

DEN NORSKE PETROLEUMSINDUSTRIEN – FRÅ BRØNN TIL KUNDE

4



Frå prosessanlegget på Kollsnes i Hordaland. Her blir mellom anna gassen frå Trollfeltet prosessert
(Foto: Øyvind Sætre/Gassco)

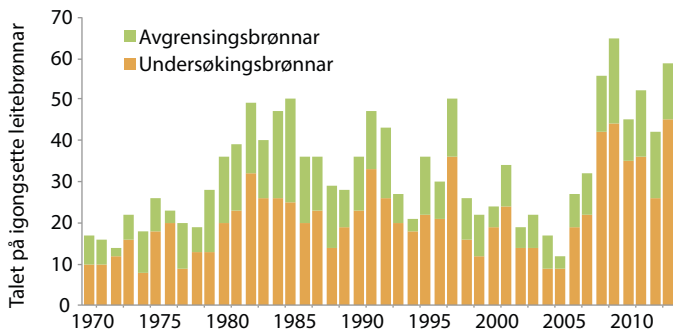
For å sikre at ressursane på norsk sokkel blir effektivt utnytta, går det føre seg ein lang og grundig prosess frå funn blir gjort til dei er bygt ut og produksjonen tek til. Samstundes må verksemda stadig tilpasse seg ny informasjon, ny teknologi, endra krav og marknadstilhøve. I dette kapittelet gjer vi kort greie for leiteverksemda på norsk sokkel, utbygging, drift og avviking av felta, gasseksport og dei viktigaste marknadstilhøva i dag, og til slutt omsyna til klima og miljø.

Leiteverksemda

For å få ut petroleumsressursane som finst på den norske kontinentalsokkelen, må ressursane påvisast gjennom leiting. Utforminga av leitepolitikken er difor ein viktig del av den langsiktige norske ressursforvaltninga og regjeringa vil gi selskapa tilgang til attraktive leiteareal

På den norske kontinentalsokkelen har Stortinget opna for petroleumsaktivitet i størstedelen av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør. Estimata frå Oljedirektoratet over uoppdaga ressursar i områda på sokkelen, ligg på om lag 3 mrd Sm³ utvinnelege oljeekvivalentar. Fordelinga av dei uoppdaga ressursane mellom dei ulike havområda er om lag 28 pst i Nordsjøen, 29 pst i Norskehavet og 43 pst i Barentshavet (sjå figur 4.2).

Etter at leiteaktiviteten i ein periode hadde vore låg, tok han seg opp i 2006, sjå figur 4.1. I 2009 blei det sett ny rekord med 65 igangsette leitebrønner. I 2013 begynte selskapa på 59 leitebrønner, og dette resulterte i 20 funn. Dei siste åra er det også gjort store funn som Johan Sverdrup i Nordsjøen og Johan Castberg i Barentshavet.



Figur 4.1 Igangsette leitebrønner på den norske kontinentalsokkelen 1970–2013 (Kjelde: Oljedirektoratet)

Leitepolitikk i modne og umodne område

Konsesjonssystemet

I det norske konsesjonssystemet er det to typar likestilte konsesjonsrundar. Den eine er dei nummererte konsesjonsrundane for umodne delar av sokkelen. Slike har det vore sidan 1965, i seinare tid gjennomførte annakvart år. Nummererte konsesjonsrundar startar med at oljeselskapa blir inviterte til å nominere blokker som dei ønskjer utlyst. Basert på dette og på vurderingane til styresmakterne sjølve blir eit forslag til utlysing sendt ut på offentlig høyring. Utlysinga av runden blir til slutt kunngjord av regjeringa.

Den andre er ordninga med tildeling av utvinningsløyve i førehandsdefinerte område (TFO) som blei innført for modne delar av kontinentalsokkelen i 2003. Ordninga inneber at det er oppretta førehandsdefinerte leiteområde som omfattar alt mode areal på sokkelen, der oljeselskapa kan søkje på alt areal innanfor det definerte området. Etter kvart som nye område blir modna, vil områda bli utvida, men ikkje innskrenka. Det er lagt opp til ein fast årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført 11 årlege rundar (TFO 2003–2013).

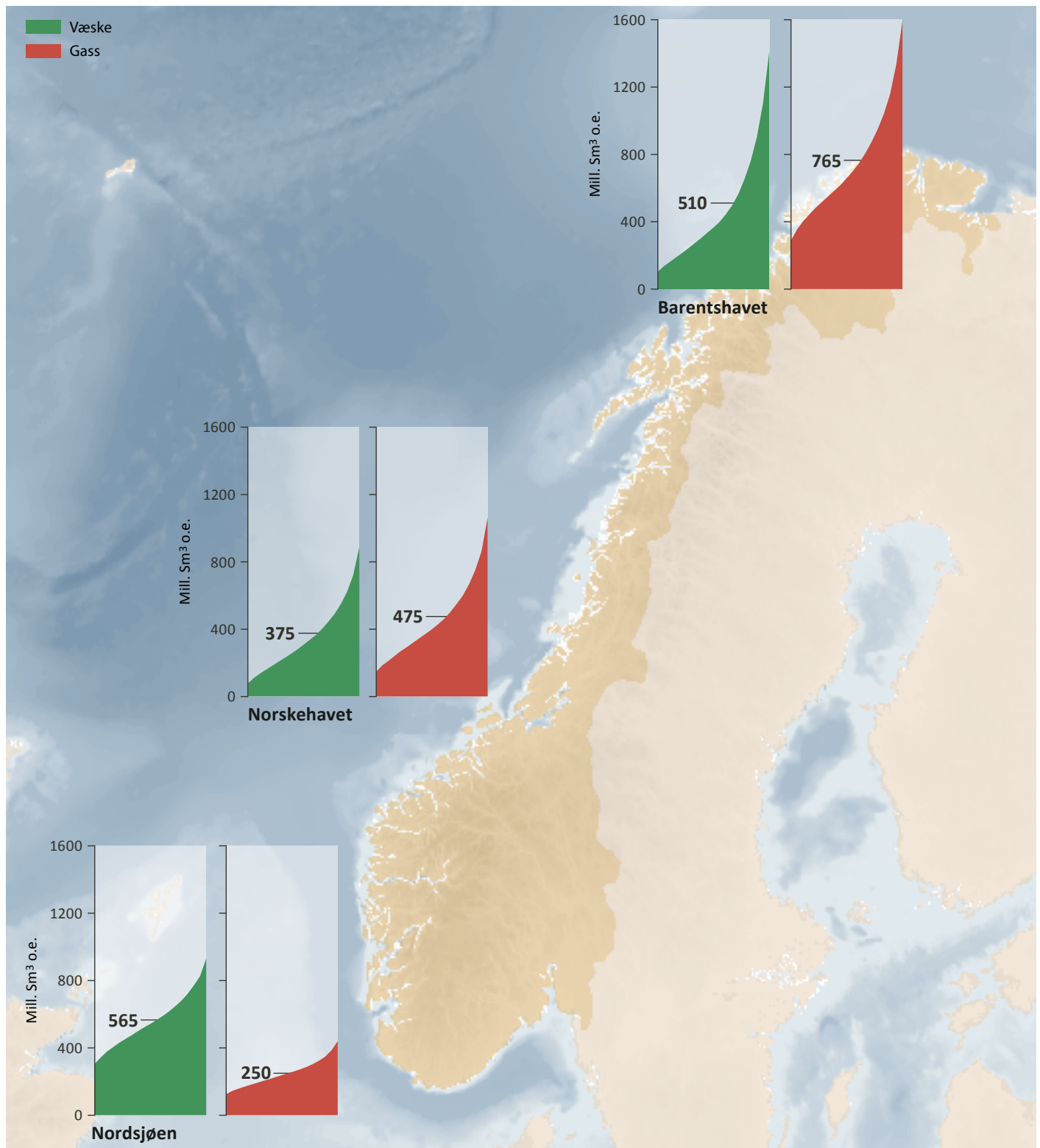
I konsesjonsrundane kan søkjarane søkje som gruppe eller individuelt. Til grunn for tildelinga av utvinningsløyva ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunngjorde kriterium. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, tildeler Olje- og energidepartementet utvinningsløyve til ei gruppe selskap. Departementet peikar ut ein operatør for interessentskapet til å stå for den operative verksemda som løyvet gir rett til.

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein initiell periode (leiteperiode) som kan vare inntil ti år.

Modne område

Petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen tok til i Nordsjøen, og har, over tid flytta seg nordover basert på prinsippet om stegvis utforsking. Frå eit leiteperspektiv gjer dette at store delar av Nordsjøen i dag blir rekna som modne område. Det same gjeld Haltenbanken og området rundt feltet Ormen Lange i Norskehavet og området rundt Snøhvit og Goliat i Barentshavet.

Kjenneteikn på modne område er kjend geologi og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Det er sannsynleg at det vil bli gjort funn, men mindre sannsynleg at det vil vere nye, store funn. Det er viktig å påvise, og få ut ressursane i området, før infrastrukturen i området blir stengd ned. Dersom det ikkje lèt seg gjere, kan lønnsame ressursar bli liggjande att fordi funna er for små til å forsvare ei eiga utbygging av infrastruktur. Tilleggsressursane frå området rundt eit produserande eller planlagt felt kan òg auke lønnsmda i felta mellom anna ved å forlengje levetida på hovudfelta slik at meir av ressursane som er til stades kan produserast.



