

2011/

ÅRSRAPPORT
i henhold til norske
myndigheters krav



Statoil

2011/

ÅRSRAPPORT
i henhold til norske
myndigheters krav

Årsrapport 2011

Styrets årsberetning	1
Statoilaksjen	2
Vår virksomhet	3
Resultatanalyse	6
Kontantstrømmer	9
Likviditet og kapitalforhold	9
Avkastning på sysselsatt kapital	11
Risiko	11
Helse, miljø og sikkerhet	12
Personal og organisasjon	13
Miljø og klima	15
Samfunn	16
Forskning og utvikling	16
Utsikter for konsernet	17
Utvikling i styret	18
Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	19
Styrets og ledelsens erklæring	20
Konsernregnskap	21
Noter til konsernregnskapet	29
1 Selskapet og selskapsstruktur	29
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	29
3 Endring av regnskapsprinsipp for felleskontrollerte enheter	41
4 Segmentinformasjon	44
5 Organisasjons- og forretningsutvikling	49
6 Kapitalstyring	52
7 Finansiell risikostyring	53
8 Godtgjørelse	57
9 Andre kostnader	58
10 Finansposter	59
11 Skatter	60
12 Resultat per aksje	63
13 Varige driftsmidler	64
14 Immaterielle eiendeler	67
15 Investeringer i tilknyttede selskaper	69
16 Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle eiendeler	70
17 Varelager	70
18 Kundefordringer og andre fordringer	71
19 Kortsiktige finansielle investeringer	71
20 Betalingsmidler	72
21 Transaksjoner som påvirker egenkapitalen	72
22 Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	73
23 Pensjon og andre langsiktige ytelsjer til ansatte	75
24 Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	81
25 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	82
26 Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	82
27 Leieavtaler	83
28 Andre forpliktelser	84
29 Nærstående parter	86
30 Finansielle instrumenter per kategori	87
31 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko	91
32 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)	98
Selskapsregnskap for Statoil ASA	113
Noter til selskapsregnskapet for Statoil ASA	117
1 Selskapet og grunnlag for presentasjonen	117
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	117
3 Finansiell risikostyring og derivater	121
4 Salgsinntekter	125
5 Lønnskostnader	126
6 Aksjespareprogram	131
7 Godtgjørelse til revisor	131
8 Forsknings- og utviklingsutgifter	131
9 Finansposter	132
10 Skatter	132
11 Varige driftsmidler	134
12 Investeringer i datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	135
13 Finansielle eiendeler	136

14 Varelager	137
15 Kundefordringer og andre fordringer	137
16 Betalingsmidler	137
17 Egenkapital og aksjonærer	138
18 Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	140
19 Pensjon og andre langsiktige ytelsjer til ansatte	141
20 Avsetninger og annen gjeld	146
21 Leverandørgjeld og annen kortstiktig gjeld	147
22 Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	147
23 Leieavtaler	147
24 Andre forpliktelser	148
25 Nærstående parter	150
Revisjonsberetning	151
HMS-regnskap	153
Resultatindikatorer for HMS	154
Miljødata	159
Innstilling fra bedriftsforsamlingen	164

Styrets årsberetning

Statoil leverte sterke økonomiske resultater og høy kontantstrøm i 2011. Produksjonen var lavere enn i 2010, men i samsvar med forventningene, og det ble gjort viktige strategiske framskritt. Reserveveerstatningsraten (RRR) var på 1,17 i 2011.

Driftsresultatet var på 211,8 milliarder kroner i 2011, en økning på 54 prosent sammenlignet med 137,3 milliarder kroner i 2010. I 2011 ble driftsresultatet positivt påvirket av høyere priser, samt gevinst på salg av eiendeler og urealiserte gevinstner på derivater. Lavere salgsvolumer både for væsker og gass, samt økte driftsutgifter motvirket delvis økningen i driftsresultatet.

Samlet egenproduksjon var 1,850 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2011, sammenlignet med 1,888 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2010.

Statoil leverte en sterk kontantstrøm fra driften og hadde betydelige salgsinntekter fra porteføljeoptimalisering i 2011.

Statoils sikkerhetsresultater er forbedret de siste årene. Frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) gikk ned fra 1,4 i 2010 til 1,1 i 2011. Dersom rapporteringssegmentet Fuel & Retail (SFR) holdes utenfor, var SIF på 0,9 i 2011, sammenlignet med 1,3 i 2010.

Strategisk porteføljeoptimalisering i 2011 omfatter salg av eierandeler i Peregrino-feltet og oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh, salg av eierandeler i Gassled og oppkjøp av Brigham Exploration Company. Porteføljen ble ytterligere strømlinjeformet gjennom salgsavtalen med Centrica, som forventes sluttført i andre kvartal 2012.

Statoil oppnådde sterke leteresultater i 2011, og ressursbasen økte med mer enn 1 milliarder fat. Selskapet oppnådde en reserveveerstatningsrate (RRR) på 1,17 i 2011, hvorav den organiske RRR var på over 1,0. RRR for olje separat var på 1,45, inkludert effekten av salg og kjøp.

Forventninger for 2012

Egenproduksjonen i 2012 er anslått å øke med en sammensatt årlig vekstrate (CAGR) på rundt 3 prosent basert på faktisk egenproduksjon i 2010. Utsettelse av gassproduksjon for ytterligere å skape verdier, gassuttaks volum, tidspunktet for når ny kapasitet settes i drift og driftsmessig regularitet utgjør de viktigste risikofaktorene knyttet til produksjonestimatene.

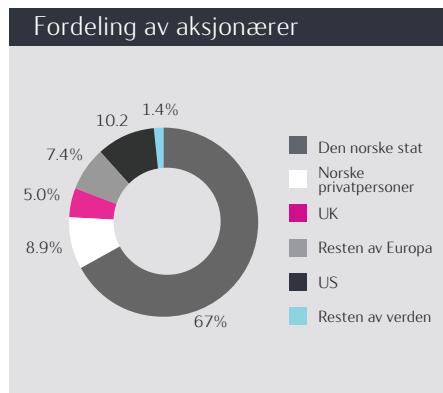
Organiske investeringer (eksl. oppkjøp og finansielle leieavtaler) anslås til omkring 17 milliarder USD i 2012, medregnet kostnader knyttet til nye eiendeler fra det nylig gjennomførte oppkjøpet av Brigham Exploration Company.

Selskapet vil fortsette utviklingen av den store porteføljen av leteandeler og forventer å ferdigstille omlag 40 brønner i 2012. Samlet aktivitetsnivå for letevirksomheten vil i 2012 tilsvare nivået i 2011, det vil si at leteutgiftene vil bløpe seg til omkring 3 milliarder amerikanske dollar, ekskl. signaturbonuser.

Statoilaksjen

Styret foreslår for generalforsamlingen at det utbetales et ordinært utbytte på 6,50 per aksje for 2011, til sammen 20,7 milliarder kroner.

Styret vurderer forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet ved fastsettelse av årlig utbyttenivå. Det er ingen endring i den kunngjorte utbyttepolitikken, som ble gjort gjeldende fra februar 2010. I tillegg til å betale kontantutbytte, vil Statoil også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærernes samlede avkastning.



I 2010 var det ordinære utbyttet på 6,25 per aksje, til sammen 19,9 milliarder kroner.

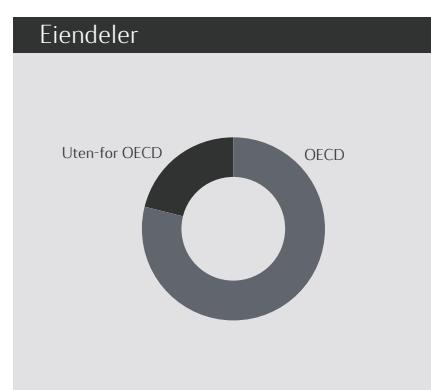
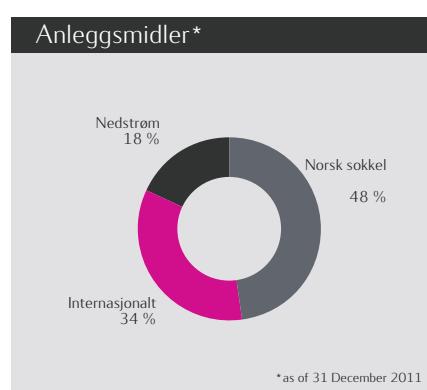
Kursen på Statoil-aksjen har vist en oppadgående trend i 2011, fra 140,30 kroner den 3. januar 2011, til 153,50 kroner ved utgangen av 2011.

Vår virksomhet

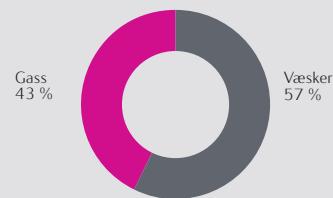
Statoil er et integrert energiselskap som hovedsakelig er involvert i leting og produksjon av olje og gass. Selskapet har hovedkontor i Norge og er ledende operatør på norsk sokkel. Statoil driver virksomhet i 41 land over hele verden.



Statoil ASA er et allmennaksjeselskap som er organisert i henhold til norsk lov og underlagt Lov om allmennaksjeselskaper (allmennaksjeloven). De største kontorene ligger i Stavanger, Bergen og Oslo og konsernet hadde per 31. desember 2011 cirka 31.700 fast ansatte. Av disse var 10.400 ansatt i Statoil Fuel & Retail ASA, hvor Statoil er majoriteteier med en eierandel på 54 % per 31. desember 2011.



Bokført produksjon 2011



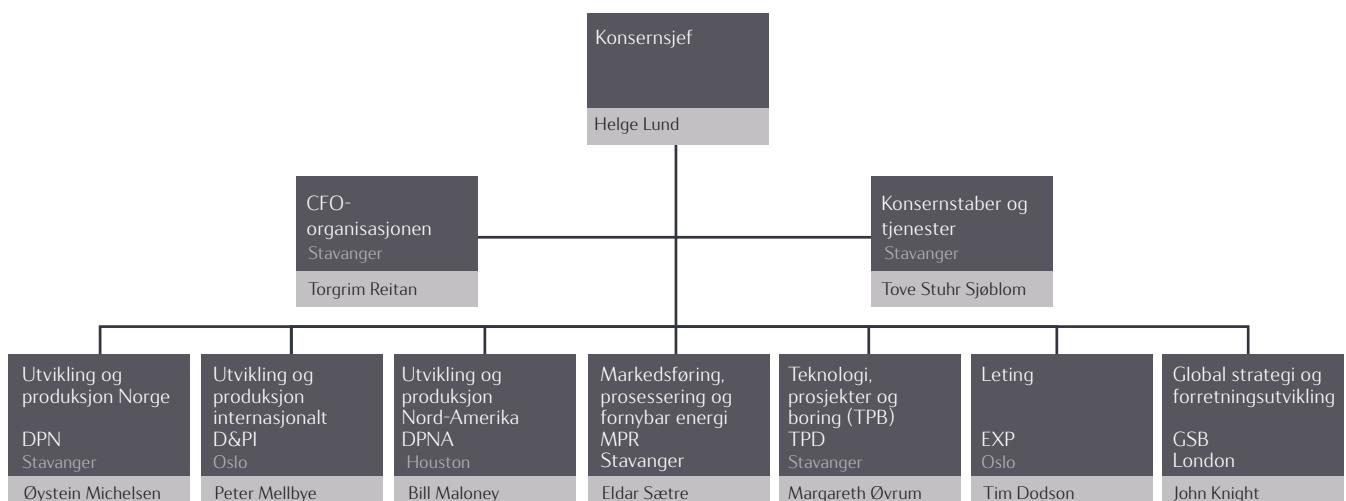
Den samlede lete- og produksjonsvirksomheten hadde en gjennomsnittlig produksjon av væsker og naturgass på 1.850 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2011. Ved utgangen av 2011 utgjorde påviste reserver 2.276 millioner fat olje og 3.150 millioner fat naturgass, noe som tilsvarer samlede påviste reserver på 5.426 millioner fat oljeekvivalenter.

Statoil er blant verdens største selgere av råolje og kondensat og nest største leverandør i det europeiske gassmarkedet. Vi har også en betydelig virksomhet innenfor prosessering og raffinering. I tillegg bidrar Statoil til utvikling av nye energiressurser og vi har aktiviteter innen vindkraft og biodrivstoff, samt en ledende posisjon når det gjelder å ta i bruk teknologi for fangst og lagring av CO₂ (CCS).

I det videre arbeidet med å utvikle selskapets virksomhet, tar Statoil sikte på å styrke porteføljen i årene framover slik at den blir mer verdifull, robust og bærekraftig også etter 2020. Strategisk fokus i dette arbeidet vil være å få tilgang til leteområder og ukonvensjonelle reserver, sikre operatørskap, bygge kjerneposisjoner, forvalte modne felt, redusere risikoen knyttet til posisjoner, og synliggjøre porteføljen substansverdi.

En ny **konsernstruktur** ble innført med virkning fra 1. januar 2011. Endringene ble gjort for å forenkle organisasjonen, øke verdiskapningen og klargjøre interne ansvarsforhold.

Statoil's konsernledelse, forretningsområder og stabsfunksjoner



Statoil rapporterer sin virksomhet i fem rapporteringssegmenter, som bygger på den nye konsernstrukturen: Utvikling og produksjon Norge (DPN), Utvikling og produksjon internasjonalt (D&PI) (som omfatter forretningsområdene Utvikling og produksjon internasjonalt (D&PI) og Utvikling og produksjon Nord-Amerika (DPNA)), Markedsføring, prosessering og fornybar energi (MPR), Fuel & Retail (SFR) og "Andre". Aktiviteter knyttet til forretningsområdet Leting (EXP) er allokkert til og presentert innen de respektive utvikling- og produksjonssegmenter. Rapporteringssegmentet "Andre" omfatter aktiviteter i TPD, GSB, CFO og Konsernstaber og -tjenester. Se note 4 Segmentinformasjon til konsernregnskapet for ytterligere informasjon.

Utvikling og produksjon Norge (DPN)

DPN omfatter oppstrømsaktivitetene på norsk sokkel. DPN har eierandeler i leteområder og utbygde felt på norsk sokkel og deltar i 227 lisenser, hvorav 171 med operatørskap. DPN er operatør for 44 utbygde felt på norsk sokkel. Samlet produksjon var 1.316 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2011, tilsvarende 71 % av Statoils egenproduksjon.

Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI)

DPI omfatter oppstrømsaktivitetene både i Nord-Amerika og de globale oppstrømsaktivitetene utenfor norsk sokkel. Samlet produksjon var på 534 tusen fat oljeekvivalenter per dag i 2011, tilsvarende 29 % av Statoils egenproduksjon.

Markedsføring, prosessering og fornybar energi (MPR)

MPR omfatter markedsføring av og handel med oljeprodukter og naturgass, transport, prosessering og foredling, utvikling av verdikjeden for olje og gass og fornybar energi.

Leting (EXP)

EXP er et integrert forretningsområde med ansvar for å skape et globalt senter for leting og fordele ressurser til prioriterte aktiviteter på tvers av porteføljen. Viktigste satsingsområder er å få tilgang til nye områder med høyt potensiale i prioriterte områder, global prioritering og boring av flere brønner med høyt potensiale i vekstområder og ennå utforskede områder, og å levere feltnær leting på norsk sokkel og i andre valgte områder.

Teknologi, prosjekter og boring (TPD)

TPDs fokusområder er å sørge for effektive og sikre brønn- og prosjektleveranser som er kostnadsmessig konkurransedyktige og ledende når det gjelder teknologisk kompetanse. Innkjøp til konkurransedyktige priser er et viktig bidrag, selv om også konsernomfattende anskaffelsestjenester forventes å bidra til å holde kostnadene nede i konsernet.

Global strategi og forretningsutvikling (GSB)

GSB har ansvaret for konsernstrategien, forretningsutvikling, og fusjons- og oppkjøpsaktiviteter (M&A) for Statoil. Viktigste satsingsområder er å sikre nært forbindelse mellom konsernstrategien, forretningsutvikling og M&A-aktiviteter for å aktivt fremme videreutvikling av Statoil.

Fuel & Retail (SFR)

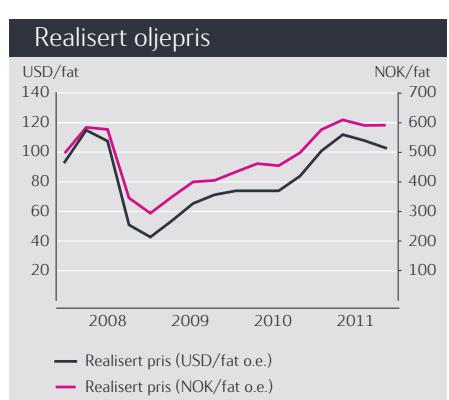
Etter en vellykket notering på Oslo Børs i oktober 2010, er Statoils gjenværende eierandel i det børsnoterte selskapet Statoil Fuel & Retail ASA på 54 %. Selskapet inkluderes 100% i Statoils regnskaper og rapporteres som et eget segment med oppfølging fra CFO-området. Selskapet er ledende på drivstoff- og detaljhandel og har virksomhet i åtte land i Skandinavia og Sentral- og Øst-Europa. SFR driver også med salg av stasjonær energi, marine drivstoff, flybensin, smøremedler og kjemikalier. SFR hadde i desember 2011 et nettverk på 2.305 bensinstasjoner i de åtte landene selskapet drev virksomhet i. SFR markedsfører også raffinerte produkter direkte til forbruker og industrielle markeder.

Resultatanalyse

Driftsresultatet var 211,8 milliarder kroner i 2011, en økning på 54 % sammenlignet med 2010. Økningen skyldtes i hovedsak høyere priser, lavere nedskrivninger, urealiserte gevinstre på derivater og gevinstre ved salg av eiendeler.

Konsernresultatregnskap (i milliarder kroner)	2011	31. desember 2010 (omarbeidet)	Endring
Driftsinntekter			
Salgsinntekter	645,6	527,0	23%
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	1,3	1,2	8%
Andre inntekter	23,3	1,8	>100%
Sum driftsinntekter	670,2	529,9	26%
Driftskostnader			
Varekostnad	319,6	257,4	24%
Andre driftskostnader og Salgs- og administrasjonskostnader	73,6	68,8	7%
Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger	51,4	50,7	1%
Letekostnader	13,8	15,8	-12%
Sum driftskostnader	-458,4	-392,7	17%
Driftsresultat	211,8	137,3	54%
Netto finansposter	2,1	-0,4	>100 %
Skattekostnad	-135,4	-99,2	37%
Årets resultat	78,4	37,6	>100%
Resultat per aksje	24,8	11,9	>100%

Sum driftsinntekter utgjorde 670,2 milliarder kroner i 2011, sammenlignet med 529,9 milliarder kroner i 2010. Mesteparten av inntektene komme fra salg av løftet råolje, naturgass og foredlede produkter som produseres og markedsføres av Statoil. I tillegg markedsfører og selger vi statens andel av væsker fra norsk sokkel. Alt kjøp og salg av statens væskeproduksjon blir bokført brutto som henholdsvis varekostnader og salgskostnader, mens salg av statens andel av gassproduksjonen på norsk sokkel bokføres netto.



Økningen i inntekter på 118,6 milliarder kroner fra 2010 til 2011 skyldtes hovedsakelig høyere priser på væsker og gass, som delvis ble motvirket av lavere salgsvolumer for både væsker og gass. Endringen i urealiserte netto gevinstre på derivater bidro med 12,0 milliarder kroner til inntektsøkningen sammenlignet med året før. Gjennomsnittsprisene for væsker målt i norske kroner økte med 28 % fra 2010 til 2011, og bidro med 43,2 milliarder kroner til inntektsøkningen, mens gjennomsnittsprisen for gass målt i norske kroner økte med 21 %, og bidro med 18,3 milliarder kroner. Økningen ble delvis motvirket av en nedgang på 6 % i løfting av væsker og en nedgang på 4 % i samlet løfting av gass, med en samlet effekt på henholdsvis 9,9 milliarder kroner og 4,1 milliarder kroner.

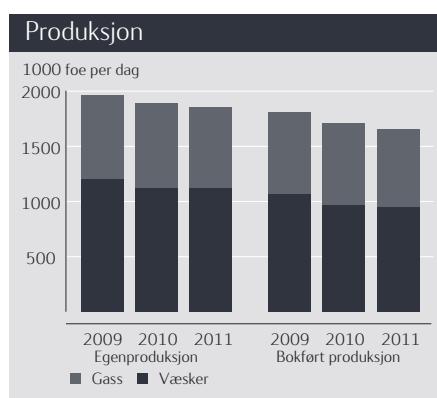
Samlet løfting av væskevolumer var 910 tusen fat oljeekvivalenter per dag i 2011, en nedgang på 6 % sammenlignet med 2010, da samlet løfting av væskevolumer var 969 tusen fat oljeekvivalenter per dag. Samlede løftede gassvolumer gikk ned med 4 % fra 738 tusen fat oljeekvivalenter per dag i 2010 til 706 tusen fat oljeekvivalenter per dag i 2011.

Resultatandel fra datterselskaper og tilknyttede selskaper var på 1,3 milliarder kroner i 2011, sammenlignet med 1,2 milliarder kroner i 2010. Med virkning fra 2011 endret Statoil prinsipp for regnskapsføring av felleskontrollert virksomhet, fra bruk av egenkapitalmetoden til bruttometoden (proporsjonal konsolidering). Bruttometoden er implementert med tilbakevirkende kraft i regnskapet og historiske tall er omarbeidet.

Andre inntekter var 23,3 milliarder kroner i 2011, sammenlignet med 1,8 milliarder kroner i 2010. Den betydelige økningen i andre inntekter fra 2010 til 2011 skyldtes i hovedsak gevinster ved salg av eiendeler i Peregrino-feltet, oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh og Gassled i 2011.

Varekostnader inkluderer innkjøpskostnader for væsker som kjøpes fra staten i henhold til avsetningsinstruksen. Varekostnader utgjorde 319,6 milliarder kroner i 2011, sammenlignet med 257,4 milliarder kroner i 2010. Økningen på 24 % fra 2010 til 2011 skyldtes hovedsakelig høyere væskepriser målt i norske kroner.

Driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader omfatter kostnader knyttet til drift av installasjoner og transportsystemer ved produksjon av selskapets andel av olje og gass, kostnader knyttet til salg og markedsføring av våre produkter, blant annet forretningsutviklingskostnader, lønnskostnader og sosiale utgifter. I 2011 utgjorde driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader 73,6 milliarder kroner, en økning på 4,8 milliarder kroner fra 2010, da driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader var på 68,8 milliarder kroner. Økningen på 7 % avspeiler hovedsakelig høyere aktivitetsnivå i 2011 knyttet til oppstart og produksjonsøkning på ulike felt, økte transport- og prosesseringskostnader, og økte eierandeler. Også endringer i fjerningsestimater, høyere tariffer, høyere produksjonskostnader og økte kostnader knyttet til forretningsutvikling, bidro til kostnadsøkningen.



Samlet egenproduksjon av væsker og gass gikk ned fra 1,888 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2010 til 1,850 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2011. Nedgangen i samlet egenproduksjon på 2 % i 2011 sammenlignet med 2010 skyldtes hovedsakelig redusert vanninjeksjon på Gullfaks, inspeksjoner og reparasjoner av stigerør, revisjonsstanser og utsatte gassalg. I tillegg bidro naturlig avtagende produksjon på modne felt og utsatt produksjon i Libya til nedgangen i produksjonen. Denne nedgangen ble delvis motvirket av produksjonsoppstart på nye felt, produksjonsøkning på eksisterende felt, samt økte eierandeler.

Samlet bokført produksjon av væsker og gass gikk ned fra 1,705 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2010 til 1,650 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2011. Nedgangen i samlet bokført produksjon på 6 % fra 2010 til 2011, var påvirket av redusert egenproduksjon og økte effekter av produksjonsdelingsavtalene (PSA).

Produksjonskostnaden per fat oljeekvivalent basert på egenproduserte volumer for de siste 12 månedene fram til 31. desember 2011 og 2010 var på henholdsvis 43,1 kroner og 38,6 kroner. Justert for omstillingeskostnader, reversering av omstillingeskostnader og andre kostnader forbundet med fusjonen med Hydro som ble regnskapsført i fjerde kvartal 2007, samt gassinjeksjonskostnader, var produksjonskostnaden per fat oljeekvivalent for egenproduksjonen for de siste 12 månedene fram til 31. desember 2011 og 2010, på henholdsvis 42,4 kroner og 37,9 kroner.

Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger inkluderer avskrivning av produksjonsinstallasjoner og transportsystemer, avskrivning av felt i produksjon, avskrivning av immaterielle eiendeler og avskrivning av balanseførte leteutgifter. Det inkluderer også nedskrivninger knyttet til verdifall på varige driftsmidler, samt reversering av nedskrivninger. Disse kostnadene utgjorde 51,4 milliarder kroner i 2011, sammenlignet med 50,7 milliarder kroner i 2010. Tallene inkluderte også nedskrivninger på 2,0 milliarder kroner i 2011 og 4,8 milliarder kroner i 2010. Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger økte med 1 % i 2011 sammenlignet med 2010 hovedsakelig på grunn av høyere avskrivninger fra nye felt og eiendeler som kom i drift i 2011. Virkningen på avskrivningene som følge av revisjon av kostnadsestimatene for nedstengning og fjerning bidro også til økningen. Økningen ble delvis motvirket av effekten av lavere produksjon, økte reserveanslag og lavere netto nedskrivninger.

	2011	2010 (omarbeidet)	endring
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger (i milliarder kroner)			
Ordinære avskrivninger	49,2	45,7	8 %
Amortisering av immatrielle eiendeler	0,1	0,2	-43 %
Nedskrivninger	5,3	4,7	13 %
Reversering av nedskrivninger	-3,3	0,1	<-100 %
Nedskrivning av immatrielle eiendeler	0,0	0,0	0 %
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	51,4	50,7	1 %

Leteutgifter blir balanseført i den utstrekning leteaktivitetene vurderes å føre til kommersielle funn, eller i påvente av slik vurdering. Hvis ikke, blir de kostnadsført.

Letekostnadene består av kostnadsført andel av leteutgiftene og av nedskrivning av leteutgifter som er balanseført i tidligere år. I 2011 var letekostnadene 13,8 milliarder kroner, som er en nedgang på 12 % siden 2010, da letekostnadene var 15,8 milliarder kroner. Nedgangen i letekostnadene skyldtes hovedsakelig at vellykket boring ført til at en høyere andel av leteutgiftene kunne balanseres, og at en lavere andel av leteutgifter balanseført i tidligere år ble kostnadsført i 2011 sammenlignet med 2010.

Letekostnader (i milliarder kroner)	2011	31. desember 2010 (omarbeidet)	endring
Leteutgifter (aktivitet)	18,8	16,8	12 %
Utgiftsført, tidligere balanseførte leteutgifter	1,8	2,6	-30 %
Balanseført andel av årets leteutgifter	-6,4	-3,9	64 %
Nedskrivninger	1,6	1,9	-19 %
Reversering av nedskrivninger	-1,9	-1,6	14 %
Letekostnader	13,8	15,8	-12 %

I 2011 ble det fullført totalt 41 lete- og avgrensningsbrønner, 25 på norsk sokkel og 16 internasjonalt. Det ble bekreftet funn i 22 brønner i perioden, 17 på norsk sokkel og fem internasjonalt. I 2010 ble det fullført til sammen 35 lete- og avgrensningsbrønner, 17 på norsk sokkel og 18 internasjonalt. Det ble bekreftet funn i 19 brønner i perioden, 12 på norsk sokkel og syy internasjonalt. I tillegg ble det fullført fire leteforlengelser på norsk sokkel i 2010, hvorav tre var bekreftede funn.

Driftsresultatet var på 211,8 milliarder kroner i 2011, sammenlignet med 137,3 milliarder kroner i 2010. Økningen på 54 % fra 2010 til 2011 skyldtes hovedsakelig høyere priser for både væske og gass, lavere netto nedskrivninger, urealiserte gevinstre på derivater og gevinst ved salg av eiendeler, hovedsakelig knyttet til nedsalg av eierandeler i Peregrino-feltet, oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh og Gassled i 2011. Lavere salgsvolumer både for væske og gass og økte driftsutgifter, motvirket delvis økningen i driftsresultatet.

I 2011 ble driftsresultatet negativt påvirket av endringer i netto nedskrivning (0,9 milliarder kroner), underløft og andre justeringer, mens gevinst på salg av eiendeler (22,6 milliarder kroner), høyere virkelig verdi på derivater (12,0 milliarder kroner), lagereffekter og reversering av en tidligere avsetning for en tapskontrakt knyttet til Cove Point-terminalen i USA (0,7 milliarder kroner), hadde en positiv effekt på driftsresultatet.

I 2010 ble driftsresultatet negativt påvirket av nedskrivninger for verdifall etter fradrag for tilbakeføring (4,8 milliarder kroner), lavere virkelig verdi på derivater (2,9 milliarder kroner) og avsetning til en tapskontrakt som gjelder Cove Point-terminalen i USA (0,8 milliarder kroner), mens overløft og gevinst på salg av eiendeler (1,3 milliarder kroner) hadde en positiv effekt på driftsresultatet.

Netto finansposter beløp seg til en gevinst på 2,1 milliarder kroner i 2011, sammenlignet med et tap på 0,4 milliarder kroner i 2010. Den positive endringen på 2,5 milliarder kroner skyldtes hovedsakelig en endring i virkelig verdi på rentederivater på 4,3 milliarder kroner. Endringen skyldtes reduserte amerikanske dollarrenter på i gjennomsnitt 1,3 % i 2011, sammenlignet med en reduksjon i amerikanske dollarrenter på i gjennomsnitt 0,5 % i 2010. Den positive endringen ble delvis motvirket av økte tap på finansinvesteringer på 2,0 milliarder kroner.

Skattekostnaden var 135,4 milliarder kroner i 2011, som tilsvarer en effektiv skattesats på 63,3 %, sammenlignet med 99,2 milliarder kroner i 2010, som tilsvarer en effektiv skattesats på 72,5 %. Nedgangen i den effektive skattesatsen fra 2010 til 2011 skyldtes hovedsakelig kapitalgevinster på salg av eiendeler i 2011 med skattesatser som var lavere enn gjennomsnittet og inntektsføring av utsatt skattefordel i 2011. Som ledd i allokeringen av kjøpsprisen ved oppkjøpet av Brigham Exploration Company, ble det bokført en utsatt skattekjeld på 8,7 milliarder kroner. Som følge av at denne utsatte skattekjelden ble bokført, kunne utsatte skattefordeler i andre deler av virksomheten i USA som tidligere ikke kunne reflekteres i regnskapet, bokføres i denne perioden.

I 2011 utgjorde **minoritetsinteressenes** andel av årets resultat 0,3 milliarder kroner, sammenlignet med 0,4 milliarder kroner i 2010. Minoritetsinteressene i 2011 er hovedsakelig knyttet til Statoil Fuel & Retail ASA, som ble etablert i oktober 2010, og hvor Statoil eier 54 % av aksjene, samt til eierandelen i råoljeraffineriet på Mongstad, hvor Statoil eier 79 %.

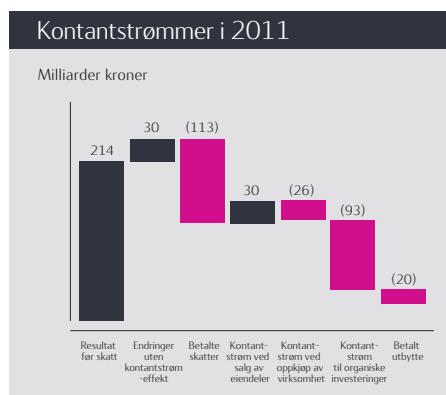
Resultatet i 2011 var på 78,4 milliarder kroner, sammenlignet med 37,6 milliarder kroner i 2010. Økningen på 108 % fra 2010 til 2011 skyldtes i hovedsak et høyere driftsresultat som var positivt påvirket av høyere priser på væske og gass. Gevinst ved salg av eiendeler, høyere urealiserte gevinstre på derivater, netto gevinst på finansposter og lavere effektiv skattesats bidro også positivt til økningen i resultatet. Lavere salgsvolumer av væske og gass og høyere driftskostnader motvirket delvis økningen sammenlignet med 2010.

Etter fradrag for **foreslått utbytte** for 2011, vil det gjenværende årsresultatet i morselskapet bli allokkert til fond for vurderingsforskjeller og annen egenkapital med henholdsvis 17,3 milliarder kroner og 30,3 milliarder kroner. Selskapets frie egenkapital utgjør etter disponering 132,5 milliarder kroner.

Styret bekrefter i samsvar med regnskapslovens § 3-3 at årsregnskapet er utarbeidet på grunnlag av forutsetningen om **fortsatt drift**.

Kontantstrømmer

Statoil hadde en solid kontantstrøm i 2011, hovedsakelig som følge av økt kontantstrøm fra driften og porteføljeoptimalisering.



For **kontantstrøm tilført fra driften** er de viktigste faktorene som påvirker endringer mellom periodene vårt lønnsomhetsnivå og skatteinntekter. I 2011 var resultat før skatt 213,8 milliarder kroner, en økning på 77 milliarder kroner sammenlignet med 136,8 milliarder kroner i 2010, hovedsakelig som følge av høyere væske- og gasspriser i 2011 enn i 2010. Skatteinntekterne utgjorde 112,6 milliarder kroner i 2011, en økning på 20,3 milliarder kroner fra 2010.

Kontantstrøm benyttet til investeringer påvirkes av organiske investeringer, oppkjøp av virksomhet og inntekter fra salg av eiendeler. Kontantstrøm til organiske investeringer var 92,8 milliarder kroner i 2011, sammenlignet med 78,4 milliarder kroner i 2010, hovedsakelig som følge av økt investeringsnivå. I 2011 kjøpte Statoil aksjene i Brigham Exploration Company, noe som førte til en økning gjennom oppkjøp av virksomhet på 25,7 milliarder kroner. Økningen i investeringer ble delvis motvirket av gevinstene ved salg på 29,8 milliarder kroner, hovedsakelig knyttet til inntekter fra salg av eierandeler i oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh i Canada og oljefeltet Peregrino i Brasil.

Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter

Hovedfaktorene som påvirker kontantstrøm benyttet i finansieringsaktiviteter er endringer i langsiktige og kortsiktige lån og betaling av utbytte. Nye langsiktige obligasjoner i 2011 var på 10,1 milliarder kroner, sammenlignet med 15,6 milliarder kroner i 2010. Langsiktige obligasjoner til 7,4 milliarder ble tilbakebetalt i 2011, sammenlignet med 3,2 milliarder kroner i 2010. Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter i 2011 omfatter utbytte på 19,9 milliarder kroner utbetalt av Statoil ASA til aksjeeiere knyttet til årsregnskapet for 2010, mens utbyttet betalt av Statoil ASA til aksjeeiene i 2010 knyttet til årsregnskapet for 2009 var på 19,1 milliarder kroner.

Likviditet og kapitalforhold

Statoil har opprettholdt en solid finansiell posisjon gjennom året og netto gjeldsgrad var 19,9 % ved utgangen av 2011.

