



Miljørapport 2011

Olje- og gassindustriens miljøarbeid

Fakta og utviklingstrekk

Innhold

1	Forord	5
2	Sammendrag	6
3	Aktivitetsnivået på norsk sokkel	8
4	Utslipp til sjø	12
	4.1 Boring	13
	4.2 Produsert vann	15
	4.3 Kjemikalier	16
	4.4 Utslipp av olje	18
	4.5 Akutte utslipp	19
5	Havmiljøet	22
	5.1 Korallrev	23
	5.2 Vannsøyleovervåking	23
	5.3 Sedimentovervåking	25
6	Utslipp til luft	26
	6.1 Utslippskilder	27
	6.2 Utslipp av klimagasser	27
	6.3 Utslipp av CO ₂	28
	6.4 Utslipp av NO _x	32
	6.5 Utslipp av nmVOC	35
	6.6 Utslipp av CH ₄	36
	6.7 Utslipp av SO _x	37
7	Avfall	38
8	Ord og forkortelser	41
9	Tabeller	42



1 Forord

Oljeindustriens Landsforening (OLF) gir hvert år ut en egen miljørapport. Formålet med rapporten er blant annet å formidle utslippsdata og informere om industriens arbeid og resultater innen miljøområdet.

Petroleumsindustrien på norsk sokkel har som ambisjon å være verdensledende innen miljø, og å oppnå kontinuerlig forbedrede miljøresultater. Da er detaljert rapportering av utslipp viktig, ikke minst for å måle trender og oppnåelse av målene som er satt.

Operatørselskapenes utslippsrapportering følger krav til rapportering gitt av myndighetene i vedlegget til Opplysningspliktforordningen: Krav til rapportering fra offshore petroleumsvirksomhet. Dette innebærer at operatørselskapene hvert år rapporterer i detalj utslipp fra virksomheten på sokkelen.

Utslippsdataene blir fortløpende samlet i Environment Web, en felles database for OLF, Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif) og Oljedirektoratet. OLFs miljørapport er basert på data fra Environment Web, og gir en oppdatert oversikt over utslipp til luft og sjø samt avfallsproduksjon fra virksomheten på norsk kontinentalsokkel i 2010.

Alle felt med produksjonsanlegg på norsk kontinentalsokkel er inkludert. Utslipp fra bygge- og installasjonsfase, maritime støttetjenester og helikoptertrafikk inngår ikke i rapporten.

Miljørapporten er også tilgjengelig på engelsk. Elektronisk versjon av rapporten og detaljerte utslippsdata fra hvert enkelt felt på sokkelen er publisert på OLFs hjemmeside www.olf.no.

2 Sammendrag

Norsk petroleumsnæring har i flere tiår kombinert rollen som motor i norsk økonomi med høye miljøstandarder. Dette har gitt store inntekter til fellesskapet. Samtidig er virksomheten på norsk sokkel verdensledende med hensyn til miljøvennlig produksjon av olje og gass.

Stabile klimautslipp

Det er lett å få inntrykk av at klimagassutslippene fra olje- og gassvirksomheten stiger kontinuerlig, og at petroleumsnæringen har en større andel av utslippene enn den relativt sett burde ha. Dette er feil. I 2010 var samlet CO₂-utslipp fra virksomheten på norsk sokkel 12,6 millioner tonn. De siste ti årene har utslippet holdt seg mellom 12-14 millioner tonn, og utgjør i dag rundt en fjerdedel av Norges totale utslipp. Dette må sees i sammenheng med omfanget av virksomheten som viser at næringen står for halvparten av all norsk eksport, en tredel av statens inntekter og en firedel av brutto nasjonalprodukt.

Tar vi utgangspunkt i 1991 – 20 år tilbake – er det riktig at petroleumsvirksomhetens CO₂-utslipp har økt. Men for 20 år siden var næringen i en oppbyggingsfase. Ved å vende blikket 20 år fremover, sier Oljedirektoratets prognoser at utslippene blir halvert.

Doble virkemidler

Petroleumsnæringen betaler både CO₂-avgift og kjøper kvoter for alle sine utslipp. Det er det ingen andre næringer som gjør. Næringen fortsetter det kontinuerlige arbeidet med å redusere utslipp av klimagasser gjennom energieffektivisering. Rapporten Konkraft 5 synliggjorde summen av tiltak og oppnådde utslippsreduksjoner i perioden 1994-2007. En ny gjennomgang av prosjekter i perioden 2007-2011 viser at selskapene har iverksatt ytterligere tiltak, som til sammen vil utgjøre rundt 550 000 tonn reduksjon i CO₂-utslippene innen utløpet av 2011. Olje- og gasselskapene er derfor godt i rute med å oppfylle

sin uttrykte ambisjon om å redusere utslippene med 800 000 tonn per år innen 2013. I tillegg har bransjen nylig identifisert ytterligere tiltak som kan gi reduksjoner på 200 000 tonn frem til 2020. Samlet potensial på 1 million tonn per år i 2020 for offshore olje- og gassvirksomhet, slik også Klimakur har anslått, er derfor innen rekkevidde.

Regjeringen arbeider med en Klimamelding som skal komme høsten 2011. Meldingen vil peke på hvordan nasjonale målsettinger kan oppnås. Utgangspunktet er Klimakur-analysen av reduksjonspotensial i ulike sektorer og alternative virkemidler for å utløse dette. Hvilke tiltak som bør gjennomføres fremover, må vurderes ut fra et helhetlig perspektiv med vekt på hvordan man får størst utslippsreduksjoner igjen for pengene. OLF har i flere år foreslått et klimafond basert på CO₂-avgiften.

NO_x-fondet fungerer

Miljøavtalen om NO_x er et godt eksempel på en fondsløsning som gir miljøgevinst. I første avtaleperiode fra 2008 til 2010 har rundt 650 virksomheter vært tilsluttet, inkludert alle operatørselskapene på norsk sokkel. Bedriftene rapporterer sine utslipp til Næringslivets NO_x-fond som grunnlag for fakturering av betalingsplikten til fondet. Samlet disponerte fondet 1800 millioner kroner til gjennomføring av tiltak i første avtaleperiode. Mer enn 520 prosjektsøknader er blitt gitt investeringsstøtte. Verifisert reduksjon av NO_x-utslipp som følge av gjennomførte prosjekter, dokumenterer at næringsorganisasjonenes reduksjonsforpliktelse for disse årene er oppfylt. Avtalen gir dermed viktige bidrag til Norges oppfølging av Gøteborgprotokollen.

Bruk av fond har gitt økte utslippsreduksjoner til lavere økonomisk belastning for bedriftene, samtidig som utslippsreduksjonen i avtalen oppnås med større grad av sikkerhet. I tillegg kan fondet vise til viktige bidrag til utvikling av nye miljøeffektive løsninger, og utvikling av nye markeder og markedsaktører. Årsrapport 2010 fra Næringslivets NO_x-fond anslår en sysselsettingseffekt på 500-700 årsverk for hvert av de fire årene i avtaleperioden. De gode resultatene fra 2008-2010 har tydelig vist at en kombinert avtale og fondsløsning kan være

en meget effektiv og kostnadsriktig måte å redusere nasjonale utslipp på. Det er derfor inngått en ny avtale for perioden 2011-2017.

Havmiljøet følges tett

Olje- og gassindustrien har en omfattende virksomhet for å rense sine utslipp og utvikle nye metoder for dette. Næringen overvåker havmiljøet nøye for å undersøke mulige effekter av sine restutslipp til sjø og sine aktiviteter. Miljøovervåkingen har pågått siden 70-tallet og blir utført av uavhengige konsulenter. Resultatene fra undersøkelsene er offentlig tilgjengelige. Konklusjonene basert på vannsøyleovervåkingen og sedimentovervåkingen er at petroleumsvirksomheten ikke skader naturens evne til produksjon eller selvfornyelse.

De senere årene har det vært en del fokus på korallrev og petroleumsvirksomhet. Før leteboring i områder der det kan være koraller, blir mulige strukturer på havbunnen undersøkt nøye ved hjelp av en ubemannet miniubåt (ROV) med kamerautstyr. Dokumentasjonen gjør at borested og rørtraséer kan legges utenom korallene. I tillegg blir egne prosedyrer for håndtering av borekaks benyttet. På denne måten unngår virksomheten å skade korallene.

Mindre produsert vann

I 2010 ble det sluppet ut 131 millioner kubikkmeter produsert vann på norsk sokkel. Det har vært stabil nedgang i utslippene siden 2007. Nedgangen skyldes hovedsakelig redusert oljeproduksjon. I 2010 var gjennomsnittlig oljekonsentrasjon i utslippet av produsert vann 11 milligram per liter. Myndighetenes krav er på maksimum 30 milligram per liter.

Industrien arbeider kontinuerlig med å redusere utslippene av produsert vann. Resultatene fra miljøovervåkingen konkluderer med at det ikke er påvist miljøeffekter som følge av utslippene.

Nullutslipp av kjemikalier

Kjemikalier er delt inn i fire kategorier, basert på miljøegenskaper: Grønn, gul, rød og svart. Kjemikalier i grønn og gul kategori har ikke iboende miljøfarlige egenskaper. Kjemikalier i rød og svart kategori blir byttet ut så snart det finnes alternativer, noe operatørene har lagt mye arbeid i. Ved å ha byttet ut kjemikalier med uønskede miljøegenskaper, har 99,6 prosent av alle miljøfarlige kjemikalier blitt fjernet i løpet av en tiårsperiode.

I St.meld. nr. 26 (2006-2007) *Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand* blir det slått fast at målet om nullutslipp for tilsatte kjemikalier er nådd. Dette blir også gjentatt i Klifs rapport *Petroleumsindustriens arbeid med nullutslipp* (april 2010).

Ingen store oljeutslipp

Det var i 2010 ingen store akutte utslipp av olje fra virksomheten på norsk sokkel. Totalt var det 140 utslipp, hvorav sju var større enn én kubikkmeter og 31 større enn 50 liter. Totalt volum olje fra akutte utslipp i 2010 var 111 kubikkmeter. Hvis man bare ser på de større utslippene med potensial til å gi en miljøkonsekvens (volum større enn 50 liter), har det vært nedgang i antall siden 1998.

De siste ti årene har antall akutte utslipp av kjemikalier ligget mellom 100 og 140, men i 2009 økte dette til 162 og ligger fortsatt høyere i 2010 med 158 utslipp. Det samlede volumet av alle akutte utslipp på norsk sokkel var på 6376 kubikkmeter. I likhet med de tre foregående år var dette dominert av lekkasje av borekaks og borevæske fra injeksjon, hvorav Oseberg ga det største med 5529 kubikkmeter. Dette utslippet har pågått siden 2008 og ble identifisert og stoppet i 2009. I henhold til vanlig praksis er hele utslippet rapportert i 2010.

Det er igangsatt en rekke tiltak for å forhindre lignende hendelser i fremtiden. Klif deler bransjens syn på at injeksjon er et godt miljøtiltak under forutsetning av at det velges gode injeksjonssteder og aktiviteten overvåkes bedre enn tilfellene med lekkasjer har avdekket.

3 Aktivitetsnivået på norsk sokkel

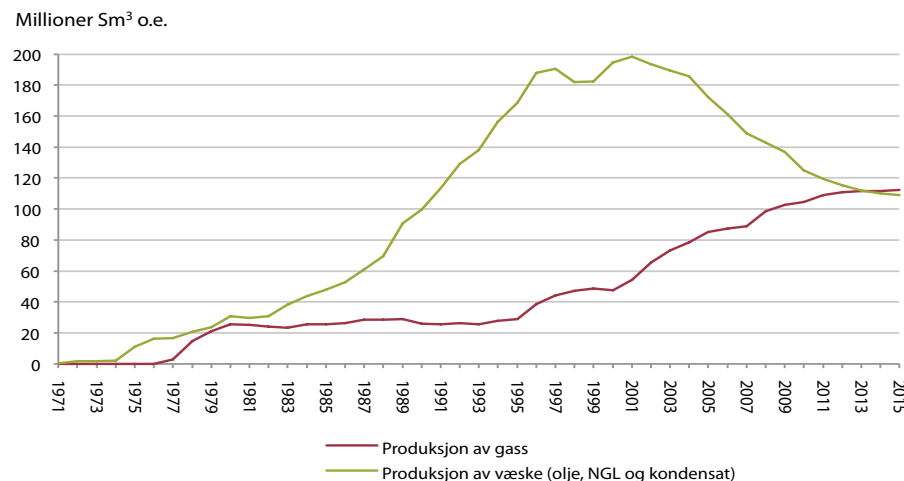
Med vedvarende høye oljepriser er optimismen tilbake i norsk olje- og gassvirksomhet, og ordrebøkene i leverandørindustrien igjen i ferd med å fylles. Nedgangen i investeringsnivået fra 2009 til 2010 ventes derfor snudd til oppgang i 2011.

Ved vårens revisjon av forvaltningsplanen for Lofoten-Barentshavet vendte regjeringen igjen tommelen ned for åpning av områdene nordøst i Norskehavet. Avklaringen av grenselinjen mot Russland i Barentshavet åpner på sikt nye muligheter, men på tidsaksen veier havområdene utenfor Lofoten og Vesterålen likevel tyngst for petroleumsnæringen.

Aktivitetsnivået i olje- og gassvirksomheten er igjen på vei opp, etter å ha lagt et krevende 2010 bak seg, spesielt for deler av leverandørindustrien. Et høyt investeringsnivå faller imidlertid sammen med et fallende produksjonsnivå, noe som igjen understreker behovet for nytt leteareal på norsk sokkel. Petroleumssektoren kjennetegnes av at det tar lang tid fra åpning av et område til produksjon kan komme i gang. Havområdene utenfor Lofoten og Vesterålen utgjør i dag en naturlig forlengelse av virksomheten lengre sør på sokkelen, samtidig som virksomhet i dette området relativt raskt vil kunne igangsettes. Petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet vil også utgjøre et viktig brohode når næringen på noe lengre sikt beveger seg lengre øst i Barentshavet.

Nytt år med produksjonsfall

I 2010 ble det produsert 230,4 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e.) på norsk sokkel (se figur 1). Dette var en nedgang på 10,2 millioner Sm³ o.e., eller 4,2 prosent fra året før. Siden produksjonstoppen ble passert i 2004 har produksjonen fra norsk sokkel dermed falt med 33,3 millioner Sm³ o.e., eller 12,6 prosent.



Figur 1: Produksjon av olje og gass på norsk sokkel.

Kilde: Oljedirektoratet.

Markert fall i oljeproduksjonen

Oljeproduksjonen fortsatte den fallende trenden som startet i 2001. I 2010 ble det produsert 104,4 millioner Sm³ olje, hvilket tilsvarer om lag 1,8 millioner fat daglig. Dette var 11 millioner Sm³, eller 9,5 prosent lavere enn året før. Siden 2001 har den daglige oljeproduksjonen falt med 1,3 millioner fat. Oljedirektoratets prognose for de neste fem årene indikerer fortsatt produksjonsnedgang. I 2011 anslås oljeproduksjonen å ligge på 1,7 millioner fat daglig, fallende til 1,5 millioner fat i 2015. Oljeproduksjonen vil dermed være mer enn halvert siden toppen i 2001.

For første gang mer gass enn olje

Produksjonen av gass nådde i 2010 opp i 106,4 milliarder Sm³. Økningen fra 2009 utgjorde dermed 2,6 milliarder Sm³, eller 2,5 prosent. Fjoråret ble dermed det første i norsk petroleumshistorie hvor det på norsk sokkel ble produsert mer gass enn olje. Gassproduksjonen vil fortsette å øke i årene fremover, og vil ifølge Oljedirektoratets prognoser kunne passere 112 milliarder Sm³ i løpet av den neste femårsperioden. Norsk gass vil i årene fremover kunne bli et stadig viktigere virkemiddel i kampen for å nå ambisiøse klimamål i Europa.

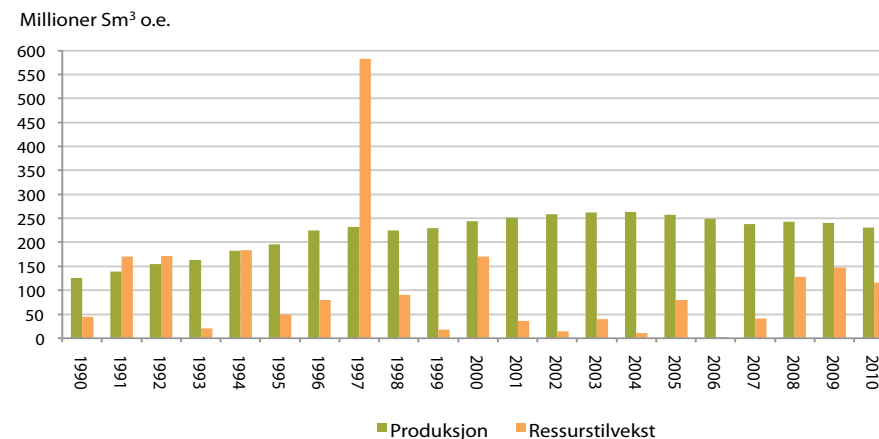
Produksjonen av kondensat i 2010 utgjorde 4,1 millioner Sm³, mot 4,3 millioner året før. Også produksjonen av NGL har endret seg lite de siste årene, og utgjorde 15,5 millioner Sm³ i 2010. Både for kondensat og NGL ventes det bare mindre produksjonsendringer de nærmeste årene.

Fortsatt relativt høy leteaktivitet

Letevirksomheten på norsk sokkel har siden midten av 2000-tallet tatt seg betydelig opp. Antall ferdigstilte letebrønner falt likevel fra rekordhøye 72 brønner i 2009 til 41 brønner i 2010. Letenivået gjennom fjoråret var dermed tilbake på linje med utviklingen gjennom 1980-tallet og store deler av 1990-tallet. Av de 41 letebrønnene, var 32 undersøkelsesbrønner og ni avgrensingsbrønner. Letevirksomheten i 2010 bidro til 16 nye funn, som er tolv færre enn året før. Ti av funnene ble gjort i Nordsjøen og seks i Norskehavet. I likhet med



utviklingen de siste årene var imidlertid funnene gjennomgående små. I siste tiårsperiode utgjør nye funn 27 prosent av løpende produksjon.