Figur 4.2 Uoppdaga ressursar fordelt på område. Talet i kvar søyle viser venta utvinneleg volum medan den skrå linja viser uvissa i estimatet, lågt estimat til venstre, høgt estimat til høgre (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.3 Arealstatus for norsk kontinentalsokkel per mars 2014 (Kjelde: Olje- og energidepartementet)

I dei modne delane av norsk sokkel har styresmaktene tilpassa konsesjonspolitikken slik at dei tidskritiske ressursane kan bli produsert i rett tid. Difor blei ordninga med tildeling i førehandsdefinerte område (TFO) innført. Figur 4.3 viser det arealet som blei lyst ut for tildeling i TFO 2014. TFO-område er eit førehandsdefinert område som ikkje kan innskrenkast, men som blir utvida etter kvart som nye område blir modne. Innanfor TFO området blir det gjennomført årlege tildelingar.

For styresmaktene er det viktig at det blir arbeidd aktivt med areal som har fått konsesjon. Ved tildeling blir områda for utvinningsløyve skreddarsydde slik at selskapa berre får område der dei har konkrete planar for utforsking. Dersom ein gruppe rettshavarar ikkje lengre ønskjer å utforske området omfatta av utvinningsløyve, må området leverast tilbake. Nye selskap, som kan ha eit anna syn på potensialet, kan då søkje på det tilbakeleverte arealet. Det fører til sirkulasjon av areal og meir effektiv utforsking av dei modne områda.

Umodne område

Områda på den norske kontinentalsokkelen som i dag blir rekna som umodne, er store delar av Barentshavet og Norskehavet, og mindre område i Nordsjøen. I Norskehavet gjeld det særleg djupvassområda og dei nordlegaste delane.

Kjenneteikn på umodne område er lite kjennskap til geologien, større tekniske utfordringar og manglande infrastruktur. Uvissa omkring geologien er større her, og det er mogleg å gjere nye, store funn. Aktørane som skal leite i umodne område må i tillegg til eit solid finansielt fundament ha brei erfaring og teknisk og geologisk kompetanse.

I 18. konsesjonsrunde i 2004 blei prinsippa for tilbakelevering i umodne område endra til å vere likelydande med dei prinsippa som gjeld for modne område. Det tar lang tid å leite etter ressursar i umodne område. Ikkje alle selskap som har fått utvinningsløyve i umodne område, kan levere inn ein utbyggingsplan ved utgangen av den initielle perioden. Hovudregelen for tilbakelevering i desse områda er knytt til avgrensing av ressursar som er påviste ved boring. I umodne område er det elles gjort dei same endringane som i modne område når det gjeld å skreddarsy områda og arbeidsprogramma som skal tildelast.

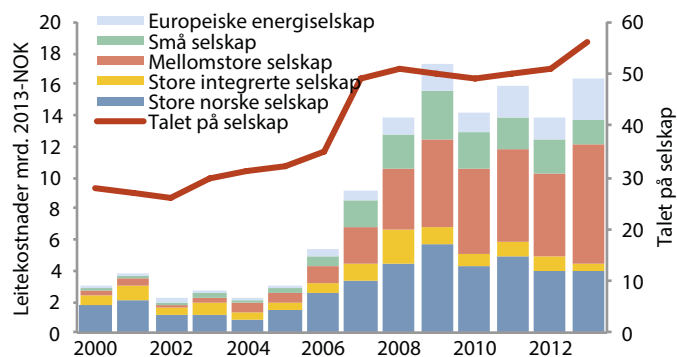
22. konsesjonsrunde blei tildelt våren 2013 og omfatta 24 utvinningsløyve i Barentshavet og Norskehavet. 29 selskap fekk tilbod om andelar. 23. konsesjonsrunde blei sett i gang i august 2013 med invitasjon til å nominere område på sokkelen. Ein konsesjonsrunde tar normalt 2-3 år. Fokuset for konsesjonsrunden blir truleg i Barentshavet.

Uopna område og opningsprosessar

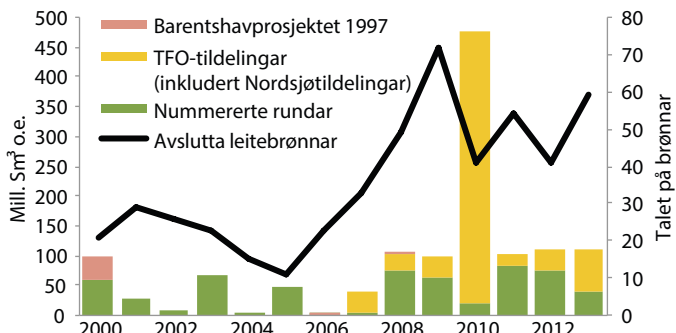
På den norske kontinentalsokkelen er det framleis store område som Stortinget ikkje har opna for petroleumsverksemd. Det gjeld mellom anna heile Barentshavet nord, det nordaustlege Norskehavet (Troms II, Nordland VII og delar av Nordland IV, V og VI), Skagerak og området rundt Jan Mayen. Generelt gjeld det for uopna område at Stortinget må vedta at dei skal opnast for petroleumsaktivitet før dei eventuelt kan bli lyst ut i ein konsesjonsrunde. Noko av grunnlaget for slike vedtak er ei konsekvensutgreiing som vurderer mellom anna økonomiske og sosiale verknader, samt miljøverknader som verksemda vil kunne ha.

Aktørbiletet

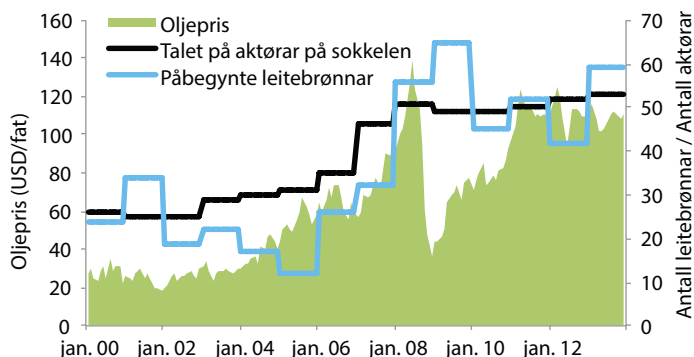
Med aktørbiletet meiner vi talet på og samansetjinga av oljeselskapa som gjennomfører petroleumsaktivitetar på den norske kontinentalsokkelen. Dei største internasjonale aktørane har ein sentral plass, ein naturleg konsekvens av at det har vore store og krevjande oppgåver på sokkelen. Etter kvart som områda har modnast og utfordringane har endra seg og blitt meir diversifiserte, har det vore viktig å tilpasse aktørbiletet til den endra situasjonen. (sjå figur 4.6). For å leggje forholda betre til rette for nye aktørar er det introdusert ei ordning med prekvalifisering av nye operatørar og rettshavarar. Dei nye selskapa bidreg i dag vesentleg til leiting og ressurstilvekst på norsk sokkel, sjå figurene 4.4 og 4.5.



Figur 4.4 Leitekostnader i utvinningsløyve i Nordsjøen etter storleiken på selskapa (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.5 Ressurstillvekst (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.6 Stigande oljepris og eit breiare aktørbilete har medverka til høg leiteaktivitet (Kjelde: Oljedirektoratet)

Utbygging og drift

Styremaktene har etablert rammer for utbygging og drift som skal sikre langsiktig god forvaltning av petroleumsressursane, saman med andre samfunnsomsyn. Frå utbygging av felta og fram til avviking må det takast omsyn til langsiktige, heilskaplege og effektive løysingar.

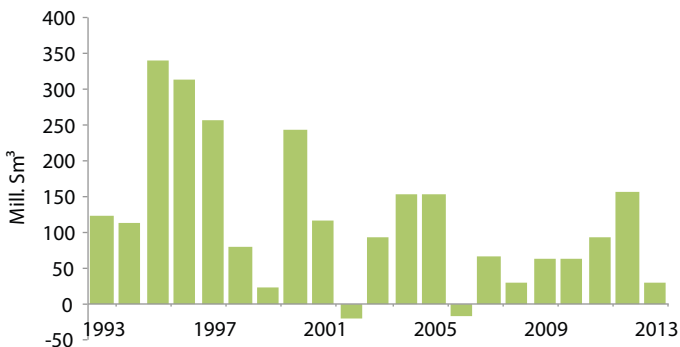
I 2013 godkjende styremaktene planane for utbygging og drift (PUD) av felta Gina Krog, Ivar Aasen, Aasta Hansteen, og Oseberg Delta 2. Samstundes med godkjenning av Aasta Hansteen blei også plan for anlegg og drift (PAD) for gassrøyret Polarled godkjent. Utbyggingsplanen for Flyndre ligg til godkjenning hos styremaktene. I 2014 er det også forventa at utbyggingsplanar for mellom andre Zidane og Maria blir sende inn.

