merk: For fordeling av 2003 kostnadene er det tatt utgangspunkt i gjennomsnittlig nedbrytning i årene 1997 – 2001, rapportert til Statistisk sentralbyrå (SSB)  
 Kilde: Petro; Statoil; SSB; team-analyse

## 3.2 DRIFTSKOSTNADER FOR BORERIGGER

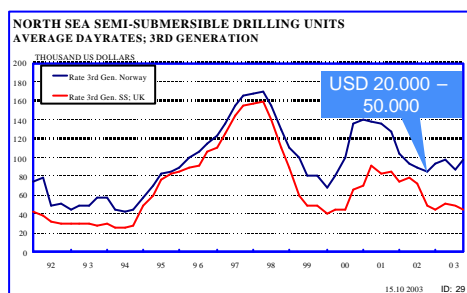
### 3.2.1 Forskjeller i riggrater mellom norsk og britisk sokkel

Kostnadene ved leie av en borerigg på norsk sokkel er generelt høyere enn for britisk sokkel og har økt mye de senere årene. Riggratene reflekterer til en hver tid tilbud og etterspørsel i begge markedene, men forskjeller i kostnadsnivå som skyldes driftskostnader eller standard på boreriggen vil over tid måtte reflekteres i ratenivået. De senere årene har dette utgjort en dagrateforskjell på mellom 20-50 000 USD for 3. generasjonsrigger (figur 14). Det er viktig å påpeke at denne statistikken inneholder rigger med stor variasjon i standard og tilstand.

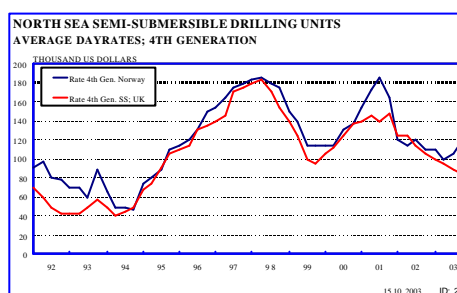
Figur 14

Sammenligning av riggrater reflekterer lavere driftskostnader i Storbritannia

3. generasjonsrigger



4. generasjonsrigger



- Rateforskjell for 3. Generasjonsrigger mellom Norge og Storbritannia reflekterer forskjell i årsverk-kostnader
- Små forskjeller for 4. generasjonsrigger skyldes få rigger som opererer på begge sokler med delvis norsk mannskap

Kilde: Fearnley Offshore

Hovedårsaken til den store økningen i forskjellen i riggrater de senere årene er økte norske driftskostnader. Spesielt er norske personellkostnader høyere.<sup>8</sup> Dette medfører at de samlede forskjellene i driftskostnader relatert til personell for en borerigg i dag utgjør i størrelsesorden USD 30 000 pr. dag for en typisk 3. eller 4. generasjonsrigg (figur 15). Ettersom kostnader for personell utgjør ca. to tredjedeler av driftskostnadene vil slike forskjeller måtte reflekteres i økte rater når en rigg flytter seg fra britisk til norsk sokkel.

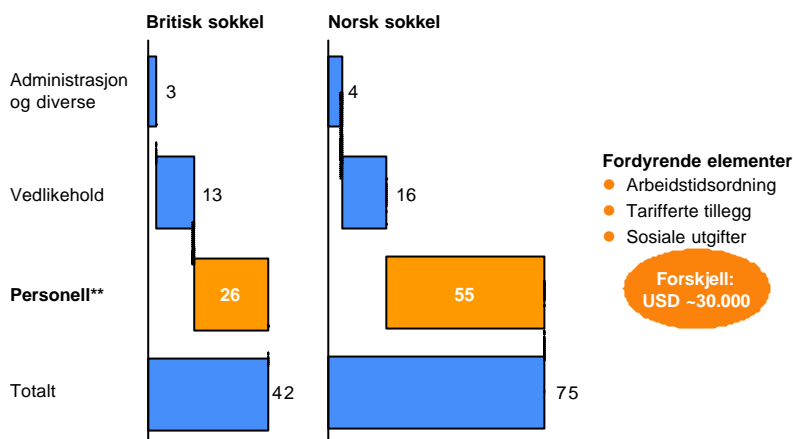
For 4. generasjonsrigger er rateforskjellen betydelig mindre. Dette skyldes det lave antall slike rigger i drift samt at de tidvis opererer på britisk sokkel med delvis norsk mannskap på en blanding av norske og britiske vilkår. Ratene for disse riggene og 5. generasjonsrigger reflekterer et internasjonalt dypvannsmarked.

<sup>8</sup> Personalkostnader inkluderer lønnskostnader, sosiale utgifter, pensjon, forsikring, transport, opplæring og forpleining.

Andre elementer som kan bidra til differansen i ratenivå er forskjeller i vedlikeholdskostnader, eventuelle kostnader for å tilfredsstille norsk regelverk, operatørkrav til kapasitet og standard, bemanningsnivå og riggens alder.

Figur 15

Driftskostnader\* for borerigg er nesten dobbelt så høy på norsk sokkel  
USD tusen/dag



\* Inkluderer ikke kapitalkostnader, faste selskapskostnader og drivstoff  
\*\* Inkluderer lønn, tillegg, sosiale kostnader, pensjon, forsikringer, transport, opplæring og catering  
Kilde: Rigg-operatør

Den viktigste årsaken til forskjellen i personellkostnader er arbeidstiden som følge av ulike skiftordninger som medfører behov for ett ekstra mannskap på norsk sokkel (2-4 mot 2-2 gir 1460 timer i Norge mot 2160 timer i Storbritannia). Andre store bidrag er tarifferte tillegg og sosiale utgifter (vedlegg 5).

Forskjellene i personellkostnader forklares også med at Norge har lite differensiert avlønning mellom ulike kompetansegrupper. Lønnsnivået for personell med høy fagkompetanse og ledere er lavere i Norge, mens det derimot er høyere lønnsnivå for personell med lavere utdanning. Eksempler (figur 16) viser at et årsverk for en boreassistent koster 100 prosent mer i Norge, og dette representerer en gjennomsnittlig forskjell. Et tilsvarende eksempel for en boredekkarbeider gir en forskjell på 133 prosent.

Kostnadsforskjellene kan grovt sett fordeles i tre like grupper:

- *Arbeidstidsordningene*, som tilsvarer de arbeidstidsordningene skiftarbeidere på land i Norge har, krever ekstra mannskap og utgjør ca. en tredjedel
- *Tarifferte tillegg og reisekostnader* på norsk sokkel utgjør ca. en tredjedel og tilsvarer tillegg for andre i offshoreindustrien. Reisekostnadene for mannskap bosatt i Norge er betydelig høyere og dekkes av arbeidsgiver. Dette skyldes bosettingsmønsteret som blant annet gjenspeiler distriktspolitiske hensyn. Det er vanlig i norsk arbeidsliv at arbeidsgiver betaler reisen når en ansatt sendes på oppdrag til ulike steder som bestemmes av arbeidsgiver. Britisk mannskap bor i større grad lokalt, og selskapene dekker bare en del av de påløpte reiseutgiftene. Andre forskjeller er lovpålagte kurs i Norge som kompenseres

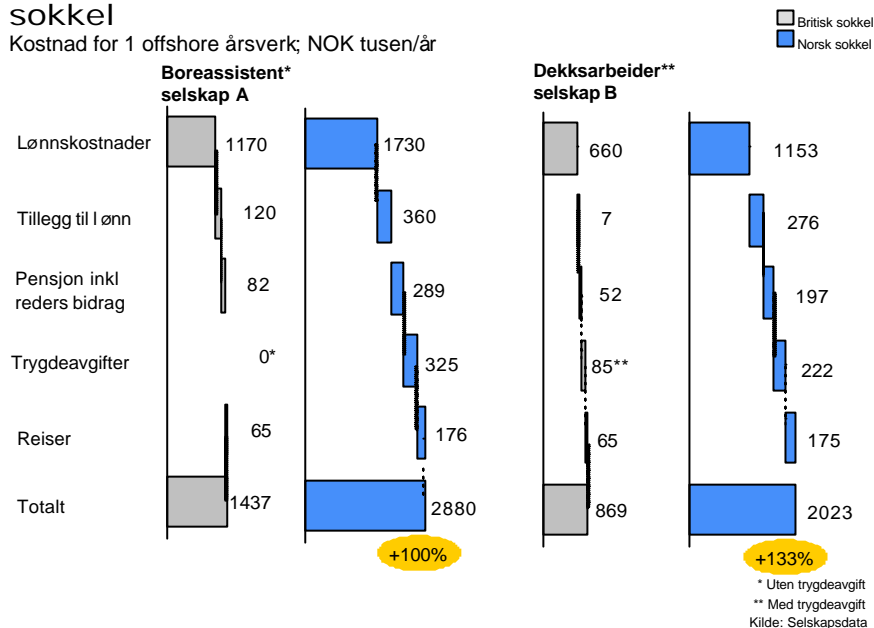
med overtidsgodtgjørelse samt reise og opphold. Norsk sykkelønsordning er også dyrere.

- *Trygdeavgifter, pensjonskostnader og forsikringer* utgjør ca. en tredjedel. Norge har høye kostnader på dette området. Forskjellene blir ytterligere påvirket av at boreselskaper i Storbritannia ansetter personellet i såkalte ”offshore” selskaper (for eksempel Isle of Man) og dermed unngår britiske trygdeavgifter. Eksemplene er med og uten trygdeavgifter.

Figur 16

### Borepersonell koster over det doble på norsk sokkel

Kostnad for 1 offshore årsverk; NOK tusen/år



Boring fra faste installasjoner i Norge har i prinsippet de samme kostnadsutfordringene som boring fra en flyttbar borerigg. Dette skyldes at boremannskap i Norge generelt sett har samme rotasjonsordninger som det faste driftspersonellet på plattformene. I Storbritannia derimot har ansatte i boreselskaper samme rotasjonsordning på både faste installasjoner og borerigger, det vil si forskjellig fra det faste driftspersonellet.

### 3.2.2 Utviklingstrekk for driftskostnader

Riggmarkedsrapporten<sup>9</sup> fra 1999 analyserte kostnadsgapet mellom norsk og britisk sektor og konkluderte med følgende årsaksfordeling: en tredjedel investeringer knyttet til myndighetskrav, en tredjedel investeringer knyttet til operatørens krav og en tredjedel driftskostnader relatert til mannskap for et års drift. Denne fordelingen har i perioden siden 1999 forandret seg vesentlig på grunn av økte driftskostnader.

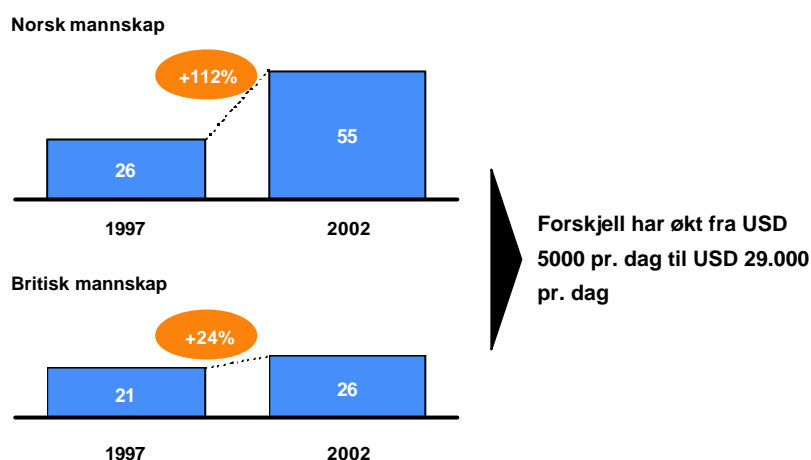
Beregninger utført av Fearnley Offshore viser at gjennomsnittlige personellkostnader økte med 112 prosent i Norge mot 24 prosent i Storbritannia (figur 17) i perioden 1997 til 2002. Forskjellen utgjorde ca. USD 30 000 pr. dag i 2002.

<sup>9</sup> Riggmarkedsrapporten 1999: Report on Incremental Cost for MODU's on the NCS, OLF/OD.

Figur 17

## Utvikling av personellkostnader for rigger fra 1997 til 2002

USD pr. dag



Kilde: Fearnley Offshore

Økningen i personellkostnader henger sammen med lønnsøkninger, fjerning av sjømannskattordning for riggsatte, endring i pensjonsordninger til å være på linje med landansattes ordninger og innføring av den 5. ferieuken.

### 3.2.3 Petroleumsaktivitet medfører høyere kostnader

Utviklingen på norsk sokkel går i økende grad fra utbygginger basert på bunnfaste plattformer til flytere og flere undervannsinstallasjoner. Dette gir et økende behov for fartøyer som kan bore og vedlikeholde brønner for disse installasjonene. Slike operasjoner er kostbare fordi det krever leie av borerigg for kortere perioder.

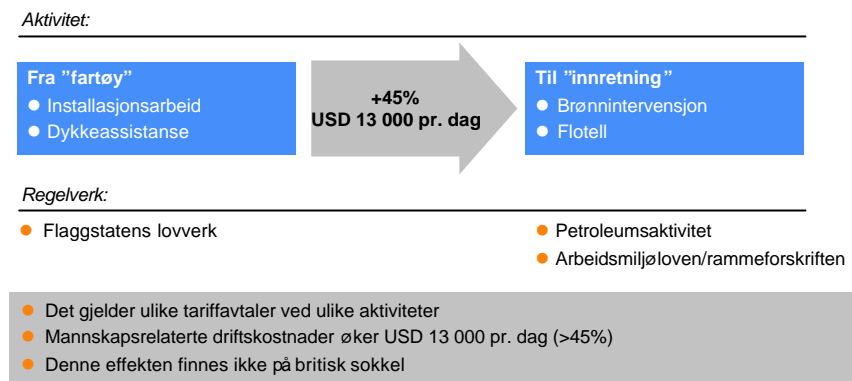
Industrien arbeider med å finne rimeligere løsninger i form av teknologi og billigere fartøy til vedlikehold av brønner. Denne utviklingen hemmes ved at alternative fartøy som i utgangspunktet kan være rimelige å drifte pålegges aktivitetsavhengige og særnorske kostnader.

Et fartøy som installerer en bunnramme på et felt vil på samme posisjon, men i et senere oppdrag for brønnvedlikehold pålegges en tilnærmet 50 prosent økning i mannskapskostnadene. Dette skyldes at den siste aktiviteten er definert som Petroleumsaktivitet som det er knyttet særskilte tariffavtaler til på norsk sokkel (figur 18). For et tilsvarende fartøy på britisk sokkel skiller det ikke mellom installasjons- og petroleumsvirksomhet i det de alltid opererer under reders lønns- og arbeidsvilkår. Når fartøyet utfører et installasjonsoppdrag på norsk sokkel opererer det under flaggstatens regelverk med reders lønns- og arbeidstidsordninger, mens det for petroleumsaktivitet kreves lønns- og arbeidstidsordninger på lik linje med det som gjelder for faste installasjoner.

Figur 18

## Betydelige kostnadsøkninger for samme fartøy på grunn av norsk regelverk og tariffavtaler

Case: Regalia – samme fartøy med samme mannskap, men annen aktivitet



Kilde: Prosafe

### 3.3 KOSTNADER FOR REGELVERKTILPASNINGER

Forskjeller i myndighetskrav på norsk og britisk sokkel har medført vesentlige oppgraderingskostnader for rigger som ikke har operert i Norge tidligere. Slike kostnader ble i 1999 beregnet til gjennomsnittlig NOK 90 millioner<sup>10</sup> pr. borerigg (figur 19). I tillegg har operatørene gjerne hatt egne krav eller ulike fortolkninger av myndighetskrav som også har vært kostnadsdrivende.

Det har skjedd en tilnærming av regelverk mellom soklene de senere årene, og de vesentligste forskjellene mellom norsk og britisk sokkel i dag er krav til mekanisert boreutstyr og arbeidsmiljø. Regelverkstilnærmingen antas å redusere omfanget av oppgraderinger sammenlignet med riggmærkedtsrapportens beregninger. I tillegg er det etablert en godkjenningssprosess, såkalt samsvarsuttalelse (SUT) for effektivisering av godkjenning i henhold til norsk regelverk. Denne prosessen har overført ansvaret for godkjenningssprosessen fra operatøren til riggeieren, og kan bidra til færre ulike tolkninger og dermed lavere kostnader. Effekten av regelverkstilnærmingen er ennå i begrenset grad demonstrert og vil også være funksjon av hvordan, og i hvilket tempo praktiseringen av tilnærmingen skjer på britisk og norsk sokkel, samt de ulike aktørers fortolkning av regelverket.

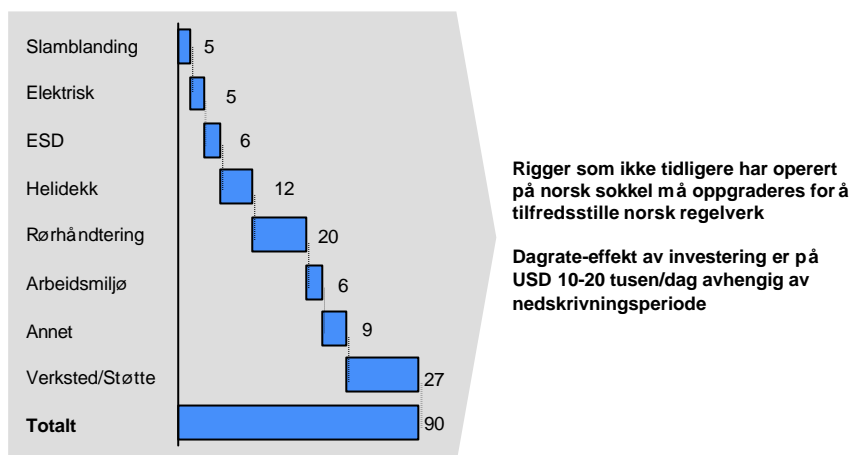
Det finnes flere standard 3. generasjonsrigger på britisk sokkel som kan oppgraderes til bruk på norsk sokkel<sup>11</sup>, men kostnadene for dette vil variere fra enhet til enhet. Flere av riggene ble bygget for drift på norsk sokkel og har tidligere operert her.

<sup>10</sup> Riggmarkedsrapporten 1999 beregnet gjennomsnittsinvesteringer for ca. 20 borerigger som opererte på norsk sokkel.

<sup>11</sup> Kilde: Fearnley Offshore

Figur 19

Oppgraderinger knyttet til HMS-regelverk kan medføre investeringer på NOK 90 millioner for en borerigg ved flytting til norsk sokkel



Kilde: OD/OLF's Riggmarkedsrapport, 1999

På grunn av nedgangen i aktiviteten de senere årene har det vært gjort få oppgraderinger av 3. generasjonsrigger som direkte konsekvens av flytting fra britisk til norsk sokkel. Smedvig har de senere årene kvalifisert to 3. og en 4. generasjonsrigger for SUT til en gjennomsnittlig kostnad på NOK 30 millioner som konsekvens av regelverkstilpasninger. Det finnes for tiden én 3. generasjonsrigg, Stena Dee, som kommer fra britisk sokkel og foretar en slik oppgradering. Denne riggen har flere ganger tidligere operert på norsk sokkel og har britisk Safety Case. Kostnadene for regelverkstilpasninger er ifølge rederens fortolkning beregnet til rundt NOK 100 millioner (vedlegg 5). I tillegg gjøres det endringer som konsekvens av operatørkrav. Dette viser at det kan være store variasjoner i oppgraderingskostnader for rigger som velger norsk sokkel og anskaffelse av SUT.

Britisk regelverk har også krav som medfører særskilte kostnader for å kvalifisere en borerigg for operasjon på britisk sokkel. Smedvig har de senere årene flyttet flere rigger fra Norge til Storbritannia, og kostnadene ved å etablere britisk Safety Case har vært i størrelsesorden NOK 10 millioner på tross av norsk SUT.

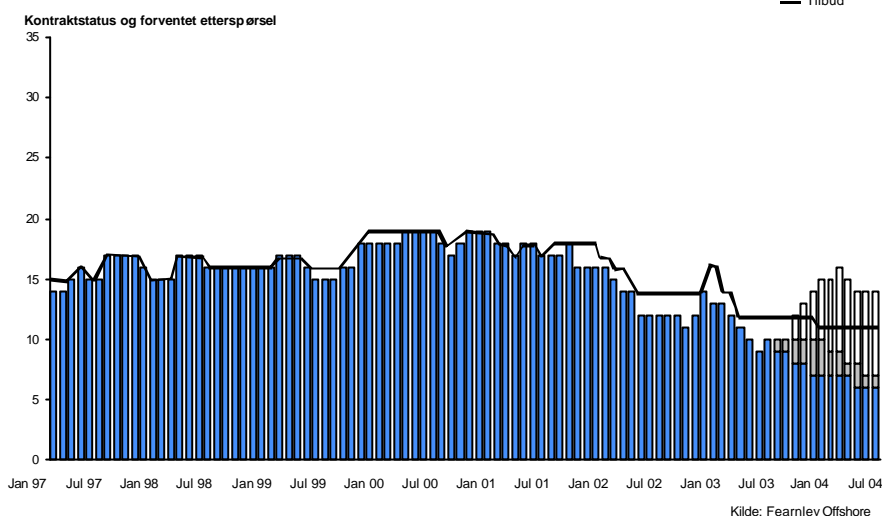
Så lenge dagens markedssituasjon forblir preget av kortsiktige oppdrag og liten kontinuitet, vil oppgraderingskostnader utgjøre en terskel for å søke oppdrag på norsk sokkel. Sammen med andre kostnadsdrivende krav bidrar dette til lavere tilgjengelighet på rigger og dårligere konkurranse i Norge.

### 3.4 MARKEDSSITUASJONEN FOR RIGGER I NORDSJØEN

En oversikt fra Fearnley Offshore (figur 20 og 21) viser at det forventes underdekning av rigger på norsk sokkel, mens britisk sokkel har en betydelig overkapasitet. Utfordringen for norsk sokkel er å kunne benytte denne kapasiteten på en kostnadseffektiv måte.

Figur 20

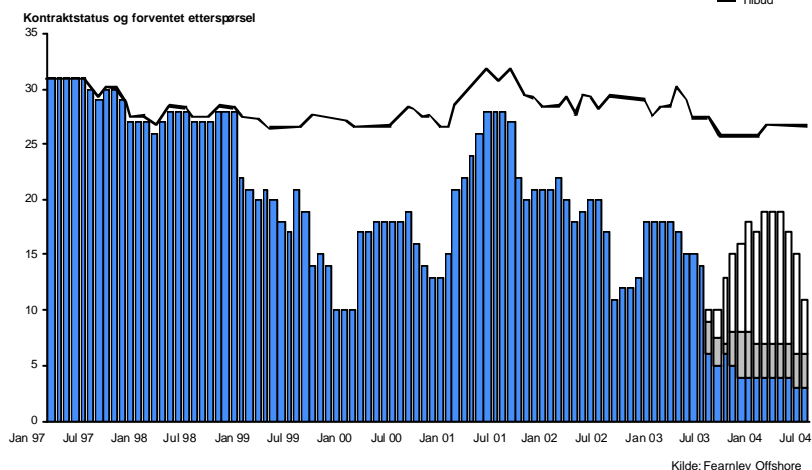
### Markedsutvikling på norsk sokkel Flytere 1997–2004



Nedgangen i aktiviteten for rigger de senere år (flytere fra 19 i 2000 til 8 i 2003) i kombinasjon med økningen av antall rigger som har samsvarsuttalelse (12)<sup>12</sup>, eller er i en slik prosess (9)<sup>13</sup>, burde indikere at det er tilstrekkelig tilgjengelighet og konkurranse blant rigger i det norske markedet. Dette synes imidlertid ikke å være tilfelle. Riggene som ikke lenger er på kontrakt på norsk sokkel opererer i dag enten i fjernere farvann, er gått i opplag eller er uønsket av operatørselskapene på grunn av riggens alder og tilstand. Operatørens terskel for å ta en rigg fra opplag med nytt

Figur 21

### Markedsutvikling på britisk sokkel Flytere 1997–2004



<sup>12</sup> Kilde: Oljedirektoratet. Inkluderer både flytere og oppjekkable rigger.

<sup>13</sup> Prosessen med samsvarsuttalelse kan være tidkrevende. Mange gjør nødvendige forberedelser, men venter med investeringer.

mannskap er høy og gjerne begrunnet i mannskapsmessige forhold med risiko for dårlig produktivitet og redusert sikkerhet.

På norsk sokkel er det i dag ca. 6 stykker 3. generasjonsrigger i aktivitet og på britisk sokkel ca. 13. Det totale antall 4. generasjonsrigger er 7 i Nordsjøen. Illustrasjonene i figur 20 og 21 viser markedsaktiviteten for flytere, og det er i tillegg noen få oppjekkable borerigger. Av flyteriggene på britisk sokkel er det anslagsvis 4 stykk 3. generasjonsrigger som kan være aktuelle kandidater for oppgradering til bruk på norsk sokkel og et par 4. generasjonsrigger. Noen av disse søker SUT (se vedlegg 5).

## **3.5 BRØNNKOSTNADER**

### **3.5.1 Effekt på brønnekostnad av lavere riggrater**

Kostnader for rigg og boretjenester på et britisk nivå vil kunne redusere brønnekostnadene med 30 til 40 prosent. Reduserte brønnekostnader vil gi et bedre grunnlag for økt leteboring, redusere terskelen for vedlikehold av brønner for å øke utvinningen og gjøre det mer attraktivt å bore marginale prospekter. To eksempler illustrerer hvordan lavere riggrater og kostnader for tjenester kan bidra til reduserte brønnekostnader.

- Det ble i 2003 boret 20 letebrønner<sup>14</sup> for en kostnad på NOK 3,0 milliarder (inkludert transportkostnader), gjennomsnittlig NOK 150 millioner pr. brønn. Riggratene på norsk sokkel for 3. generasjonsrigger har ligget 50-100 prosent høyere enn britisk sokkel de senere årene. Med en halvert riggrate (britisk 3. generasjonsnivå) ville en gjennomsnittlig norsk letebrønn bli over 20 prosent billigere. En slik besparelse tilsvarer NOK 600 millioner og representerer verdien av 4 letebrønner i 2003. Ytterligere reduksjoner i brønnekostnader som konsekvens av et lavere kostnadsnivå for tjenester (britiske er rundt 60 prosent av det norske) øker besparelsen til over 35 prosent, det vil si totalt over NOK 1 milliard.
- Utbygging av satellittfelt til eksisterende infrastruktur er viktig for å utnytte ledig produksjonskapasitet. Slike felt har lave utvinnbare reserver og er en utfordring å gjøre lønnsomme. For slike felt utgjør boring av brønner gjerne 50 prosent av investeringen, mens rørledninger og undervannsinstallasjoner samt modifikasjoner utgjør henholdsvis 40 og 10 prosent. Gitt lavere rater for en borerigg ville et typisk utbyggingsprosjekt på NOK 1,5 milliarder erfare en 20 prosent reduksjon i brønnekostnadene. Dette tilsvarer NOK 150 millioner eller 10 prosent av totalinvesteringen. Lavere kostnader for brønntjenester ville kunne øke dette til NOK 260 millioner, tilsvarende 15-20 prosent av investeringene. Til sammen kan dette være avgjørende for en prosjektrealisering.

---

<sup>14</sup> OD's Brønndatabase IGLI

### 3.5.2 Sammenligning av brønnekostnader i Norge og Storbritannia

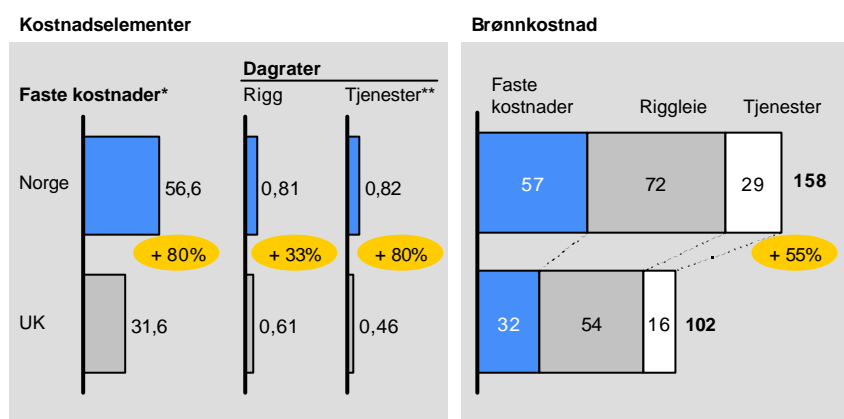
Et operatørselskap har nylig foretatt en sammenligning mellom to relativt like boringer utført med oppjekkbar plattform på britisk og norsk sokkel og påvist stor forskjell i kostnadene. De faste kostnadene knyttet til brønnen viste seg å være 80 prosent høyere i Norge, mens de variable kostnadene, som leie av borerigg og summen av dagrater for diverse tjenester, viste en kostnadsforskjell på henholdsvis 33 og 80 prosent.