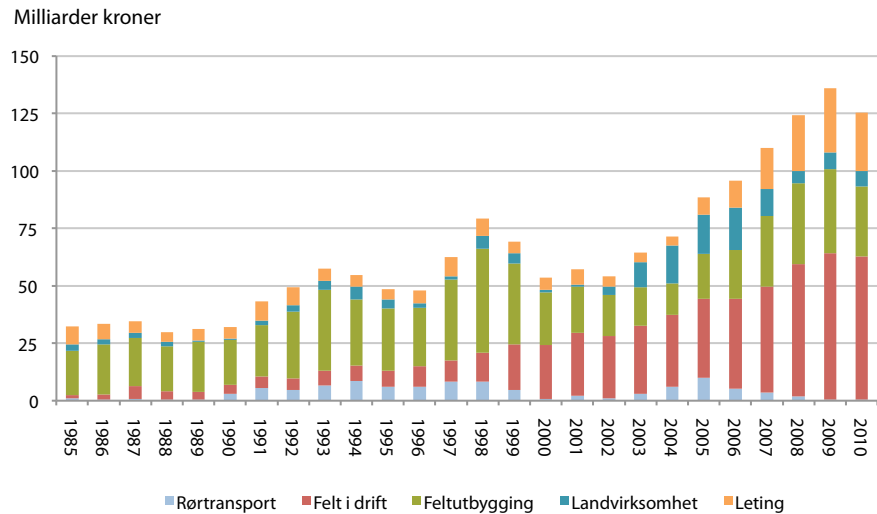


Figur 2: Ressurstilvekst og produksjon på sokkelen.

Kilde: Oljedirektoratet.

Midlertidig fall i investeringene i 2010

Ifølge Statistisk sentralbyrås investeringstelling ble det i 2010 investert 125,4 milliarder kroner i olje- og gassvirksomheten. Dette var 10,4 milliarder kroner lavere enn rekordnivået året før, men er likevel det nest høyeste investeringsnivået registrert på sokkelen for et enkelt år. Investeringstelingen for 2. kvartal 2011 indikerer sammen med en vedvarende høy oljepris at 2011 kan bli et nytt rekordår for petroleumsinvesteringene. Sammenliknet med 2010 er det i særlig grad investeringene knyttet til felt i drift som ser ut til å få et løft. Investeringene i nye felt ser på sin side ut til å kunne falle ytterligere fra 2010 til 2011. Dette understreker igjen behovet for nye, store funn på norsk sokkel. Situasjonen for leverandørindustrien har samtidig bedret seg klart gjennom det siste året. Med utsikter til et høyere aktivitetsnivå de nærmeste årene, blir det særlig viktig å fokusere på kostnadseffektive utbyggingsløsninger.



Figur 3: Påløpte investeringer etter art i oljevirksomheten.

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Skuffende forvaltningsplan

Våren 2011 har rommet viktige beslutninger for fremtidig virksomhet på norsk sokkel. 11. mars la regjeringen fram oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet-Lofoten. En samlet petroleumsnæring er skuffet over at regjeringen nok en gang valgte å vende tommelen ned for en konsekvensutredning av områdene utenfor Lofoten og Vesterålen. Næringen har lenge vært tydelig på at det er avgjørende med tilgang på nytt og attraktivt leteareal for å bremse produksjonsfallet på norsk sokkel og for å sikre industriutvikling, arbeidsplasser og verdier til samfunnet. Regjeringen varslet samtidig at den ville sette i gang en kunnskapsinnhenting i disse områdene, hvor virkningene av petroleumsvirksomhet skal kartlegges. Det er i denne sammenheng viktig at kunnskapsinnhenting utformes slik at den kan inngå i et konsekvensutredningsprogram etter valget i 2013.

Petroleumsnæringen er fornøyd med at regjeringen i forvaltningsplanen gjør det klart at den vil åpne nye områder i den østlige delen av Barentshavet, herunder starte prosessen med tanke på fremtidig tildeling av lisenser rundt de tidligere omstridte områdene. Det er likevel viktig å understreke at områdene i Barentshavet har en betydelig lengre tidshorisont for aktivitet og produksjon enn områdene utenfor Lofoten og Vesterålen.

Konsesjonsrunde med fokus på nordområdene

Regjeringens beslutning knyttet til tildelinger i 21. konsesjonsrunde ble presentert 15. april 2011. Tildelingen omfatter 24 utvinningstillatelser, med tolv i Norskehavet og tolv i Barentshavet. 21. runde er dermed den konsesjonsrunden med flest tildelinger i Barentshavet, og kommer på et tidspunkt hvor optimismen er økende som følge av det viktige funnet på Skrugard. Næringen ser det som positivt at regjeringen følger opp funnet på Skrugard ved å tildele flere blokker i den vestlige delen av Barentshavet. Det er samtidig et påfallende fravær av mange av de store internasjonale selskapene i denne runden. Et større antall blokker fra de allerede åpnete områdene, samt blokker fra de tidligere omstridte områdene i Barentshavet må trolig til for å opprettholde de internasjonale selskapers tro på en norsk sokkel som blir stadig mer moden.



4 Utslipp til sjø

De viktigste driftsutslippene til sjø fra olje- og gassvirksomheten er borekaks fra bore- og brønnoperasjoner, kjemikalier som benyttes under produksjonen og produsert vann (oljeholdig vann som følger med oljen opp fra reservoaret). I tillegg har det forekommet uønskede akutte utslipp av olje og kjemikalier i 2011.

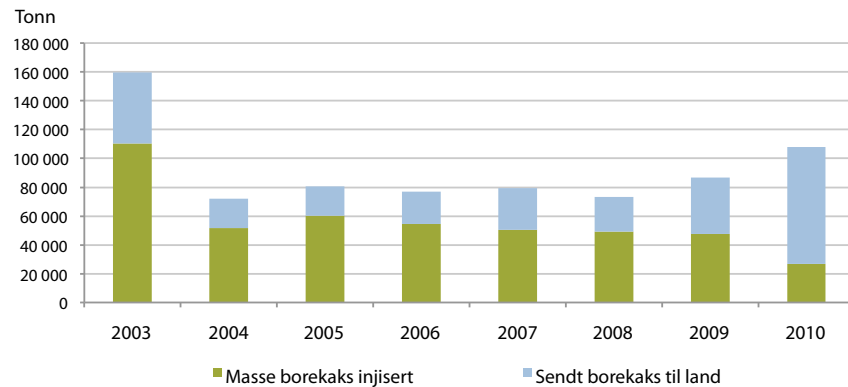
Økt boreaktivitet har både gitt økt mengde boreavfall som sendes til land for endelig behandling og økte utslipp av vannbasert borekaks. De øvrige driftsutslippene er på vei ned, inkludert utslipp av produsert vann. Dette til tross for at prognosene for produsert vann tilsier fortsatt oppgang. Antall akuttutslipp av olje har gått ned de siste ti årene. Lekkasje fra en deponibrønn som pågikk i 2008–2009 gir et betydelig utslippsvolum som er rapportert samlet for 2010. Omfattende tiltak er igangsatt på sokkelen for å unngå framtidige lekkasjer fra deponibrønner.

4.1 Boring

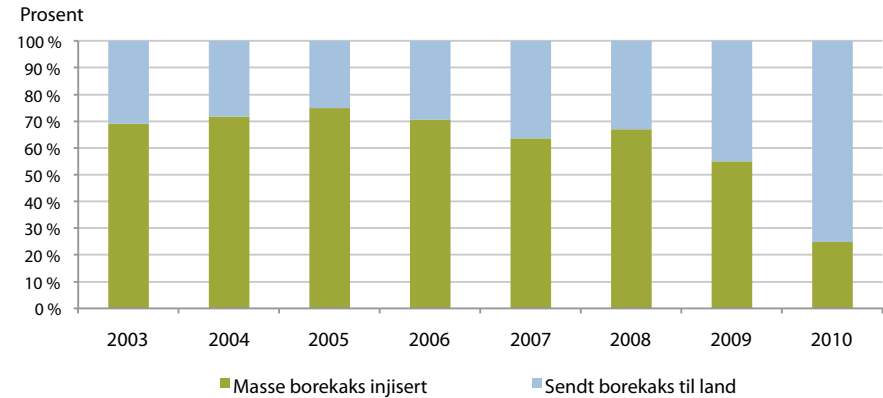
Boreoperasjoner medfører to typer boreavfall: Borekaks, som er utboret steinmasse, og brukt borevæske. Borevæsken har mange funksjoner; det frakter borekaks opp, det smører og kjøler borekronen under boring, motvirker at borehullet raser sammen og holder trykket i brønnen under kontroll for å forhindre ukontrollert utblåsninger. Borekaks vil alltid ha et vedheng av brukt borevæske. Industrien bruker i dag tre typer borevæsker: Oljebasert, syntetisk og vannbasert.

Det er ikke rapportert om bruk av syntetiske borevæsker i 2010. Brukte borevæsker og borekaks som er kontaminert av oljebaserte eller syntetiske borevæsker, blir enten fraktet til land for forsvarlig håndtering eller blir injisert i egne deponibrønner under havbunnen.

Nær 30 000 tonn oljebasert borekaks ble injisert i 2010, mens vel 80 000 tonn ble sendt til land. På grunn av problemene man har erfart de siste årene med deponibrønnene, er andelen injisert kaks gått markert ned. Det er igangsatt en rekke tiltak for å unngå lignende problemer fremover.



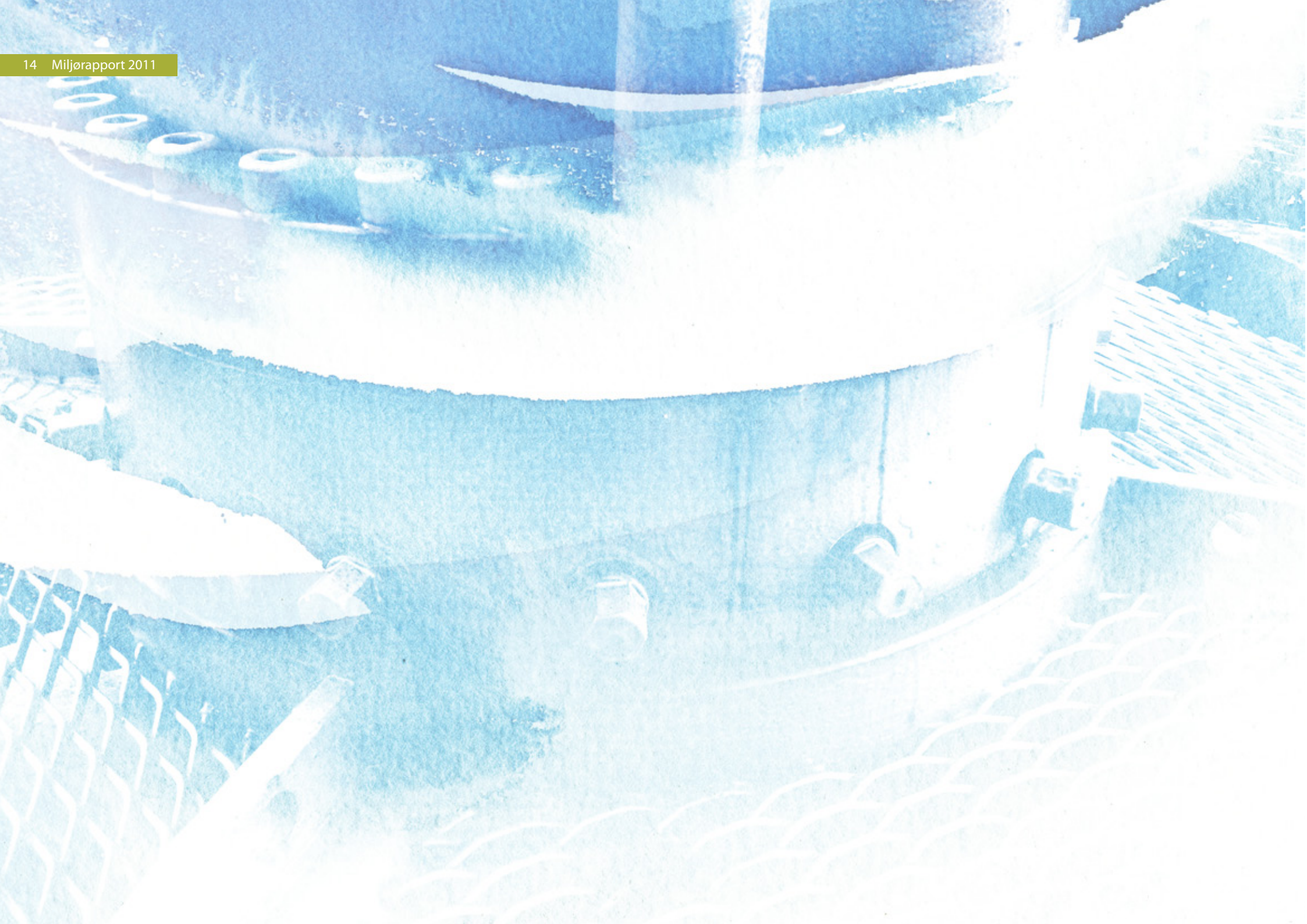
Figur 4: Disponering av borekaks ved boring med oljebasert borevæske.



Figur 5: Prosentvis fordeling av ulike disponeringer av borekaks med oljebasert borevæske.

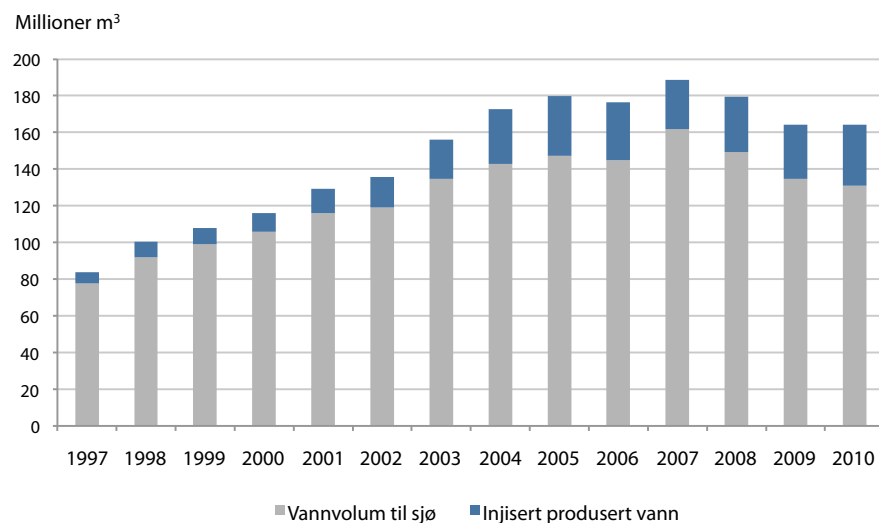
Vannbaserte borevæsker inneholder gjerne naturlige komponenter, for eksempel leire og i andre tilfeller salter. Slike komponenter er klassifisert som grønne kjemikalier etter Klima- og forurensningsdirektoratets klassifiseringssystem. Grønne kjemikalier utgjør liten eller ingen risiko i det marine miljø og er på OSPARs PLONOR-liste. Myndighetene tillater utslipp av brukt vannbasert borevæske og borekaks etter søknad.

Utslipp av vannbasert borekaks har som et resultat av at det har blitt boret flere brønner på sokkelen, gått betydelig opp fra 2009 til 2010. I 2010 var utslippet noe over 200 000 tonn, mens mengden sendt til land for behandling var ca 10 000 tonn.



4.2 Produsert vann

I 2010 ble det sluppet ut 131 millioner m³ produsert vann på norsk sokkel (figur 6). Det har vært stabil nedgang i utslippene siden 2007. Nedgangen skyldes hovedsakelig redusert oljeproduksjon på norsk sokkel (beskrevet i kapittel 3).

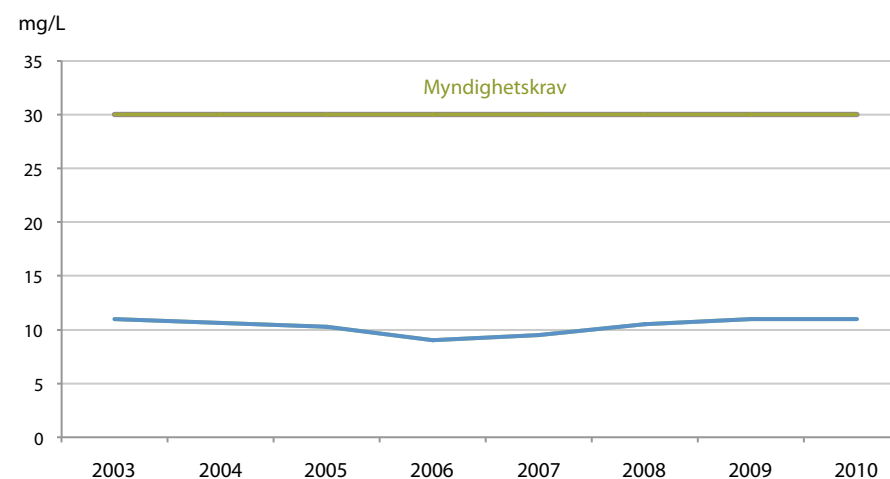


Figur 6: Utslipp og injeksjon av produsert vann.

Vel 33 millioner m³ produsert vann, eller ca 21 prosent av den totale vannproduksjonen, ble injisert i 2010. Andelen produsert vann som blir injisert har vært jevnt økende siden 2007, da andelen ble kortvarig redusert.