Likviditet

Vår årlege kontantstrøm fra driften er svært avhengig av prisene på olje og gass og vårt produksjonsnivå. Økonomisk ustabilitet, som Euro-krisen, kan påvirke virksomheten og kontantstrømmen. Imidlertid er vår kontantstrøm fra driften bare i liten grad påvirket av sesongmessige variasjoner og revisjonsstanser. Svinginger i prisen på olje og gass, som er utenfor vår kontroll, vil forårsake endringer i kontantstrømmen. Vi vil anvende tilgjengelig likviditet for å finansiere skatteinnbetalerne til den norske stat, (med frist 1. februar, 1. april, 1. juni, 1. august, 1. oktober og 1. desember hvert år), eventuelle utbyttebetalerne og investeringene. Vårt investeringsprogram er spredt over året. Det kan være en forskjell mellom midler fra drift og midler som kreves for å finansiere investeringene, og denne forskjellen vil finansieres med kortsiktige og langsiktige lån. Vi har til hensikt å holde gjeldsgraden på et nivå som er i samsvar med vårt mål om å opprettholde vår langsiktige kreditklassifisering innenfor kategori A eller høyere. I denne sammenheng utfører Statoil ulike risikovurderinger, der noen tilsvarer de finansielle matrisene benyttet av S&P og Moody's, som kontantstrøm fra driften ift. netto gjeld og nettogjeld ift. anvendt kapital.

Porteføljen av verdipapirinvesteringer, hovedsakelig knyttet til aksjer og obligasjoner, forvaltes av vårt eget forsikringsselskap Statoil Forsikring AS, mens kortsiktige markedsrapporter og pengemarkedsinvesteringer forvaltes av Statoil ASA.

Per 31. desember beløp konsernets betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer seg til 60,5 milliarder kroner, fordelt på 40,6 milliarder kroner i betalingsmidler og 19,9 milliarder kroner i kortsiktige investeringer (kapitalmarkedsinvesteringer i Norge og utlandet). Betalingsmidler omfatter tilsvarende 4,3 milliarder kroner i amerikanske dollar, innestående på Statoil Nigeria Ltd sin bankkonto i Nigeria. Det er visse restriksjoner på bruk av kontanter fra Statoils nigerianske virksomhet etter pålegg fra nigeriansk rett knyttet til pågående rettssak. Både pålegget og det omstridte kravet er anket. Av total andel kontanter som var underlagt restriksjoner per 31. desember 2011, er 3,9 milliarder kroner fra og med mars 2012 ikke lenger del av restriksjonspålegget. Omkring 42 % av våre likvide midler var i norske kroner, 25 % i USD, 10 % i CHF, 9 % i EUR og 14 % i andre valutaer (GBP, DKK), før effekten av valutabytteavtaler og terminkontrakter.

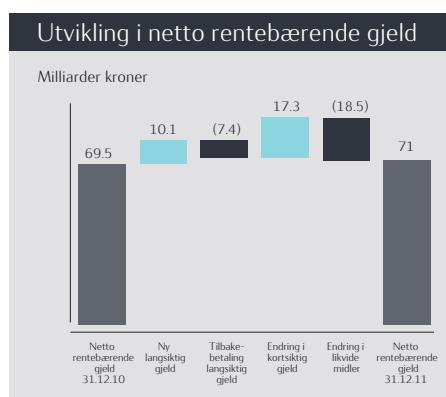
Per 31. desember 2010, beløp konsernets betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer seg til 42,0 milliarder kroner, fordelt på 30,5 milliarder kroner i betalingsmidler og 11,5 milliarder kroner i kortsiktige investeringer (kapitalmarkedsinvesteringer i Norge og utlandet). Betalingsmidler omfattet 2,6 milliarder kroner i amerikanske dollar, innestående på Statoil Nigeria Ltd sin bankkonto i Nigeria. Omkring 44 % av våre likvide midler var i EUR, 21 % i USD, 16 % i NOK og 19 % i andre valutaer (GBP, DKK, CAD, BRL), før effekten av valutabytteavtaler og terminkontrakter.

Varigheten til kredittfasiliteten i ulike valutaer på 3 milliarder dollar som Statoil ASA, garantert av Statoil Petroleum AS, har tilgjengelig fra en gruppe på 20 internasjonale banker, ble utvidet med ett år til desember 2016. Gjennom ytterligere en opsjon på forlengelse kan fasiliteten forlenges til desember 2017. Opp til en tredjedel av fasiliteten kan brukes i form av "swing line"-opsjoner, som kan trekkes på ved varsel samme dag og med maksimal løpetid på ti dager.

For å sikre finansiell fleksibilitet utstedte Statoil ASA nye obligasjoner i 2011 på USD 0,65 milliarder med forfall i november 2016, USD 0,75 milliarder med forfall i januar 2022, og USD 0,35 milliarder med forfall i november 2041 (tilsvarende et samlet beløp på 10,1 milliarder kroner). I 2010 utstedte Statoil ASA nye obligasjoner på USD 1,25 milliarder med forfall i august 2017 og USD 0,75 milliarder med forfall i august 2040 (tilsvarende et samlet beløp på 11,5 milliarder kroner). Alle obligasjoner er garantert av Statoil Petroleum AS.

Statoils generelle politikk er å opprettholde likviditetsreserver i form av betalingsmidler samt ubenyttede kredittfasiliteter og annen bevilget kreditt for å sikre at vi har tilstrekkelige finansielle ressurser til å møte kortsiktige kapitalbehov. Statoil innhenter langsiktig kapital når konsernet, ut fra forretningsvirksomheten og kontantstrømmer, anser at det har behov for slik finansiering. Det forutsettes at markedsforholdene vurderes som gunstige.

I 2012 tar Statoil sikt på å fortsette arbeidet med å sikre den nødvendige finansielle fleksibiliteten. Avhengig av blant annet utviklingen i prisen på olje og gass, vil konsernet kunne utstede obligasjoner dersom markedsforholdene anses som fordelaktige.



Netto rentebærende gjeld før justeringer utgjorde 71,0 milliarder kroner per 31. desember 2011, sammenlignet med 69,5 milliarder kroner per 31. desember 2010. Økningen på 1,5 milliarder kroner skyldtes hovedsakelig en økning i brutto rentebærende gjeld på 20,0 milliarder kroner, som ble motvirket av en økning i betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer på 18,5 milliarder kroner.

Netto gjeldsgrad, før justeringer, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til anvendt kapital, var 19,9 % i 2011, sammenlignet med 23,5 % i 2010. Forholdet mellom netto gjeld og anvendt kapital etter justeringer var 21,1 % per 31. desember 2011, sammenlignet med 25,5 % per 31. desember 2010. Nedgangen på 4,4 % skyldtes hovedsakelig en nedgang i netto rentebærende gjeld på 1,4 milliarder kroner, kombinert med en økning i anvendt kapital på 57,4 milliarder kroner.

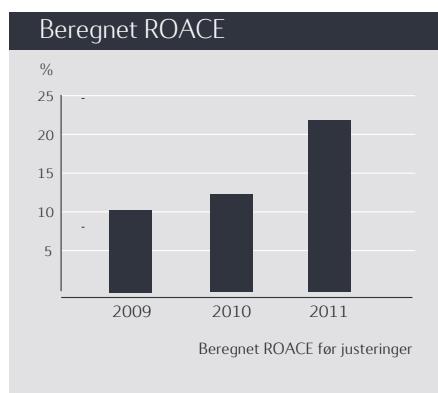
Konsernets lånebehov dekkes hovedsakelig ved utstedelse av kortsiktige og langsiktige verdipapirer, herunder bruk av et US Commercial Paper Program og et Euro Medium Term Note (EMTN) Programme (grensene for programmene er henholdsvis USD 4 milliarder og USD 8 milliarder), så vel

som utstedelser under et US Shelf Registration Statement, og gjennom utnyttelse av etablerte kredittfasiliteter og annen bevilget kreditt. Etter effekten av valutabytteavtaler er 100 % av våre lån i USD.

Vår **finansieringsstrategi** omfatter finansieringskilder, forfallsprofil for langsiktig gjeld, styring av renterisiko, valutarisiko og forvaltning av likvide midler. Konsernets langsiktige gjeld er pålydende i forskjellige valutaer og byttet til amerikanske dollar, siden størstedelen av vår netto kontantstrøm er i amerikanske dollar. I tillegg benytter vi rentederivater, som hovedsakelig består av rentebytteavtaler, for å styre renterisikoen knyttet til vår langsiktige gjeldsportefølje. Selskapets sentrale finansfunksjon styrer finansierings-, og likviditetsaktiviteter på konsernnivå.

Avkastning på sysselsatt kapital

Statoil oppnådde konkurransedyktig avkastning på sysselsatt kapital i 2011.



Statoil benytter ROACE (return on average capital employed) for å måle avkastningen på sysselsatt kapital, uavhengig av hvordan finansieringen fordeler seg mellom egenkapital og gjeld. ROACE er definert som et non-GAAP finansielt måltall.

ROACE var 22,1 % i 2011, sammenlignet med 12,6 % i 2010 og 10,6 % i 2009. Økningen fra året før skyldtes en fordobling av netto finansinntekter, justert for finansposter etter skatt, som ble noe motvirket av en 15 % økning i sysselsatt kapital.

Risiko

Resultatene våre avhenger av en rekke faktorer, hovedsakelig de som påvirker prisene vi oppnår i norske kroner for våre produkter.

Faktorene som påvirker resultatene våre er: prisnivået på råolje og naturgass, utviklingen i valutakursen mellom amerikanske dollar, som prisen på råolje generelt oppgis i og som prisene på naturgass ofte knyttes til, og norske kroner, som brukes i våre regnskaper og som en betydelig andel av våre kostnader påløper i, våre produksjonsvolumer av olje og naturgass, som igjen avhenger av egenproduserte volumer i henhold til produksjonsdelingsavtaler og tilgjengelige petroleumsreserver, og vår egen og våre partneres kompetanse og samarbeid når det gjelder utvinning av olje og naturgass fra disse reservene, samt endringer i vår portefølje som følge av kjøp eller salg av eiendeler.

Resultatene vil også påvirkes av utviklingen i den internasjonale oljeindustrien, deriblant mulige tiltak fra myndighetene i de land hvor vi har virksomhet. Eventuelle tiltak eller videreførte tiltak fra medlemmene i Organisasjonen av oljeeksporterende land (Opec) vil også påvirke prisnivå og volum, raffineringsmarginer, kostnader på tjenester relatert til oljeproduksjon, forsyning og utstyr, konkurranse om letemuligheter og operatørskap, og liberalisering av markedet for naturgass, og kan også føre til betydelige endringer i dagens markedsstruktur og det generelle prisnivået, i tillegg til at det kan påvirke stabiliteten i prisene.

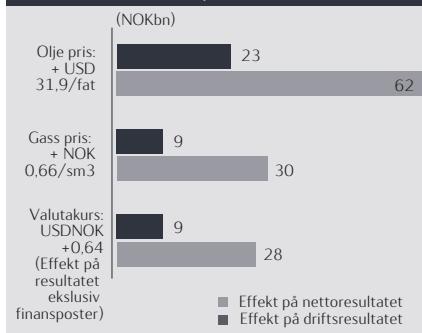
Tabellen nedenfor viser årlige gjennomsnittspriser på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringsmarginene og valutakursen NOK/USD for 2011, 2010 og 2009.

Årlig gjennomsnitt	2011	2010	2009
Råolje (USD/fat brent blend)	111,3	76,5	58,0
Naturgass (NOK per Sm3) *	2,0	1,7	1,9
Referansemargin (USD/ fat) **	2,3	3,9	3,0
Valutakurs daglig gjennomsnitt	5,6	6,1	6,3

* Fra norsk sokkel

** Raffineringsmargin

Estimert effekt på resultatene 2012



Illustrasjonen viser hvordan endringer i råoljeprisen, gasskontraktsprisen og valutakurseren USD/NOK kan påvirke våre regnskapsmessige resultater for 2012 dersom de vedvarer et helt år.

Forventet sensitivitet for hver av faktorene i forhold til våre økonomiske resultater er beregnet under forutsetning av at alle andre faktorer forblir uendret. Forventet effekt på våre økonomiske resultater vil avvike fra de som faktisk ville framkommet i vårt regnskap, fordi regnskapet også ville gjenspeilet effektene av avskrivninger, handelsmarginer, letekostnader, inflasjon, mulige endringer i skattesystemet og virkningen av eventuelle sikringsaktiviteter.

Våre aktiviteter innenfor strategisk risikostyring av olje- og gasspriser skal bidra til å sikre vår langsigte strategiske utvikling og måloppnåelse ved å opprettholde kontantinnbetalinger og økonomisk handlefrihet.

og skatteinntekter og skattebetalinger for en stor del påløper i norske kroner. Vi styrer denne eksponeringen ved å ta opp langsiktig gjeld i amerikanske dollar og ved å foreta valutasikring. Dette er en del av vårt totale risikostyringsprogram. Vi styrer også valutarisiko for å dekke behov for annen valuta enn amerikanske dollar. Vår renterisiko styres ved hjelp av rentederivater (hovedsakelig rentebytteavtaler), basert på fastsatte mål for rentebindingstiden på vår samlede låneportefølje. Det kan generelt forventes at en økning i verdien på amerikanske dollar i forhold til norske kroner vil øke vår bokførte inntjening.

Helse, miljø og sikkerhet

Statoils ambisjon er å drive virksomhet med null skader på mennesker og miljø og i overensstemmelse med prinsippene for bærekraftig utvikling. Sikker og effektiv drift har vår høyeste prioritet.

Statoil har forpliktet seg til å sørge for sikker drift som beskytter mennesker, miljø, lokalsamfunn og viktige eiendeler, i tillegg til å bruke naturressursene effektivt og levere energi som støtter en bærekraftig utvikling.

Styret understreker betydningen av å forstå de mekanismene som førasaker risiko, slik at vi kan unngå alvorlige ulykker. Vi arbeider systematisk for å redusere risikofaktorer som er kritiske for trygg og sikker drift. Kontinuerlig forbedring for å oppnå bedre sikkerhetsresultater har høy oppmerksamhet i hele vår virksomhet. I 2010 opprettet styret et utvalg for helse, miljø, sikkerhet og etikk med det formål å styrke styrets fokus på HMS og etikk.

For å nå målet om bedre sikkerhetsresultater innenfor alle våre virksomhetsområder, gjennomfører vi en rekke kurs innenfor etterlevelse, lederskap og risikostyring. Vårt etterlevelsprogram retter søkelyset mot integrering av våre verdier i all vår virksomhet, og på overholdelse av interne og eksterne retningslinjer. Vi har kommet et langt stykke på vei innenfor disse satsingsområdene, men vi vil arbeide hardt for ytterligere å forbedre dem i årene framover.

Vi har identifisert fire prioriterte områder for å gjennomføre slike forbedringer. Disse områdene har blitt videreført fra 2009 og inn i 2012, og vi anser dem som grunnleggende for vår evne til å levere i henhold til det vi har forpliktet oss til, og for å nå vår ambisjon om å være industriledende innen HMS:

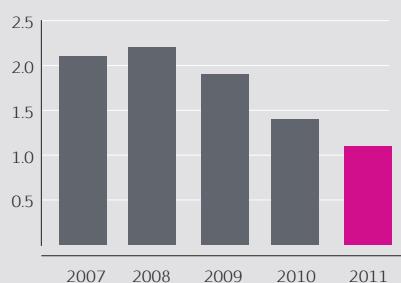
- Forpliktende lederskap og etterlevelse
- Forstå og styre vår risiko
- Forenkling og harmonisering av våre prosedyrer og arbeidsprosesser
- Økt fokus på teknisk integritet og barrierer

Bransjen generelt, inkludert Statoil, er bestemt på å lære av hendelser og ulykker for å forhindre lignende hendelser i framtiden. Bruken av risikostyring og etterlevelsestiltak er viktig, og kompenserende tiltak blir innført jevnlig for å redusere farene for ulykker.

Vår ambisjon er å være industriledende innen HMS. Effektivt lederskap innebærer å oppnå resultater og sette gode eksempler. Våre mål er å:

- produsere de beste HMS-resultatene i vår bransje
- kontinuerlig forbedre våre HMS-resultater og være en pådriver for å øke HMS-standardene i bransjen
- innføre teknologi som balanserer skreddersydde løsninger med en jevnlig innføring av teknologiske endringer
- proaktivt utvikle og bruke riktig teknologi og riktige prosesser for å oppnå førsteklasses drift og bærekraftig adferd
- beholde anerkjennelsen i bransjen og blant interessenter for gode HMS-resultater
- være et positivt eksempel for andre og en attraktiv arbeidsgiver og samarbeidspartner

Alvorlig hendelsesfrekvens



Statoils sikkerhetsresultater har vist en forbedring de siste årene. Den generelle frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) gikk ned fra 1,4 i 2010 til 1,1 i 2011. Dersom rapporteringssegmentet Fuel & Retail (SFR) holdes utenfor, var SIF på 0,9 i 2011, sammenlignet med 1,3 i 2010.

Det var én dødsulykke i 2011. En ansatt i et leverandørselskap som utførte vedlikeholdsarbeid på en bensinstasjon i Riga (Latvia) ble drept i en trafikkulykke. I tillegg ble en ansatt i et leverandørselskap meldt savnet fra Visund-plattformen i Nordsjøen den 6. oktober. Omfattende søk både på plattformen, i sjøen og på havbunnen rundt plattformen var dessverre resultatløse.

Statoil bestreber seg på å legge til rette for et arbeidsmiljø som fremmer trivsel og helse. Vi legger vekt på de psykososiale aspektene ved arbeidsmiljøet og arbeider for å fremme helsen og trivselen hos alle våre ansatte. Vi arbeider systematisk for å utforme og forbedre arbeidsmiljøet for å forebygge arbeidsulykker, arbeidsrelaterte sykdommer og sykefravær. Vi har valgt ut fem strategiske områder for risikovurdering: kjemisk helsefare, arbeidsbelastning, støy, ergonomi og helsefremmende tiltak.

Dette arbeidet omfatter de fysiske, kjemiske og organisatoriske arbeidsmiljøforholdene, og et system for oppfølging av grupper og enkeltpersoner som er utsatt for risiko i sitt arbeidsmiljø. Det legges særlig vekt på kjemisk helsefare.

Sykefraværet i Statoil gikk opp fra 3,6 prosent i 2010 til 3,8 prosent i 2011, og økningen er størst i den norske virksomheten. Sykefraværet følges nøye av ledere på alle nivåer.

I november 2011 godtok Statoil en bot på 1,05 millioner kroner for å ha overtrådt vilkårene i selskapets vanntillatelse fra miljømyndighetene i Alberta, Canada for bruk av overflatevann til å fryse veier for transport av utstyr. Statoil bruker ikke overflatevann i oljesandproduksjonen. Straffen bestod av en bot på 5.000 canadiske dollar og et pålegg i størrelsesorden 185.000 canadiske dollar som skal brukes til å finansiere et e-læringsprogram for å kommunisere beste praksis for vannuttak til olje- og gassindustrien i Alberta. Statoil hadde underestimert vannuttaket fra en godkjent vannkilde ved å hente vann fra to vannhull som ikke var omfattet av tillatelsen, ved å bruke inntaksfilter med større åpning enn godkjent og ved ikke å måle vannuttak i henhold til kravene i tillatelsen. Statoils bruk av vann eller overtredelse av vilkårene i tillatelsen medførte ingen forurensing av miljøet.

I 2011 godtok Statoil en bot på 3,0 millioner kroner for ikke å ha sørget for at et leverandørselskap som arbeidet for Statoil på Troll A-plattformen hadde opprettet nødvendige HMS-systemer og -prosedyrer. Statoil verken identifiserte eller håndterte avviket mellom Statoils egne og leverandørselskapets HMS-systemer. Operasjonene som ble utført av leverandørselskapet var ikke i samsvar med Statoils HMS-systemer, og en person ble skadet under arbeid på plattformen.

Personal og organisasjon

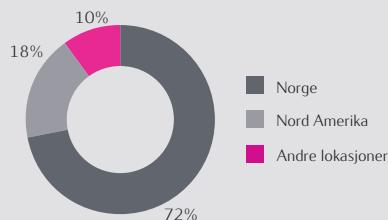
Statoil vil skape verdier for eierne basert på et klart prestasjonsbasert rammeverk som defineres av konsernets verdier og prinsipper.

Vår ambisjon er å være et globalt konkurransedyktig selskap. Å skape et stimulerende arbeidsmiljø og å gi våre medarbeidere gode muligheter til faglig og personlig utvikling, har høy priorititet.

Konsernet søker å oppnå dette gjennom en sterk verdibasert prestasjonskultur, tydelige lederprinsipper og et effektivt styrings- og kontrollsysteem. I Statoil er måten vi skaper resultater på like viktig som resultatene i seg selv. Prinsippene for eierstyring og selskapsledelse, verdiene, ledelsesmodellen, driftsmodellen og konsernets retningslinjer er beskrevet i Statoil-boken, som er gjort tilgjengelig for alle ansatte i Statoil ASA.

Konsernet har globale retningslinjer for ansatte som skal sikre en konsernstandard som også tar hensyn til nasjonale lover og spesielle krav som stilles til segmentet SFR. Gjennom vår globale utviklings- og innpllasseringsprosess søker vi å oppnå et godt samsvar mellom faglige interesser og mål, samtidig som vi tilbyr utfordrende og meningsfylte jobbmuligheter. Statoil har som mål å gi økonomisk og annen belønning som tiltrekker og motiverer de rette personene, og fokuserer på å tilby like muligheter for alle talenter. Vi arbeider for mangfold blant våre ansatte. Betydningen av mangfold er uttrykkelig uttalt i våre verdier og de etiske retningslinjene. Vi forsøker å skape samme muligheter for alle og tolererer ikke noen form for diskriminering eller trakkassering på arbeidsplassen.

Nyansettelse i 2011



Statoil arbeider systematisk med rekruttering og utviklingsprogrammer for å bygge opp en mangfoldig arbeidsstyrke ved å tiltrekke oss, rekrutttere og beholde personer av begge kjønn og av forskjellige nasjonaliteter og aldersgrupper på tvers av alle stillingstyper. I 2011 var 43 % av våre nyansatte kvinner og 65 % var fra andre land enn Norge.

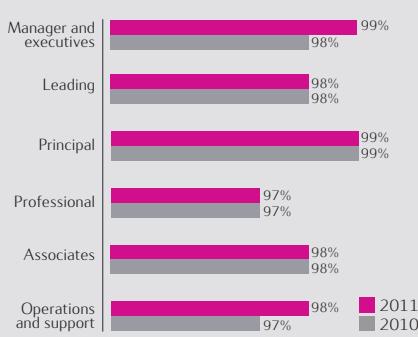
Belønningssystemet i Statoil er ikke-diskriminerende og definerer like rettigheter for alle. Dette betyr at gitt samme stillingsnivå, erfaring og resultater, vil menn og kvinner være på samme lønnsnivå. Men på grunn av forskjeller i de ulike stillingstypene og antall år med yrkesfaring mellom kvinner og menn, kan det være noe lønnsforskjell når man sammenligner det generelle lønnsnivået for kvinner og menn.

Andel kvinnelige ledere



I 2011 utgjorde andelen kvinner 37 % av arbeidsstyrken i selskapet, 40 % av styremedlemmene og 20 % av konsernledelsen. Gjennom lederutviklingsprogrammene våre har vi som mål å øke andelen kvinnelige ledere, og vi bestreber oss på å tilby like muligheter for menn og kvinner til å delta i disse programmene. Den totale andelen av kvinnelige ledere i Statoil var 31 % i 2011, og blant ledere under 45 år var andelen 32 % (tallene inkluderer ikke rapporteringssegmentet SFR).

Kvinneres lønn i prosent av menns lønn



I Statoil følger vi også nøyne med på mannsdominerte fagområder. I 2011 var 26 % av overingeniører kvinner, og blant overingeniører med inntil 20 års erfaring var kvinneandelen 30 %.

Statoil mener at et globalt og bærekraftig selskap må ha medarbeidere med en global tenkemåte. Ved utgangen av 2011 hadde 41 % av lederne i selskapet andre statsborgerskap enn norsk, mens andelen i Statoil ASA var 6 %. Utenfor Norge har vi som mål å øke andelen medarbeidere og ledere som rekrutteres lokalt, og dermed redusere den omfattende bruken av utstasjonerte over lengre tid i vår forretningsvirksomhet.

Andel internasjonale ledere



Når det skal bygges en kultur som kjennetegnes av en global tenkemåte, må det innføres nye rollemodeller med internasjonal erfaring i ledende stillinger. I 2011 gjennomførte Statoil ASA en omorganiseringsprosess og identifiserte talenter inn i nye ledende stillinger. De nye ledergruppene viser større mangfold i sammensetningen av ledere, og oppsummeres i figurene nedenfor.

Antall fast ansatte* og prosentvis andel kvinner fra 2009 til 2011

Geografisk region	Antall ansatte			Andel kvinner		
	2011	2010	2009	2011	2010	2009
Norge	20 021	18 838	18 100	31%	31%	31%
Resten av Europa	10 187	10 335	9 593	50%	49%	50%
Afrika	121	140	165	28%	30%	28%
Asia	146	145	150	59%	58%	55%
Nord-Amerika	1 030	713	584	34%	33%	34%
Sør-Amerika	210	173	147	40%	46%	48%
TOTALT	31 715	30 344	28 739	37%	37%	37%
Utenfor OECD	2 773	2 732	2 703	64%	63%	64%

* Ansatte ved bensinstasjonene er inkludert

Pr. 31. desember 2011 hadde Statoilkonsernet 31.715 fast ansatte. Av disse var 20.021 sysselsatt i Norge, mens 11.694 var ansatt utenfor Norge. Av det totale antall ansatte var 10.385 ansatt i Statoil Fuel & Retail-konsernet.

Miljø og klima

Statoil arbeider aktivt for å redusere virksomhetens negative påvirkning på miljøet.

Gjennom vår egen klimapolitikk har vi forpliktet oss til å bidra til bærekraftig utvikling. Vi erkjenner at det er en akseptert forbindelse mellom bruken av fossilt brensel og menneskeskapte klimaendringer, og vår klimapolitikk tar hensyn til behovet for å bekjempe globale klimaendringer innenfor vår virksomhet på en proaktiv måte, i tillegg til å vurdere innsatsen vår innenfor fornybar energi og ren teknologi.

Statoils klimapolitikk fastsetter prinsipper som møter utfordringen med global oppvarming og ambisjonen om å opprettholde posisjonen som bransjeleder når det gjelder bærekraftig utvikling. Statoils miljøstyringssystem er en integrert del av det overordnede styringssystemet, og er innarbeidet i vår forretningsplan og strategi.

De viktigste konsernomfattende indikatorene som måler Statoils miljøresultater er knyttet til utslipp av olje, CO2 og NOX, energiforbruk og gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall.

Mengden oljeutslipp var 44 kubikkmeter i 2011, det samme som i 2010. Mengden andre uhellsutslipp var 134 kubikkmeter i 2011, sammenlignet med 5.709 kubikkmeter i 2010. Det pågår flere modifikasjonsprosjekter som tar sikte på å oppnå ytterligere reduksjoner. Statoil har etablert konserndekkende prinsipper for oljevernberedskap i tilknytning til selskapets virksomhet, og har også en omfattende forskning-og utviklingsportefølje med sikte på å tilpasse oljevernberedskapen til arktiske områder.

Utslippene av CO2 har økt noe fra 13,4 millioner tonn i 2010 til 13,7 millioner tonn i 2011. Utslippene fra vår internasjonale virksomhet har gått opp i 2011 på grunn av økt virksomhet, hovedsakelig Leismer (Canada) og Peregrino (Brasil). Utslippene fra midt- og nedstrømsaktivitetene har økt, hovedsakelig på grunn av at det er første året med ordinær drift ved kraftvarmeverket på Mongstad. Utslippene fra norsk sokkel har gått ned på grunn av lavere produksjon. CO2-utsipp fra fakling har gått ned fra 1,3 millioner tonn i 2010 til 1,2 millioner tonn i 2011.

Utslippene av NOX var på 41.400 tonn i 2011, en nedgang fra 42.300 i 2010.

Energiforbruket har gått noe opp fra 64,5 TWh i 2010 til 66,5 TWh i 2011. Energiforbruket i vår internasjonale virksomhet har økt i 2011, hovedsakelig på grunn av høyere aktivitet i forbindelse med oppstarten på Leismer og Peregrino. Energiforbruket ved våre landbaserte anlegg har økt, mens energiforbruket på norsk sokkel har gått ned på grunn av lavere produksjon.

Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall har gått ned fra 51,9 prosent i 2010 til 44,8 prosent i 2011. Økningen skyldes hovedsakelig høyere boreaktivitet på land med deponering av boreavfall. Gjenvinningsgraden for farlig avfall har gått ned fra 28,7 prosent i 2010 til 17,2 prosent i 2011. Nedgangen skyldes en økning i boreaktiviteten på land med deponering av boreavfall.

Samfunn

Statoil har holdt fast ved interne retningslinjer og standarder for sosial ansvarlighet, etikk og anti-korrupsjon gjennom hele 2011.

For å opprettholde og videreutvikle vår virksomhet er vi avhengig av å etablere varige og gjensidige forbindelser med viktige interessenter i de samfunnene vi opererer i. Uansett hvor vi driver vår virksomhet fatter vi beslutninger basert på hvordan de påvirker våre interesser og interessene til samfunnet rundt oss. Interessentene er myndigheter, lokalsamfunn, samarbeidspartnere, kontraktører og leverandører, ansatte, kunder og investorer.

Det er Statoils ansvar å skape verdier for våre interessenter. Å leve opp til dette ansvaret er også helt nødvendig for å kunne drive en forsvarlig og lønnsom virksomhet i komplekse omgivelser på lang sikt. I samsvar med konsernets retningslinjer for samfunnsansvar har vi forpliktet oss til å:

- foreta valg basert på hvordan de virker inn på våre interesser og interessene til samfunnet rundt oss,
- sikre åpenhet, antikorrupsjon og respekt for menneskerettigheter og arbeidslivsstandarder, og
- skape lokalt innhold i våre prosjekter ved å utvikle ferdigheter og muligheter i våre vertsland.

I 2011 har vi arbeidet videre for å fokusere på etterlevelsen av retningslinjer og standarder for samfunnsansvar, etikk og antikorrupsjon i all vår forretningsvirksomhet. Vi gjør alt vi kan for å drive vår virksomhet på en måte som er i tråd med menneskerettigheter og arbeidslivsstandarder. Vi framhever hvor viktig det er å sikre grunnleggende rettigheter og standarder for arbeidere, som for eksempel tilfredsstillende lønninger, arbeidstidsbestemmelser, forbud mot barnearbeid og tvangsarbeid, og rett til fagforeningsarbeid og tarifforhandlinger. I tillegg støtter vi aktivt de frivillige prinsippene for sikkerhet og menneskerettigheter (Voluntary Principles on Security and Human Rights, VPSHR) og FNs program for etisk næringssliv (Global Compact).

Våre forpliktelser knyttet til VPSHR-prinsippene er fastsatt i våre retningslinjer om samfunnsansvar, og prinsippene er også integrert i våre sikkerhetsprosedyrer og styringssystem. Disse prosedyrene beskriver hvordan ressurser styres og fordeles, og understreker hvor viktig det er at alt sikkerhetspersonell som arbeider på vegne av Statoil viser en allmenn respekt for menneskerettigheter, opptrer i henhold til lovverket og følger selskapets regler for bruk av makt og våpen - i tråd med FNs prinsipper for makt- og våpenbruk som gjelder offentlige tjenestemenn som håndhever loven og FNs etiske retningslinjer for offentlige tjenestemenn som håndhever loven.

Vi framhever hvor viktig det er å sikre grunnleggende rettigheter og standarder for arbeidere, som for eksempel tilfredsstillende lønninger, arbeidstidsbestemmelser, forbud mot barnearbeid og tvangsarbeid, og rett til fagforeningsarbeid og tarifforhandlinger. Mens fagforeningsarbeid i praksis kan variere fra land til land i samsvar med lokale standarder, arbeider vi for å involvere våre ansatte og deres rette representanter i utviklingen av selskapet.

I 2011 arbeider vi videre med å integrere etikk og antikorrupsjon i vår forretningsvirksomhet. Vi har fortsatt hatt fokus på de etiske retningslinjene i organisasjonen og styrket vår evne til å styre og redusere integritetsrisiko i vår virksomhet. Vi undersøker nye investeringer, samarbeidspartnere, kontraktører og leverandører for risiko knyttet til integritet og menneskerettigheter, og setter strenge krav til due diligence-gjennomgang av integritet (IDD) for å forbedre selskapets prosesser når det gjelder integritetsrisiko knyttet til våre forretningsforbindelser.

Gjennom vår kjernevirksomhet og fordelene den fører med seg vil vi bidra til en bærekraftig utvikling i de landene og lokalsamfunnene hvor vi har virksomhet. Vi ønsker å være kjent for våre høye etiske standarder og vårt fokus på åpenhet, og vi har nulltoleranse når det gjelder brudd på våre etiske retningslinjer i all vår virksomhet.

Virksomheten vår skaper også betydelige skatteinntekter for de landene vi opererer i. I 2011 betalte vi til sammen om lag 191 milliarder kroner til myndighetene, hvorav om lag 63 % ble betalt til norske myndigheter. Direkte og indirekte skatter betalt i Norge utgjorde 119,8 milliarder kroner, mens direkte og indirekte skatter betalt utenfor Norge utgjorde 30,8 milliarder kroner i 2011. Basert på produksjonsdelingsavtaler, avhengig av verdien på petroleum og kravene som er fastsatt i avtalene, bidro vi også i form av produkter (resterende produksjon) til en verdi av rundt 40 milliarder kroner.

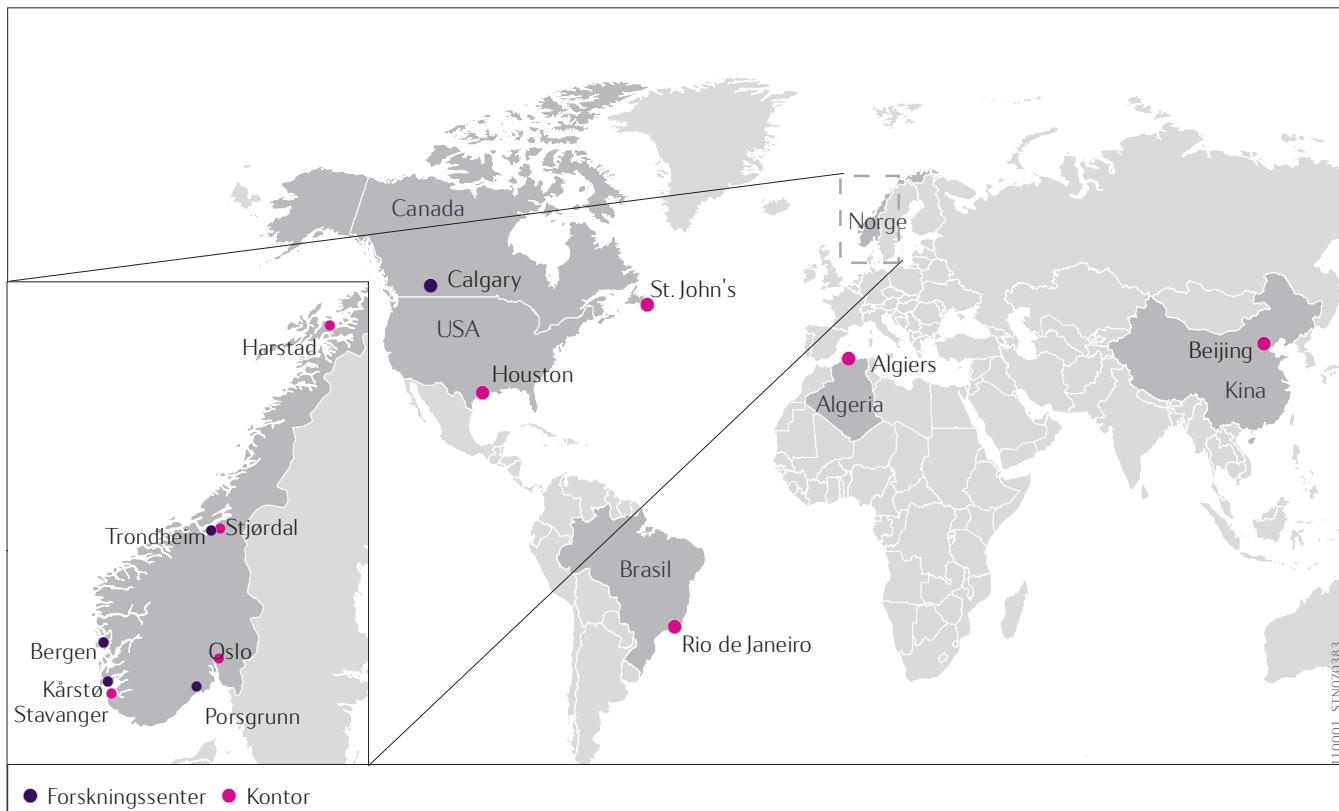
For å nå vårt mål om å øke andelen av lokale anskaffelser investerer vi i lokale selskaper og i kapasitetsoppbygging og kompetanseutvikling for både lokale ansatte og i lokalsamfunnene for å gi dem de kunnskaper, kompetanse, standarder og sertifiseringer som er nødvendige for å kunne konkurrere og arbeide i olje- og gassindustrien.