For å illustrere hvilken effekt disse forskjellene kan gi på totalkostnadene for en brønn er det lagt til grunn en varighet på 90 dager for leie av borerigg og leie av tjenester utgjør 40 prosent av denne tiden. Resultatet blir en 55 prosent dyrere brønn i Norge (figur 22).

Figur 22

#### Vesentlig høyere kostnader for en brønn i Norge NOK millioner

Sammenligning gjort av samme operatør for en HP/HT brønn på norsk og britisk sokkel



\* Lokasjonskostnader, borevæske, sement, mud, retningsboring og elektrisk logging  
\*\* Tjenester utgjør summen av dagrater for sementering, logging, inspeksjon og transport (ikke vektet for faktisk forbruk)  
Kilde: ConocoPhillips

Eksemplet illustrerer forskjeller i kostnader mellom britisk og norsk sokkel som operatøren jobber med å finne løsninger på. Operatøren mener at noen områder som bidrar til denne forskjellen kan være:

- *Norsk rotasjonsordning*: Kostnadseffekten av norske lønns- og arbeidstidsordninger
- *Erfaringsgap*: Grunnet den norske rotasjonsordningen (2-4 mot 2-2) begrenses mannskapets erfaringsoppbygging og erfaringsoverføring. Norske boremannskap vil generelt få mindre erfaring over tid. Dette fører til lavere kvalitet og evne til å ta beslutninger og øker kostnadene
- *Mindre kontinuitet*: Et tredje mannskap kan føre til dårligere kommunikasjon som igjen reduserer effektiviteten og gir høyere kostnader

- *Kontraktstrategier og leverandørstyring*: Disse bør i større grad være ytelsesorientert, ha mindre fokus på enhetskostnader og mer fokus på totalverdien av tjenesten
- *Begrenset leverandørmarked*: Større grad av totalkontrakter begrenser antall leverandører og kontraktører i Norge og kan på noen områder drive opp kostnadene
- *Kostnyttevurderinger av datainnsamlinger*: Datainnsamling og komplettering-beslutninger er kostbare og i mindre grad basert på kostnyttevurderinger

### 3.5.3 Dyrere boretjenester

Tjenester inkluderer aktiviteter som for kortere perioder foregår ute på plattformen i forbindelse med boring og brønnarbeid, eksempelvis logging, inspeksjon, geologi og sertifisering.

Kostnadene ved bruk av slike tjenester utgjør en stor andel av totalkostnadene for en brønn (30-40 prosent) og er vesentlig høyere i Norge enn i Storbritannia. Som illustrert i eksemplet i figur 23 er slike tjenester i dette tilfellet over 80 prosent dyrere i Norge. Dette er basert på en summering av dagratene og representerer ikke den sanne kostnadsforskjellen mellom soklene.

Hovedårsaken til kostnadsforskjellene er ulike arbeidstidsordninger som fører til høyere bemanning i selskaper på norsk sokkel. Norske arbeidstidsordninger er tilpasset timeverket for skiftarbeidere i land, mens det på britisk sektor jobbes vesentlig flere timer. Denne forskjellen gjør at antall arbeidsdager i et standard årsverk er 132 i Norge (2-3/2-4) mot 180 i Storbritannia. I tillegg medfører kombinasjonen av såkalte disponibelplaner og 1/3 regelen at utnyttelsesgraden av et norsk årsverk er vesentlig lavere i Norge enn i Storbritannia.

Ordningen med disponibelplaner innebærer at man har en periode på maksimum 5 uker hvor man står til arbeidsgivers disposisjon, etterfulgt av en friperiode på minimum 3 uker. Pålagt arbeid i friperioden skal kompenseres med overtidsgodtgjørelse. 1/3-regelen krever at hvis en ansatt har vært 3 dager offshore så skal han være 1 dag i land før en eventuell ny tur dersom ikke vedkommende er i transitt for nytt oppdrag på sokkelen. Eksempelvis kan en serviceingeniør på britisk sokkel fortløpende ta flere oppdrag på forskjellige installasjoner, mens den norske kollegaen holdes på land og erstattes av en annen. Andre elementer som kan bidra til lav utnyttelsesgrad av et årsverk i Norge er mangelfull planlegging av virksomheten og varierende tilgjengelighet på helikoptertransport.

## 4 Drift og vedlikehold

Drift og vedlikehold omfatter de daglige aktiviteter og arbeidsoppgaver som utføres for å sikre planlagt produksjon til ønsket kvalitet på plattformen. Prosjektarbeid er ikke inkludert. Norsk sokkel har rundt 10 prosent høyere drift og vedlikeholdskostnader sammenlignet med britisk sokkel. Dette skyldes primært forskjeller i årsverkkostnader.

Interne sammenligninger på norsk sokkel viser at det kan være så mye som 70 prosents kostnadsforskjell mellom ulike plattformer. Den store forskjellen er blant annet knyttet til effektivitet på plattformen, organisering samt arbeidsprosesser som styrer virksomheten på plattformen. Forskjellen utgjør NOK 3,8 milliarder hvis en antar at alle norske plattformer hadde tilsvarende kostnadsnivå som de 25 prosent beste plattformene på norsk og britisk sokkel. Dette tilsvarer rundt 30 prosent av de totale kostnadene for drift og vedlikehold av plattformer (NOK 15 milliarder).

### 4.1 PRIORITERING AV KOSTNADER

Drift og vedlikeholdskostnadene er på NOK 15,3 milliarder, og representerer omlag 12 prosent av de totale lisenskostnadene. Kostnader knyttet til drift og vedlikehold kan brytes ned i drift (NOK 5,8 milliarder), vedlikehold på plattform (NOK 6,9 milliarder), service (NOK 2,3 milliarder) og subsevedlikehold (NOK 0,3 milliarder).

### 4.2 KOSTNADSUTVIKLING PÅ NORSK SOKKEL

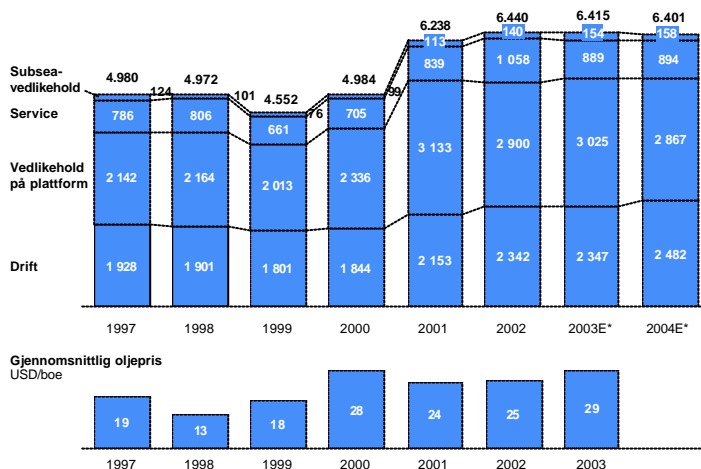
Kostnader for drift og vedlikehold av plattformer har i perioden 1997 til 2002 økt med en gjennomsnittlig årlig rate på 5,3 prosent (figur 23). Tallene er basert på felt som har vært i drift og deltatt i McKinsey-benchmarkingen i hele perioden. Utviklingen er beregnet for et utvalg av plattformer i drift. I 2002 utgjør produksjonene fra disse plattformene 55 prosent av den totale produksjonen på norsk sokkel. Sammenlignet med andre undersøkelser viser dette utvalget et representativt bilde. Operatørens innrapportering til revidert nasjonalbudsjett viser at den årlige veksten i drift- og vedlikeholdskostnadene (eksklusive tariffier og CO<sub>2</sub>-avgifter) i samme periode også har vært rundt 4 prosent.

Kostnadsutviklingen har imidlertid ikke vært jevn over hele perioden. I 1999 sank kostnadene, mens de i 2000 var tilbake på 1998-nivå, for så å øke kraftig til 2001. Dette kan delvis forklares ved de lave oljeprisene i 1998 og 1999 som førte til at en del av det ikke-kritiske vedlikeholdsarbeidet ble utsatt. Dette etterslepet ble tatt igjen i 2001 når oljeprisen var tilbake på et høyere nivå. I tillegg økte lønns- og varekostnadene i 2001.

Figur 23

Drift- og vedlikeholdskostnader knyttet til plattform har økt med 5,3% pr. år i perioden 1997–2002

NOK millioner; vist for norske felt som er med i hele perioden



\* På de feltene der det ikke foreligger estimater antas det at de følger regionens utvikling  
Kilde: McKinsey; team-analyse

### 4.3 SAMMENLIGNINGER AV KOSTNADSNIVÅET MOT BRITISK SOKKEL

Sammenligningene av nivået på drift- og vedlikeholdskostnader for plattformer baserer seg på to ulike analyser fra Aker Kværner Operations og McKinsey & Company (figur 24). I disse analysene er det justert for strukturelle forskjeller mellom plattformer, som for eksempel størrelse, alder og antall brønner. Det er imidlertid ikke justert for ulike rotasjonsordninger eller arbeidsgiveravgift. Funnene fra analysene indikerer:

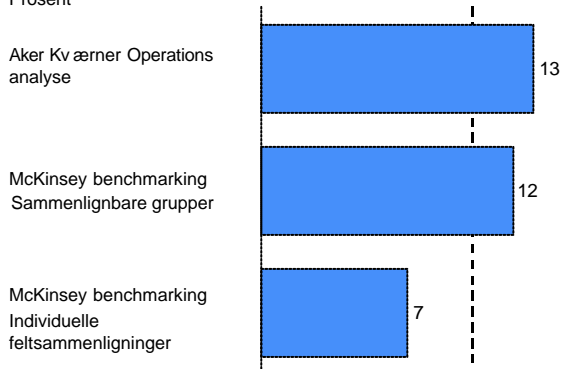
- Kostnader for drift og vedlikehold på plattformer på norsk sokkel er rundt 10 prosent høyere enn på britisk sokkel for sammenlignbare plattformer
- Differansen i sammenlignbare drift- og vedlikeholdskostnader mellom felt på

Figur 24

Norsk sokkel har rundt 10 prosent høyere drift- og vedlikeholdskostnader enn britisk sokkel

Forskjell i drift- og vedlikeholdskostnader på norsk og britisk sokkel for sammenlignbare felt

Prosent



Gjennomsnitt: 10 prosent

Kilde: Aker Kværner Operations; McKinsey; team-analyse

norsk sokkel er så mye som opptil 70 prosent

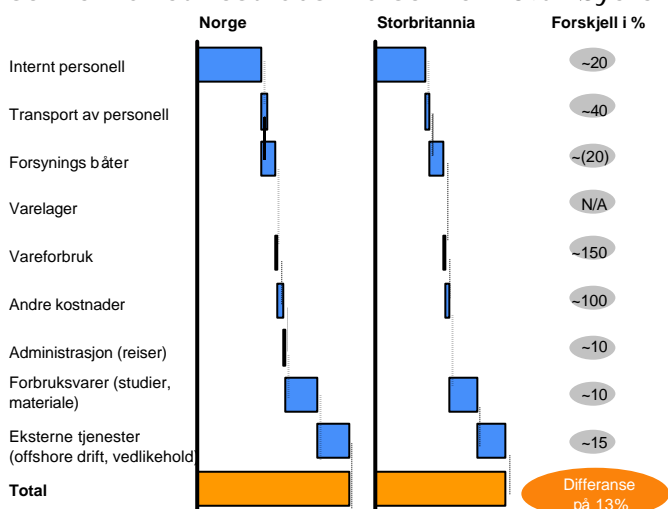
Forskjellene i figur 24 er for totale drift- og vedlikeholdskostnader for sammenlignbare plattformer på britisk og norsk sokkel. Dette gir et bedre bilde av kostnadsnivået på soklene enn porteføljens produksjonsenhetskostnader i kapittel 2.1.2 som påvirkes av norsk sokkels færre og større felt.

### 4.3.1 Case-studie av Aker Kværner Operations

Aker Kværner Operations har gjennomført en sammenligning av kostnadsnivået på norsk og britisk side ved å ta utgangspunkt i en definert representativ plattform i Nordsjøen (figur 25). Den befinner seg i haleproduksjon og er ca. 15 år gammel. Analysen omfatter en komplett organisasjon knyttet til denne plattformen med antall posisjoner og årsverk, arbeidsmengde, rotasjonsordninger og drift og vedlikeholdsmengde. Resultatene er beregnet ved å bruke Aker Kværners modell for totale drift- og vedlikeholdskostnader inklusive logistikk og landstøtte og administrasjon med henholdsvis norske og britiske kostnadsdata.

Figur 25

Studie gjort av Aker Kværner Operations indikerer at norsk sokkel har et kostnadsnivå som er 13% høyere enn UK sokkel\*



\* Analysene er gjort basert på en tenkt typisk Nordsjø-installasjon i haleproduksjon med klart definerte arbeidsoppgaver. Modellen er basert på de totale kostnadene i forbindelse med produksjonen på plattform, inklusive drift og vedlikehold, logistikk og landstøtte  
Kilde: Aker Kværner Operations

Totalt sett viser analysen at kostnadsnivået i Norge er 13 prosent høyere enn i Storbritannia for en slik plattform. Forskjellen drives hovedsakelig av personellkostnader. Forbruksvarer, kjemikalier og logistiktjenester har tilnærmet samme kostnadsnivå i begge land. Spesialisttjenester/studier, landstøttefunksjoner og ledelse er dyrere i Storbritannia, mens forpleining og vedlikeholdstjenester (sveising, mekanisk, etc.) er billigere i Storbritannia.

### 4.3.2 Analyser basert på McKinsey-benchmarking

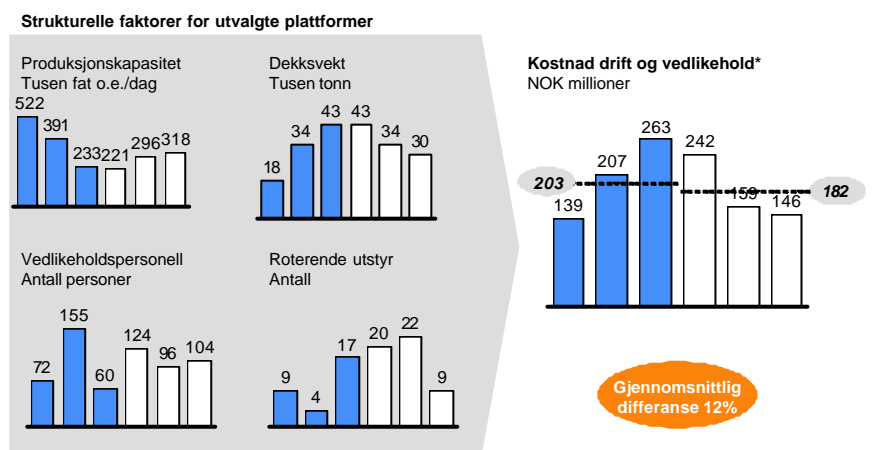
To analyser basert på McKinsey & Companys benchmarking indikerer at kostnadsgapet for plattform drift og vedlikehold mellom Norge og Storbritannia er henholdsvis 7 og 12 prosent.

#### Analyse av sammenlignbare grupper

Basert på databasen er kostnadsnivået sammenlignet for et utvalg av britiske og norske plattformer som er direkte sammenlignbare (figur 26). Tre britiske og tre norske plattformer som er sammenlignbare med hensyn til blant annet hvor i produksjonssyklusen de befinner seg, produksjonskapasitet, top-side vekt, antall vedlikeholdspersonell og antall roterende utstyr på plattformen inngår i analysen. Analysen justerer ikke for strukturelle forhold siden plattformene som er valgt ut er sammenlignbare. Siden formålet er å sammenligne det totale kostnadsnivået er det heller ikke justert for ulike skiftordninger.

Figur 26

Sammenligninger av drift og vedlikeholdskostnader for sammenlignbare grupper i McKinsey-benchmarking



\* McKinseys drift og vedlikeholdskostnader referer til kostnader som oppstår på plattform til eksportpunktet for kontinuerlige aktiviteter, dvs. at modifikasjonsarbeid, tariff og investeringer (for eksempel i brønnarbeidet) ikke er inkludert  
Kilde: McKinsey; team-analyse

Sammenligning av de to gruppene viser at de norske plattformkostnadene gjennomsnittlig ligger 12 prosent høyere enn de britiske.

#### Individuelle feltsammenligninger

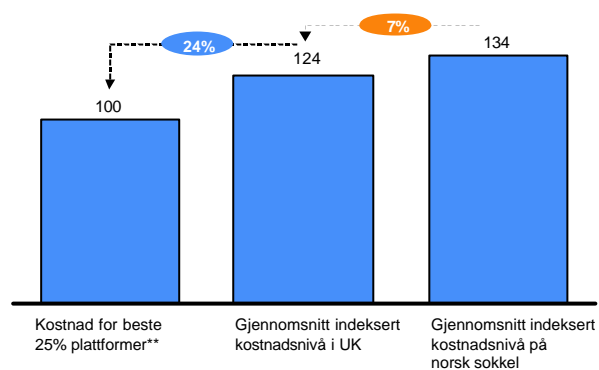
Denne analysen måler kostnadsgap mellom faktiske kostnader og teoretisk optimalt kostnadsnivå på hver enkelt plattform (figur 27). Teoretisk optimalt kostnadsnivå er definert som gjennomsnittskostnaden til de 25 prosent beste plattformene på norsk og britisk sokkel. For å gjøre resultatene sammenlignbare beregnes de teoretiske kostnadsnivåene for hver plattform justert for strukturelle forhold som alder, størrelse og antall brønner. Det blir derimot i denne analysen ikke justert for særnorske bestemmelser som blant annet ulike rotasjonsordninger og arbeidsgiveravgift.

Analysen viser at britiske plattformer kostnadmessig i gjennomsnitt ligger 24 prosent over de 25 prosent beste plattformene som er indeksert til 100. De norske plattformene ligger 34 prosent over dette nivået. Dette indikerer at kostnadene på norsk sokkel er 7 prosent høyere enn det de er på britisk side.

Figur 27

Aggregerte resultater fra McKinseys benchmarking indikerer 7% høyere kostnader på norsk sokkel Indeks

Aggregert kostnadsnivå for drifts og vedlikeholdskostnader for plattformer i Nordsjøen – ikke justert for norske forhold\*



\* Eksempelvis skiftordning og arbeidsgiveravgifter  
 \*\* Med optimum menes et modellert kostnadsnivå som tilsvarer det nivået de 25% mest effektive plattformene er på justert for kompleksitet for hver enkelt plattform  
 Kilde: McKinsey; team-analyse

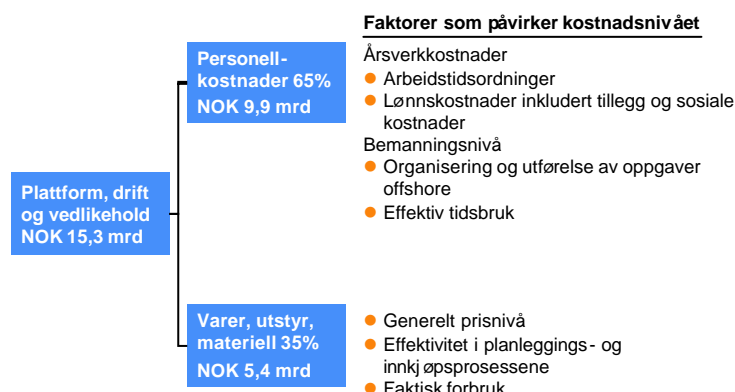
## 4.4 KOSTNADSDRIVERE FOR DRIFT OG VEDLIKEHOLD

### 4.4.1 Årsverkkostnader

65 prosent av de totale drift og vedlikeholdskostnadene på norsk sokkel er personellrelaterte (figur 28). Disse kostnadene er drevet av årsverkkostnader for offshorepersonell og bemanningsnivået på plattformen. De resterende 35 prosent av kostnadsbasen er kostnader til utstyr, materialer og forbruksvarer.

Figur 28

Personellrelaterte kostnader utgjør ca. 65% av drift- og vedlikeholdskostnader på norsk sokkel  
 NOK milliarder



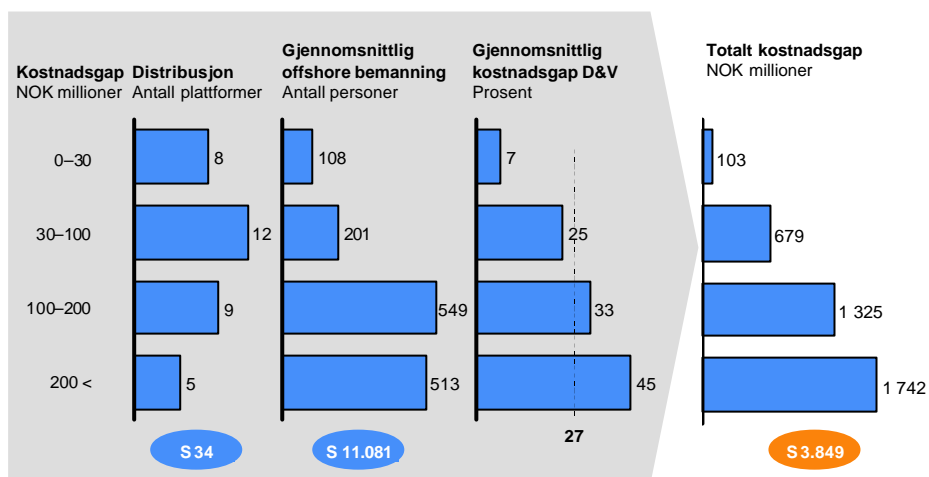


meste. Den beregnede forskjellen på norsk sokkel innenfor drift og vedlikehold utgjør NOK 3,8 milliarder og antar at alle plattformene hadde et kostnadsnivå på linje med de 25 prosent beste plattformene på norsk og britisk sokkel. Dette er rundt 30 prosent av kostnadsbasen (figur 30). Figuren viser også at 40 prosent av plattformene står for 80 prosent av kostnadsforskjellen.

Figur 30

### Sortering av plattformer etter kostnadsgap i forhold til de 25 prosent beste innen drift og vedlikehold

Drift og vedlikehold



Merk: Representerer ca. 90% av årlig produksjon på norsk sokkel  
Kilde: McKinsey; team-analyse

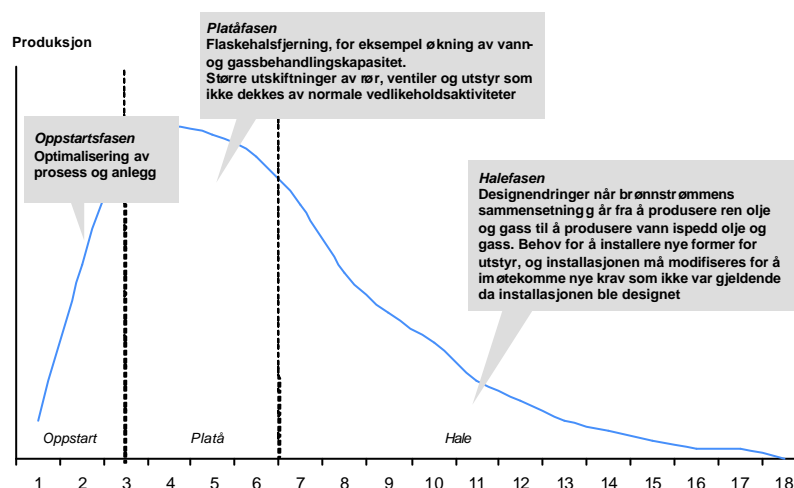
## 5 Modifikasjoner, HMS og ytre miljø

Modifikasjoner omfatter fysiske endringer på eksisterende installasjoner for å ivareta skiftende prosessbetingelser, nye funksjonelle behov og krav innen HMS samt opprettholde teknisk integritet på systemer og utstyr. Modifikasjonskostnader forventes å øke over de nærmeste årene når sokkelen modnes og øke betydningen av grundige kostnuttnevurderinger for felt i haleproduksjon for å unngå en unødvendig stor økning.

De ulike fasene av plattformens levetid har ulike karakteristika når det gjelder modifikasjoner (figur 31). Kostnader for å øke produksjon og kapasitet er viktigere i oppstarts- og platåfasen, mens kostnader knyttet til sikkerhet og teknisk integritet øker med feltets levetid.

Figur 31

Typiske modifikasjonsarbeider i en produksjonsplattformens tre livsfaser



Kilde: Statoil

Norsk sokkel har brukt betydelige ressurser innenfor HMS-området og har opplevd en positiv HMS-utvikling over de siste ti til femten årene. Imidlertid har den positive utviklingen stagnert på viktige områder som gasslekkasjer og fallende gjenstander. Sikkerhetsstatistikk fra globale operatører for 2001-02 viser at norsk sokkel ikke har lavere skadehyppighet enn på sammenlignbare sokler. Derimot har norsk sokkel under halvparten av antall dødsfall i forhold til britisk sokkel.

Kostnader knyttet til miljøavgifter og miljøinvesteringer utgjør et vesentlig kostnadselement på norsk sokkel og representerer rundt 10 prosent av sokkelens totale driftskostnader på NOK 31 milliarder.

## 5.1 VURDERING AV KOSTNADSSITUASJON

Modifikasjoner er beregnet til å utgjøre NOK 15,3 milliarder og er dermed like høyt som drift og vedlikehold på plattformene. Modifikasjonskostnader utgjør 12 prosent av det totale årlige forbruket på norsk sokkel.

88 prosent av modifikasjonskostnadene er klassifisert som investeringer og går til å øke kapasitet eller endre funksjonalitet. De resterende 12 prosent dekkes over driftsbudsjettet og går til tyngre vedlikeholdsoppgaver som utskiftninger av utstyr, rør og ventiler samt å opprettholde plattformens tekniske standard.

Planlegging utgjør rundt 5 prosent av kostnadene, mens prosjektering og bygging/ installasjon utgjør henholdsvis omlag 25 prosent og 70 prosent av kostnadene. Under planlegging og prosjektering er det primært personellressurser som inngår, og det er anslått at så mye som 40 prosent av kostnadene knyttet til installasjonsfasen også er personellrelaterte. NORSOK-prosessen viste at samordning av arbeidsprosesser mellom leverandører og mellom leverandør og operatør er av betydning for å sikre kostnadseffektiv gjennomføring av prosjektene.

## 5.2 KOSTNADSDRIVERE FOR MODIFIKASJONER

En analyse av modifikasjonskostnader fra to operatører for budsjettåret 2003 med én plattform i oppstartsfasen, to plattformer i platåfasen og tre plattformer i halefasen illustrerer de viktigste kostnadsdriverne og utviklingen over installasjonenes levetid.

Omfanget av modifikasjoner varierer mellom ulike plattformer. Plattformene som er valgt ut spanner imidlertid fra bunnfaste betongplattformer til nymoderne produksjonsskip og flytende prosesseringsinnretninger og er representative for flere norske plattformer. Eksempelet gir således et godt bilde av kostnadssituasjonen for modifikasjonsarbeid. Følgende kostnadsdriverkategorier er anvendt:

- *Økt produksjon, kapasitet og endret funksjonalitet:* Hovedsaklig prosjekter som har til hensikt å øke kapasiteten i anlegget eller endre funksjonalitet
- *Reduserte kostnader:* Modifikasjoner med hensikt å redusere driftskostnadene. Dette spanner fra utskifting av kraner til installasjon av fjernstyring
- *Sikkerhet, teknisk integritet:* Eksempler er oppgradering av brannslukningssystem, nye livbåter og utskiftning av korroderte rør. Dette er en blanding av investeringer og driftskostnader
- *Fysisk arbeidsmiljø:* Primært prosjekter for å bedre forhold knyttet til støy, lys og temperatur
- *Ytre miljø:* Primært modifikasjoner for å endre utslipp til luft og sjø, samt modifikasjoner som medfører for eksempel redusert bruk av kjemikalier
- *Annet:* Eksempelvis endring av boligkvarter, oppgradering av ferskvannssystem, utskiftning av branndører, etc.