I 2010 var gjennomsnittlig oljekonsentrasjon i utslippet av produsert vann 11 milligram per liter (målt med analysemetoden ISO 9377-2 modifisert). Dette er langt under myndighetenes krav på maksimum 30 milligram per liter. Utviklingen i konsentrasjon av dispergert olje fra 2003 til 2010 er vist i figur 7. Totalt ble det sluppet ut 1443 tonn dispergert olje til sjø i 2010, en reduksjon på nesten 3 prosent i forhold til året før.

Industrien vil arbeide videre med å redusere utslippene ytterligere. Resultatene fra den pågående miljøovervåkingen konkluderer med at det ikke er påvist miljøeffekter som følge av utslippene av produsert vann (se kapittel 5).



Figur 7: Historisk utvikling av gjennomsnittlig oljekonsentrasjon i produsert vann.

4.3 Kjemikalier

Kjemikalier blir vurdert ut fra deres miljøegenskaper. Figur 8 viser klassifiseringen som gjelder ut fra dagens kriterier gitt i forskrift fra myndighetene. Kjemikalier som tilsettes som en del av petroleumsaktiviteten offshore, deles av Klif inn i fire følgende kategorier:

- Grønn: Kjemikalier som er vurdert til å ha ingen eller svært liten miljøeffekt. Tillatt å slippes ut uten spesielle vilkår.
- Gul: Kjemikalier som er i bruk, men som ikke er dekket av noen av de andre kategoriene. Normalt tillatt sluppet ut uten spesifiserte vilkår.
- Rød: Kjemikalier som er miljøfarlige og som dermed bør skiftes ut. Tillatt å slippe ut etter godkjenning fra myndighetene, men skal prioriteres for substitusjon.
- Svart: Kjemikalier som i utgangspunktet ikke tillates å slippes ut. Tillatelse gis i spesielle tilfeller, eksempelvis dersom det er avgjørende for sikkerheten.

Utslippene av tilsatte kjemikalier var på totalt 139 000 tonn i 2010. De grønne kjemikaliene utgjør 91,6 prosent, de gule 8,4 prosent, mens røde og svarte utgjør henholdsvis 0,01 prosent og 0,0007 prosent som vist i figur 8. Totalt ble ca 53 000 tonn kjemikalier injisert.

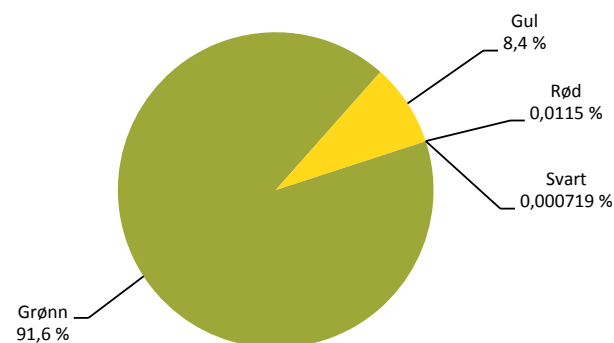
Operatørene arbeider målrettet for å bytte ut kjemikalier som har dårlige miljøegenskaper med mer miljøvennlige alternativer. Dette har medført at over 99,6 prosent av kjemikaliene i rød og svart fargeklasse nå er faset ut (Figur 9).

I St.meld. nr. 26 (2006-2007) *Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand* anses målet om nullutslipp for tilsatte kjemikalier som nådd. Dette blir også gjentatt i Klifs rapport *Petroleumsindustriens arbeid med nullutslipp* (april 2010). Arbeidet med å redusere utslippene ytterligere fortsetter, blant annet ved å se på mulighetene for å injisere produsert vann og borekaks der det er hensiktsmessig, samtidig som substitusjonsarbeidet med tilsatte kjemikalier fortsetter som før. Industriens målsetting er null miljøskade som følge

av petroleumsaktiviteten. Miljøovervåkingen dokumenterer at utslippene ikke medfører skader på naturens evne til produksjon og selvfornyelse.

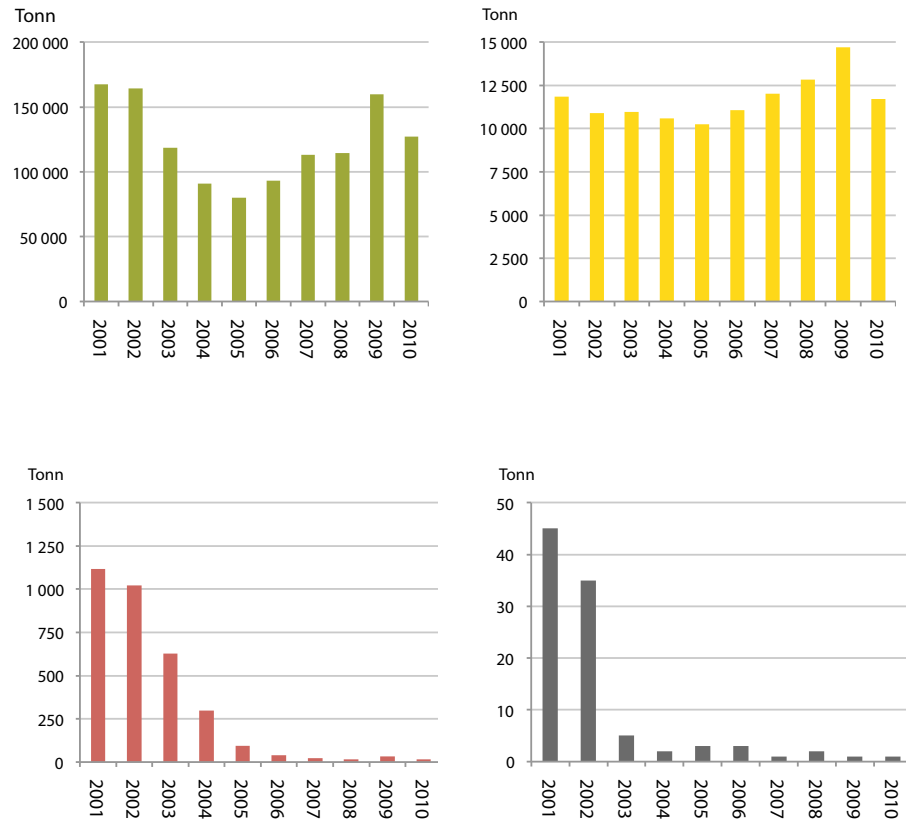
	Kategori	Fargekategori
Vann		Grønn
Kjemikalier på OSPARs PLONOR-liste		Grønn
Hormonforstyrrende stoffer	1	Svart
Liste over prioriterte kjemikalier som omfattes av resultatmål 1 (prioritetslisten) St.meld. nr. 25 (2002-2003)	2	Svart
Bionedbrytbarhet < 20 prosent og log Pow >=5	3	Svart
Bionedbrytbarhet < 20 prosent og giftighet EC50 eller LC50 <= 10 r	4	Svart
Kjemikalier på OSPARs Taintingliste	5	Rød
To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet<60 prosent, log Pow >=3, EC50 eller LC50 <= 10 mg/l	6	Rød
Uorganisk og EC50 eller LC50 <= 1 mg/l	7	Rød
Bionedbrytbarhet < 20 %	8	Rød
Andre kjemikalier		Gul

Tabell 1: Kilfs fargekategorier



Figur 8: Fordeling av utslipp av kjemikalier i henhold til Klifs fargekategorier.

Myndighetene har tidligere slått fast at offshoreindustriens bidrag til utslipp av de prioriterte miljøgiftene til norske havområder, utgjør mindre enn tre prosent av de totale utslippene fra alle næringer og landområder.



Figur 9: Historisk utvikling for utslipp av grønne, gule, røde og svarte kjemikalier.

Det særskilte nullutslippsregimet som ble introdusert i nordområdene, blant annet med null fysisk utslipp av borekaks og produsert vann, ble fjernet i den oppdaterte forvaltningsplanen for Lofoten og Barentshavet (St.meld. nr. 10. (2010-2011)). Fremdeles vil områder med sårbare ressurser kunne få spesielt vern, men myndighetene vil nå i utgangspunktet ha samme forvaltningsregime med hensyn til utslipp på hele sokkelen.

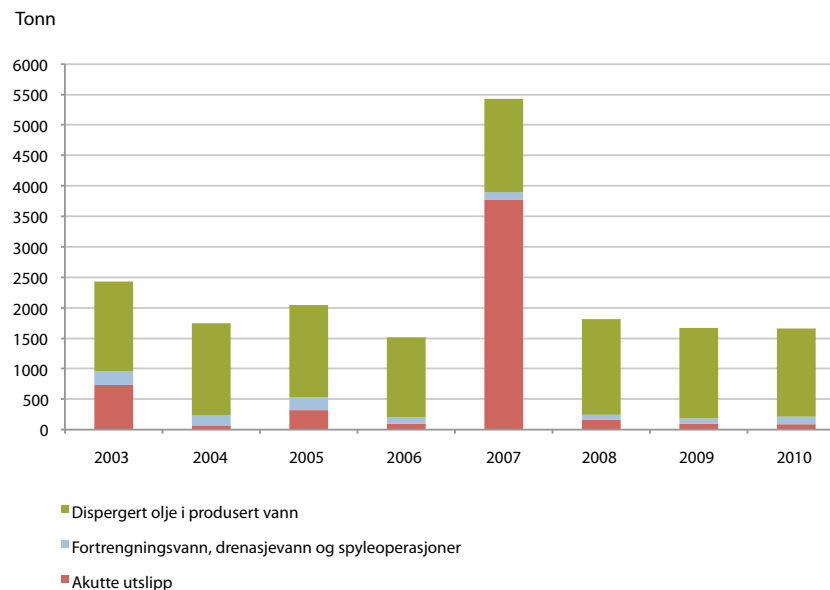
4.4 Utslipp av olje

Det er tre hovedkilder til driftsutslipp av oljeholdig vann fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel:

- **Produsert vann:**
Vann som har vært i kontakt med de geologiske formasjonene i millioner av år, og som inneholder ulike uorganiske salter, tungmetaller og organiske stoffer. Små andeler av saltene er lavradioaktive. Selv om det produserte vannet renses før det slippes ut, vil det inneholde små rester av olje/kondensat, samt løste stoffer.
- **Fortreningsvann:**
Sjøvann som benyttes i lagercellene for råolje på noen plattformer. Sjøvannet har en liten kontaktflate mot oljen og har et lavt innhold av dispergert olje. Utslippsvolumet er avhengig av oljeproduksjonen.
- **Drenasjevann:**
Regnvann og spylevann fra plattformdekk som kan inneholde kjemikalierester. Utslippene av drenasjevann representerer et mindre volum av den totale mengden vann som slippes til sjø.

Utslipp av olje kan også forekomme fra spylevann brukt til rengjøring av prosessutstyr, i forbindelse med uhell eller fra nedfall av oljedråper fra brenning av olje i forbindelse med brønntesting og brønnvedlikeholdsarbeid.

Det samlede utslippet av olje til sjø i 2010 fra produsert vann, fortreningsvann og drenasjevann utgjorde 1563 tonn, mens det i 2009 var 1572 tonn.



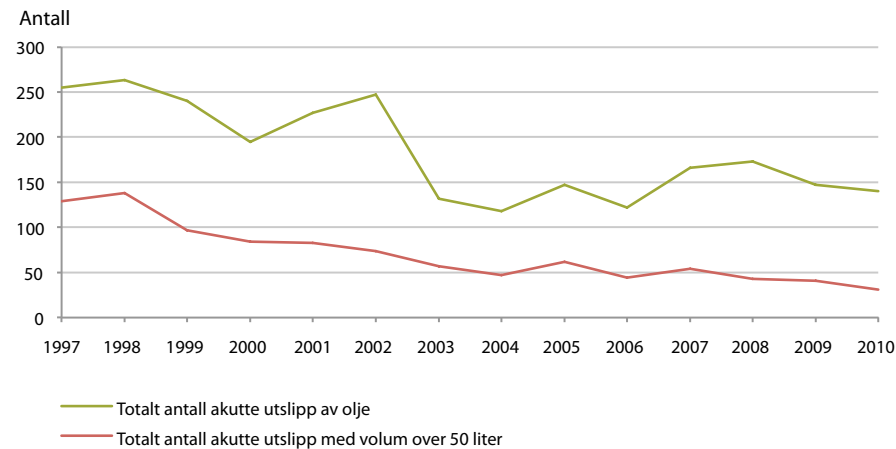
Figur 10: Historisk utvikling for oljeutslipp til sjø fra ulike kilder. Det akutte utslippet i 2007 var fra Statfjord med 4700 m³.

4.5 Akutte utslipp

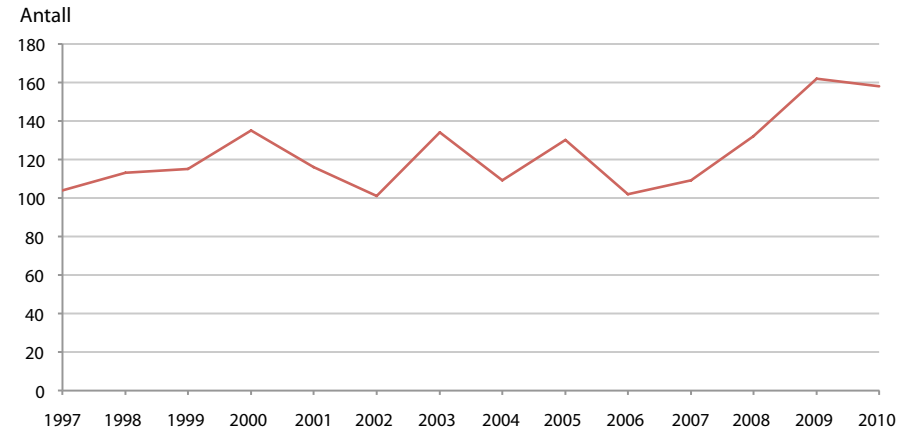
Akutte utslipp defineres som ikke planlagt utslipp som inntreer plutselig og som ikke er tillatt. Mulige miljøkonsekvenser av slike utslipp vil avhenge av miljøegenskaper, utslippsmengde og hvor og når utslippet skjer. Olje- og gassindustrien i Norge har kontinuerlig fokus på innføring av tiltak for å forebygge hendelser som kan føre til akutte utslipp. Akutte utslipp blir klassifisert i tre hovedkategorier:

- Olje: Diesel, fyringsolje, råolje, spillolje og andre oljer.
- Kjemikalier og borevæsker.
- Akutte utslipp til luft.

Utslipp av olje var i 2010 fordelt på 140 hendelser, hvor sju var større enn én kubikkmeter og 31 større enn 50 liter. Totalt volum olje fra akutte utslipp i 2010 var 111 kubikkmeter. Antall akutte utslipp av olje på norsk sokkel økte noe i årene fra 2004 til 2008, men har sunket igjen etter dette. Hvis man bare ser på de større utslippene med potensial til å gi en miljøkonsekvens (volum større enn 50 liter), har det vært nedgang fra 1998 (se figur 11).



Figur 11: Antall akutte oljeutslipp totalt på norsk sokkel, totalt antall og utslipp med volum større enn 50 liter.

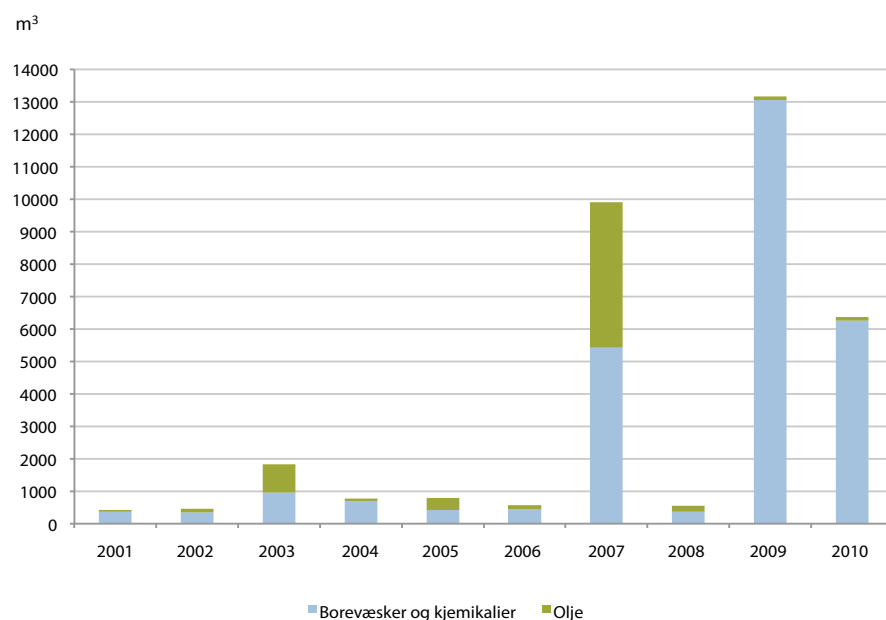


Figur 12: Antall akutte kjemikalieutslipp på norsk sokkel.

De siste ti årene har akutte utslipp av kjemikalier ligget stabilt mellom 100 og 140. I 2009 økte antallet til 162, og i 2010 var det 158 akutte kjemikalieutslipp (se figur 12).

Det samlede volumet av alle akutte utslipp på norsk sokkel var på 6376 kubikkmeter (se figur 13). I likhet med de tre foregående år var dette dominert av lekkasje av borekaks og borevæske fra injeksjon, hvorav Oseberg ga det største med 5529 kubikkmeter. Dette utslippet har pågått siden 2008 og ble identifisert og stoppet i 2009. Imidlertid ble granskingsstudien av hendelsen med kvantifisering av utslippets størrelse og detaljering av utslippets innhold først gjennomført i 2010, og derfor rapportert i sin helhet for dette året i henhold til vanlig praksis.





Figur 13: Samlet volum av akutte utslipp på norsk sokkel de siste ti årene, fordelt på olje og kjemikalier (hovedsakelig boreavfall).