Forskning og utvikling

Statoil er et teknologiintensivt selskap, og forskning og utvikling er en integrert del av vår strategi. Nyskaping og teknologisk utvikling er viktig for vekst og bærekraft.

Statoil har revidert sin teknologistrategi, som gir den strategiske retningen for hvordan teknologiutvikling og -gjennomføring kan møte utfordringene og bidra til at selskapet når sine ambisjoner for 2020 og videre utover.

En forsknings- og utviklingsorganisasjon i verdensklasse er svært viktig for å støtte Statoils vekstambisjon og løse sammensatte teknologiske utfordringer på norsk sokkel og internasjonalt. Statoils forsknings- og utviklingsportefølje er organisert i sju programmer, som dekker de viktigste byggesteinene i vår stadig større oppstrømsvirksomhet. Vi har et akademisk program der vi samarbeider med universiteter og forskningsinstitusjoner. Samarbeid med eksterne partnere, som for eksempel akademiske institusjoner, forsknings- og utviklingsinstitutter og leverandører, er nødvendig innenfor teknologiutviklingen. Statoil har fire forskningssentre i Norge, et teknologisenter for tungolje i Canada og et forsknings- og utviklingskontor i Beijing (Kina). I tillegg har vi utvidet vår forsknings- og utviklingsvirksomhet med kontorer i Rio de Janeiro (Brasil), Houston (USA) og St. John's (Canada), nær mange av våre internasjonale aktiviteter.



Forretningspotensialet som ligger i teknologi for økt utvinning er betydelig. Statoil satser spesielt på utfordringene ved ressurs- og reserveerstatning. For å oppnå raskere modning av ressurser frem til produksjon, samt opprettholde dagens produksjonsnivåer, kreves det en kombinasjon av nyskapende teknologi og enkle, men smarte løsninger. Statoil fokuserer på ressurs- og reserveerstatning, vil bidra til neste generasjon reservoarutnyttelse, og leter etter nye måter å innføre hurtigutbyggingsprosesser på for å oppnå et bredere utvalg av prosjekter.

De årlige utgiftene til forskning og utvikling har ligget på rundt 2,1 milliarder kroner de siste tre årene.

Utsikter for konsernet

Organiske investeringer for 2012 (eksklusiv oppkjøp og finansielle leieavtaler) ventes å ligge på rundt 17 milliarder USD, inkludert investeringer knyttet til vår nye eiendel som følge av oppkjøpet av Brigham Exploration Company.

Statoil vil fortsette utviklingen av den store porteføljen av leteandeler og forventer å ferdigstille omkring 40 brønner i 2012. Samlet **aktivitetsnivå for letevirksomheten** vil tilsvare nivået i 2011 på rundt 3 milliarder amerikanske dollar, eksklusiv signaturbonuser.

Statoils har som ambisjon at **produksjonsenhetskostnaden** fortsatt skal ligge i øverste quartil blant sammenlignbare selskaper.

Planlagte revisjonsstanser forventes å ha en negativ påvirkning på produksjonen på rundt 20 tusen foe per dag i første kvartal 2012, hvorav alle er planlagt utenfor norsk sokkel. Totalt er det anslått at revisjonsstansene vil ha en innvirkning på egenproduksjonen på rundt 50 tusen foe per dag for året 2012, hvorav det meste knytter seg til bortfall av væskeproduksjon.

Egenproduksjonen i 2012 anslås å øke med en årlig vekstrate (CAGR) på rundt 3 % i forhold til faktisk egenproduksjon i 2010. Utsatt gassproduksjon som følge av verdioptimalisering, kundenes gassuttak, tidspunkt for når ny kapasitet settes i produksjon, samt driftsregularitet utgjør de viktigste risikofaktorene knyttet til produksjonsanslagene.

Statoil forventer at prisene på råolje vil fortsette å være ustabile på kort til mellomlang sikt, men på et relativt høyt nivå. Prisene på oljeprodukter vil normalt følge prisene på råolje. Raffineringsmarginene var lave i 2011 på grunn av overkapasitet og konkurransen om tilgjengelig lastekapasitet. Nedleggelse av raffinerier på slutten av 2011 forventes å føre til mindre overkapasitet og noe bedre marginer på kort sikt. Det ventes at raffineringsindustrien vil fortsatt møte store utfordringer i 2012.

Selv om den globale etterspørseren etter olje har økt fra nivået i 2009, er det fortsatt overkapasitet hos raffineriene. Statoil mener at den globale etterspørseren etter olje vil fortsette å stige moderat i 2012, og i noenlunde samme tempo de neste årene, siden den økonomiske veksten ventes å ligge på et moderat nivå. Endringen, som innebefatter høyere oljeforbruk i nye markeder og lavere oljeforbruk i modne områder, ventes å fortsette. Nye markeder, ledet av Kina, ventes å bruke mer olje til industriproduksjon, bygging og transport. Det antas at Vest-Europa og USA vil oppleve en nedgang i etterspørseren etter olje, hovedsakelig som følge av effektiviseringsgevinster i transportsektoren og mindre inntak fra stasjonære anlegg. Etterspørseren etter diesel i Europa ventes å være solid, men et overskudd av bensin i Europa må selges til andre markeder.

Forsyningen av våtgass (NGL) ventes å øke betydelig, spesielt når forsyningen fra den nye skifergassproduksjonen i USA kommer på markedet. Produksjonen av våtgass i Europa antas å forblive høy siden volumer fra oljefelt erstattes av våtgassvolumer fra andre produksjonskilder. Det antas at mer tilgang på flytende petroleumsgass (LPG) vil trenne en høy etterspørsel fra privatkunder til bruk i husholdningen, og vil også brukes som råstoff i den prisfølsomme petrokjemiske industrien. Nafta brukes både i petrokjemisk industri og i transportsektoren.

Statoil har et positivt syn på gass som energikilde på lang sikt. Produksjonen av gass internett i EU går fortsatt ned, mens etterspørseren på lang sikt ventes å øke, spesielt på grunn av at naturgass har lavere karbonutslipp enn olje og kull. I USA har økt forsyning av skifergass, kombinert med en vinter som har vært mildere enn vanlig, ført til relativt lave gasspriser på kort sikt. Men en forskyning i letevirksomheten vår fra skifergass mot områder som er rike på skifervæsker, sammen med en høyere etterspørsel etter nye kilder som for eksempel mer gass til kraftproduksjon og, i mindre grad, eksportmarkeder via flytende naturgass (LNG), ventes å opprettholde prisene på mellomlang til lang sikt.

Statoils inntekter kan variere betydelig i takt med endringer i råvareprisene og måten gassalgskontraktene er strukturert på. Volumene er imidlertid ganske stabile gjennom året. Små sesongvariasjoner i vinter- og sommersesongene vil påvirke volumene, siden det vanligvis er høyere salg av naturgass i de kalde periodene. Høyere vedlikeholdsaktivitet på produksjonsanleggene til havs i andre og tredje kvartal hvert år vil også påvirke volumene noe, siden generelt bedre værforhold tillater mer vedlikeholdsarbeid i disse periodene.

Ovennevnte informasjon om framtidige forhold er basert på nåværende oppfatninger om framtidige hendelser, og er i sin natur gjenstand for betydelig risiko og usikkerhet ettersom de gjelder begivenheter og avhenger av forhold som ligger fram i tid.

Utvikling i styret

Det er ikke gjort noen endringer i sammensetningen av styret eller utvalgene i løpet av 2011.

Styret har hatt 15 møter i 2011 med en møtedeltakelse på 93,3 %.

Styrets revisjonsutvalg har hatt seks møter i 2011 med 91,6 % møtedeltakelse.

Kompensasjonsutvalget har hatt sju møter i 2011 med 85,7 % møtedeltakelse.

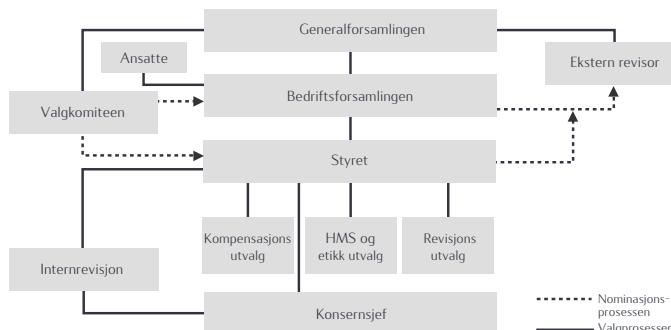
Styrets utvalg for helse, miljø, sikkerhet og etikk har hatt fire møter i 2011 med 87,5 % møtedeltakelse.

Hele eller deler av styret har besøkt flere av Statoils anlegg i løpet av 2011, blant annet Mongstad-anlegget og Gullfaks C-plattformen i Norge, i tillegg til anleggene i Canada og i USA. Formålet med slike felturer er å øke styrets innsikt i og kunnskaper om Statoils kommersielle virksomhet.

Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

For å sikre god styring og ledelse er Statoil organisert og drevet i henhold til Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse.

Nominasjon og valg – Statoil ASA



Statoils styre følger aktivt alle standarder for god eierstyring og selskapsledelse, og vil til enhver tid sikre at Statoil enten følger Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse (anbefalingen) eller forklarer eventuelle avvik fra denne. Eierstyring og selskapsledelse er gjenstand for årlig vurdering og diskusjon i styret, som også har behandlet teksten i dette kapittelet på et styremøte. Anbefalingen er tilgjengelig på nettsiden www.nues.no.

Anbefalingen dekker 15 hovedtemaer. Denne erklæringen dekker hvert av disse og forklarer hvordan Statoil følger anbefalingen. Erklæringen beskriver grunnlaget og prinsippene for Statoils struktur for eierstyring og selskapsledelse, mens mer detaljert faktainformasjon er tilgjengelig på våre nettsider, i årsrapporten på form 20-F til det amerikanske kredittilsynet

SEC (Securities and Exchange Commission), i den ordinære årsrapporten og i selskapets bærekraftsrapportering. Lenker til relevant informasjon på våre nettsider er inkludert i erklæringen.

Styrets redegjørelse finnes i en egen rapport som kan lastes ned fra Statoils nettsider under Årsrapporten for 2011.

Stavanger, 13. mars 2012

I STYRET FOR STATOIL ASA

SVEIN RENNEMO
LEDER

Marit Arnstad
MARIT ARNSTAD
NESTLEDER

ROY FRANKLIN

GRACE REKSTEN SKAUGEN

LILL-HEIDI BAKKERUD

LADY BARBARA JUDGE

JAKOB STAUSHOLM

BJØRN TORE GODAL

EINAR ARNE IVERSEN

MORTEN SVAAN

HELGE LUND
KONSERNSJEF

Styrets og ledelsens erklæring

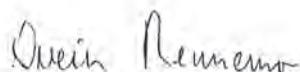
Styret, konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans har i dag behandlet og godkjent årsberetningen og årsregnskapet for Statoil ASA, konsern og morselskap, per 31. desember 2011.

Etter vår beste overbevisning, bekrefter vi at:

- konsernregnskapet for Statoil-konsernet er utarbeidet i samsvar med IFRS- og IFRIC-standarder godkjent av EU, IFRS-standarder utstedt av IASB i tillegg til supplerende norske opplysningskrav som følger av regnskapsloven, og at
- årsregnskapet for morselskapet Statoil ASA for 2011 er utarbeidet i samsvar med regnskapsloven og norske regnskapsstandarder, og at
- årsberetningen for konsernet og morselskapet er i samsvar med regnskapslovens krav og norsk regnskapsstandard nr 16, og at
- opplysningene som er presentert i årsregnskapene gir et rettviseende bilde av konsernets og morselskapets eiendeler, gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet per 31. desember 2011, og at
- årsberetningen for konsernet og morselskapet gir en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet, den finansielle stillingen og de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer konsernet og morselskapet står overfor.

Stavanger, 13. mars 2012

I STYRET FOR STATOIL ASA



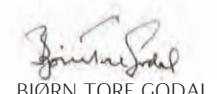
SVEIN RENNEMO
LEDER



MARIT ARNSTAD
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



BJØRN TORE GODAL



ROY FRANKLIN



LADY BARBARA JUDGE



EINAR ARNE IVERSEN



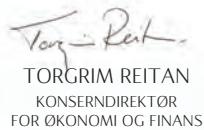
GRACE REKSTEN SKAUGEN



JAKOB STAUSHOLM



MORTEN SVAAN



TORGrim REITAN
KONSERNDIREKTØR
FOR ØKONOMI OG FINANS



HELGE LUND
KONSERNSJEF

Konsernregnskap

KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i millioner kroner)	Note	2011	For regnskapsåret	
			2010 (omarbeidet)	2009 (omarbeidet)
DRIFTSINNTEKTER				
Salgsinntekter		645 599	526 950	462 519
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	15	1 264	1 168	1 457
Andre inntekter		23 342	1 797	1 374
Sum inntekter	4	670 205	529 915	465 350
DRIFTSKOSTNADER				
Varekostnad		-319 605	-257 436	-205 870
Andre kostnader		-60 419	-57 670	-56 974
Salgs- og administrasjonskostnader		-13 208	-11 081	-10 321
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	13, 14	-51 350	-50 694	-53 830
Undersøkelseskostnader	14	-13 839	-15 773	-16 686
Sum driftskostnader		-458 421	-392 654	-343 681
Resultat før finansposter og skattekostnad	4	211 784	137 261	121 669
FINANSPOSTER				
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta		365	-1 826	1 989
Renteinntekter og andre finansielle poster		1 307	3 113	3 708
Renter og andre finansieringskostnader		385	-1 722	-12 456
Netto finansposter	10	2 057	-435	-6 759
Resultat før skattekostnad		213 841	136 826	114 910
Skattekostnad	11	-135 398	-99 179	-97 195
Årets resultat		78 443	37 647	17 715
Tilordnet:				
Aksjonærer i morselskapet		78 787	38 082	18 313
Ikke-kontrollerende eierinteresser		-344	-435	-598
		78 443	37 647	17 715
Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer:	12			
Ordinært		24,76	11,97	5,75
Utvannet		24,70	11,94	5,74

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

(i millioner kroner)	Note	2011	For regnskapsåret	
			2010 (omarbeidet)	2009 (omarbeidet)
Årets resultat		78 443	37 647	17 715
Omregningsdifferanser		6 054	2 039	-13 637
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	23	-7 364	-33	3 191
Endring i virkelig verdi på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	16	-209	209	-66
Skatt på inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		2 028	16	-742
Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		509	2 231	-11 254
Sum innregnede inntekter og kostnader		78 952	39 878	6 461
Tilordnet:				
Aksjonærer i morselskapet		79 296	40 313	7 059
Minoritetsinteresser		-344	-435	-598
		78 952	39 878	6 461

KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2011	31. desember 2010 (omarbeidet)	31. desember 2009 (omarbeidet)
EIENDELER				
<i>Anleggsmidler</i>				
Varige driftsmidler	13	407 585	351 578	342 520
Immaterielle eiendeler	14	92 674	43 171	54 344
Investeringer i tilknyttede selskaper	15	9 217	8 997	9 424
Utsatt skattefordel	11	5 704	1 878	1 960
Pensjonsmidler	23	3 888	5 265	2 694
Finansielle derivater	30	32 723	20 563	17 644
Finansielle investeringer	16	15 385	15 357	13 267
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	16	3 343	3 945	4 207
Sum anleggsmidler		570 519	450 754	446 060
<i>Omløpsmidler</i>				
Varelager	17	27 770	23 627	20 196
Kundefordringer og andre fordringer	18	103 261	74 810	58 992
Skattefordring		573	1 076	179
Finansielle derivater	30	6 010	6 074	5 369
Finansielle investeringer	19	19 878	11 509	7 022
Betalingsmidler	20	40 596	30 521	25 286
Sum omløpsmidler		198 088	147 617	117 044
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	5	0	44 890	0
SUM EIENDELER		768 607	643 261	563 104

KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2011	31. desember 2010 (omarbeidet)	31. desember 2009 (omarbeidet)
EGENKAPITAL OG GJELD				
<i>Egenkapital</i>				
Aksjekapital		7 972	7 972	7 972
Egne aksjer		-20	-18	-15
Overkursfond		41 825	41 789	41 732
Overkursfond knyttet til egne aksjer		-1 040	-952	-847
Annен egenkapital		218 518	164 935	145 909
Andre fond		11 661	5 816	3 568
 Statoil aksjonærers egenkapital		278 916	219 542	198 319
 Ikke-kontrollerende eierinteresser		6 239	6 853	1 799
 Sum egenkapital	21	285 155	226 395	200 118
<i>Langsiktig gjeld</i>				
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	22	111 611	99 797	95 962
Utsatt skatt	11	82 520	78 065	76 335
Pensjonsforpliktelser	23	26 984	22 112	21 144
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	24	87 304	67 978	55 834
Finansielle derivater	30	3 904	3 386	1 657
 Sum langsiktig gjeld		312 323	271 338	250 932
<i>Kortsiktig gjeld</i>				
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	25	93 967	73 720	60 050
Betalbar skatt		54 296	46 694	40 994
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	26	19 847	11 730	8 150
Finansielle derivater	30	3 019	4 161	2 860
 Sum kortsiktig gjeld		171 129	136 305	112 054
 Forpliktelser knyttet til eiendeler holdt for salg	5	0	9 223	0
 Sum gjeld		483 452	416 866	362 986
 SUM EGENKAPITAL OG GJELD		768 607	643 261	563 104

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje- kapital	Egne aksjer	Annen innskutt egenkapital	Annen innskutt vedrørende egne aksjer	Opptjent egenkapital	Andre fond			Statoil aksjonærers egenkapital	Minoritets- interesser	Sum Egenkapital
							Finansielle eiendeler	Tilgjengelig for salg	Om- regnings- differanser			
31. desember 2010	3 188 647 103	7 972	-18	41 789	-952	164 935	209	5 607	219 542	6 853	226 395	
Årets resultat						78 787			78 787	-344	78 443	
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen						-5 336	-209	6 054	509		509	
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden										78 952		
Utbytte						-19 891			-19 891		-19 891	
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										-270	-270	
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital												
(netto etter fordelte aksjer)				36			23			59	59	
Endring egne aksjer (netto etter fordelte aksjer)			-2		-88				-90		-90	
31. desember 2011	3 188 647 103	7 972	-20	41 825	-1 040	218 518	0	11 661	278 916	6 239	285 155	

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje- kapital	Egne aksjer	Annen innskutt egenkapital	Annen innskutt vedrørende egne aksjer	Opptjent egenkapital	Andre fond			Statoil aksjonærers egenkapital	Minoritets- interesser	Sum Egenkapital
							Finansielle eiendeler	Tilgjengelig for salg	Om- regnings- differanser			
31. desember 2009	3 188 647 103	7 972	-15	41 732	-847	145 909	0	3 568	198 319	1 799	200 118	
Årets resultat						38 082			38 082	-435	37 647	
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen						-17	209	2 039	2 231		2 231	
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden										39 878		
Utbytte						-19 095			-19 095		-19 095	
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										5 489	5 489	
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital												
(netto etter fordelte aksjer)				57			56			113	113	
Endring egne aksjer (netto etter fordelte aksjer)			-3		-105				-108		-108	
31. desember 2010	3 188 647 103	7 972	-18	41 789	-952	164 935	209	5 607	219 542	6 853	226 395	

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje- kapital	Egne aksjer	Annen egenkapital	Annen innskutt vedrørende egne aksjer	Opptjent egenkapital	Andre fond		Statoil aksjonærers egenkapital	Minoritets- interesser	Sum Egenkapital
							Finansielle eiendeler	Om- tilgjengelig for salg			
1. januar 2009	3 188 647 103	7 972	-9	41 450	-586	147 998	49	17 205	214 079	1 976	216 055
Årets resultat						18 313			18 313	-598	17 715
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen						2 432	-49	-13 637	-11 254		-11 254
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden										6 461	
Utbrytte						-23 085			-23 085		-23 085
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										421	421
Fusjonsrelaterte justeringer						251			251		251
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital (netto etter fordelte aksjer)					282				282		282
Endring egne aksjer (netto etter fordelte aksjer)			-6		-261				-267		-267
31. desember 2009	3 188 647 103	7 972	-15	41 732	-847	145 909	0	3 568	198 319	1 799	200 118

Se note 21 *Transaksjoner som påvirker egenkapitalen*.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	Note	2011	For regnskapsåret 2010 (omarbeidet)	2009 (omarbeidet)
OPERASJONELLE AKTIVITETER				
Resultat før skattekostnad		213 841	136 826	114 910
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>				
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	13, 14	51 350	50 694	53 830
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter		1 531	2 916	6 998
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		4 741	1 539	6 512
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster		-27 614	-1 104	-256
<u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u>				
· (Økning) reduksjon i varelager		-4 102	-3 431	-5 045
· (Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer		-14 366	-16 705	10 995
· Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld		20 360	9 521	-1 350
(Økning) reduksjon i kortsiktige finansielle investeringer		-8 227	-4 487	2 725
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	30	-12 786	-594	-9 360
Betalte skatter		-112 584	-92 266	-100 473
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		-681	-2 156	-6 434
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		111 463	80 753	73 052
INVESTERINGSAKTIVITETER				
Kjøp av virksomhet	5	-25 722	0	0
Investeringer i varige driftsmidler		-85 072	-68 430	-68 046
Balanseførte undersøkelsesutgifter		-6 446	-3 941	-7 203
Tilgang av andre immaterielle eiendeler		-709	-11 034	-795
Endring i utlån og andre langsiktig poster		-564	911	-481
Salg av eiendeler	5	29 843 *	1 909	1 430
Mottatt forskuddsbetaling for eiendeler holdt for salg transaksjoner		0	4 124	0
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter		-88 670	-76 461	-75 095

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	Note	2011	For regnskapsåret 2010 (omarbeidet)	2009 (omarbeidet)
FINANSIERINGSAKTIVETER				
Ny langsiktig rentebærende gjeld		10 060	15 562	46 318
Nedbetaling langsiktig gjeld		-7 402	-3 324	-4 905
Beløp betalt (til)/fra minoritetsaksjonærer		-275	5 489 **	421
Betalt utbytte*	21	-19 891	-19 095	-23 085
Kjøp egne aksjer	21	-408	-294	-343
Netto endring kortsiktige lån og annet		5 161	751	-7 115
 Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiveter		 -12 755	 -911	 11 291
 Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler		 10 038	 3 381	 9 248
 Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		 -316	 450	 -2 851
Betalingsmidler ved årets begynnelse	20	29 117	25 286	18 889
 Betalingsmidler ved årets utgang	20	 38 839	 29 117	 25 286
 Betalte renter		 3 942	 2 591	 2 912
Mottatte renter		2 736	2 080	3 962

* Inkludert betaling mottatt i 2011 relatert til salget av en 40 prosent andel i Kai Kos Dehseh oljesandsprosjektet og en 40 prosent andel i Peregrino offshore tungoljefeltet. For ytterligere informasjon, se note 5 *Organisasjons- og forretningsutvikling*.

** Inkludert netto kontantstrøm på 5 195 millioner kroner mottatt fra minoritetsaksjonærer relatert til noteringen av Statoils datterselskap Statoil Fuel and Retail ASA som et eget selskap på Oslo Børs. For ytterligere informasjon, se note 21 *Transaksjoner som påvirker egenkapitalen*.

Noter til konsernregnskapet

1 Selskapet og selskapsstruktur

Statoil ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge.

Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge.

Statoils virksomhet består i hovedsak av undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avlede produkter og andre energiformer.

Statoil ASA er notert på Oslo Børs (Norge) og New York Stock Exchange (USA).

Statoils olje- og gassvirksomhet og lisensandeler på norsk sokkel tilhører det heleide datterselskapet Statoil Petroleum AS. Dette selskapet er samskyldner eller garantist for enkelte av Statoil ASAs gjeldsforpliktelser.

Som følge av endringer i konsernets organisasjonsstruktur ble Statoils segmentsammensetning endret fra 1. januar 2011. For mer informasjon vises det til note 4 *Segmentinformasjon* i dette konsernregnskapet.

Statoils konsernregnskap for 2011 ble godkjent av styret i henhold til vedtak av 13. mars 2012.

2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Det konsoliderte regnskapet for Statoil ASA og dets datterselskaper ("Statoil") er avgitt i samsvar med Internasjonale Regnskapsstandarder (IFRS'er) som er fastsatt av den europeiske unionen (EU). Regnskapsprinsippene som Statoil anvender er også i samsvar med IFRS'er utgitt av International Accounting Standards Board (IASB).

Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

I årsregnskapet er prinsippene for historisk kost regnskap lagt til grunn, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor. Regnskapsprinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette årsregnskapet.

Driftskostnader i konsernresultatregnskapet er presentert som en kombinasjon av funksjon og art i samsvar med bransjepraksis. Varekostnad og Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger er presentert på egne linjer basert på art, mens Andre kostnader, Salgs- og administrasjonskostnader og Undersøkelseskostnader er presentert basert på funksjon. Betydelige kostnader som lønn, pensjoner, o.s.v. er presentert basert på art i notene til regnskapet.

Utgitte, ikke implementerte standarder og fortolkninger

Følgende endringer i regnskapsstandarder og fortolkninger er vedtatt, men ikke trådt i kraft på tidspunktet for regnskapsavleggelsen:

IFRS 9 *Finansielle instrumenter*, med første del utgitt i november 2009 og andre del i oktober 2010, omfatter klassifisering og måling av henholdsvis finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser. IFRS 9 vil tre i kraft 1. januar 2015, og medfører også endringer i ulike andre IFRS'er fra samme dato. Statoil har foreløpig ikke besluttet tidspunkt for implementering av denne standarden, og er fortsatt i ferd med å vurdere virkningen av den.

Endringer i IFRS 7 *Finansielle instrumenter - opplysninger*, utgitt i oktober 2010, omfatter risikoeksponering ved overføring av eiendeler, trer i kraft for regnskapsår som begynner etter 1. juli 2011, og vil bli implementert av Statoil i regnskapsåret 2012. Statoil forventer ikke at endringene i standarden vil føre til vesentlige endringer i forhold til det nåværende omfanget av noteopplysninger, og vil følge standardens krav og gi de påkrevde noteopplysninger ved implementeringen.

IFRS 10 *Konsernregnskap* innfører en ny modell for begrepet kontroll som gjelder alle enheter, og som vil kreve betydelig skjønnsutøvelse fra ledelsens side for å avgjøre om det foreligger kontroll over en enhet slik at den skal konsolideres i tilfeller der det ikke foreligger stemmerettsmajoritet, og i hvilke tilfeller det foreligger tap av kontroll. Statoil er fortsatt i ferd med å vurdere den mulige virkningen for konsernregnskapet, men forventer imidlertid ikke at standarden vil føre til betydelige endringer når det gjelder enheter som er vurdert å være under Statoil-konsernets kontroll.

IFRS 11 *Felleskontrollerte ordninger* innfører en substans-tilnærming til vurderingen av om det foreligger felles kontroll, og krever enstemmighet i beslutningene fra alle deltakerne, eller fra en gruppe deltagere som til sammen kontrollerer en økonomisk aktivitet, for at den skal bli definert som felleskontrollert og komme inn under reglene i IFRS 11. Standarden legger til grunn at et selskap skal regnskapsføre felles kontrollert virksomhet, der selskapet har rettigheter til den felleskontrollerte ordningens eiendeler og forpliktelser, på linje med metoden for proporsjonal konsolidering. Felleskontrollert

foretagende derimot, hvor selskapet har rettigheter til den felleskontrollerte ordningens netto eiendeler, skal regnskapsføres etter egenkapitalmetoden. Vurderingen av hvilke rettigheter et selskap har i hvert tilfelle som omfatter en juridisk enhet, og hvorvidt denne enhetens ordning representerer felleskontrollert virksomhet eller felleskontrollert foretagende, vil potensielt kunne medføre en stor grad av ledelsesmessig skjønnsutøvelse. Ordninger som faller inn under IFRS 11s virkeområde har Statoil så langt ikke ferdigstilt sin gjennomgang av eksisterende felleskontrollerte aktiviteter som potensielt vil bli regnskapsført annerledes under den nye standarden, men som samlet ikke forventes å vesentlig påvirke Statoils årsresultat, egenkapital eller klasifisering i balanse eller resultatregnskap.

Endringer i IAS 28 *Investeringer i tilknyttede foretak og felleskontrollerte foretagender* reflekterer endringer nødvendiggjort av den nye IFRS 11, men medfører ikke endringer i regnskapsføring av tilknyttede foretak, som fremdeles skal innregnes etter egenkapitalmetoden. Statoil forventer ikke større endringer i regnskapsføringen av investeringer i tilknyttede foretak i forbindelse med implementering av endringene i standarden.

IAS 27 *Separat finansregnskap* og endringene i denne har ikke betydning for konsernregnskapet.

IFRS 12 *Opplysning om interesser i andre enheter* innfører noteopplysningskrav knyttet til interesser i datterselskaper, felleskontrollerte ordninger, tilknyttede selskap og ikke-konsoliderte strukturerte enheter som følge av implementeringen av IFRS 10, IFRS 11 og endringene til IAS 27 og IAS 28. Statoil er i ferd med å vurdere standardens krav og vil følge dem og gi de påkrevde noteopplysninger ved implementeringen.

IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12 og endringene i IAS 27 og IAS 28 ble alle utgitt i mai 2011, trer i kraft 1. januar 2013 og må implementeres samtidig og retrospektivt i regnskapet. Statoil har foreløpig ikke besluttet tidspunkt for implementering av disse standardene og endringene.

IFRS 13 *Måling av virkelig verdi*, utgitt i mai 2011, gir rettledning i hvordan virkelig verdi skal måles, men innfører ikke endringer i når virkelig verdi skal anvendes i finansregnskapet. Standarden skal implementeres prospektivt og trer i kraft den 1. juli 2013. Statoil er fortsatt i ferd med å vurdere den mulige virkningen av standarden, men forventer imidlertid ikke at standarden vil føre til betydelige endringer i verdiene på eiendeler og forpliktelser som måles til virkelig verdi i Statoils konsernregnskap.

Endringer i IAS 19 *Ytelser til ansatte*, utgitt i juni 2011 og med virkning fra 1. januar 2013, erstatter rentekostnad og forventet avkastning på pensjonsmidler med et netto rentebeløp som beregnes ved å benytte diskonteringsrenten på netto pensjonsforpliktelse (eiendel). Forskjellen mellom netto renteinntekter og den faktiske avkastningen vil bli regnskapsført i innregnede inntekter og kostnader. Tidligere perioders pensjonsopptjening skal innregnes umiddelbart i den perioden planendringen vedtas, og ikke innvunnde fordeler vil ikke lenger bli spredt over en fremtidig periode. Endringene innfører ytterligere opplysningskrav knyttet til pensjoner og særlig for ytelsesbaserte pensjonsordninger. Statoil er fremdeles i ferd med å vurdere endringenes virkning for regnskapet, vil følge den reviderte standarden og gi relevante opplysninger hvor påkrevd, men har foreløpig ikke besluttet tidspunkt for implementeringen. Endringene skal implementeres retrospektivt.

Endringer i IAS 1 *Presentasjon av finansregnskap*, utgitt i juni 2011 og med virkning for regnskapsår som begynner etter 1. juli 2012, etablerer krav til presentasjon og klassifisering av elementer innregnet direkte mot egenkapital, særlig når det gjelder samlet gruppering av elementer som kan bli reklassifisert til konsernregnskapets resultatregnskapsdel. Endringene til standarden innfører imidlertid ikke endrede krav til hvilke elementer som skal innregnes direkte mot egenkapitalen, eller hvilke som skal tilbakeføres over resultatregnskapet. Statoil vil følge kravene fra implementeringstidspunktet, men har foreløpig ikke besluttet tidspunkt for implementeringen.

Endringer i IAS 32 *Finansielle instrumenter - presentasjon*, utgitt i desember 2011, trer i kraft 1. januar 2014 og klargjør kravene til nettoføring av finanzielle eiendeler og finanzielle forpliktelser i regnskapet. Statoil har foreløpig ikke besluttet tidspunktet for implementering av disse endringene, og er i ferd med å vurdere mulige virkninger av dem. Endringene skal implementeres retrospektivt.

Endringer i IFRS 7 *Finansielle Instrumenter - opplysninger*, utgitt i desember 2011, innfører nye krav til opplysninger om nettoføring av finanzielle eiendeler og finanzielle forpliktelser i regnskapet, trer i kraft 1. januar 2013, og innfører også opplysningskrav knyttet til forstegangs implementering av IFRS 9 *Finansielle instrumenter*, i kraft samtidig med at IFRS 9 implementeres i regnskapet. Statoil er fortsatt i ferd med å vurdere virkningen av endringene, og vil gi de påkrevde noteopplysninger ved implementeringen.

Endringer i IAS 12 *Inntektskatt* (utgitt i desember 2010 og med virkning for regnskapsår som begynner 1. januar 2012) og IFRIC 20 *Kostnader til fjerning av overliggende lag i produksjonsfasen i gruve drift* (utgitt i oktober 2011 og med virkning for regnskapsår som begynner 1. januar 2013), er for tiden ikke relevante for Statoil.

Vesentlige endringer i regnskapsprinsipper i inneværende periode

Med virkning fra 2011 endret Statoil sitt prinsipp for regnskapsføring av felleskontrollerte enheter under IAS 31 *Andeler i felleskontrollert virksomhet*, fra egenkapitalmetoden til proporsjonalkonsolidering. Prinsippendringen er implementert retrospektivt i dette konsernregnskapet inkludert i notene. Før 2011 hadde Statoil begrenset olje- og gassutbyggings og -produksjonsvirksomhet organisert gjennom felleskontrollerte juridiske enheter. Vesentligheten av slike aktiviteter har imidlertid økt. Med sikte på konsistens i regnskapsføringen av all felleskontrollert olje- og gassutbyggings og -produksjonsaktivitet, samt for å sikre tilstrekkelig samsvar med den nye IFRS 11 som er nærmere beskrevet tidligere i denne noten, konkluderte Statoil med at regnskapsføring av konsernets andel av eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader gir mer relevant informasjon enn egenkapitalmetoden når det gjelder denne type aktivitet drevet gjennom felleskontrollerte enheter.