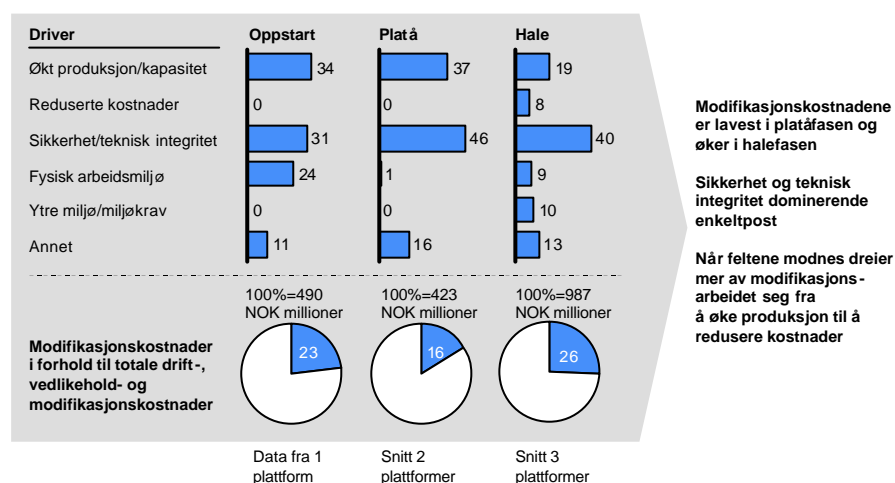
Resultatene viser at modifikasjoner utgjør rundt 25 prosent av totale drifts-, vedlikeholds- og modifikasjonskostnader når kun plattformmodifikasjoner og ikke kostnader til store modifikasjoner inkluderes (figur 32).<sup>15</sup> Modifikasjonskostnader forventes totalt sett å øke over de neste 5 til 10 årene. Spesielt for felt i haleproduksjonsfasen vil flere av de store postene innen modifikasjoner som sikkerhet og teknisk integritet, fysisk arbeidsmiljø og ytre miljø kunne øke. Dette vil øke betydningen av grundige kostnuttvurderinger med mulighet for egne vurderinger for felt i denne fasen for å unngå en unødvendig stor økning i modifikasjonskostnadene.

Modifikasjoner knyttet til *økt produksjon* ligger på et konstant nivå på i overkant av 30 prosent av plattformmodifikasjonene gjennom oppstart og platåfasen, mens de faller mot halefasen. Det er naturlig at denne aktiviteten pågår gjennom hele feltets levetid siden operasjonelle betingelser stadig endrer seg. Fokus i plattformenes første leveår går mot å maksimere produksjonen, mens fokus på *reduerte kostnader* blir mer framtrødende mot slutten av feltes levetid.

Figur 32

### Betydelige deler av modifikasjonskostnadene er knyttet til sikkerhet og teknisk integritet

Eksempel på fordeling av modifikasjonskostnader på hoveddrivere fra to operatører; prosent



Kilde: Hydro; Statoil; team-analyse

Modifikasjoner knyttet til *sikkerhet og teknisk integritet* utgjør en vesentlig del av aktiviteten og er stigende utover i feltets levetid. Dette skyldes til dels behov for oppgraderinger, for eksempel av brannvannsystemer, og til dels at det kommer bedre utstyr på markedet, for eksempel overgang fra davit-baserte livbåter til fritt-fall-livbåter.

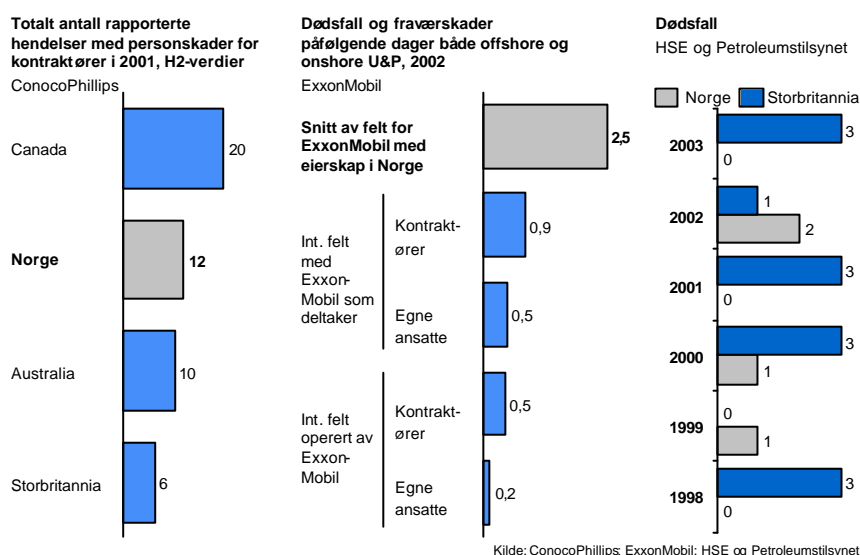
I feltenes tidlige faser er det behov for å gjøre modifikasjoner for å optimalisere *fysisk arbeidsmiljø*, da teknisk design ikke i fullstendig grad har klart å ta høyde for alle detaljer og behov. Felt i halefasen har en del aktivitet knyttet til teknisk arbeidsmiljø drevet av endrede arbeidsbetingelser på plattformene.

<sup>15</sup> Når store modifikasjonsarbeider inkluderes vil modifikasjoner utgjøre rundt 50 prosent av totale drifts, vedlikeholds- og modifikasjonskostnader. Totale modifikasjonskostnader på NOK 15,3 milliarder inkluderer store modifikasjonsprosjekter og er følgelig omtrent like stor som drift- og vedlikeholdskostnader.

Arbeidet med å forbedre resultater innen helse, miljø og sikkerhet har stått sentralt på norsk sokkel i mange år, og det brukes betydelige ressurser på dette området i form av investeringer, opplæring, holdningsskapende arbeid og måling og oppfølging av resultater.

Sammenlignet med andre sokler kan det ikke bevises at norske installasjoner har tatt ut innsatsen gjennom for eksempel lavere skadehyppighet (figur 33). Sammenlignbar statistikk fra to globale operatører viser at norsk sokkel kommer dårligere ut enn sammenlignbare sokler. Interne sammenligninger fra globale operatørselskaper er benyttet for å sikre at de samme definisjonene er anvendt, noe som er problematisk for offentlig statistikk satt sammen fra flere ulike kilder. Derimot har norsk sokkel i henhold til offisiell norsk og britisk statistikk under halvparten av antall dødsfall i forhold til britisk sokkel. En riktigere sammenligning er antall dødsfall pr. arbeidstime, men stor usikkerhet i beregninger for britiske timeantall har umuliggjort dette. Britisk sokkel har et høyere timeantall sammenlignet med norsk sokkel.

Figur 33  
Norsk sokkel har ikke lavere skadehyppighet enn sammenlignbare sokler, men færre dødsfall enn UKCS



De siste årene har det vært mye oppmerksomhet knyttet til *ytre miljø*. Dagens plattformdesign er i stor grad basert på en nullutslippsfilosofi. På eldre felt i drift er det over mange år gjort omfattende endringer på plattformene for å redusere utslipp til luft og sjø. Modifikasjoner knyttet til ytre miljø utgjør i dag en mindre del av modifikasjonsporteføljen, men forventes å øke over de neste årene i forbindelse med innføring av nullutslippskrav. Denne forventningen er ikke reflektert i figur 32 men er dekket i figur 34.

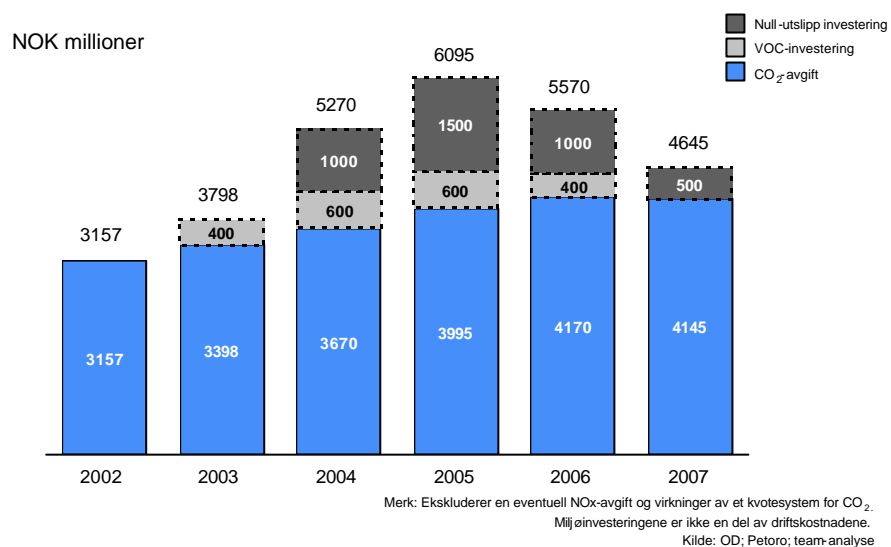
Kostnader knyttet til ytre miljø forventes å utgjøre mellom NOK 5 og 6 milliarder pr. år (figur 34). CO<sub>2</sub>-avgiften utgjør den største andelen på ca. NOK 3,5 – 4,1 mrd. pr. år. Dette tilsvarer rundt 12 prosent av de totale driftskostnadene på NOK 31 milliarder i 2004.

Kostnader for miljøutgifter og ytre miljø drives primært av myndighetskrav. Kostnadene vil øke ytterligere dersom det innføres nye avgifter, for eksempel NO<sub>x</sub>-avgift. På den andre siden kan CO<sub>2</sub>-avgiften synke hvis internasjonal kvotehandling kommer på plass.

Økte miljøkostnader utgjør en vesentlig utfordring for gamle felt som er eller er på vei inn i halefasen. I verste fall kan dette bety at feltene stenges ned før strengt tatt nødvendig.

Figur 34

CO<sub>2</sub>-avgiften på norsk sokkel utgjør ca. 12% av totale driftskostnader. I tillegg planlegges betydelige miljøinvesteringer.



## 6 Landstøtte og administrasjon

Landstøtte og administrasjon omfatter landbaserte oppgaver som utføres for lisensene i kraft av operatørrollen. Norsk sokkel har 1 prosent lavere kostnader enn britisk sokkel. Dette skyldes hovedsaklig lavere årsverkkostnader for personell med høyere utdannelse i Norge.

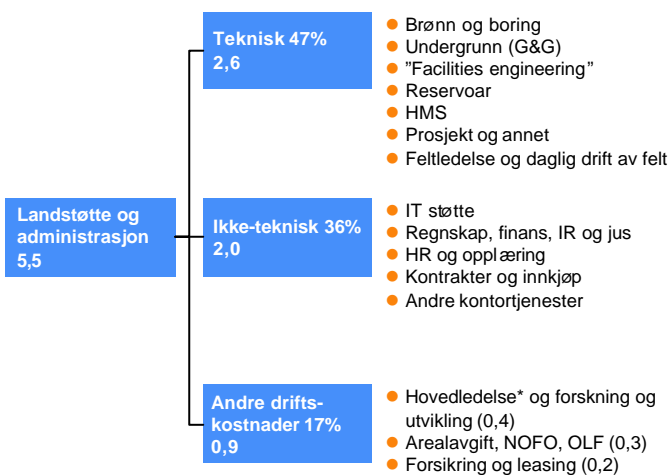
Det er imidlertid store forskjeller i kostnadseffektivitet mellom norske plattformer for landstøtte og administrasjon. Rundt 25 prosent av plattformene har en teoretisk kostnadsforskjell på NOK 30-60 millioner pr. år til de beste plattformene, mens 15 prosent av plattformene har en forskjell på over NOK 60 millioner pr. år.

### 6.1 VURDERING AV KOSTNADSSITUASJON

Kategorien inkluderer alle tekniske og ikke-tekniske støtteoppgaver som utføres på land som en del av operatørrollen. I tillegg kommer påslag belastet lisensene for operatørens hovedledelse og forskning og utvikling. Totalkostnaden for landstøtte og administrasjon for norsk sokkel er rundt NOK 5,5 milliarder for 2003 (figur 35).

Figur 35

#### Nedbrytning av landstøtte og administrasjon NOK milliarder



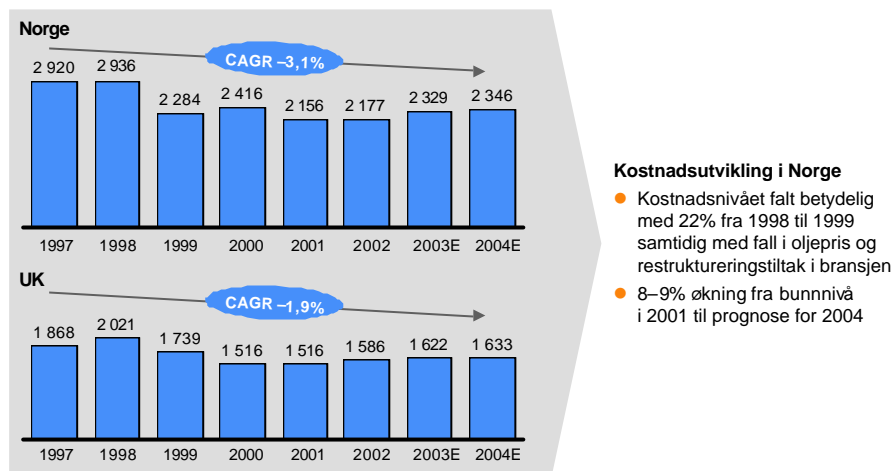
\* Inkluderer både reviderbar, såkalt 'parent company overhead', og ikke-reviderbar hovedledelse  
Kilde: Hydro; Statoil; McKinsey; team-analyse

Fordelingen på teknisk, ikke-teknisk og hovedledelse og forskning og utvikling er henholdsvis NOK 2,6 milliarder, NOK 2,0 milliarder og NOK 0,9 milliarder. Tekniske kostnader inkluderer landstøtte knyttet til boring og brønn, undergrunn, reservoar, HMS, prosjekter og feltledelse, mens ikke-tekniske kostnader inkluderer IT, regnskap og finans, HR, innkjøp og husleie.

Figur 36

## Utviklingen i landstøtte og administrasjonskostnader

NOK millioner; kun inkludert de feltene som er med i hele perioden



Merk: På de feltene der det ikke foreligger estimater antas det at de følger regionens utvikling  
Kilde: McKinsey; teamanalyse

Kostnadene innenfor landstøtte og administrasjon er blitt redusert siden 1997 og frem til 2004 både i Norge og i Storbritannia med en årlig reduksjon på henholdsvis 3 og 2 prosent (figur 36). I Norge gikk kostnadene noe opp fra 1999 til 2000. Reduksjonen fra 1998 sammenfaller med lav oljepris og store strukturelle endringer i flere driftsorganisasjoner i norsk oljeindustri.

En detaljert sammenligning av enkeltfunksjoner har ikke blitt gjennomført ettersom mer tid hadde vært nødvendig for å gjøre grundig analyse av landstøtte og administrasjonskostnadene. Kompliserende elementer er at disse fordeles dels direkte til lisensene og dels via kostnadspooler med fordelingsnøkler for å allokere kostnadene til de ulike lisensene. Kartleggingen har derfor tatt utgangspunkt i tilgjengelige data fra McKinsey-benchmarkingen.

## 6.2 KOSTNADSDRIVERE FOR LANDSTØTTE OG ADMINISTRASJON

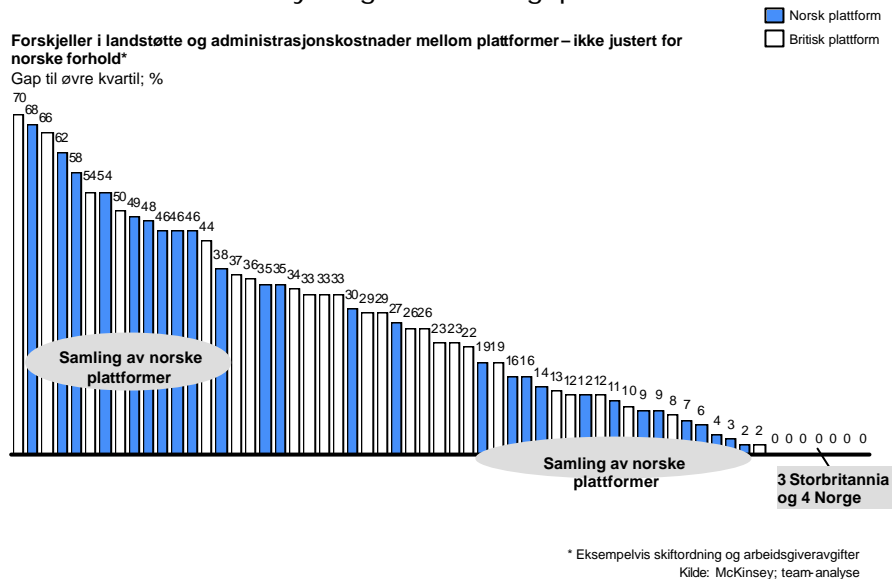
Nivået på landstøtte og administrasjonskostnadene følger til dels plattformens totale kostnadseffektivitet. I tillegg gjør stordriftsfordeler seg gjeldende. Operatører med flere plattformer har generelt et lavere kostnadsnivå. Ut over dette har ikke analyse av korrelasjoner mellom kostnadsgap for landstøtte og administrasjon og faktorer som eierandel, alder, produksjon, størrelse og andre kompleksitetsfaktorer avdekket en klar systematikk bak forskjeller i kostnadsgap mellom norske plattformer.

Analysen (figur 37) viser norske og britiske plattformer sortert etter kostnadsgap i forhold til gjennomsnittet for de 25 prosent mest kostnadseffektive plattformene. Et kostnadsgap på 0 prosent betyr at plattformen er blant de 25 prosent beste. De norske plattformene havner i to grupper. En samlet gruppe som ligger godt over og en gruppe som ligger under gjennomsnittet. Sammenlignet med Storbritannia kommer de norske

plattformene i gjennomsnitt marginalt bedre ut med 1 prosentenheter lavere gjennomsnittsgap til de 25 prosent beste plattformene.

Figur 37

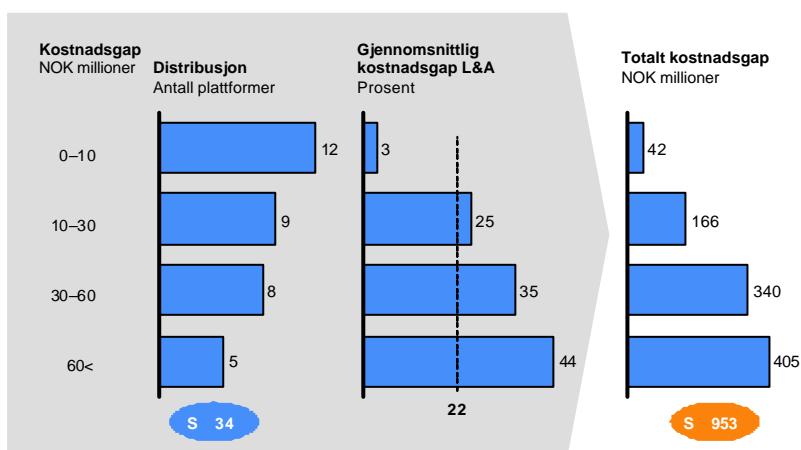
Store variasjoner i kostnadsgap for landstøtte og administrasjon mellom felt viser betydelige forbedringspotensial



I Norge utgjør landsstøtte og administrasjonskostnadene 19 prosent av kostnadene knyttet til plattformdrift, logistikk og landstøtte, mens den på britisk side utgjør 24 prosent av totale produksjonskostnader. Hovedforklaringen til at Norge kommer ut bedre enn Storbritannia skyldes at lønnskostnadene for ansatte med høyskoleutdanning er høyere i Storbritannia.

Figur 38

Sortering av plattformer etter kostnadsgap i forhold til de 25 prosent beste innen landstøtte og administrasjon  
Landstøtte og administrasjon for norske plattformer



Merk: Representerer ca. 90% av årlig produksjon på norsk sokkel  
Kilde: McKinsey; team-analyse

De store forskjellene mellom plattformer på norsk sokkel utgjør nesten NOK 1 milliard når plattformene grupperes etter differanse til kostnadsnivået til de 25 prosent beste på britisk og norsk sokkel (figur 38). Beregningen er justert for plattformens strukturelle forhold og viser hva som er teoretisk differanse for plattformene i dag. Eksempelet viser at nesten halvparten av forskjellen til de 25 prosent beste kommer fra fem plattformer.

## 7 Forsyning og logistikk

Forsyning og logistikk omfatter innkjøp og aktiviteter knyttet til base- og transportvirksomhet for gods og personer til og fra installasjoner på sokkelen. Basevirksomheten omfatter aktiviteter for utsendelse og mottak av materiell til og fra faste og flytende installasjoner. Kostnadskartleggingen har fokusert på tilveiebringelse av gods og har ikke analysert helikoptertransport av personell eller veitransport mellom baser.

Sammenligninger viser at logistikk- og forsyningskostnader på norsk sokkel ligger på samme nivå eller noe lavere enn på britisk sokkel.

For mange felt på sokkelen kan kostnadene forbundet med forsyningsskip reduseres med rundt 20 prosent eller NOK 300 millioner gjennom bedre kapasitetsutnyttelse av forsyningsbåter med utgangspunkt i dagens basestruktur. Ytterligere reduksjoner er mulig ved å myke opp eksisterende konsesjonspålagte basestruktur.

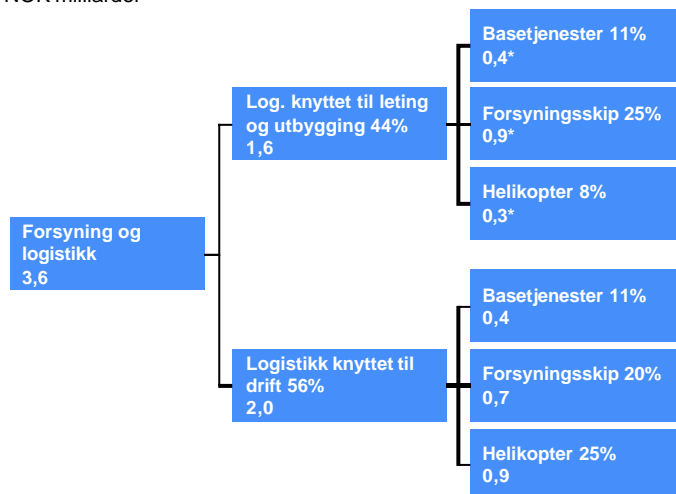
Statoil vil videreføre arbeidet innen logistikk og forsyning med rapportering til Topplederforum 1. juni 2004.

### 7.1 VURDERING AV KOSTNADSSITUASJON

Logistikk og forsyningskostnadene for 2003 er estimert til totalt NOK 3,6 milliarder (figur 39). Rundt 55 prosent av kostnaden relaterer seg til plattformdrift, mens lete- og produksjonsboring utgjør rundt 45 prosent av de totale logistikk-kostnadene. Fordelingen varierer fra år til år og fra selskap til selskap. De fleste logistikk-tjenester, tjenester for forsynings- og beredskapsskip og base-til-base transport på norsk sokkel

Figur 39

Nedbrytning av logistikk og forsyningskostnader  
NOK milliarder



tilbys i dag i et deregulert marked. Ratene for skip svinger til dels betydelig, og avhengig av kontraktsform reflekteres dette i et varierende kostnadsnivå for denne type tjenester.

Flere av dagens norske baser er imidlertid gjennom lisenser konsesjonspålagte og det er i mindre grad snakk om et velfungerende marked for denne type basetjenester.

Sammenligninger viser at logistikk- og forsyningskostnader på norsk sokkel ligger på samme nivå eller noe lavere enn på britisk sokkel. I en studie gjennomført av Aker Kværner for to likeverdige felt på norsk og britisk sokkel kom man frem til at logistikk-kostnadene var tilnærmet like for logistiktjenester, skips- og helikoptertransport. McKinsey-benchmarkingen viser at logistikk-kostnadene på norsk sokkel ligger 4 prosent under nivået i Storbritannia.

## **7.2 KOSTNADSDRIVERE FOR FORSYNING OG LOGISTIKK**

Sentrale kostnadsdrivere for logistikk og forsyning på norsk sokkel er kapasitetsutnyttelse i forsyningsfartøy, basestrukturen og grad av integrerte og helhetlige logistikk-konsepser, inklusive innkjøp. Hver av disse kostnadsdriverne vil bli omhandlet nedenfor.

### **7.2.1 Kapasitetsutnyttelse av forsyningsfartøy**

Bruk av forsyningsfartøy utgjør rundt 45 prosent av total kostnader innenfor logistikkområdet, og rasjonell bruk av fartøy er nøkkelen til lavere kostnader. Samseiling til flere plattformer og installasjoner er et sentralt virkemiddel for å øke kapasitetsutnyttelsen<sup>16</sup>. Eksempler illustrerer besparingsmuligheter på rundt 20 prosent innenfor dagens basestruktur (figur 40). For andre deler av Nordsjøen, som for eksempel Tampen- og Oseberg-områdene, forhindrer en oppsplittet basestruktur at ytterligere effektivisering kan oppnås.

- Hydro, Statoil og Shell opprettet i 2001 en samseilingspool som forsyner operatørenes felt i Norskehavet. Hydro anslår at samseilingen har redusert fartøykostnadene med mellom 10-20 prosent
- Esso og Statoil opprettet høsten 2003 samseiling til felt i Nordsjøen fra Dusavikbasen. Foreløpige tall viser at Statoil har reduserte forsynings skipskostnadene med rundt 10 prosent, med forventning om 20 prosent i 2005. I tillegg har omleggingen ført til en markant nedgang i overtidsarbeid ved basen
- Intervjuer i kostnadskartleggingen og andre analyser<sup>17</sup> peker også på et besparingspotensial på rundt 20 prosent. Antagelsen om lav kapasitetsutnyttelse

---

<sup>16</sup> Kilde: NORSOK: Base- og transportvirksomhet, Delrapport nr 5. 1995, side 13.

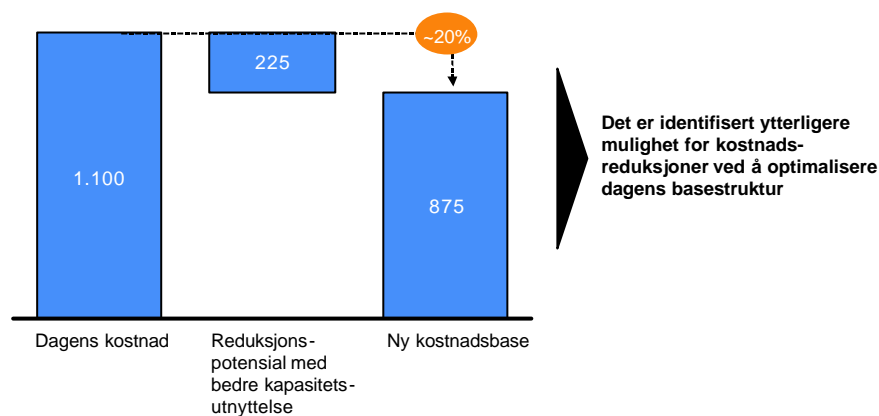
<sup>17</sup> Kilde: Audun S. Jetlund, Diplomoppgave ved Institutt for Marin Prosjektering (NTNU), 2003.

av forsyningsfartøyer på rundt 50 prosent er en sentral størrelse for anslaget om innsparingspotensialet

En reduksjon pr. lastetonn på 20 prosent som et resultat av økt kapasitetsutnyttelse vil gi en årlig reduksjon for forsyningssskipskostnadene på rundt NOK 300 millioner.

Figur 40

Det er potensial for økt kapasitetsutnyttelse innenfor logistikkfunksjonen i Norge  
NOK pr. lastetonn



Merk: Kapasitetsutnyttelse bekreftet gjennom intervjuer med oljeindustrien, leverandørindustri og logistikkleverandører  
Kilde: Statoil, Esso, Hydro, ConocoPhillips, Audun Jettlund, MarintekNTNU

## 7.2.2 Basestrukturen på norsk sokkel

Fremveksten av dagens basestruktur i Norge henger sammen med prinsippet om at hele landet skulle ha en rettmessig andel av petroleumsrikdommen. Dette prinsippet har siden starten på virksomheten på norsk sokkel blitt brukt blant annet for å spre baser og driftsorganisasjoner ut over større deler av landet. Operatørselskapene har til en viss grad også selv tilbudt seg å etablere nye baser for å fremskynde nye konsesjonsutlysninger.

I dag er det totalt 12 forsyningsbaser<sup>18</sup> og 7 helikopterbaser i Norge (figur 41). Av disse er det basene i Stavanger-regionen, rundt Bergen, i Florø og Kristiansund som har et volum av vesentlig betydning. Hvert operasjonssted omfatter en rekke ressurser slik som organisasjon, støtte- og administrasjonssystemer, bygninger, utstyr og transport.