Det aller meste av utslippet fra Oseberg er grønne og gule kjemikalier. Ca 19 tonn er karakterisert som røde (se kapittel 4.3). Lekkasje til havbunnen fra injeksjonsbrønnen på Oseberg skyldes sannsynligvis hydraulisk oppsprekking fordi kontinuerlig injeksjon av kaks og borevæske i en lengre periode har gitt et for høyt trykk i reservoaret.

Injeksjon er brukt som tiltak for å redusere utslippene fra olje- og gassproduksjon på norsk sokkel i flere tiår. Det gir både betydelige miljøgevinster og er kostnadseffektivt sammenlignet med for eksempel deponering på land. Imidlertid er det de siste årene oppdaget flere utslipp fra injeksjon. Det er gjennomført en full gjennomgang av alle felt som benytter injeksjon.

På grunnlag av den innsamlede informasjonen er det igangsatt en rekke tiltak for å forhindre lignende hendelser i fremtiden. Her kan nevnes kompetanseoverføring mellom oljeselskaper og myndigheter, etablering av bedre overvåkingssystemer (trykkmålinger), klarere kriterier for akseptable trykkendringer, styrket opplæring av personell samt bedre kartlegging ved etablering av nye brønner. Med bedre forundersøkelser og de øvrige igangsatte tiltak er det grunn til å anta at injeksjon vil ta seg opp de kommende år. OLFs oppfatning er at Klif deler bransjens syn på at injeksjon er et godt miljøtiltak under forutsetning av at det velges gode injeksjonssteder og aktiviteten overvåkes bedre enn tilfellene med lekkasjer har avdekket.

A blue-tinted photograph of a diver in a dark wetsuit and scuba gear, positioned next to a large, textured coral reef. The diver is looking towards the camera. The background shows the clear blue water of the ocean.

5 Havmiljøet

Olje- og gassindustrien overvåker havmiljøet nøye, for å undersøke mulige effekter av sine utslipp til sjø og sine aktiviteter. Miljøovervåkingen har pågått siden 70-tallet, utføres av uavhengige konsulenter og resultatene er offentlig tilgjengelige. Miljøovervåkingen består i dag av sedimentovervåking, vannsøyleovervåking og visuell kartlegging i områder med forekomster av for eksempel svamp. I tillegg gjøres målrettede studier i områder med blant annet korallrev. Forskere har konkludert at utslippene fra petroleumsvirksomheten ikke er av betydning verken for arter eller økosystemer.

5.1 Korallrev

Dypvannskorallene langs norskekysten har vært kjent blant fiskere og forskere i over 200 år, men utbredelsen, artsrikdommen og størrelsen har ikke vært godt kartlagt før oljeindustrien startet sine forundersøkelser i forbindelse med legging av rørledninger på havbunnen. Slike forundersøkelser gjøres ved hjelp av miniubåter utstyrt med kamera.

Allerede i 1982, ved undersøkelse for ilandføring av gass fra Snøhvitfeltet, oppdaget Statoil et 50 meter bredt og 15 meter høyt korallrev på 280 meters vanddyp ved Fugløya i Finnmark. Videoopptak av dette revet representerer de aller første opptakene som er gjort av dypvannskorallrev. Det var imidlertid først i forbindelse med omfattende kartlegging utenfor Midt-Norge, for rørledningen fra Heidrun til Tjeldbergodden, at omfanget av norske korallrev ble fastslått. Disse oppdagelsene innledet en inngående forskning på kaldtvannskoraller på norsk sokkel. Dette har blant annet ført til flere doktoravhandlinger finansiert av oljeindustrien samt flere innslag med videoopptak på norsk TV. Korallene er i dag godt kjent i Norge, og interessen for å verne korallene er stor.

Petroleumsindustrien har en proaktiv holdning til håndtering av korallrev, og har samarbeidet med forskere fra både inn- og utland. Eksempelvis ledet samarbeidet med tyske forskere til at det store Sularevet ble oppdaget. Statoil finansierte i tidsrommet 2006–2010 det såkalte CORAMM-prosjektet, hvor blant annet dypvannskoraller ble eksponert for sedimenter og borekaks for å framskaffe kunnskap om disse organismenes tålegrenser for utslippene fra olje- og gassindustriens boreoperasjoner. I 2010 inviterte petroleumsindustrien majoriteten av internasjonale forskere som arbeider med dypvannskoraller til et arbeidsmøte i Stavanger. Formålet med seminaret var å få en statusoversikt over pågående aktiviteter og kunnskap om disse artsrike strukturene. Foreløpige resultater tyder på at korallene er robuste for utslipp av borekaks. I Nordsjøen er det for eksempel funnet store forekomster av koraller som vokser på plattformbeina på mer enn 15 oljeproduserende felt. Ett av disse var på norsk side, Friggfeltet som nå er nedstengt. Der ble det gjort detaljerte undersøkelser av korallene da plattformen ble fjernet. Dette har

medført at man må revurdere veksthastigheten til korallene. Under gunstige forhold, slik det er på plattformen, viser det seg at koraller vokser langt raskere enn tidligere antatt, tross at de her har vært eksponert for utslipp av både produsert vann og borekaks.

Flere utbygginger av offshorefelt på norsk sokkel har vært i korallområder. På flere av disse er spesielle rev valgt ut til overvåking over tid. Det finnes derfor bilde- og videoserier som strekker seg over perioder på mer enn ti år. Fra disse tidsstudiene er det mulig å se at store korallkolonier naturlig kan endre seg meget raskt, blant annet ved at de knekker under sin egen vekt (*Lophelia*) og at de siger over ende når de blir store (*Paragorgia*).

Før leteboring i områder der det kan være koraller, blir mulige strukturer på havbunnen undersøkt nøye ved hjelp av en ubemannet miniubåt med kamerautstyr (ROV). Denne dokumentasjonen gjør det mulig å ta hensyn til korallene, blant annet ved å flytte borested og rørtraséer. I tillegg blir egne prosedyrer for håndtering av borekaks benyttet. På denne måten unngår virksomheten å skade korallene.



5.2 Vannsøyleovervåking

Vannsøyleovervåkingen har pågått på norsk sokkel siden 1997 og er regulert gjennom aktivitetsforskriften og egen veiledning fra Klif. Overvåkingen er delt inn i effektovervåking og tilstandsovervåking. Formålet er å undersøke om utslipp fra oljeindustrien, hovedsakelig produsert vann, påvirker organismer som lever i vannsøylen. Overvåkingen av vannsøylen skal utføres slik at risiko for effekter på organismer som følge av utslipp fra petroleumsvirksomheten kan etterprøves. Omfanget av overvåkingen skal stå i forhold til forventet risiko.

Effektovervåking

Effektovervåkingen blir gjennomført hvert år og har siden 2003 i hovedsak omfattet fisk og blåskjell plassert i bur i nærheten av plattformer med produsert vann utslipp. Organismene er så undersøkt for opptak av oljeforbindelser og en rekke biologiske responser på forurensning (biomarkører). Det benyttes også passive prøvetakere og strømmålere i disse undersøkelsene, for å kunne beregne spredning og i hvilken grad organismene er eksponert for det produserte vannet.

Effektovervåkingen i 2010 ble utført som en sammenfatning av alle studiene siden oppstarten. Forskernes konklusjoner er at opptak av hydrokarboner og biologiske responser på produsert vann eksponering typisk oppstår i den umiddelbare nærhet av utslippspunktene (noen hundre meter), men ikke kan registreres på noe større avstand (1 km). Basert på dette er det vurdert å være usannsynlig at slike effekter skal kunne oppstå i viltlevende organismer ute på feltene, bortsett fra i enkeltindivider. Dette gjelder nivåer og biologiske responser for alkylfenoler, PAH (tjærestoffer), andre hydrokarboner, metaller og radionukleider.

Tilstandsovervåking

Tilstandsovervåkingen gjelder fisk, og blir gjennomført hvert tredje år i henhold til retningslinjene. Overvåkingen skal dokumentere hvorvidt fisk fra norske havområder er påvirket av utslipp fra petroleumsvirksomheten. Tilstandsovervåkingen omfatter målinger av hydrokarboner samt utvalgte biomarkører i fisk. Forskere fra NIVA, Havforskningsinstituttet og IRIS konkluderer som følger:

- NPD/PAH i fiskefilet: Resultatene viser nivåer under deteksjonsnivå i alle områder.
- Alkylfenoler i fiskelever og galle: Resultatene viser nivåer under deteksjonsnivå i alle områder.
- PAH metabolitter i fiskegalle: Resultatene viser nivåer under deteksjonsnivå i de fleste artene, men det er vist noe forhøyete nivåer i hyse fra Tampen.
- Vitellogenin/østrogeneffekt: Det er ikke tegn til østrogeneffekter på torsk.
- DNA-addukter: Bakgrunnsnivåer er målt for torsk, sei og gapeflyndre. For hyse ble det observert noe høyere nivåer i fisk fanget på Tampen sammenlignet med fisk fra Egersundbanken og Barentshavet. Disse funnene vil bli fulgt opp i kommende vannsøyleovervåkningsprogrammer for å vurdere mulig sammenheng med petroleumsaktiviteten.

PAH og DNA-addukter følges i 2011 opp i egne studier.

5.3 Sedimentovervåking

Overvåking av miljøtilstanden i bunnsedimentene rundt norske installasjoner har pågått siden slutten av 1970-årene. Undersøkelsene ble utført årlig frem til 1996. Deretter ble undersøkelsene rundt enkeltfeltene lagt inn i et regionalt overvåkingsprogram hvor regionen undersøkes hvert tredje år. Dette systemet er blitt fulgt fram til i dag.

Alle felt som skal settes i drift må først gjennomføre en grunnlagsundersøkelse. Hver region og hvert felt undersøkes hvert tredje år med henblikk på fysisk, kjemisk og biologisk tilstand i sedimentene. Overvåkingen gjennomføres av uavhengige akkrediterte konsulenter, og detaljerte retningslinjer sikrer at resultatene fra ulike undersøkelser er sammenliknbare i tid og rom. Resultatene evalueres av myndighetenes ekspertgruppe og er tilgjengelig i en felles database som driftes av OLF. Overvåkingsprogrammet er et av de mest omfattende som gjennomføres regelmessig på havbunnen i Nord-Atlanteren, og dekker anslagsvis 1000 stasjoner på norsk sokkel, hvorav ca 700 i Nordsjøen. Etter at produksjonsfasen er avsluttet gjennomføres det ytterligere to overvåkingsundersøkelser med tre års mellomrom.

Forskere fra NIVA og Havforskningsinstituttet konkluderer som følger:

- Det er ikke tegn til noen regional sedimentpåvirkning som følge av petroleumsvirksomheten.
- Det samlede THC-kontaminerte sedimentarealet i Nordsjøen utgjør et forsvinnende lite fotavtrykk ($0,6 \times 10^6$) av det totale arealet av de fire regionene på 136 millioner km².
- Den målte påvirkningen er i all hovedsak knyttet til "gamle synder", det vil si utslipp av borekaks med spor av oljebasert borevæske som var tillatt sluppet ut på norsk sokkel fram til 1992.
- På felt der det kun har vært utslipp av vannbasert kaks, har man i overvåkingen ikke kunnet påvise effekter på sedimentfaunaen.

Overvåkingen av de antatt upåvirkede regionale sedimentstasjonene har hittil ikke vist tegn til påvirkning som følge av petroleumsvirksomheten. Effektene på havbunnen i Norskehavet og Barentshavet, hvor det bare har vært sluppet ut vannbasert borekaks eller ikke sluppet ut borekaks i det hele tatt, vil være ubetydelige og ikke skade naturens evne til produksjon eller selvfornyelse.



6

Utslipp til luft

Utslipp til luft fra olje- og gassvirksomheten består av avgasser som inneholder CO_2 , NO_x , SO_x , CH_4 og nmVOC fra ulike typer forbrenningsutstyr. Utslipp til luft blir i de fleste tilfeller beregnet ut fra mengden av brenngass og diesel som er brukt på innretningen. Utslippsfaktorene bygger på målinger fra leverandører, standardtall som er utarbeidet av bransjen selv ved OLF eller feltspesifikke målinger og utregninger.

6.1 Utslippskilder

Hovedkildene til utslipp til luft fra olje- og gassvirksomheten er:

- Brenngasseksos fra gassturbiner, motorer og kjeler.
- Deseleksos fra gassturbiner, motorer og kjeler.
- Gassfakling.
- Brenning av olje og gass i forbindelse med brønntesting og brønnvedlikehold.

Andre kilder til utslipp av hydrokarbongasser (CH₄ og nmVOC):

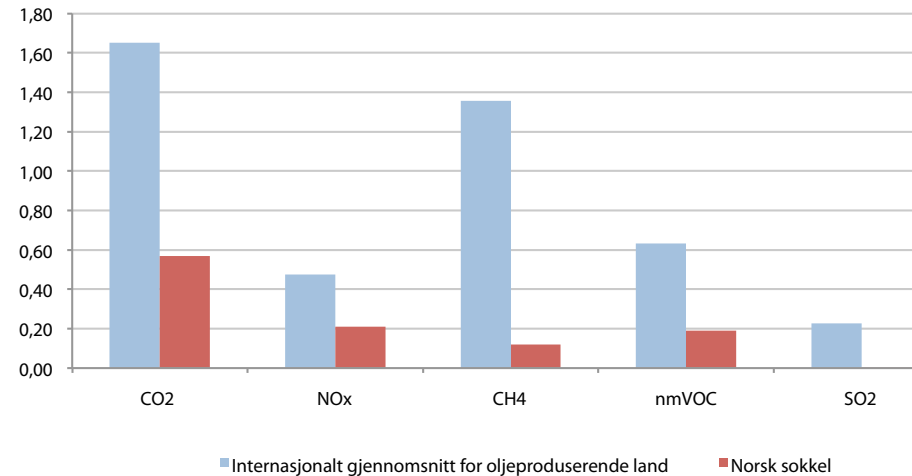
- Gassventilering, mindre lekkasjer og diffuse utslipp.
- Avdamping av hydrokarbongasser fra lagring og lasting av råolje offshore.

Kraftproduksjon med bruk av naturgass og diesel som brensel er hovedårsaken til utslippene av CO₂ og NO_x. Disse utslippene er hovedsakelig avhengig av energiforbruket på innretningene og av energieffektiviteten i kraftproduksjonen. Den nest største kilden til denne type utslipp er gassfakling, som er påkrevd av sikkerhetsmessige grunner og tillatt i forbindelse med visse operasjonelle problemer.

De viktigste kildene for utslipp av CH₄ og nmVOC er lagring og lasting av råolje offshore. Under lastingen av tankene fordampes flyktige hydrokarboner til tankatmosfæren og blander seg med inertgass, som er påkrevd av sikkerhetsmessige grunner. Utslipp skjer når denne gassblandingen ventileres til luft etter hvert som den fortrenses av råolje i tankene.

Utslippene av SO_x er hovedsakelig forårsaket av forbrenning av svovelholdige hydrokarboner. Ettersom norsk gass generelt inneholder lite svovel, er bruk av diesel den største kilden til utslipp av SO_x på norsk sokkel. Det brukes diesel med lavt svovelinhold.

Figur 14 viser utslipp til luft fra norsk sokkel sammenliknet med internasjonalt gjennomsnitt for oljeproduserende land i 2009. Norsk sokkel produserer miljøvennlig med lave utslipp til luft.



Figur 14: Utslipp til luft på norsk sokkel sammenliknet med internasjonalt gjennomsnitt, angitt i 100 kg for CO₂ og i kg for de øvrige, per Sm³ produsert o.e. Alle tall er fra 2009.

Kilde: OGP og EnvironmentWeb.

6.2 Utslipp av klimagasser

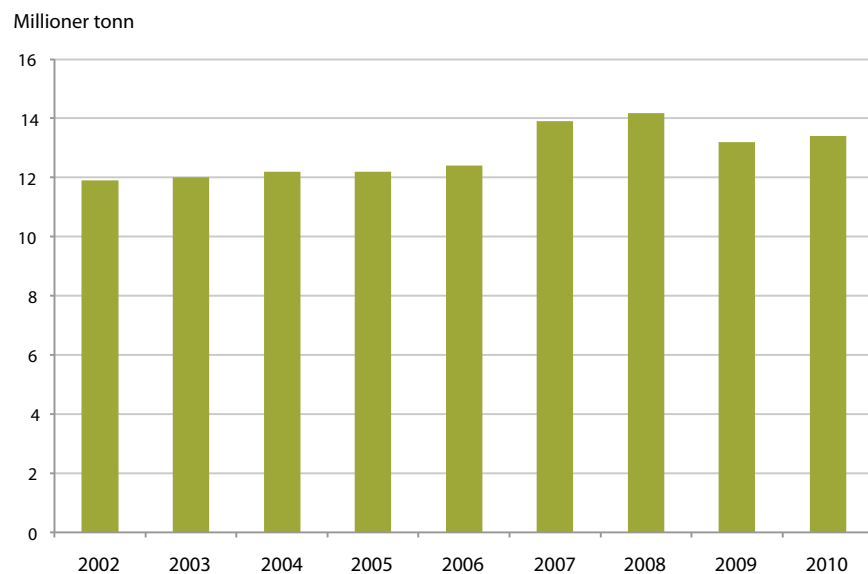
Kyoto-protokollen omfatter utslipp av karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), lystgass (N₂O), perfluorkarboner (PFK-gasser), hydrofluorkarboner (HFK-gasser) og svovelheksafluorid (SF₆). Olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel slipper ut CO₂, CH₄ og en ubetydelig ikke-registrert mengde N₂O.

Utslipp av klimagasser blir registrert i tonn gass eller omregnet til CO₂-ekvivalenter i henhold til deres globale oppvarmingspotensial. CH₄ og nmVOC har begrenset levetid og blir oksidert til CO₂ i atmosfæren. Disse gassene har dermed en dobbel klimaeffekt. Indirekte CO₂-utslipp som resultat av oksideringen er derfor inkludert i klimagassregnskapet.