Konsolidering

Datterselskap

Konsernregnskapet omfatter regnskapene for morselskapet Statoil ASA og datterselskap. Datterselskap er foretak som Statoil kontrollerer. Kontroll foreligger når konsernet har direkte eller indirekte myndighet til å fastsette foretakets finansielle eller operasjonelle prinsipper med det formål å oppnå fordeler fra foretakets aktiviteter. Datterselskap konsolideres fra oppkjøpstidspunktet, det vil si fra det tidspunkt Statoil oppnår kontroll, og frem til kontroll oppholder.

Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende, inkludert urealiserte interne gevinst og tap, er eliminert. Ikke-kontrollerende eierinteresser representerer den andel av resultat og netto eiendeler i datterselskaper som ikke direkte eller indirekte eies av morselskapet. Ikke-kontrollerende eierinteresser presenteres på egen linje innenfor egenkapitalen i konsernbalansen.

Felleskontrollerte eiendeler, felleskontrollerte enheter og tilknyttede selskap

Andeler i felles kontrollerte eiendeler er innregnet ved å inkludere Statoils andel av eiendeler, gjeld, inntekter og kostnader linje for linje i konsernregnskapet. Andeler i felles kontrollerte enheter blir proporsjonalkonsolidert. Investeringer i foretak hvor konsernet ikke har kontroll eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsippavgiørelser, klassifiseres som tilknyttede selskap og regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

Statoil som operator for felleskontrollerte eiendeler

Indirekte kostnader som personalkostnader akkumuleres i kostnadspooler. Slike kostnader blir allokeret til forretningsområder og Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokeret til de andre partnernes andeler i felleskontrollerte eiendeler reduserer kostnadene i Statoils konsernresultatregnskap. Kun Statoils andel av resultatposter og balanseposter relatert til Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler er reflektert i resultatregnskapet og balansen til konsernet.

Segmentrapportering

Statoil identifiserer rapporteringspliktige driftssegmenter basert på de deler av Statoil-konsernet som regelmessig gjennomgås av øverste beslutningstaker, Statoils konsernledelse. Statoil rapporterer driftssegmenter samlet når disse tilfredsstiller gitte aggregeringskriterier. Kvantitative minimumsgrenser for rapportert driftsinntekt, netto driftsresultat og eiendeler legges også til grunn.

Regnskapsprinsippene som beskrevet i denne noten gjelder også for finansiell informasjon som er inkludert i segmentrelaterte noteopplysninger i dette årsregnskapet. Som følge av endringer i Statoils interne organisasjonsstruktur er sammensetningen av Statoils rapporteringspliktige driftssegmenter endret fra 1. januar 2011. For ytterligere informasjon vises det til note 4 *Segmenter* i dette årsregnskapet.

Valuta

Funksjonell valuta

Funksjonell valuta for et foretak som inngår i konsernet er valutaen som benyttes i det primære økonomiske miljøet hvor foretaket driver virksomhet.

Omregning av utenlandsk valuta

Ved utarbeidelse av regnskapene til de enkelte selskapene blir transaksjoner i andre valutaer enn selskapets funksjonelle valuta omregnet til funksjonell valuta ved å benytte kurset på transaksjonsdagen. Eiendeler og gjeld som er pengeposter omregnes til funksjonell valuta ved å benytte valutakurser på balansedagen. Omregningsdifferanser som oppstår inngår i resultatregnskapet under Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta.

Differanser som oppstår ved omregning av estimatbaserte avsetninger reflekteres imidlertid generelt som del av endringen i det underliggende estimatet, og kan således inngå i konsernresultatregnskapets driftskostnader eller skattekostnader, avhengig av den enkelte avsetningens art. Poster som ikke er pengeposter, og som måles basert på historisk kost i utenlandsk valuta, omregnes ved å bruke kurset på transaksjonstidspunktet.

Presentasjonsvaluta

Ved utarbeidelse av konsernregnskapet blir resultat, eiendeler og forpliktelser i funksjonell valuta for hvert datterselskap omregnet til norske kroner, som er presentasjonsvaluta for Statoils konsernregnskap. Når et datterselskap har en annen funksjonell valuta enn norske kroner (NOK) omregnes eiendeler og gjeld til NOK basert på kurset på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på kurset på transaksjonstidspunktet. Differanser ved omregning fra funksjonell valuta til presentasjonsvaluta føres direkte mot Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapitalen.

Virksomhetssammenslutninger og goodwill

Overtakelse av en virksomhet (integrerte aktiviteter og eiendeler som kan utføres og styres med henblikk på å frembringe avkastning direkte til investorer) er en virksomhetssammenslutning. Skjøn må utøves i hvert enkelt tilfelle for å vurdere hvorvidt oppkjøpet tilfredsstiller kriteriene for virksomhetssammenslutning. Kjøp vurderes mot de relevante kriteriene for å avgjøre om det representerer en virksomhetssammenslutning eller kjøp av eiendeler. På bakgrunn av foreliggende fakta har kjøp av letelisenser hvor utbygging ikke er besluttet hovedsakelig blitt konkludert å gjelde kjøp av eiendeler.

Virksomhetssammenslutninger, med unntak av transaksjoner mellom selskaper under felles kontroll, regnskapsføres etter oppkjøpsmetoden. Identifiserbare materielle og immaterielle eiendeler, gjeld og betingede forpliktelser måles til virkelig verdi på oppkjøpstidspunktet. Påløpte oppkjøpskostnader kostnadsføres under Salgs- og administrasjonskostnader.

Goodwill ved første gangs innregning måles til beløpet som summen av kjøpsvederlag og innregnet beløp knyttet til ikke-kontrollerende eierinteresser overstiger markedsverdi av identifiserbare eiendeler og forpliktelser overtatt på overtakelsestidspunktet med. Ikke-kontrollerende eierinteresser måles til

virkelig verdi eller til en proporsjonal andel av det overtatte foretakets identifiserbare netto eiendeler, vurdert i forbindelse med hver enkelt virksomhetssammenslutning Goodwill ved oppkjøp allokeres til hver av de kontantstrømgenererende enheter som forventes å dra nytte av synergier knyttet til sammenslutningen. I etterfølgende perioder måles goodwill til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte tap ved verdifall.

Goodwill kan også oppstå ved investering i tilknyttede selskaper, dersom anskaffelseskost for investeringen overstiger konsernets andel av virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler. I disse tilfellene regnskapsføres goodwill sammen med investeringen i tilknyttet selskap. En eventuell nedskrivning fremkommer på bakgrunn av nedskrivningsvurdering av den samlede investeringen, og regnskapsføres sammen med resultatandeler fra investeringer i tilknyttede foretak.

Prinsipper for inntektsføring

Inntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass, petroleumsprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når risiko overføres til kunden, normalt når eiendomsretten overføres ved varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen.

Inntekter knyttet til olje og gassproduksjon fra felt hvor Statoil har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres i henhold til salgsmetoden. Salgsmetoden innebefatter at salget regnskapsføres i den perioden volumene løftes og selges til kundene. Dersom det er løftet og solgt et større volum enn det selskapets eierandel tilsier, blir det avgitt for kostnadene knyttet til overløftet. Dersom det er løftet og solgt mindre enn det selskapets eierandel tilsier, utsettes kostnadsføringen knyttet til underløftet.

Inntekter regnskapsføres eksklusive toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje ("royalty in-kind"). Inntekter regnskapsføres inklusiv betaling i form av fysiske leveranser (in-kind payments) som representerer inntektsskatt.

Fysiske råvaresalg og -kjøp som ikke gjøres opp på nettobasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene Salgsinntekter og Varekostnad i resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes under Salgsinntekter.

Transaksjoner med den norske stat

Statoil markedsfører og selger statens andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltagelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført som henholdsvis Varekostnad og Salgsinntekter. Statoil ASA selger, i eget navn, men for den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten, er regnskapsført netto i Statoils regnskap. Salg av naturgass utført av datterselskaper i Statoil-konsernet i angeldende selskaps eget navn, og de tilhørende kostnader, bruttoføres imidlertid i Statoils konsernregnskap når datterselskapet ansees å fremstå som prinsipal ved salg utført på vegne av den norske stat. Ved regnskapsføringen av slike salg reflekteres Statens resultatandel i Statoils Salgs- og administrasjonskostnader som enten kostnader eller kostnadsreduksjon.

Ytelser til ansatte

Ytelser til lønn, bonus, trygdeavgifter, ferie og sykefravær med lønn kostnadsføres i den perioden den ansatte har utført tjenester for selskapet gjennom sitt arbeid. Regnskapsprinsippene for aksjebasert avlønning og for pensjoner beskrives under.

Aksjebasert avlønning

Statoil har et bonusaksjeprogram for ansatte. Kostnaden ved aksjebaserte transaksjoner med ansatte som gjøres opp i egenkapital (bonusaksjetildeling) måles med utgangspunkt i virkelig verdi på datoene for tildeling og innregnes som kostnad over gjennomsnittlig innvinningsperiode på 2,5 år. Verdien av de tildelte aksjene regnskapsføres som en lønnskostnad i resultatregnskapet og som en egenkapitaltransaksjon (inkludert i annen innskutt egenkapital).

Forskning og utvikling

Statoil driver forskning og utvikling både gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensvirksomhet og for egen regning og risiko. Statoils egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling og de totale utgiftene ved egne prosjekter vurderes med hensyn på balanseføring.

Utgifter til utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler balanseføres bare dersom selskapet kan demonstrere det følgende: De tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den; selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den; den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler; selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen, og selskapets evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbar til den immaterielle eiendelen. Alle andre forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres når de påløper.

I etterfølgende perioder rapporteres balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

Skattekostnad

Skattekostnad i resultatregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i resultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er innregnet direkte mot egenkapitalen. For slike poster inkluderes også skatteeffekten i inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapitalen.

Betalbar skatt er beløpet som skal betales basert på skattepliktig inntekt i regnskapsperioden, inklusive justeringer av betalbar skatt for tidligere år. Usikre skatteposisjoner og mulige skattekrev vurderes individuelt. Forventede fremtidige utbetalinger inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sikker.

Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i finansposter i resultatregnskapet.

Utsatt skatt beregnes som utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier av eiendeler og gjeldsposter og tilhørende skattemessige verdier, med enkelte unntak for førstegangsinnregning. Utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i forventet betaling eller gjenvinning av skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller. I beregningen benyttes de på balansedagen vedtatte skattesatser, med mindre forhold på balansedagen tilsier at andre satser i praksis vil være gjeldende.

Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at fordelen kan utnyttes. For å balanseføre utsatte skattefordeler basert på en forventning om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet. Faktorer som underbygger fremtidig utnyttelse kan være eksisterende kontrakter, fremtidig produksjon av sikre olje- og gassreserver, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer og liknende forhold.

Selskaper som driver petroleumsvirksomhet og rørtransport på norsk kontinentalsokkel legges en særskatt på resultatet fra petroleumsvirksomheten. Særskatten legges for tiden med en skattesats på 50 prosent og kommer i tillegg til ordinær inntektskatt på 28 prosent, slik at total marginal skattesats på resultatet fra petroleumsvirksomheten utgjør 78 prosent. Grunnlaget for beregning av petroleumsskatt tilsvarer grunnlaget for beregning av normal inntektskatt, med unntak av at tap som er pådratt knyttet til selskapets virksomhet på land ikke kommer til fradrag, og at det innrømmes en friinntekt, som beregnes med en sats på 7,5 prosent av investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. Friinntekten kommer til fradrag i skattepliktig inntekt i fire år, fra og med året investeringen blir foretatt. Friinntekten innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets selvangivelse og påvirker periodeskatt. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang.

Undersøkelses- og utbyggingsutgifter

Statoil benytter «successful efforts»- metoden for å regnskapsføre undersøkelsesutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter knyttet til å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og til å bore og utstyre undersøkelsesbrønner balanseføres som undersøkelses- og evalueringskostnader og inngår i linjen for Immaterielle eiendeler inntil det er avklart om det er funnet sikre reserver. Hvis evaluering viser at en undersøkelsesbrønn ikke har påvist sikre reserver blir de balanseførte kostnadene vurdert for fraregning eller testet for nedskrivning. Geologiske og geofysiske utgifter, samt andre undersøkelsesutgifter, kostnadsføres løpende.

Ved kjøp av andeler i undersøkelseslisenser ("farm-in" avtaler) hvor Statoil har avtalt å dekke en andel av selger ("farmor") sine undersøkelses- og / eller fremtidige utbyggingsutgifter ("carried interests"), blir også disse utgiftene regnskapsført på samme måte som egne undersøkelses- og utbyggingsutgifter etter hvert som undersøkelses- og utbyggingsarbeidet gjennomføres. Når kjøper tilsvarende påtar seg å dekke fremtidige undersøkelses- og utbyggingsutgifter som en del av vederlaget regnskapsfører Statoil nedsalg i eierandeler i undersøkelseslisenser ("farm-out" avtaler) med kontinuitet, uten regnskapsføring av gevinst og tap.

Ved etter-skatt baserte avhendinger av eiendeler på norsk sokkel inkluderes tilbakeføring av tidligere beregnede og regnskapsførte utsatte skatteforpliktelser knyttet til disse eiendelene i gevinst- og tapsberegningen. Brutto gevinst eller tap føres deretter i sin helhet under Andre inntekter i resultatregnskapet.

Bytte av eierandeler i undersøkelseslisenser regnskapsføres med kontinuitet og balanseført verdi på eiendelen som byttes bort videreføres på eiendelen som mottas i bytte, uten regnskapsføring av gevinst og tap.

Balanseførte undersøkelsesutgifter vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at de overstiger gjenvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilsier dette og minimum en gang i året. Undersøkelsesbrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvarer eller der økonomisk lønnsomhet for større investeringer vil avhenge av vellykket gjennomføring av ytterligere leteboring, vil forblie balanseført i løpet av evalueringssperioden for funnet. Deretter vil det være å betrakte som en indikasjon på behov for nedskrivningsvurdering hvis ingen utbyggingsbeslutninger er planlagt i nær fremtid, og det heller ikke er planer for fremtidig boring i lisensen. Tap ved verdifall som har resultert i en nedskrivning av en undersøkelsesbrønn blir reversert i den grad betingelser for nedskrivning ikke lenger er til stede. Nedskrivning og reversering av nedskrivning av undersøkelses- og vurderingseiendeler føres mot Undersøkelseskostnader i resultatregnskapet.

Balanseførte undersøkelsesutgifter knyttet til undersøkelsesbrønner som påviser sikre reserver, inkludert utgifter til kjøp av andeler i undersøkelseslisenser, overføres fra balanseførte undersøkelsesutgifter (under Immaterielle eiendeler) til anlegg under utbygging (under Varige driftsmidler) på tidspunktet for sanksjonering av utbyggingsprosjektet.

Varige driftsmidler

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller utbyggingskostnad, eventuelle utgifter påkrevd for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å stenge ned og fjerne eiendelen og eventuelle lånekostnader henført til eiendeler som kvalifiserer for slik balanseføring. Varige driftsmidler omfatter også driftsmidler som er anskaffet i henhold til betingelsene i produksjonsdelingsavtaler (Profit Sharing Agreements, PSA) i enkelte land, når disse kvalifiserer for innregning som eiendeler i konsernbalansen. Statseide virksomheter i de enkelte land besitter imidlertid normalt de formelle eierrettighetene til slike PSA-baserte varige driftsmidler.

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av eiendelene som oppgis med mindre verken den mottatte eller avgitte eiendelens virkelige verdi kan måles pålitelig.

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner omfatter utgifter for å erstatte eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler vil tilflyte selskapet. Utgifter ved inspeksjon og ettersyn i tilknytning til et større vedlikeholdsprogram balanseføres og avskrives over perioden frem til neste inspeksjon. Alle andre utgifter til vedlikehold kostnadsføres i den perioden de påløper.

Balanseførte undersøkelsesutgifter, utgifter knyttet til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner, samt feltspesifikke transportsystemer for olje og gass balanseføres som produksjonsanlegg olje- og gass, inkludert rørledninger innenfor Varige driftsmidler og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver som ventes utvunnet i konsesjons- eller avtaleperioden. Balanseførte utgifter knyttet til kjøp av sanksjonerte prosjekter avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på totale sikre reserver. Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives normalt lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av en eiendel med en kostpris som er betydelig i forhold til den totale eiendelen avskrives separat. For oppstrømsrelaterte eiendeler er det etablert separate avskrivningskategorier. Disse skiller som minimum mellom plattformer, rørledninger og brønner.

Forventet økonomisk levetid for eiendelene gjennomgås årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. En komponent av en eiendel blir fraregnet dersom eiendelen avhenges eller når ingen framtidige økonomiske fordeler forventes ved bruk av eiendelen. Gevinst eller tap ved fraregning (beregnet som forskjellen mellom netto salgssum og balanseført verdi av eiendelen) inkluderes i Andre inntekter eller Andre kostnader i den perioden eiendelen fraregnes.

Anleggsmidler holdt for salg

Anleggsmidler klassifiseres separat som holdt for salg i balansen når deres balanseførte verdi vil bli gjenvunnet ved en salgstransaksjon heller enn ved fortsatt bruk. Denne betingelsen ansees bare oppfylt når salget er svært sannsynlig, eiendelen er tilgjengelig for umiddelbart salg i sin nåværende tilstand, og ledelsen har forpliktet seg til salget, som må forventes å kvalifisere for innregning som fullfort salg innen ett år fra tidspunktet for klassifisering. Forpliktelser direkte knyttet til eiendelene klassifisert som holdt for salg og som forventes å inngå i salgstransaksjonen blir også klassifisert separat. Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler klassifisert som holdt fra salg blir ikke avskrevet eller amortisert fra klassifiseringstidspunktet. Netto eiendeler og gjeld som inngår i en avhendingsgruppe klassifisert som holdt for salg vurderes til det laveste av balanseført verdi og virkelig verdi fratrukket salgsutgifter.

Leieavtaler

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til Statoil, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. EIendelene innregnes under Varige driftsmidler med motpost under Finansielle forpliktelser. Finansielle leieavtaler som omfatter anlegg under utbygging og som Statoil bærer den alt vesentlige risiko for i byggeperioden, regnskapsføres som finansielle leieavtaler under utbygging i tråd med ferdigstillesgraden ved regnskapsperiodens slutt under Varige driftsmidler, med mindre et annet beløp bedre reflekterer avtalens realiteter. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler og utgiftene innregnes under driftskostnader lineært over leieperioden eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordelene knyttet til leieavtalene.

Eiendeler under finansielle leieavtaler regnskapsføres til det laveste av eiendelens virkelige verdi og minsteleiens nåverdi beregnet ved leieavtalens begynnelse, med fradrag for akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Når en eiendel leid av en felleskontrollert eiendel som Statoil deltar i kvalifiserer som finansiell leieavtale, regnskapsfører konsernet sin forholdsmessige andel av den leide eiendelen og tilknyttede forpliktelser i balansen som henholdsvis Varige driftsmidler og Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler. Balanseførte leide eiendeler avskrives over den korteste av estimert økonomisk levetid og leieperiode ved bruk av avskrivningsmetoder som beskrevet under Varige driftsmidler ovenfor, avhengig av det leide driftsmidlets art.

Statoil skiller mellom leieavtaler og kapasitetskontrakter. Leieavtaler gir rett til å bruke en bestemt eiendel for en periode, mens kapasitetskontrakter gir Statoil rettigheter til, samt også plikt til å betale for, tilgang til visse kapasitetsvolumer knyttet til transport, terminalbruk, lager, o.l. Slike kapasitetskontrakter som ikke omfatter særskilte enkelte eiendeler og heller ikke det alt vesentlige av kapasiteten til en ikke-delbar rettighet knyttet til en særskilt eiendel, blir av Statoil vurdert å ikke kvalifisere som leieavtaler for regnskapsformål. Kapasitetsvederlag regnskapsføres som driftskostnader i den perioden der kontraktsfestet kapasitet er tilgjengelig for konsernet.

Immaterielle eiendeler

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte avskrivninger og akkumulerte nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler. En immateriell eiendel anskaffet utenom en virksomhetssammenslutning balanseføres til anskaffelseskost. Immaterielle eiendeler som er anskaffet som en del av en virksomhetssammenslutning innregnes i balansen til virkelig verdi separat fra goodwill dersom de kan skilles fra andre eiendeler eller oppstår som følge av kontraktmessige eller juridiske rettigheter og virkelig verdi kan måles pålitelig.

Utgifter knyttet til leteboring balanseføres som immaterielle eiendeler mens det avklares om brønnene potensielt har påvist sikre reserver. Slik evaluering ferdigstilles normalt innen ett år etter boreslutt. Undersøkelsesbrønner som påviser potensielt sikre reserver forblir balanseført som immaterielle eiendeler mens funnet evalueres, se nærmere om dette under "Undersøkelses- og utbyggingsutgifter".

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Disse eiendelene vurderes for nedskrivning når det er indikasjoner på at balanseført verdi overstiger gjenvinnbart beløp (eller minimum en gang årlig). Eiendelene omklassifiseres til varige driftsmidler når utbyggingsbeslutning foreligger.

Andre immaterielle eiendeler avskrives lineært over den forventede økonomiske levetiden. Den forventede økonomiske levetiden blir vurdert årlig og endringer i forventet levetid regnskapsføres prospektivt.

Finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler innregnes første gang til virkelig verdi når Statoil blir part i kontrakten. For ytterligere informasjon om virkelig verdi-beregninger, se "Måling av virkelig verdi" nedenfor. Den etterfølgende målingen av de finansielle eiendelene avhenger av hvilken kategori de klassifiseres i ved førstegangs innregning.

Statoil klassifiserer finansielle eiendeler i følgende tre hovedkategorier ved førstegangs innregning; finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, lån og fordringer, og finansielle eiendeler tilgjengelig for salg. Den første hovedkategorien, finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, består videre av to underkategorier; finansielle eiendeler holdt for omsetning og finansielle eiendeler som ved førstegangs innregning utpekes som til virkelig verdi over resultatet. Den siste blir også referert til som "virkelig verdi-opsjonen".

Finansielle eiendeler klassifisert som lån og fordringer bokføres til amortisert kost ved anvendelse av effektiv rente-metoden. Gevinster og tap innregnes i resultatet når lån og fordringer fraregnes eller nedskrives, mens amortisering regnskapsføres over lånets eller fordringens løpetid under Renteinntekter og andre finansielle poster i resultatregnskapet. Kundefordringer og andre fordringer regnskapsføres til opprinnelig fakturert beløp med fradrag for avsetning for tap. Kundefordringer og andre fordringer bokføres til opprinnelig beløp med fradrag for avsetning for tap, som regnskapsføres når det foreligger objektive indikasjoner på at Statoil ikke vil motta oppgjør i samsvar med opprinnelige betingelser.

Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg inkluderer hovedsakelig ikke-noterte aksjer. Aksjer klassifisert som tilgjengelig for salg innregnes i balansen til virkelig verdi. Gevinst eller tap som følge av endringer i virkelig verdi regnskapsføres som inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital. Akkumulert gevinst eller tap på finansielle investeringer som tidligere er regnskapsført mot egenkapitalen reverseres når investeringene fraregnes eller nedskrives, og gevinst eller tap resultatføres.

En vesentlig del av Statoils investering i langsiktige sertifikater, obligasjoner og børsnoterte aksjer styres samlet av konsernets forsikringsselskap (captive) som en investeringsportefølje og eies for å overholde særskilte kapitaldekningskrav. Investeringsporteføljen styres og vurderes på basis av virkelig verdi i samsvar med gjeldende investeringsstrategi. Porteføljen regnskapsføres ved å bruke virkelig verdi-opsjonen med gevinster og tap innregnet over resultatregnskapet.

Kortsiktige finansielle investeringer er ved førstegangs innregning klassifisert som virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, enten som eiendeler klassifisert som holdt for omsetning eller andre eiendeler som ved konsernets anvendelse av virkelig verdi-opsjonen utpekes ved kontraktsinngåelse. Som følge av denne klassifiseringen regnskapsføres kortsiktige finansielle investeringer i balansen til virkelig verdi, med verdiendring over resultatet.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen eller de holdes for omsetningsformål. Andre finansielle eiendeler med forfall mer enn 12 måneder etter balansedagen og der det ikke foreligger planer for realisasjon klassifiseres som langsiktige.

Finansielle eiendeler fraregnes balansen når de kontraktmessige rettigheten til kontantstrømmene utløper eller praktisk talt all risiko og avkastning ved eierskap til den finansielle eiendelen overføres til en tredjepart.

Finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser vises hver for seg i balansen med mindre Statoil både juridisk har rett og påviselig har til hensikt å gjøre opp fordringer på og forpliktelser til en og den samme motparten netto. I så fall nettoføres disse i balansen. Slik nettoføring vil kunne forekomme henholdsvis innen Kundefordringer og andre fordringer, Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld, og Finansielle derivater som er eiendeler og forpliktelser.

Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Kostpris beregnes med utgangspunkt i sist innkjøpte mengder (FIFO-prinsippet) og inkluderer direkte anskaffelseskostnader, produksjonskostnader, frakt og andre tilvirkningskostnader.

Nedskrivning

Nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler med bestemt utnyttbar levetid

Eiendeler eller grupper av eiendeler testes for nedskrivning dersom hendelser eller endrede forhold indikerer at den balanseførte verdien kan overstige gjenvinnbart beløp. Eiendeler gruppertes basert på det nivået hvor det er mulig å identifisere inngående kontantstrømmer som er uavhengig av kontantstrømmer fra andre grupper av eiendeler. Olje- og gassfelt eller installasjoner anses normalt som separate vurderingsenheter for nedskrivningsformål. Ved evaluering av balanseførte undersøkelseskostnader anses hver undersøkelsesbrønn som en separat kontantgenererende enhet.

Ved vurderingen av om et varig driftsmiddel må nedskrives, sammenlignes driftsmiddelets bokførte verdi med gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp viser seg ofte å være Statoils estimerte bruksverdi, som beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer.

De estimerte fremtidige kontantstrømmene blir basert på rimelige og dokumenterbare forutsetninger og representerer ledelsens beste estimat på de ulike økonomiske forhold som vil foreligge i de kontantgenererende eiendelenes gjenværende utnyttbare levetid, slik disse fremgår av Statoils nyeste vedtatte langtidsplan. Statoils langtidsplaner godkjennes av konsernledelsen og oppdateres minst en gang i året. Planene dekker en tiårs-periode og reflekterer forventede produksjonsvolumer for olje og naturgass i planperioden. For eiendeler og kontantgenererende enheter med forventet levetid eller produksjon av forventede reserver ut over perioden på ti år, inkluderer estimatene også prosjekt- eller eiendelsspesifikke kontantstrømmer fastlagt i tråd med forutsetninger og prinsipper som anvendes konsistent i konsernet.

I forbindelse med en nedskrivningsvurdering basert på gjenvinnbart beløp blir de fremtidige forventede kontantstrømmer risikojustert i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskontert ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, basert på Statoils gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt. Bruken av etter-skatt diskonteringsrente for å beregne gjenvinnbart beløp fører ikke til en vesentlig forskjellig vurdering av behovet for, eller beløpet knyttet til, nedskrivning i forhold til hva som ville fremkommet ved anvendelse av før-skatt diskonteringsrente.

Dersom vurderingen tilsier at en eiendels verdi er forringet, blir den nedskrevet til gjenvinnbart beløp, som er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket salgskostnader og eiendelens bruksverdi.

Nedskrivning reverseres i den grad betingelser for nedskrivning ikke lenger er til stede.

Tap ved verdifall og reversering av slike tap klassifiseres som Undersøkelseskostnader eller Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger, på bakgrunn av sin art som enten balanseførte undersøkelsesutgifter (Immaterielle undersøkelsesiendeler) eller anlegg under utbygging og produksjonsanlegg (Varige Driftsmidler og andre immaterielle eiendeler).

Nedskrivning av goodwill

Goodwill testes for tap ved verdifall årlig eller oftere dersom det foreligger indikasjoner på at eiendelen kan ha falt i verdi. Goodwill som oppstår i forbindelse med virksomhetssammenslutning tilordnes de kontantgenererende enheter som forventes å få fordeler av synergieffektene av sammenslutningen.

Eventuelt verdifall identifiseres ved å vurdere gjenvinnbart beløp for den kontantgenererende enheten som goodwill er tilordnet. Dersom gjenvinnbart beløp for enheten er lavere enn balanseført verdi, blir tapet innregnet ved først å redusere goodwill og deretter ved å redusere verdien av enhetens andre eiendeler forholdsvisig. Nedskrivning av goodwill blir ikke reversert.

Nedskrivning av finansielle eiendeler

Statoil vurderer på hver balansedag om en finansiell eiendel eller en gruppe av finansielle eiendeler har falt i verdi, unntatt finansielle eiendeler klassifisert som til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet.

For eiendeler balanseført til amortisert kost reduseres eiendelens balanseført verdi dersom det foreligger objektive indikasjoner på verdifall, og verdifallet innregnes i resultatregnskapet. En senere periodes reversering av verdifall innregnes likeledes i resultatregnskapet.

Hvis en eiendel som er tilgjengelig for salg nedskrives (vesentlig eller varig verdifall), blir forskjellen mellom kost og virkelig verdi overført fra Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital til resultatregnskapet. En senere periodes reversering av verdifall på egenkapitalinstrumenter klassifisert som tilgjengelig for salg innregnes direkte mot egenkapitalen.

Finansielle forpliktelser

Finansielle forpliktelser innregnes første gang til virkelig verdi når konsernet blir part i kontrakten. For ytterligere informasjon om virkelig verdi beregninger, se "Måling av virkelig verdi" nedenfor. Den etterfølgende målingen av de finansielle forpliktelser avhenger av hvilken kategori de er klassifisert inn i.

Kategoriene som er relevante for Statoil er enten finansiell forpliktelse til virkelig verdi over resultatet eller finansiell forpliktelse målt til amortisert kost ved effektiv rentemetoden. Sistnevnte kategori omfatter Statoils langsiktige banklån og obligasjonslån.

Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld regnskapsføres til faktureret beløp eller avregningsbeløp.

Finansielle forpliktelser klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, eller hvis de er holdt for omsetningsformål. Andre forpliktelser med forfall mer enn 12 måneder fra balansedagen klassifiseres som langsiktige.

Finansielle forpliktelser fraregnes i balansen når den kontraktmessige forpliktelsen utløper, blir oppfylt eller kansellerert. Gevinster og tap som oppstår som følge av tilbakekjøp, oppgjør eller kansellering av forpliktelser innregnes som henholdsvis Renteinntekter og andre finansielle poster og Renter og andre finanskostnader.

Finansielle derivater

Statoil benytter finansielle derivater for å styre eksponering som oppstår ved svingninger i valutakurser, renter og råvarepriser. Finansielle derivater innregnes til virkelig verdi ved kontraktsinngåelse og blir målt til virkelig verdi i etterfølgende perioder. Resultateffekten av råvarebaserte finansielle derivater inngår i konsernresultatregnskapet under Salgsinntekter, da det alt vesentlige av slike derivater er knyttet til salgskontrakter eller driftsinntektsrelatert risikostyring. Resultateffekten av andre finansielle instrumenter inngår i Netto finansposter.

Finansielle derivater presenteres som eiendeler når virkelig verdi er positiv og som gjeld når virkelig verdi er negativ. Finansielle derivateeiendeler eller -gjeld som forventes inndrevet eller som innebærer juridisk rett til oppgjør mer enn 12 måneder etter balansedagen er klassifisert som langsiktige, med unntak for finansielle derivater holdt for omsetning.

Kontrakter om kjøp eller salg av en ikke-finansiell gjenstand som kan gjøres opp netto i kontanter, i et annet finansielt instrument eller ved bytte av finansielle instrumenter som om kontraktene var finansielle instrumenter, regnskapsføres som finansielle instrumenter. Et unntak fra dette er imidlertid kontrakter som inngått og som fortsatt innehas med det formål å motta eller levere en ikke-finansiell gjenstand i samsvar med konsernets forventede innkjøps-, salgs- eller bruksbehov. Disse regnskapsføres ikke som finansielle instrumenter. Dette unntaket gjelder et betydelig antall av Statoils kontrakter for kjøp og salg av råolje og naturgass, som innregnes på leveringstidspunktet.

Derivater innebygd i andre finansielle instrumenter eller i andre ikke-finansielle verkskontrakter regnskapsføres som separate derivater når de økonomiske kjennetegnene og den økonomiske risikoen ved det innbygde derivatet ikke er nært relatert til de økonomiske kjennetegnene og den økonomiske risikoen til verkskontrakten, og verkskontrakten ikke er balanseført til virkelig verdi. Der det finnes et aktivt marked for en råvare eller en annen ikke-finansiell gjenstand som omfattes av en kjøps- eller salgskontrakt, vil for eksempel en prisformel bli vurdert å være nært relatert til verkskontrakten hvis den er indeksert til det relevante aktive markedet. En prisformel indeksert basert på andre markeder eller produkter vil imidlertid medføre innregning av et separat derivat i regnskapet. Hvis det ikke finnes noe aktivt marked for råvaren eller den ikke-finansielle gjenstanden som kontrakten omfatter, vurderer Statoil kjennetegnene til en slik prisbasert innebygd derivat å være nært relatert til verkskontrakten hvis prisformelen er basert på relevante indeks som er vanlig i bruk blant andre markedsaktører. Dette gjelder en rekke av Statoils langsiktige gassalgskontrakter. Vurdering knyttet til innebygd derivat gjøres når Statoil blir part i kontrakten, herunder ved virksomhetssammenslutning. Innebygde derivater måles til virkelig verdi. Gevinster og tap som følge av endringer i virkelig verdi innregnes i resultatregnskapet.

Pensjonsforpliktelser

Statoil har pensjonsplaner for ansatte som enten gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet (ytelsesplaner), eller er basert på definerte tilskudd til den enkeltes pensjonssparing. For ytelsesplaner er det beløp den ansatte vil motta avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og fremtidig lønnsnivå.

Statoils netto pensjonsforpliktelse knyttet til ytelsesplaner beregnes separat for hver plan ved å estimere det fremtidige beløpet som den ansatte har opptjent basert på ytelse i inneværende og tidligere perioder. Dette beløpet neddiskonteres for å beregne nåverdiens av forpliktelsen, og virkelig verdi av eventuelle pensjonsmidler trekkes fra. Diskonteringsrenten som benyttes er markedsrenten på balansedagen som reflekterer tilnærmet løpetid for selskapets forpliktelser, og fastlegges for det vesentligste av pensjonsforpliktelsene på basis av norske 10 års statsobligasjoner, da det ikke finnes et tilstrekkelig likvid marked i foretaksobligasjoner av høy kvalitet i Norge. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar. Nåverdi av årets opptjening er inkludert i periodens netto pensjonskostnad og innregnet i resultatregnskapet.

Renteelementet representerer endringen i nåverdiens av forpliktelsen som et resultat av tid og beregnes ved å multiplisere diskonteringsrenten fastsatt i begynnelsen av perioden med nåverdiens av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen gjennom hele perioden, hensyntatt alle vesentlige endringer i pensjonsforpliktelsen. Den forventede avkastningen på pensjonsmidlene er basert på en vurdering ved periodens begynnelse av markedets forventninger til langsiktig avkastning. Den forventede avkastningen justeres for endringer i den virkelige verdien av pensjonsmidlene som følge av faktiske bidrag innbetalt til ordningen og faktiske ytelsjer utbetalt fra ordningen. Nettoen av den forventede avkastningen på pensjonsmidlene og rentekostnaden innregnes i resultatregnskapet som en del av periodens netto pensjonskostnad.

Pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og alloker til forretningsområder og Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes umiddelbart fra det tidspunktet ytelsen er innvunnet eller basert på lineær fordeling over opptjeningsperioden. Ved eventuelt oppgjør (fjerner alle forpliktelser for ytelsjer som er påløpt) eller avkorting (reduksjon av fremtidige forpliktelser som følge av en vesentlig reduksjon i ordningens medlemskap eller reduksjon i fremtidige ytelsjer) blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger og den beregnede gevinsten eller tapet innregnet i resultatregnskapet når avkorting eller oppgjør skjer.

Estimatavvik innregnes i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader i den perioden gevinsten eller tapet oppstår. Da morselskapet Statoil ASAs funksjonelle valuta er USD vil den vesentligste del av konsernets pensjonsforpliktelser være betalbar i utenlandsk valuta (dvs. NOK). Estimatavviket knyttet til morselskapets pensjonsforpliktelser inkluderer følgelig effekten av valutaomregning.

Tilskudd til pensjonsplaner som er tilskuddsplaner kostnadsføres etter hvert som tilskuddsbeløpene opptjenes av de ansatte.

Forpliktelser og betingede eiendeler

Forpliktelser regnskapsføres dersom en tidligere hendelse innebærer at selskapet har en juridisk forpliktelse eller på annet grunnlag antas å ha en forpliktelse som med sannsynlighet vil medføre fremtidig utbetaling, forutsatt at forpliktelsen kan estimeres pålitelig. Hvis tidsverdien er vesentlig beregnes avsetningen som den neddiskonerte verdien av de forventede fremtidige kontantstrømmene. Diskonteringsrenten er en før-skatt rente som reflekterer eksisterende markedsutvurderinger og tar hensyn til spesifikke risikoforhold knyttet til forpliktelsen der dette er relevant. Økning i avsetningen som følge av tidsfaktoren inngår i andre finanskostnader.

Betingede forpliktelser som har oppstått ved tidligere hendelser, og der det ikke er sannsynlig at den eventuelle forpliktelsen vil medføre fremtidige utbetalingar, innregnes ikke, men opplyses om i note med angivelse av usikkerhet knyttet til beløp og tidsavgrensning for saken, med mindre sannsynligheten for en strøm av ressurser som omfatter økonomiske fordeler ut fra Statoil er svært liten.

Betingede eiendeler som har oppstått ved tidligere hendelser, men som er avhengig av usikre fremtidige hendelser som ikke i sin helhet er innenfor Statoils kontroll, blir ikke regnskapsført. Statoil opplyser om slike betingede eiendeler dersom det er sannsynlig at konsernet vil oppnå fremtidige økonomiske fordeler som følge av en slik hendelse. Eiendelen med tilhørende inntektsføring blir regnskapsført i konsernregnskapet i den påfølgende periode der det blir så godt som sikkert at en strøm av økonomiske fordeler fra hendelsen vil tilflyte Statoil.

Tapsbringende kontrakter

Statoil regnskapsfører avsetning for netto kontraktsfestede forpliktelser knyttet til kontrakter definert som tapsbringende. Kontrakter vurderes som tapsbringende dersom de unngåelige utgiftene ved å oppfylle pliktene i henhold til kontrakten overstiger de økonomiske fordelen som forventes mottatt i

tilknytning til samme kontrakt. En kontrakt som utgjør en integrert del av driften til en kontantgenererende enhet med eiendeler tilordnet den aktuelle kontrakten, og hvor de økonomiske fordelene ikke pålitelig kan skilles fra andre deler av den kontantgenererende enheten, inngår i nedskrivningsvurderingene for den aktuelle kontantgenererende enheten.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres når selskapet har en (juridisk eller faktisk) forpliktelse til å demontere og fjerne et anlegg eller en del av et anlegg og bringe området tilbake til opprinnelig stand, og forpliktselen kan estimeres med tilstrekkelig grad av pålitelighet. Estimatet baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. Forpliktselen knyttet til en ny installasjon, som for eksempel en olje- og gass installasjon eller transportsystem, oppstår normalt når installasjonen bygges eller installeres. Forpliktelser kan også oppstå i løpet av produksjonsperioden gjennom endring i lovgivningen eller gjennom en beslutning om å opphøre med virksomheten. Forpliktselen inngår i Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld i balansen. Forpliktselen beregnes til nåverdiens av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav og betingelser. For raffineri- og prosesseringssanlegg uten en forventet konsesjonsperiode anses levetiden for ubestemt og det er derfor ikke innregnet fjerningsforpliktelse for disse anleggene. Forpliktelser knyttet til detaljutsalg estimeres på porteføljenivå.

Når forpliktselen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen, og avskrives sammen med denne.

Endring i estimatet for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktselen med tilsvarende justering av eiendelen.

Måling av virkelig verdi

Noterte priser i aktive markeder er det beste bevis for virkelig verdi, og Statoil anvender derfor slike så langt det lar seg gjøre.

Et finansielt instrument anses som notert i et aktivt marked dersom noterte kurser er enkelt og regelmessig tilgjengelige, for eksempel fra en børs, og disse kursene representerer faktiske og regelmessig forekommende markedstransaksjoner som er identiske med instrumentet som verdsettes. Statoil tar hensyn til både tidsaspekt og volumer for nylig gjennomførte markedstransaksjoner i vurderingen av om priser er notert i tilstrekkelig aktive markeder. Finansielle instrumenter notert i aktive markeder vil normalt omfatte sertifikater, obligasjoner og egenkapitalinstrumenter med noterte markedspriser innhentet fra relevante børser eller oppgjørssentraler. Virkelig verdi av noterte finansielle eiendeler og forpliktelser og finansielle derivater fastsettes med referanse til henholdsvis kjøpskurs eller salgskurs på balansedagen.

Når det ikke foreligger et aktivt marked, fastsettes virkelig verdi ved hjelp av verdettingsmetoder. Disse omfatter bruk av nylig foretatte markedstransaksjoner på armlengdes avstand, henvisning til virkelig verdi av et annet instrument som er praktisk talt det samme, diskonerte kontantstrømsberegninger og prisingsmodeller med tilhørende interne forutsetninger. I verdettingsmetodene tar Statoil også hensyn til motpartens og egen kreditrisiko ved verdsettelse av kontrakter som ikke er omsatt i et aktivt marked. Dette gjøres enten via diskonteringsrenten som benyttes, eller ved direkte å justere de beregnede kontantstrømmene. Når konsernet bokfører elementer av langsiktige råvarebaserte kontrakter til virkelig verdi baseres dermed verdsettelsen så langt som mulig på noterte terminpriser, underliggende indeks i kontraktene og forventninger til terminpriser og marginer når det ikke foreligger tilgjengelige observerbare markedspriser. Virkelig verdi av rente- og valutabytteavtaler baseres på relevante noteringer fra aktive markeder, på tilsvarende noterte instrumenter og andre hensiktmessige verdettingsmetoder. For noteformål blir finansielle instrumenter

Skjønn og usikkerhet i estimer

Bruk av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene

Nedenfor beskrives områder som involverer stor grad av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene, bortsett fra de som omfatter estimering (se under), og som har særlig betydning for regnskapet.

Inntektsføring - brutto eller netto presentasjon av SDØE-volumer

Som beskrevet over i avsnittet "Transaksjoner med den norske stat" markedsfører og selger Statoil Den norske stats andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsockelen. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført brutto som Varekostnad og Salgsinntekter. Vurdering av brutto eller netto presentasjon har tatt utgangspunkt i de detaljerte kriteriene for innregning av driftsinntekter, og konkluderte med at risiko og avkastning knyttet til oljeproduksjonen var blitt overført fra SDØE til Statoil.

Statoil selger også Den norske stats produksjon av naturgass i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko. Dette gass-salget og relaterte utgifter som refunderes fra staten regnskapsføres netto i Statoils regnskap. De samme kriteriene for overgang av risiko og avkastning som beskrevet over er vurdert, og det er konkludert med at risiko og avkastning ikke er overført fra SDØE til Statoil.

Proporsjonal innregning av gevinst ved etablering av felles kontrollert virksomhet ved å redusere andel i datterselskaper

Det er motstrid i regnskapsstandardene mellom kravene i IAS 27 Konsernregnskap og separat finansregnskap og IAS 31 Andeler i felleskontrollert virksomhet / SIC 13 Felleskontrollerte foretak - ikke-monetære overføringer fra deltakere når det gjelder gevinstinnregning ved reduksjon av andeler i datterselskaper. Den internasjonale tolkningskomitéen for finansiell rapportering oversendte i 2011 dette spørsmålet til IASB for å finne en løsning innenfor rammene av et bredere prosjekt om regnskapsføring av egenkapital. Etter kravene i IAS 27 ville salget av eierinteresser i et heleiet datterselskap føre til tap av kontroll over datterselskapet, med tilhørende gevinstinnregning for 100 prosent og påfølgende etablering av ny kostbasis på grunnlag av virkelig verdi for de gjenværende eierandelene. Etter kravene i IAS 31 / SIC-13 ville innregnet gevinstandel være i overenstemmelse med kjøpernes eierandel. På bakgrunn av motstanden mellom regnskapsstandardene har Statoil valgt som regnskapsprinsipp å basere regnskapsføringen på substansen i slike salgstransaksjoner, slik at der disse i realiteten representerer etablering av felleskontrollert virksomhet, blir dette innregnet etter reglene i IAS 31 / SIC-13. Ved et slikt salg innregner Statoil således gevinst i tråd med eierandelen som overdras til angeldende kjøper. Statoil fattet denne beslutningen etter å ha vurdert hvilke regler

som best representerer substansen i slike transaksjoner, og konkluderte med at substansen er at det dannes en felleskontrollert virksomhet og at den regnskapsmessige behandlingen som best reflekterer en slik transaksjons underliggende finansielle forhold vil være å følge reglene i IAS 31 / SIC-13, som gir den mest forståelig og relevante presentasjonen av disse transaksjonene.

Estimering under usikkerhet

Utarbeidelse av konsernregnskap krever at ledelsen benytter estimatorer og bygger på forutsetninger som påvirker rapporterte beløp for eiendeler og gjeld, inntekter og kostnader. Estimatene og de relaterte forutsetningene er basert på historisk erfaring og ulike andre faktorer som er antatt å være rimelige ut fra de gitte omstendigheter, og som danner basis for å foreta vurderinger av balanseførte verdier på eiendeler og gjeldsposter som ikke er lett tilgjengelige basert på andre kilder. Virkelige resultater kan avvike fra disse estimatene. Estimatene og de underliggende forutsetningene evalueres løpende med hensyn til dagens og forventede fremtidige markedsforhold.

Statoil er eksponert for endringer i en rekke underliggende økonomiske faktorer, slik som pris på olje og naturgass, raffineringsmarginer, kurser på utenlandske valuta, rentesatser samt finansielle instrumenter hvor virkelig verdi utesles fra endringer i disse faktorene, som alle påvirker totalresultatet. I tillegg påvirkes Statoil av produksjonsnivået, som på kort sikt påvirkes av for eksempel vedlikeholdsarbeid. På lang sikt påvirkes resultatene blant annet av suksessraten for undersøkelsesaktivitet og feltutbyggingsaktiviteter.

Nedenfor beskrives forhold som er vesentlige for å forstå det skjønn som må utøves for å utarbeide regnskapet, og den usikkerhet som i vesentlig grad kan påvirke virksomhetens resultat, balanse og kontantstrømmer.

Sikre olje- og gassreserver. Konsernets eksperter har estimert Statoils sikre olje- og gassreserver på basis av bransjestandarder og kriterier regulert av det amerikanske kredittilsynet (Securities and Exchange Commission - SEC), som krever anvendelse av 12-måneders prisgjennomsnitt i estimering av reservene. Det amerikanske Financial Accounting Standards Board (FASB) sine krav til tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass er i tråd med SECs regelverk.

Reserveestimater er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, samt kapasitet på installerte anlegg. For fremtidige utbyggingsprosjekter inkluderes bare sikre reserveestimater når det eksisterer en tilstrekkelig forpliktelse til prosjektfinansiering og gjennomføring, og når relevante godkjennelser er mottatt fra regulatorer og myndigheter eller vil bli mottatt med rimelig grad av sikkerhet. Pålideligheten i disse estimatene på ethvert tidspunkt avhenger av både kvaliteten og kvantiteten på de tekniske og økonomiske data, og effektiviteten ved utvinning og prosessering av hydrokarbonene. Statoils reserver er vurdert av en uavhengig tredjepart, og resultatet av denne vurderingen er ikke vesentlig forskjellig fra Statoils egne estimatorer (med unntak av estimerte sikre reserver fra Brigham som er utarbeidet av en annen ekstern part). Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder olje og gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske, driftstekniske og regulatoriske forhold på det tidspunktet reserveestimatet blir utarbeidet. Estimatene for økonomisk utvinnbare reserver inkluderer kun produksjon av volumer i perioden som omfattes av gjeldende produksjonstillatelse, med mindre forlengelse påviselig kan forventes med rimelig grad av sikkerhet. Utvinningen av hydrokarboner må ha startet eller må forventes startet innen rimelig tid. Fremtidige endringer i sikre olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha en vesentlig negativ effekt på regnskapet dersom de resulterer i økte produksjonsenhetsavskrivninger.

Forventede olje- og gassreserver. Forventede olje- og gassreserver er estimerte gjenværende kommersielt utvinnbare volumer fra produserende felt eller fra prosjekter klarert for utbygging, basert på Statoil's vurdering av fremtidige økonomiske forhold. Utvinnbare olje- og gassvolumer er alltid usikre størrelser og forventet verdi er det veide snittet, eller statistiske midtpunkt, av mulige utfall. Forventede reserver er derfor normalt større enn det som refereres til som sikre reserver i tråd med SECs regelverk, som må baseres på eksisterende økonomiske forhold og driftsmetoder, og med en stor grad av sannsynlighet (minst 90% sannsynlighet) for at reservene vil bli utvunnet. Forventede olje- og gassreserver estimeres av Statoils eksperter på basis av bransjestandarder. Reserveestimater blir benyttet ved testing av oppstrømseiendeler i forbindelse med nedskrivningsvurderinger og ved beregning av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser. Reserveestimater er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, kapasitet på installerte anlegg og driftstillatelsesbegrensninger. Pålideligheten i disse estimatene på ethvert tidspunkt avhenger av både kvalitet og kvantitet på de tekniske og økonomiske data og effektiviteten ved utvinningen og prosesseringen av hydrokarbonene. Fremtidige endringer i forventede olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha en vesentlig effekt for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, samt for testing for tap ved verdifall. Endringene kan ha en vesentlig negativ effekt på regnskapet dersom de resulterer i nedskrivninger.

Undersøkelseskostnader og kjøpte leterettigheter. Statoil balansefører midlertidig utgifter til boring av undersøkelsesbrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Selskapet balansefører også kjøpte letearealer og signaturbonuser som betales for å oppnå tilgang til ikke utviklede olje- og gassarealer. Vurderinger knyttet til hvorvidt disse utgiftene skal forblive balanseførte eller nedskrives i perioden, vil i betydelig grad påvirke periodens resultat.

Tap ved verdifall/reversering av tap ved verdifall. Statoil har betydelige investeringer i varige driftsmidler. Endrete omstendigheter eller forventninger med hensyn til en eiendels fremtidige bruk eller intjening kan være en indikasjon på verdifall og kan medføre at den balanseførte verdien må nedskrives til gjenvinnbart beløp. Dersom gjenvinnbart beløp senere øker, reverseres nedskrivningen. Vurderingen av hvorvidt en eiendel må nedskrives, eller om en nedskrivning skal reverseres, bygger i stor grad på skjønnsmessige vurderinger og vesentlige etablerte forutsetninger om fremtiden.

Balanseførte undersøkelseskostnader vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseførte kostnader overstiger gjenvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilslter dette, og minimum en gang i året. Hvis evaluering av en undersøkelsesbrønn viser at den ikke har påvist sikre reserver vurderes brønnen for nedskrivning. Etter første evalueringfasen vil det være å anse som indikasjon på at nedskrivningsvurdering av en brønn må gjennomføres hvis

ingen utbyggingsbeslutning er planlagt i nær fremtid, og det heller ikke er konkrete planer om videre boring på lisensen. Nedskrivning av undersøkelsesbrønner reverseres i den grad betingelsene for nedskrivning ikke lenger er til stede.

Beregning av gjenvinnbare beløp kan være kompleks når beløp må beregnes med utgangspunkt i relevante fremtidige kontantstrømmer som estimeres basert på forutsetninger om fremtiden og neddiskonteres til nåverdi. Testing for tap ved verdifall krever at det utarbeides langsiktige forutsetninger knyttet til en rekke ofte volatile økonomiske faktorer, slik som fremtidige markedspriser, raffineringsmarginer, valutakurser, driftsmidlets fremtidige produktivitet, diskonteringsrente, politisk risiko, landrisiko og andre faktorer som er nødvendige for å kunne estimere relevante fremtidige kontantstrømmer. Nedskrivningsvurderinger krever også ofte skjønnsutøvelse når det gjelder sannsynlighet og sannsynlighetsfordelinger samt sensitiviteter knyttet til utarbeidelse av estimater for gjenvinnbare beløp, og dermed ved sikring av at estimatene for gjenvinnbare beløp som inngår i nedskrivningsvurderingene er tilstrekkelig robuste, også så langt disse reflekteres i nedskrivning eller reversering av nedskrivning i regnskapet. Langsiktige forutsetninger blir etablert på konsernnivå. Det er en stor grad av skjønn involvert når disse forutsetningene etableres og når andre relevante faktorer fastsettes, slik som terminkurver, estimert fremtidig produksjon og estimert avhendingsverdi for eiendeler.

Pensjonsforpliktelser. Ved estimering av nåverdien av ytelsesbaserte pensjonsplaner som representerer en langsiktig forpliktelse i balansen, og indirekte også periodens pensjonskostnad i resultatregnskapet, etablerer Statoil en rekke kritiske forutsetninger som påvirker disse estimatene. Først og fremst gjelder dette forutsetninger om hvilken diskonteringsrate som skal anvendes på fremtidige utbetalinger, den forventede avkastningen på pensjonseiendeler og den forventede årlige lønnsveksten. Disse forutsetningene har en direkte og betydelig påvirkning på beløpene som presenteres. Betydelige endringer i disse forutsetningene mellom perioder vil kunne ha en vesentlig virkning på regnskapet.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse. Statoil har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Myndighetspålagte eller faktiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av varige driftsmidler regnskapsføres til virkelig verdi når forpliktsen oppstår. Ved innregning av en forpliktelse balanseføres den estimerte fremtidige fjerningsutgiften som en del av den varige eiendelen den er knyttet til, og avskrives over eiendelens levetid.

Det er vanskelig å estimere utgiftene knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktivitetene. Estimatene er basert på gjeldende regelverk og dagens teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet. Mesteparten av fjerningsaktivitetene vil finne sted mange år inn i fremtiden, og teknologi og fjerningsutgifter er i konstant forandring. Estimatene inkluderer forutsetninger om hvor lang tid det vil ta å fjerne installasjonene og om hva dagratene for rigg, marine operasjoner og tungloftlektre vil være på tidspunkt for fjerning. Disse faktorene kan variere betydelig avhengig av hvilket fjerningskonsept som forutsettes. Både den første innregningen av en nedstengnings- og fjerningsforpliktelse med tilhørende balanseførte utgifter, og den etterfølgende justeringen av disse balansepostene, involverer dermed betydelig skjønn.

Finansielle derivater. Når virkelig verdi av derivater ikke er direkte observerbar i aktive markeder, beregnes virkelig verdi basert på interne forventninger og direkte observerbar markedsinformasjon, herunder pris- og avkastningskurver for råvarer, valuta og renter. Endringer i forventinger og terminkurver kan ha vesentlig effekt for beregnet virkelig verdi av derivater og tilhørende inntekter eller tap i resultatregnskapet, og da spesielt for langsiktige kontrakter.

Inntektskatt. Statoil betaler årlig betydelige beløp i skatt under ulike skatteregimer, og regnskapsfører betydelige endringer i utsatt skatte-eiendeler og gjeld. Kvaliteten på estimatene avhenger av hvordan selskapet fortolker gjeldende lover, forskrifter og rettspraksis, selskapets evne til å anvende til dels svært kompleks regler, identifisere og implementere endringer i regelverket, samt forutse fremtidig inntjening for å kunne anvende utsatte skattekrediter knyttet til fremførbare underskudd.

3 Endring av regnskapsprinsipp for felleskontrollerte enheter

Som beskrevet i note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* har Statoil endret regnskapsprinsipp for felleskontrollerte enheter under IAS 31 *Andeler i felleskontrollert virksomhet* fra egenkapitalmetoden til proporsjonalkonsolidering med virkning fra 2011. Prinsippendringen er implementert retrospektivt i dette konsernregnskapet og følgende tabeller viser virkningen av endringen for år 2010 og 2009. De omarbeidede sammenligningstallene er presentert i relevante noter. Endringen i regnskapsprinsippet har ingen virkning på årsresultat, resultat per aksje, aksjonærers egenkapital eller ikke-kontrollerende eierinteresser.

KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i millioner kroner)	2010			2009		
	Tidligere rapportert	Endring	Omarbeidet	Tidligere rapportert	Endring	Omarbeidet
DRIFTSINNTEKTER						
Salgsinntekter	526 718	232	526 950	462 292	227	462 519
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	1 133	35	1 168	1 778	-321	1 457
Andre inntekter	1 797		1 797	1 363	11	1 374
Sum inntekter	529 648	267	529 915	465 433	-83	465 350
DRIFTSKOSTNADER						
Varekostnad	-257 427	-9	-257 436	-205 870		-205 870
Andre kostnader	-57 531	-139	-57 670	-56 860	-114	-56 974
Salgs- og administrasjonskostnader	-11 081		-11 081	-10 321		-10 321
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	-50 608	-86	-50 694	-54 056	226	-53 830
Undersøkelseskostnader	-15 773		-15 773	-16 686		-16 686
Sum driftskostnader	-392 420	-234	-392 654	-343 793	112	-343 681
Resultat før finansposter og skattekostnad	137 228	33	137 261	121 640	29	121 669
FINANSPOSTER						
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta	-1 836	10	-1 826	1 993	-4	1 989
Renteinntekter og andre finansielle poster	3 175	-62	3 113	3 708		3 708
Renter og andre finansieringskostnader	-1 751	29	-1 722	-12 451	-5	-12 456
Netto finansposter	-412	-23	-435	-6 750	-9	-6 759
Resultat før skattekostnad	136 816	10	136 826	114 890	20	114 910
Skattekostnad	-99 169	-10	-99 179	-97 175	-20	-97 195
Årets resultat	37 647		37 647	17 715		17 715

KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	2010		2009			
	31.desember (tidligere rapportert)	Endringen	31.desember (omarbeidet)	31.desember (tidligere rapportert)	Endringen	31.desember (omarbeidet)
EIENDELER						
<i>Anleggsmidler</i>						
Varige driftsmidler	348 204	3 374	351 578	340 835	1 685	342 520
Immaterielle eiendeler	39 695	3 476	43 171	54 253	91	54 344
Investeringer i tilknyttede selskaper	13 884	-4 887	8 997	10 056	- 632	9 424
Utsatt skattefordel	1 878		1 878	1 960		1 960
Pensjonsmidler	5 265		5 265	2 694		2 694
Finansielle derivater	20 563		20 563	17 644		17 644
Finansielle investeringer	15 357		15 357	13 267		13 267
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	4 510	- 565	3 945	5 747	-1 540	4 207
Sum anleggsmidler	449 356	1 398	450 754	446 456	- 396	446 060
<i>Omløpsmidler</i>						
Varelager	23 627		23 627	20 196		20 196
Kundefordringer og andre fordringer	76 139	-1 329	74 810	58 895	97	58 992
Skattefordring	1 076		1 076	179		179
Finansielle derivater	6 074		6 074	5 369		5 369
Finansielle investeringer	11 509		11 509	7 022		7 022
Betalingsmidler	30 337	184	30 521	24 723	563	25 286
Sum omløpsmidler	148 762	-1 145	147 617	116 384	660	117 044
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	44 890	0	44 890	0		0
SUM EIENDELER	643 008	253	643 261	562 840	264	563 104

KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	2010		2009			
	31.desember (tidligere rapportert)	Endringen	31.desember (omarbeidet)	31.desember (tidligere rapportert)	Endringen	31.desember (omarbeidet)
EGENKAPITAL OG GJELD						
Egenkapital						
Aksjekapital	7 972		7 972	7 972		7 972
Egne aksjer	- 18		- 18	- 15		- 15
Overkursfond	41 789		41 789	41 732		41 732
Overkursfond knyttet til egne aksjer	- 952		- 952	- 847		- 847
Annен egenkapital	164 935		164 935	145 909		145 909
Andre fond	5 816		5 816	3 568		3 568
Statoil aksjonærers egenkapital	219 542		219 542	198 319		198 319
Ikke-kontrollerende eierinteresser	6 853		6 853	1 799		1 799
Sum egenkapital	226 395		226 395	200 118		200 118
Langsiktig gjeld						
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	99 797		99 797	95 962		95 962
Utsatt skatt	78 052	13	78 065	76 322	13	76 335
Pensjonsforpliktelser	22 110	2	22 112	21 142	2	21 144
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	67 910	68	67 978	55 834		55 834
Finansielle derivater	3 386		3 386	1 657		1 657
Sum langсiktig gjeld	271 255	83	271 338	250 917	15	250 932
Kortsiktig gjeld						
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	73 551	169	73 720	59 801	249	60 050
Betalbar skatt	46 693	1	46 694	40 994		40 994
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	11 730		11 730	8 150		8 150
Finansielle derivater	4 161		4 161	2 860		2 860
Sum kortsiktig gjeld	136 135	170	136 305	111 805	249	112 054
Forpliktelser knyttet til eiendeler holdt for salg	9 223		9 223	0		0
Sum gjeld	416 613	253	416 866	362 722	264	362 986
SUM EGENKAPITAL OG GJELD	643 008	253	643 261	562 840	264	563 104

Per 31. desember 2009 gjelder omarbeidelsen de felleskontrollerte enhetene Naturkraft AS (50%) og Scira Offshore Energy Limited (50%). Per 31. desember 2010 inkluderte omarbeidelsen også en del av Eagle Ford skiferformasjonen i sørvest Texas som midlertidig var organisert som en felleskontrollert enhet, men som senere ble oppløst og organisert som felleskontrollerte eiendeler.

Per 31. desember 2011 er de felleskontrollerte enhetene i hovedsak oljesandpartnerskapet Kai Kos Dehseh (60%), South Atlantic Holding BV (60%), Naturkraft AS (50%) og Scira Offshore Energy Limited (50%).

Interne transaksjoner mellom de felleskontrollerte enhetene og andre konsoliderte selskaper er eliminert basert på Statoils eierandel.

4 Segmentinformasjon

Informasjon om segmentene

Sammensetningen av Statoils rapporteringspliktige segmenter er endret som følge av ny konsernstruktur implementert fra 1. januar 2011. Sammenligningstall er omarbeidet tilsvarende.

Statoils virksomhet styres gjennom følgende driftssegmenter; Utvikling og produksjon Norge (DPN; tidligere Undersøkelse og produksjon Norge), Utvikling og produksjon Nord-Amerika (DPNA; inngikk tidligere i Internasjonal undersøkelse og produksjon), Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI; tidligere Internasjonal undersøkelse og produksjon), Markedsføring, prosessering og fornybar energi (MPR; tidligere Naturgass, Foredling og markedsføring og deler av Teknologi og ny energi som var inkludert under "Andre"), Fuel & Retail (SFR) og Andre.

Utvikling og produksjon-segmentene, som er organisert basert på en regional modell med geografiske klynger eller enheter, er ansvarlig for den kommersielle utviklingen av olje- og gassporteføljen innenfor sine respektive geografiske områder; DPN på norsk sokkel, DPNA i Nord-Amerika bestående av offshore og onshore aktiviteter i USA og Canada, og DPI verdensomspennende utenom Nord-Amerika og Norge.

Leteaktiviteter forvaltes av en egen forretningsenhet som har et globalt ansvar på tvers av konsernet for leting etter og vurdering av nye ressurser. Leteaktiviteter er allokkert til og presentert i de respektive Utvikling og produksjon-segmentene.

MPR-segmentet er ansvarlig for markedsføring og handel av olje og gass (råolje, kondensat, NGL, oljeprodukter, naturgass og LNG), elektrisitet og utslippsrettigheter, i tillegg til transport, prosessering og foredling av produktene ovenfor, drift av raffinerier, terminaler, prosesseringsanlegg, kraftverk og vindparker, samt andre aktiviteter innen fornybar energi.

SFR-segmentet selger drivstoff og relaterte produkter hovedsakelig til personkunder og sluttbrukere.

"Andre" omfatter aktiviteter innenfor Global strategi og forretningsutvikling, Teknologi, prosjekter og boring og Konsernstaber og -tjenester.

Statoil rapporterer sin virksomhet gjennom rapporteringssegmenter som tilsvarer driftssegmentene, bortsett fra driftssegmentene DPI og DPNA som er slått sammen til ett rapporteringssegment; Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI). Sammenslåingen til ett rapporteringssegment er foretatt på grunnlag av likheter innenfor økonomiske karakteristika, produkter, tjenester og produksjonsprosesser, samt kundesammensetning og distribusjonsmetoder.

"Elimineringer" inkluderer elimineringer av internt salg og tilhørende urealisert fortjeneste, hovedsakelig fra salg av olje og oljeprodukter. Salg mellom segmenter beregnes basert på estimerte markedspriser.

Grunnlaget for segmentenes inntjening er Resultat før finansposter og skattekostnad. Finansielle poster, skattekostnad og utsatt skattefordel er ikke allokkert til segmentene.

Nedenfor presenteres segmentdata for årene 2011, 2010 og 2009:

(i millioner kroner)	Utvikling og produksjon Norge	Utvikling og produksjon internasjonalt	Markedsføring, prosessering og fornybar energi	Fuel & Retail	Andre	Elimineringer	Sum
For regnskapsåret 2011							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	7 861	25 158	564 139	70 779	1 004	0	668 941
Salg mellom segmenter	204 181	44 810	45 674	2 904	1	-297 570	0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	60	953	163	3	85	0	1 264
Sum inntekter	212 102	70 921	609 976	73 686	1 090	-297 570	670 205
Resultat før finansposter og skattekostnad	152 713	32 821	24 743	1 869	-256	-106	211 784
Vesentlige poster uten kontanteffekt							
ført mot segmentets resultat							
- Avskrivning og amortiseringer	29 577	15 933	2 762	1 169	759	0	50 200
- Årets nedskrivning	0	-2 098	3 248	0	0	0	1 150
- Råvarebaserte derivater	-5 580	-12	-3 629	0	0	0	-9 221
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader							
balanseført i tidligere år	1 064	467	0	0	0	0	1 531
Investeringer i tilknyttede selskaper	153	5 529	2 684	49	802	0	9 217
Segmentets øvrige anleggsmidler	211 632	239 378	34 443	10 814	3 992	0	500 259
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	0	0	0	0	0	0	0
Anleggsmidler som ikke er allokeret til segmentene*							61 043
Totale anleggsmidler og eiendeler							
klassifisert som holdt for salg							570 519
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler**	41 490	84 339	4 716	1 479	1 590	0	133 614

*Utsatt skattefordel, pensjonsmidler og finansielle instrumenter er ikke allokeret til segmenter.

**Eksklusive tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

(i millioner kroner)	Utvikling og produksjon Norge	Utvikling og produksjon internasjonalt	Markedsføring, prosessering og fornybar energi	Fuel & Retail	Andre	Elimineringer	Sum
For regnskapåret 2010							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	4 101	8 367	452 613	62 283	1 383	0	528 747
Salg mellom segmenter	166 571	41 930	40 509	3 571	2 213	-254 794	0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	56	703	469	4	-64	0	1 168
Sum inntekter	170 728	51 000	493 591	65 858	3 532	-254 794	529 915
Resultat før finansposter og skattekostnad	115 615	12 624	6 125	2 354	615	-72	137 261
Vesentlige poster uten kontanteffekt							
ført mot segmentets resultat							
- Avskrivning og amortiseringer	26 020	15 184	3 021	1 215	683	0	46 123
- Årets nedskrivning	0	1 469	2 995	97	10	0	4 571
- Råvarebaserte derivater	-1 866	0	4 316	0	0	0	2 450
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader							
balanseført i tidligere år	1 441	1 470	0	0	0	0	2 911
Investeringer i tilknyttede selskaper	133	5 066	3 603	43	152	0	8 997
Segmentets øvrige anleggsmidler	188 196	137 320	55 161	11 113	2 959	0	394 749
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	0	44 890	0	0	0	0	44 890
Anleggsmidler som ikke er allokeret til segmentene*							47 008
Totale anleggsmidler og eiendeler							
klassifisert som holdt for salg							495 644
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler**	31 902	44 221	7 723	829	949	0	85 624

*Utsatt skattefordel, pensjonsmidler og finansielle instrumenter er ikke allokeret til segmenter.

**Eksklusive tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

(i millioner kroner)	Utvikling og produksjon Norge	Utvikling og produksjon internasjonalt	Markedsføring, prosessering og fornybar energi	Fuel & Retail	Andre	Elimineringer	Sum
For regnskapåret 2009							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	4 153	12 301	390 537	55 951	951	0	463 893
Salg mellom segmenter	154 431	28 460	31 818	1 405	2 318	-218 432	0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	79	1 075	336	27	-60	0	1 457
Sum inntekter	158 663	41 836	422 691	57 383	3 209	-218 432	465 350
Resultat før finansposter og skattekostnad	104 318	2 602	16 288	1 269	-729	-2 079	121 669
Vesentlige poster uten kontanteffekt							
ført mot segmentets resultat							
- Avskrivning og amortiseringer	25 534	16 231	3 021	1 212	667	0	46 665
- Årets nedskrivning	119	873	6 161	0	12	0	7 165
- Råvarebaserte derivater	-1 958	0	-2 188	0	-42	0	-4 188
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader							
balanseført i tidligere år	1 177	5 821	0	0	0	0	6 998
Investeringer i tilknyttede selskaper	214	4 962	3 650	235	363	0	9 424
Segmentets øvrige anleggsmidler	175 997	152 679	53 578	11 773	2 837	0	396 864
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	0	0	0	0	0	0	0
Anleggsmidler som ikke er alllokert til segmentene*							39 772
Totale anleggsmidler og eiendeler							
klassifisert som holdt for salg							446 060
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler**	34 875	39 354	7 558	2 608	1 320	0	85 715

* Utsatt skattefordel, pensjonsmidler og finansielle instrumenter er ikke alllokert til segmenter.

** Eksklusive tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

Se note 13 *Varige driftsmidler* og note 14 *Immaterielle eiendeler* for informasjon vedrørende nedskrivning regnskapsført i segmentene DPI og MPR.

Se note 5 *Organisasjons- og forretningsutvikling* for informasjon vedrørende gevinst og tap fra transaksjoner som påvirker segmentenes resultat.

Geografisk inndeling

Statoil har aktivitet i 41 land, og selskapets segmenter styres globalt. Ved presentasjon av informasjon basert på geografisk inndeling blir inntekter fra eksterne kunder henført til landet hvor det juridiske selskapet som står for det eksterne salget er hjemmehørende.

Henføring av eiendeler baseres på eiendelens lokalisering.

Nedenfor presenteres geografiske data for 2011, 2010 og 2009.