Basert på grove estimater håndterer basene i Norge et totalvolum på rundt 1,4 millioner tonn stykkgoods årlig. I tillegg kommer et betydelig volum bulkvarer. Det er verdt å merke seg at rundt 80 prosent av oljeserviceindustrien er lokalisert i Stavanger-regionen, mens kun 31 prosent av basevolumet er lokalisert i samme område. Dette fører til at det transporteres betydelige godsvolum mellom basene, såkalt base-til-base

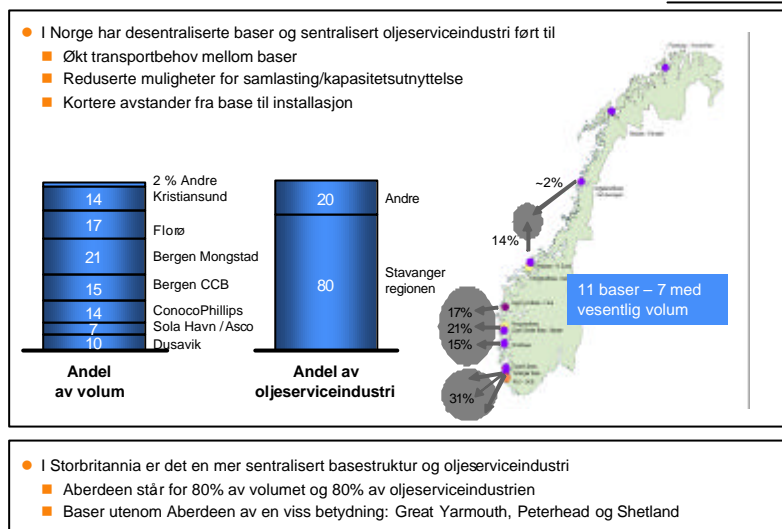
<sup>18</sup> I St. Meld. 37 (1997/98) nevnes 11 forsyningsbaser. Her er Stordbase ikke tatt med da basen ikke har regulære forsyningsoppdrag til sokkelen.

transport. Sjøtransport utgjør imidlertid det største kostnadselementet i logistikk-kjeden og antall baser og plasseringen i forhold til innretningene offshore har betydning for kostnadseffektiviteten.

Figur 41

### Norge har en sentralisert leverandørstruktur og en desentralisert basestruktur

GROVE ESTIMATER



Kilde: Operatørselskap; baseselskap; team-analyse

Strukturen på forsyningsbasene og helikopterbasene langs norskekysten avviker fra det man finner i Storbritannia. Tidligere var basestrukturen på britisk side mer fragmentert, blant annet med hele 6 operative baser på Shetland. Shetland-basene la i sin markedsføring vekt på nærheten til installasjonene, men operatørselskapene ønsket en sentralisert løsning for å unngå ekstra omlastning. I dag har kun én av Shetlands-basene aktivitet (Lerwick), og mye av baseaktiviteten har blitt samlet i Aberdeen-området hvor det meste av stykkgodset til engelsk sektor blir skipet ut i fra. I likhet med Stavanger-regionen er rundt 80 prosent av oljeserviceindustrien lokalisert rundt Aberdeen, noe som bidrar til å redusere transportbehovet mellom leverandør og base. Peterhead har den siste tiden mistet betydelige volum til Aberdeen-basen, noe som har økt konsentrasjonen ytterligere.

En tilsvarende sentralisert basestruktur for norsk sokkel kan i tillegg til å realisere stordriftsfordeler ved selve basen ikke minst gjøre det lettere å samordne transporten av forsyningskip og helikopter. Dette utgjør en grunnleggende forutsetning for å utnytte forsyningsfartøyene optimalt. Kostnadene knyttet til transport mellom basene vil også bli lavere. Færre baser fører på den andre siden til økte avstander til og fra installasjonene. Sammenligninger av forsyningskipskostnader pr. lastetonn gjort i McKinsey-benchmarkingen for norske og engelske plattformer viser at kostnadene er høyere på engelsk side. Større avstander til plattformene på grunn av en sentralisert basestruktur er en mulig forklaringsfaktor. Færre baser vil kunne føre til mindre konkurranse om denne type tjenester. Sammenligningen tar ikke hensyn til kostnader for base-til-base transport som er lavere i Storbritannia.

### 7.2.3 Integrerte og helhetlige logistikk-konsepter

En mer helhetlig og strømlinjeformet forsyningskjede med logistikkplanlegging tettere integrert med andre aktiviteter vil kunne gi lavere logistikk-kostnader og ha en positiv kostnadsvirkning også på de primære arbeidsområdene. Eksempler på mer helhetlige systemer for logistikk og forsyning er:

- *Integrasjon mellom innkjøp og logistikk:* Ansvarlige offshore står i dag ofte relativt fritt til å anskaffe material og utstyr. Hyppige bestillinger genererer mange transportoppdrag, ofte såkalte hasteoppdrag. Ofte skjer bestillinger direkte fra leverandør uten at sentrallageret involveres. Dette fører til økte innkjøps-, transport- og basekostnader og behov for hyppige seilinger
- *Integrasjon mellom aktivitetene på installasjonene:* Mangelfull integrasjon mellom boring og drift på installasjonen fører til separate forsyningskjeder med liten koordinering. Dette leder til økte transportmengder, hyppigere transportfrekvenser og lageroppbygning. På installasjoner eksisterer det også flere systemer eller ulikt type materiell samtidig. Dette fører blant annet til flere lagre og transport av flere typer vedlikeholdspersonell
- *Samarbeid mellom selskaper:* Selskaper i petroleumsindustrien har utviklet ulike systemer, rutiner og standarder for forsyningstjenester som skaper kompliserte og fordyrende grensesnitt. Dette gjør samarbeid, som for eksempel samseiling, mer komplisert. I tillegg fører særskilte systemer for petroleumsvirksomheten til at stordriftsfordeler mot landbasert industri i mindre grad kan utnyttes, for eksempel manglende standardisering av lastebærere, dokumentasjonskrav og kommersielle betingelser

### 7.3 VIDEREFØRING AV ARBEID INNEN FORSYNING OG LOGISTIKK

Statoil har tatt på seg oppgaven med å utrede kostnadsbildet for forsyning og logistikk for Topplederforum. Foreløpig forslag til mandat og videre arbeid for Statoil-studie er:

1. Gjennomgang av foreliggende rapport fra Kon-Kraft. Dette vil inkludere verifisering av materiell og data som ligger til grunn for rapporten, og vurdering av konklusjonene fra studien opp mot nye data og egne erfaringer
2. Videre utredning av de viktigste kostnadsdriverne er i studien antatt å være basestruktur og konsesjonsvilkår, forsyningsskip og kapasitetsutnyttelse, systemer for logistikk, reservebehov, sårbarhet og velferd, samt personelltransport, som vil bli behandlet som separate emner
3. Forslag til tiltak vil fokusere på rammevilkår, aktuelle samarbeidspartnere innen forsyningsvirksomheten og erfaringsoverføring fra andre interessenter

Tidsplan: Rapport leveres 1. juni 2004.

## 8 Bemanningsnivå, organisering og arbeidsformer

Bemanningsnivået på norske offshoreinstallasjoner varierer stort. En gruppe plattformer har et høyt bemanningsnivået i forhold til sammenlignbare installasjoner på andre sokler, mens en annen gruppe har en mere lik bemanning.

Bildet vi ser relatert til bemanning sammenfaller med resultatene fra analysen av drift- og vedlikeholdskostnader. Det er en korrelasjonskoeffisient på 0,65 mellom bemanningsnivå og kostnadsforskjellen innen drift og vedlikehold til de 25 prosent beste plattformene. Siden drift- og vedlikeholdskostnader også består av 35 prosent ikke-personellkostnader som drives av andre faktorer enn bemanning, gir sammenligningen av drift- og vedlikeholdskostnader og bemanningsnivå et konsistent bilde.

Eksempler fra norske operatører viser at effektivitetsgevinster i form av redusert bemanning og økt ressursinnsats på andre områder er mulig ved å endre organisering og arbeidsprosesser. Enkelte operatørselskaper har for eksempel målt om å gå over til 2-4 uten bemanningsøkning, noe som kan resultere i en produktivitetsgevinst i størrelsesorden 7,71 prosent.

### 8.1 VURDERING AV BEMANNINGSNIVÅ

En grov sammenligning av offshore bemanningsnivå for plattformer på flere sokler viser at norske plattformer kommer ulikt ut. Analysen sammenligner norske plattformer med plattformer fra Storbritannia, Canada, Australia, Mexico-gulven og deler av Asia og Afrika. Flertallet av plattformene kommer imidlertid fra Norge og Storbritannia, men med et representativt utvalg fra de andre soklene.

Bemanningsnivået for ulike installasjoner vises som en indeks og viser ikke antall offshoreansatte. Indeksen er regnet ut som bemanningsnivå for drift av plattformen dividert på en faktor som tar hensyn til plattformens kompleksitet og strukturelle faktorer som for eksempel rotasjonsordninger på norsk sokkel. Desto høyere alder, større installasjon, flere brønner osv. desto høyere kompleksitetsfaktor får installasjonen. Dette medfører at indeksverdien tar hensyn til at en plattform kan ha mindre gunstige forutsetninger for et lavt bemanningsnivå enn en annen plattform.

Forventede indeksnivåer for de ulike soklene vises nederst i figur 42. Nivåene er indikative og betyr ikke at alle plattformer på disse soklene ligger innenfor disse nivåene. Britisk sokkel har for eksempel et flertall av plattformene innenfor intervallet, men også noen som ligger over det forventede nivået. Av de sju bassengene som er inkludert er det fremfor alt Storbritannia og Canada som er mest sammenlignbare med Norge. Installasjonene i Mexico-gulven i figuren er imidlertid også sammenlignbare

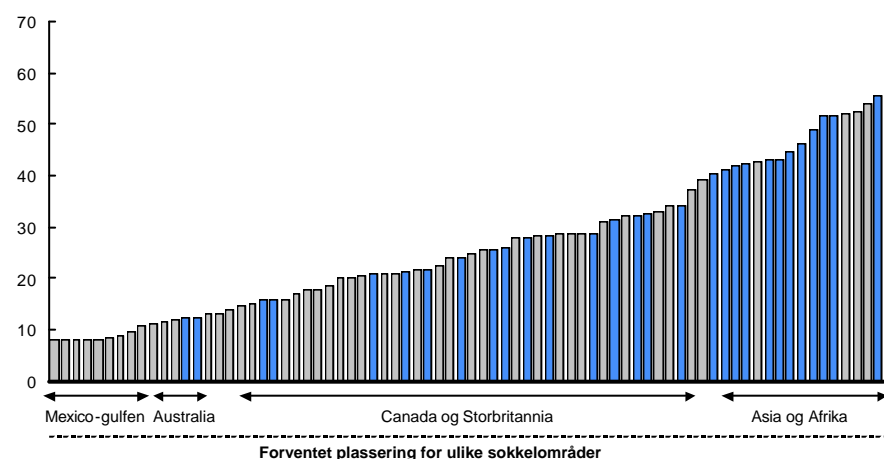
med de norske plattformer. Det er plattformer på 50 til 100 meter vanddyb med betydelig størrelse og høy produksjonskapasitet. Mindre kompleksitet for plattformene er justert for i indeksverdien. Nivået i Mexico-gulven kan derfor betraktes som et mulig aspirasjonsnivå for både norsk og britisk sokkel.

Analysen viser at installasjoner på norsk sokkel har betydelige variasjoner (figur 42). Enkelte plattformer har like lav bemanning som sammenlignbare installasjoner på andre sokler. Andre plattformer på norsk sokkel ligger imidlertid mer på nivå med installasjoner i lavlønnsområder som Asia og Afrika. Britiske plattformer har også en stor variasjon i bemanningsnivå, men ligger gjennomsnittlig noe lavere enn norske plattformer.

Figur 42

### Offshore bemanning justert for plattformkompleksitet

Indeks for offshore-bemanning, justert for plattformkompleksitet\* - justert for norske forhold



\* Indeks med økende verdi for bemanningsdrivende faktorer som, for eksempel alder, størrelse, antall brønner, etc.  
Kilde: Operatørselskap norsk sokkel; McKinsey; team-analyse

Gjennomsnittlig bemanningsindeks for plattformene på norsk sokkel ligger rundt 10 prosent over britisk sokkel. Når justeringen for ulike rotasjonsordninger fjernes øker denne forskjellen til omlag 28 prosent. Siden personellkostnader utgjør rundt 65 prosent av drift- og vedlikeholdskostnader blir virkningen på totale drift- og vedlikeholdskostnader rundt 18 prosent. Dette er noe høyere enn de gjennomsnittlige 10 prosentene fra kapittel 5, men i nærheten av det høyeste estimatet på 13 prosent. Det er videre en klar sammenheng med en korrelasjonskoeffisient på 0,65 mellom plattformenes plassering på bemanningsanalysen og teoretisk kostnadsforskjell til de 25 prosent beste plattformene for drift- og vedlikeholdskostnader.

## 8.2 KOSTNADSDRIVERE FOR BEMANNING

Bemanningsnivået drives primært av organisering, arbeidsformer og grad av automatisering og fjernstyring. Plattformer på norsk sokkel med høy bemanning kan gjennom innføring av nye organiserings- og arbeidsformer, som for eksempel fjernstyring, redusere bemanning eller overføre frigjorte ressurser til andre områder.

En viktig årsak til lavere bemanning på nye plattformkonsepter ligger i design av selve anlegget.

### 8.2.1 Brage-eksempel viser at reduksjoner er mulig

Det Hydro opererte feltet Brage er et eksempel på en norsk plattform i moden produksjonsfase som har gjennomført et forbedringsprosjekt for å sikre forlenget drift. Bemanning offshore er redusert med over 30 prosent ved å organisere drifts-, vedlikeholds- og modifikasjonsarbeidet på en ny måte. Dette vil gi en årlig kostnadsreduksjon på 60 millioner. Arbeidsomfanget for endringen er estimert til ca 15.000 timer inkludert nødvendig opplæring av hele offshore-teamet.

Reorganiseringen har fokusert på å fjerne unødvendig arbeid slik at ressurser fokuseres på de viktigste oppgavene innen sikkerhet og produksjon. Bærebjelker i den nye organisasjonsformen er styrket planlegging, kombinerte drifts- og vedlikeholdsteam og kampanjeorganisering av planlagt vedlikehold. Endringene har blitt gjennomført med sterk involvering av de Brage-ansatte. Forbedringer er blitt oppnådd uten negative effekter på HMS, sykefravær, produksjonseffektivitet eller regularitet.

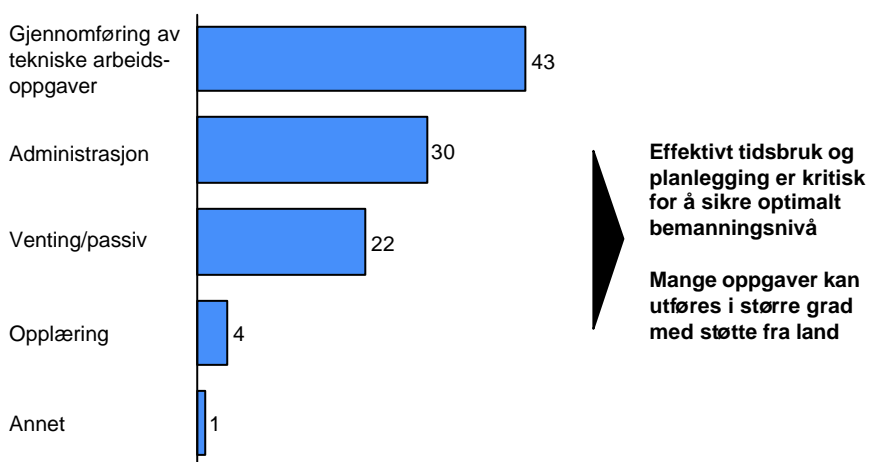
### 8.2.2 Eksempler på nye arbeidsformer

Norsk sokkel kan ha betydelige effektivitetsgevinster å hente ved å organisere og utføre arbeid på en smartere og mer effektiv måte. Aktørene i oljeindustrien kan både optimere utføringen av eksisterende arbeidsprosesser og innføre nye arbeidsprosesser. Gevinstene med slike forbedringer kan hentes ut som en kombinasjon av ekstra ressursinnsatser på andre områder og kostnadsreduksjoner. Eksempler viser at selskaper på norsk sokkel arbeider med disse temaene og at norsk sokkel på enkelte områder kan lære av organisering på andre sokler.

Figur 43

Tidsbruk\* for ansatte på plattformer på norsk sokkel – eksempel for fagansvarlig

Prosent



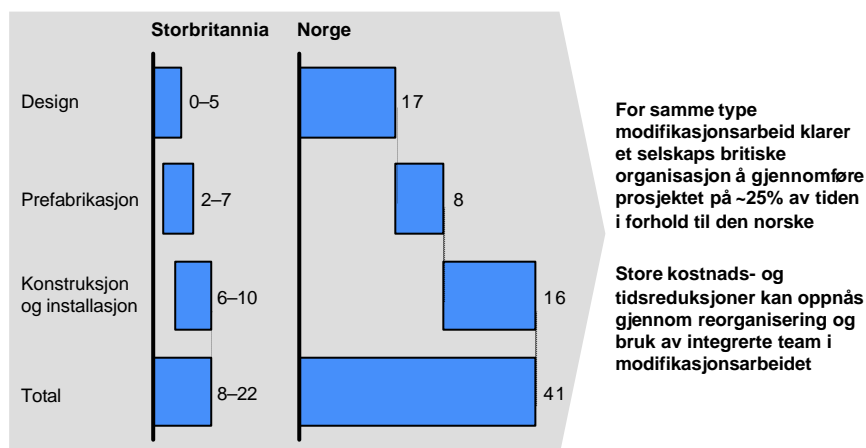
\* Basert på tidsbruksanalyse gjennomført av uavhengig konsultentselskap. Angir tidsbruk for en "typisk" 12-timers dag  
Kilde: Operatørselskap; team-analyse

- Tidsbrukanalysen viser at andelen effektiv arbeidstid i løpet av et skift kan økes med bedre organisering og planlegging (figur 43). Bedre tilrettelegging og planlegging vil kunne frigjøre ressurser til andre arbeidsoppgaver eller redusert kostnadsnivå. Analysen viser også at oppgaver, innen for eksempel administrasjon, i større utstrekning kan utføres med støtte fra land
- Besparinger kan også oppnås ved bedre erfaringsdeling mellom sokler (figur 44). Eksempelen viser total tid påkrevd for å ferdigstille en modifikasjon. For et sammenlignbart modifikasjonsprosjekt brukte den norske organisasjonen opp til fire ganger så lang tid som den britiske. Ulike måter å planlegge og spesifisere modifikasjonene, samt organisering av kontraktør og underleverandører viste store forskjeller. Hovedforskjellen bestod i større bruk av integrerte team på britisk sokkel. Eksempelen illustrerer potensialet i erfaringsoverføring og deling av beste praksis - ikke at operatører på britisk sokkel generelt arbeider smartere og organiserer arbeidet bedre enn på norsk sokkel

Figur 44

### Endrede arbeidsprosesser kan gi store tids- og kostnadsbesparelser (integrerte team)

Uker



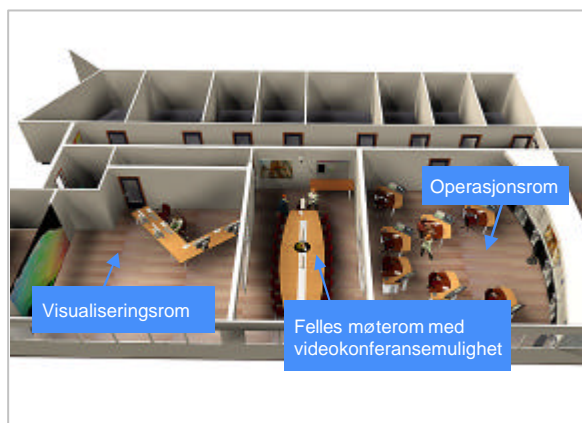
Kilde: Operatørselskap

- ConocoPhillips' landbaserte boresenter og operasjonssenter er eksempler på innføring av nye arbeidsprosesser som har resultert i kostnadsbesparelser (figur 45). Bore- og operasjonssentrene skal primært bedre interaksjonen og samarbeidet mellom personell offshore og på land. Besparelsene kommer fra bedre planlegging, raskere sanntidsstøtte og problemløsning gjennom integrerte offshore-onshore team, i tillegg til flytting av posisjoner fra sjø til land og eliminering av posisjoner. Finansielt forventes den nye samarbeidsformen å spare minimum 5 prosent av operasjonskostnadene og for brønnoperasjonene hadde det en tilbakebetalingsperiode på 6 måneder. Gode erfaringer fra det første året har ført til at den nye arbeidsmetoden har blitt overført til plattformdrift og vedlikehold i et landbasert operasjonsrom. Nettverket vil inkludere flere desentraliserte operasjonsrom for å dekke hele organisasjonen,

og også dekke modifikasjonsgruppen for Ekofisk som har ansvaret for å planlegge og utføre modifikasjonsprosjekter for over NOK 1 milliard i 2004.

Figur 45

### Eksempel på operasjonsrom



**Bedre sikkerhet og økt effektivitet i boreoperasjoner**

**Flytte dataorienterte offshore og G&G posisjoner i samme rom**

**Bedre beslutninger om brønnbaner gjennom sanntidsdata**

**Økt kommunikasjon mellom faggrupper involvert i boreoperasjoner**

Kilde: ConocoPhillips

## 9 Årsverkkostnader for arbeidskraft

Formålet med dette kapitlet er å analysere kostnader for bruk av arbeidskraft i norsk oljeindustri sammenlignet med annen virksomhet i Norge, på sokkelen og på land. Analysene er basert på data for vel 8 000 ansatte (av ett samlet datasett på 27 000 ansatte) samlet inn fra ulike bedrifter i Norge samt innspill og diskusjoner med representanter fra arbeids giverforbund og fagforeninger.

Definisjoner av sentrale begrep knyttet til årsverkkostnader er kritisk for forståelsen av kostnadsbildet: *Årsverkkostnader* er bedriftens totale årlige personellrelaterte kostnader og inkluderer *direkte lønnskostnader* som lønn og ulike tillegg (tarifferte og ikke-tarifferte) og *indirekte kostnader* som opplæring/kurs, rekruttering, arbeidsgiveravgift, naturalytelser (kantine, velferd, bil-, telefon- og låneordninger) og sosiale kostnader (trygde-, pensjons- og forsikringsordninger). Øvrige overhead/administrative kostnader, for eksempel kontor og IKT er ikke tatt med i normaliseringsbergningen, men kun kvalitativt diskutert i et separat avsnitt.

*Normaliserte årsverkkostnader* korrigerer for ulike arbeidstids- eller skiftordninger og viser **arbeidsgivers kostnad** for å få utført 1466<sup>19</sup> timer pr. år.

Sammenligningene tar utgangspunkt i de normaliserte årsverkkostnadene. Ved vurderingen av kostnadsbildet er det i første rekke sammenligningen mellom helkontinuerlig skift på land og arbeid på sokkelen som vil gi et relevant bilde av kostnadsforskjellene.

Arbeidstiden på sokkelen er i utgangspunktet lik den arbeidstakere som arbeider helkontinuerlig skiftarbeid på land har og er avtalefestet til 1584 timer pr. år eller 33,6 timer pr. uke. Noe forskjell vil oppstå under tilpasning av rotasjonsordningene til kalenderåret og fordi hvilepauser inngår i arbeidstiden på sokkelen. Korrigert for disse faktorene vil en ansatt på sokkelen som går 2-3/2-4-ordning arbeide 1451 timer pr. år, mens en landansatt med helkontinuerlig skift vil arbeide 1466 timer pr. år (figur 46).

Kravet om at hvilepauser skal inngå i arbeidstiden fremgår av "Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i Petroleumsvirksomheten" (*Rammeforskriften*), som også fastsetter den gjennomsnittlige ukentlige arbeidstid til 36 timer; tilsvarende lik den lovbestemte ukentlige arbeidstiden for helkontinuerlig skiftarbeid på land. Således er alt arbeid på sokkelen kategorisert likt som helkontinuerlig skift, selv om ikke alle til enhver tid arbeider dag og natt. Dette har bakgrunn i at installasjonene er i drift 24 timer i døgnet, 365 dager i året.

---

<sup>19</sup> 1466 er det antall timer en person med helkontinuerlig skift på land med 33,6 timers uke og 5-ukers ferie faktisk er tilgjengelig for en arbeidsgiver i løpet av et representativt år når det forutsettes 30 minutters betalt spisepause pr. dag (på årsbasis vil dette utgjøre 118 timer).

Godtgjørelse for overtid og mertid er direkte lønnskostnader, men analyseres separat. Dette skyldes at overtid og mertid ikke er en del av den fast avtalte arbeidstid og at det følgelig blir feil å normalisere disse kostnadene.

## 9.1 HOVEDFUNN

### **Betydelige merkostnader for helkontinuerlig skift både på land og sokkel**

Årsverkkostnader for helkontinuerlig skift og arbeid på sokkelen er vesentlig høyere enn for arbeidstagerer som arbeider ordinær dagtid. Årsverkkostnader er mellom 17 og 65 prosent høyere enn landbasert industri uten skift. Forskjellen skyldes hovedsaklig kompensasjon for kortere arbeidstid og tarifferte tillegg, som for eksempel offshore-tillegget.

### **Høyere årsverkkostnader offshore enn for sammenlignbar landbasert industri på grunn av tillegg og indirekte kostnader, også forskjell mellom operatør- og leverandøransatte**

Offshorevirksomhet har høyere årsverkkostnader enn sammenlignbar landbasert industri. For de stillingskategorier<sup>20</sup> som er analysert<sup>21</sup>, framkommer det at forskjellen i totale årsverkkostnader varierer mellom 15 og 36 prosent. Forskjellen mellom operatør- og leverandøransatte<sup>22</sup> er funnet til å være i størrelsesorden 25 prosent. Eksempelvis øker total normalisert årsverkkostnad for en prosesstekniker/-operatør som går skift fra et nivå på ca. NOK 500 000 for landbasert industri med 36 prosent opp til ca. NOK 680 000 for en operatøransatt offshore. Tilsvarende økning for en elektriker er 17 prosent. En sokkelarbeidende leverandøransatt mekaniker i TBL område har rundt 17 prosent lavere årsverkkostnader enn en tilsvarende ansatt i et oljeselskap organisert i OLF-området. Dette kan skyldes at bedriftenes ulike virksomhetsområder og at de opererer innenfor ulike markeder. Forskjellene skyldes både høyere direkte og indirekte kostnader for operatøransatte. For både operatør- og leverandøransatte utgjør også høyere tariffregulerte tillegg og reisekostnader til hjemstedet en vesentlig kostnadsforskjell til landbasert industri.

Ved en sammenligning av kun de direkte lønnsrelaterte årsverkkostnadene er forskjellen mellom land og offshore mellom 7 og 20 prosent. Leverandøransatte ligger generelt noe lavere enn operatøransatte. Eksempelvis utgjør forskjellen i direkte årsverkkostnader for en prosesstekniker og en elektriker hhv. 20 og 7 prosent for operatøransatte, mens direkte årsverkkostnader for en operatøransatt mekaniker er 12 prosent høyere enn en leverandøransatt.

---

<sup>20</sup> De utvalgte stillingskategoriene er nærmere beskrevet i vedlegg 6

<sup>21</sup> Dersom antall observasjoner er mindre enn 10, er det ikke beregnet normaliserte årsverkkostnader for denne gruppen

<sup>22</sup> Sammenligningen av årsverkkostnader mellom offshore og land er mellom offshorearbeidere med overnatting utenfor hjemmet og landarbeidere med en blanding av overnatting utenfor og i hjemmet. For landarbeidere har det ikke vært mulig å skille tallmaterialet mellom ulike overnattningsformer.

## **Store forskjeller i indirekte årsverkkostnader**

Det er betydelige forskjeller i indirekte kostnader pr. ansatt. Landbasert industri og leverandører på sokkelen har like indirekte kostnader på ca. NOK 110 000 pr. år. Oljeselskapene har derimot indirekte kostnader på mer enn det dobbelte.

Når de indirekte kostnadene tas bort er for eksempel normalisert årsverkkostnad for en operatøransatt prosesseksniker 20 prosent høyere enn tilsvarende landbasert industri, sammenlignet med 36 prosent forskjell for totale årsverkkostnader.

Forskjellen i indirekte kostnader skyldes blant annet at oljeselskapene har høyere kostnader i kategoriene arbeidsgiveravgift og sosiale kostnader. Begge er lønnsavhengige faktorer som vil variere som funksjon av gjennomsnittlig lønnsnivå i virksomhetsområdene. Lønnsnivået vil på sin side være bygd opp av elementer som andel av høytlønnede i bedriften og deres alder/ansiennitet. Store forskjeller i betaling for merarbeid og overtid vil påvirke hvor mye arbeidsgiveravgift som betales.