Klimagass		Utslipp (mill. tonn)	GWP	Utslipp i CO ₂ -ekvivalenter (mill. tonn)
CO ₂		12,6	1	12,6
Indirekte CO ₂ -utslipp	CH ₄	0,028	2,75	0,1
	nmVOC	0,037	3	0,1
CH ₄		0,028	21	0,6
SUM				13,4

Tabell 2: Utslipp av CO₂-ekvivalenter fra petroleumsindustrien i 2010, millioner tonn.

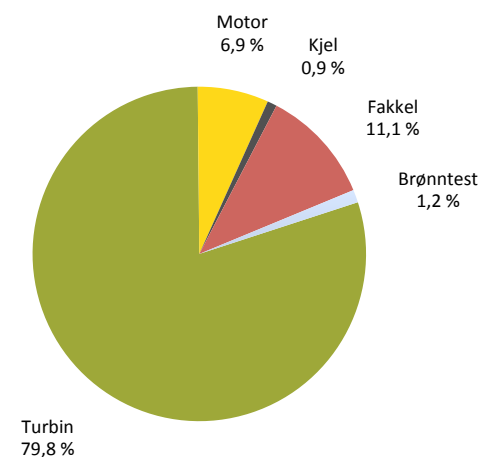
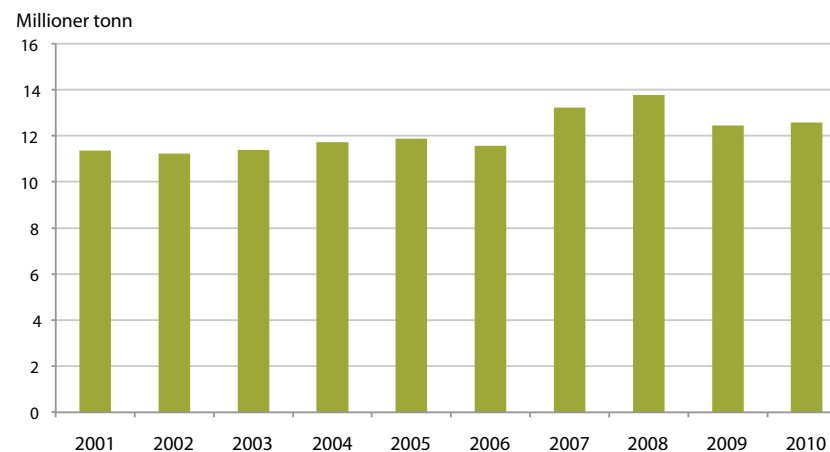
Figur 15 viser at totalt utslipp av klimagasser fra norsk sokkel i 2010 var 13,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Samlet utslipp i 2009 var 13,2 millioner tonn.



Figur 15: Utslipp av CO₂-ekvivalenter på norsk sokkel.

6.3 Utslipp av CO₂

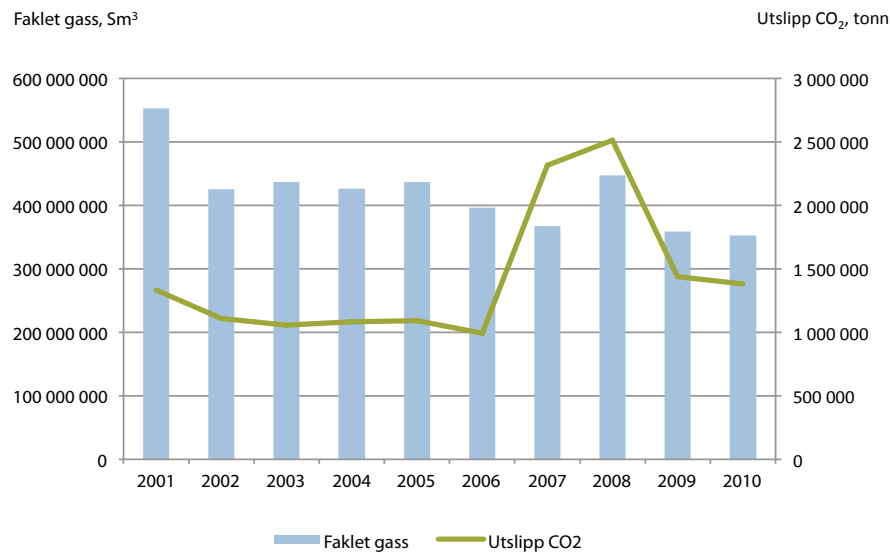
Samlet norsk utslipp av CO₂-ekvivalenter i 2010 var ifølge Statistisk Sentralbyrå (SSB) 53,7 millioner tonn, en økning på 4,8 prosent fra 2009. Olje- og gassindustrien sto for ca en fjerdedel av de norske utslippene, som er omtrent samme nivå som i 2009.



Figur 16: Historisk utvikling av direkte CO₂-utslipp, millioner tonn og fordeling på kilde, 2010.

Figur 16 viser utslipp av CO₂ fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling av utslippene i 2010 basert på kilde. Den største kilden til CO₂-utslipp fra olje- og gassvirksomheten er turbinene på innretningene offshore.

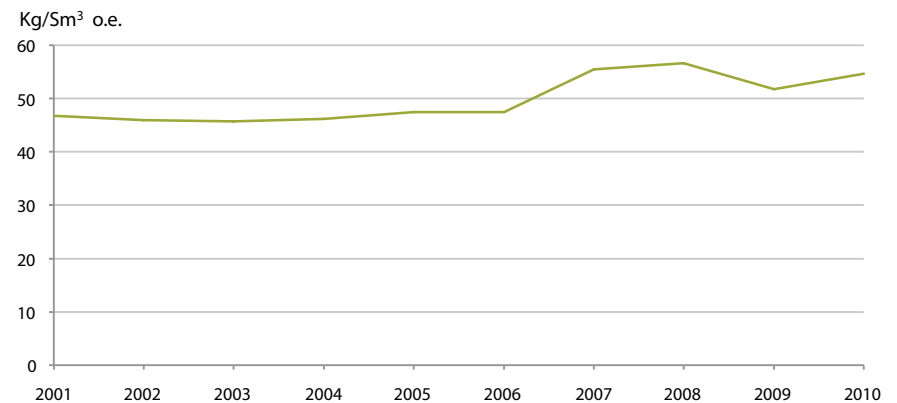
I 2010 var samlet CO₂-utslipp fra virksomheten på norsk sokkel 12,6 millioner tonn. Dette er en svak økning fra 2009, da utslippet var 12,4 millioner tonn. Utslippet er imidlertid lavere enn prognosene fra 2009 antydte. Blant annet har tiltak med dokumenterte utslippsreduksjoner på mer enn 0,5 millioner tonn i perioden 2008-2011 bidratt til dette.



Figur 17: Historisk utvikling av forbruk av fakkelgass og tilhørende beregnede CO₂-utslipp.

Fordelingen på kilder er uendret fra 2009, og spesifikke utslipp fra fakling er tilbake på stabilt nivå etter svingningene rundt oppstarten av Melkøya og endringer i omregningsfaktorer (2007-2008). Figur 17 viser historisk utvikling for forbruk av fakkelgass og tilhørende CO₂-utslipp.

Figur 18 viser den historiske utviklingen for utslipp av CO₂ (direkte og indirekte) per levert volum hydrokarboner i perioden 2001-2010. I 2010 var spesifikt utslipp av CO₂ på 55 kg/Sm³ oljeekvivalenter levert. Spesifikt utslipp viser en økende trend, noe som henger sammen med økende mengde vann i brønnstrømmen på aldrende felt, og også økende andel gass som krever energi til komprimering før transport til Europa.



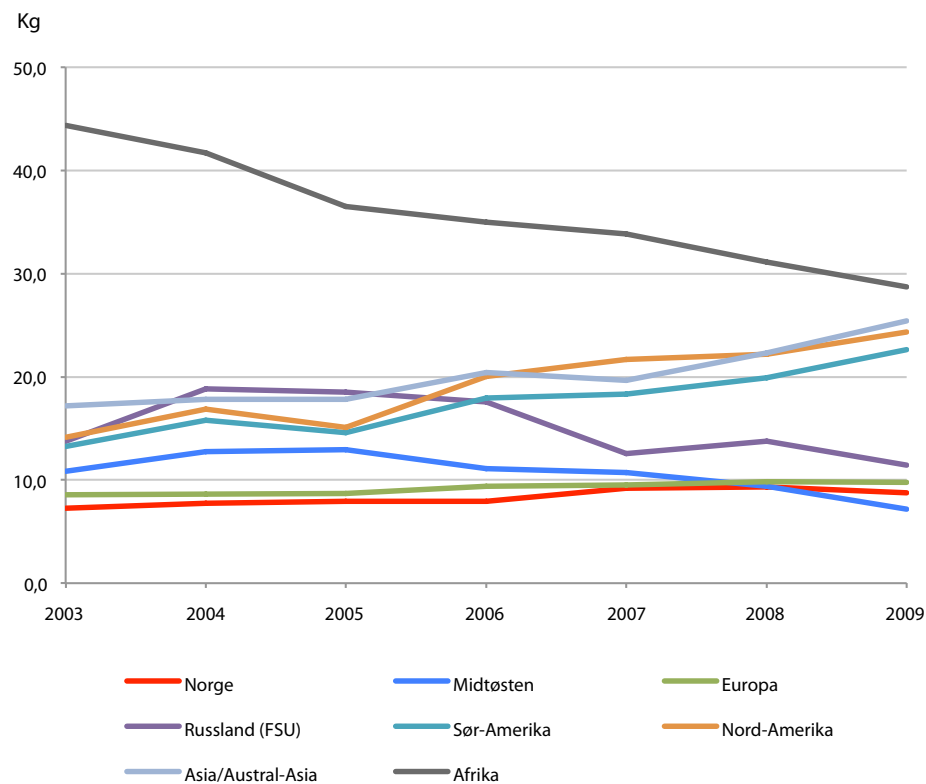
Figur 18: Spesifikt utslipp av CO₂.

6.3.1 Perspektiver på klimagassutslipp fra petroleumssektoren

Olje- og gasssektoren står for om lag en fjerdepart av de nasjonale CO₂-utslippene. Sektorens andel av landets samlede verdiskaping målt ved BNP er av samme størrelsesorden. Dermed blir olje- og gasssektoren en viktig del av klimaløsningen.

Myndighetene benytter en rekke virkemidler for å regulere utslippene fra olje- og gassvirksomheten. De viktigste er CO₂-avgift, Klimakvoteloven, faklingsbestemmelser i Petroleumsloven, krav om vurdering av elektrifisering i forbindelse med utbyggingsplaner, utslippstillatelser og krav til best tilgjengelig teknologi.

Gjennom brede utredninger de siste årene både fra bransjen selv og myndighetene, er det dokumentert at den norske petroleumsnæringen lenge har arbeidet med tiltak for å redusere sine utslipp. Resultatet er en offshorenæring i internasjonal toppklasse i energieffektiv produksjon og lave CO₂-utslipp per produsert enhet. Samtidig ser vi at enkelte andre oljeprovins er etter hvert kan vise til klare utslippsforbedringer ved at de iverksetter driftsmønstre lik de vi har på norsk sokkel, eksempelvis redusert fakling.



Figur 19: Klimagassutslipp per produsert enhet i ulike petroleumsprovinser, kg CO₂-ekvivalenter per produsert fat oljeekvivalent.

Kilde: OGP og Environment Web.

6.3.2 Kjøper kvoter og betaler avgift

Petroleumsnæringen har vært underlagt sterke virkemidler siden innføringen av CO₂-avgiften i 1991. Næringen kjøper i tillegg også klimakvoter for alle sine utslipp. De rimeligste reduksjonstiltakene er derfor allerede gjennomført, og ytterligere tiltak vil gjennomgående være dyre å iverksette.

Analysene av offshoresektoren i myndighetenes arbeid med Klimakur, februar 2010, sammenfaller med bransjens egne vurderinger slik de ble presentert i Konkraft 5 og Næringslivets klimahandlingsplan i 2009, både når det gjelder aktuelle tiltaksmuligheter, potensial for CO₂-reduksjon og kostnadsanslag for tiltakene.

Elektrifisering av innretninger offshore med kraft fra land er et mye diskutert utslippsreducerende tiltak. Dette er gjennomført og vil bli gjennomført på flere felt der forholdene ligger til rette for det. Ormen Lange, Troll A, GjØa og Valhall er forsynt med kraft fra land, og Goliat er besluttet utbygd med delelektrifisering. Elektrifisering blir vurdert for alle nye utbygginger på norsk sokkel. Basert på kostnadseffektivitet er vurderingene at storskala elektrifisering av eksisterende offshoreinstallasjoner er teknisk mulig, men at det er meget dyrt. Derfor er det bare aktuelt i forbindelse med omfattende modifikasjoner på innretningene.

Andre tiltak enn elektrifisering er blitt vurdert. Karbonfangst og lagring anvendt på avgass vil ikke ha et reelt potensial i offshorevirksomheten før etter 2020. Det er fortsatt stor usikkerhet knyttet til teknologi og kostnader for karbonfangst og lagring, og teknologien må utprøves på land før eventuell bruk offshore. SamkjØring av kraft mellom flere felt har så langt bare indikert mulighet for marginale utslippsreduksjoner. Det kan bli mulig å etablere mindre havvindparker før 2020, men det er lite sannsynlig at dette representerer et reelt potensial for offshorenæringen i dette tidsperspektivet.

Næringen fortsetter det kontinuerlige arbeidet med å redusere utslipp av klimagasser gjennom energieffektivisering. Rapporten Konkraft 5 synliggjorde summen av tiltak og oppnådde utslippsreduksjoner i perioden 1994-2007. En ny gjennomgang av prosjekter 2007-2011 viser at selskapene har iverksatt ytterligere tiltak som til sammen vil utgjøre rundt 550 000 tonn reduksjon i CO₂-utslippene innen utløpet av 2011. Olje- og gasselskapene er derfor godt i rute med å oppfylle sin uttrykte ambisjon i Konkraft 5 om å redusere utslippene med 800 000 tonn per år innen 2013. I tillegg har bransjen nylig identifisert ytterligere tiltak som kan gi reduksjoner på ca 200 000 tonn frem til 2020. Samlet potensial på 1 million tonn per år i 2020 for offshore olje- og gassvirksomhet, slik også Klimakur har anslått det, er derfor innen rekkevidde.

Regjeringen arbeider med en Klimamelding som skal komme høsten 2011. Den vil trekke opp politikken for hvordan nasjonale målsettinger kan oppnås, med utgangspunkt i Klimakur-analysen av reduksjonspotensial i ulike sektorer og alternative virkemidler for å utløse dette.

Hvilke tiltak som bør gjennomføres fremover må vurderes ut fra et helhetlig perspektiv med vekt på kostnadseffektivitet. OLF har i flere år foreslått et klimafond basert på CO₂-avgiften. Klimakur beskriver også klimafond som et mulig virkemiddel for å gjennomføre utslippsreducerende tiltak. Norge kan vise til gode erfaringer fra andre fond og avtaler mellom næringslivet og myndighetene. Det trengs imidlertid en grunnleggende vurdering av hvordan et eventuelt klimafond kan struktureres og forvaltes. OLF samarbeider med NHO og Norsk Industri om disse problemstillingene.

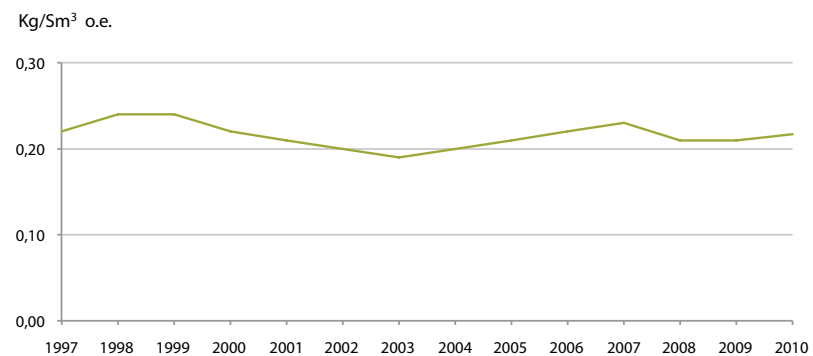
6.4 Utslipp av NO_x

Samlet norsk utslipp av NO_x i 2010 var ifølge SSB 189 000 tonn, en økning på ca 4 prosent fra 2009. Av de totale utslippene sto olje- og gassindustrien for 26,5 prosent, som er lavere enn i 2009 da det utgjorde 29,7 prosent. Den største kilden til NO_x-utslipp fra olje- og gassvirksomheten er turbinene på innretningene offshore.

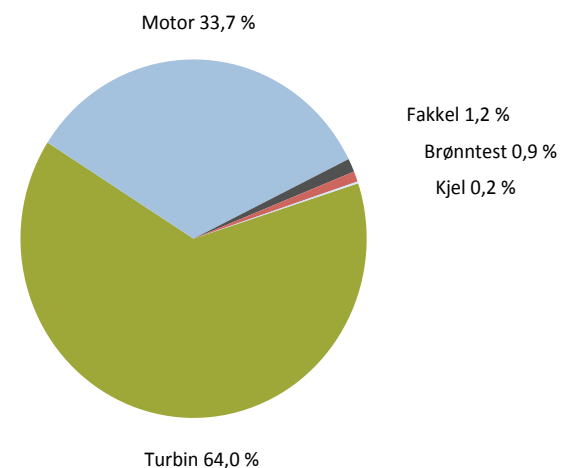
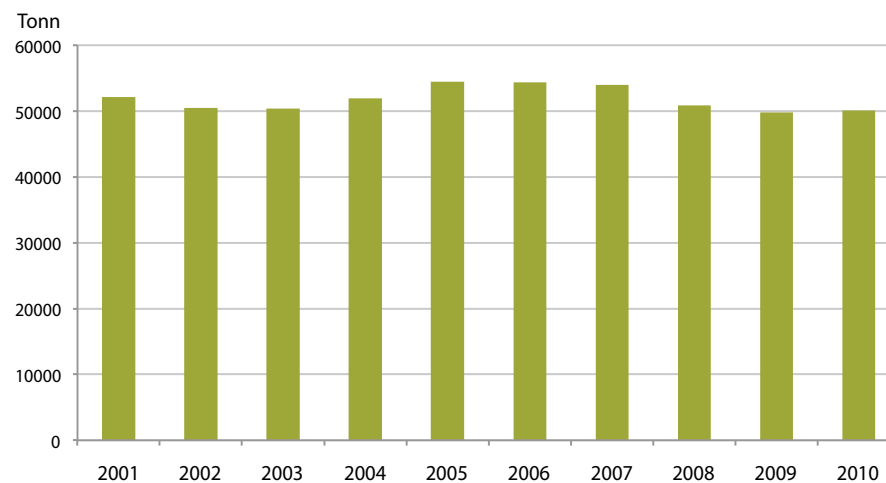
Figur 21 viser utslipp av NO_x fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling av utslippene i 2010 basert på kilde.