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
For regnskapåret 2011						
Norge	269 457	87 713	58 757	62 368	38 089	516 384
USA	34 101	7 305	1 904	17 237	5 127	65 674
Sverige	0	0	0	17 699	4 953	22 652
Danmark	0	0	0	17 448	1 642	19 090
Andre	11 586	3 946	1 606	14 036	13 967	45 141
Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra tilknyttede selskaper)	315 144	98 964	62 267	128 788	63 778	668 941
(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
For regnskapåret 2010						
Norge	227 122	72 643	47 551	47 332	16 947	411 595
USA	22 397	7 817	1 815	14 918	5 781	52 728
Sverige	0	0	0	18 810	4 612	23 422
Danmark	0	0	0	14 275	3 027	17 302
Andre	4 508	4 380	205	12 150	2 457	23 700
Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra tilknyttede selskaper)	254 027	84 840	49 571	107 485	32 824	528 747
(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
For regnskapåret 2009						
Norge	182 353	80 018	34 655	45 927	18 375	361 328
USA	19 836	5 555	117	14 017	672	40 197
Sverige	0	0	0	16 556	3 795	20 351
Danmark	0	0	0	15 105	1 957	17 062
Andre	9 978	2 959	154	10 762	1 102	24 955
Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra tilknyttede selskaper)	212 167	88 532	34 926	102 367	25 901	463 893

Konsernets eiendeler henført til geografiske områder

(i millioner kroner per 31. desember)	2011	2010	2009
Norge	249 184	239 989	228 857
USA	112 552	53 694	38 993
Angola	43 624	29 050	23 345
Brasil	25 979	37 008	29 549
Aserbadsjan	17 760	17 296	17 331
Canada	17 307	24 495	20 533
Algerie	9 614	9 308	9 265
Andre områder	33 456	37 796	38 395
Sum anleggsmidler (eksklusive utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finanzielle eiendeler) og eiendeler klassifisert som holdt for salg	509 476	448 636	406 288

Store kunder

Statoil har ikke driftsinntekter fra transaksjoner med enkeltkunder som utgjør 10 prosent eller mer av selskapets samlede driftsinntekter.

5 Organisasjons- og forretningsutvikling

Virksomhetssammenslutninger

Kjøp av "Brigham Exploration Company"

Den 17. oktober 2011 inngikk Statoil en avtale med Brigham Exploration Company (Brigham) om å erverve alle Brighams aksjer for 36,5 amerikanske dollar per aksje gjennom et oppkjøpstilbud med kontantvederlag. Selskapet var børsnotert på NASDAQ i Amerika.

Statoil overtok kontroll over Brigham den 1. desember 2011, som representerer dato for anskaffelselse og dato for verdsettelse av overtatte eiendeler og gjeld. Ved utgangen av 2011 hadde Statoil overtatt eierskap til alle aksjene i Brigham. Det totale vederlaget var 26 milliarder kroner, inkludert 4,6 milliarder kroner relatert til utkjøp av minoritetsinteresser i desember 2011. Statoil valgte å verdsette minoritetsinteresser på anskaffelsestidspunktet til virkelig verdi (36,5 amerikanske dollar per aksje). Det oppsto ingen gevinst eller tap fra påfølgende utkjøp av minoritetsinteresser.

Brigham var et selvstendig selskap som drev med utforskning, utvikling og produksjon. Selskapet bruker avansert teknologi for utforskning, boring og ferdigstillelse til systematisk utvikling og produksjon av innenlandsk landbasert råolje- og naturgassreserver i USA. Brighams aktivitet innen leting og utvikling var rettet mot Williston Basin området, med hovedfokus på områdene Bakken & Three Forks i nord Dakota og Montana.

Kjøpet ble bokført etter overtakelsesmetoden, hvor overtatte eiendeler og gjeld ble verdsatt til virkelig verdi på overtakelsestidspunktet. Årsregnskapet inkluderer Brighams resultater for en måned, regnet fra denne datoен. Tabellen under viser en oversikt over virkelig verdi på identifiserte eiendeler og forpliktelser i selskapet på overtakelsestidspunktet.

(i millioner kroner)	Per 1. desember 2011
EIENDELER	
Varige driftsmidler	
Immaterielle eiendeler	7 514
Utsatt skattefordel	24 056
Kundefordringer og andre fordringer	857
Betalingsmidler	1 387
Andre eiendeler	268
SUM EIENDELER	243
SUM EIENDELER	34 325
GJELD	
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	4 068
Utsatt skatt	8 744
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	2 234
Andre forpliktelser	156
SUM FORPLIKTELSER	15 202
Sum netto eiendeler til virkelig verdi	19 123
Goodwill fra transaksjonen	6 867
Anskaffeskost	25 990
Minoritetsinteresser	4 638
Betalingsmidler overtatt som del av datterselskapet	268
Utbetalt kontant, inkludert minoritetsinteresser	-25 990
Netto kontanstrøm fra virksomhetsovertakelsen	-25 722

Fra overtakelsestidspunktet har Brigham bidratt med 465 millioner kroner i inntekter og 35 millioner kroner til Statoils årsresultat for 2011. Dersom overtakelsen hadde funnet sted ved begynnelsen av året, hadde bidraget vært 3 milliarder kroner til totale inntekter og 0,9 milliarder kroner til Statoils årsresultat for 2011.

Goodwill fra transaksjonen på 6,9 milliarder kroner er allokkert til Statoils landbaserte operasjoner i Nord-Amerika basert på forventede synergieffekter og andre fordeler for konsernet ved å slå sammen Brighams eiendeler og aktiviteter. Goodwillen er ikke skattemessig fradragsberettiget. Identifiserte immaterielle eiendeler (i tillegg til goodwill beløpet) var i sin helhet knyttet til balanseførte undersøkelsesutgifter.

Transaksjonskostnader på 0,2 milliarder kroner er kostnadsført og inkludert i Salgs- og administrasjonskostnader i konsernets resultatregnskap og kontantstrømanalyse.

Betinget vederlag fra kjøp av Peregrino

I 4. kvartal 2011 besluttet Statoil å innløse det betingede elementet av vederlaget fra kjøpet av 50 prosent eierandel i det brasilianske offshore tungoljefeltet Peregrino, fra Anadarko i 2008. Innløsningsbeløpet var på 2,5 milliarder kroner, som var lik det maksimale beløpet i det avtalte intervallet, inkludert renter. Betalingen hadde ingen vesentlig effekt på konsernets resultatregnskap.

Kjøp av eiendeler

Kjøp av offshore utforskningsrettigheter utenfor Angola

Den 20. desember 2011 fikk Statoil tildelt partnerskap med en 55 prosent eierandel på blokk 38 og 39, og med 20 prosent eierandel i blokk 22, 25 og 40 i Kwansa bassenget utenfor Angola. Flere joint venture ble satt opp gjennom etablering av produksjonsdelingsavtaler (Production sharing agreement, PSA), hvor det nasjonale oljeselskapet i Angola, Sonangol, deltar i alle fem blokkene med en båret eierandel på 30 prosent under utforskningsfasen. Ved inngåelse av PSA avtalene, pådro Statoil seg framtidige forpliktelser på 1,4 milliarder amerikanske dollar, som inkluderer signaturbonuser og minimum arbeidsforpliktelser for alle blokkene. Per 31. desember 2011 var 5,2 milliarder kroner balanseført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon og presentert som *Immaterielle eiendeler*.

Kjøp av lisenser for mineralrettigheter i Eagle Ford skiferformasjon, Texas USA

Den 8. oktober 2010 signerte Statoil en kjøps- og salgsavtale med Talisman Energy Inc. og Enduring Resources LLC hvor Statoil, gjennom et selskap, kontrollert 50/50 felles med Talisman Energy Inc., kjøpte lisenser med mineralrettigheter over et område på 67 000 acre (271 kvadratkilometer) i Eagle Ford formasjon i Sørvest-Texas. Transaksjonen ble regnskapsført som et kjøp av eiendeler. Totalt vederlag for Statoils andel var 0,9 milliarder amerikanske dollar. Transaksjonen ble sluttført den 8.desember 2010 og regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

Avhendelser

Salg av eierandel i Gassled, Norge

Den 5. juni 2011 inngikk Statoil en avtale med Solveig Gas Norway AS om å selge 24,1 prosent eierandel i Gassled joint venture (Gassled). Statoil sitter igjen med med en eierandel på 5 prosent i Gassled etter salgstidspunktet den 30. desember 2011. Solveig Gas Norway AS betalte 13,9 milliarder kroner i kontantvederlag i januar 2012 for 24,1 prosent eierandel i Gassled. Transaksjonen var i hovedsaklig unntatt fra skatteplikt etter unntaksreglene i norsk lov om petroleumsskatt. En liten del av transaksjonen er imidlertid underlagt ordinær selskapsskatt. For denne transaksjonen regnskapsførte Statoil en gevinst før skatt på 8,4 milliarder kroner i fjerde kvartal 2011, som også inkluderer en inntektsføring av tidligere avsatt utsatt skatt knyttet til den del av transaksjonen som var unntatt skatteplikt. Transaksjonen ble regnskapsført i segmentet Markedsføring, prosessering og fornybar energi og er presentert som *Andre inntekter*.

Avtale om å selge eierandeler i utforsnings og produksjonslisenser på norsk sokkel

Den 21. november 2011 inngikk Statoil en avtale med Centrica Recourses (Norway) AS og Centrica Norway Limited (Centrica) om å selge selskapets eierandeler i Skirne-Byggve (10 prosent), Fulla (50 prosent), Grigg-Gamma-Delta (40 prosent), Vale (28,9 prosent) og Rind (37,9 prosent) lisenser på norsk sokkel. I den samme avtalen ble det også inngått at Statoil skal selge 19 prosent av selskapets eierandel i Kvitebjørn, 10 prosent i Heimdal og 13 prosent i Valemon lisensen.

Centrica vil betale et etter skatt vederlag på 1,5 milliarder amerikanske dollar, pluss et betinget vederlag på maksimalt 0,1 milliarder amerikanske dollar. Transaksjonen er betinget av godkjennelse fra Olje- og energidepartementet og Finansdepartementet. Statoil fortsetter med å konsolidere inntekter og kostnader basert på eksisterende eierandel inntil transaksjon er gjennomført. Forventet gjennomføring er i andre kvartal 2012. Transaksjonen vil regnskapsføres i segmentet Utvikling og produksjon Norge. Regnskapsmessig verdi av eiendeler og forpliktelser som er gjenstand for transaksjonen ble per 31. desember 2011 ikke vurdert som tilstrekkelig betydelig for separat klassifikasjon som holdt for salg i konsernets balanse.

Salg av eierandeler i Kai Kos Dehseh, Canada

Den 21. november 2010 inngikk Statoil en avtale med PTT Exploration & Production (PTTEP) om å etablere et joint venture knyttet til oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh, som hvor Statoils eierandel ble redusert fra 100 prosent til 60 prosent. Oljesandsprosjektet Kai Kos Dehseh i Alberta i Canada var organisert som et separate juridisk selskap (partnerskap), og gjennom salget overtok PTTEP en deltakerandel på 40 prosent i partnerskapet. Etter transaksjonen, som ble regnskapsført den 21. januar 2011, er oljesandsaktiviteten i Kai Kos Dehseh regnskapsført som et felleskontrollert selskap gjennom bruk av bruttometoden. Se note 3 *Endring av regnskapsprinsipp for felleskontrollerte enheter* for mer informasjon.

PTTEP betalte et samlet vederlag på 13,2 millioner kroner. En gevinst på 5,5 millioner kroner er inntektsført i samsvar med IAS 31/SIC 12 (Se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper*) og er presentert som *Andre inntekter*. Transaksjonen ble regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon i første kvartal 2011.

Salg av eierandeler i Peregrino anleggsmidler, Brasil

Den 21. mai 2010 inngikk Statoil en avtale med Sinochem Group om å etablere et joint venture ved å selge en 40 prosents eierandel i det brasilianske offshore tungoljefeltet Peregrino. Etter transaksjonen beholdt Statoil en 60 prosent eierandel og hadde felles kontroll over Peregrino-eiendelene sammen med Sinochem. Statoil fortsatte som operatør for feltet som hadde produksjonsstart i april 2011. Godkjennelse fra myndighetene kom i april 2011 og transaksjonen ble regnskapsført 14. april 2011.

Sinochem Group betalte 19,5 milliarder kroner i kontanter for sin 40 prosents eierandel gjennom kjøp av aksjer i ulike Statoil-enheter. Gevinsten fra salget var på 8,8 milliarder kroner og ble regnskapsført etter IAS 31/SIC 13 (se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper*) og er presentert som *Andre inntekter*. Transaksjonen ble regnskapsført i segmentet International undersøkelse og produksjon i andre kvartal 2011.

Eiendeler og forpliktelser klassifisert som holdt for salg

Tabellen nedenfor spesifiserer eiendeler og tilknyttede forpliktelser klassifisert som holdt for salg:

(i millioner kroner)	31. desember 2011	31. desember 2010	31. desember 2009
Varige driftsmidler	0	32 515	0
Immaterielle eiendeler	0	12 375	0
Totale eiendeler klassifisert som holdt for salg	0	44 890	0
Langsiktige finansielle forpliktelser	0	7 796	0
Fjerning og nedstengningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	0	549	0
Kortsiktige finansielle forpliktelser	0	878	0
Totale forpliktelser knyttet til eiendeler holdt for salg	0	9 223	0

Bokført verdi av eiendeler og gjeld klassifisert som holdt for salg i balansen ved utgangen av 2010 var relatert til Statoils avtaler med PTTEP om 40 prosent eierandel i det Canadiske oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh og med Sinochem Group om salg av 40 prosent eierandel i det brasilianske offshore tungoljefeltet Peregrino.

6 Kapitalstyring

Kapitalstyring

Statoils retningslinjer for kapitalstyring er å maksimere verdiskaping over tid, og samtidig beholde en sterk finansiell posisjon og en langsigkt kreditrating innenfor kategori A eller bedre.

Statoils administrasjon anvender nøkkeltall som kontantstrøm delt på netto justert rentebærende gjeld (FFO/ND) og netto justert rentebærende gjeld over sysselsatt kapital (ND/CE), i vurderinger som gjelder Statoils finansielle fleksibilitet og evne til å pådra selskapet mer gjeld.

FFO er netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter tillagt visse justeringer anvendt av de viktigste ratingbyråene. Disse justeringene omfatter kontantstrømseffekter fra operasjonelle leieavtaler, pensjonsforpliktelser, kapitaliserte renter, fjerningsforpliktelser og reklassifisering av endringer i arbeidskapital.

ND er definert som Statoils kortsiktige og langsiktige finansielle forpliktelser justert for kontantbeholdning og justert for de justeringene definert ovenfor. I tillegg kommer visse justeringer tilknyttet prosjektfinansiering, avsetningsinstruksen mellom Statoil og SDØE og likviditetsposisjoner fra konsernets forsikringsselskap.

CE er Statoils totale egenkapital (inklusiv minoritetsinteresser) pluss netto rentebærende gjeld, inkludert justeringer definert ovenfor.

Kreditrating

Kreditrating er viktig for Statoil for å sikre tilstrekkelig finansiell fleksibilitet til å understøtte en dynamisk strategi og sikre fleksibilitet gjennom økonomiske og markedsmessige sykluser. Statoil har kreditrating fra Moody's og Standard & Poor's og vår fastsatte strategi er å ha en kreditrating minst innenfor singel A nivå. Denne ratingen understøtter nødvendig forutsigbarhet og gir tilgang til finansiering fra alle relevante kapitalmarkeder til markedets beste betingelser. Statoil har en intensjon om å holde finansielle nøkkeltall på nivå som er konsistente mot våre rating mål.

Finansiering av datterselskap og tilknyttede selskap

Normalt er det morselskapet Statoil ASA som tar opp ekstern rentebærende gjeld og deretter yter lån eller egenkapital til heleide datterselskap for å finansiere kapitalbehov innenfor konsernet. Statoil Petroleum AS er medansvarlig eller garantist for Statoil ASAs obligasjonslån og andre låneavtaler. Som medansvarlig påtar Statoil Petroleum AS seg solidaransvar for betalingen av og lånebetingelser knyttet til denne gjelden.

Når delvis eide datterselskap eller investeringer i tilknyttede selskap er finansiert, er det Statoils regel å finansiere i henhold til eierandel og på like vilkår som de andre eierne. Statoil ASA finansierer ikke Statoil Fuel & Retail (SFR). SFR opptar gjeld i det eksterne markedet selvstendig og etter kapitalbehov i SFR konsernet. All finansiering av datterselskap og tilknyttede investeringer er gjennomført etter prinsippet med armlengdes avstand. Prosjektspesifikk finansiering kan også anvendes med hovedformål å redusere risiko.

Kapitaldistribusjon

Avkastning for selskapets eiere består av utbytte, tilbakekjøp av aksjer og aksjekursutvikling. Dagens utbytteregeg sier:

"Det er Statoils ambisjon å øke det årlige kontantutbytte, målt i NOK per aksje, i takt med den langsiktig underliggende inntjeningen. Når Statoil fastsetter det årlige utbyttenivå, vil Statoil ta hensyn til forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet. I tillegg til kontantutbytte kan Statoil vurdere tilbakekjøp av aksjer som en del av total kapitaldistribusjon til eierne".

Koblingen til rapportert overskudd er fjernet og fokus vil være på å øke det årlige kontantutbytte per aksje på linje med langsiktig underliggende inntjeningen. Statoil understreker betydningen av å opprettholde et attraktivt utbyttenivå (dividende og inkluder eventuelt tilbakekjøp av egne aksjer) også i fremtiden.

7 Finansiell risikostyring

Generell informasjon relevant for finansiell risiko

Statoils forretningsaktiviteter eksponerer naturligvis konsernet for risiko. Konsernets tilnærming til risikostyring omfatter identifisering, evaluering og styring av risiko i alle våre aktiviteter ved bruk av en ovenfra og ned tilnærming. Statoil utnytter korrelasjoner mellom alle de viktigste markedsrisikoene, som pris på olje og naturgass, raffinerte produktpriiser, valuta og renter, for å kalkulere samlet markedsrisiko og tar dermed hensyn til de naturlige sikringene som er innbakt i Statoils portefølje. Å enkelt kun legge sammen de ulike markedsrisikoene, uten å ta hensyn til disse korrelasjonene, ville ha medført en overestimering av total markedsrisiko. Denne tilnærmingen gir oss mulighet til å redusere antallet sikringstransaksjoner og dermed reduserer transaksjonskostnader og unngår sub-optimalisering.

Et viktig element i tilnærmingen til risikostyringen er bruk av sentraliserte handelsfullmakter som krever at alle viktige strategiske transaksjoner blir koordinert gjennom vår konsernrisikokomite. Fullmakter delegert til handelsorganisasjoner innen råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet er relativt små sammenlignet med den totale markedsrisikoen til selskapet.

Statoils konsernrisikokomite, som ledes av konserndirektør for økonomi og finans (CFO), og inkluderer representanter fra hovedforretningsområdene, er ansvarlig for å definere, utvikle og evaluere retningslinjer for håndtering av risiko. CFO er, i samarbeid med konsernrisikokomiteen, også ansvarlig for å overvåke og utvikle konsernets overordnede risikostyring og å foreslå passende risikoutjevnende tiltak på konsernnivå. Komiteen møtes minimum seks ganger i året og mottar jevnlig risikoinformasjon relevant for konsernet.

Finansiell risiko

Statoil sine aktiviteter eksponerer konsernet for finansiell risiko som definert i IFRS 7:

- Markedsrisiko (inkludert råvarereprisrisiko, valutarisiko, renterisiko og verdipapirprisrisiko)
- Likviditetsrisiko
- Kreditrisiko

Markedsrisiko

Statoil opererer i verdensmarkedene for råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet, og er eksponert for markedsrisikoer knyttet til endringer i prisene på hydrokarboner, valutakurser, rentesatser, og elektrisitetspriser som kan påvirke inntekter og kostnader ved drift, investeringer og finansiering. Risikoene styres i hovedsak på kortsiktig basis, med fokus på hvordan Statoil best kan oppnå optimal risikojustert avkastning innenfor gitte fullmakter.

Langsiktige eksponeringer som normalt har seks måneders eller lengre tidshorisont styres på konsernnivå, mens kortsiktige eksponeringer generelt styres på segment nivå, eller lavere nivå basert på mandater godkjent av konsernrisikokomiteen.

Konsernet har etablert retningslinjer for å inngå derivatkontrakter med formål å styre råvarereprisrisiko, valutakursrisiko og renterisiko. Både finansielle instrumenter og råvarebaserte derivatkontrakter benyttes for å styre risikoen knyttet til inntekter, finansposter og nåverdi av fremtidige kontantstrømmer.

For mer informasjon om sensitivitetsanalyse av markedsrisiko, se note 31 *Finansielle instrumenter: virkelig verdi måling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

Råvarereprisrisiko

Råvarereprisrisikoen representerer Statoils mest betydelige kortsiktige markedsrisiko, og overvåkes daglig mot etablerte mandater som fastsatt i konsernets styrende dokumenter. For å styre den kortsiktige råvarereprisrisikoen blir det inngått råvarebaserte derivatkontrakter som inkluderer futures, opsjoner, ikke-børsnoterte (over-the-counter - OTC) terminkontrakter, og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje, petroleumsprodukter, naturgass og elektrisitet.

Derivater knyttet til råolje og øvrige petroleumsprodukter handles hovedsakelig på InterContinental Exchange (ICE) i London, New York Mercantile Exchange (NYMEX), i det ikke-børsnoterte (OTC) Brent-markedet og i markeder for bytteavtaler knyttet til råolje og raffinerte produkter. Derivater knyttet til naturgass og elektrisitet er hovedsakelig OTC fysiske terminkontrakter og opsjoner, NASDAQ OMX Oslo (tidligere Nordpool) terminkontrakter, samt NYMEX og ICE futures.

Løpetiden for råolje- og raffinerte oljeproduktderivater er vanligvis under ett år og for naturgass- og elektrisitetsderivater er løpetiden vanligvis ca. tre år eller kortere. For mer informasjon om konsernets råvarebaserte finansielle derivater, se note 31 *Finansielle instrumenter: virkelig verdi måling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

Valutarisiko

Statoils driftsresultater og kontantstrømmer er påvirket av prisutvikling på selskapets viktigste produkter, olje og gass, i tillegg til utviklingen på de viktigste valutaer, som NOK, EUR, GBP, mot USD.

Statoil styrer sin valutarisiko fra driften med USD som utgangspunkt. Valutarisiko styres på konsernnivå etter gitte retningslinjer og mандater.

Konsernets kontantstrømmer fra olje- og gass salg, driftsutgifter og investeringer er for en stor del i USD, mens skatt og utbytte er i NOK. Statoils valutastyring er hovedsaklig knyttet til å sikre skatt- og utbyttebetalinger i NOK. Dette betyr at konsernet regelmessig kjøper betydelige NOK beløp ved bruk av konvensjonelle derivatinstrumenter med levering på et fremtidig tidspunkt.

Renterisiko

Statoils målsetning er å ha diversifisert finansieringskilder og over tid oppnå lavere forventet finansieringskostnad. Ved å utstede både fast rente obligasjoner og flytende rente obligasjoner blir Statoils finansieringskilder mer diversifisert ved at man når et bredere spektrum av investorer.

Statoil styrer hovedsakelig renterisiko ved å endre en del av kontantstrømmene fra langsiktige obligasjonslån utstedt med fast rente til kontantstrømmer med flytende rentebetalinger.

Obligasjonslån er vanligvis utstedt i ulike lokale valutaer (blant annet JPY, EUR, CHF og USD). Disse obligasjonslånen blir endret til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutaswapper. For mer detaljert informasjon om konsernets langsiktige gjeldsportefølje se note 22 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*.

Aksjeprisrisiko

Statoils forsikringsselskap (captive) eier børsnoterte aksjer som en del av sin portefølje. I tillegg har Statoil noen andre ikke noterte aksjer for langsiktig strategisk formål. Ved å eie disse eiendelene har Statoil aksjeprisrisikoeksponering, definert som reduksjon i aksjeprisen, som kan medføre en reduksjon i den bokførte verdien av Statoils eiendeler innregnet i balansen. Risikoen i porteføljen eid av Statoils forsikringsselskap er styrt, med mål om å opprettholde en moderat risiko profil, gjennom geografisk diversifisering og bruk av brede referanseindeks. For mer informasjon om konsernets egenkapitalinstrumenter se note 16 *Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle eiendeler* og note 19 *Kortsiktige finansielle investeringer*.

Likviditetsrisiko

Likviditetsrisiko er at Statoil ikke er i stand til å gjøre opp sine finansielle forpliktelser når de forfaller. Formålet med likviditets- og kortsiktig gjeldsstyring er å sikre at Statoil til enhver tid har tilstrekkelige midler tilgjengelig for å dekke sine finansielle forpliktelser.

Statoil styrer likviditet og finansiering på konsernnivå, som sikrer tilstrekkelig likviditet til å dekke operasjonelle krav. Statoil har høy fokus og oppmerksomhet på kredit- og likviditetsrisiko gjennom hele organisasjonen. For å sikre nødvendig finansiell fleksibilitet, som inkluderer å gjøre opp konsernets finansielle forpliktelser, har Statoil opprettholdt retningslinjer for likviditetsstyring, som etter Statoils mening er konervative. Statoil utarbeider tre års prognosenter for likviditetsutvikling minst månedlig.

Statoils kontantstrøm fra drift er vesentlig påvirket av volatiliteten i olje- og gasspriser. Gjennom 2011 har konsernets likviditet forblitt sterkt.

Statoils største utbetalinger er den årlige dividende utbetalingen og seks årlige betalinger av norsk petroleumsskatt. Hvis den månedlige prognosene for likviditetsutvikling viser at likvide eiendeler én måned etter skatt- og utbyttebetingelse er under definerte minimumsnivå, skal opptak av langsiktig finansiering vurderes.

Kortsiktige finansieringsbehov blir vanligvis dekket via US Commercial Paper Programme (CP), 4 milliarder dollar som er dekket av en revolverende kreditfasilitet på 3 milliarder dollar, støttet av Statoils 20 kjernebanker. Kreditfasiliteten er ubrukt og gir sikker tilgang til finansiering, understøttet av beste mulige kortsiktige rating. Kreditfasiliteten har en løpetid på fire år frem til desember 2015, men den inkluderer til ettårs forlengelsesopsjoner som kan forlenge fasiliteten til desember 2017. Statoil har utøvd den første ettårs opsjonen og forlenget løpetiden til desember 2016. Fasilitetsavtalen inneholder ingen krav om vedvarende bekreftelser med hensyn til at vesentlige forværringer av selskapets finansielle og operasjonelle tilstand ikke foreligger. Den inneholder heller ingen krav om minimums/maksimums nivå for noe finansielt nøkkeltall. Statoil Petroleum AS er garantist for fasiliteten.

Den 1. november 2010 trakk Statoil Fuel & Retail ASA opp 4 milliarder kroner på en lånefasilitet med forfall i oktober 2013. Fasiliteten er en del av en flervaluta termin og revolverende lånefasilitet på 7 milliarder kroner med ni internasjonale banker. I tillegg til treårslånet på 4 milliarder kroner som allerede er trukket inkluderer den totale avtalen en revolverende fem års lånefasilitet på 3 milliarder kroner. Av denne fasiliteten var 0,2 milliarder kroner trukket ved utgangen av 2011.

For langsiktig finansiering bruker Statoil alle de største fundingmarkeder (USA, Europa og Japan). For å følge konsernets retningslinjer, bruker Statoil finansielle derivater, valuta- og renteswapper, for å konvertere kontantstrømmer til flytende USD rentebetingelser. Statoils policy er å ha en jevn forfallsstruktur på obligasjonsgjelden, der nedbetaling ikke overstiger fem prosent av sysselsatt kapital de nærmeste fem årene. Statoils langsiktige gjeld har en gjennomsnittlig løpetid på cirka ni år.

For mer informasjon om konsernets langsiktige gjeld, se note 22 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*.

Tabellen nedenfor viser en forfallsanalyse, basert på udiskonerte kontraktsmessige kontantstrømmer, av konsernets finansielle forpliktelser og finansielle eiendeler holdt med formål å styre likviditetsrisiko, hvor eiendelene holdt av konsernets forsikringsselskap (captive) har blitt ekskludert. Inkludert i eiendeler holdt for å styre likviditetsrisiko er visse valuta finansielle derivater.

(i millioner kroner)	Mindre enn 1 år	1-2 år	3-4 år	5-10 år	Ettet 10 år	Totalt spesifisert
31. desember 2011						
Ikke-derivative finansielle forpliktelser	-109 507	-31 651	-32 134	-47 179	-55 093	-275 564
Finansielle derivater	-1 548	-40	-1 603	-1 561	-82	-4 834
Finansielle eiendeler holdt for styring av likviditetsrisiko						
Kortsiktige finansielle derivater	332	0	0	0	0	332
Kortsiktige finansielle investeringer	14 810	0	0	0	0	14 810
Betalingsmidler	40 500	0	0	0	0	40 500
Sum eiendeler	55 642	0	0	0	0	55 642
31. desember 2010						
Ikke-derivative finansielle forpliktelser	-88 093	-15 822	-35 010	-38 356	-58 012	-235 293
Finansielle derivater	-20	241	-1 879	-1 377	-1 529	-4 564
Finansielle eiendeler holdt for styring av likviditetsrisiko						
Kortsiktige finansielle derivater	1 462	0	0	0	0	1 462
Kortsiktige finansielle investeringer	5 348	0	0	0	0	5 348
Betalingsmidler	30 251	0	0	0	0	30 251
Sum eiendeler	37 061	0	0	0	0	37 061
31. desember 2009						
Ikke-derivative finansielle forpliktelser	-72 789	-17 910	-24 854	-49 536	-52 349	-217 438
Finansielle derivater	-613	24	-766	-1 672	-1 064	-4 091
Finansielle eiendeler holdt for styring av likviditetsrisiko						
Kortsiktige finansielle derivater	301	0	0	0	0	301
Kortsiktige finansielle investeringer	2 017	0	0	0	0	2 017
Betalingsmidler	24 567	0	0	0	0	24 567
Sum eiendeler	26 885	0	0	0	0	26 885

For ytterligere informasjon om konsernets Betalingsmidler se note 20 *Betalingsmidler*.

Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at konsernets kunder eller motparten kan påføre konsernet finansielle tap ved ikke å overholde sine forpliktelser. Kredittrisiko oppstår gjennom kredittekspонering knyttet til kundefordringer samt fra finansielle investeringer, finansielle derivatinstrumenter og innskudd i finansinstitusjoner.

Sentrale elementer i konsernets styring av kredittrisiko er:

- En global kredittpolitikk
- Kredittmandater
- En intern prosess for kreditevaluering
- Risikoavlastningsinstrumenter
- En kontinuerlig overvåkning og styring av kredittekspонering

Før transaksjoner inngås med nye motparten, krever Statoils kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og godkjent. I tillegg fastsettes det intern kreditrating og kredittgrense for alle salgs-, handel- og finansielle motparter. Alle etablerte motparten revurderes minimum årlig og eksponering overvåkes kontinuerlig. Kreditevalueringen er basert på kvantitative og kvalitative analyser av finansiell og annen relevant informasjon. I tillegg vurderer Statoil

betalingshistorikk, motpartens størrelse og diversifisering, samt bransjerisiko knyttet til motparten. Den interne risikoklassifiseringen reflekterer Statoils vurdering av motpartens kreditrisiko. Grenser for kreditteksponering fastsettes på bakgrunn av kredittevalueringen kombinert med andre faktorer, så som forventede karakteristika ved transaksjonen og bransjen. Kreditmandatene definerer akseptabel kreditrisiko, og er besluttet av selskapets ledelse. Kreditmandatene blir regelmessig vurdert med hensyn til endrede markedsforhold.

Statoil bruker flere instrumenter for å avlaste og kontrollere kreditrisiko, både per motpart og på porteføljenivå. Hovedinstrumentene inkluderer bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetaler og depositumer. For bankgarantier godtas kun internasjonale banker med "investment grade" kreditrating som motparter.

Statoil har forhåndsdefinerte grenser for porteføljens gjennomsnittlige rating samt for maksimal kreditteksponering for den enkelte motpart. Porteføljen overvåkes regelmessig, og den enkelte motparts eksponering kontrolleres daglig i forhold til etablert kreditgrense. Den totale kreditporteføljen til Statoil er geografisk diversifisert på en rekke motparter innen olje og energisektoren, i tillegg til større olje- og gassbrukere samt finansielle motparter. Størstedelen av konsernets eksponering er med selskaper med "investment grade" rating.

Tabellen nedenfor viser konsernets finansielle eiendeler som ikke er forfalt eller forringet, verdsatt etter virkelig verdi og fordelt i henhold til motpartens kreditrating. Kun instrumenter som ikke er handlet på børs er inkludert i kortsiktige og langsiktige finansielle derivater.

(i millioner kroner)	Langsiktige finansielle fordringer	Kundefordringer og andre fordringer	Langsiktige finansielle derivater	Kortsiktige finansielle derivater
31. desember 2011				
«Investment grade», med rating A eller høyere	1 030	31 148	19 403	3 508
Annen «Investment grade»	0	35 806	13 306	2 292
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	575	27 709	14	132
Sum finansielle eiendeler	1 605	94 663	32 723	5 932
31. desember 2010				
«Investment grade», med rating A eller høyere	987	29 614	12 444	4 291
Annen «Investment grade»	565	8 132	8 119	1 081
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	200	30 702	0	640
Sum finansielle eiendeler	1 752	68 448	20 563	6 012
31. desember 2009				
«Investment grade», med rating A eller høyere	1 081	25 119	10 975	3 501
Annen «Investment grade»	543	5 417	6 669	1 060
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	0	22 514	0	635
Sum finansielle eiendeler	1 624	53 050	17 644	5 196

Per 31. desember 2011 er 10,8 milliarder kroner kalt inn som sikkerhetsstillelse for å redusere deler av konsernets kreditteksponering. Sikkerhetsstillelsen er kontanter mottatt som sikkerhet for å redusere kredit eksponering i tilknytning til positive virkelige verdier fra renteswapper, rente valutaswapper og valutaswapper. Kontanter er innkrevde som sikkerhet i samsvar med hovedavtaler med ulike motparter når den positive virkelige verdien for de ulike swapene er over en avtalt grense. Sikkerheten som er mottatt reduserer kredit eksponeringen *Langsiktige finansielle derivater* og *Kortsiktige finansielle derivater* presentert i tabellen over.

8 Godtgjørelse

(i millioner kroner, unntatt gjennomsnittlig antall årsverk)	2011	For regnskapsåret 2010	2009
Lønnskostnader	21 131	19 831	18 221
Pensjonskostnader	3 757	4 138	3 538
Arbeidsgiveravgift	3 257	2 972	3 023
Andre lønnskostnader og sosiale kostnader	2 533	2 158	2 177
 Sum lønnsrelaterte kostnader	 30 678	 29 099	 26 959
Gjennomsnittlig antall årsverk	29 378	28 396	28 107

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og delvis viderebelastet partnerne i Statoil-opererte lisenser med utgangspunkt i påløpte timer.

Detaljer om beregning av pensjonskostnad og netto pensjonsforpliktelse fremgår av note 23 *Pensjon og andre langsiktige ytelser til ansatte*.

Ytelser til ledelsen for 2011 er presentert i note 5 *Lønnskostnader* i selskapsregnskapet til Statoil ASA.