Effektiv produksjon av petroleumsressursane

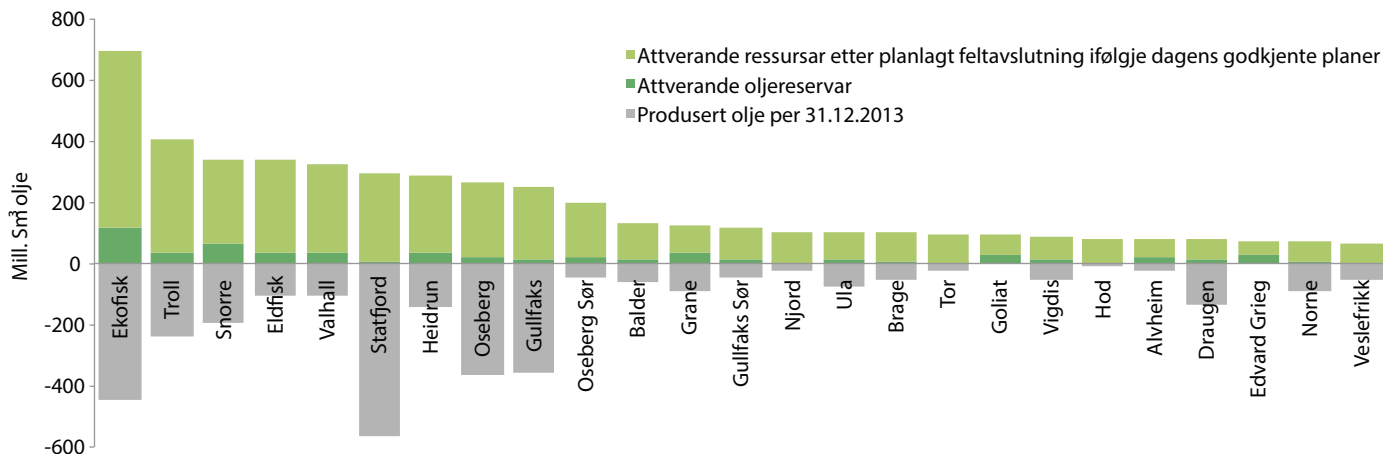
Med tanke på samfunnsinteressene i samband med utbygging og drift av olje- og gassfelt, har styremaktene etablert rammer for desse aktivitetane. Det er lagt opp til ein modell som utnyttar både samarbeidet og konkurransen mellom aktørane. Føremålet er å skape eit klima for gode avgjerder som tener både storsamfunnet og selskapa. Sjå kapittel 3 for meir informasjon om organisering og rammeverk.

Det er viktig å utnytte ressursane i dei kjende områda godt. Her er det eit stort potensial som kan generere store verdiar for samfunnet dersom det blir utnytta. Oljedirektoratet har vurdert dette potensialet og kome fram til ei målsetjing om ein reservetilkvekst på den norske kontinentalsokkelen på 800 mill. Sm³ olje i tiårsperioden før 2015. Reservetilkveksten per 31.12.2013 var 638 mill. Sm³ olje. Det er om lag dobbelt så mykje som dei opphavlege oljeressursane i heile Gullfaksfeltet. Målsetjinga er eit strekksmål for industrien og styremaktene.

Figur 4.7 viser årleg tilvekst av oljereservar i perioden 1993–2013. Rekneskapa for 2013 viste ein vekst på 155 mill. Sm³ olje, bokført som nye reservar. Den største auken i oljereservane kjem frå felta Ekofisk, Troll og Gullfaks Sør, og frå at det er vedtatt utbygging av ressursane i felta Edvard Grieg, Martin Linge, Gina Krog og Ivar Aasen, slik at dei dermed har gått frå å vere ressursar til å bli reservar.



Figur 4.7 Brutto reservetilkvekst, olje 1983–2013 (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.8 Fordeling av oljeressursar og oljeresservar i felt (Kjelde: Oljedirektoratet)

Auka utvinning i modne område

Det ligg framleis eit stort potensial for verdiskaping i å auke utvinningsgraden i produserande felt, effektivisere drifta og leite etter ressursar i nærleiken av utbygd infrastruktur.

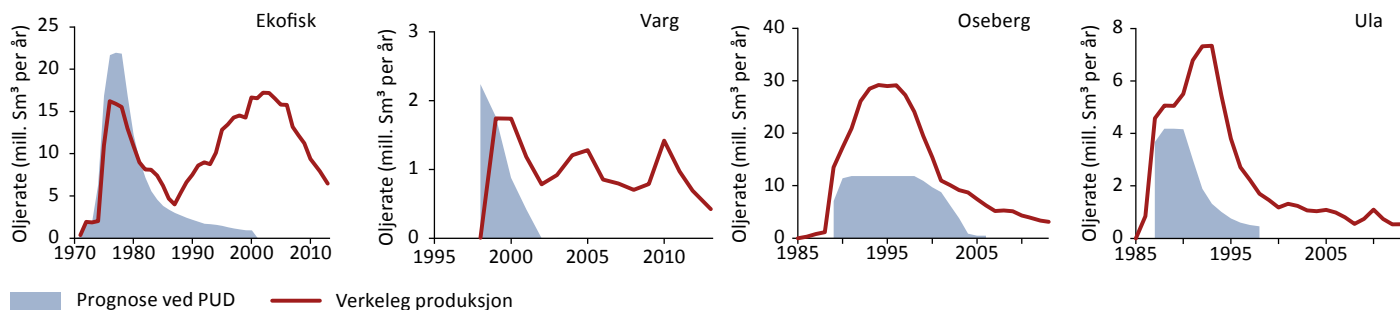
Figur 4.8 gir ei oversikt over oljeressursane i dei 30 største feltene i produksjon. Ressursane kan delast inn i tre grupper:

- produserte mengder
- reservar som er att
- ressursar som vil bli liggjande att i grunnen etter den planlagde nedstenginga.

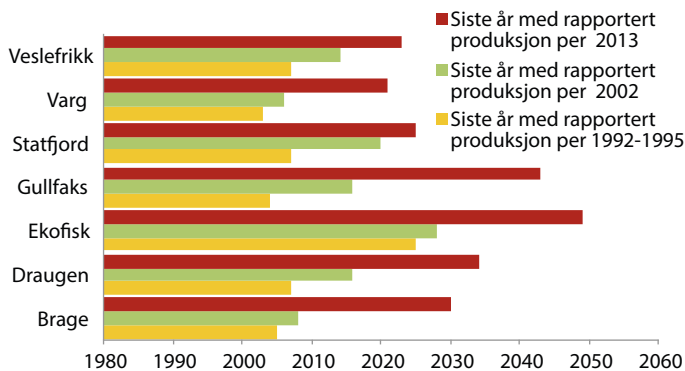
Figuren viser at med dagens planar vil det vere att store oljeressursar etter den planlagde nedstenginga av desse feltene. Mange tiltak er nødvendige dersom ein skal kunne produsere meir av ressursane på norsk sokkel. Tiltaka kan delast i to hovudgrupper: Tiltak for å auke ressursuttaket og effektivisering av drifta.

Auka ressursuttak

Først og fremst må rettshavarane investere i prosjekt som kan auke utvinninga. Døme på dette er boring av fleire brønner, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønner, injeksjon i reservoara for å få ut meir petroleum og tilpassingar i prosessanlegg. Slike tiltak gjer sitt til å auke den gjennomsnittlege utvinningsgraden.



Figur 4.9 Produksjonsutvikling for Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.10 Levetida for nokre felt (Kjelde: Oljedirektoratet)

Det er store skilnader i utvinningsgrad felte imellom, mellom anna på grunn av dei geologiske forholda. Like fullt kan det vere av interesse å sjå på utviklinga av gjennomsnittleg utvinningsgrad for alle felte. I 1995 var den venta gjennomsnittlege utvinningsgraden for olje om lag 40 prosent for felt i produksjon. I dag er den tilsvarende graden 46 prosent. Ein forventar at utvinningsgraden vil auke i åra som kjem. Utvikling og bruk av ny teknologi har vore og er svært viktig for å auke utvinninga. Sidan mange felt på norsk sokkel er i haleproduksjon, er det stor vinst av å auke utvinninga og forlenge drifta frå desse. Den faktiske produksjonen frå felt som Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula har blitt svært annleis enn det dei opphavlege utbyggingsplanane la opp til, sjå figur 4.9.

Lengre levetid er positivt: Ein kan produsere meir og ein kan setje i verk auka utvinningstiltak. Det inneber at infrastrukturen vil vere på plass i ein lengre periode. Dermed aukar sjansane for at andre funn kan bli knytt opp til denne infrastrukturen, slik at levetida til felt blir lengre enn ein tidlegare har rekna med, sjå figur 4.10.

Auka oljeutvinning blir definert som all auke av oljereservar samanlikna med eit referansepunkt. Referansepunktet vil normalt vere plan for utbygging og drift (PUD).

Det er store skilnader i reservoarmessige og tekniske løysingar mellom ulike oljefelt. Dei valde utbyggingsløysingane vil legge føringar for kva tiltak det er realistisk å gjennomføre for auka utvinning på eit seinare tidspunkt. På enkelte oljefelt blir det valt utbyggingsløysingar som gir stor fleksibilitet til å gjennomføre nye tiltak for auka utvinning, mens det på andre felt er vedtatt utbyggingsløysingar som gjer det meir kostnadskrevjande å auke utvinninga på eit seinare tidspunkt.

Faktaboks 4.1 Auka oljeutvinning

Auka oljeutvinning er definert som all auke i oljereservar samanlikna med eit referansepunkt. Referansepunktet vil normalt vere plan for utbygging og drift (PUD). Desse oljevoluma er alt funne, men treng modning, til dømes ved teknologiutvikling, før dei kan produserast. Av dei attverande oljeressursane som etter dei planane som er vedtekne i dag vil bli liggjande att i reservoaret, er om lag halvdelen mobil olje. Resten er immobil olje som krev avanserte fløymingsmetodar for å bli produsert.

Auka oljeutvinning kan definerast som Improved Oil Recovery (IOR) og Enhanced Oil Recovery (EOR). IOR inneber konvensjonelle og mekaniske utvinningsmetodar retta mot den mobile oljen, og blir ofte kalla produksjonsoptimalisering. På norsk sokkel er det i hovudsak boring av fleire og meir avanserte brønner som har bidratt til IOR.