I 2010 var samlet NO_x-utslipp på 50 048 tonn. Dette er en svak økning fra 2009, da utslippet var 49 650 tonn. Totalutslippet av NO_x har endret seg relativt lite de siste årene. Fordelingen på kilder ble påvirket av at utslippsfaktoren for beregning av NO_x-utslipp fra fakkel ble sterkt redusert fra 2007, samtidig som det var uvanlig store faklingsmengder fra Melkøya i 2007. Fordelingen mellom kildene er nå stabil.

Figur 20 viser utslipp av NO_x per levert volum hydrokarboner for perioden 2001-2010. Det spesifikke utslippet av NO_x var i 2010 på 0,22 kg/Sm³ o.e. levert, noe som er en svak økning i forhold til 2009.



Figur 20: Spesifikt utslipp av NO_x.



Figur 21: Historisk utvikling for samlet utslipp av NO_x og fordeling på kilde i 2010.

6.4.1 Perspektiver på utslipp av NO_x

Miljøavtalen om NO_x regulerer næringsorganisasjonenes forpliktelser overfor myndighetene til å redusere sine samlede NO_x-utslipp. I første avtaleperiode 2008-2010 har rundt 650 virksomheter vært tilsluttet, inkludert alle operatørselskapene på norsk sokkel.

Alle bedrifter som er tilsluttet rapporterer sine utslipp til Næringslivets NO_x-fond som grunnlag for fakturering av betalingsplikten til fondet. Samlet disponerte NO_x-fondet ca 1800 millioner kroner til gjennomføring av tiltak i første avtaleperiode, og mer enn 520 prosjektsøknader er gitt investeringsstøtte. Den største utslippsreduksjonen av NO_x i denne perioden kommer fra serviceskip med leveranser til olje- og gassvirksomheten, fulgt av fiskefartøy og nærskipfart i Norge og i rute mot Europa. Verifisert reduksjon av NO_x-utslipp som følge av gjennomførte prosjekter, dokumenterer at næringsorganisasjonenes reduksjonsforpliktelse for disse årene er oppfylt. Avtalen gir dermed viktige bidrag til Norges oppfølging av Gøteborgprotokollen.

Beregning av den den samfunnsmessige kostnad for gjennomførte tiltak er 15,30 kroner per kilo NO_x, mens kostnadseffektiviteten for NO_x-fondets støtte sett isolert er på 8,80 kroner per kilo. Det betyr ikke at et tilsvarende omfang av utslippsreduksjoner ville blitt utløst av en fiskal avgift på samme nivå, grunnet bedriftsøkonomiske krav til avkastning og nedbetalingstid, likviditetsutfordringer og liknende. Gjennomførte tiltak, verifisert av Det Norske Veritas, viser at årlig utslippsreduksjon under Miljøavtalen om No_x (2008-2010) er seks ganger høyere enn i perioden med fiskal avgift. Bruk av fond har gitt økte utslippsreduksjoner til lavere økonomisk belastning for bedriftene, samtidig som utslippsreduksjonen i avtalen oppnås med større grad av sikkerhet. I tillegg kan fondet vise til viktige bidrag til utvikling av nye miljøeffektive løsninger, og utvikling av nye markeder og markedsaktører. Årsrapport 2010 fra Næringslivets NO_x-fond anslår en sysselsettingseffekt på 500-700 årsverk for hvert av de fire årene i avtaleperioden.

De gode resultatene fra avtaleperioden 2008-2010 har tydelig vist at en kombinert avtale og fondsløsning kan være en meget effektiv og kostnadsriktig måte å redusere nasjonale utslipp på. Det er derfor inngått en ny avtale for perioden 2011-2017 etter samme mal som for første periode, med målsatte utslippsreduksjoner og med forsterket fokus på utvikling av bærekraftig NO_x-teknologi.



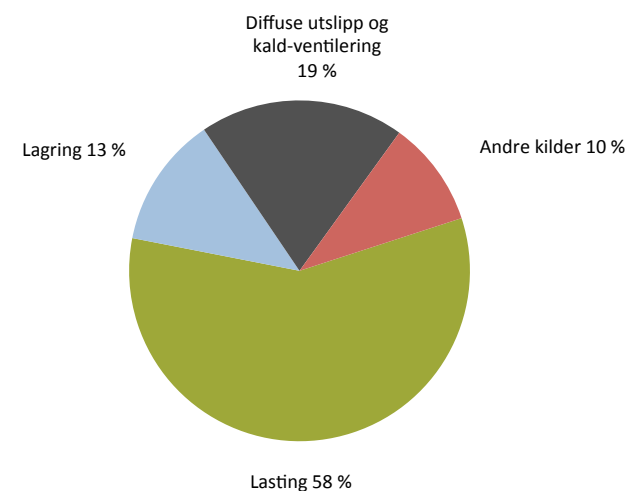
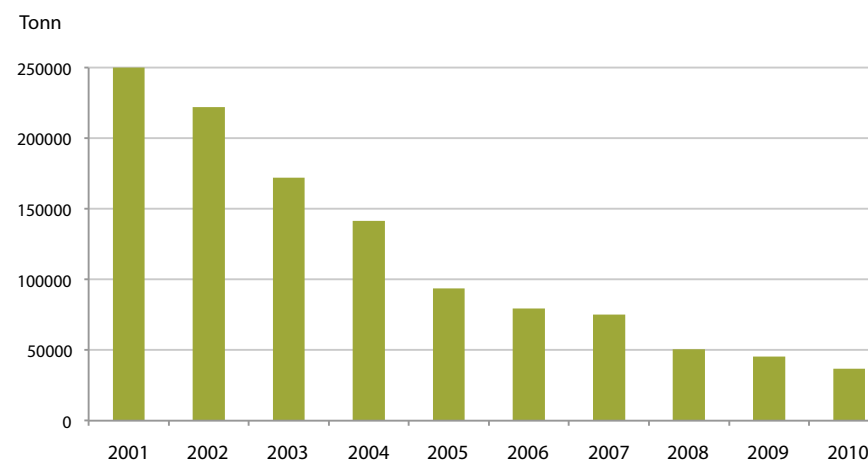


6.5 Utslipp av nmVOC

Figur 22 viser utslipp av nmVOC fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling av utslippene i 2010 fordelt på kilde. I 2010 var samlet utslipp av nmVOC 36 990 tonn. Dette er en nedgang på 18 prosent fra 2009, da utslippet var 45 503 tonn. Siden 2001 er samlet utslipp av nmVOC redusert med mer enn 85 prosent. De betydelige utslippsreduksjonene er oppnådd som følge av investeringer i nye anlegg for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagerskip og skytteltankere.

Den største kilden til nmVOC-utslipp fra olje- og gassvirksomheten er fortsatt lagring og lasting av olje, med omlag 58 prosent av utslippene. Denne andelen går jevnt ned på grunn av konkrete tiltak som er iverksatt på lagerskip og skytteltankere. De resterende utslippene skyldes hovedsakelig kaldventilering og diffuse utslipp.

Samlet norsk utslipp av nmVOC i 2010 var ifølge SSB 135 000 tonn. Olje- og gassindustrien sto for 27,4 prosent av de nasjonale utslippene. De gjennomførte tiltakene offshore har gitt vesentlige bidrag til Norges mulighet til å oppfylle Gøteborg-protokollen.



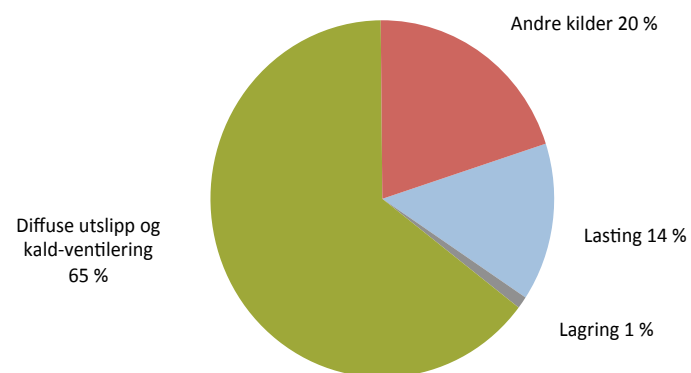
Figur 22: Historisk utvikling for samlet utslipp av nmVOC og fordeling på kilde i 2010.

6.6 Utslipp av CH₄

Figur 23 viser utslipp av CH₄ fra virksomheten på norsk sokkel og utslippet i 2010 fordelt på kilde. Samlet CH₄-utslipp i 2010 var 28 043 tonn, en nedgang fra foregående år.

Andelen utslipp fra lasting har gått markert ned fra 2009, da den utgjorde 21 prosent. Den største kilden til CH₄-utslipp fra olje- og gassvirksomheten er kaldventilering og diffuse utslipp fra flenser, ventiler og diverse prosessutstyr.

Samlet norsk utslipp av CH₄ i 2010 var ifølge SSB 204 800 tonn. Olje- og gassindustrien sto for 13,7 prosent av de nasjonale utslippene, omtrent uendret de de siste årene.



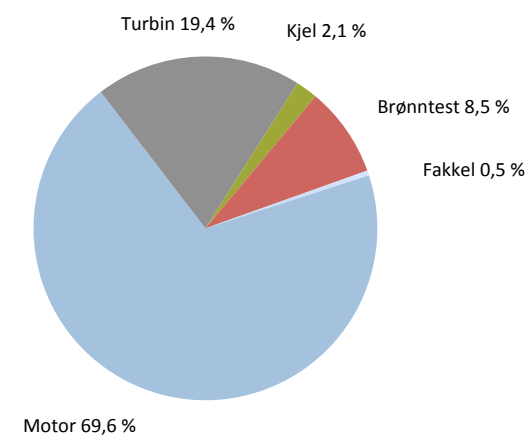
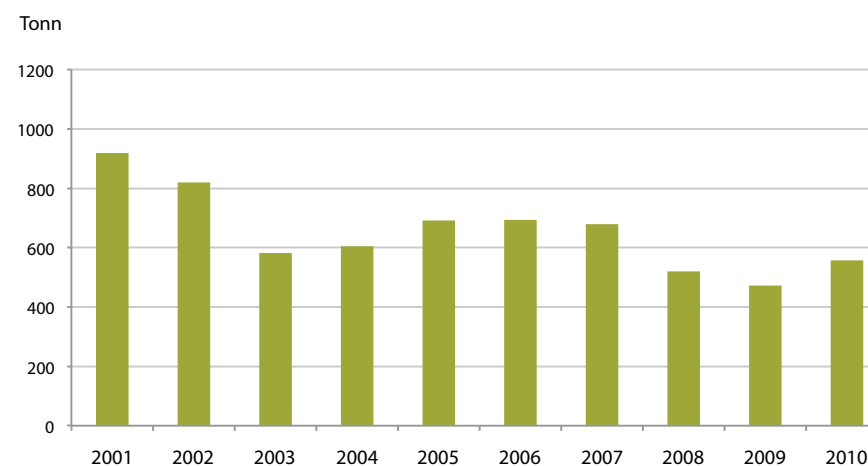
Figur 23: Historisk utvikling for samlet utslipp av CH₄ og fordeling på kilde i 2010.

6.7 Utslipp av SO_x

Figur 24 viser utslipp av SO_x fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling av utslippene i 2010 basert på kilde. I 2010 var samlet SO_x-utslipp 557 tonn, en oppgang fra 2010.

Den største kilden fra olje- og gassvirksomheten er forbrenning av diesel i motorene på flyttbare innretninger, hvor det har vært økt aktivitet i 2010.

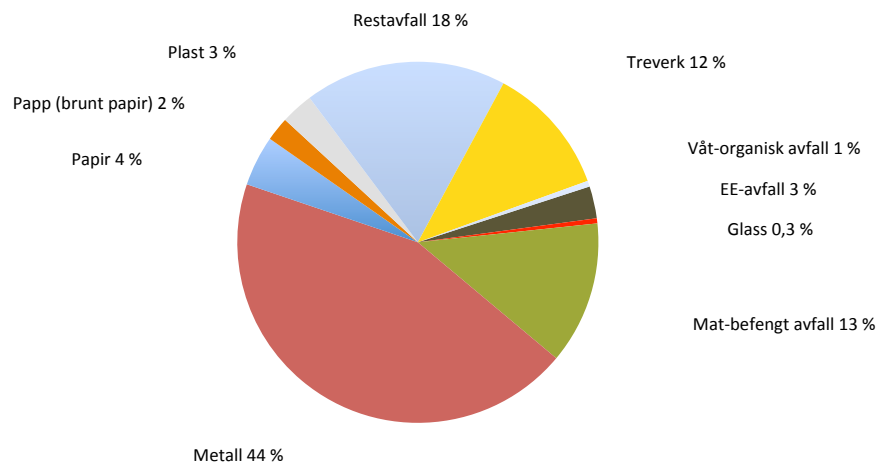
Samlet norsk utslipp av SO₂ i 2010 var ifølge SSB 183 000 tonn, hvorav olje- og gassindustrien sto for 3 prosent.



Figur 24: Historisk utvikling for samlet utslipp av SO_x og fordeling på kilde i 2010.

7 Avfall

Avfall fra olje- og gassindustrien blir inndelt i farlig og ikke-farlig avfall. Alt avfall skal deklarerer i henhold til nasjonale forskrifter og internasjonale retningslinjer. Operatørens hovedmål, som er definert i felles retningslinjer for avfallsstyring i oljevirksomheten offshore, er å generere minst mulig avfall, samt å etablere systemer slik at mest mulig avfall gjenvinnes. OLF har utarbeidet egne retningslinjer for avfallsstyring i offshorevirksomheten som benyttes ved klassifisering av avfallet.



Figur 25: Fordeling av ikke-farlig avfall fra offshorevirksomheten i 2010.

Totale mengder ikke-farlig avfall i 2010 var 25 286 tonn. Fra 2006 har mengdene variert mellom 20 000 og 25 000 tonn. Figur 25 viser fordeling av ikke-farlig avfall fra virksomheten på norsk sokkel i 2010.

Totale mengder farlig avfall i 2010 var ca 260 000 tonn, en økning på nær 70 prosent fra 2009. Den største andelen (vel 200 000 tonn) av dette er boreavfall (borevæsker og borekaks med vedheng av borevæsker).

Det lavradioaktive avfallet fra olje- og gassindustrien inngår i kategorien oljeholdig avfall. Dette håndteres i henhold til krav og retningslinjer gitt i strålevernsforskriften og tilhørende veiledninger fra Statens strålevern. Avfall med aktivitet over 10 Bq/g går til deponiet i Gulen kommune, mens det øvrige behandles sammen med annet farlig avfall i henhold til gjeldende regelverk.

Fra 2011 gjelder et nytt regelverk for lavradioaktivt avfall med aktivitet under 10 Bq/g. Blant annet er det innført nedre grenseverdier (1 Bq/g) for hva som skal defineres som radioaktivt avfall og det er innført avfallskoder for ulike typer radioaktivt avfall. Dette vil derfor bli rapportert for første gang i neste års miljørapport.



8 Ord og forkortelser

CH ₄	Metan
CO ₂	Karbondioksid
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser utenom metan
NO _x	Nitrogenoksid
SO _x	Svoveloksid
SO ₂	Svoveldioksid
o.e.	Oljeekvivalenter
Sm ³	Standard kubikkmeter

Omregningsfaktorer basert på energiinnholdet i hydrokarboner. Beregnet i henhold til definisjoner fra OD:

Olje 1 m³ = 1 Sm³ o.e.

Olje 1 fat = 0,159 Sm³

Kondensat 1 tonn = 1,3 Sm³ o.e.

Gass 1 000 Sm³ = 1 Sm³ o.e.

NGL 1 tonn = 1,9 Sm³ o.e.