Aksjebasert avlønning

Statoils aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Statoil gjennom månedlige lønnstrekk. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Statoil, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for Statoil relatert til 2011, 2010 og 2009 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 451, 427 og 370 millioner kroner. Beregnet kostnad for Statoil for 2012 programmet (avtaler inngått i 2011) utgjør 512 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2011 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 1,024 millioner kroner.

9 Andre kostnader

Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	Revisjonshonorar	Revisjonsrelaterte tjenester	Andre tjenester	Totalt
For regnskapsåret 2011				
Ernst & Young - Norge	36,6	5,0	3,3	44,9
Ernst & Young - utenfor Norge	25,8	1,8	0,0	27,6
Totalt	62,4	6,8	3,3	72,5
For regnskapsåret 2010				
Ernst & Young - Norge	35,2	12,2	0,1	47,5
Ernst & Young - utenfor Norge	29,3	2,0	0,1	31,4
Totalt	64,5	14,2	0,2	78,9
For regnskapsåret 2009				
Ernst & Young - Norge	34,2	5,3	3,7	43,2
Ernst & Young - utenfor Norge	27,1	1,5	0,9	29,5
Total	61,3	6,8	4,6	72,7

I tillegg til tallene i tabellen over er det betalt revisjonshonorar og revisjonsrelatert honorar til Ernst & Young knyttet til Statoil-opererte lisenser på 8,8 millioner kroner for hvert av årene 2011 og 2010, samt 8,9 millioner kroner for 2009.

Utgifter til forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 2 201, 2 045 og 2 073 millioner kroner i 2011, 2010 og 2009. Utgiftene er delvis finansiert av partnerne på Statoil-opererte lisenser. Statoils andel av utgiftene har blitt kostnadsført i resultatregnskapet.

10 Finansposter

(i millioner kroner)	2011	For regnskapsåret 2010	2009
Agioeffekter finansielle derivater	1 601	-1 736	9 722
Agioeffekter betalbar skatt	24	-473	-1 930
Andre agioeffekter	-1 260	383	-5 803
Netto gevinst/ tap på utenlandsk valuta	365	-1 826	1 989
Mottatt utbytte	137	132	66
Verdipapirgevinst/-tap finansielle investeringer	-1 297	660	875
Renteinntekter verdipapirer	535	325	354
Renteinntekter langsiktige finansielle eiendeler	87	86	106
Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter	1 845	1 910	2 307
Renteinntekter og andre finansielle poster	1 307	3 113	3 708
Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater	-2 166	-2 115	-2 111
Rentekostnader finansielle leieavtaler	-587	-244	-275
Balanseførte renter	869	995	1 351
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	-2 810	-2 508	-2 432
Gevinst/ tap finansielle derivater	6 940	2 611	-6 593
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader	-1 861	-461	-2 396
Renter og andre finansieringskostnader	385	-1 722	-12 456
Netto finansposter	2 057	-435	-6 759

Endringer i virkelig verdi for valutaderivater relatert til likviditetsstyring og valutastyring, er inkludert i Agioeffekter finansielle derivater. Svekkelse av USD i forhold til norske kroner i de tre første kvartalene i 2011 resulterte i virkelig verdi gevinst for disse posisjonene i resultatregnskapet. Tilsvarende resulterte styrking av USD i forhold til norske kroner i 2010 til virkelig verdi tap og svekkelse av USD i forhold til norsk kroner i 2009 resulterte i virkelig verdi gevinst.

Verdipapir/-tap finansielle investeringer viser et tap i 2011 sammenlignet med 2010 og 2009. Dette skyldes tap knyttet til aksjer og sertifikater i 2011.

Endringer i virkelig verdi for rentederivater knyttet til rentestyring av den eksterne låneporteføljen, er inkludert i Gevinst/ tap finansielle derivater. Fall i USD renter gjennom 2011 resulterte i virkelig verdi gevinst for disse posisjonene. Tilsvarende resulterte fall i USD renter i 2010 i virkelig verdi gevinst, og økning i USD renter i 2009 i virkelig verdi gevinster for disse posisjonene.

Balanseførte renter er redusert i 2011 og 2010 i forhold til 2009 på grunn av at flere felt har gått over i produksjon.

Inkludert i Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader i 2011 er 0,5 milliarder kroner i renter på Heidrun determineringen og en nedskrivning av Pernis-raffineriet på 0,5 milliarder kroner. I 2009 er en nedskrivning av Pernis-raffineriet på 1,4 milliarder kroner inkludert.

11 Skatter

Spesifikasjon av skattekostnad

(i millioner kroner)	2011	For regnskapsåret 2010	2009
Norge - sokkel	118 244	90 219	80 944
Norge - land	1 744	167	4 027
Andre land - oppstrøm*	11 284	6 014	5 169
Andre land - nedstrøm*	402	393	770
Betalbar skatt	131 674	96 793	90 910
Norge - sokkel	6 459	1 549	9 358
Norge - land	1 261	-2 877	242
Andre land - oppstrøm*	-3 022	2 322	-3 094
Andre land - nedstrøm*	-974	1 392	-221
Utsatt skatt	3 724	2 386	6 285
Total skattekostnad	135 398	99 179	97 195

* Inkluderer norsk skatt på aktiviteter i utlandet.

Avstemming mellom nominell skattesats og effektiv skattesats

(i millioner kroner)	2011	For regnskapsåret 2010	2009
Norge - sokkel	169 757	122 935	122 074
Norge - land	11 213	368	-10 700
Andre land - oppstrøm	32 971	12 133	2 753
Andre land - nedstrøm	-100	1 390	783
 Resultat før skattekostnad	 213 841	 136 826	 114 910
 Beregnet skatt etter nominell sats i Norge	 50 672	 34 525	 31 185
Særskatt petroleum etter nominell sats (50%) i Norge*	84 878	61 468	61 037
Beregnet skatt etter nominell sats i andre land - oppstrøm	13 314	7 573	2 059
Beregnet skatt etter nominell sats i andre land - nedstrøm	65	1 017	1 869
Skatteeffekt av friinntektsfradrag*	-5 075	-4 957	-5 052
Skatteeffekt av permanente forskjeller	-5 700	719	5 343
Innregning av tidligere ikke innregnede utsatte skattefordeler**	-3 143	0	0
Tidligere års skatter	-49	-736	156
Annet	436	-430	598
 Total skattekostnad	 135 398	 99 179	 97 195
 Effektiv skattesats	 63,32 %	 72,49 %	 84,58 %

* Ved beregning av særskatt på resultat fra norsk kontinentsokkel gis det en friinntekt på 7,5% per år. Friinntekten beregnes basert på investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. Friinntekten kommer til fradrag i skattepliktig inntekt i fire år, fra og med året investeringen blir foretatt. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang. Per 31. desember 2011 utgjør ikke regnskapsført friinntekt 15,1 milliarder kroner. Tilsvarende tall for 2010 var 14,5 milliarder kroner.

** I forbindelse med allokeringen av kjøpsprisen ved oppkjøpet av Brigham Exploration Company (se note 5 *Organisasjons- og forretningsutvikling*), ble det den 1. desember 2011 regnskapsført en utsatt skattegjeld på 8,7 milliarder kroner. Som følge av at denne utsatte skattegjelden ble regnskapsført, kunne tidligere ikke innregnede utsatte skattefordeler på 3,1 milliarder kroner i andre deler av virksomheten i USA, regnskapsføres i 2011.

Utsatt skattefordel og utsatt skatt består av:

(i millioner kroner)	Varelager	Andre kortsiktige poster	Fremførbare skattemessige underskudd	Varige driftsmidler	Lete- kostnader	Fjernings- forpliktelser	Pensjoner	Andre langsiktige poster	Total
Utsatt skatt 31. desember 2011									
Utsatt skatt eiendeler	437	2 596	10 977	9 163	-	55 376	6 663	7 404	92 616
Utsatt skatt forpliktelser	-	-1 796	-	-115 502	-28 453	-	-	-23 681	-169 432
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2011	437	800	10 977	-106 339	-28 453	55 376	6 663	-16 277	-76 816
Utsatt skatt 31. desember 2010									
Utsatt skatt eiendeler	1 060	3 302	2 812	6 705	-	43 378	7 490	3 389	68 136
Utsatt skatt forpliktelser	-	-1 275*	-	-103 493	-19 128	-	-	-20 427*	-144 323
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2010	1 060	2 027	2 812	-96 788	-19 128	43 378	7 490	-17 038	-76 187
Utsatt skatt 31. desember 2009									
Utsatt skatt eiendeler	907	2 123	3 098	10 162	-	34 072	8 148	2 668	61 178
Utsatt skatt forpliktelser	-	-815*	-	-96 799	-20 091	-	-	-17 848*	-135 553
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2009	907	1 308	3 098	-86 637	-20 091	34 072	8 148	-15 180	-74 375
Analyse utsatt skatt gjennom året							2011	2010	2009
Netto utsatt skatteforpliktelse 1. januar						76 187	74 375	66 842	
Innregnet i resultatoppstillingen						3 724	2 386	6 285	
Utvidet resultat (OCI) pensjoner						-2 028	-16	742	
Innregnet i egenkapital						0	0	155	
Omregningsdifferanser og annet						-1 067	-558	351	
Netto utsatt skatteforpliktelse 31. desember						76 816	76 187	74 375	

* Tallet er reklassifisert for å være sammenlignbart med 2011 presentasjonen.

Utsatte skattefordeler og utsatt skattekjeld motregnes når de relaterer seg til samme skattesystemet og det foreligger juridisk grunnlag for motregning.

Utsatte skattefordeler

Per 31. desember 2011 har Statoil regnskapsført 5,7 milliarder kroner i netto utsatte skattefordeler, i hovedsak i Norge. Det er sannsynlig at tilstrekkelige skattepliktige overskudd vil bli generert, slik at de utsatte skattefordelene kan benyttes.

Ikke innregnede utsatte skattefordeler

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Skattereduserende midlertidige forskjeller	3 661	6 345*	6 214*
Fremførbare skattemessige underskudd	9 044	9 063	4 461

* Tallet er reklassifisert for å være sammenlignbart med 2011 presentasjonen.

Rundt 50% av fremførbare skattemessige underskudd som det ikke er innregnet utsatt skattefordel på i balansen, utløper i perioden 2019 til 2026. Hoveddelen av det resterende har ubegrenset fremføringsadgang. Ikke innregnede utsatte skattefordeler knyttet til de skattereduserende midlertidige forskjellene utløper ikke under eksisterende skatteregler. Utsatt skattefordel er ikke innregnet for disse skatteposisjonene da det ikke finnes sterke nok holdepunkter, i forhold til det som kreves i gjeldende regnskapsstandarder, for å underbygge at fremtidige skattemessige resultater vil medføre at fordelene vil kunne benyttes.

12 Resultat per aksje

Ordinært resultat per aksje

Beregningen av ordinært og utvannet resultat per aksje for henholdsvis regnskapsårene 2011, 2010 og 2009 er basert på årets resultat for de respektive år og et vektet gjennomsnitt av ordinære utestående aksjer gjennom året for morselskapet, og beregnet som følger:

	2011	2010	2009
Årets resultat tilordnet aksjeeiere i morselskapet (i millioner kroner)	78 787	38 082	18 313
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer (antall aksjer i tusen)	3 182 113	3 182 575	3 183 874
Effekt av egne aksjer	7 931	7 114	6 028
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer, utvannet	3 190 044	3 189 689	3 189 902
Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer (kroner):			
Ordinært	24,76	11,97	5,75
Utvannet	24,70	11,94	5,74

Konsernet har ikke aksjeprogrammer med vesentlig utvanningseffekt.

13 Varige driftsmidler

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod.anlegg olje og gass, inkl. rørledninger	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2010	17 705	678 216	55 476	16 533	4 434	76 118	848 482
Overført fra eiendeler							
klassifisert som holdt for salg **	0	0	0	0	0	32 515	32 515
Tilgang og overføringer	1 930	98 413	1 267	812	0	1 953	104 375
Tilgang fra kjøp av virksomhet ***	68	6 266	0	4	0	1 176	7 514
Avgang til anskaffelseskost	-1 246	-38 653	-3 400	-135	0	-13 537	-56 971
Omregningsdifferanser	209	7 131	294	-305	102	-544	6 887
Anskaffelseskost 31. desember 2011	18 666	751 373	53 637	16 909	4 536	97 681	942 802
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2010	-12 959	-437 610	-36 746	-6 648	-1 305	-1 636	-496 904
Tilgang og overføringer	0	0	0	0	0	-2 155	-2 155
Årets av- og nedskrivninger	-1 747	-45 427	-5 741	-786	-228	1 817	-52 112
Av- og nedskrivninger på årets avgang	944	16 435	1 935	127	0	38	19 479
Omregningsdifferanser	-182	-3 431	-156	113	-45	176	-3 525
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2011	-13 944	-470 033	-40 708	-7 194	-1 578	-1 760	-535 217
Bokført verdi 31. desember 2011	4 722	281 340	12 929	9 715	2 958	95 921	407 585
Estimert levetid (år)	3 - 10	*	15-20	20 - 33	20 - 25		

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod.anlegg olje og gass, inkl. rørledninger	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2009	18 549	618 487	44 098	15 735	4 079	90 250	791 198
Tilgang og overføringer	-267	61 026	11 642	1 086	195	18 780	92 462
Avgang til anskaffelseskost	-721	-2 894	-418	-291	-11	-1 426	-5 761
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	0	0	0	0	0	-32 515	-32 515
Omregningsdifferanser	144	1 597	154	3	171	1 029	3 098
 Anskaffelseskost 31. desember 2010	 17 705	 678 216	 55 476	 16 533	 4 434	 76 118	 848 482
 Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2009	-12 205	-397 591	-31 794	-6 003	-1 018	-67	-448 678
Årets av- og nedskrivninger	-1 252	-41 570	-5 074	-671	-286	-1 655	-50 508
Av- og nedskrivninger på årets avgang	531	2 681	266	144	11	0	3 633
Omregningsdifferanser	-33	-1 130	-144	-118	-12	86	-1 351
 Akkumulerte av- og nedskrivninger	 -12 959	 -437 610	 -36 746	 -6 648	 -1 305	 -1 636	 -496 904
 Bokført verdi 31. desember 2010	 4 746	 240 606	 18 730	 9 885	 3 129	 74 482	 351 578
 Estimert levetid (år)	 3 - 10	 *	 15-20	 20 - 33	 20 - 25		

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod.anlegg olje og gass, inkl. rørledninger	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 1. januar 2009	18 231	582 066	42 224	16 528	5 604	77 883	742 536
Tilgang og overføringer	4 379	58 269	2 532	1 431	-788	21 097	86 920
Avgang til anskaffelseskost	-1 411	-514	-223	-348	0	0	-2 496
Omregningsdifferanser	-2 650	-21 334	-435	-1 876	-737	-8 730	-35 762
 Anskaffelseskost 31. desember 2009	 18 549	 618 487	 44 098	 15 735	 4 079	 90 250	 791 198
 Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2008	-10 856	-365 575	-27 140	-6 311	-869	-1 521	-412 272
Årets av- og nedskrivninger	-3 468	-43 570	-5 001	-617	-333	319	-52 670
Av- og nedskrivninger på årets avgang	867	513	139	214	0	0	1 733
Omregningsdifferanser	1 252	11 041	208	711	184	1 135	14 531
 Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2009	-12 205	-397 591	-31 794	-6 003	-1 018	-67	-448 678
 Bokført verdi 31. desember 2009	 6 344	 220 896	 12 304	 9 732	 3 061	 90 183	 342 520
 Estimert levetid (år)	 3 - 10	 *	 15-20	 20 - 33	 20 - 25		

* Se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* vedrørende avskrivninger etter produksjonsenhetsmetoden.

** Reflekterer en reversering av tidligere års eiendeler klassifisert som holdt for salg hvor den solgte delen i år er inkludert i Avgang til anskaffelseskost.

*** Se note 5 *Eiendeler klassifisert som holdt for salg*.

Balanseførte renteutgifter utgjorde henholdsvis 0,9 milliarder kroner 1,0 milliarder kroner og 1,4 milliarder kroner i 2011, 2010 og 2009.

Overføring av eiendeler til Varige driftsmidler fra Immaterielle eiendeler utgjorde henholdsvis 3,7 milliarder kroner, 11,0 milliarder kroner og 4,9 milliarder kroner i 2011, 2010 og 2009.

(i millioner kroner)	2011	For regnskapsåret 2010	2009
Nedskrivning	-4 718	-4 820	-8 176
Reversering av nedskrivning	2 692	280	1 743
 Netto nedskrivning	 -2 026	 -4 540	 -6 433

I 2011 regnskapsførte Statoil nedskrivninger på 3,8 milliarder kroner knyttet til eiendeler i segmentet Markedsføring, prosessering og fornybar energi. Grunnlaget for nedskrivningene er estimerer på verdi i bruk utarbeidet på bakgrunn av reduserte forventninger til raffineringsmarginer. Nedskrivningene er presentert som *Avskrivning, amortisering og netto nedskrivning*.

I 2011 reverserte Statoil nedskrivninger på 2,6 milliarder kroner i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt relatert til eiendeler i Mexicogulfen. Grunnlaget for nedskrivningene var reduserte estimerer på verdi i bruk på bakgrunn av endringer i kostnadsanslag og markedsmessige forhold.

I 2010 regnskapsførte Statoil nedskrivninger på 2,9 milliarder kroner knyttet til raffinerier i segmentet Markedsføring, prosessering og fornybar energi. Grunnlaget for nedskrivningene var verdi i bruk estimerer utløst av reduserte forventninger til raffineringsmarginer. I 2010 bokførte Statoil også en nedskrivning på 1,6 milliarder kroner relatert til gassutbyggingsprosjekt i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt. Grunnlaget for nedskrivningene var reduserte estimerer på verdi i bruk på bakgrunn av prosjektforsinkelser, endringer i kostnadsanslag og markedsmessige forhold.

I 2009 regnskapsførte Statoil netto nedskrivninger på relatert til Maskiner, inventar og transportmidler og Produksjonsanlegg på land med 2,2 milliarder kroner og 3,2 milliarder kroner i segmentet Markedsføring, prosessering og fornybar energi.

Ved vurdering av behov for nedskrivning av bokført verdi av en eiendel med potensielt verdifall, blir eiendelens balanseførte verdi sett opp mot eiendelens gjenvinnbare verdi. Eiendelens gjenvinnbare verdi er det høyeste av virkelig verdi fratrukket salgskostnader og eiendelens bruksverdi. Ved beregning av bruksverdien blir eiendelens fremtidige kontantstrømmer justert for spesifikk risiko knyttet til eiendelen, denne er neddiskontert ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt justert for eiendelsspesifikke forskjeller. Reell diskonteringsrente etter skatt er 6,5 prosent etter skatt, og er utledet fra Statoils vektede kapitalkostnad. En avledet før skatt diskonteringsrente vil normalt ligge i intervallet 8 til 12 prosent, avhengig av eiendelsspesifikke forskjeller, slik som skattemessig behandling og varighet og profil på kontantstrømmene. For enkelte eiendeler vil en før skatt diskonteringsrente kunne ligge utenfor dette intervallet, hovedsaklig på grunn av spesielle skatteforhold (f.eks. permanente forskjeller) som påvirker forholdet mellom kontantstrømmer før og etter skatt. Bruken av etter-skatt diskonteringsrente for å beregne gjenvinnbart beløp fører ikke til en vesentlig forskjellig vurdering av behovet for, eller beløpet knyttet til, nedskrivning i forhold til hva som ville fremkommet ved anvendelse av før-skatt diskonteringsrente.

14 Immaterielle eiendeler

(i millioner kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31 desember 2010	38 351	4 353	2 395	45 099
Overført fra eiendeler klassifisert som holdt for salg*	12 375	0	0	12 375
Tilganger	14 206	0	295	14 501
Tilgang gjennom virksomhetssammenslutninger**	24 056	6 867	0	30 923
Avgang til anskaffelseskost	-5 524	0	-5	-5 529
Overføringer immaterielle eiendeler	-3 664	0	-9	-3 673
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-1 531	0	0	-1 531
Omregningsdifferanse immaterielle eiendeler	1 348	170	90	1 608
Anskaffelseskost 31 desember 2011	79 617	11 390	2 767	93 774
Akkumuulerete av- og nedskrivninger 31. desember 2010	-389	-1 539	-1 928	-1 928
Årets av- og nedskrivninger	0	-114	-114	-114
Reversering av nedskrivning	0	875	875	875
Akkumulerete av- og nedskrivninger årets avgang	0	0	0	0
Omregningsdifferanse av- og nedskrivninger	0	67	67	67
Akkumulerete av- og nedskrivninger 31 desember 2011	-389	-711	-1 100	-1 100
Balanseført verdi 31.12.2011	79 617	11 001	2 056	92 674

(i millioner kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31 desember 2009	49 451	4 392	2 257	56 100
Tilganger	14 702	2	251	14 955
Avgang til anskaffelseskost	-795	-20	-202	-1 017
Overføringer immaterielle eiendeler	-10 964	-24	8	-10 980
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	-12 375	0	0	-12 375
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-2 911	0	0	-2 911
Omregningsdifferanse immaterielle eiendeler	1 243	2	81	1 326
 Anskaffelseskost 31 desember 2010	 38 351	 4 353	 2 395	 45 099
 Akkumuulerete av- og nedskrivninger 31. desember 2009	 -360	 -1 396	 -1 756	
Årets av- og nedskrivninger	-36	-150	-186	
Akkumulerete av- og nedskrivninger årets avgang	0	10	10	
Omregningsdifferanse av- og nedskrivninger	7	-3	4	
 Akkumulerete av- og nedskrivninger 31 desember 2010	 -389	 -1 539	 -1 928	
 Balanseført verdi 31.12.2010	 38 351	 3 964	 856	 43 171
 (i millioner kroner)	 Balanseførte undersøkelsesutgifter	 Goodwill	 Andre immaterielle eiendeler	 Sum
Anskaffelseskost 1 januar 2009	61 488	3 595	1 936	67 019
Tilganger	7 907	1 042	75	9 024
Tilgang gjennom oppkjøp	0	0	497	497
Avgang til anskaffelseskost	-774	0	-49	-823
Overføringer immaterielle eiendeler	-4 888	0	10	-4 878
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-6 998	0	0	-6 998
Omregningsdifferanse immaterielle eiendeler	-7 284	-245	-212	-7 741
 Anskaffelseskost 31 desember 2009	 49 451	 4 392	 2 257	 56 100
 Akkumuulerete av- og nedskrivninger 1. januar 2009	 -583	 -400	 -983	
Årets av- og nedskrivninger	0	-1 161	-1 161	
Akkumulerete av- og nedskrivninger årets avgang	0	15	15	
Omregningsdifferanse av- og nedskrivninger	223	150	373	
 Akkumulerete av- og nedskrivninger 31 desember 2009	 -360	 -1 396	 -1 756	
 Balanseført verdi 31.12.2009	 49 451	 4 032	 861	 54 344

* Viser tilbakeføring av tidligere perioders eiendeler klassifisert som holdt for salg hvor andelen solgt i perioden er inkludert i avgang.

** For informasjon om tilgang gjennom virksomhetssammenslutninger se note 5 Organisasjons- og forretningsutvikling.

Immaterielle eiendeler har enten begrenset eller udefinert levetid. Immaterielle eiendeler med begrenset levetid avskrives over estimert levetid, som er 10-20 år.

Netto nedskrivningskostnad og reversering av tidligere nedskrivninger fremkommer som Undersøkelseskostnader og Årets av- og nedskrivninger på bakgrunn av eiendelens natur som henholdsvis balanseførte undersøkelsesutgifter og andre immateriell eiendeler. Tabellen under viser regnskapsførte nedskrivningskostnader relatert til immaterielle eiendeler og anleggsmidler. Den andre tabellen viser spesifikasjon av årets undersøkelseskostnader.

(i millioner kroner)	2011	For regnskapsåret 2010	2009
Årets av- og nedskrivninger	0	31	1 003
Undersøkelseskostnader	1 573	1 935	5 418
Nedskrivning	1 573	1 966	6 421
Årets av- og nedskrivninger	-875	0	0
Undersøkelseskostnader	-1 872	-1 636	0
Reversering av nedskrivning	-2 747	-1 636	0
Netto nedskrivning	-1 174	330	6 421
Undersøkelseskostnader			
(i millioner kroner)	2011	For regnskapsåret 2010	2009
Undersøkelsesutgifter	18 754	16 803	16 891
Kostnadsførte undersøkelsesutgifter aktivert tidligere år	1 531	2 911	6 998
Aktiverte undersøkelsesutgifter	-6 446	-3 941	-7 203
Undersøkelseskostnader	13 839	15 773	16 686

Tap ved nedskrivning er basert på estimer av eiendelens bruksverdi på bakgrunn av endringer i gjenværende reserver, kostnadsanslag, og markedsmessige forhold og er i hovedsak relatert til eiendeler i Mexicogulfen i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt. Se note 13 *Varige driftsmidler* for ytterligere informasjon om grunnlag for nedskrivningsvurderinger.

15 Investeringer i tilknyttede selskaper

(i millioner kroner)	2011	2010	2009
Investeringer i tilknyttede selskaper per 31. desember	9 217	8 997	9 424
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	1 264	1 168	1 457

De mest vesentlige tilknyttede selskapene i tabellen ovenfor er Petrocedeño S.A (eierandel 9,68 prosent), BTC Pipeline company (eierandel 8,71 prosent) og South Caucasus Pipeline Hold Co Ltd (eierandel 25,5 prosent). Gjennom avtaleverket har Statoil betydelig innflytelse i selskapene BTC Pipeline company og Petrocedeño S.A. Investeringene er derfor regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

For informasjon om endring i regnskapsprinsipp for regnskapsføring av felles kontrollert virksomhet fra egenkapitalmetoden til proporsjonal konsolidering se note 3 *Endring av regnskapsprinsipp for felleskontrollerte enheter*.

16 Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle eiendeler

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Obligasjoner	7 987	7 213	6 726
Børsnoterte aksjer	4 539	5 102	4 318
Unoterte aksjer	2 859	3 042	2 223
Finansielle investeringer	15 385	15 357	13 267

Obligasjoner og Børsnoterte aksjer knytter seg til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap, som er regnskapsført i henhold til virkelig verdi oppsjon.

Unoterte aksjer er klassifisert som tilgjengelig for salg og endringer i virkelig verdi er ført mot Annen egenkapital, unntatt tap ved verdifall som er ført over resultatet. Redusjonen i 2011 på 0,2 milliarder kroner skyldes hovedsakelig 0,5 milliarder kroner i nedskrivning på investeringen i Pernis raffinerianlegg og 0,4 milliarder kroner i kapitalinnskudd knyttet til Shtokman investeringen samt Marine Well Containment Company.

I løpet av 2011 har det blitt ført vekk 0,2 milliarder fra Annen egenkapital. I 2010 ble det ført 0,2 milliarder kroner i gevinst på Annen egenkapital.

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Rentebærende fordringer	1 605	1 752	1 624
Forskuddsbetalinger og andre ikke rentebærende fordringer	1 738	2 193	2 583
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	3 343	3 945	4 207

I Rentebærende fordringer inngår prosjektfinansiering av investeringen BTC, ført etter egenkapitalmetoden, og finansiering av det tilknyttede selskapet European CO2 Technology Centre.

Rentebærende finansielle fordringer er klassifisert i kategorien lån og fordringer, Forskuddsbetalinger og andre ikke rentebærende fordringer er klassifisert som ikke finansielle eiendeler.

Balanseført verdi er tilnærmet lik virkelig verdi for Langsiktige finansielle fordringer og Kortsiktige finansielle fordringer (klassifisert som Kundefordringer og andre fordringer), se note 18 *Kundefordringer og andre fordringer*, inkludert avsatte renter.

17 Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Lager av råolje, raffinerte produkter og lager som ikke er knyttet til petroleumsaktivitet beregnes basert på først inn, først ut prinsippet (FIFO).

Varelager i balansen ved inngangen til året har i det alt vesentlige blitt kostnadsført i løpet av året, og inngår i regnskapslinjen Varekostnader i resultatregnskapet.

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Råolje	16 325	14 856	11 371
Petroleumprodukter	8 884	7 210	7 778
Andre	2 561	1 561	1 047
Sum	27 770	23 627	20 196

18 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Finansielle kundefordringer og andre fordringer:			
Kundefordringer	86 445	63 184	48 887
Finansielle fordringer	1 604	570	0
Fordringer felleskontrollerte eiendeler	5 871	4 214	3 580
Fordringer egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærtstående parter	743	480	583
Sum finansielle kundefordringer og andre fordringer	94 663	68 448	53 050
Ikke finansielle kundefordringer og andre fordringer	8 598	6 362	5 942
Kundefordringer og andre fordringer	103 261	74 810	58 992

For mer informasjon vedrørende Statoils kredittekspionering på finansielle eiendeler se note 7 *Finansiell risikostyring*. For informasjon om valutasensitivitet se note 31 *Finansielle instrumenter: virkelig verdi måling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

For ytterligere informasjon om finansielle fordringer, se note 16 *Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle eiendeler*.

19 Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Obligasjoner			
Sertifikater	482	1 183	675
Pengemarkedsfond	12 888	8 767	4 681
Andre investeringer	6 508	1 559	1 584
Finansielle investeringer	0	0	82
	19 878	11 509	7 022

Kortsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2011 inngår i konsernets handelsportefølje, med unntak av 5,1 milliarder kroner knyttet til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap som er regnskapsført i henhold til virkelig verdi opsjon. Tilsvarende var regnskapsførte balanser i henhold til virkelig verdi opsjon per 31. desember 2010 og 2009 på henholdsvis 6,2 og 5,0 milliarder kroner.

Kortsiktige finansielle investeringer regnskapsføres til virkelig verdi med urealisert gevinst og tap inkludert i resultatregnskapet.

20 Betalingsmidler

(i millioner kroner)	31. desember 2011	31. desember 2010	31. desember 2009
Bankinnskudd	10 374	11 126	10 435
Tidsinnskudd	24 120	13 004	13 073
Bundne midler, inklusiv margininnskudd	6 102	6 391	1 778
 Betalingsmidler	 40 596	 30 521	 25 286

Bundne midler per 31. desember 2011 inkluderer margininnskudd på 1,8 milliarder kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der konsernet deltar. Tilsvarende var margininnskudd per 31. desember 2010 på 3,8 milliarder kroner og per 31. desember 2009 på 1,8 milliarder kroner. Betingelser og vilkår relatert til margininnskudd er fastsatt av den enkelte børs.

Bundne midler per 31. desember 2011 inkluderer innskudd på 4,3 milliarder kroner i US dollar på Statoils bank konto i Nigeria. Tilsvarende bundne midler i Nigeria per 31. desember 2010 var på 2,6 milliarder kroner. Det var ingen bundne midler i Nigeria per 31. desember 2009. Statoil er pålagt enkelte restriksjoner med hensyn til bruk av midlene fra virksomheten i Nigeria som følge av en midlertidig forføyning avgjort av en nigeriansk domstol i forbindelse med en pågående tvist. Den midlertidige forføyningen og hovedsaken er anket. Av de totale bundne midlene per 31. desember 2011 vil ikke lenger 3,9 milliarder kroner rapporteres som bundne fra mars 2012.

Kassekreditt og trekkfasiliteter er inkludert i note 26 *Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin*, som er inkludert i betalingsmidler i Konsolidert kontantstrømsoppstilling.

21 Transaksjoner som påvirker egenkapitalen

Statoils aksjekapital på 7 971 617 757,50 kroner består av 3 188 647 103 aksjer pålydende 2,50 kroner.

Statoil ASA har én aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett. Aksjeeiere har rett på å motta det til en hver tid foreslåtte utbytte og har en stemmerett per aksje ved selskapets generalforsamling.

Foreslått og betalt utbytte per aksje var 6,25 kroner for Statoil ASA i 2011 og 6 kroner og 7,25 kroner i henholdsvis 2010 og 2009. Styret foreslår for generalforsamlingen i mai 2012 et utbytte for 2011 på 6,5 kroner per aksje, tilsvarende en total utbytteutbetaling på 20,7 milliarder kroner. Foreslått utbytte er ikke innregnet som en forpliktelse i finansregnskapet.

Oppjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 153,198 millioner kroner per 31. desember 2011 (før avsetninger for foreslått utbytte på 20 705 millioner kroner for 2011). Oppjent egenkapital som kan deles ut som utbytte er basert på norske regnskapsstandarder og rettsregler, og er begrenset til oppjent egenkapital i morselskapet. Dette avviker fra konsernets oppjente egenkapital på 218 518 millioner kroner. Utdeling av utbytte er ikke tillatt i den utstrekning det bringer morselskapets egenkapital under 10 prosent av totale eiendeler.

Den årlige ordinære generalforsamlingen i 2011 ga styret fullmakt til, på vegne av Statoil ASA, å erverve egne aksjer i markedet. Fullmakten kan benyttes til å erverve egne aksjer med en samlet pålydende verdi på inntil 20 millioner kroner. Slike aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i Statoil konsernet som ledd i konsernets aksjespareprogram godkjent av styret. Laveste beløp som kan betales per aksje er 50 kroner, høyeste beløp som kan betales per aksje er 500 kroner. Fullmakten gjelder til neste ordinære generalforsamling. Denne fullmakten erstatter tidligere fullmakt gitt i ordinær generalforsamling i 2010 vedrørende kjøp av egne aksjer for gjennomføring av aksjespareprogram for ansatte.

I 2011 ga i tillegg den årlige ordinære generalforsamlingen styret fullmakt til, på vegne av Statoil ASA, å kjøpe tilbake av egne aksjer for påfølgende sletting til en pålydende verdi på inntil 187,5 millioner kroner. Laveste beløp som kan betales per aksje er 50 kroner, høyeste beløp som kan betales per aksje er 500 kroner. Innenfor disse grensene vil styret bestemme til hvilken pris og hvilket tidsrom et eventuelt kjøp skal finne sted. Egne aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan bare disponeres til sletting gjennom en reduksjon av selskapets aksjekapital, i henhold til aksjeloven § 12-1. Denne fullmakten gjelder til neste ordinære generalforsamling.

I løpet av 2011 har Statoil ervervet 2 931 346 egne aksjer for 408 millioner kroner. Per 31. desember 2011 har Statoil 7 931 347 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram.

22 Obligasjoner, banklån og finanzielle leieavtaler

	Vektet gjennomsnittlig rentesats i %			Balanse i millioner kroner per 31. desember			Virkelig verdi i millioner kroner per 31. desember		
	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009
Finansielle forpliktelser til amortisert kost									
Obligasjonslån									
Amerikanske									
dollar (USD)	4,92	5,41	5,85	65 510	52 586	40 610	74 778	57 736	43 632
Euro (EUR)	4,99	5,01	5,13	19 454	23 504	27 515	23 128	26 698	30 397
Japanske yen (JPY)	1,66	1,66	1,66	387	360	312	392	368	322
Britiske pund (GBP)	6,71	6,71	6,71	9 522	9 302	9 556	13 232	11 456	11 391
Sum				94 873	85 752	77 993	111 530	96 258	85 742
Usikrede lån									
Amerikanske									
dollar (USD)	0,74	0,74	0,71	5 912	5 779	5 697	5 957	5 747	5 639
Norske kroner (NOK)	4,04	3,88	-	3 994	3 974	-	3 994	3 974	-
Japanske yen (JPY)	1,65	1,65	1,65	619	576	501	629	589	516
Sikrede banklån									
Amerikanske									
dollar (USD)	3,48	3,70	3,74	523	695	864	523	695	894
Andre valutaer	3,80	3,31	4,63	122	142	135	122	142	135
Finansielle leieavtaler				11 950	7 159	13 747	11 950	7 159	13 747
Annen gjeld				786	347	293	786	347	293
Sum				23 906	18 672	21 237	23 961	18 653	21 224
Sum finansielle forpliktelser				118 779	104 424	99 230	135 491	114 911	106 966
Fratrukket kortsiktig andel				7 168	4 627	3 268	7 168	4 627	3 268
Obligasjoner, banklån og finanzielle leieavtaler				111 611	99 797	95 962	128 323	110 284	103 698

Den 23. november 2011 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende henholdsvis USD 0,65 milliarder med forfall i november 2016, USD 0,75 milliarder med forfall i januar 2022 og USD 0,35 milliarder med forfall i november 2041. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

Mer informasjon vedrørende finansielle leieavtaler er gitt i note 27 *Leieavtaler*.