## **Mindre forskjeller i årsverkkostnader for landbaserte yrker**

Sammenlignes de totale normaliserte årsverkkostnadene for landbaserte yrker i oljeindustrien med annen sammenlignbar virksomhet på land, er forskjellene små mellom leverandørbedrifter og øvrig landbasert industri. Derimot ligger årsverkkostnadene for landbasert virksomhet i oljeselskapene en del høyere enn annen landbasert industri. For siviløkonomer, sivilingeniører og dataingeniører er forskjellen mellom 0 og 25 prosent.

Uten de indirekte kostnadene er det ikke systematiske forskjeller mellom landbasert virksomhet i oljeindustrien og sammenlignbar landbasert industri.

## **Betydelig overtidbruk og tilhørende kompensasjon for offshoreansatte**

Det generelle bildet er at personer som arbeider skift mottar høyere total overtidsgodtgjørelse enn de som ikke arbeider skift. Overtidsgodtgjørelsen er generelt betydelig høyere for de som arbeider på sokkelen enn de som arbeider på land. Forskjellen utgjør mellom NOK 4 000 og 11 000 pr. måned. Det skal bemerkes at de situasjoner som betales med overtidsgodtgjørelse kan være svært ulikt definert i de forskjellige tariffavtalene. Operatøransatte ligger gjennomgående høyt på overtidforbruk for alle analyserte yrkesgrupper. En prosesseksniker/-operatør med en total normalisert årsverkkostnad på NOK 682 000 vil i gjennomsnitt bli overtidskompensert med NOK 181 000 i løpet av ett år, dette utgjør 26 prosent av direkte normaliserte årsverkkostnader.

## **9.2 VIRKNING AV ARBEIDSTIDSORDNINGER OG -VILKÅR**

### **9.2.1 Antall utførte timer pr. år avhenger av skift- og arbeidstidsordning**

Antall timer en arbeidstaker er disponibel for arbeidsgiver i henhold til avtalt arbeidstid, det vil si normalarbeidstid fratrukket betalte spisepauser, avhenger av

hvilke arbeidstidsordninger personen arbeider under. Siden innrapportert lønn er basert på ulikt antall utførte timer er det i analysen nødvendig å korrigere for dette ved å justere opp den innrapporterte arbeidskraftskostnaden slik at den dekker et likt antall timer.

For å få utført et gitt antall timer må en arbeidsgiver ha en høyere bemanning dersom arbeidet skal pågå helkontinuerlig og de ansatte derfor må arbeide skift. Figur 46 viser hvor mye helkontinuerlige skiftarbeidere på land og arbeidstakere på sokkelen faktisk arbeider sammenlignet med arbeidstakere som arbeider normalt på 37,5 timer i uken i løpet av ett år. Forskjellene skyldes først og fremst at den gjennomsnittlige arbeidstid er 33,6 timer i uken, men også at hvilepauser helt eller delvis er inkludert i arbeidstiden.

Figur 46

Justeringsfaktor for ulikt antall timer utført pr. år under ulike skift- og arbeidstidsordninger

|   | Landbasert virksomhet | Landbasert virksomhet            |                                 | Offshore                       |                                    |
|---|-----------------------|----------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
|   | Uten skift            | Døgnkontinuerlig (5 dg. pr. uke) | Helkontinuerlig (7 dg. pr. uke) | 2-4 rotasjon (helkontinuerlig) | 2-3/2-4 rotasjon (helkontinuerlig) |
| Timer arbeid pr. år   | 1 650,0               | 1 562,0                          | 1 466,05                        | 1 338,26                       | 1 451,18                           |
| Justeringsfaktor i forhold til antall timer i landbasert industri med helkontinuerlig skift | 0,8885                | 0,9386                           | 1,0000                          | 1,0955                         | 1,0102                             |

Merk: Komplette figur er vist i vedlegg 6, figur 75  
Kilde: ECON-analyse

Personer som har gått over fra 2-3/2-4 til 2-4 rotasjonsordning har normalt måttet ta et lønnskutt tilsvarende reduksjonen i antall timer pr. år (7,71 prosent). Så fremt de ansatte tar et slikt lønnskutt og arbeidsgiver ikke må benytte flere personer for å få jobben gjort, er ikke rotasjonsordningen i seg selv kostnadsdrivende. Det blir derfor ikke riktig å tolke faktorene i figur 46 som merkostnad ved ulike skift/rotasjonsordninger. Den relevante tolkningen er hvilken faktor man må justere en gitt periodelønn med for å gjenspeile lik timeinnsats.

### 9.2.2 Eksempel på beregning av merkostnad ved skiftordning og offshoretillegg

Eksempelet i figur 47 tar utgangspunkt i fire ulike type bedrifter. Bedriftstypene er landbasert industri uten skiftordning, landbasert industri utenfor petroleumssektoren med helkontinuerlig skift, leverandørbedrift til offshorenæringen og et oljeselskap som begge sysselsetter en gitt funksjon 100 prosent offshore. Timelønnen til en sammenlignbar ansatt er satt til 133 kroner og lik for alle bedrifter.

Alle som arbeider skift og er tilknyttet en tariffavtale har et tariffestet timetall pr. uke. Siden det er avtalt at de ikke skal tape på å arbeide skift får de kompensasjon for redusert arbeidstid. For at de som arbeider 33,6 timer skal få samme lønn som de arbeider 37,5 timer pr. uke må lønnen pr. time oppjusteres med forskjellen på 11,6 prosent  $[(37,5/33,6)-1]$ . Alt offshorearbeid er definert som helkontinuerlig, uavhengig om funksjonen har dag- eller døgndekning. Alt arbeid på sokkelen er derfor basert på 33,6 timers uke.

Figur 47

Beregning av merkostnad som følge av kompensasjon for kortere arbeidstid og eventuelt offshoretilllegg  
NOK, prosent

| Lønnelement  | Uten skift | Land<br>helkontinuerlig<br>med overnatting<br>uten betalt lunsj | Leverandør<br>TBL/BNL<br>Offshore 2-3-2-4 | Operatør OLF<br>Offshore 2-4 |
|--|------------|---|---|------------------------------|
| Grunnlønn pr. time   | 133        | 133   | 133                                       | 133                          |
| Kompensasjon pr. time som følge av redusert arbeidstid                 | 0          | 15,44   | 15,44                                     | 15,44                        |
| Tariffestet timelønn (ekskl. offshoretilllegg)                         | 133        | 148,44  | 148,44                                    | 148,44                       |
| Offshoretilllegg/sammenlignbare tillegg                                | 0          | 26,60   | 44,48                                     | 62,51                        |
| Lønn pr. time det betales lønn for (inkl. tillegg)                     | 133        | 175,04  | 192,92                                    | 210,95                       |
| Antall betalte timer pr. år  | 1 650      | 1 583,9   | 1 583,9                                   | 1 460,0                      |
| Antall tilgjengelige timer pr. år                                      | 1 650      | 1 583,9   | 1 451,2                                   | 1 338,3                      |
| Prosent betalte timer det ikke arbeides                                | 0,0%       | 0,0%  | 9,1%                                      | 9,1%                         |
| Lønnskostnad pr. tilgjengelig time                                     | 133,0      | 175,0   | 210,6                                     | 230,1                        |
| Lønnskostnad for det antall timer det betales lønn for                 | 219 450    | 277 246   | 305 566                                   | 307 987                      |
| Lønnskostnad for 1650 timer pr. år                                     | 219 450    | 288 816   | 347 430                                   | 379 731                      |
| Relativ merkostnad i forhold til kostnad for tilgjengelig antall timer | 0,0%       | 31,61%  | 58,32%                                    | 73,04%                       |

Kilde: ECON-analyse

Selv med lik tariffestede timelønn vil antall timer utført arbeid og kompensasjon for redusert arbeidstid medføre store systematiske forskjeller mellom landbasert industri uten skift, landbasert industri med skift og offshoreaktivitet. Som vist i figur 48 er hovedårsakene til forskjellene mellom helkontinuerlig land og sokkel størrelsen på offshoretillegget sammenlignet med skifttillegget på land.

I tillegg til kompensasjon for kortere arbeidstid har de som arbeider offshore et offshoretilllegg. Offshoretillegget er et fast kronetillegg for leverandøransatte og et prosentvis påslag for ansatte i oljeselskapene. Personer som arbeider helkontinuerlig skift på land har ikke noe fast tillegg, men får tillegg for sammenlignbare elementer som de som er bakt inn i offshoretillegget. Alt i alt summerer grunnlønnen, kompensasjonen for kortere arbeidstid og offshoretillegget seg til den timelønnen den ansatte faktisk får for det avtalte antallet timer som utgjør et fullt årsverk.

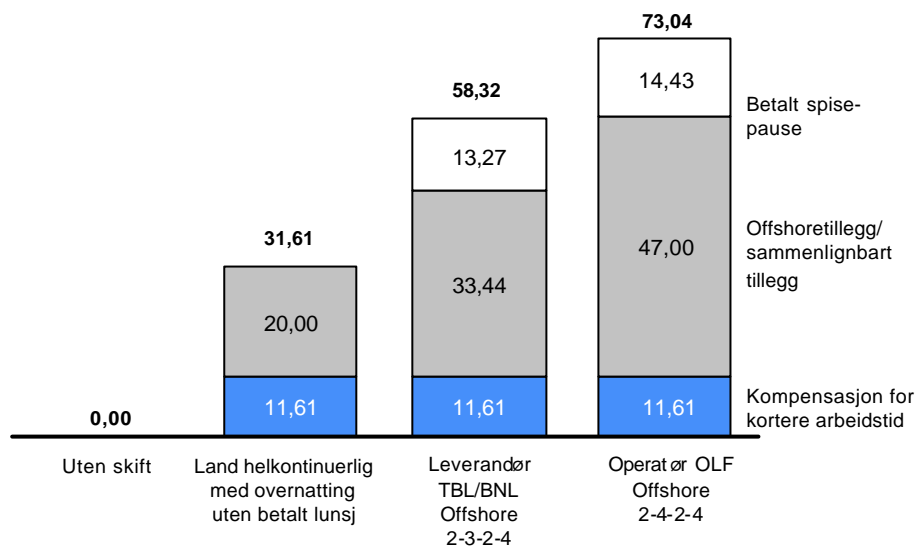
For arbeidsgiver vil timekostnaden være høyere i de bedriftene der ansatte har betalt spisepause siden faktisk tilgjengelig tid vil være mindre enn betalt tid. Det vil da oppstå et behov for økt bemanning dersom arbeidsgiver skal få utført et likt antall timer pr. år. I dette eksempelet er det kun de som arbeider offshore som har betalt

spisepause. Det betyr at arbeidsgiveren trenger 9,1 prosent flere ansatte for å få utført så mange timer som den ansatte faktisk har betalt for.

Figur 48

### Eksempel på forskjeller i normaliserte årsverk-kostnader basert på samme tariffestede timelønn

Prosent



Kilde: ECONanalyse

Ved å sammenligne lønnskostnaden pr. tilgjengelig time for landbasert industri uten skiftarbeid (i dette eksemplet 133 kr/time) ser vi av figur 48 at det vil koste en landbasert bedrift som praktiserer helkontinuerlig skift 31,6 prosent mer å få utført like mange timer som en bedrift uten skift. For en offshore leverandørbedrift som har 2-3/2-4 rotasjon er merkostnaden 58,3 prosent i forhold til land basert industri uten skiftarbeid, mens tilsvarende merkostnad for et oljeselskap med 2-4 rotasjon er 73,04 prosent.

## 9.3 SAMMENLIGNING AV ÅRSVERKKOSTNADER

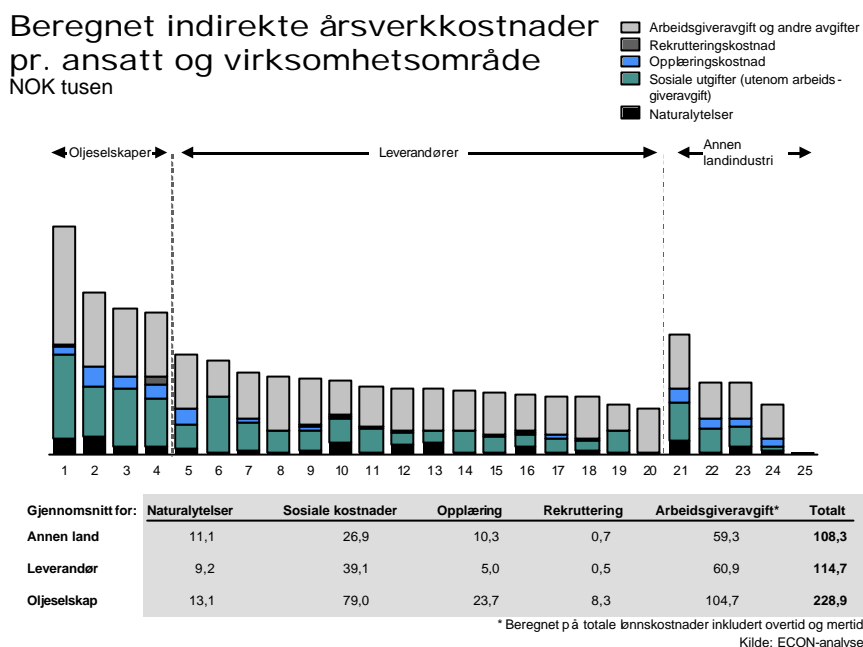
### 9.3.1 Indirekte årsverkkostnader

Indirekte årlige arbeidskraftkostnader for operatørselskaper, leverandører og landbasert industri er fordelt, som vist i figur 49, på kostnadselementene naturalytelser, sosiale kostnader, opplæring, rekruttering og arbeidsgiveravgift. De indirekte kostnadene er en gjennomsnittsberegning for summen av hvert kostnads element fordelt på alle ansatte i hvert selskap, for selskapenes norske virksomhet - på land og sokkel.

Mens landbasert industri og leverandører har tilnærmet like årlige kostnader på rundt NOK 110 000 pr. ansatt, har oljeselskapene indirekte årlige kostnader på rundt NOK 230 000 pr. ansatt. Forskjellen skyldes i all hovedsak arbeidsgiveravgift og sosiale

kostnader, som begge er helt eller delvis lønnsavhengige faktorer. Når disse er så vidt høye pr. ansatt kan det være en indikasjon på et høyere lønnsnivå, større andel av relativt høytlønnede i oljeselskapene, høyere bruk av overtid og mertid og/eller bedre pensjonsordninger. Videre kan pensjonsgrunnlaget inkludere uregelmessige tillegg for offshoreansatte, noe som vil gi seg utslag i variasjoner i sosiale kostnader mellom virksomhetsområdene.

Figur 49



De øvrige elementer som inngår i indirekte kostnader, er også med på å trekke opp de totale årsverkkostnadene for operatørselskapene. Relative forskjeller i opplæringskostnader kan blant annet forklares ved ulik grad av myndighetspålagte kurs i de tre segmentene.

### 9.3.2 Indirekte kostnader til administrasjon og støttefunksjoner (annen overhead)

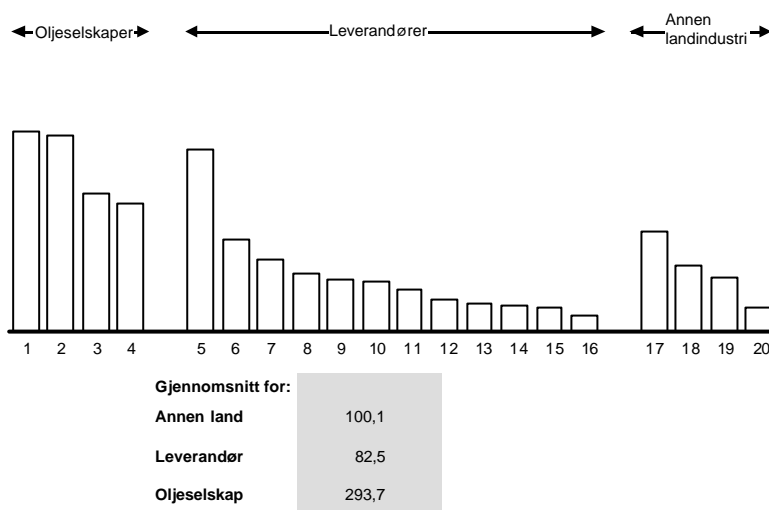
Bedriftene har også oppgitt kostnader til administrasjon, kontor og andre støttefunksjoner. Det har vært noe usikkerhet knyttet til hvorvidt bedriftene har tolket dette begrepet likt. På forespørsel har bedriftene i hovedsak oppgitt de samme elementene når denne kostnadsposten ble bedt presisert. Det vil si lønnskostnader til ansatte i personalavdeling, toppledelse, regnskapsavdeling og IKT-avdeling, samt andre fellesfunksjoner. I tillegg kommer utgifter til husleie, kontorutstyr og ikke minst IKT-systemer.

Dette kostnadselementet gir et bilde på gjennomsnittlig administrativ kostnad pr. ansatt. Det er imidlertid ikke slik at denne kostnaden nødvendigvis påløper ved nyansettelser og den er dermed ikke en marginalkostnad for bedriftene. Faste indirekte kostnader, som f.eks. kontorleie, vil vise sprangvise økninger etter hvert som behovet trenger seg på for en større stab, eller de endres hvis bedriften går gjennom en omorganisering. Det er også et element av variable kostnader (IKT, personal, etc.) som

påløper for hver enkelt ansatt. Det har ikke vært mulig å skille mellom hva som er faste og hva som er variable indirekte kostnader for denne kostnadsposten. Kostnader til administrasjon og støttefunksjoner er derfor ikke med i beregningen av normaliserte årsverkkostnader. Like fullt er det en kostnad som ligger som basis for ethvert selskaps virksomhet. Selskapenes egne beregninger er presentert i figur 50.

Figur 50

Beregnet indirekte kostnad til administrasjon og støttefunksjoner (annen overhead) pr. ansatt  
NOK tusen



Kilde: ECON-analyse

Operatørselskapene har oppgitt et nivå som er betydelig høyere enn de to øvrige virksomhetsområdene. De har dyrere IKT-systemer og typisk flere og mer omfattende støttefunksjoner enn de øvrige segmentene. Annen overhead inkluderer for eksempel kostnader for tunge og kostnadskrevenende systemer for geologisk tolkning. I tillegg er det en kjennsgjerning, både blant operatører og leverandører, at operatørselskapene står for de administrative støttefunksjonene for et betydelig antall leverandøransatte både på land og på sokkelen.

De beregnede indirekte kostnadene til administrasjon og støttefunksjoner er beheftet med en viss usikkerhet som primært er knyttet til hvilken metode bedriftene anvender for å beregne utgifter til administrasjon og fellesfunksjoner. Det kan eksempelvis være uklare skiller mellom produksjons- og administrasjonsheter i bedriftene som har vært med i undersøkelsen. Videre kan fellesfunksjoner i et internasjonalt konsern betjene flere lokalkontorer enn bare det norske. Hvis disse funksjonene kun er med i regnskapene for Norge, vil administrative kostnader pr. ansatt bli større enn det reelle kostnadsnivået. Hvis derimot funksjonene er kostnadsført i utlandet, men gir tjenester til norske ansatte, vil administrative kostnader pr. ansatt i Norge bli lavere enn det reelle nivået.

### 9.3.3 Direkte årsverkkostnader

Prosjektgruppen har samlet inn individdata for direkte lønnskostnader fra en rekke bedrifter. Utvalget er hentet fra NHO-bedrifter som er medlemmer i Oljeindustriens

landsforening (OLF), Prosessindustriens landsforening (PIL), Byggenæringens landsforening (BNL), Teknologibedriftenes landsforening (TBL) og Energibedriftenes landsforening (EBL). Datamaterialet er nærmere beskrevet i vedlegg 6.

Basert på lønnsdataene har ECON fått tilgang på lønnsvilkår og utbetalinger til et utvalg ansatte i henholdsvis landbasert virksomhet, offshore-leverandørindustri og oljeselskaper. Fra denne databasen, som er basert på lønnsinnrapporteringen til SSB pr. 01.10.2003, er det beregnet gjennomsnittlige lønnskostnader for bestemte yrkesgrupper. For selskaper som både har land- og sokkelansatte er lønnsdata i utgangspunktet rapportert samlet for land og sokkel, men sokkelansatte er identifisert. Usikkerheten i disse dataene er i første rekke at innrapporteringen fra de ulike selskapene er korrekt.

Yrkesgruppene er: elektriker, mekaniker/rørlegger/platearbeider, prosessstekniker/operatør, kokk, servicearbeidere (rengjørings personell/kantine), dekkarbeider (hjelparbeidere/sjauer), plattformsjef/produksjonsdirektør, sivilingeniør, siviløkonom, dataingeniør og sekretær.

Gjennomsnittlig årlig grunnlønn, uregelmessige tillegg og overtid er beregnet for hver yrkesgruppe, for ulike skiftordninger og for ulike type bedrifter. Videre er det beregnet en normalisert årsverkkostnad. Det beregnede tallet gir et bilde av hvilken kostnad en arbeidsgiver har for å utført 1466 timer pr. år. Tallet fremkommer ved å ta arbeidskraftskostnadene pr. individ og justere i forhold til ulikt antall utførte timer, som beskrevet i figur 46.

Det er gjennomført en kvalitetskontroll av datamaterialet ved å kalkulere den implisitte timelønningen pr. yrkesgruppe. Ser man på grunnlønn pr. time (eksklusiv kompensasjon for kortere arbeidstid, offshoretillegg og andre skifttillegg) er det relativt små forskjeller mellom sokkel og land. Tilsynelatende er timelønningen, eksklusive uregelmessige tillegg noe høyere for landansatte enn for både leverandøransatte og ansatte i oljeselskapene.

Godtgjørelse for overtid og mertid er direkte lønnskostnader, men analyseres separat. Dette skyldes at overtid og mertid ikke er en del av den fast avtalte arbeidstid og at det følgelig blir feil å normalisere disse kostnadene.

### **9.3.4 Resultater –Totale årsverkkostnader**

Detaljerte resultater fra analysen finnes i vedlegg 6, mens et utdrag presenteres her. Det fokuseres på de totale og de direkte normaliserte årsverkkostnader hvor forskjellen vil bestå i de indirekte årsverkkostnadene.

*Høyere årsverkkostnader offshore enn på land på grunn av tillegg og indirekte kostnader, også forskjell mellom operatør- og leverandøransatte*

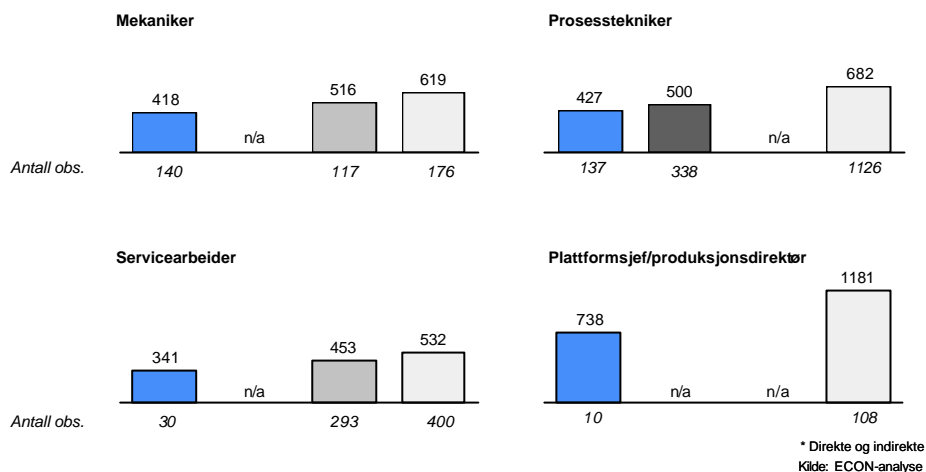
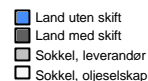
Figur 51 viser at det er til dels betydelige variasjoner for totale årsverkkostnader mellom sokkel og land innenfor hver yrkesgruppe<sup>23</sup>. Årsverkkostnaden er systematisk høyere på sokkelen, og operatøransatte har en høyere kostnad enn leverandøransatte.

Figur 51

### Normaliserte totale årsverkkostnader\* land/sokkel for ulike skiftordninger

NOK tusen

Antall observasjoner



Store forskjeller i indirekte kostnader, spesielt for operatøransatte

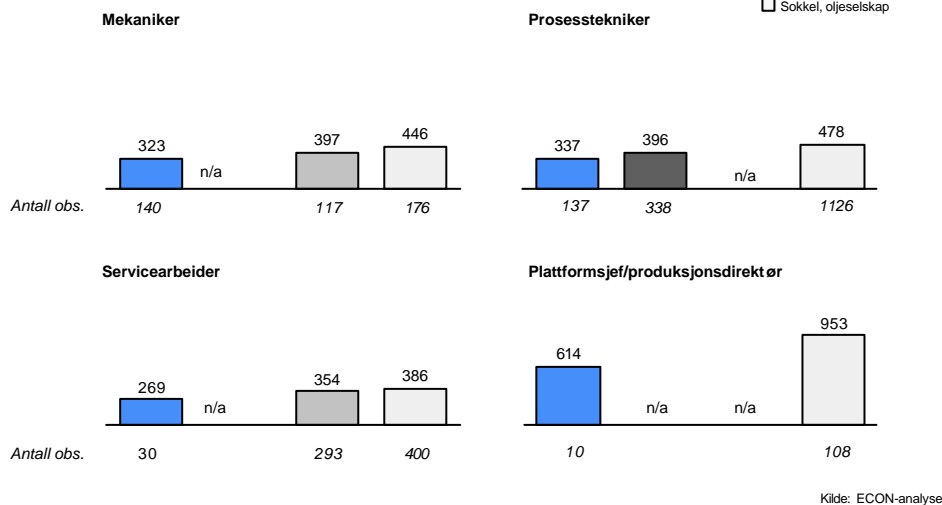
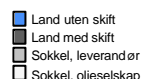
Figur 52 viser hvordan variasjonen er dersom de indirekte årsverkkostnadene fjernes. Trendene er de samme, men forskjellene mellom land og sokkel blir noe redusert. Dette skyldes at oljeselskapene har vesentlig høyere indirekte kostnader i forhold til leverandører og annen sammenlignbar landbasert industri.

Figur 52

### Normaliserte direkte årsverkkostnader land/sokkel for ulike skiftordninger

NOK tusen

Antall observasjoner



<sup>23</sup> ECON har valgt å ikke vise tall der man har mindre enn 10 observasjoner for en gruppe.

## Mindre forskjeller i årsverkkostnader for landbaserte yrker

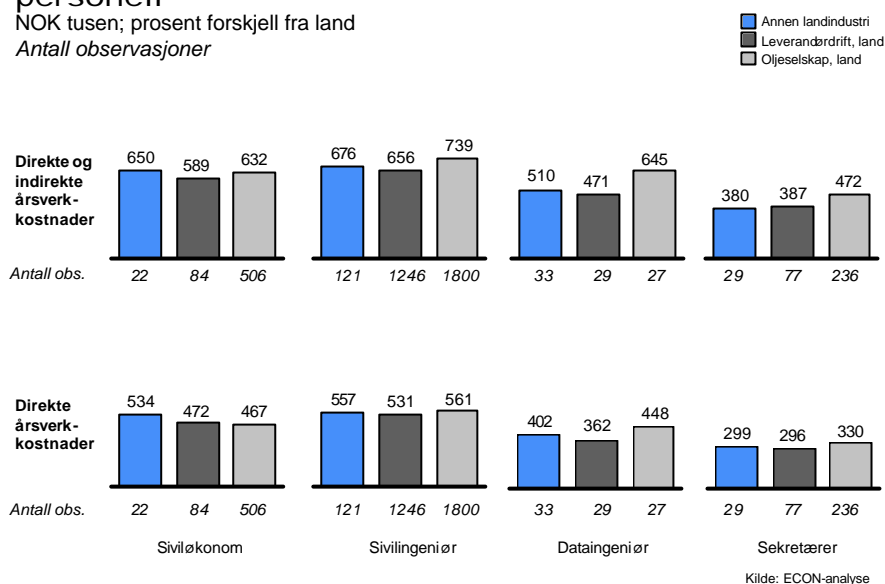
Figur 53 viser forskjellen i de totale og de direkte normaliserte årsverkkostnadene for landansatte i fire yrker i henholdsvis oljeselskap, leverandørbedrift og annen landindustri. Alle funksjoner er hentet fra landbasert virksomhet uten skift.

Figur 53

### Normaliserte årsverkkostnader for landbasert personell

NOK tusen; prosent forskjell fra land

Antall observasjoner



Kilde: ECON-analyse

Høyere indirekte kostnader (særlig sosiale kostnader) i oljeselskapene gir større totale årsverkkostnader i oljeselskapene. Datamaterialet gir imidlertid lite grunnlag for å fastslå at det er betydelige kostnadsforskjeller knyttet til lønn og ulike tillegg.