EOR er avanserte fløymingsmetodar der eigenskapane til eksisterande eller nye injeksjonsvæsker blir endra. Overflatespenninga mellom olje og vatn eller fuktingsegenskapane i reservoaret kan endrar slik at den immobile oljen kan produserast. Injeksjon av vatn med redusert saltinnhald, CO₂ og surfaktantar (tensid) er døme på slike injeksjonsvæsker. Andre kjemiske endringar av injeksjonsvæska, som tilsetning av polymer, kan bidra til at mobil olje som ikkje er blitt eksponert for injeksjon kan produserast.

Effektiv drift

Den viktigaste faktoren for å forlengje levetida til eit felt er at produksjonen er lønnsam. Effektiv drift medverkar til å redusere og kontrollere produksjonskostnadene. Vidare gjer effektiv drift det muleg med lønsam produksjon over lengre tid. Er drifta effektiv nok, kan meir av ressursane bli lønnsame å produsere. Mange felt er i ein situasjon der kostnadsnivået må reduserast for å kunne forsvare lønnsam drift og verdiskaping. Trass i høge oljeprisar dei siste åra, har også kostnadene på norsk sokkel auka og gjort at merksemda om effektiv drift er særskild viktig for selskapa. Effektiv drift er også viktig for å redusere utslepp til luft og sjø frå aktivitetane på norsk kontinentalsokkel.

Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur

I 2013 blei det investert om lag 173 mrd. kroner på den norske kontinentalsokkelen utanom leiting. Totalt er det investert over 2600 mrd. kroner på norsk sokkel målt i dagens pengeverdi. Gjennom desse investeringane er det etablert mykje infrastruktur. Denne infrastrukturen gjer det muleg å produsere og transportere petro-

Høyre: Prosessanlegget på Skarv FPSO. Skarv utenfor Helgelandskysten kom i produksjon kring årsskiftet 2012/2013 (Foto: BP)

Under: Understellet til Edvard Grieg-plattformen under bygging på Kværner Verdal (Foto: Lundin)



leum, og han legg grunnlag for å utnytte ytterlegare ressursar på ein kostnadseffektiv måte.

Når produksjonen frå eit felt minkar, blir det ledig kapasitet i infrastrukturen som kan nyttast effektivt for ressursar som kan knytast opp til denne infrastrukturen. I ein del tilfelle er bruk av eksisterande infrastruktur ein føresetnad for lønnsam utbygging og produksjon av nye, mindre førekomst. Leiting etter og utbygging av ressursar i nærleiken av eksisterande infrastruktur, kan tilføre det norske samfunnet store verdiar. Styremaktene oppfordrar aktørane til samarbeid, og følgjer mellom anna arbeidet til samarbeidsfora som områdeforum, som er verksame for enkelte område på norsk sokkel.

For å medverke til effektiv bruk av eksisterande infrastruktur, mellom anna plattformer og rørleidningar, utarbeidde Olje- og energidepartementet i 2005 Forskrift om andres bruk av innretningar, som tok til å gjelde frå 2006. Føremålet med forskrifta er å sikre effektiv bruk av infrastrukturen og dermed gi rettshavarar gode insentiv til å drive leite- og utvinningsverksemd. Føremålet blir oppfylt gjennom rammer for forhandlingsprosessen og utforminga av tariffar og vilkår i avtalar om andre sin bruk av innretningar. Forskrifta inneber inga endring i prinsippet om at det er dei kommersielle aktørane som skal forhandle fram gode løysingar.

Opprydding etter at produksjonen er avslutta

Petroleumsverksemda låner havet, og gjennom alle fasar av olje- og gassverksemda skal ein ta omsyn til miljøet og andre brukarar av havet. Utgangspunktet er at når verksemda er avslutta, skal innretningane fjernast og området ryddast.

Når styresmaktene gjer vedtak om korleis ei innretning på den norske kontinentalsokkelen skal disponerast, tar dei i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Ein viser til kapittel 3 Rammeverk og organisering for nærare omtale av regelverket om disponering, men vil i denne samanhengen nemne kravet i petroleumslova om at rettshavarane som hovudregel skal leggje fram ein avslutningsplan for departementet to til fem år før løyvet går ut, blir gitt opp, eller bruken av ei innretning endeleg tar slutt.

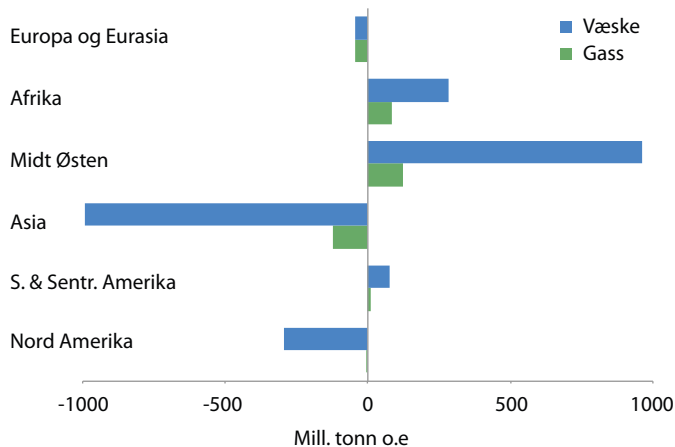
Olje- og energidepartementet har til nå handsama eit titals avslutningsplanar. I dei fleste sakene er det bestemt at utrangerte innretningar skal bli fjerna og tatt i land, som til dømes Odin, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille Frigg og Frøy. Under handsaminga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg blei det gitt løyve til å la betongunderstellet med vernevegg på Ekofisktanken og eit betongunderstell på Friggfeltet vere att.

Nye funn og tiltak for auka utvinning har ført til forlenga levetid for fleire felt, til dømes Statfjord A og Varg, slik at innleveringa av avslutningsplanar er blitt utsett.

Energimarknaden

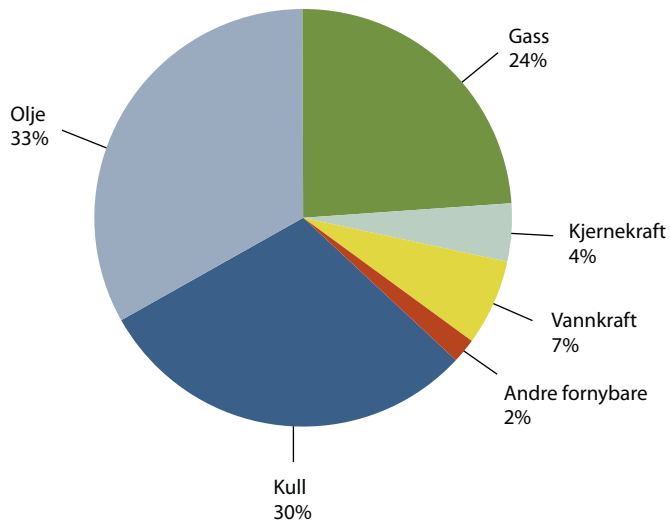
Sikker tilgang til energi er viktig for alle land. Auka bruk av energi kan frigjere arbeidskraft frå lågproduktivt manuelt arbeid til bruk i meir høgproduktiv verksemd. Samanhengen mellom energiforbruk og vekst i BNP er difor sterk, særleg for framveksande økonomiar. Olje og gass er ei av dei viktigaste handelsvarene i verda. Auka etterspurnad i Asia og auka tilbod frå Nord-Amerika fører til at dei globale handelsmønstra vil endre seg framover.

Dei viktigaste drivkreftene bak auka energiforbruk er vekst i folketalet og i økonomien. I tida framover vil auka etterspurnad stort sett kome frå landa utanfor OECD. Framveksande økonomiar vil stå for om lag 90 prosent av auken fram mot 2035, og økonomisk vekst i Kina er i dag den viktigaste drivande faktoren. I framtida vil truleg India ta over Kinas rolle. Asias netto import i 2012 er vist i figur 4.11.



Figur 4.11 Differansen mellom produksjon og forbruk av olje og gass fordelt på verdsdel, 2012 (Kjelde: BP Statistical Review 2013)

Ser vi på forbruket av energi fordelt på kjelde i 2012 utgjer olje den største delen, etterfølgt av kol og gass. Basert på kva som var kommersiell omsatt i 2012, dekte fossile energikjelder om lag 87 prosent av den globale etterspurnaden samla sett. Fornybar energi aukar sterkt, men aukar frå et lågt nivå. Etterspurnaden etter kol har auka sterkt dei siste åra.



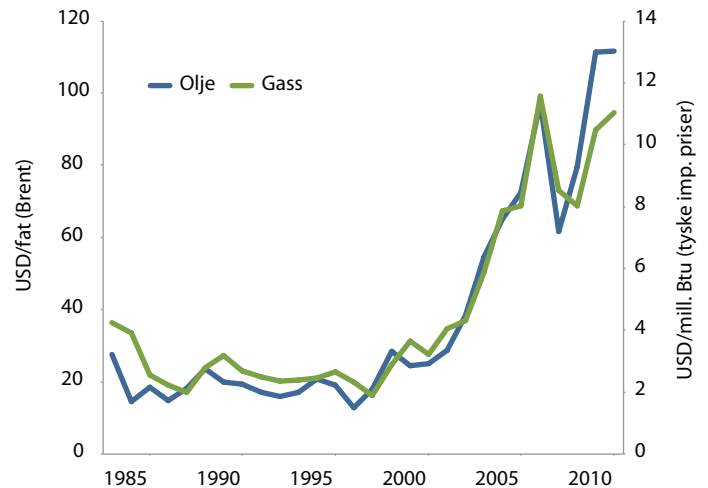
Figur 4.12 Verdas energietterspørsel fordelt på kjelde, 2012
(Kjelde: BP Statistical Review 2013)

Utviklinga i pris

Sterk vekst i etterspurnaden frå Asia har i ein lang periode vore med på å skape kraftig oppgang i prisen for olje og gass. Samstundes har prisen på innsatsfaktorar auka kraftig. Når dei lettaste ressursane blir produserte først, vil dei attverande ressursar vere vanskelegare å utvinne, eller dei vil ofte ligge lenger unna eksisterande infrastruktur og marknader. Dette gjer at produksjons- og transportkostnadene ofte aukar. Isolert sett er dette over tid med på å auke prisen. Geopolitiske forhold, slik som krig og politiske endringar, påverkar produksjonsmønstra og har verka inn på prisutviklinga dei siste åra.