Klif	Klima- og forurensningsdirektoratet (tidligere SFT, Statens forurensningstilsyn)
SSB	Statistisk Sentralbyrå
OSPAR	Oslo- og Paris-konvensjonen er et folkerettslig forpliktende miljøsamarbeid om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhavet. 15 land med kystlinje eller med elver som renner ut i det nordøstlige Atlanterhavet er medlemmer.
PLONOR	Pose Little Or No Risk to the Marine Environment er en liste fra OSPAR over kjemiske forbindelser som antas å ha liten eller ingen effekt på det marine miljø ved utslipp.
OGP	International Association of Oil and Gas Producers

9 Tabeller

TABELL 3: HISTORISKE PRODUKSJONSDATA FOR OLJE, KONDENSAT, GASS OG VANN, Sm³ (gass: milliarder Sm³)

Rapporteringsår	Netto olje	Brutto olje	Netto gass	Brutto gass	Netto kondensat	Brutto kondensat	Netto NGL
2000	181,181	182,126	49,748	90,385	6,277	8,847	7,225
2001	180,884	182,071	53,895	95,041	6,561	9,310	10,924
2002	173,649	173,391	65,501	107,521	8,020	11,895	11,798
2003	165,475	164,295	73,124	118,265	11,060	15,585	12,878
2004	162,777	161,064	78,465	127,753	9,142	15,130	13,621
2005	148,137	144,776	84,963	130,807	8,422	16,395	15,735
2006	136,577	131,396	87,613	129,533	7,989	17,614	16,672
2007	128,277	119,538	89,662	136,697	3,474	16,544	16,577
2008	122,668	113,335	99,231	141,269	4,180	17,276	16,022
2009	115,443	106,116	103,464	144,526	4,421	17,364	16,048
2010	104,333	96,293	106,421	145,017	4,121	15,305	15,457

TABELL 4: INJEKSJONSDATA, Sm³

Rapporteringsår	Injisert sjøvann	Injisert gass	Brutto brenngass	Brutto faklet gass
2000	225 122 366	35 263 257 573	3 135 476 082	704 977 418
2001	236 185 208	28 735 573 767	3 183 903 441	552 518 130
2002	239 216 244	33 249 106 525	3 633 399 130	425 750 692
2003	276 860 649	37 831 830 628	3 787 566 522	437 108 442
2004	277 454 051	42 080 845 665	3 944 034 988	426 283 524
2005	256 584 671	38 673 146 648	3 911 535 767	436 855 779
2006	229 580 409	35 888 052 471	3 804 416 091	396 828 489
2007	217 684 641	39 803 151 739	3 759 923 126	367 856 958
2008	201 787 094	33 841 511 529	3 732 706 712	447 344 171
2009	171 931 383	33 524 109 000	3 665 580 404	358 746 213
2010	157 806 890	31 234 573 000	3 612 680 129	352 504 024

TABELL 5: BORING MED OLJEBASERT BOREVÆSKE, TONN

Rapporteringsår	Forbruk av borevæske	Utslipp av borevæske - masse	Borevæske injisert	Sendt borevæske til land	Basevæske etterlatt i hull eller tapt til formasjon
2004	132 062	0	60 087	23 422	48 414
2005	217 852	0	64 486	44 699	52 020
2006	183 702	0	58 205	38 989	48 343
2007	182 364	0	53 301	42 660	50 837
2008	183 225	0	51 819	50 051	50 356
2009	220 394	0	45 728	71 567	54 270
2010	105 151	0	27 438	55 220	64 789

TABELL 6: BORING MED SYNTETISK BOREVÆSKE, TONN

Rapporteringsår	Forbruk av borevæske	Utslipp av borevæske - masse	Borevæske injisert	Sendt borevæske til land	Basevæske etterlatt i hull eller tapt til formasjon
2004	2 298	826	0	439	1 030
2005	5 303	0	0	4 039	1 263
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	968	0	0	630	338
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0

TABELL 7: BORING MED VANNBASERT BOREVÆSKE, TONN

Rapporteringsår	Forbruk av borevæske	Utslipp av borevæske - masse	Borevæske injisert	Sendt borevæske til land	Basevæske etterlatt i hull eller tapt til formasjon
2004	239 889	199 429	15 684	2 940	20 329
2005	219 126	153 352	21 879	17 082	20 804
2006	267 310	196 680	22 139	9 956	23 634
2007	265 754	199 281	27 243	9 439	16 982
2008	265 668	169 442	33 151	20 590	25 516
2009	419 440	285 662	20 320	24 717	31 417
2010	166 513	231 378	12 162	15 341	31 802

TABELL 8: DISPONERING AV KAKS VED BORING MED OLJEBASERT BOREVÆSKE, TONN

Rapporteringsår	Eksportert borekaks til andre felt	Utslipp av borekaks til sjø	Masse borekaks injisert	Sendt borekaks til land	Total mengde generert kaks/slam
2003	5 612	0	110 231	49 676	176 598
2004	0	0	51 691	20 329	148 071
2005	0	0	60 242	20 287	246 018
2006	0	0	54 433	22 679	211 942
2007	467	0	50 321	28 875	191 191
2008	0	0	49 108	24 275	228 743
2009	424	0	47 640	39 072	252 562
2010	0	0	26 938	81 188	125 123

TABELL 9: DISPONERING AV KAKS VED BORING MED VANNBASERT BOREVÆSKE, TONN

Rapporteringsår	Eksportert borekaks til andre felt	Utslipp av borekaks til sjø	Masse borekaks injisert	Sendt borekaks til land
2004		86 061	1 726	58
2005		72 684	895	893
2006	325	80 757	1 423	2 226
2007	0	86 405	1 191	722
2008	651	70 199	2 717	2 501
2009	0	132 003	1 624	251
2010	0	207 655	664	9 896

TABELL 10: DISPONERING AV KAKS VED BORING MED SYNTETISK BOREVÆSKE, TONN

Rapporteringsår	Eksportert borekaks til andre felt	Utslipp av borekaks til sjø	Masse borekaks injisert	Sendt borekaks til land
2003	0	5 108	276	1 197
2004	0	2 451	0	0
2005	0	0	0	930
2006	0	0	0	0
2007	0	0	0	0
2008	0	0	0	0
2009	0	0	0	0
2010	0	0	0	0

TABELL 11: OVERSIKT OVER TOTALE MENGDER KAKS/SLAM SOM ER IMPORTERT PÅ FELT, TONN

Rapporteringsår	Oljebasert
1997	766
1998	1 926
1999	0
2000	852
2001	5 926
2002	0
2003	5 600
2004	0
2005	3 268
2006	2 383
2007	1 668
2008	3 692
2009	7 579
2010	14 994

TABELL 12: UTSLIPP AV UTVALGTE GRUPPER ORGANISKE FORBINDELSER I PRODUSERT VANN, KG

Gruppe	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Andre	18 175	12 096	17 412	2 743 449	8 025 465	8 131 449	7 519 086	7 959 150	8 838 787	7 814 585	7 905 978
BTEX	1 015 449	1 034 338	1 089 889	861 160	1 485 212	1 479 637	1 644 661	1 826 674	1 803 998	1 902 925	1 818 173
Alkylfenoler C1-C3			196 465	281 116	278 173	257 668	335 937	341 254	324 626	310 191	310 217
Alkylfenoler C4-C5			7 935	10 104	12 809	13 273	15 571	12 513	12 473	12 949	10 258
Alkylfenoler C6-C9			266	401	225	302	132	173	198	184	294
Fenoler	624 870	505 965	243 552	184 168	206 962	170 118	179 405	212 822	207 560	185 041	166 660
Olje i vann				1 698 382	2 075 894	2 097 498	1 057 837	1 178 851	947 549	1 156 501	1 200 078
Organiske syrer	28 070 433	27 624 780	29 055 706	33 576 880	32 754 134	34 711 299	34 838 267	35 818 064	31 263 700	27 204 909	24 752 275
Sum EPA-PAH	43 038	42 265	47 204	45 176	61 860	44 392	66 968	52 567	48 312	51 512	1 541
PAH			100 856	99 465	110 511	121 454	89 899	73 776	81 157	101 664	140 867

TABELL 13: UTSLIPP AV BTX-FORBINDELSER I PRODUSERT VANN, KG

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Benzen	512 037	524 008	552 074	446 233	682 490	683 080	771 347	871 200	862 411	868 175	832 031
Etylbenzen			24 709	19 074	35 533	32 648	34 271	34 565	34 675	46 135	41 758
Toluen	359 862	354 209	358 637	272 080	554 030	571 545	628 213	674 719	672 398	722 851	700 550
Xylen	143 550	156 121	154 469	123 772	213 160	192 364	210 830	246 189	234 513	265 764	243 835

TABELL 14: UTSLIPP AV TUNGMETALLER OG ANDRE FORBINDELSER I PRODUSERT VANN, KG

Stoff	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Arsen	966	1 095	370	471	360	267	380	660	614	483	895
Barium				1 925 471	7 124 440	7 015 319	6 137 119	6 939 336	7 762 350	7 008 907	7 071 530
Bly	520	317	875	527	273	173	348	255	386	290	239
Jern				714 214	888 912	1 108 015	1 370 415	1 008 440	1 058 121	797 369	825 822
Kadmium	115	113	46	32	20	11	30	28	41	28	22
Kobber	412	431	2 212	3 991	3 639	312	730	103	102	102	89
Krom	492	249	119	117	231	4 018	192	175	213	154	225
Kvikksølv	5	5	6	7	9	8	7	6	11	9	9
Nikkel	751	748	209	407	452	1 073	735	299	299	142	200
Zink	14 914	9 138	13 576	11 211	7 130	2 253	9 129	9 847	16 651	7 100	6 948

TABELL 15: UTSLIPP AV FENOLER I PRODUSERT VANN, KG

Stoff	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
C1-Alkylfenoler	126 233	182 012	167 582	161 542	214 511	226 609	207 855	203 376	199 007
C2-Alkylfenoler	51 089	76 922	79 333	70 094	92 631	82 571	87 634	80 707	83 860
C3-Alkylfenoler	19 143	22 181	31 258	26 032	28 794	32 074	29 137	26 108	27 350
C4-Alkylfenoler	5 963	7 827	11 013	11 115	12 524	10 438	10 451	11 624	8 707
C5-Alkylfenoler	1 972	2 277	1 796	2 157	3 047	2 076	2 022	1 325	1 551
C6-Alkylfenoler	95	125	95	66	51	86	84	78	125
C7-Alkylfenoler	59	77	51	62	20	26	61	22	55
C8-Alkylfenoler	36	123	50	81	37	33	39	20	71
C9-Alkylfenoler	75	76	28	92	23	28	13	64	44
Fenol	243 552	184 168	206 962	170 118	179 405	212 822	207 560	185 041	166 660

TABELL 16: UTSLIPP AV ORGANISKE SYRER I PRODUSERT VANN, KG

Stoff	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Butansyre			644 737	755 601	709 758	752 861	671 281	777 200	714 602	627 237	519 296
Eddiksyre			24 589 094	28 685 218	28 272 473	29 820 022	29 837 132	30 327 152	26 381 307	22 509 255	20 693 558
Karboksylsruer	28 070 433	27 624 780									
Maursyre			65 731	152 368	209 953	159 966	501 911	449 707	314 221	563 669	493 913
Naftensyrer						259 322	262 712	283 637	250 405	264 051	179 185
Pentansyre			256 215	298 361	312 267	336 195	344 439	374 276	341 590	338 214	241 354
Propionsyre			3 499 928	3 685 331	3 249 683	3 382 933	3 220 793	3 606 091	3 261 575	2 902 484	2 624 969

TABELL 17: UTSLIPP AV PAH-FORBINDELSER I PRODUSERT VANN, KG

Stoff	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Acenaften*	135	147	226	252	264	276	238	200	164	198	196
Acenaftylen*	30	28	32	36	38	155	185	45	174	93	83
Antrasen*	26	30	41	113	94	118	36	36	60	10	7
Benzo(a)antrasen*	15	19	30	42	26	32	29	13	18	9	8
Benzo(a)pyren*	6	6	10	12	10	11	14	6	5	4	3
Benzo(b)fluoranten*	12	14	16	24	16	25	132	13	16	9	9
Benzo(g,h,i)perylene*	7	8	12	17	9	21	17	5	7	6	6
Benzo(k)fluoranten*	4	4	15	4	4	5	13	2	4	2	1
C1-dibenzotiofen			1 230	1 106	1 576	1 953	1 521	690	761	667	601
C1-Fenantren			1 980	3 483	2 935	3 238	1 345	1 886	1 589	2 438	2 222
C1-naftalen			51 647	44 188	57 796	59 929	50 250	43 939	44 155	47 410	45 000
C2-dibenzotiofen			1 282	1 404	1 476	2 096	1 453	663	634	939	878
C2-Fenantren			2 177	3 785	2 603	3 344	1 982	1 823	1 976	2 706	2 598
C2-naftalen			20 667	26 021	25 248	27 251	21 143	16 086	19 636	24 669	21 880
C3-dibenzotiofen			9 191	119	263	474	342	71	92	20	22
C3-Fenantren			737	517	635	466	187	375	306	662	694
C3-naftalen			11 453	18 227	17 359	21 957	11 226	7 813	11 614	21 719	17 219
Dibenz(a,h)antrasen*	4	4	8	10	7	9	12	3	4	3	2
Dibenzotiofen			482	615	619	748	449	429	394	435	407
Fenantren											1576
Fenantren*	1 679	1 822	1 821	2 217	2 332	2 553	1 723	1 518	1 565	1 712	
Fluoranten*	32	35	47	56	39	88	53	38	28	25	27
Fluoren*	1 207	1 302	1 200	1 683	1 620	1 769	1 308	1 132	1 166	1 175	1 126
Indeno(1,2,3-c,d)pyren*	3	3	6	6	4	5	12	2	3	2	1
Krysen*	82	98	68	43	57	74	61	40	61	42	30
Naftalen											47770
Naftalen*	39 744	38 687	43 622	40 545	57 243	39 133	63 073	49 450	44 963	48 175	
Pyren*	52	59	52	116	97	117	64	64	74	49	43

* sum EPA-PAH, fra 2010 har Klif tatt ut naftalen og fenantren

TABELL 18: OLJEHOLDIG VANN

Vanntype		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Drenasje	Oljeindex mengde til sjø (tonn)				9	7	16	9	8	10	6	7,98
	Dispergert oljemengde til sjø (tonn)	12	14	21	13	11	32	13	2		0	
	Vannvolum til sjø (m ³)	589 069	700 302	1 390 614	711 201	663 964	1 148 995	902 487	905 396	953 964	917 986	727 811
	Total vannmengde (m ³)	633 282	734 008	1 437 979	818 045	722 460	1 200 245	979 867	962 543	993 156	1 099 819	763 736
	Injisert vannmengde (m ³)	40 232	33 707	47 296	106 817	57 186	51 515	77 086	53 328	36 298	184 247	19 875
Fortregning	Oljeindex mengde til sjø (tonn)				73	113	76	78	94	58	55	47,3
	Dispergert oljemengde til sjø (tonn)	309	300	255	146	158	119	133			0	
	Vannvolum til sjø (m ³)	62 419 532	64 131 447	60 218 998	56 862 577	53 326 642	47 403 128	41 633 651	42 080 398	35 781 227	31 567 044	31 953 823
	Total vannmengde (m ³)	62 419 532	64 131 447	60 218 998	56 850 991	53 326 642	47 403 128	41 633 651	42 080 398	35 781 227	31 567 050	31 953 823
	Injisert vannmengde (m ³)									0	0	
Jetting	Oljeindex mengde til sjø (tonn)				32	42	67	15	26	13	24	65,1
	Dispergert oljemengde til sjø (tonn)	21	4	8	61	3	31	25			0	
	Vannvolum til sjø (m ³)									0	0	0
	Total vannmengde (m ³)									0	0	0
	Injisert vannmengde (m ³)									0	0	0
Produsert	Oljeindex mengde til sjø (tonn)				1 474	1 511	1 510	1 308	1 532	1 569	1 487	1 443
	Dispergert oljemengde til sjø (tonn)	2 738	2 857	2 572	2 276	2 293	2 871	2 441			0	
	Vannvolum til sjø (m ³)	105 963 490	116 059 336	118 932 533	134 729 541	142 803 237	147 269 373	144 741 847	161 825 645	149 241 700	134 770 215	130 842 793
	Total vannmengde (m ³)	116 091 909	129 979 157	136 323 268	156 391 243	173 892 780	177 388 172	173 349 396	182 807 754	173 375 110	158 559 726	157 890 256
	Injisert vannmengde (m ³)	9 967 431	13 153 721	16 636 832	21 286 897	29 794 046	32 569 423	31 693 056	26 665 258	30 379 135	29 547 450	33 217 136

TABELL 19: SAMLET FORBRUK, UTSLIPP OG INJEKSJON AV KJEMIKALIER FORDELT PÅ BRUKSOMRÅDE, TONN

Bruksområde		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Bore og brønnekjemikalier	Utslipp	179 804	152 077	143 237	103 226	74 379	63 116	72 641	87 682	90 841	137 008	104 966
	Injisert	71 805	67 759	89 406	80 993	82 800	80 640	79 872	78 166	88 506	65 682	44 204
	Forbruk	416 758	368 591	533 410	335 015	321 131	320 491	323 238	352 533	357 736	402 110	409 337
Gassbehandlings-kjemikalier	Utslipp	10 918	12 215	10 646	9 733	10 481	10 555	13 062	11 619	13 124	11 849	9 698
	Injisert	205	521	411	455	3 141	412	1 241	757	1 502	1 634	1 406
	Forbruk	15 260	16 282	14 796	13 466	16 789	14 540	17 760	18 804	22 257	21 381	17 905
Hjelpekjemikalier	Utslipp	1 866	2 045	2 566	2 293	2 391	1 919	2 223	3 622	4 031	4 795	4 244
	Injisert	113	187	162	300	344	403	369	250	810	501	420
	Forbruk	2 720	2 728	4 161	3 929	3 525	2 962	3 279	6 269	7 135	7 886	8 091
Injeksjons-kjemikalier	Utslipp	407	167	185	283	1 049	1 335	132	332	235	200	188
	Injisert	815	969	3 332	501	215	687	1 742	1 464	1 486	1 485	1 367
	Forbruk	30 954	10 759	13 441	14 095	14 666	15 115	14 730	15 361	15 517	12 997	11 487
Kjemikalier fra andre produksjons-steder	Utslipp	158	2 448	9 913	1 259	1 533	1 140	917	697	847	753	753
	Injisert					153	228	59	41	210	24	117
	Forbruk			64		338	419	438	434	614	475	536
Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen	Utslipp		101	9	113		282	188	311	439	1 664	1 847
	Injisert								0	0	0	0
	Forbruk	3 748	6 638	14 616	7 032	4 941	7 805	5 866	5 180	5 443	5 085	5 094
Produksjons-kjemikalier	Utslipp	7 777	9 054	8 582	11 343	11 722	11 131	14 049	15 317	17 208	17 033	16 001
	Injisert	5 412	5 953	1 579	4 051	3 706	2 995	5 881	3 323	4 046	4 500	4 403
	Forbruk	25 421	27 300	22 013	32 206	26 865	24 405	30 069	29 131	31 278	27 720	26 816
Reservoarstyring	Utslipp	1 495		1	3		1	1	2	0	9	5
	Injisert								0	0	0	0
	Forbruk	1 869	1	1	3	1	1	1	2	14	12	14
Rørlednings-kjemikalier	Utslipp	274	2 224	1 259	1 746	389	962	1 049	2 015	516	917	1 308
	Injisert	3	38		17		20			0	146	599
	Forbruk	286	2 286	1 265	1 898	663	2 159	4 886	5 189	3 385	2 973	2 477
Sum utslipp		202 699	180 329	176 398	129 996	101 944	90 441	104 260	121 597	127 240	174 228	139 009
Sum injisert		78 354	75 427	94 890	86 318	90 360	85 385	89 165	84 000	96 560	73 973	52 515
Sum forbruk		497 015	434 585	603 767	407 643	388 919	387 897	400 267	432 904	443 381	480 640	481 756