## 9.4 OVERTIDSBRUK

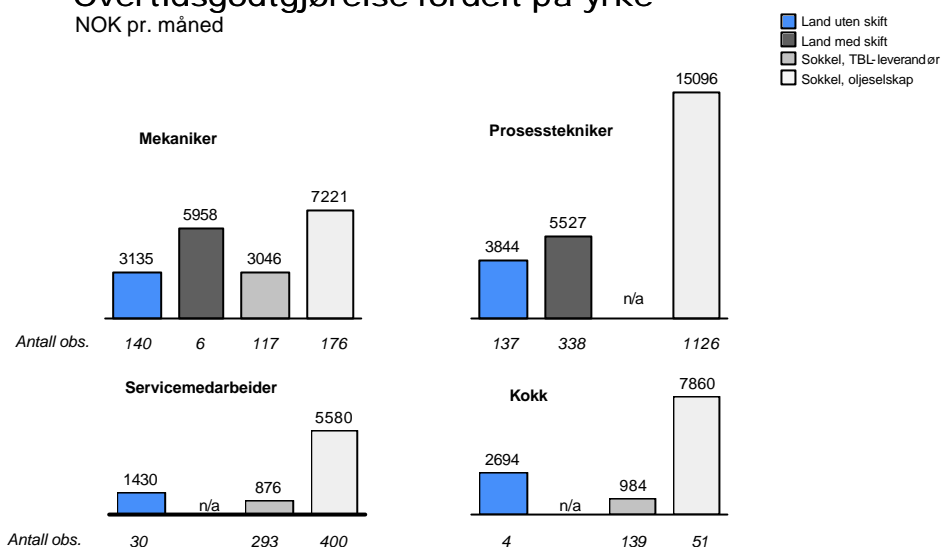
Tariffavtalene fastsetter avtalt arbeidstid. Utført arbeid utover dette avlønnes enten som overtid etter bestemmelser om overtidsbetaling i tariffavtalene eller som mertid. Mertid er for eksempel at en arbeider blir lenger offshore enn avtalt, som følge av ekstraordinære forhold. De ulike fagforbundene har også ulike fleksibilitetsavtaler om tilgjengelighet. Det skal bemerkes at de situasjoner som betales med overtidsgodtgjørelse kan være svært ulikt definert i de forskjellige tariffavtaler.

Kursvirksomhet for sokkelansatte skjer i stor grad utenom normal arbeidstid. Kursdeltakelse lønnes da som overtid. En betydelig del av opplæringskostnadene offshore er myndighetspålagte kurs.

Overtid inngår ikke i den normaliserte årsverkkostnaden. Siden arbeid utover avtalt normalarbeidstid kompenseres utover vanlig timelønn, vil høyere overtidsbruk medføre økte årsverkkostnader. Det kan være flere årsaker til at bruk av overtid likevel er attraktivt for en arbeidsgiver, for eksempel knapphet på innkvartering, tidspress under vedlikeholdsstans eller at innsatsbehovet er ujevnt slik at man ikke kan ha en basisbemanning som dekker behovet ved enhver anledning.

Figur 54

### Overtidsgodtgjørelse fordelt på yrke NOK pr. måned



Kilde: ECON-analyse

Figur 54 viser gjennomsnittlig overtidsgodtgjørelse pr. måned fordelt på yrke. Figuren indikerer at personer som arbeider skift også mottar høyere total overtidsgodtgjørelse enn de som ikke arbeider skift. Det er særlig oljeselskapsansatte som arbeider skift på sokkelen som har høy overtidsbetaling.

## 10 Vedlegg

## 10.1 VEDLEGG 1: KOSTNADSNEDBRYTNING

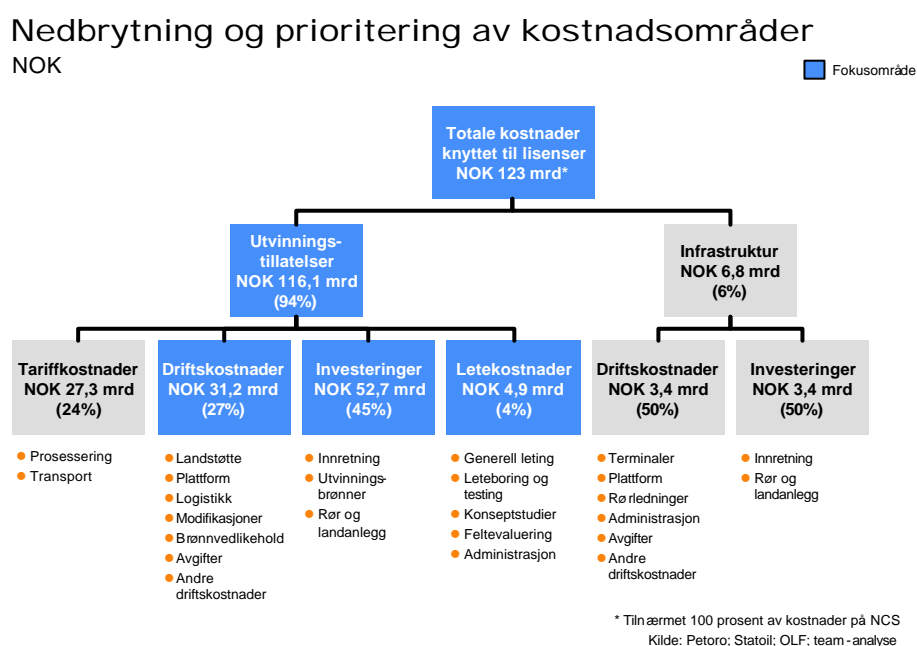
Totale kostnader relatert til lisenser på norsk sokkel utgjør for 2003 rundt NOK 123 milliarder (figur 55). Kostnader definert som selskapskostnader (oppfølging av ikke-opererte felt og prelisenskostnader) er ikke inkludert, men utgjør totalt sett mindre enn NOK 0,5 milliarder.

For å kunne bedre innsikten og for å forstå hva som driver disse kostnadene ble det valgt å fokusere analysearbeidet rundt ulike aktiviteter fremfor kostnadskategorier. Aktivitetene går på tvers av de regnskapsmessige kostnadskategoriene. Dette vedlegget viser den regnskapsmessige nedbrytningen.

Kostnadsnedbrytningene tar utgangspunkt i de regnskapsmessige definisjonene anbefalt av Oljeindustriens Landsforening for lisensregnskapene på norsk sokkel. Hovedgruppene i den regnskapsmessige inndelingen under utvinningstillatelser er tariffkostnader, driftskostnader, investeringer og leting.

Hoveddelen av lisenskostnadene er knyttet til utvinningstillatelser (NOK 116,1 milliarder). De resterende NOK 6,8 milliardene er driftskostnader og driftsinvesteringer i forbindelse med infrastruktur og vil ikke bli betraktet nærmere da de representerer en relativt liten andel av de totale kostnadene. Tidlige analyser antyder i tillegg at det kan være utfordrende å realisere kostnadsreduksjoner i tilknyttede kostnadsdrivere.

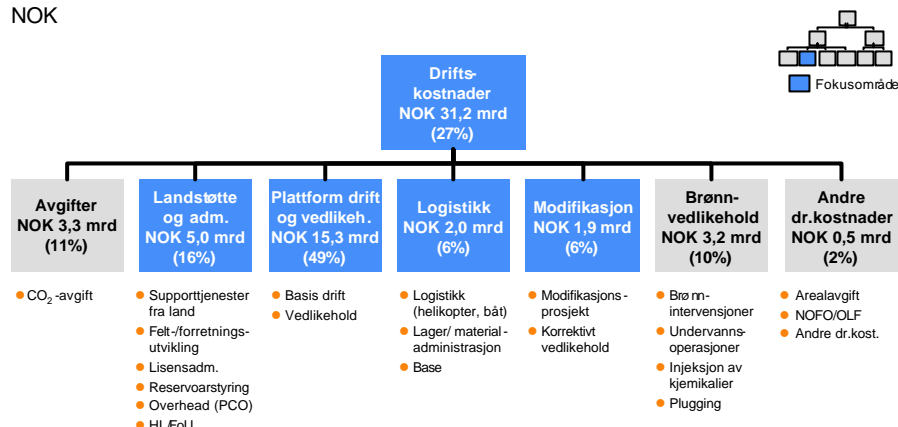
Figur 55



Utvinningsstillatelser består av fire underkategorier hvor fokus i dette arbeidet har vært rettet mot driftskostnader (NOK 31,2 milliarder), investeringer (52,7 milliarder) og leting (NOK 4,9 milliarder) (figur 55). Tariffkostnadene (NOK 27,3 milliarder) har ikke blitt behandlet siden de representerer kostnader som selskapene selv ikke har like stor påvirkning på som de tre andre kategoriene.

Figur 56

## Nedbrytning og prioritering av kostnadsområder NOK

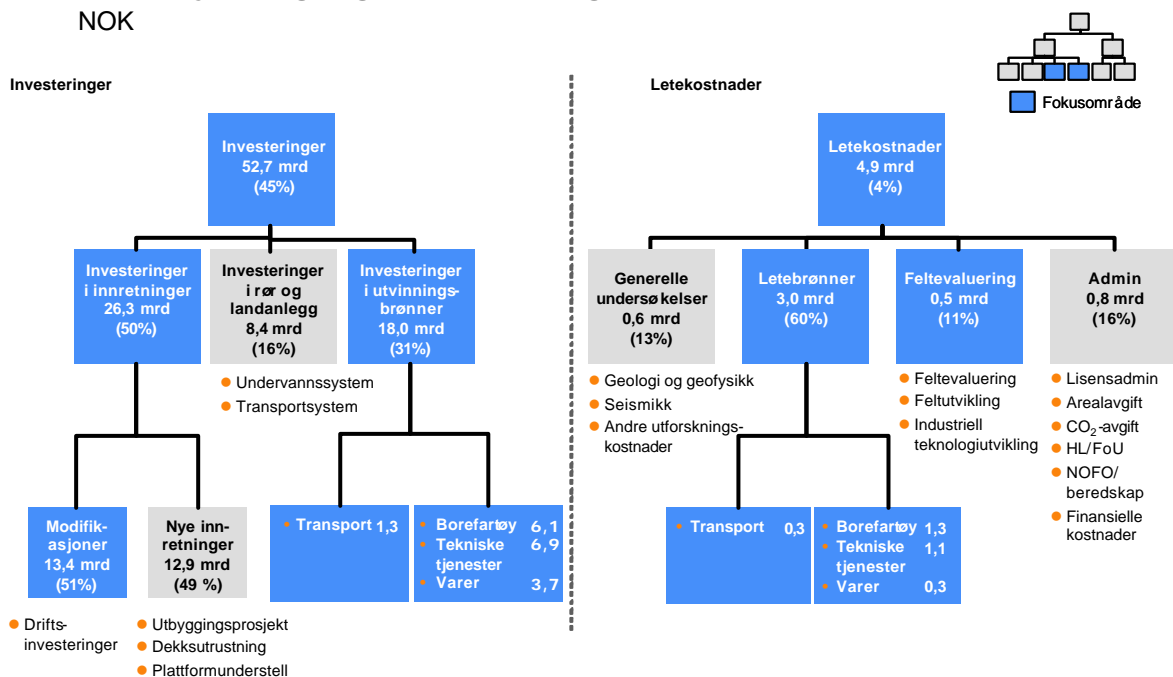


Kilde: Petoro; Statoil; OLF; team-analyse

Driftskostnader består av kostnader knyttet til CO<sub>2</sub>-avgifter (NOK 3,3 milliarder), landstøtte og administrasjon (NOK 5,0 milliarder), plattformdrift og vedlikehold (NOK 15,3 milliarder), logistikk (NOK 2,0 milliarder), modifikasjoner (NOK 1,9 milliarder), brønnvedlikehold (NOK 3,2 milliarder) og andre driftskostnader (NOK 0,5 milliarder). Andre driftskostnader består blant annet av medlemsavgift til NOFO og OLF samt arealavgift.

Figur 57

## Nedbrytning og prioritering av kostnadsområder NOK



Kilde: Petoro; Statoil; OLF; SSB; team-analyse

Investeringene knyttet til utvinningstillatelser kan fordeles på tre kategorier (figur 57): investering i innretninger (NOK 26,3 milliarder), investeringer i rør og landanlegg (NOK 8,4 milliarder) og investeringer i utvinningsbrønner (NOK 18,0 milliarder). Investering i innretninger kan fordeles videre på modifikasjoner (NOK 13,4 milliarder) og nye innretninger (NOK 12,9 milliarder). Kartleggingen har fokusert på investering i nye brønner og på modifikasjonsdelen av investeringene i innretninger.

Kostnadene knyttet til leting (figur 57) består av generelle undersøkelser (NOK 0,6 milliarder), letebrønner (NOK 3,0 milliarder), feltevaluering (NOK 0,5 milliarder) og administrasjon (NOK 0,8 milliarder). Fokus for dette arbeidet har vært rettet mot letebrønner og feltevaluering.

## 10.2 VEDLEGG 2: KOSTNADSDEFINISJONER

Kostnadsbegrepet er sammensatt. I dette arbeidet har det blitt brukt en rekke ulike begrep som enhetskostnader, totalkostnad, variable og faste kostnader samt investeringer.

*Total- eller absoluttkostnad* er den rene uvektede summen av kostnadene innenfor hver enkelt kostnadskategori som kostnader på plattform, logistikk og landstøtte og administrasjon.

*Enhetskostnader* er de kostnadene forbundet med produksjon av olje og gass pr. produsert enhet olje ekvivalenter (NOK/fat o.e.). Begrepet anvendes for å se kostnader i forhold til produksjon og brukes i mange sammenligninger av kostnadsnivået mellom ulike plattformer eller regioner.

*Faste kostnader* er kostnader som løper uavhengig av produksjonsnivå og aktivitet. Dette er kostnader som det krever strukturelle eller organisatoriske endringer for å kunne redusere.

*Variable* kostnader er kostnader som varierer med aktivitetsnivå, som for eksempel antall fat produsert olje eller antall leveranser til plattformene. Summen av faste og variable kostnader gir totalkostnaden.

*Investeringer* er utgifter til varer, materialer og personell som ikke blir direkte kostnadsført i regnskapet, men aktivert i balansen og avskrevet i regnskapet over tid.

*Ordinære driftskostnader* er kostnader knyttet til den løpende driften av feltet det rapporteres for. Dette inkluderer kostnadene knyttet til avgifter, landsstøtte og administrasjon, alle plattformkostnader (inklusive driftsmodifikasjoner), logistikk og brønnvedlikehold. I driftskostnader for et feltsenter inkluderes også kostnader forbundet med tredjepartsprosessering og de skal ikke redusere med eventuelle refusjoner.

*Produksjonskostnader* er driftskostnader fra bunn til eksportpunkt og inkluderer drift og vedlikehold av plattformer, forsyning og logistikk og landstøtte og administrasjon.

*Produksjonsehetskostnader* er produksjonskostnader pr. fat oljeequivalent.

### **10.3 VEDLEGG 3: ANONYMISERTE BIDRAGSYTERE**

#### **Operatørselskap**

BP

ConocoPhillips

ExxonMobil

Hydro

Statoil

#### **Leverandørselskaper**

Odfjell Drilling

Transocean

Schlumberger

Smedvig Offshore

Stena Drilling

## 10.4 VEDLEGG 4: TARIFFAVTALER

### Fellesforbundets tarifforhold innen leverandørindustrien<sup>24</sup>

Innen kostnadsprosjektets nedslagsfelt offshore og onshore har Fellesforbundet to gjeldende tariffavtaler. Den ene er Verkstedsoverenskomsten mellom Teknologibedriftenes Landsforening og Fellesforbundet, den andre er Fellesoverenskomsten for byggfag mellom BNL og Fellesforbundet.

*Verkstedsoverenskomsten* kan gjøres gjeldende for bedrifter i verksteds- og teknologiindustrien og samhörige bransjer etter krav fra LO og Fellesforbundet på den ene side og NHO og TBL på den annen side. Overenskomsten omfatter fag-, spesial-, og hjelpearbeiderstillinger innen teknologiske fag. Den omfatter også fag-, spesial- og hjelpearbeiderstillinger hvor det kreves spesielle kvalifikasjoner og/eller kunnskaper utover nevnte stillingsgrupper.

Verkstedsoverenskomsten er en minstelønnsoverenskomst med lokal forhandlingsrett. Overenskomsten har også en sentral garantibestemmelser. Arbeidstakernes lønnsforhold skal kontrolleres 2 ganger årlig, på grunnlag av SSBs lønnstatistikk for 3. kvartal og lønnsindeksen for 1. kvartal. Regulering skal foretas dersom den gjennomsnittlige timelønn eksklusive alle tillegg for gruppene fag-, spesial- og hjelpearbeidere ikke utgjør minst henholdsvis 86 prosent, 86 prosent og 82 prosent av den gjennomsnittlige timefortjeneste, eksklusive alle tillegg for de tilsvarende grupper i verkstedsindustrien.

*Fellesoverenskomsten* for byggfag omfatter alt bygningsarbeid som medlemmene av NHO har eller får til utførelse i hele landet, også offshore. For kostnadsprosjektets nedslagsfelt gjelder overenskomsten for følgende faggrupper: industrimalerfaget, stillasbyggerfaget og isolatørfaget med tilhørende spesial- og hjelpearbeidere. Fellesoverenskomsten for byggfag er en minstelønnsoverenskomst med lokal forhandlingsrett. Minstesatsene er avtalt sentralt i overenskomsten.

For begge overenskomstene er det de lokale avtaler som i stor grad gir uttrykk for de totale lønnskostnader. Rammene for arbeidstid og arbeidstidsordninger offshore og på land er regulert sentralt, men avtales lokalt innen rammene. Rammene for arbeidstid offshore er 33,6 timer i gjennomsnitt pr. uke over et tidsrom på høyst 12 måneder. Dette er det samme som for helkontinuerlig drift og skift på land. I tillegg til normalarbeidstiden 7,5 timer pr. dag på land i de 5 første virkedager i uken er det anledning å avtale forskjellige skiftordninger (2 skift 36,5 timer i snitt pr. uke, 3 skift 35,5 timer i snitt pr. uke).

Begge overenskomstene har også et sentralt avtalt offshorebilag. Dette bilaget regulerer alle lønns- og arbeidsvilkår offshore utenom de lokalt avtalte timefortjenester ("grunnlønn" før alle tillegg.). Lønnskompensasjon er både offshore og på land i

---

<sup>24</sup> Dette vedlegget er utarbeidet av Fellesforbundet og omhandler Fellesforbundets tarifforhold for leverandørindustrien organisert innen Teknologibedriftenes Landsforening (TBL) og Byggenæringens Landsforening (BNL) eller frittstående tariffavtaler innen leverandørindustrien.

hovedsak bygget opp med en lokalt avtalt timefortjeneste innen garanti- og minstelønnsbestemmelser, pluss en kompensasjon for redusert arbeidstid ved de forskjellige skiftordninger og skifttillegg, for eksempel Offshoretilllegg for arbeid offshore, reisetillegg for arbeid på landanlegg med overnatting utenfor hjemmet osv.

Overenskomstenes medlemmer og leverandørindustriens ansatte pendler mellom de forskjellige oppdrag og anlegg offshore og på land, med og uten overnatting utenfor hjemmet. Dette medfører liten stabiliteten i de forskjellige arbeidstidsordninger, rotasjoner og oppdrag offshore og på land.

Beregningene av kostnadene for de forskjellige arbeidstidsordninger og normalisert årsverkkostnad ut fra statistikk og den enkeltes innrapporterte lønnsmasse for en gitt periode vil derfor gi et bilde som ikke dekker alle mulige kombinasjoner av land og sokkel.

Tariffmessige forskjeller mellom landarbeid og offshore er innen Fellesforbundet og TBL og Fellesforbundet og BNL s områder som følger:

#### *Verkstedsoverenskomsten (TBL)*

Fagarbeidere med topp ansiennitet og alle tillegg (ikke skifttillegg verken offshore eller land) inkludert kompensasjon for forkortet arbeidstid (helkontinuerlig).  
Mekanikere, rør, plate og sveisere osv.

- Offshore med helkontinuerlig skift og overnatting utenfor hjemmet. NOK 194,00 = 133,9 prosent
- Landanlegg med helkontinuerlig skift og overnatting utenfor hjemmet. NOK 181,42 = 125,2 prosent
- Landanlegg med overnatting utenfor hjemmet. NOK 165,42 = 114,2 prosent
- Landanlegg uten overnatting utenfor hjemmet NOK 153,85 = 106,2 prosent
- Ansatt på verksted, bosatt i nærmiljøet NOK 144,85 = 100,0 prosent

Fellesforbundets avtaler bygger på lokal forhandlingsrett. Feilmargin innen + / - 3 prosent.

#### *Fellesoverenskomsten for byggfag (BNL)*

Fagarbeidere med topp ansiennitet og alle tillegg (ikke skifttillegg verken offshore eller land) inkludert kompensasjon for forkortet arbeidstid (helkontinuerlig).  
Stillasarbeidere, isolatører og industrimalere osv.

- Offshore med helkontinuerlig skift og overnatting utenfor hjemmet. NOK 180,50 = 141,6 prosent
- Landanlegg med helkontinuerlig skift og overnatting utenfor hjemmet. NOK 147,60 = 115,8 prosent
- Landanlegg med overnatting utenfor hjemmet Kr 133,50 = 104,7 prosent

- Land uten overnatting utenfor hjemmet NOK 127,50 = 100,0 prosent
- Ansatt på verksted, bosatt i nærmiljøet (Akkordsystem) NOK Akkord = Akkord

Fellesforbundets avtaler bygger på lokal forhandlingsrett. Feilmargin innen + / - 3 prosent.

## 10.5 VEDLEGG 5: VEDLEGG TIL BRØNN OG BORING

### Oversikt over flytere på norsk og britisk sokkel

Figur 58

#### Flytere på norsk og britisk sokkel

| Britisk sokkel            |            |              |            | Norsk sokkel        |            |              |
|---------------------------|------------|--------------|------------|---------------------|------------|--------------|
| Navn på flyter            | Generasjon | Oppgraderbar | SUT        | Navn på flyter      | Generasjon | SUT          |
| GSF Arctic 3              | 3          |              |            | Deepsea Bergen      | 3          | Ja           |
| GSF Arctic 4              | 3          |              |            | Deepsea Trym        | 3          | Ja           |
| GSF Arctic 2              | 3          | Mulig        | Nei        | Transocean Winner   | 3          | Nei (opplag) |
| Ocean Guardian            | 3          |              |            | Deepsea Delta       | 3          | Søker        |
| Ocean Vanguard            | 3          | Ja           | Søker      | Transocean Searcher | 3          | Ja           |
| GSF Rig 140               | 3          |              |            | Bideford Dolphin    | 3          | Søker        |
| Sedco 704                 | 3          |              |            | Borgland Dolphin    | 3          | Søker        |
| Sedco 711                 | 3          |              |            | Polar Pioneer       | 4          | Søker        |
| Sedco 712                 | 3          |              |            | Scarabeo 5          | 4          | Ja           |
| Sedco 714                 | 3          |              |            | West Alpha          | 4          | Ja           |
| Stena Dee                 | 3          | Ja           | Søker      | Transocean Arctic   | 4          | Nei (opplag) |
| Transocean John Shaw      | 3          |              |            | West Venture        | 5          | Ja           |
| Transocean Prospect       | 3          | Ja/Mulig     | Nei        | Stena Don           | 5          | Ja           |
| Jack Bates                | 4          |              |            | Andre norske rigger |            |              |
| Paul B. Loyd              | 4          | Mulig        | Nei        | West Navigator      | DS         | Ja           |
| Transocean Leader         | 4          | Ja           | Søker      | Belford Dolphin     | DS         | Søker        |
| <b>Oppjekkbare rigger</b> |            |              | <b>SUT</b> | Leiv Eiriksson      | 5          | Ja           |
| Maersk Giant              |            |              | Ja         | Eirik Raude         | 5          | Nei          |
| Maersk Galant             |            |              | Ja         |                     |            |              |
| Maersk Guardian           |            |              | Ja         |                     |            |              |
| Maersk Innovator          |            |              | Ja         |                     |            |              |
| Maersk Epsilon            |            |              | Ja         |                     |            |              |

Kilde: Fearnley Offshore; Petroleumsstilsynet

### Rotasjonsordning for rigger på norsk og britisk sokkel

Figur 59

Forskjeller i offshore rotasjonsordninger og timer pr. årsverk - riggnæring

| Ansatt hos:  | Sokkel | Norsk                       | Britisk<br>(mange varianter)          |
|--|--------|-----------------------------|---------------------------------------|
| Oljeselskap  |        | 2+4<br>(1 460 timer)        | 2+3 (noe 2+2)<br>(1 752 timer)        |
| Boreselskap/Rigger                                   |        | 2+4<br>(1 460 timer)        | 2+2<br>(2 160 timer)                  |
| Serviceselskap<br>Har en rekke "disponibelordninger" |        | 2+3 og 2+4<br>(1 582 timer) | 2+2<br>(2 160 timer)<br>(1 920-2 520) |
| Fartøy under flaggstat                               |        | 3+3 eller 4+4<br>(2 184)    | 3+3 eller 4+4<br>(2 184)              |
| Supply   |        | 4+4<br>(2 184 timer)        | 4+4<br>(2 184 timer)                  |

Ikke justert for eventuelt betalt spisepause på norsk sokkel

EU direktiv forventes å medføre reduksjoner på UK sokkel

Figur 60

Nødvendige oppgraderinger av Stena Dee for å tilfredstille norsk sokkel regelverk basert på regelverksfortolkning av Stena

| Task   | Cost (USD)        | Regulation  |
|--|-------------------|---|
| Analysis and engineering                           | 500 000           | ● SUT Application, related studies and global analysis as pr. NPD's letter dated 01/04/03             |
| Structural modifications following fatigue analyse | 910 000           | ● Modifications following the above NPD letter dated 01/04/03   |
| Structural modifications following fatigue analyse | 910 000           | ● Modifications following the above NPD letter dated 01/04/03   |
| Automatic pipe handling                            | 2 800 000         | ● Facility Regulation §55<br>● Activity Regulations §80   |
| Drillers and derrick man cabin replacement         | 3 500 000         | ● Facility Regulation §19 (Ergonomic Design)<br>● Facility Regulation §20 (Man/Machine interface )    |
| Upgrading of the crane                             | 250 000           | ● Facility Regulation §70 )   |
| New crane cabins                                   | 1 200 000         | ● Facility Regulation §19 (Ergonomic Design)<br>● Facility Regulation §20 (man/machine interface )    |
| Renewal of anchor winch brakes                     | 850 000           | } ● NMD's cancellation of grandfather clause and NPD's insistent to use NMD 2003 as base for standard |
| New lifeboats                                      | 500 000           |   |
| Upgrading of Planned Maintenance System            | 150 000           |   |
| Mud mixing system upgrade's                        | 600 000           | ● Facility Regulation § 12 and §14  |
| Upgrading of PA and fir/gas alarm systems          | 350 000           | ● Facility Regulation §17   |
| Extra fire insulation                              | 250 000           | ● Facility Regulation §28, §29, §30   |
| BOP Acoustic                                       | 500 000           | ● Facility Regulation §48   |
| Potable water modifications                        | 400 000           | ● Facility Regulation §62   |
| Yard cost  | 2 800 000         |   |
| <b>Total</b>                                       | <b>15 560 000</b> |   |