Utsikter til relativt høge olje- og gassprisar og stadig betre teknologi er ein av grunnane til at ressursar som tidlegare ikkje blei sett som kommersielle å utvinne blir sett i produksjon. Dels er dette ukonvensjonelle ressursar som ikkje tidlegare har vore lønnsame å utvinne. Oljesand i Canada, tungolje i Venezuela og skiferolje og -gass i USA er døme på slike ukonvensjonelle ressursar. Produksjon frå desse nye olje- og gassressursar vil vere viktig på tilbodssida framover, trass i at størstedelen av produksjonen framleis kjem frå dei konvensjonelle olje- og gassressursane.

Økonomisk vekst i framveksande asiatiske land og redusert tilbod grunna politisk uro i Midt-Austen og Nord-Afrika har dei siste åra gitt prisar på et historisk høgt nivå. Økonomisk vekst i Asia, utviklinga i Midt-Austen og produksjon frå nye olje- og gassressursar vil vere særskilt viktige for tilbods- og etterspurnadssida også framover.



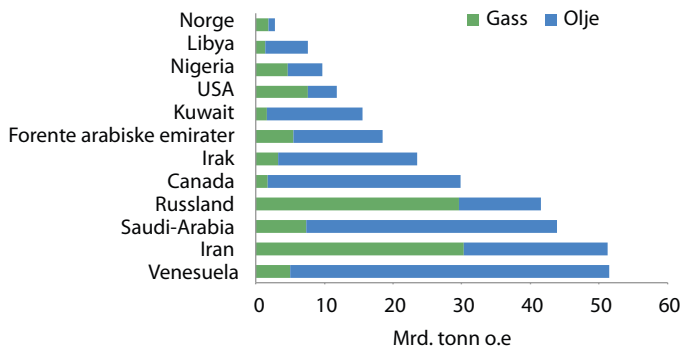
Figur 4.13 Historiske prisar på olje og gass (1985–2012), løpande USD
(Kjelde: BP Statistical Review 2013)

Olje

Transportsektoren står for meir enn halvparten av oljeforbruket, i form av drivstoff til motorkøretøy. Olje blir også brukt som råvare i industri og i nokon grad til kraft- og varmeproduksjon. Olje dekkar om lag 33 prosent av verdas energietterspurnad i 2012. Svak økonomisk utvikling innanfor OECD og høge prisar har gjort at veksten i etterspurnad har vore svak dei siste åra. I 2012 var dagleg forbruk på verdbasis 89,8 millionar fat. Til samanlikning var dagleg oljeproduksjon på norsk sokkel om lag 1,9 millionar fat.

USA, Kina, Japan, India, Russland og Saudi-Arabia vart dei største olje-konsumentane i 2012, mens dei største produsentane var Saudi-Arabia, Russland, USA, Kina, Canada, Iran, Dei foreinte arabiske emirata, Kuwait og Irak. Noreg var den 15. største oljeprodusenten i 2012.

Mykje av dei attverande oljeressursane er lokaliserte i Midt-Austen. Dei største produsentane i Midt-Austen, saman med nokre andre produsentland, samarbeider gjennom organisasjonen OPEC. Ved å auke eller redusere tilbodet søker OPEC-landa å halde prisen på eit stabilt nivå som for dei er akseptabelt. Gjennomsnittsprisane på råolje (Brent blend) var i 2012 og 2013 etter tur på 111,7 og 108,7 dollar per fat. I et historisk perspektiv er dette svært høge prisar.

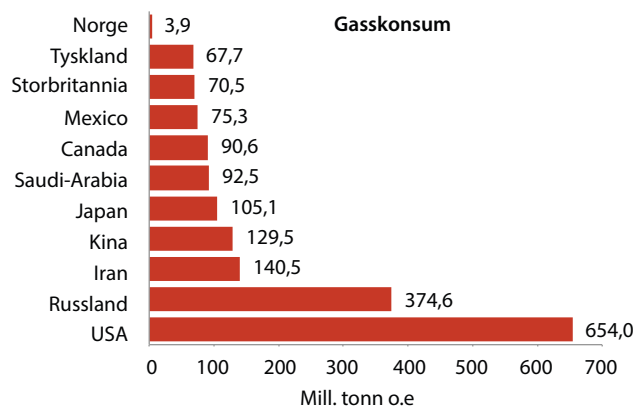
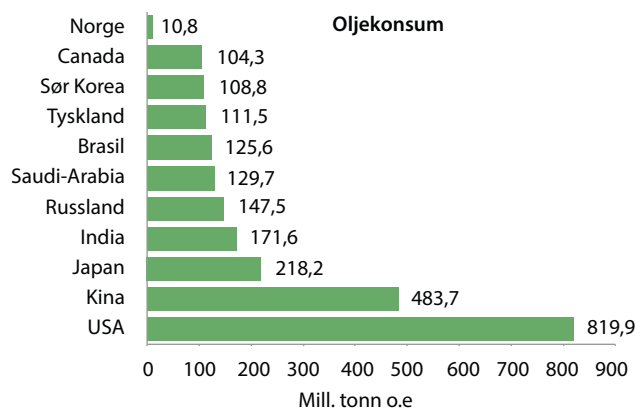
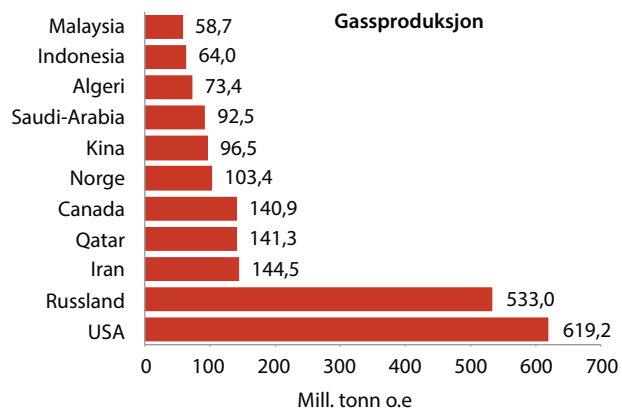
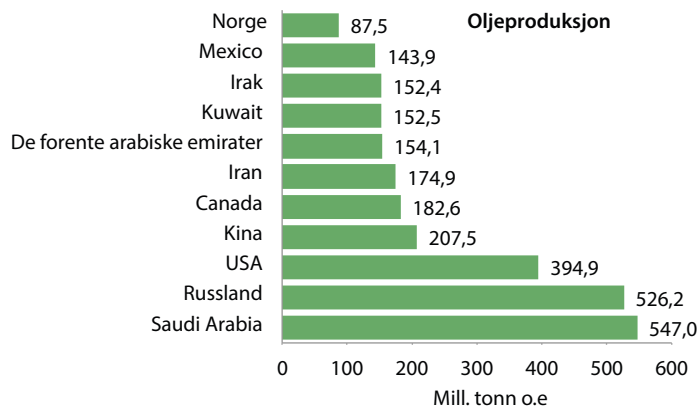


Figur 4.14 Olje- og gassreservar for utvalde land, 2012
(Kjelde: BP Statistical Review 2013)

Naturgass

Naturgass utgjør over 24 prosent av den samlede energietterspurningen i verden. Naturgass blir stort sett nytta til oppvarming og matlaging i hushold, i industri og til elektrisitetsproduksjon. I elektrisitetsproduksjon er det først og fremst kol dei konkurrerer med. Dei viktigaste markedene for naturgass er Europa, Asia og Nord-Amerika. USA og Asia (spesielt Kina og Japan) sto for den største forbruksveksten i 2012. Dei største produsentane er USA, Russland, Iran, Qatar, Canada og Noreg.

Transport av gass skjer enten via rørledning eller på skip der gassen blir trykksett og nedkjølt for å auke transportert mengde energi per volumeinnging. Dette blir omtala som LNG (liquefied natural gas). Transport av LNG krev mykje energi og er kostbart. Gassmarkedene har difor vore av meir regional karakter, i motsetnad til oljemarknaden som er ein effektiv global marknad. Gjennom store investeringar



Figur 4.15 Produksjon og konsum av olje og gass for utvalde land, 2012 (Kjelde: BP Statistical Review 2013)

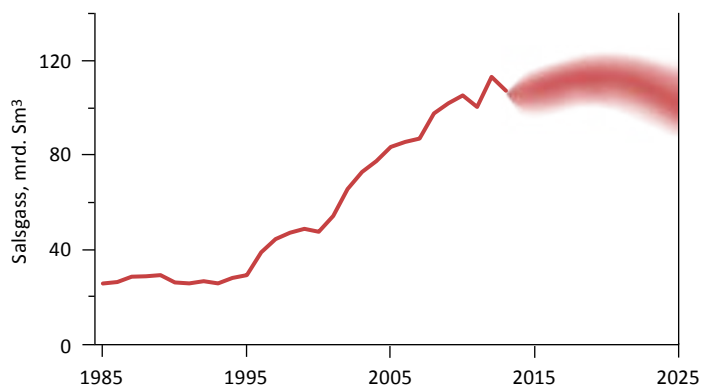
i transportkapasitet, enten rørleidningar eller i LNG-kjeden, prøver aktørar å utnytte skilnader i pris mellom dei regionale marknadene. Dette gjer at marknadene blir meir integrerte.