TABELL 20: OVERSIKT OVER UTSLIPP AV KJEMIKALIER I SFTs FARGEKLASSER, TONN

SFTs fargeklasse	Grønn	Gul	Rød	Svart
1997	114 778	39 684	3 933	228
1998	142 646	10 971	2 441	34
1999	162 603	9 495	1 839	21
2000	187 323	14 184	1 337	18
2001	167 365	11 834	1 117	45
2002	164 450	10 898	1 022	35
2003	118 388	10 977	626	5
2004	91 044	10 599	299	2
2005	80 105	10 240	93	3
2006	93 141	11 078	39	3
2007	109 778	11 796	23	1
2008	114 403	12 819	15	2
2009	159 569	14 701	21	1
2010	127 249	11 727	16	1

TABELL 21: UTSLIPP OG FORBRUK AV KJEMIKALIER FORDELT PÅ SFTs FARGEKLASSE, TONN

SFT fargeklasse	Rapporteringsår	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Grønn	Utslipp	187 323	167 365	164 450	118 388	91 044	80 105	93 141	113 159	114 403	159 569	127 249
	Forbruk				320 685	296 941	296 091	303 976	338 485	344 559	385 425	374 541
Gul	Utslipp	14 184	11 834	10 898	10 977	10 599	10 240	11 078	12 005	12 819	14 701	11 727
	Forbruk				79 178	83 915	85 297	90 592	94 905	94 500	92 410	103 061
Rød	Utslipp	1 337	1 117	1 022	626	299	93	39	23	15	21	16
	Forbruk				7 661	7 852	6 375	5 659	5 376	4 261	3 206	2 894
Svart	Utslipp	18	45	35	5	2	3	3	1	2	1	1
	Forbruk				218	211	121	40	50	60	16	1259

TABELL 22: FORBRUK OG UTSLIPP AV KJEMIKALIER FORDELT PÅ MILJØGENSKAPER, KG

SFT klasse beskrivelse	SFT fargeklasse		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Andre kjemikalier	Gul	Forbruk	79 178 438	83 914 962	85 297 097	90 591 982	94 904 859	94 500 238	92 409 851	103 061 375
		Utslipp	10 976 671	10 599 282	10 240 472	11 077 604	12 004 946	12 818 860	14 701 037	11 727 338
Bionedbrytbarhet < 20%	Rød	Forbruk	3 450 264	3 674 490	2 997 005	2 928 386	3 016 508	3 079 264,00	2 144 671	2 386 670
		Utslipp	331 007	210 125	59 872	17 794	13 236	10 515	16 318	14 455
Bionedbrytbarhet < 20% og giftighet EC50 eller LC50 <= 10 mg/l	Svart	Forbruk	35 837	115 260	50 683	31 908	4 141	1 405	1 233	20 616
		Utslipp	2 257	403	685	2 147	398	459	66	80
Bionedbrytbarhet < 20% og log Pow >= 5	Svart	Forbruk	180 826	95 102	69 251	7 464	990	908	1 173	1 238 234
		Utslipp	2 653	1 486	2 365	861	569	824	1 010	1 275
Hormonforstyrrende stoffer	Svart	Forbruk	1			494		19 800	13 758	
		Utslipp	199	175	150	206	100	1 027	61	
Kjemikalier på PLONOR- listen	Grønn	Forbruk	237 163 198	226 931 564	228 475 800	227 535 746	251 002 945	252 779 521	289 681 616	286 277 021
		Utslipp	78 976 339	63 581 604	56 369 558	63 423 630	72 584 564	74 569 494	111 268 937	90 611 749
Liste over prioriterte kjemikalier som omfattes av resultatmål 1 (Prioritetslisten) St.meld.nr.25 (2002-2003)	Svart	Forbruk	843	812	1 032	594	497	146	58	6
		Utslipp	41,3	20,3	3,3	6,6	0,6	140	19,6	0,2
"To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet < 60%, log Pow >= 3, EC50 eller LC50 <= 10 mg/l"	Rød	Forbruk	4 022 934	3 953 650	3 378 432	2 730 168	2 359 348	1 181 523	1 061 115	506 942
		Utslipp	292 911	81 489	33 273	21 317	9 500	4 579	5 152	1 584
Vann	Grønn	Forbruk	83 521 489	70 009 327	67 614 818	76 440 340	87 481 939	91 779 833	95 743 461	88 264 187
		Utslipp	39 411 378	27 462 007	23 735 816	29 716 997	40 574 911	39 833 569	48 300 298	36 637 585
Stoff som er antatt å være eller er arvestoffskadelige eller reproduksjonsskadelige	Svart	Forbruk					44 474	37 840		
		Utslipp					0	0		

TABELL 27: AKUTTE UTSLIPP TIL SJØ, m³

Utslippstype		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kjemikalier	Antall > 1 m ³	60	32	40	60	31	37	27	40	30	42	32
	Sum antall < 0,05 m ³	28	32	19	25	30	44	35	22	36	59	64
	Sum antall 0,05 - 1 m ³	47	52	42	49	48	49	40	47	66	61	62
	Volum > 1 (m ³)	878	354	331	915	679	402	429	5 403	347	13 029	6 245
	Sum volum < 0,05 (m ³)	0,4	0,5	0,3	28,8	0,5	0,6	0,4	0,3	0,4	0,6	0,6
	Sum volum 0,05 - 1 (m ³)	19,1	16,3	12,4	17,2	18,8	14,8	13,5	11,7	18,8	22,9	20,0
	Totalt antall	135	116	101	134	109	130	102	109	132	162	158
	Totalt volum (m ³)	898	371	344	961	696	418	443	5 415	366	13 052	6 265
Olje	Antall > 1 m ³	5	7	9	11	10	6	7	12	9	4	7
	Antall < 0,05 m ³	111	144	173	75	71	85	78	112	130	106	109
	Antall 0,05 - 1 m ³	79	76	65	46	37	56	37	42	34	37	24
	Volum > 1 (m ³)	14,5	29,1	89,8	821	68,7	361	113	4 476	186	104	105
	Sum volum < 0,05 (m ³)	1,3	1,9	2	43,1	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,6	0,6
	Sum volum 0,05 - 1 (m ³)	18,2	18,9	17,1	13,1	7,1	15	7,9	11,2	7,9	9,3	4,9
	Totalt antall	195	227	247	132	118	147	122	166	173	147	140
	Totalt volum (m ³)	34	49,9	109	877	76,7	377	122	4 488	195	114	111

TABELL 28: UTSLIPP TIL LUFT, tonn

Rapporteringsår	Utslipp CO2 (tonn) direkte	Utslipp PAH (tonn)	Utslipp NOx (tonn)	Utslipp SOx (tonn)	Utslipp PCB (tonn)	Utslipp dioksiner (tonn)	Mengde brenngass (m3)	Mengde flytende brennstoff (tonn)
1997	8 697 352	0,406	43 414	565	0,00065	0,00000003	3 410 664 587	232 360
1998	9 388 957	0,274	45 733	779	0,0005	0,000000023	3 651 323 015	258 447
1999	9 538 416	0,214	45 461	815	0,00039	0,000000018	3 479 407 122	268 719
2000	10 786 850	0,563	52 314	1109	0,00103	0,000000047	3 905 951 579	305 324
2001	11 368 750	0,39	52 122	919	0,00071	0,000000032	4 257 689 845	259 812
2002	11 226 132	0,158	50 480	821	0,00029	0,000000013	4 268 638 012	238 400
2003	11 397 080	0,075	50 329	583	0,00213	0,000000097	4 324 840 581	217 667
2004	11 716 661	0,03	51 939	604	0,00054	0,000000024	4 480 756 553	212 894
2005	11 873 588	0,056	54 416	691	0,00158	0,000000072	4 545 142 236	242 849
2006	11 562 015	0,174	54 348	695	0,00487	0,000000222	4 457 179 375	258 750
2007	13 223 453	0,029	53 997	680	0,00082	0,000000038	5 322 484 423	263 782
2008	13 771 403	0,046	50 882	520	0,00131	0,000000059	5 361 502 095	274 966
2009	12 444 220	0,06	49 804	473	0,0018	0,00000008	4 824 405 725	312 627
2010	12 581 242	0,09	50 048	557	0,0017	0,00000008	4 800 873 166	316 645

TABELL 29: UTSLIPP TIL LUFT FORDELT PÅ KILDE, TONN

Kilde		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Andre kilder	Utslipp nmVOC	4,80			6,39	11,70			211	809	685	1 363
	Utslipp CH4	28,30			24,20				92	581	537	1 635
	Utslipp SOx				0,14	6,56						
	Utslipp NOx				73,20	164,00					151	63
	Utslipp CO2	8 463			65 491	7 498			2 471	76 603	106 978	91 028
Brønntest	Utslipp nmVOC	155,00	109,00	45,30	23,70	8,74	13,70	29,50	9	23	20	85
	Utslipp CH4	1,72	6,31	7,43	0,97	0,81	2,94	4,48	2	1	3	8
	Utslipp SOx	28,80	69,80	33,20	16,60	5,97	4,58	14,20	1	11	12	47
	Utslipp NOx	260	436	420	76	51	162	256	117	78	160	470
	Utslipp CO2	166 960	165 136	114 015	31 658	15 557	40 519	68 001	30 990	32 778	46 011	152 940
Fakkell	Utslipp nmVOC	42,40	33,50	143,00	26,10	25,60	25,90	24,40	2 074	236	92	73
	Utslipp CH4	170	134	392	104	103	104	97	3 879	827	321	263
	Utslipp SOx	6,09	3,37	3,14	2,41	2,91	3,67	3,23	12	3	3	3
	Utslipp NOx	8 490	6 717	5 124	5 225	5 101	5 202	4 787	3 472	979	607	606
	Utslipp CO2	1 753 101	1 332 899	1 110 163	1 058 889	1 081 363	1 094 076	993 153	2 317 829	2 514 504	1 438 349	1 379 989
Kjel	Utslipp nmVOC	3,68	1,84	11,00	8,79	25,50	40,20	28,70	194	11	17	21
	Utslipp CH4	0,84	0,51	99,90	110,00	142,00	117,00	102,00	68	80	22	37
	Utslipp SOx	145,00	28,40	0,81	11,70	6,67	14,00	8,80	3,87	10,40	26,30	11,50
	Utslipp NOx	225	190	176	323	387	349	246	85	250	78	85
	Utslipp CO2	134 512	119 519	139 211	150 922	186 992	206 064	177 279	122 527	196 580	152 171	115 056
Motor	Utslipp nmVOC	1 093	1 019	957	766	771	976	1 024	1 048	1 049	1 217	1 283
	Utslipp CH4	16,10	13,90	22,80	39,50	39,50	36,20	29,00	29	30	19	16
	Utslipp SOx	774	641	614	380	399	507	498	491	389	320	387
	Utslipp NOx	15 328	14 854	13 750	11 629	11 631	14 437	14 503	14 639	14 663	16 302	16 822
	Utslipp CO2	756 403	714 935	704 255	599 555	607 433	722 703	734 423	752 988	764 384	823 882	856 490
Turbin	Utslipp nmVOC	752	842	890	881	922	919	888	905	898	883	890
	Utslipp CH4	2 846	3 198	3 447	3 345	3 498	3 488	3 377	3 450	3 418	3 354	3 692
	Utslipp SOx	155	176	170	173	184	162	171	173	106	112	108
	Utslipp NOx	28 012	29 926	31 009	33 003	34 605	34 266	34 557	35 083	34 590	32 506	31 993
	Utslipp CO2	7 967 411	9 036 261	9 158 488	9 490 564	9 817 817	9 810 225	9 586 688	9 922 517	10 156 180	9 892 780	9 922 026

TABELL 30: UTSLIPP AV CH₄ OG nmVOC FRA DIFFUSE UTSLIPP OG KALDVENTILERING, TONN

Rapporteringsår	nmVOC utslipp	CH ₄ utslipp
1997	5 514	9 728
1998	4 998	10 471
1999	3 933	7 489
2000	4 930	10 339
2001	5 272	12 195
2002	5 435	12 809
2003	7 208	13 804
2004	7 555	14 456
2005	7 411	14 410
2006	6 617	14 057
2007	7 701	14 935
2008	9 114	19 023
2009	9 161	18 483
2010	7 186	18 068

TABELL 31: UTSLIPP AV CH₄ OG nmVOC FRA LAGRING OG LASTING, TONN

Type		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Lagring	Utslipp nmVOC	34 818	40 374	24 607	11 683	9 971	6 163	4 251	2 099	3 578	6 397	4 607
	Utslipp CH ₄	3 011	3 235	1 307	496	1 024	465	580	119	332	998	308
Lasting	Utslipp nmVOC	180 170	206 590	189 991	151 696	122 137	78 000	66 677	61 954	34 714	27 032	21 483
	Utslipp CH ₄	12 915	16 154	15 639	13 754	13 572	10 650	7 940	7 521	6 631	5 890	4 017

TABELL 32: UTSLIPP FRA BRØNNTEST

Rapporteringsår	Brent diesel (tonn)	Brent gass (m ³)	Brent olje (tonn)
1997	0	11 707 758	29 697
1998	325	19 296 566	22 527
1999	1 336	12 086 301	16 498
2000	34 844	7 186 823	12 076
2001	325	26 310 306	32 142
2002	366	30 950 368	12 792
2003	9	3 639 428	7 128
2004	1 164	3 363 520	1 461
2005	103	12 245 846	3 840
2006	43	18 662 837	8 558
2007	0	8 304 214	2 469
2008	0	4 442 709	6 997
2009	15	11 509 318	6 301
2010	48	31 426 218	24 947

TABELL 33: KILDESORTERT AVFALL, TONN

	Annet	Blåse-sand	EE-avfall	Glass	Mat-befengt avfall	Metall	Papir	Papp (brunt papir)	Plast	Restavfall	Treverk	Våt-organisk avfall
1997				26,6	156	5 029	246	214	6,4	4 526	440	4,9
1998			1	16,5	913	8 374	161	587	65,6	8 757	992	6,2
1999			10	44,3	934	7 210	224	709	121,0	6 234	1 207	130,0
2000			113	61,3	1 119	6 577	617	514	135,0	6 568	1 258	131,0
2001			243	91,9	1 200	9 043	637	696	234,0	6 742	1 346	106,0
2002			189	67,0	1 301	5 665	694	575	232,0	5 565	1 372	142,0
2003			225	80,8	1 051	6 797	754	295	300,0	4 426	1 327	142,0
2004			291	74,0	1 236	5 179	564	443	274,0	4 008	1 209	94,8
2005	943	35,5	404	88,9	1 303	6 932	640	500	306,0	4 217	1 442	137,0
2006	4669	14,5	461	105,0	1 464	9 305	1 497	443	337,0	3 707	1 620	161,0
2007	1728	0,1	638	103,0	1 922	8 487	700	521	457,0	3 381	1 895	206,0
2008	6094	3,5	625	85,2	2 026	8 787	809	433	422,0	3 132	1 891	143,0
2009	951	0,0	530	98,1	2 198	8 945	828	414	490,0	3 079	1 855	120,0
2010	4747	1,0	590	93,7	2 622	9 059	926	440	597,0	3 718	2 385	107,0

TABELL 34: FARLIG AVFALL, TONN

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Boreavfall og Annet	54 624	45 062	32 674	70 664	101 939	94 679	103 894	119 576	142 142	151 704	258 482
Batterier	62,1	59,1	73,3	77,0	95,7	119,0	118,0	149,0	40,7	32,8	32,8
Blåsesand	12,1	22,2	182,0	47,4	95,1	130,0	52,1	73,4	61,0	29,4	29,4
Kjemikalieblanding m/halogen	8 432	20 174	33 326	6 661	1 354	12 081	7 593	5 341	118	381	381
Kjemikalieblanding m/metall	4,4	12,3	4,4	10,1	4,4	9,2	6,4	37,4	0,7	0,3	0,3
Kjemikalieblanding u/halogen u/tungmetaller	93,2	820	111	139	163	387	137	170	69	54	54
Lysrør/Pære	29,4	37,6	38,4	36,9	25,3	37,3	27,7	33,8	8,5	6,0	6,0
Maling	205	230	362	350	282	451	433	289	139	67	67
Oljeholdig avfall	1 882	2 192	2 967	1 673	1 815	3 098	3 220	3 876	1 256	1 218	1 218
Rene kjemikalier m/halogen	1,1	1,9	0,8	0,6	3,8	1,4	442	11	43	6	6
Rene kjemikalier m/tungmetall	0,6	0,9	3,2	1,3	12,1	15,5	28,6	16,4	10,8	12,2	12,2
Rene kjemikalier u/halogen u/tungmetall	180	211	101	94,8	87	240	102	123	35	34	34
Spraybokser	9,4	11,4	10,6	5,5	11,9	14,9	18,8	23,1	2,5	3,6	3,6



OLF Oljeindustriens Landsforening

Postboks 8065, 4068 Stavanger

Besøk: Vassbotnen 1, Sandnes

Telefon 51 84 65 00. Telefaks 51 84 65 01

firmapost@olf.no

www.olf.no