Kilde: Stena Drilling

## 10.6 VEDLEGG 6: VEDLEGG TIL ÅRSVERKKOSTNADER

### 10.6.1 Resultater pr. yrkesgruppe

Figur 61

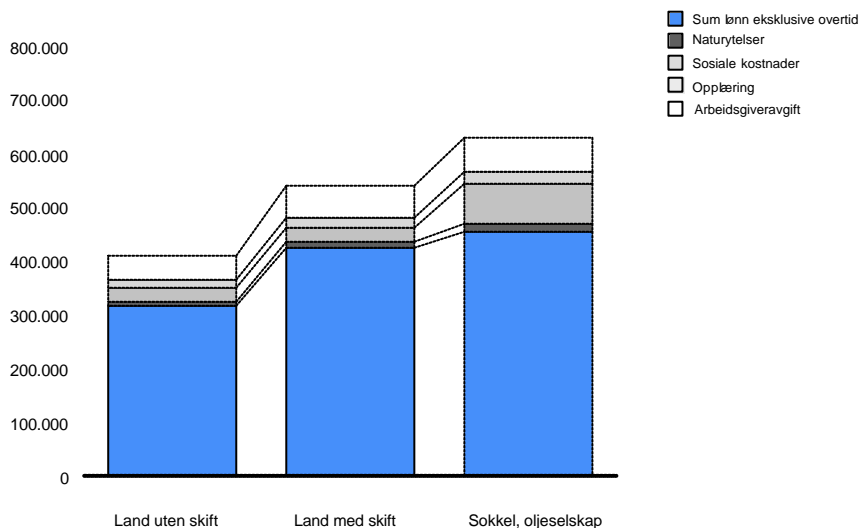
#### Yrkesgrupper i undersøkelsen

| Vår definisjon                                   | Kode | SSB-kode/eventuell alternativ metode   |
|--|------|--|
| Elektriker                                       | 7241 | • Elektriker, elektroniker   |
| Mekaniker  | 7237 | • Foretatt søk på bedriftenes egne stillingstitler for "electrician", elektriker   |
|  | 7134 | • Industrimekaniker.   |
|  | 7214 | • Rørlegger  |
| Prosesstekniker                                  | 7214 | • Platearbeider  |
|  | 7212 | • Sveiser  |
|  |      | • Foretatt søk på bedriftenes egne stillingstitler for "vedlikeholdstekniker", "prosesstekniker", "tekniker/ingeniør", "technican, process" innen følgende gruppe. |
|  |      | • Maskiningeniør/teknikere (3114)  |
| Kokk   | 5122 | • Elektronikk og telekom ing./tekniker (3113)  |
| Servicearbeidere (rengjøringspersonell/ kantine) | 9132 | • Petroleum, bergverk, metallurgi ing./tekn. (3116)  |
|  | 9133 | • Kokk   |
| Dekksarbeider, hjelpearbeider, sjauer            | 9310 | • Rengjøringspersonell i bedrifter   |
|  | 9320 | • Kjøkken og anretningsassistenter   |
| Plattformsjef, produksjonsdirektør               | 9330 | • Hjelpearbeider innen bygg, anlegg  |
|  | 1222 | • Hjelpearbeider innen industri  |
|  | 1223 | • Hjelpearbeider innen lager og godshåndtering   |
|  | 2142 | • Produksjonsdirektør olje, gass, bergverk, industri, kraft-, vannforsyning  |
| Sivilingeniør (alle)                             | 2143 | • Produksjonsdirektør bygge og anleggsvirksomhet   |
|  | 2144 | • Siv.ing. bygg/anlegg   |
|  | 2144 | • Siv.ing. elkraft   |
|  | 2145 | • Siv.ing. elektro   |
|  | 2146 | • Siv.ing maskin   |
|  | 2146 | • Siv.ing kjemi  |
|  | 2147 | • Siv.ing geofag   |
|  | 2149 | • Siv.ing og tilsvarende yrker   |
| Sivibkonom                                       | 2541 | • Andre siv.ing og tilsvarende yrker   |
| Dataingeniør                                     | 3120 | • Sivil/sosial økonomer  |
| Funksjonærer innen administrasjon                | 3431 | • Dataingeniører og teknikere  |
| Sekretærer                                       | 4113 | • Funksjonærer innen administrasjon  |
|  |      | • Sekretærer   |

Kilde: ECON-analyse

Figur 62

#### Totale normalisert årsverkkostnader for elektriker

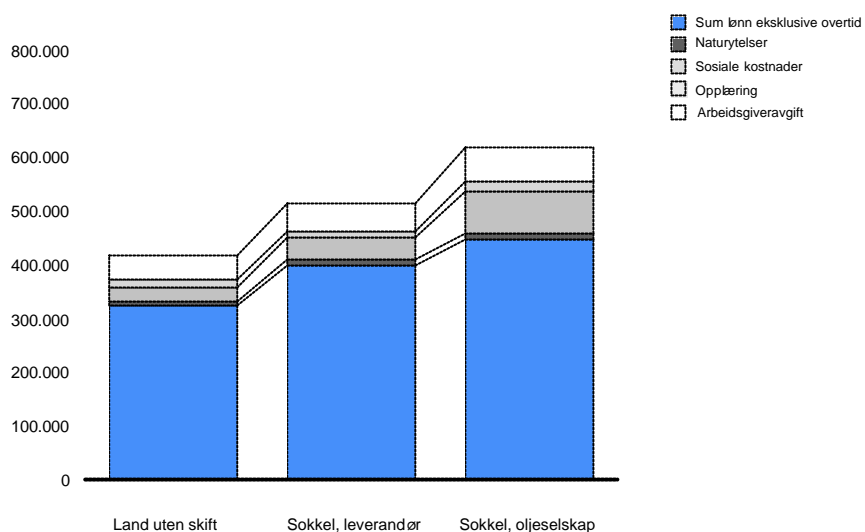


Kilde: ECON-analyse

For mekaniker ble det søkt å skille mellom ansatte i leverandørbedrifter tilknyttet henholdsvis TBL og OLF. Dette skillet er interessant fordi det ligger ulike overenskomster bak lønnsbetingelsene. Fellesforbundet har en overenskomst med TBL, mens NOPEF har en annen med OLF.

Figur 63

### Totale normalisert årsverkkostnader for mekanikere

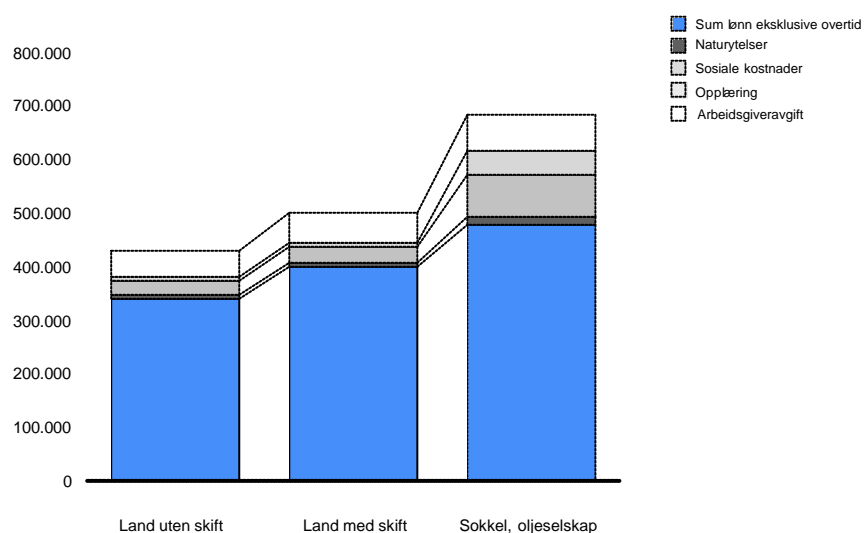


Kilde: ECON-analyse

For at datamaterialet for leverandøransatte på sokkelen skal bli tilstrekkelig stort er det valgt å se på mekanikere, rørleggere, plate/sveis under ett i denne analysen da disse har tilnærmet like lønnsvilkår. Under bearbeiding av data framkom det at utvalget av leverandøransatte fra OLF-organiserte bedrifter var for lavt til å benyttes. I figur 63 representerer derfor *sokkel, leverandør* utelukkende mekanikere fra TBL-organiserte bedrifter mens *sokkel, oljeselskap* representerer mekanikere fra OLF-organiserte oljeselskaper.

Figur 64

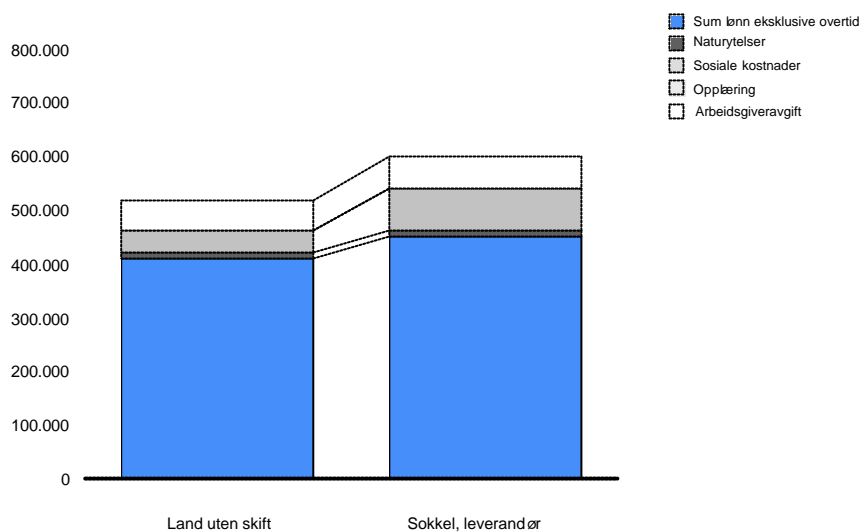
### Totale normalisert årsverkkostnader for prosess- tekniker



Kilde: ECON-analyse

Figur 65

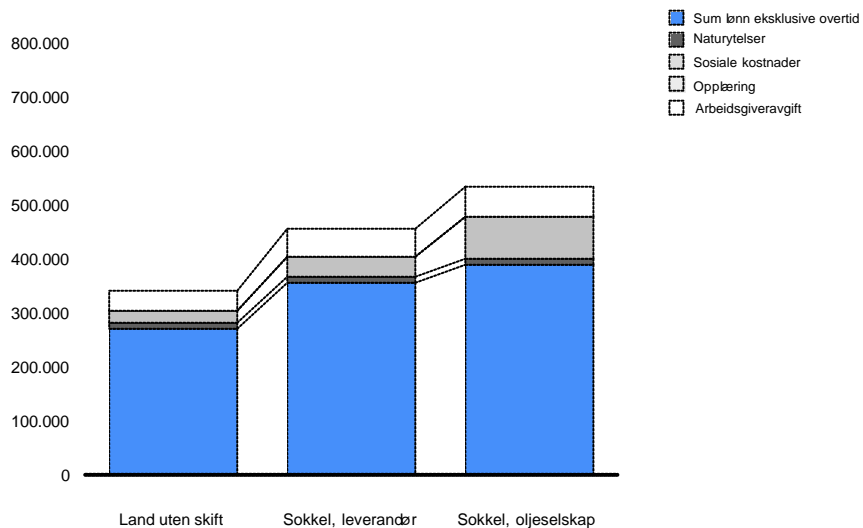
### Totale normalisert årsverkkostnader for kokk



Kilde: ECON-analyse

Figur 66

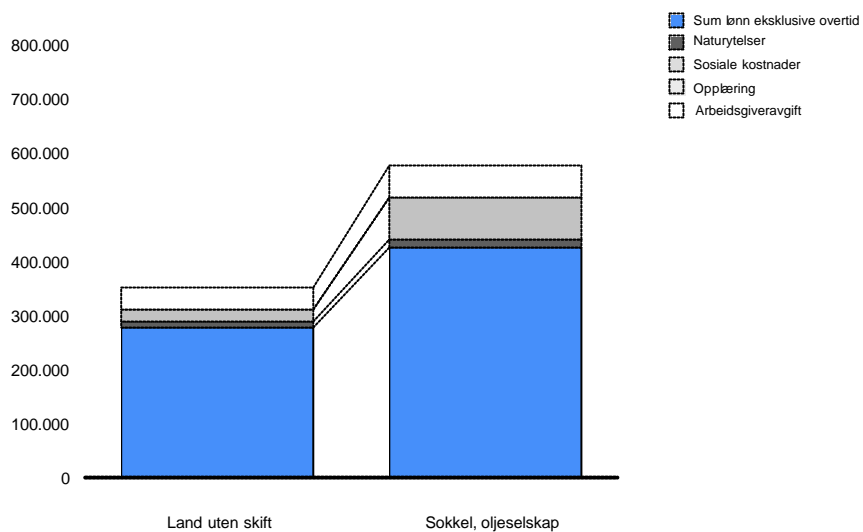
### Totale normalisert årsverkkostnader for service- medarbeider



Kilde: ECON-analyse

Figur 67

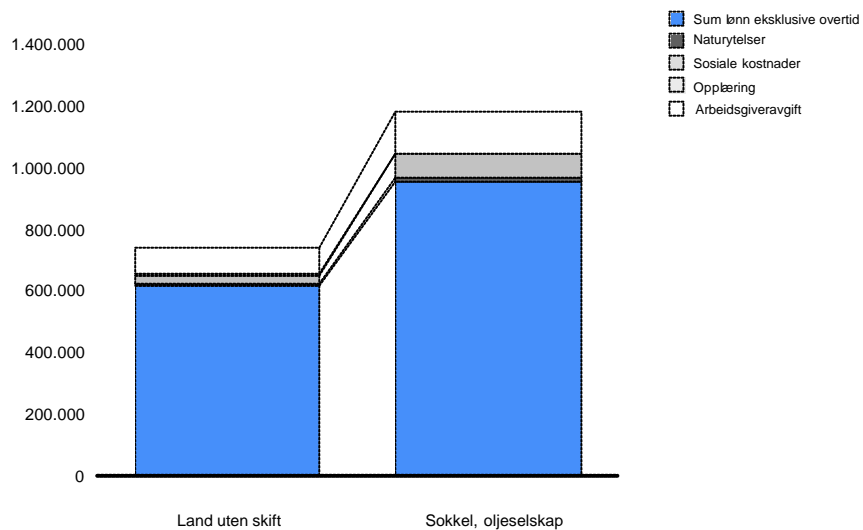
### Totale normalisert årsverkkostnader for dekk-arbeider/sjauer



Kilde: ECON-analyse

Figur 68

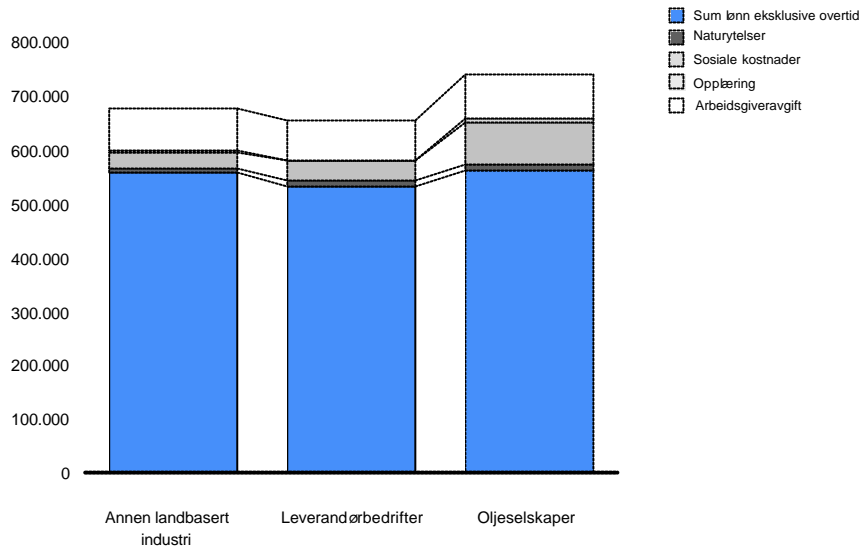
### Totale normalisert årsverkkostnader for fabrikk-sjef/produksjonsdirektør



Kilde: ECON-analyse

Figur 69

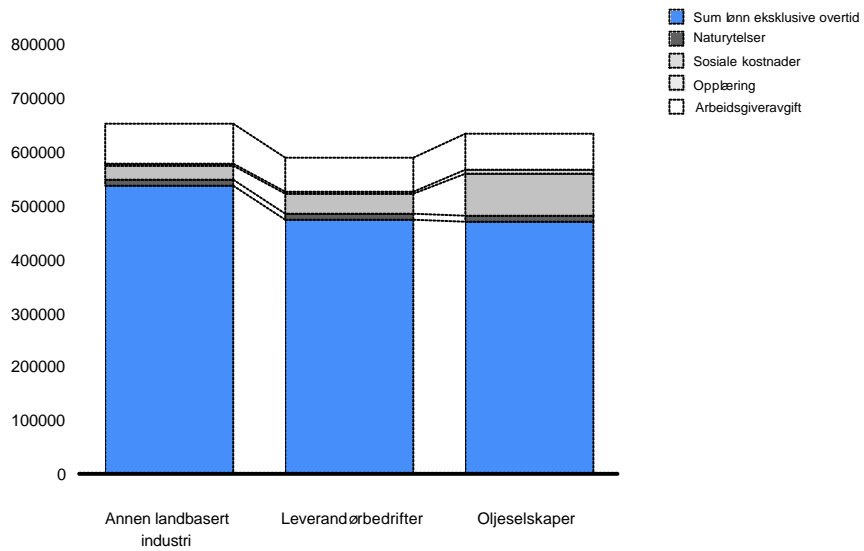
### Totalt normalisert årsverkkostnader for sivilingeniør



Kilde: ECON-analyse

Figur 70

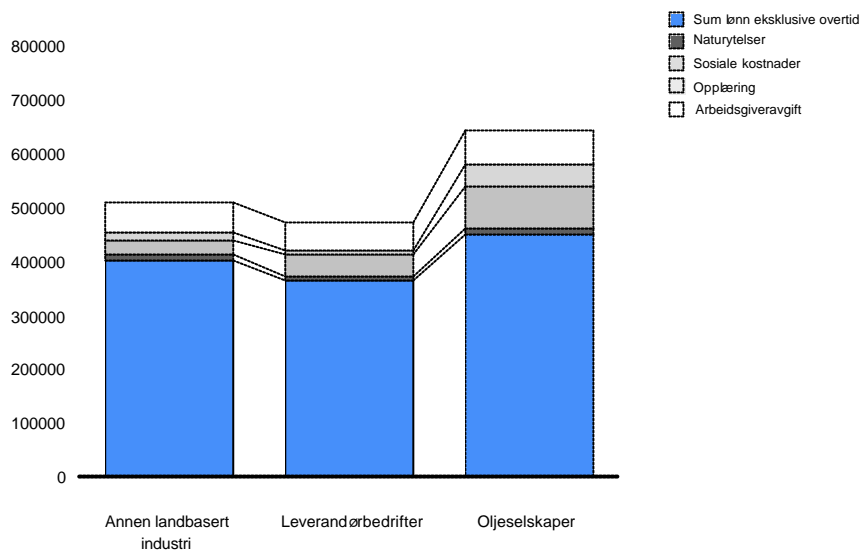
### Totalt normalisert årsverkkostnader for siviløkonom



Kilde: ECON-analyse

Figur 71

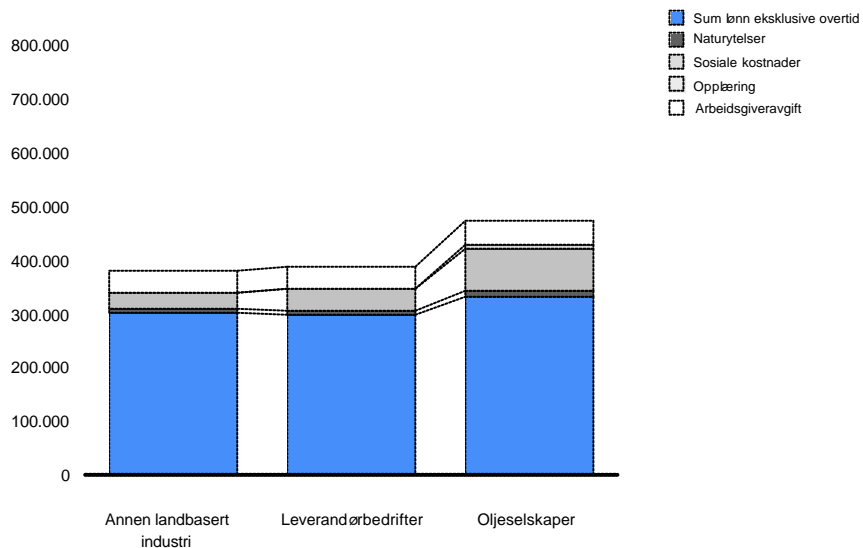
### Totale normalisert årsverkkostnader for dataingeniør



Kilde: ECON-analyse

Figur 72

### Totale normalisert årsverkkostnader for sekretær



Kilde: ECON-analyse

## 10.6.2 Metodikk

### En beskrivelse av datamaterialet for direkte personalkostnader

#### *Innhenting av data*

Data om direkte personalkostnader i form av lønn, honorarer med mer er innhentet direkte fra et utvalg medlemsbedrifter i NHO.

Statistisk sentralbyrå kunne ikke levere de ønskede data for direkte personalkostnader for de ulike yrkeskategorier innen prosjektets tidsfrist. Opplegget ble derfor å be bedriftene om tilgang til de samme lønnsdata som var sendt til Statistisk Sentralbyrå (SSB) pr. 1. oktober 2003, bortsett fra at datamaterialet skulle være avindividualisert, det vil si at navn og personnummer skulle være fjernet. Henvendelsen til bedriftene gikk fra den enkelte landsforening i NHO.

#### *Utvalg av bedrifter*

Ut fra undersøkelsens formål ble det valgt ut bedrifter fra seks landsforeninger i NHO, se figur 73, særlig innen OLF-området. Av de 109 bedriftene som er kontaktet, har vi fått lønnsdata fra 36 (33 prosent). Av disse kunne vi bare bruke data fra 32 bedrifter (29 prosent).

Figur 73

#### Bedrifter kontaktet og bedrifter som har levert lønnsdata brukt i analysen

| Landsforening i NHO                    | Antall bedrifter kontaktet | Antall bedrifter som har levert lønnsdata |
|--|----------------------------|---|
| Byggenæringens Landsforening (BNL)     | 7                          | 0   |
| Energibedriftenes Landsforening (EBL)  | 6                          | 2   |
| Oljeindustriens Landsforening (OLF)    | 72                         | 24  |
| Prosessindustriens Landsforening (PIL) | 7                          | 1   |
| Servicebedriftenes Landsforening (SBL) | 3                          | 0   |
| Teknologibedriftenes Landsforening     | 14                         | 4   |
| <b>Sum</b>                             | <b>109</b>                 | <b>31</b>                                 |

Kilde: ECON-analyse

For OLF-området har det vært et mål å få lønnsdata fra et representativt utvalg av bedriftene. Figur 74 viser at i forhold til OLFs gruppering av sine medlemsbedrifter synes dette målet langt på vei å være nådd. Om lag 1/3 av bedriftene har levert lønnsdata. Omtrent slik er det også for oljeselskaper og leverandørbedrifter hver for seg, men leverandørbedriftene har i noe større grad levert data enn oljeselskapene.

Figur 74

## OLF-bedrifter kontaktet og som har levert lønnsdata til analysen

| Bransjer innen OLF-området           | Antall bedrifter kontaktet | Leverte lønnsdata | Prosent   |
|--------------------------------------|----------------------------|-------------------|-----------|
| Oljeselskaper                        | 21                         | 6                 | 29        |
| Leverandørbedrifter                  |                            |                   |           |
| ● Børings- og brønn-servicebedrifter | 24                         | 9                 | 38        |
| ● Undervannsentreprenører            | 6                          | 2                 | 33        |
| ● Forpleiningsbedrifter              | 2                          | 1                 | 50        |
| ● Forsyningsbaser                    | 8                          | 3                 | 38        |
| ● Andre bedrifter                    | 11                         | 3                 | 27        |
| <b>Sum</b>                           | <b>72</b>                  | <b>24</b>         | <b>33</b> |

Kilde: ECON-analyse

For de øvrige områdene har det ikke vært noe mål å få data fra et representativt utvalg av bedriftene. Vi har i stedet forsøkt å velge ut bedrifter som kan være interessante som sammenligningsgrunnlag for oljeindustrien.

En årsak til at enkelte bedrifter ikke har svart er at SSBs lønnsundersøkelse er basert på et utvalg av bedrifter. Dette utvalget er ikke offentlig. Noen av bedriftene som har fått henvendelse om data svarte at de ikke har levert lønnsdata til SSB. Vi hadde ønsket å få med om lag 10 landbaserte bedrifter som sammenligningsgrunnlag. For å være sikre på å treffe på bedrifter som hadde sendt lønnsdata til SSB, ble henvendelsen sendt til 37 bedrifter. Vi fikk lønnsdata vi kunne bruke fra 7, og sammensetningen på næringer var skjev. Vi fikk dessverre ikke lønnsdata fra de bedriftene som ble forespurt i bygg og anleggsnæringen (BNL) og heller ikke fra bedrifter innen kantine, catering og renhold innen SBL-området.

### Lønnsdataene

De opplysninger om lønn og stilling som har vært benyttet i analysen, er følgende:

1. *Yrkeskode*, 4 siffer (SSBs standard for yrkesklassifisering (STYRK)).
2. *Yrkesbenevnelse*. Bedriftens egen beskrivelse av stillingen.
3. Den ansattes *alder*, som en grov indikator på ansiennitet i yrkeslivet. Alder er beregnet ut fra fødselsdato. Personnummer og navn har vært slettet før utlevering av data.
4. Avtalt *arbeidstid* pr. uke.
5. *Heltid/deltid*. Om det er en heltids- eller deltidstilling.
6. *Skiftordning*. Denne variabelen har verdi 2 dersom den ansatte arbeider offshore.

7. *Avlønningsperiode*. Hvordan lønnen utbetales: som månedslønn 12 ganger i året, 14-dagerslønn, ukelønn, månedslønn 12,5 ganger i året, månedslønn 13 ganger i året, timelønn og provisjons- eller prosentlønn.

8. *Ansettelsesdato*.

For bedrifter med **elektronisk innrapportering** av data til Statistisk sentralbyrå:

9. *Timelønn*. Totalt utbetalt beløp for timelønn ved siste lønnskjøring, inklusive akkordutbetalinger.

10. *Timelønn hittil i år*. Totalt utbetalt beløp for timelønn hittil i år (1.1.2003-30.9.2003).

11. *Fast lønn*. Fast månedslønn, 14-dagerslønn eller ukelønn (regulativlønn eller annen form for avtalt lønn)

12. *Fast lønn hittil i år*. 1.1.2003-30.9.2003.

Timelønn og fast lønn skal *ekskudere* skifttillegg, smusstillegg, offshoret tillegg etc. Eventuelle kompetanse-, kvalifikasjons- og personlige tillegg *inkluderes*.

13. *Timer*. Totalt timetall knyttet til timelønn.

14. *Timer hittil i år*. Totalt antall timer hittil i år. 1.1.2003-30.9.2003.

15. *Overtidsutbetalinger hittil i år*. 1.1.2003-30.9.2003.

16. *Overtidstimer hittil i år*. Avspaserte overtidstimer ekskluderes. 1.1.2003-30.9.2003.

17. *Uregelmessige tillegg hittil i år*. Uregelmessige tillegg hittil i år både i og utenfor bedriften. Herunder kommer bl.a. utkallings-, vakt-, skift-, sone-, forlegnings-, smuss- og offshoret tillegg, lønn og annen godtgjørelse opptjent i utlandet. Dette er beløp *utover* regulativlønn/avtalt lønn. 1.1.2003-30.9.2003.

18. *Bonus hittil i år*. Betalinger som ikke vedrører bare en enkelt lønnsperiode. Herunder kommer bonus, produksjonstillegg, gratialer, overskuddsdeling, provisjon, tantieme og lignende. 1.1.2003-30.9.2003.

Følgende typer lønn skal ikke være inkludert i noen av lønnskomponentene: styrehonorarer, sluttvederlag, vikartillegg, fungeringstillegg, naturallønn, forsikringer, diettgodtgjørelse, dekning av reise- og overnattingsutgifter og sykepenger.

For bedrifter som **fyller ut skjema** (skjema for medlemmer av NHO) oppgis timelønn og fast lønn i samme rubrikk:

19. *Lønn*. Dette er *enten* et beløp for utbetalt avtalt timelønn inklusive akkordlønn fra siste lønnsutbetaling *eller* avtalt uke-, 14-dagers- eller månedslønn.

20. *Lønn hittil i år*. 1.1.2003-30.9.2003.

### *Utbetalt avtalt lønn*

Vi har beregnet utbetalt avtalt lønn pr. måned i 3. kvartal. For ansatte med *elektronisk* innrapportering er denne lik fast lønn dersom avlønningsperioden er månedslønn 12 ganger i året.

Dersom det ikke er oppgitt fast lønn, er utbetalt avtalt lønn beregnet som en månedslønn tilsvarende timer pr. måned multiplisert med en beregnet timelønnsats lik timelønn/timer. I denne beregningen er timer for et normalt månedsverk fastsatt ut fra type arbeidstidsordning.

For bedrifter som har fylt ut *skjema*, settes utbetalt avtalt lønn lik lønn (punkt 19 ovenfor) når avlønningsperioden er lik månedslønn 12 ganger i året. Timelønte kunne identifiseres ved variabelen avlønningsperiode. Det er imidlertid svær få av bedriftene som har fylt ut skjema, og de har stort sett bare fylt ut et månedslønnsbeløp.

### *Korrigeringer og avgrensninger*

Datafilen med de 32 bedriftene har i alt 26 849 ansatte. Det er da i tilretteleggingen av datafilene for hver bedrift spesielt vurdert individer med følgende *avlønningsperioder*: ukelønn, månedslønn 12,5 ganger i året, månedslønn 13 ganger i året, provisjons- eller prosentlønn. I noen tilfeller har vi fått opplysninger som innebærer at offshoretillegget er inkludert i fastlønnen (månedslønn 13 ganger i året). Vi har da korrigert. I noen tilfeller har vi valgt å slette individer fra filen. Vi har hatt en dialog med noen av de største bedriftene for å sikre at offshoretillegget er plassert som uregelmessig tillegg og at kostnader knyttet til mertid er tatt ut av det uregelmessige tillegget og overført til overtid.