Auka etterspurnad frå Asia, tilbod av ukonvensjonell gass frå USA, transportkapasitet for LNG og gassprisen relativt til kol er dei viktigaste faktorane som vil påverke gassmarknaden framover.

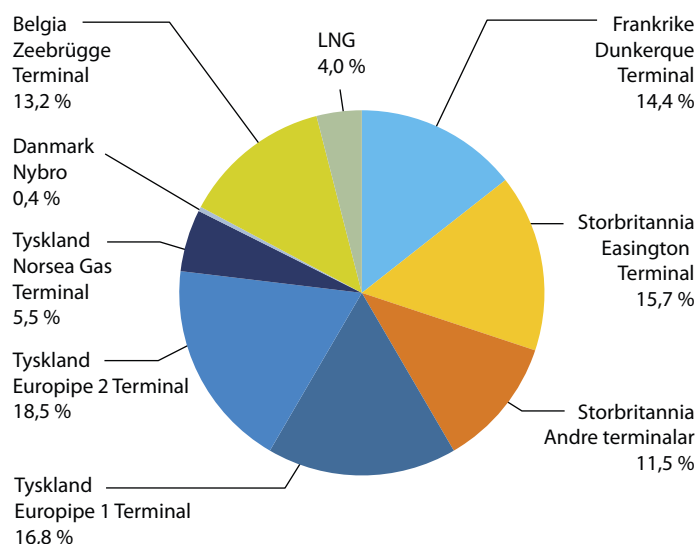
Gasseksport frå norsk sokkel

Norge er den tredje største gasseksportøren i verda. Så godt som all norsk gass blir selt i den europeiske marknaden. Ein godt utbygd og effektiv gassinfrastruktur og kort transportavstand gjer norsk gass konkurransedyktig i den europeiske marknaden.

Gassproduksjonen har dei siste åra vakse og utgjer difor ein større del av petroleumsproduksjonen enn tidlegare. Norsk gass blir eksportert til alle dei store konsumentlanda i Vest-Europa og er viktig for energiforsyninga i Europa. Gasseksporten var i 2013 om lag 107 BCM (mrd. Sm³). Av dette blei 103 BCM transportert gjennom rørleidningane og 4 BCM som LNG frå Snøhvit-anlegget. I tillegg blei det levert om lag 1,5 BCM til innanlandsk forbruk. Noko av den produserte gassen blir reinjisert; i fjor om lag 30 BCM. Energiinnhaldet i gassproduksjonen er om lag ti gonger så stort som den norske normalproduksjonen av elektrisitet og dekkjer 20 prosent av det europeiske gassforbruket. Størstedelen av eksporten går til Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike, der norsk gass utgjer mellom 20 og 40 prosent av det samla forbruket.



Figur 4.16 Salsgass frå norske felt
(Kjelde: Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet)



Figur 4.17 Norsk naturgasseksport i 2013 fordelt på leveransepunkt
(Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet)

Alle rettshavarar på den norske kontinentalsokkelen er ansvarlege for å selje sin eigen gass. Statoil sel olje og gass som staten eig, saman med sin eigen petroleum, i samsvar med ein særskild instruks. Samla sel Statoil om lag 80 prosent av all norsk gass. Produ-sentselskap på den norske kontinentalsokkelen sel gass til kjøparar i mellom anna Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania og Danmark. Snøhvit-anlegget leverer LNG til land særleg i Europa og Asia. Figur 4.16 viser historisk og venta norsk gassal. Ein ventar at gassalet vil nå eit nivå mellom 105 og 130 mrd. Sm³ i 2020, og mellom 80 og 120 mrd. Sm³ i 2025.

Store investeringar i transportløyningar er eit særtekk ved gassproduksjon. Transportkapasiteten i det norske rørleidningssystemet er i dag om lag 120 mrd. Sm³ per år. Integrert i rørleidningssystemet er tre landanlegg for gass - Kårstø, Kollsnes og Nyhamna – som tar imot rikgass frå felt. Frå rikgassen blir det skilt ut tørrgass for vidare transport gjennom rørleidningane til mottaksterminalane. Det er fire mottaksterminalar for norsk gass på kontinentet: to i Tyskland, ein i Belgia og ein i Frankrike. I tillegg er det to mottaksterminalar i Storbritannia. Det norske gasstransportsystemet omfattar eit nettverk av rørleidningar med ei lengd på om lag 8000 km, om lag som avstanden frå Oslo til Beijing. Det er utarbeidd traktatar som regulerer rettar og plikter mellom Noreg og landa som har landingspunkt for gass frå norsk sokkel. Meir detaljert informasjon om rørleidningar og landanlegg fins i vedlegg 3.

Organisering av gasstransportsystemet

Eit overordna mål for styresmaktene er å oppnå størst muleg verdi på dei norske petroleumsressursane. Dei fleste felte inneheld både olje og gass, og det er om å gjere å sikre optimal balanse mellom oljeproduksjon og gassproduksjon. Når styresmaktene tildeler produksjonsløyve for gass, tar dei omsyn til utvinninga av olje. Styresmaktene har ei viktig rolle når det gjeld å leggje til rette for at hand-samings- og transportkapasiteten skal vere godt tilpassa framtidige behov. Samstundes er det viktig å sikre effektiv drift i det norske gasstransportsystemet. Til det nyttar styresmaktene hjelpemiddel som operatøren Gassco, den samordna eigarskapen av systemet Gassled og regulert tilgang til transportsystemet.

Gassco

Gassco AS vart oppretta i 2001, og staten eig 100 prosent av selskapet. Gassco er ein nøytral og uavhengig operatør av gasstransportsystemet med eit særskilt og eit allment operatøransvar. Det særskilde operatøransvaret er regulert gjennom petroleumslova og forskrifter og omfattar oppgåver som å utvikle ny infrastruktur, administrere kapasiteten i gasstransportsystemet og koordinere og styre gasstraumane gjennom nettverket av røyrleidningar fram til marknadene. Det allmenne operatøransvaret går ut på utøving av anleggsstyring i samband med petroleumslova og helse-, miljø- og sikkerhetslovgivinga (HMS). Denne verksemda er også regulert i operatøravtalen med Gassled. Gassco si rolle som nøytral og uavhengig operatør for gasstransportsystemet er viktig for å sikre at alle brukarane blir behandla likt.

Gassco greier ut transportløyningar, og gir råd til styresmaktene. Gassco skal medverke til ei heilskapleg vidareutvikling av norsk gassinfrastuktur. Når ein vurderer større utbyggingar, må difor annan norsk gass utover felt som utløyser eit gasstransportbehov, også bli tatt med i vurderingane. Ny gassinfrastuktur skal byggjast ut på ein måte som er tenleg for den eksisterande gassinfrastrukturen.

Gassled

Gassled er eit interessentskap som eig størstedelen av gassinfrastrukturen på norsk kontinentalsokkel; røyrleidningar, plattformer, prosessanlegg på land og mottaksterminalar i utlandet. Infrastrukturen blir brukt av alle som har behov for å skipe norsk gass. Verksemda til Gassled er regulert av petroleumsforskrifta og tariffane for dei individuelle tenestene er fastsett av Olje- og energidepartementet. Selskapet har ikkje tilsette, og det blir organisert gjennom komitear med spesifikke oppgåver.

Eigarane av Gassled var ved utgangen av 2013; Petoro AS, Solveig Gas Norway AS, Njord Gas Infrastructure AS, Silex Gas Norway AS, Infracore AS, Statoil Petroleum AS, Norse Gas AS, ConocoPhillips Skandinavia AS, DONG E&P Norge AS, GDF SUEZ E&P Norge AS og RWE Dea Norge AS.

Regulert tilgang til transportsystemet

Røyrleidningssystemet er eit naturleg monopol, med store grunnlagsinvesteringar. Difor blir tilgang til og tariffane for bruk av kapasitet regulert av styresmaktene. For å fremje god ressursforvaltning, blir tariffane fastsett slik at fortjenesta frå olje- og gassutvinning blir tatt ut på felte, samstundes som eigarane av infrastrukturen får ei rimeleg avkastning på investeringane. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå behovet for gasstransport. For å sikre god ressursforvaltning kan transportrettane bli overdratt mellom brukarar når behova endrar seg.

Felles eigarskap for transportsystemet sikrar at gassen blir frakta mest muleg effektivt og gir størst verdiskaping, sidan ein unngår interessekonfliktar om kva for ein røyrleidning gassen skal bli frakta gjennom. Gassco ser også til at frakta av gass i den daglege drifta av anlegga er effektiv, som ein del av det særskilde operatøransvaret.

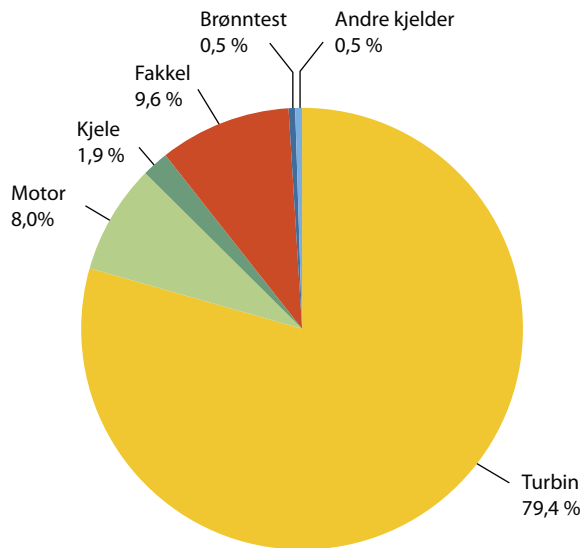
Utslepp frå petroleumsverksemda

Omsyn til miljøet er ein integrert del av forvaltninga av dei norske petroleumsressursane. Reguleringa bidrar til at det blir tatt omsyn til miljøet i alle fasar av petroleumsverksemda, frå konsekvensrundar til leiting, utbygging, drift og disponering.

Utslepp frå petroleumssektoren til luft er stort sett eksos frå brenning av naturgass i turbinar, fakling av naturgass og brenning av diesel (sjå figur 4.19). Desse avgassane inneheld mellom anna CO₂ og NO_x. Andre utslepp er nmVOC, metan (CH₄) og svoveldioksid (SO₂). Utslepp frå petroleumssektoren til sjø inneheld restar av olje og kjemikaliar som blir nytta i produksjonsprosessane. Det blir også utslepp til sjø av borekaks med restar av vassbaserte borevæsker. Ein har god oversikt over utsleppa, alle operatørar på den norske kontinentalsokkelen rapporterer utsleppsdata direkte inn i ein eigen database.

Utslepp frå petroleumsverksemda i Noreg blir regulert gjennom fleire lover, mellom anna petroleumslova, CO₂-avgiftslova, særavgiftslova, klimavotelova og forureiningslova. Petroleumsanlegga på land er underlagde dei same verkemidla som annan landbasert industri. Sentralt i petroleumslovgivinga står prosessane knytt til konsekvensutgreiing og godkjenning av nye utbyggingsplanar (PUD/PAD). Anlegg på land eller sjø innanfor grunnlinja kjem i tillegg inn under føresegnene i plan- og bygningslova.

Som eit av dei første landa i verda innførte Noreg ei CO₂-avgift i 1991. Avgifta har ført til utvikling av ny teknologi og utløyst tiltak som har redusert utsleppa mykje. Dei strenge reglane for fakling i petroleumslova gjer sitt til at det generelle nivået på fakling på norsk sokkel er lågt samanlikna med nivået internasjonalt. Verk-



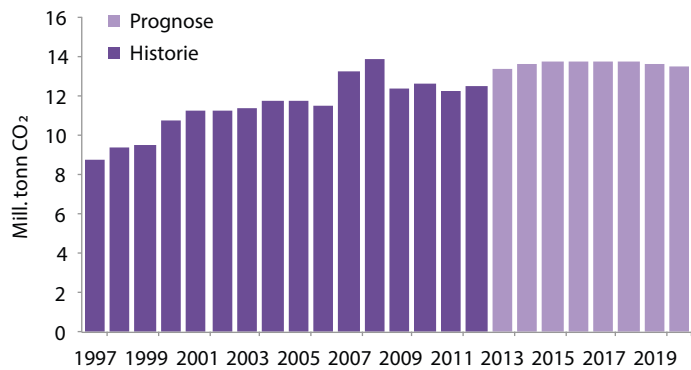
Figur 4.19 CO₂-utslepp frå petroleumsverksemda i 2012, fordelt på kjelder (Kjelde: Oljedirektoratet)

semda er òg omfatta av det europeiske kvotesystemet for CO₂. Styrsmaktene og oljeindustrien har arbeidd tett saman om å nå målet om null skadelege utslepp til sjø (nullutsleppsmålet). Ein rekner at målet om nullutslepp er nådd for tilsette kjemikalier.

Som eit resultat av sterke verkemiddel og felles satsing mellom styrsmakter og oljeselskap på forskning, teknologiutvikling og kompetansebygging, held norsk petroleumsverksemd svært høg miljøstandard samanlikna med petroleumsverksemd i andre land.

Utslepp av klimagassar

På grunn av den særlege samansetninga av norsk økonomi og at kraftproduksjonen på fastlandet er nær utelukkande vasskraft, står verksemda på kontinentalsokkelen for ein vesentleg del av dei nasjonale utsleppa av klimagassar. Petroleumsverksemda stod for kring 26 prosent av klimagassutsleppa i 2012. På grunnlag av oppdatert informasjon om produksjon og utslepp i petroleumssektoren rekner ein med at utsleppa frå petroleumssektoren aukar fram til rundt 2017 for deretter gradvis å minke, jf. figur 4.20. Energibruk og utslepp heng nært saman. Utviklinga på den norske kontinentalsokkelen har dei siste åra gått mot meir modne felt og lengre avstandar for gasstransport. I tillegg minkar reservoartrykket i gassfelt, og det krev meir energi i utvinninga.



Figur 4.20 Utslepp av CO₂ frå petroleumssektoren i Noreg (Kjelde: Oljedirektoratet)

Ei rekke tiltak er gjennomførte for å avgrense utsleppa. Brenninga av gass er svært låg, energiforsyninga på innretningane er effektivisert mellom anna gjennom bruk av varmegjenvinning frå turbinar eller kombikraftløysingar. Enkelte felt inneheld mykje CO₂. Noreg var først i verda med å lagre CO₂ tatt ut frå felt for å nå salskrava til gassen i større målestokk. Årleg blir det nå lagra opp til 1,7 mill tonn CO₂ frå Sleipner- og Snøhvitfelt. Bruk av kraft frå land reduserer utsleppa på kontinentalsokkelen. Ei rekke sjølvstendige innretningar har i dag ei slik løysing.

Selskapa som opererer på norsk sokkel ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk løysingar som gir låge utslepp av klimagassar. Sidan 2008 er petroleumsverksemda ilagd både CO₂-avgiftsplikt og kvoteplikt. Samla gjer desse at næringa betaler ein høg pris for utslepp. Dette gjer at selskapa kan tene mykje på å redusere utsleppa sine. I tillegg blir det nytta andre verkemiddel, som vilkår i PUD/PAD, utsleppsløyve og produksjonsløyve (som mellom anna gjeld fakling).

Noreg er tilslutta EU sitt kvotesystem. Dette inneber at EUs kvotehandelsdirektiv med tilhøyrande avgjerder gjeld for norske kvotepliktige verksemdar på lik linje med dei kvotepliktige verksemdene i EU. Tredje kvoteperiode gjeld frå 1. januar 2013 og fram til 2020. I Norge blir brenning av gass i fakkell berre tillate når det er nødvendig av tryggleiksgrunnar. Tillating til slik brenning blir gitt etter løyve frå Olje- og energidepartementet. Fakling stod i 2012 for om lag 10 prosent av CO₂-utsleppa frå petroleumsverksemda.

Alle planar for utbygging og drift av olje- og gassfelt (PUD/PAD) skal innehalde ei god og effektiv energiløysing, med ei vurdering av kraftforsyning frå land. Det gjeld både nye feltutbyggingar og større modifikasjonar på eksisterande installasjonar.

Andre utslepp til luft

NO_x er ei nemning for fleire nitrogensambindingar som medverkar til forsurening. Miljøeffektane av NO_x er mellom anna skade på fiske- og dyreliv gjennom forsurening av vassdrag og jordsmonn, skade på helse, avlingar og bygningar på grunn av at det dannar seg bakkenært ozon. Noreg er i Gøteborgprotokollen forplikta til å redusere utsleppa av NO_x.

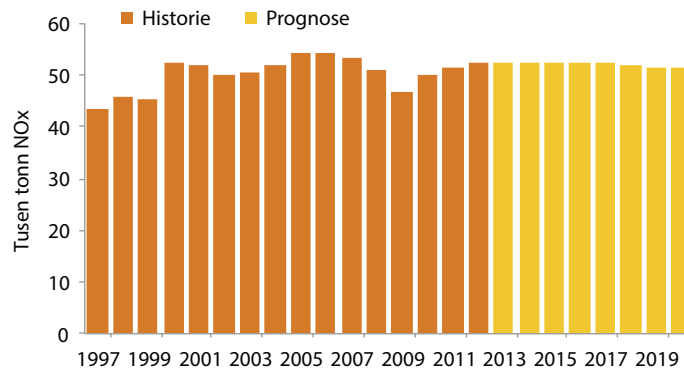
Det er nær samanheng mellom utsleppa av CO₂ og NO_x. Som for CO₂, er gassbrenning i turbinar, faking av gass og dieselbruk på innretningane sentrale utsleppskjelder for NO_x. Mengda av utslepp er avhengig både av teknologien og kor mykje drivstoff som blir brukt. Til dømes gir brenning i gassturbinar lågare utslepp av NO_x enn brenning i dieselmotorar.

Petroleumsverksemda står for om lag 30 prosent av dei norske NO_x-utsleppa. Dei totale utsleppa av NO_x frå sektoren har auka frå 1991 (sjå figur 4.21), men stabilisert seg sidan begynninga på 2000-talet. I dei seinare åra har utslepp frå faste innretningar blitt redusert, medan utsleppa frå flyttbare riggar har auka. Dette skuldast auka aktivitet med flyttbare innretningar som igjen heng saman med at fleire nye utbyggingar skjer på havbotnen og på djupt vatn.