I noen bedrifter er bare en del av de ansatte gått over på 2-4/2-4 ordning, mens andre fortsatt er på en 2-3/2-4 ordning. De første har tatt et lønnskutt i forbindelse med overgangen. Vi har rekalkulert slik at alle har en lønn som om de gikk på 2-3/2-4 ordning.

I dialog med noen av de største bedriftene har vi fått en spesiell gjennomgang av skiftvariabelen (variabel 6 ovenfor) for å sikre en korrekt identifisering av personer som arbeider på sokkelen i 3. kvartal.

Filen er videre avgrenset slik:

- *Yrke*. Bare ansatte med oppgitt yrkeskode er med. Lærlinger, vikarer og ekstrahjelp er også fjernet, ved å bruke bedriftenes stillingsbenevnelse.
- *Heltidsansatte*. Heltid er definert som 31 timer eller mer avtalt arbeidstid pr. uke. I noen tilfeller er avtalt arbeidstid over 31 timer samtidig som heltids/deltids-variabelen angir at stillingen er en deltidsstilling. Vi har da akseptert at det er en deltidsstilling. Vi ønsker å beregne månedslønnen i heltidsstillinger og har derfor sortert vekk deltidsstillinger.
- *Ansatt deler av året*. Alle som har begynt i løpet av 2003 er tatt vekk, fordi vi vil ha sammenlignbare tall for beløp og timer som gjelder "hittil i år".

- *Lav utbetalt avtalt lønn.* Vi tar bare med personer som har utbetalt avtalt lønn større eller lik kr. 15000.

Vi står etter dette igjen med 23 119 individer.

### Land/sokkel

Grupperingen av ansatte på sokkelen eller på land er gjort på følgende måte:

- *Sokkel.* Dette er de som har skiftvariabelen (variabel 6 ovenfor) lik verdi 2 og de som på annen måte av bedriften er angitt å arbeide på sokkelen i 3. kvartal. Av de øvrige, har vi regnet dem som har et uregelmessig tillegg som andel av avtalt utbetalt månedslønn tilnærmet lik 0,47 (sokkeltillegget) som sokkelarbeidende.
- *Land.* Dette er de som har skiftvariabelen utfylt, men med andre verdier enn 2. Mange har ikke utfylt denne variabelen. De som er ansatt i de typisk landbaserte virksomheter er naturlig nok regnet som landbaserte. Vi har også regnet de som har et uregelmessig tillegg som andel av avtalt utbetalt månedslønn mindre enn 0,40 som arbeidende på land.

Dette medfører at vi får plassert nesten alle enten på land eller på sokkelen.

## Normaliseringsmatrise for justering av utførte timer under ulike skiftordninger

Figur 75

Justeringsfaktor for ulikt antall timer utført pr. år under ulike skiftordninger

|  | Landbasert virksomhet uten skift | Landbasert virksomhet     |                                 | Offshore                       |                                    |
|--|----------------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
|  |                                  | Døgnskift (5 dg. pr. uke) | Helkontinuerlig (7 dg. pr. uke) | 2-4 rotasjon (helkontinuerlig) | 2-3-2-4 rotasjon (helkontinuerlig) |
| Normal arbeidsuke  | 37,5                             | 35,5                      | 33,6                            | 33,6                           | 33,6                               |
| Arbeidstid pr. dag   | 7,5                              | Varies                    | Varies                          | 12                             | 12                                 |
| Antall dager pr. år  | 220                              | Varies                    | Varies                          | 121,66                         | 132,72                             |
| Timer pr. år   | 1 650,0                          | 1 562,0 <sup>a</sup>      | 1 583,9 <sup>b</sup>            | 1 459,9                        | 1 583,9                            |
| Fradrag betalt spise-pause (timer pr. år)  | 0                                | 0                         | 117,85                          | 121,66 (1 time/d)              | 132,72 (1 time/d)                  |
| Timer arbeid pr. år  | 1 650,0                          | 1 562,0                   | 1 466,05                        | 1 338,26                       | 1 451,18                           |
| <b>Justeringsfaktor i forhold til antall timer i landbasert industri med helkontinuerlig skift</b> | <b>0,8885</b>                    | <b>0,9386</b>             | <b>1,0000</b>                   | <b>1,0955</b>                  | <b>1,0102</b>                      |

<sup>a</sup> Landansatte som arbeider skift på bevegelige fri- og helligdager får overtidsbetalt på disse dagene. Derfor er antall timer pr. år basert på 44 uker i stedet for 47,14 uker slik det er gjort for de som arbeider offshore. Tariffestet antall timer pr. år for 35,5/uke med 5 ukers ferie er 1.673 timer pr. år.

<sup>b</sup> Tariffestet antall timer pr. år for 33,6/uke med 5 ukers ferie er 1.583,9 timer pr. år, tilsvarende det man har med 2-3-2-4 rotasjon.

Kilde: ECON-analyse

## En beskrivelse av beregningsmetodikk for indirekte kostnader

Formålet med denne undersøkelsen er å se hvordan de indirekte kostnadene påvirker kostnadsnivået pr. ansatt i tillegg til de direkte kostnadene knyttet til lønn og tillegg.

SSB kartla indirekte personalkostnader sist i 2000. Det ble vurdert som ønskelig med data som lå nærmere i tid til dataene om lønn (1 oktober 2003), samtidig som det ble ansett som lettest å få data om avsluttede regnskapsår. Bedriftene ble derfor også bedt om data om indirekte personalkostnader for år 2002. Prosjektgruppen mottok svar fra 25 bedrifter, som er plassert i følgende tre typer av virksomhetsområder; Operatørselskaper, leverandører og annen landindustri. Figur 76 gir en oversikt over selskapene, hvor mange ansatte de har rapportert inn og hvilket virksomhetsområde de er plassert i.

Figur 76

### Oversikt over selskaper i beregning av indirekte kostnader

| Bedriftens navn                  | Ansatte pr. 01.10.2003 | Type               |
|----------------------------------|------------------------|--------------------|
| BackeGruppen                     | 865                    | Annen landindustri |
| BKK - konsernet                  | 1020                   | Annen landindustri |
| Borealis AS                      | 499                    | Annen landindustri |
| Lyse Energi AS                   | 530                    | Annen landindustri |
| Universal Sodexo Norway          | 403                    | Annen landindustri |
| Tafford Kraftproduksjon AS       | 36                     | Annen landindustri |
| ABB Offshore Systems             | 3260                   | Leverandør         |
| Aker Kværner Elektro AS          | 1483                   | Leverandør         |
| Aker Kværner Offshore Partner AS | 2176                   | Leverandør         |
| AS NYMO                          | 340                    | Leverandør         |
| BJ Services AS                   | 185                    | Leverandør         |
| Dresser-Rand AS                  | 180                    | Leverandør         |
| Geoservices                      | 100                    | Leverandør         |
| Heerema Tønsberg AS              | 235                    | Leverandør         |
| NorSea                           | 162                    | Leverandør         |
| Nutec Bergen AS                  | 83                     | Leverandør         |
| Nutec Trondheim AS               | 23                     | Leverandør         |
| Schlumberger Norge AS            | 616                    | Leverandør         |
| Vestbase AS                      | 81                     | Leverandør         |
| Weatherford Norge AS             | 288                    | Leverandør         |
| West Lab Services AS             | 86                     | Leverandør         |
| Det Norske Oljeselskap AS        | 15                     | Oljeselskap        |
| Conoco Phillips Norge            | 1677                   | Oljeselskap        |
| Norsk Hydro D&U Norge            | 1620                   | Oljeselskap        |
| Petoro AS                        | 55                     | Oljeselskap        |
| Statoil                          | 11160                  | Oljeselskap        |
| Total E&P Norge AS               | 262                    | Oljeselskap        |

Kilde: ECON-analyse

Figur 77

### Innhentet informasjon fra selskaper

1. Bedriftens navn
2. Ansatte pr. 01.10.2002
3. Ansatte pr. 01.10.2003
4. Vekst i antall ansatte
5. Ca. andel av omsetningen som eventuelt er offshore
6. Naturalytelser totalt\*
7. Sosiale utgifter totalt (utenom arbeidsgiveravgift)\*\*
5. Opplæringskostnader
  - a. Kostnader ved drift av egen skole og egne kurs
  - b. Opplæring av nyansatte
  - c. Kurs og videreutdanning
  - d. Andre opplæringskostnader
6. Rekrutteringskostnader totalt
7. Arbeidsgiveravgift og andre avgifter totalt
8. Annen overhead/administrative kostnader

\* Bedriftskantine og matkuponger, diverse velferdstiltak, trekkpliktige naturalytelser, fri bil og rentefordel rimelige lån i arbeidsforhold og fri telefon inkl mobiltelefon

\*\* Premie til trygde- og pensjonsordninger, premie til ulykkesforsikringer og yrkesskadeforsikring, andre forsikringsordninger, supplerende pensjonsordninger, supplerende forsikringsordninger og direkte sosiale ytelser

\*\*\* Administrasjon, kontor og andre fellesfunksjoner  
Kilde: ECON-analyse

Alle bedriftene bortsett fra to har oppgitt tall for 2002, som er omregnet til 2003-tall ved å justere for selskapets prosentvise endring i antall ansatte og konsumprisindeksen. Tall fra SSB viser at konsumprisindeksen økte med 2,5 prosent fra 2002 til 2003. To bedrifter har oppgitt 2003-tall.

Vi har beregnet et veid gjennomsnitt pr. ansatt i hver kategori av indirekte kostnader. Gjennomsnittet er veid i forhold til antall ansatte, for at ansatte i små bedrifter ikke skal påvirke beregningen uforholdsmessig mye. Det skilles mellom indirekte årsverkkostnader, som omfatter punkt 3-7 i figur 77 og indirekte kostnader til administrasjon og støttefunksjoner (annen overhead) oppgitt i punkt 8. *Annen overhead* inngår ikke i beregningen av årsverkkostnader og er drøftet nærmere i et eget avsnitt. Kostnader i 1000 kroner pr. ansatt vises i figur 78, mens figur 79 viser prosentvis fordeling mellom ulike indirekte årsverkkostnader innenfor hvert virksomhetsområde.

Figur 78

### Overhead pr. ansatt fordelt på kostnad og type NOK tusen

|                    | Natural<br>ytelser | Sosiale<br>kostnader | Opplæring | Rekruttering | Arbeidsgiveravgift | <b>Totalt</b> |
|--------------------|--------------------|----------------------|-----------|--------------|--------------------|---------------|
| Annen landindustri | 11,1               | 26,9                 | 10,3      | 0,7          | 59,3               | <b>108,3</b>  |
| Leverandør         | 9,2                | 39,1                 | 5,0       | 0,5          | 60,9               | <b>114,7</b>  |
| Oljeselskap        | 13,3               | 79,0                 | 23,7      | 8,3          | 104,7              | <b>228,9</b>  |

Merk: Ikke alle har oppgitt informasjon på alle punktene, slik at beregningen kan omfatte ulikt antall bedrifter for ulike kostnader  
Kilde: ECON-analyse

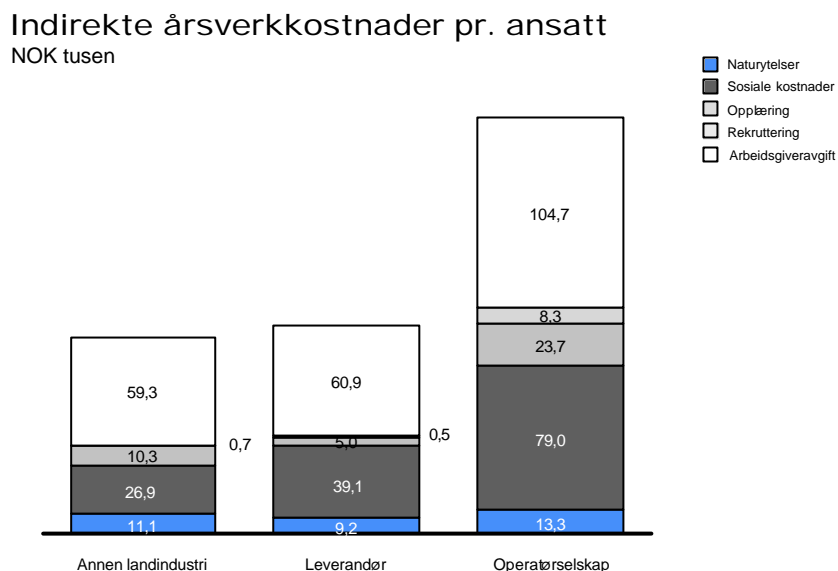
Figur 79

### Fordeling av overhead komponenter innenfor hver industri Prosent

|                    | Natural<br>ytelser | Sosiale<br>kostnader | Opplæring | Rekruttering | Arbeidsgiveravgift | <b>Totalt</b> |
|--------------------|--------------------|----------------------|-----------|--------------|--------------------|---------------|
| Annen landindustri | 10,3               | 24,9                 | 9,5       | 0,6          | 54,7               | <b>100</b>    |
| Leverandør         | 8,0                | 34,1                 | 4,3       | 0,4          | 53,2               | <b>100</b>    |
| Oljeselskap        | 5,8                | 34,5                 | 10,3      | 3,6          | 45,8               | <b>100</b>    |

Opplæringskostnadene i figur 80 er et gjennomsnitt pr ansatt, men kan fordeles mer presist på hver yrkesgruppe ved å ta hensyn til at de ulike yrkesgruppene har ulik andel opplæringskostnader. Fordelingsnøkkelen for opplæringskostnader beregnes ved å bruke tall fra AKU, og er beskrevet nærmere nedenfor.

Figur 80



Kilde: ECON-analyse

I spørreskjemaet om indirekte kostnader, jf. figur 77, er indirekte kostnader delt opp i 6 ulike komponenter. Den eneste kostnadskomponenten alle har svart på er opplæringskostnader, men ikke alle har fordelt disse kostnadene på de 5 underpunktene. En bedrift har unnlatt å svare på punkt 7, arbeidsgiveravgift og andre avgifter. To bedrifter har unnlatt å svare på punkt 3 og 4, naturlytelser og sosiale utgifter, mens det mangler svar fra fire bedrifter på punkt 7 og 8, annen overhead og rekrutteringskostnader.

For å beregne kostnad pr. ansatt er beløpene for hver bedrift summert innenfor hvert virksomhetsområde (oljeselskap, leverandør og annen landindustri), og delt på summen av oppgitt antall ansatte for innenfor hvert område for de bedriftene som har svart. Dette gir et veid gjennomsnitt for bedriftene i forhold til antall ansatte. Store bedrifter vil påvirke gjennomsnittet i større grad, mens hver enkelt ansatt vil telle like mye uavhengig av bedrift.

De indirekte kostnadene er skaffet til veie med et spørreskjema sendt til hvert selskap. Disse kostnadene er ofte ikke direkte knyttet til de enkelte stillingene, og det er derfor beregnet et gjennomsnitt pr. ansatt. Unntaket er opplæringskostnader og arbeidsgiveravgift, som kan beregnes for de enkelte stillingstypene. Opplæringskostnader har blitt fordelt ved å kombinere informasjon om kursdeltakelse for ulike yrkesgrupper fra AKU, og sammensetningen av arbeidsstyrken på yrkesgrupper innenfor hvert virksomhetsområde fra undersøkelsen om direkte kostnader. Sosiale kostnader vil også i stor grad være avhengig av arbeidstakers lønn, men denne komponenten er likevel fordelt likt på de ansatte. Framgangsmåten er valgt fordi fordeling i forhold til lønn er ukjent og kan variere fra selskap til selskap.

Arbeidsgiveravgift har direkte sammenheng med den enkeltes lønn, og når arbeidsgiveravgiften skal fordeles på den enkelte yrkesgruppe er det mer hensiktsmessig å hente informasjon fra undersøkelsen om direkte kostnader, noe som er brukt til å beregne gjennomsnittslønn for ulike yrkesgrupper. Arbeidsgiveravgift vil da være 14,1 prosent i tillegg til utbetalt lønn, tillegg og bonus.

For alle kostnadskomponentene er det usikkerhet om hvorvidt bedriftene har oppgitt riktige data, men spørsmålene 3-7 i figur 77 er data som selskapene er vant til å rapportere inn til SSB og skulle således ikke være ukjente størrelser. Det er derfor størst usikkerhet knyttet til spørsmål 8, *Annen overhead/administrative kostnader*. Svarene for denne kostnadskomponenten er drøftet nedenfor i et eget avsnitt.

### *Fordeling av opplæringskostnader*

For å fordele opplæringskostnader på de ulike yrkeskodene er det brukt informasjon fra SSBs arbeidskraftundersøkelse (AKU). I AKU blir et utvalg innenfor ulike yrkesgrupper, klassifisert etter Norsk Standard for yrkesklassifisering, spurt om de har vært på kurs siste kvartal/halvår.

Ved å se på fordelingen av de som har svart bekreftende på at de har deltatt på kurs innenfor hver yrkesgruppe får man en indikator på hvor mange prosent som har benyttet kurstilbud i regi av bedriften. Ettersom vi ikke har tall for hva kursene koster for hver yrkesgruppe, må det gjøres en antagelse om at kurskostnaden er lik for de ulike yrkesgruppene.

På grunnlag av denne antagelsen er det foretatt en grovinndeling av yrkesgruppene, der bare første siffer av den fire-sifrede stillingskoden brukes når antall som har vært på kurs telles opp. Når det i tillegg korrigeres for at det er forskjellig antall spurte innenfor hver yrkesgruppe, fremkommer det en fordeling som vist i figur 81.

Figur 81

### Kursdeltagelse siste kvartal/halvår fordelt på yrkesgrupper

Prosent

| Første siffer i yrkesgruppe | Yrkesgruppens navn   | Olje/gass 1 .kv 2003 | Industri , el og vann-forsyning, 1 .kv 2003 |
|-----------------------------|--|----------------------|---|
| 1                           | Administrative ledere og politikere  | 2,5                  | 8,5   |
| 2                           | Akademiske yrker (grad med mer enn 4 års universitetsutdanning eller høyskole) | 6,0                  | 6,9   |
| 3                           | Teknikere, ingeniører og andre med kortere høyskoleutdanning                   | 33,3                 | 29,9  |
| 4                           | Kontor og service  | 3,8                  | 0,8   |
| 5                           | Salg, service og omsorgsykker  | 0,0                  | 0,0   |
| 6                           | Jordbruk, skogbruk og fiske  | 0,0                  | 0,0   |
| 7                           | Håndverkere o.l.   | 15,4                 | 40,8  |
| 8                           | Prosess- og maskinoperatører, mv.  | 39,1                 | 11,9  |
| 9                           | Yrker uten krav til utdanning  | 0,0                  | 1,2   |

Kilde: ECON-analyse

Antatt at kursene koster like mye innenfor hver yrkesgruppe og at det er like mange innenfor hver yrkesgruppe vil 40,8 prosent av opplæringskostnadene for industri, el og vannforsyning brukes på håndverkere, mens 29,9 prosent brukes på teknikere, ingeniører og andre med kortere høyskoleutdannelse. For oljebransjen er bildet ganske likt bortsett fra motsatt satsing på opplæring av håndverkere i forhold til prosess- og maskinoperatører.

Figur 82

### Innrapporterte opplæringskostnader NOK

| Type industri      | Antall ansatte<br>pr. 01.10.2003 | Opplærings-<br>kostnader<br>NOK | Opplærings-<br>kostnader pr. ansatt<br>NOK |
|--------------------|----------------------------------|---------------------------------|--|
| Annen landindustri | 2 950                            | 30 418 000                      | 10 300                                     |
| Leverandør         | 9 701                            | 48 220 000                      | 5 000                                      |
| Oljeselskap        | 14 719                           | 349 061 000                     | 23 700                                     |

Kilde: ECON-analyse

Undersøkelsen er som nevnt basert på en inndeling av alle bedrifter i tre ulike virksomhetsområder. Hver bedrift har oppgitt antall kroner brukt på ulike kategorier av indirekte kostnader. Denne undersøkelsen er brukt til å beregne opplæring pr. ansatt (figur 82). For å fordele opplæringskostnader pr. person på yrkesgruppene, må vi vite hvordan fordelingen mellom de ulike yrkesgruppene er og deretter kombinere dette med opplæringsandelene. Fordelingen mellom de ulike yrkesgruppene, vises i figur 83, og er beregnet på grunnlag av lønnsdata fra et knippe bedrifter innenfor hver type industri.

Figur 83

### Innrapporterte antall ansatte fra lønnsdata

| Type industri      | Yrkesgruppe |       |       |       |     |     |     |       |     | Total         |
|--------------------|-------------|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-------|-----|---------------|
|                    | 0           | 1     | 2     | 3     | 4   | 5   | 7   | 8     | 9   |               |
| Annen landindustri | 2           | 30    | 199   | 414   | 131 | 59  | 522 | 257   | 27  | <b>1 641</b>  |
| Leverandørbedrift  | 60          | 509   | 1 585 | 1 990 | 396 | 161 | 838 | 862   | 336 | <b>6 737</b>  |
| Oljeselskap        | 183         | 1 364 | 3 791 | 2 472 | 389 | 83  | 933 | 2 750 | 438 | <b>12 403</b> |

Basert på disse opplysningene fordeles opplæringskostnader pr. ansatt på de ulike yrkesgruppene som vist i figur 84. Figur 85 viser de samme tallene, med litt forskjellig yrkeskoder. Se avsnitt om direkte kostnader. Vi antar at fordelingen mellom opplæringskostnader er lik mellom leverandører og annen landindustri.

Figur 84

Opplæring pr. ansatt pr. yrkesgruppe  
NOK

| Første siffer i yrkesgruppe | Annen landindustri | Leverandør | Olje og gass |
|-----------------------------|--------------------|------------|--------------|
| 1                           | 3 700              | 2 400      | 3 100        |
| 2                           | 3 000              | 1 900      | 7 600        |
| 3                           | 13 200             | 8 400      | 42 300       |
| 4                           | 300                | 200        | 4 800        |
| 5                           | 0                  | 0          | 0            |
| 6                           | 0                  | 0          | 0            |
| 7                           | 17 900             | 11 400     | 19 600       |
| 8                           | 5 200              | 3 300      | 49 600       |
| 9                           | 500                | 300        | 0            |

Kilde: ECON-analyse

Figur 85

Opplæring pr. ansatt pr. yrkesgruppe (ECONs klassifisering)  
NOK

| ECON yrkesklassifisering | Annen landindustri | Leverandør | Olje og gass |
|--------------------------|--------------------|------------|--------------|
| 1                        | 17 900             | 11 400     | 19 600       |
| 2                        | 17 900             | 11 400     | 19 600       |
| 7                        | 10 100             | 6 800      | 46 100       |
| 9                        | 0                  | 0          | 0            |
| 10                       | 500                | 300        | 0            |
| 12                       | 500                | 300        | 0            |
| 13                       | 3 700              | 2 400      | 3 100        |
| 15                       | 3 000              | 1 900      | 7 600        |
| 16                       | 3 000              | 1 900      | 7 600        |
| 17                       | 13 200             | 8 400      | 42 300       |
| 19                       | 300                | 200        | 4 800        |

Kilde: ECON-analyse

## Indirekte kostnader til administrasjon og støttefunksjoner (Annen overhead)

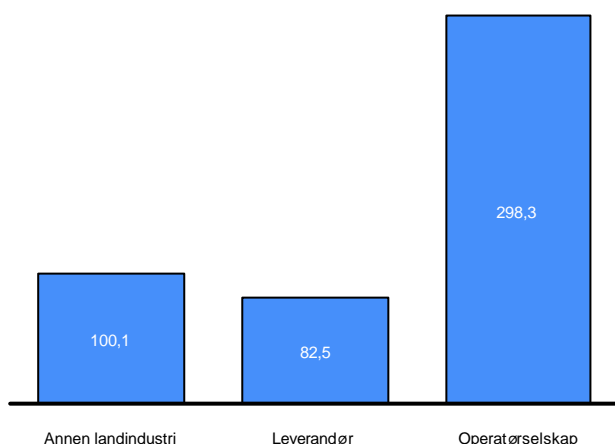
I spørreskjemaet er annen overhead/ administrative kostnader definert som kostnader til administrasjon, kontor og andre fellesfunksjoner.

ECON har fått oppgitt et beløp for denne kostnadskomponenten for 21 av 25 bedrifter. Beløpene var noe sprikende, og det kan synes som om tolkningen av begrepet er noe forskjellig. De enkelte bedriftene har imidlertid hver for seg presisert at de i hovedsak har med de samme elementene i denne kostnadsposten. Svarene er presentert i figur 86.

Figur 86

### Annen overhead

NOK tusen



Kilde: ECON-analyse

En oversikt over hva bedriftene innenfor de ulike industritypene har med i beregningen er vist i figur 87.

Figur 87

### Komponenter i utgiftsposten 'annen overhead'

| Operatørselskaper  | Leverandører  | Annen landindustri   |
|--|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>● Ledelse &amp; administrasjon</li><li>● HR- og personalavdeling</li><li>● Regnskap</li><li>● IKT-avdeling</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>● Ledelse &amp; dministrasjon</li><li>● HR- og personalavdeling</li><li>● Regnskap</li><li>● IKT-avdeling</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>● Ledelse &amp; administrasjon</li><li>● HR- og personalavdeling</li><li>● Regnskap</li><li>● IKT-avdeling</li></ul> |
| <ul style="list-style-type: none"><li>● Husleie</li><li>● Kontor- og datautstyr</li><li>● Telefonutgifter</li></ul>  | <ul style="list-style-type: none"><li>● Husleie</li><li>● Kontor- og datautstyr</li><li>● Telefonutgifter</li></ul>                                       | <ul style="list-style-type: none"><li>● Husleie</li><li>● Kontor- og datautstyr</li><li>● Telefonutgifter</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>● Juridisk bistand / Juridisk avdeling</li></ul>   | <ul style="list-style-type: none"><li>● Juridisk bistand</li></ul>  |  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>● Softwaresystemer</li><li>● Informasjonstjenester</li><li>● Finansavdeling</li><li>● Forskningsavdeling</li></ul>   |   |  |

Kilde: ECON-analyse

I og med at *annen overhead* ikke er et begrep som selskaper er pålagt å bruke i sine regnskaper eller ved innrapportering av selskapsdata til SSB, har bedriftene regnet noe forskjellig på dette. Én av de bedriftene som besvarte dette spørsmålet og hvor beløpet synes å være for lavt (2 500 kroner pr ansatt) ble luket ut. Det betyr at beregningen bare omfatter 21 av 25 bedrifter. (4 av 4 oljeselskaper, 14 av 18 leverandører og 3 av 5 bedrifter innenfor annen landindustri).

I hovedsak har bedriftene tatt med lønnkostnader til avdelinger med fellesfunksjoner i beregningen. De har også identifisert de samme avdelingene, dvs. regnskap, ledelse, personal og IKT, som fellesfunksjoner. Lønnsutgifter til fellesfunksjoner utgjør for de fleste den største andelen av indirekte kostnader til administrasjon og støttefunksjoner, men også utgifter til kontorlokaler og datautstyr (software og hardware) utgjør en stor andel.

Det kan imidlertid være ulike måter å beregne utgifter for fellesfunksjoner:

- Forskjellig beregning av husleie og/eller utgifter til kontor- og driftsbygninger.
- Uklare skiller mellom produksjonsenheter og administrasjonsenheter i bedriftene som har svart.
- Fellesfunksjoner i internasjonale bedrifter kan tjene et større marked enn bare Norge. Hvis disse funksjonene kun er med i regnskapene for Norge, vil administrative kostnader pr. person bli større enn det reelle kostnadsnivået. Hvis funksjonene er kostnadsført i utlandet, men gir tjenester til norske ansatte, vil administrative kostnader pr. ansatt i Norge bli lavere enn det reelle nivået.
- IKT-systemer kan i ulik grad være knyttet til direkte produksjonsvirksomhet. I tillegg kan det være ulik praksis i den regnskapsmessige fordelingen på ulike år når det gjelder investeringer i IKT-systemer.

Det er ikke noen grunn til å anta at feilkildene skal ha avveket systematisk fra et segment til et annet. Det er imidlertid såpass få bedrifter med i utvalget innenfor hvert segment, at ulike tolkninger av overhead vil bidra til usikkerhet rundt tallene.

Resultatene må derfor tolkes som en indikasjon på nivået i de ulike segmentene. Det er også viktig å presisere at et høyt beløp pr. ansatt har ikke noen direkte sammenheng med hvor lønnsom bedriften er.