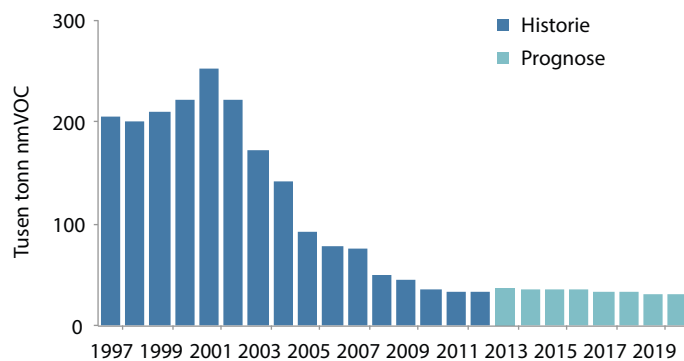
Utslepp av NO_x knytte til drift av innretningar på kontinentalsokkelen blir handsama i samband med behandlinga av PUD/PAD. Utsleppsløyve med heimel i forureiningslova omfattar òg NO_x-utslepp. Selskapa må betale avgift for sine utslepp eller slutte seg til miljøavtalen om NO_x som er inngått mellom den norske staten og næringsorganisasjonane.

NmVOC er ei nemning på flyktige organiske sambindingar, med unntak av metan, som fordampar frå substansar som til dømes råolje. Miljøeffektane av nmVOC er mellom anna at det dannar seg bakkenært ozon som kan gi helseskadar og skade avlingar og bygningar. NmVOC kan også skade luftvegane ved direkte eksponering, og medverkar indirekte til drivhuseffekten ved at det dannar seg CO₂ og ozon når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren. Utsleppa av nmVOC frå petroleumsverksemda kjem i hovudsak frå lagring og lasting av råolje offshore. Mindre utslepp oppstår også på gassterminalane.

Dei norske nmVOC-utsleppa var i 2012 på 132 000 tonn. Utsleppa er meir enn halvert sidan 1990. Tradisjonelt var petroleumssektoren hovudkjelda til utslepp av nmVOC, men sidan starten på 2000-talet har nmVOC-utsleppa frå sektoren blitt kraftig redusert. Hovudårsaka til nedgangen i utsleppa er implementeringa av utsleppsreduserande teknologi som gjer at dei substansane som fordampar blir gjenvunne. Prognosane tyder på at nmVOC-utsleppa framleis vil vere låge i åra framover (sjå figur 4.22).



Figur 4.21 Utslepp av NO_x frå petroleumsverksemda (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.22 Utslepp av nmVOC frå petroleumsverksemda (Kjelde: Oljedirektoratet)

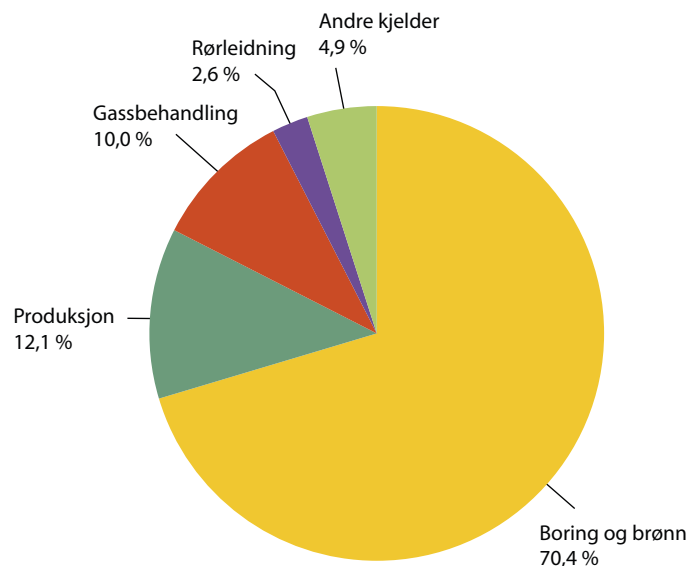
Driftsutslipp til sjø

Utslepp til sjø omfattar i hovudsak produsert vatn, borekaks og restar av kjemikaliar og sement frå boreoperasjonar. Desse utsleppa blir deponerte i undergrunnen eller blir behandla som farleg avfall, eller reinsa før dei blir sleppte ut i sjøen.

Vatn som blir produsert saman med olje og gass, inneheld restar av olje i dropeform (dispergert olje) og andre organiske komponentar (inkludert lause oljefraksjonar). Det produserte vatnet blir reinsa før det blir sleppt ut i sjøen eller reinjisert i undergrunnen.

Olje- og kjemikalieutslepp frå produsert vatn kan ha lokale effektar i nærleiken av innretningane, og blir nasjonalt regulert gjennom utsleppsløyve med heimel i forureiningslova. Internasjonalt blir dei regulerte gjennom OSPAR-konvensjonen. Målsetjinga om null miljøfarlege utslepp til sjø frå petroleumsverksemda blei slått fast i 1997. Målet anses være nådd for tilsatte stoffer.

Kjemikaliar er ei samlenemning for alle tilsetjingsstoff og hjelpestoff som blir nytta ved bore- og brønnoperasjonar og i produksjon av olje og gass. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff, enten dei er tilsette eller finst naturleg. Bidraget frå petroleumssektoren til dei nasjonale utsleppa til sjø er på under tre prosent av miljøgiftene på prioriteringslista til Miljødirektoratet.



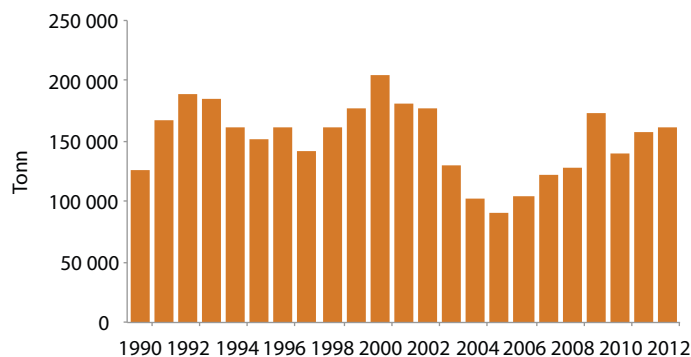
Figur 4.23 Utslepp av kjemikaliar frå norsk petroleumsverksemd, fordelt på kjelder, 2012 (Kjelde: Oljedirektoratet)

Selskapa må søkje om utsleppsløyve for å kunne sleppe ut kjemikaliar til sjø. Miljødirektoratet gir utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova.

Det meste av kjemikalieutsleppa er knytt til boreverksemda (sjå Figur 4.23), og utsleppsmengda varierer i tråd med aktivitetsnivået. Dei kjemikaliane som ikkje blir sleppte ut, løyser seg i olja, blir deponerte i undergrunnen eller blir behandla som farleg avfall.

Dei totale utsleppa av olje frå norsk petroleumsverksemd står for ein liten del av den totale tilførselen til Nordsjøen. Hovudtilførselen av olje til Nordsjøen kjem frå skipsfart og frå fastlandet via elvar. Ein reknar med at om lag fem pst av dei totale oljeutsleppa til Nordsjøen kjem frå norsk petroleumsverksemd.

På same måten som for kjemikaliar må selskapa søkje om utsleppsløyve for å få sleppe ut olje til sjø. Miljødirektoratet gir utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Sjå figur 4.24 for totale utslepp av kjemikaliar frå norsk petroleumsverksemd.



Figur 4.24 Totale utslepp av kjemikaliar frå norsk petroleumsverksemd (Kjelde: Oljedirektoratet)

Akutte utslepp

Petroleumsverksemda har ikkje vore årsak til store akutte utslepp av olje som har ført til miljøskadar. I dei 40 åra det har vore drive petroleumsproduksjon, har utslepp frå verksemda heller aldri nådd land. I 2012 utgjorde dei totale akutte utsleppa av olje til sjø 16,3 m³.

Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølve ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for å handtere akutt forureining. I tillegg er det kommunal og statleg beredskap. Alle akutte utslepp frå innretningane på kontinentalsokkelen blir rapporterte til Kystverket, og årsakene blir undersøkte.

Akutte oljeutslepp kan skade fisk, sjøpattedyr, sjøfugl og strandsoner. I Noreg har dei fleste alvorlege akutte utsleppa skrive seg frå skip nær kysten.

Faktaboks 4.2 Oljevernberedskap

I Noreg er beredskapen mot akutt forureining bygd opp av privat beredskap, kommunal beredskap og statleg beredskap. Samferdselsdepartementet, ved Kystverket, har ansvaret for å koordinere den samla nasjonale oljevernberedskapen og den statlege beredskapen mot akutt forureining. Miljøverndepartementet har ansvar for å stille krav til beredskap mot akutt forureining i kommunar og private verksemder. Miljødirektoratet godkjenner beredskapsplanar og kontrollerer at krava blir følgde.

Oljeselskapa ved operatøren er ansvarlege for å ta seg av akutte hendingar som skriv seg frå eiga verksemd, med beredskap som er dimensjonert for dette. Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO), der eigarane er ei rekke selskap som er rettshavarar på den norske sokkelen, har i tillegg etablert regionale planar som tar omsyn til forsterking av havgåande beredskap og beredskap ved kysten og i strandsona. NOFO administrerer og held oppe ein beredskap som inkluderer personell, utstyr og fartøy. NOFO har fem basar langs kysten: Stavanger, Mongstad, Kristiansund, Træna og Hammerfest. I tillegg er det på nokre felt plassert ut NOFO-utstyr permanent. NOFO har totalt 16 oljevernssystem og gjennomfører felles øvingar kvart år.