Tabellen reflekterer ikke den økonomiske effekten av valutabytteavtaler for forskjellige valutaer til USD. Se note 30 *Finansielle instrumenter per kategori* for ytterligere informasjon.

Vektet gjennomsnittlig rentesats er beregnet for lån per valuta per 31. desember, og reflekterer ikke valutabytteavtaler.

Virkelig verdi beregnes ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer basert på markedsrenter fra eksterne kilder. Metoden som er benyttet er en neddiskonteringsmodell hvor terminrentene er utledet fra LIBOR og EURIBOR rentekurver, og vil variere basert på forfallstidspunkt for den langsigtede finansielle forpliktselen som er gjenstand for måling av virkelig verdi. Beregnet kredittpremie baserer seg på priser fra eksterne finansinstitusjoner.

Detaljer for de største obligasjonslåne

Obligasjonslån	Fast rente	Opptreksår	Forfall (år)	I millioner kroner		
				2011	31. desember 2010	2009
USD 1500 millioner	5,250 %	2009	2019	8 947	8 738	8 613
USD 1250 millioner	3,125 %	2010	2017	7 454	7 278	-
USD 900 millioner	2,900 %	2009	2014	5 378	5 251	5 174
USD 750 millioner	3,150 %	2011	2022	4 467	-	-
USD 750 millioner	5,100 %	2010	2040	4 443	4 340	-
USD 650 millioner	1,800 %	2011	2016	3 876	-	-
USD 500 millioner	5,125 %	2004	2014	2 996	2 927	2 887
USD 500 millioner	3,875 %	2009	2014	2 986	2 914	2 870
USD 500 millioner	6,500 %	1998	2028	2 969	2 900	2 859
USD 481 millioner	7,250 %	2000	2027	2 880	2 814	2 776
USD 350 millioner	4,250 %	2011	2041	2 079	-	-
EUR 1300 millioner	4,375 %	2009	2015	10 064	10 135	10 782
EUR 1200 millioner	5,625 %	2009	2021	9 235	9 297	9 887
GBP 800 millioner	6,875 %	2009	2031	7 397	7 224	7 421
GBP 225 millioner	6,125 %	1998	2028	2 098	2 040	2 096

Valutabytteavtaler brukes for styring av risiko. Av obligasjonslåne er NOK 65,5 milliarder utstedt i USD og NOK 29,4 milliarder er byttet til USD.

Rentebytteavtaler brukes for styring av renterisiko på obligasjonslån med fast rente. Som et resultat av dette er hoveddelen av totalporteføljen byttet fra fast til flytende rente.

I all vesentlighet inneholder obligasjonslån og usikrede banklån bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Konsernets sikrede banklån i USD er sikret ved pant i aksjer i et datterselskap med bokført verdi på NOK 2,1 milliarder, samt konsernets andel av inntekter fra visse prosjekter.

Konsernet har utestående totalt 31 usikrede obligasjonslån, der avtalene inneholder bestemmelser som gir konsernet rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsaftalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto etter tilbakekjøp utgjør lånene NOK 93,1 milliarder til oppgjørskurs per 31. desember 2011.

Statoil ASA har inngått avtale med 20 kjernebanker for en bindende langsiktig løpende kreditt på USD 3,0 milliarder. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2011. For mer informasjon se note 7 *Finansiell risikostyring*.

Tilbakebetalingsprofil for obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler

(i millioner kroner)	31. desember		
	2011	2010	2009
År 2 og 3	21 337	12 555	11 757
År 4 og 5	21 814	23 205	11 496
Etter 5 år	68 460	64 037	72 709
Sum tilbakebetaling	111 611	99 797	95 962

Forfallsprofil for udiskonerte kontantstrømmer er vist i note 7 *Finansiell risikostyring*.

	31. desember		
	2011	2010	2009
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler (i millioner kroner)	111 611	99 797	95 962
Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år)	9	9	9
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	4,84	5,01	4,77

23 Pensjon og andre langsiktige yteler til ansatte

De norske selskapene i konsernet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenestepensjon, og Statoils pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

De vesentligste norske pensjonsordningene administreres av Statoil Pensjon. Statoil Pensjon er en selveiende stiftelse som omfatter ansatte i Statoil ASA og selskapets norske datterselskaper. Formålet til Statoil Pensjon er å yte alders- og uførepensjoner til medlemmer og etterlattepensjon til ektefelle, registrert partner, samboer og barn. Statoil Pensjons midler holdes adskilt fra foretakets og konsernforetakenes midler. Statoil Pensjon står under tilsyn av Finanstilsynet og har konsesjon til å drive virksomhet som pensjonskasse.

Statoil ASA og en rekke av sine datterselskaper har ytelsesbaserte pensjonsordninger, som dekker en vesentlig del av sine ansatte.

I Norge gir den norske folketrygden pensjonsutbetalinger til alle pensjonerte norske statsborgere. Slike utbetalinger beregnes ut fra referanser til et grunnbeløp (G) som årlig godkjennes av det norske Stortinget. Statoils pensjonsytelser er generelt basert på 30 års tjenestetid med opptil 66 prosent av sluttlonn nivå, inkludert den offentlige støtten som skal gis fra den norske folketrygden.

Kostnaden for ytelsesplanene kostnadsføres over perioden de ansatte er i arbeid og opparbeider seg rett til pensjonsytelser (opptjeningsiden). Forpliktelsene knyttet til ytelsesplanene beregnes av eksterne aktuarer.

Enkelte Statoil-selskaper har tilskuddsordninger. Det årlige innskuddet innregnes som pensjonskostnad i Resultatregnskapet for perioden.

Ny lovgivning i Norge som påvirker førtidspensjonsordningen i folketrygden trådte i kraft 1. januar 2011. Endringene omfatter innføring av fleksibel uttak av alderspensjon fra fylte 62 og inntjeningen i pensjonsytelser til opptjeningsalder, tidligere kjent som pensjonsalder.

Som en følge av norske, nasjonale avtaler, er Statoil medlem av både den forrige Avtale Festede Førtidspensjonsavtalen (AFP) og den nye AFP-ordningen gjeldende fra 1. januar 2011. Statoil vil betale premie for begge AFP-ordningene frem til 31. desember 2015. Etter denne datoene vil premier bare være til den nye AFP-ordningen. Premien i den nye ordningen vil beregnes på basis av de ansattes inntekter mellom 1 og 7,1 G. Premien må betales for alle ansatte fram til fylte 62 år. Pensjonsutbetaling fra den nye AFP-ordningen er livsværtig.

Arbeidsgiver er forpliktet til å betale hoveddelen av AFP-forpliktsen, mens den norske staten er ansvarlig for den resterende andel. Når en ansatt går av med avtalefestet førtidspensjon tilbyr selskapene i tillegg en gavepensjon. Selskapene har også en kombinert tidligpensjonsforpliktelse til de ansatte uavhengig av pensjonsytelsen fra AFP. Den kombinerte tidligpensjonsplanen regnskapsføres som en ytelsesplan som er inkludert i pensjonsforpliktsen for ytelsesplaner. Av den grunn ble ikke opphøret av gammel AFP-ordning og etablering av ny AFP-ordning sett på som et opphør av en pensjonsordning i selskapene i 2010.

Pensjonsforpliktelsene knyttet til ytelsesplanene er beregnet per 31. desember 2011 og per 31. desember 2010. Nåverdien av bruttoforpliktsen, årets pensjonsopptjening og kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening er beregnet basert på en lineær opptjeningsmodell. Forventningene til gjennomsnittlig lønnsøkning, pensjonsregulering og regulering av folketrygdens grunnbeløp er underbygget med gjeldende avtaler, historiske observasjoner, forventninger til fremtidige pensjonsforutsetninger og forholdet mellom disse forutsetningene. Diskonteringsrenten på 3,25 prosent per 31. desember 2011 er basert på norske langsiktige statsobligasjoner ekstrapolert til en 20,6-års rente som tilsvarer varigheten av forfallstid for opptjente rettigheter.

Estimatavvik innregnes direkte i egenkapitalen i den periode de oppstår og presenteres i Konsernoppsättning av innregnede inntekter og kostnader. Estimatavvik på sluttvederlagsavsetninger innregnes imidlertid i Resultatregnskapet i den periode de oppstår.

Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto finansiering. Beregnet arbeidsgiveravgift inkluderes i brutto pensjonsforpliktsen.

Statoil har mer enn én ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller. Planer utenfor Norge er uvesentlige og er derfor ikke opplyst om særskilt.

Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	2011	For regnskapsåret 2010	2009
Nåverdi av årets opptjening	3 588	3 491	2 747
Rentekostnad på pensjonsforpliktsen	2 702	2 725	2 550
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-2 869	-2 661	-1 896
Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	56	185	-172
Amortisering av kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening	0	3	0
Effekt av begrensningen i IAS19 §58(b)	0	4	0
Tap (gevinst) ved avkorting og oppgjør	-23	0	0
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	3 454	3 747	3 229
Tilskuddsplaner	216	230	240
Flerforetakspaneler	87	161	69
Sum netto pensjonskostnader	3 757	4 138	3 538

Pensjonskostnader inkluderer tilhørende arbeidsgiveravgift.

Deler av kostnadene er viderebelastet partnere på Statoil-opererte lisenser.

For informasjon om pensjonsytelser til nøkkelpersoner i ledelsen viser vi til note 29 *Nærstående parter*.

Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO)

(i millioner kroner)	2011	2010
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	67 821	61 427
Nåverdi av årets opptjening	3 588	3 491
Rentekostnad på pensjonsforpliktsen	2 702	2 725
Estimatavvik	2 865	1 955
Utbetalte ytelser fra ordningene	-1 727	-1 821
Kjøp og salg	-56	0
Omregningsdifferanse valuta	-149	44
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	75 044	67 821

Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2011	2010
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	50 976	42 979
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	2 869	2 661
Estimatavvik	-4 540	1 678
Innbetalt av selskapet (inklusive arbeidsgiveravgift)	3 332	4 122
Utbetalte ytelser fra ordningene	-508	-505
Kjøp og salg	-32	0
Omregningsdifferanse valuta	-149	41
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	51 948	50 976

Tabellene over for Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO) og Endring i pensjonsmidler inneholder ikke valutaeffekter for Statoil ASA. For mer informasjon om dette, se kommentarene til tabellen Estimatavvik innregnet i egenkapitalen.

Endring i netto pensjonsforpliktelser

(i millioner kroner)	2011	2010
Netto pensjonsforpliktelse 1. januar	-16 845	-18 448
Årets pensjonskostnad	-3 454	-3 747
Estimatavvik innregnet i Konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader*	-7 364	-33
Innbetalinger	3 332	4 122
Utbetalte yteler fra ordningene	1 218	1 316
Omregningsdifferanse valuta	17	-55
 Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	 -23 096	 -16 845

Netto ytelsesbaserte pensjonsforpliktelser 31. desember

(i millioner kroner)	2011	2010	2009	2008	2007
Netto ytelsesbaserte pensjonsforpliktelser 31. desember	-23 096	-16 845	-18 448	-25 508	-17 633
Spesifikasjon:					
Eiendel innregnet som langsiktig pensjonsmidler	3 888	5 265	2 694	30	1 622
Forpliktelser innregnet som langsiktig pensjonsforpliktelser	-26 984	-22 110	-21 142	-25 538	-19 092
Forpliktelser innregnet som kortsiktige pensjonsforpliktelser	0	0	0	0	-163

Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktsen kan fordeles som følger

(i millioner kroner)	2011	2010	2009
Sikrede pensjonsplaner	-48 078	-45 753	-40 212
Usikrede pensjonsplaner	-26 966	-22 068	-21 215
 Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	 -75 044	 -67 821	 -61 427

Estimatavvik innregnet i egenkapitalen

(i millioner kroner)	2011	2010	2009
Ikke innregnet estimatavvik 1. januar	0	0	0
Årets estimatavvik på pensjonsmidlene	4 540	-1 678	-2 819
Årets estimatavvik på pensjonsforpliktsen	2 865	1 955	-1 308
Årets estimatavvik - valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse	255	-245	3 867
Omregningsdifferanse	-240	186	-3 103
Innregnet i resultatregnskapet i løpet av året	-56	-185	172
Innregnet i Konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader i løpet av året*	-7 364	-33	3 191
 Ikke innregnet estimatavvik 31. desember	 0	 0	 0

*Estimatavvik innregnet i egenkapitalen for 2011 er hovedsakelig knyttet til estimatendringer i beregnet tidligpensjonsordning forpliktelse reflekterer den norske pensjonsreform.

I tabellen over relaterer Årets estimatavvik - valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse seg til omregning av netto pensjonsforpliktelse i Statoil ASA i norske kroner til funksjonell valuta amerikanske dollar. Linjen Omregningsdifferanse relaterer seg til omregning fra funksjonell valuta amerikanske dollar til norske kroner som presentasjonsvaluta for konsernet.

Faktisk avkastning på pensjonsmidlene

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Faktisk avkastning på pensjonsmidlene	-1 674	4 339	4 715

Erfaringsestimatavvik

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Differanse mellom forventet og faktisk avkastning på pensjonsmidlene			
a) Beløp	4 540	-1 678	-2 819
b) Prosent av pensjonsmidler	8,74%	-3,29 %	-6,56 %
Erfaringsestimatavvik på pensjonsforpliktelsen			
a) Beløp	3 070	17	-1 996
b) Prosent av nåverdien av pensjonsforpliktelsen	4,09%	0,00 %	-3,40 %

Akkumulert effekt av estimatavvik innregnet som inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen utgjør 16,3, 10,9 og 10,9 milliarder kroner etter skatt (negativ effekt på Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader) i henholdsvis 2011, 2010 og 2009.

Økonomiske forutsetninger for resultatelementer (i %)	2011	2010
Diskonteringsrente	4,25	4,75
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	6,00
Forventet lønnsvekst	4,00	4,25
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,75	3,00
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	3,75	4,00

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanseelementer (i %)	2011	2010
Diskonteringsrente	3,25	4,25
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	4,75	5,75
Forventet lønnsvekst	3,00	4,00
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,00	2,75
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	2,75	3,75
Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år	15	15

Forutsetningene presentert over gjelder konsernselskaper i Norge som er medlem av Statoils pensjonskasse. Andre datterselskaper har også ytelsesplaner, men disse utgjør uvesentlige beløp for konsernet.

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2011 var på henholdsvis 2,2 prosent, 2,0 prosent, 1,0 prosent, 0,6 prosent og 0,1 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år. Forventet sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2010 var på henholdsvis 2,0 prosent, 2,0 prosent, 1,0 prosent, 0,5 prosent og 0,0 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år.

Forventet uttak av tidligpensjonsordning per 31. desember 2011 er 40 prosent for arbeidstakere på 62 år, 20 prosent for arbeidstakere fra 63 til 65 år og 30 prosent for arbeidstakere på 66 år. Forventet uttak av tidligpensjonsordning per 31. desember 2010 var 50 prosent for arbeidstakere på 62 år og 30 prosent for gjenværende arbeidstakere fra 63 til 66 år.

For ansatte i Norge er dodelighetstabellen K 2005 inkludert minimumskravene fra Finanstilsynet brukt som beste estimat på dodelighet. Minimumskravjusteringen reduserer dodeligheten med minst 15 prosent for menn og 10 prosent for kvinner for alle ansatte. Uførehetsstabellen, KU, utviklet av forsikringsselskapet Storebrand, tilsvarer risiko for uførlighet for ansatte i Statoil i Norge.

Nedenfor presenteres et utvalg demografiske faktorer slik de er lagt til grunn per 31. desember 2011. Tabellen viser sannsynligheten for at en ansatt i en gitt aldersgruppe skal bli utsatt for uforlighet eller død i det kommende år, samt forventet levetid.

Alder	Uføre (i %)		Dødelighet (i %)		Forventet levetid	
	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner
20	0,12	0,15	0,02	0,02	82,46	85,24
40	0,21	0,35	0,09	0,05	82,74	85,47
60	1,48	1,94	0,75	0,41	84,02	86,31
80	I/A	I/A	6,69	4,31	89,26	90,29

Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser estimater for effektene av endringer i vesentlige forutsetninger som inngår i beregning av ytelsesplanene. Estimatene er basert på relevante forhold per 31. desember 2011. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i milliarder kroner)	Diskonterings-rente 0,50 %	-0,50 %	Forventet lønnsvekst 0,50 %	-0,50 %	Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp 0,50 %	-0,50 %	Forventet vekst i løpende pensjoner 0,50 %	-0,50 %
Endring i:								
Pensjonsforpliktelse								
31. desember 2011	-7,33	7,54	4,52	-4,40	-0,13	0,26	4,20	-4,14
Nåverdi av årets oppjøring for 2012	-0,59	0,61	0,41	-0,40	-0,02	0,01	0,33	-0,33

Sensitiviteten i det finansielle resultat til hver vesentlig forutsetning er estimert basert på antagelsen om at alle andre faktorer ville forbli uendret. Den estimerte økonomiske effekt vil avvike fra faktiske tall da det finansielle resultatet også vil gjenspeile sammenhengen mellom disse forutsetningene.

Pensjonsmidler

Pensjonsmidlene knyttet til de ytelsesbaserte planene ble målt til virkelig verdi per 31. desember 2011 og 2010. Den langsigte forventede avkastning på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en langsigkt risikofri rente justert for forventet langsigkt risikopremie for de respektive investeringsklasser. En risikofri rente (10-års norsk statsobligasjon har blitt ekstrapolert ved bruk av en rentekurve fra en annen valuta med lange observerbare renter) brukes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Forventet avkastning på pengemarkedspllasseringer beregnes ved å trekke fra den forventede avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsigkt avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Statoil Pensjons målsetting er å oppnå en langsigkt avkastning som bidrar til å dekke fremtidige pensjonsforpliktelser. Midlene forvaltes med mål om å oppnå så høy avkastning som mulig, basert på prinsipper om forsvarlig risikostyring og i overensstemmelse med offentlig regelverk. Statoil Pensjons avkastningsmål innebærer at det er nødvendig å investere i eiendeler med risiko. Risikoen reduseres gjennom å opprettholde en diversifisert portefølje. Midlene er spredt over flere aktivklasser slik at en til enhver tid har en diversifisert porteføljesammensetning, både med hensyn på geografi og de enkelte verdipapirer.

Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

(i %)	2011	2010
Egenkapitalinstrumenter	29,00	40,10
Obligasjoner	43,70	38,10
Pengemarkedsinvesteringer	23,00	14,70
Eiendom	4,00	4,90
Andre eiendeler	0,30	2,20
Sum	100,00	100,00

Eiendommer eiet av Statoils pensjonskasse utgjør 1,9 milliarder kroner per 31. desember 2011 og 2,3 milliarder kroner per 31. desember 2010 og disse blir leid ut til selskap i Statoil konsernet.

Statoil Pensjon investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å være mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser vekting av porteføljen og avkastningsforventing for finansporteføljen godkjent av styret i Statoil Pensjon for 2012. Porteføljevektingen i løpet av ett år vil avhenge av risikokapasitet.

Finansportefølje Statoils pensjonskasse

(Alle tall i %)	Porteføljevekt 1)	Avkastnings-forventning
Egenkapitalinstrumenter	40,00	(+/- 5)
Obligasjoner	45,00	(+/- 5)
Pengemarkedsinvesteringer	15,00	(+/-15)
Sum finansportefølje		100,00

1) Parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng.

X = Langsiktig avkastning på obligasjoner.

Forventet innbetaling vedrørende 2012 er estimert til 3,3 milliarder kroner.

24 Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld

(i millioner kroner)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	Andre avsetninger	Annен gjeld	Total
Langsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2010	60 089	5 982	1 907	67 978
Langsiktig rentebærende forpliktelser rapportert som obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	0	347	0	347
Kortsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2010 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	828	2 482	0	3 310
 Avsetning for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld 31. desember 2010	60 917	8 811	1 907	71 635
 Tilgang nye forpliktelser	2 095	4 241	1 838	8 174
Reklassifisering fra andel forpliktelser klassifisert som holdt for salg	549	0	0	549
Estimatendringer	2 824	1 400	221	4 445
Faktisk fjerning og belastet andre avsetninger og annen gjeld	-621	-2 835	-50	-3 506
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	13 000	0	0	13 000
Avgang	-497	-2	0	-499
Rentekostnad på forpliktelse	2 813	0	0	2 813
Reklassifiseringer	-1 637	1 550	-336	-423
Omregningsdifferanser	372	380	-6	746
 Avsetning for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld 31. desember 2011	79 815	13 545	3 574	96 934
 Kortsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2011 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	867	7 977	0	8 844
Langsiktig rentebærende forpliktelser rapportert som obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	0	786	0	786
 Langsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2011	78 948	4 782	3 574	87 304

Forventet oppgjørstidspunkt

(i millioner kroner)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	Andre avsetninger	Annен gjeld	Total
2012 - 2018	13 796	11 065	2 625	27 486
2019 - 2023	10 501	34	201	10 736
2024 - 2028	5 474	443	0	5 917
2029 - 2033	24 752	0	0	24 752
Deretter	25 292	2 003	748	28 043
 Pr 31. desember 2011	79 815	13 545	3 574	96 934

Tidspunktet for utbetalingen avhenger primært av tidspunkt for nedstenging av produksjon ved det enkelte anlegg.

Diskonteringsrenten som er brukt i kalkuleringen av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser er en risikofri rente basert på den aktuelle valutaen og tidshorisonten på den underliggende kontantstrømmen, justert for en kredittpremie for å reflektere Statoils kredittpremie. Økningen i nedstengnings- og fjerningsforpliktelser relatert til effekt av endring i diskonteringsfaktor er knyttet til reduksjon i risikofrie renter.

Det økte anslaget i fremtidige nedstengnings- og fjerningsforpliktelser er blitt tillagt Varige driftsmidler og vil øke avskrivningene.

Kategorien Andre avsetninger er hovedsakelig relatert til avsetninger for forventede utbetalinger på uløste krav. Oppgjørstidspunktet og beløp for disse avsetningene er usikre og avhengige av ulike faktorer som er utenfor ledelsens kontroll.

For ytterligere informasjon vedrørende anvendte metoder og påkrevde estimer, se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper*.

25 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld:			
Leverandørgjeld	31 123	23 234	17 554
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	21 544	21 723	17 818
Forpliktelser felleskontrollerte eiendeler	19 827	13 623	13 430
Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærmiljøende parter	10 930	9 994	9 144
Sum finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	83 424	68 574	57 946
Ikke finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	10 543	5 146	2 104
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	93 967	73 720	60 050

Andre forpliktelser og påløpte kostnader inkluderer avsetninger knyttet til enkelte tvister og rettssaker som er nærmere omtalt i note 28 *Andre forpliktelser*.

For informasjon om valutasensitivitet se note 31 *Finansielle instrumenter: virkelig verdi måling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

Ytterligere informasjon vedrørende leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærmiljøende parter se note 29 *Nærstående parter*.

26 Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin

Obligasjoner, banklån, innkalt margin og sertifikatlån

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Banklån og kassekredit			
Banklån og kassekredit	1 757	1 404	196
Innkalt margin	10 843	5 680	4 654
Kortsiktig andel av obligasjoner og banklån	6 296	4 038	2 686
Kortsiktig andel av finansiell leasing	872	589	582
Annet	79	19	32
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	19 847	11 730	8 150
Vektet gjennomsnittlig rentesats	1,65	2,45	2,24

Bokført verdi av *Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin* til amortisert kost, og påløpte renter er tiln  rm  t lik virkelig verdi.

Innkalt margin er kontanter mottatt for å sikre en andel av konsernets kreditteksponering.

Per 31. desember 2011 hadde Statoil Fuel & Retail ASA trukket opp 0,2 milliarder kroner på en kortsiktig kreditt-fasilitet med forfall i januar 2012.

Per 31. desember 2010 hadde Statoil Fuel & Retail ASA trukket opp 0,3 milliarder kroner på en kortsiktig kreditt-fasilitet.

27 Leieavtaler

Statoil leier diverse eiendeler, i hovedsak borerigger, skip og kontorbygninger.

Statoil har per 31. desember 2011 operasjonelle leieavtaler for et antall borerigger. Gjenværende kontraktsperiode for de vesentlige kontraktene varierer fra seks måneder til åtte år. Enkelte av kontraktene inneholder opsjoner på forlengelse. Leieavtaler for rigger er i de fleste tilfeller basert på faste dagrater. Statoils leieavtaler har delvis blitt inngått for å sikre riggkapasitet for sanksjonerte prosjekter og planlagte brønner, og delvis for å sikre langsiktig strategisk kapasitet til fremtidig lete- og produksjonsboring. Noen av riggene har blitt fremleiet for hele eller deler av leieperioden hovedsakelig til Statoil-opererte lisenser på den norske kontinentalsockelen. Disse leieavtalene er vist brutto under operasjonelle leieavtaler i tabellen under. For leieavtaler der lisensene er leietaker inkluderes kun Statoils ideelle andel av riggleien.

I 2010 inngikk Statoil ASA en langsiktig kontrakt med Teekay relatert til offshore lasting og transport i Nordsjøen. Kontrakten dekker gjenværende levetid for gjeldende produserende felt og inkluderer ved årsslutt seks bøyelastere. Kontraktens nominelle verdi var cirka 5,8 milliarder kroner ved utgangen av 2011 og den regnskapsføres som en operasjonell leieavtale. Den estimerte fremtidige leieforpliktelsen er basert på anslått fremtidig produksjon og gjenværende levetid, forventet reduksjon i behovet for antall fartøyer og utbygging som påvirker Statoil ASAs forpliktelse som følge av kontraktsbetingelsene.

Statoil har leieavtaler for tre LNG-skip på vegne av Statoil og SDØE. Statoil innregner disse avtalene som finansielle leieavtaler i balansen for den samlede Statoil- og SDØE-andelen, mens videreleie til SDØE behandles som operasjonell fremleie. De finansielle leieavtalene reflekterer en fast leieperiode på 20 år fra 2006. I tillegg har Statoil opsjon på å utvide leieperioden i to perioder, hver på fem år.

Statoil leier Energiverk Mongstad (EVM), et kraftvarmeverk som er knyttet til raffineriet på Mongstad, av DONG Energy. Statoil regnskapsfører denne avtalen som en finansiell leieavtale, og kontraktsperioden er 20 år fra oppstart i 2010. Ved kontraktsslutt har Statoil opsjon på å overta EVM uten vederlag eller å forlenge kontraktsperioden til enten 25 eller 30 år.

Gjennom sin 60% eierandel i Peregrinofeltet i Brasil har Statoil en avtale med Maersk Peregrino Pte. Ltd. for leie av et produksjonsskip (FPSO) til bruk i produksjonen fra feltet. Statoil regnskapsfører sin 60% andel av denne avtalen som en finansiell leieavtale. Leieperioden er 15 år fra 2011, med opsjoner, for Peregrino partnerne, til å kjøpe skipet etter 5 år og ved årlige intervaller deretter.

I 2011 utgjorde netto leiekostnad 13,7 milliarder kroner (12,4 milliarder kroner i 2010 og 10,9 milliarder kroner i 2009) hvorav minsteleie utgjorde 16,0 milliarder kroner (13,8 milliarder kroner i 2010 og 12,7 milliarder kroner i 2009) og innbetalinger fra fremleie utgjorde 2,4 milliarder kroner (1,5 milliarder kroner i 2010 og 1,8 milliarder kroner i 2009). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2011, 2010 eller 2009.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2011.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av regnskapsåret 31. desember 2011.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler						Finansielle leieavtaler		
	Rigger	Skip	Andre leieavtaler	Sum	Fremleie	Netto	Minsteleie	Diskonterings- element	Nåverdi av minsteleie
2012	16 623	3 228	1 601	21 452	-2 860	18 592	1 343	-75	1 268
2013	14 933	2 586	1 233	18 752	-2 005	16 747	1 161	-129	1 032
2014	9 710	1 952	1 105	12 767	-737	12 030	1 150	-179	971
2015	5 691	1 733	1 064	8 488	-403	8 085	1 143	-230	913
2016	3 244	1 421	946	5 611	-400	5 211	1 117	-272	845
Deretter	5 199	3 396	8 198	16 792	-1 816	14 976	10 033	-3 111	6 922
Sum fremtidig minsteleie	55 400	14 316	14 147	83 862	-8 221	75 641	15 948	-3 996	11 951

Kolonnen Fremleie i tabellen for Operasjonelle leieavtaler inkluderer fremtidige leiebetalinger fra SDØE relatert til de tre ovenfor nevnte LNG-skipene. Kolonnen Andre leieavtaler inkluderer fremtidige minsteleier på 4,7 milliarder kroner for leie av to kontorbygninger, hvorav en er under bygging, i Bergen eid av Statoil Pensjon. Disse operasjonelle leieforpliktelsene til en nærmestående part løper til år 2034 og 4,0 milliarder kroner har forfall etter 2016.

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2011, 2010 og 2009:

(i millioner kroner)	2011	2010	2009
Leide eiendeler under utbygging	0	0	8 983
Olje og gass anlegg i produksjon	6 706		
Skip	4 515	4 421	4 079
Produksjonsanlegg på land	2 835	2 849	0
Andre varige driftsmidler	433	1 646	797
Akkumulerte avskrivninger	-4 308	-1 795	-1 404
 Sum balanseført verdi	 10 181	 7 121	 12 455

28 Andre forpliktelser

Kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner kroner)	2012	2013	Deretter	Sum
Forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler:				
Pågående utbyggingsprosjekter	21 288	9 765	4 275	35 328
Varige driftsmidler og øvrige investeringer	3 425	400	330	4 155
 Sum forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler	 24 713	 10 165	 4 605	 39 483
 Øvrige forpliktelser:				
Pågående utbyggingsprosjekter	220	0	0	220
Varige driftsmidler og øvrige investeringer	315	32	30	377
 Sum øvrige forpliktelser	 535	 32	 30	 597
 Totalsum	 25 248	 10 197	 4 635	 40 080

Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer Statoils andel og består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

Andre langsiktige forpliktelser

Statoil har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings-, entry/exit ("inngang og avgang") kapasitet. Konsernet har også inngått forpliktelser knyttet til spesifikke avtaler vedrørende kjøp av råvarer. Disse avtalene gir rett til kapasitet, eller spesifikke volumer, men medfører også en plikt til å betale for den avtalte tjeneste eller råvare, uavhengig av faktisk bruk. Kontraktenes lengde varierer med en varighet opp mot 30 år.

Take-or-pay ("bruk eller betal") kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellene nedenfor hvis den kontraktuelt avtalte prisen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Konsernets forpliktelser overfor tilknyttede selskaper som bokføres etter egenkapitalmetoden er vist brutto i tabellen. For enkelte eiendeler som rørledninger der konsernet reflekterer sin del av eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader (kapasitetskostnader) linje for linje i regnskapet, viser tabellen Statoils netto forpliktelse (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Statoils eierandel).

Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2011:

(i millioner kroner)	Transport og terminal forpliktelser	Forpliktelser knyttet til raffiner i virksomhet	Sum
2012	13 411	738	14 149
2013	11 603	848	12 451
2014	11 522	781	12 303
2015	11 649	796	12 445
2016	11 500	805	12 305
Deretter	84 809	15 960	100 769
Sum	144 494	19 928	164 422

Tabellen ovenfor består av nominelle minimumsforpliktelser for fremtidige år, og består i hovedsak av forpliktelser knyttet til Statoils naturgassvirksomhet i tillegg til forskjellige transportavtaler og lignede avtaler. Statoil har inngått avtaler om rørledningstransport for størsteparten av konsernets kontraktsfestede fremtidige gassalg. Disse avtalene gir rett til transport av gassproduksjonen, men medfører også en plikt til å betale for bestilt kapasitet.

Transportforpliktelser består hovedsakelig av reserverte transportkapasitet i Gassled, og salget av 24,1 prosent eierandel økte Statoils eksterne nominelle minimum langsiktige forpliktelse med om lag 80 milliarder kroner.

Statoil har inngått forpliktende avtaler med det amerikanske energiselskapet Dominion for kapasitet ved Cove Point-terminalen for flytende naturgass i USA. Ved utgangen av 2011 omfatter forpliktselen en årlig kapasitet på cirka 10,1 milliarder kubikkmeter gass til slutten av 2016, som deretter reduseres til 4 milliarder kubikkmeter til slutten av 2020 og endelig til 2,4 milliarder kubikkmeter frem til september 2023 da avtalen utløper. Disse forpliktselen inngår fullt ut i tabellen over, men har delvis blitt gjort på vegne av og på regning og risiko for SDØE. Statoils og SDØEs fremtidige respektive andeler av kapasiteten på Cove Point-terminalen og av forpliktselen i den forbindelse avhenger av faktisk kapasitetsutnyttelse på terminalen. Statoil vil dekke det alt vesentlige av kostnaden for eventuell ubrukt kapasitet, mens kostnaden for anvendt kapasitet vil bli delt proporsjonalt mellom Statoil og SDØE i henhold til de respektive produserte naturgassvolumer.

Mongstad-raffineriet har inngått en langsiktig take-or-pay kontrakt relatert til kjøp av eksosdamp fra partnerne på Troll-lisensen. Kontrakten utløper i 2040, og fremtidige forventede årlige minimumsforpliktelser under denne kontrakten representerer den vesentligste delen av Forpliktelser knyttet til raffinerivirksomhet i tabellen over.

Garantier

Som del av en bytteavtale med Petro Canada i 1996 har Statoil garantert omfanget av totale utvinnbare oljereserver i Veslefrikk-feltet på den norske kontinentalsokkelen. Statoil må levere olje til Petro Canada dersom utvinnbare reserver viser seg å være mindre enn et spesifisert volum. Per 31. desember 2011 er verdien av gjenværende volum som dekkes av garantien beregnet til 1,5 milliarder kroner, basert på gjeldende markedspriser. En avsetning på 0,8 milliarder kroner er regnskapsført ved årsslutt 2011 knyttet til denne garantien.

Mens Statoil fremdeles var eneier av Peregrino-feltet avgav morselskapet Statoil ASA en betalingsgaranti til uteleieren av visse produksjonsanlegg på feltet. Etter salget av 40 prosent av feltet i 2011 står Statoil fortsatt formelt som garantist for hele leiebeløpet, men har mottatt en skadesløshetsgaranti fra eieren av vår partner på feltet for 40 prosent av den opprinnelige betalingsgarantien. Rettigheter knyttet til eierandelsovertakelse ved partnemislighold reduserer risikoen ytterligere for Statoil. Den nevnte 40 prosents-andelen av betalingsgarantien representerer imidlertid en finansiell garanti for Statoil, med en estimert maksimal eksponering på 0,6 milliarder dollar ved årsslutt 2011, mens både balanseført verdi og virkelig verdi er uvesentlige. Se for øvrig relevante tabeller i note 30 *Finansielle instrumenter per kategori*.

Etter Allmennaksjelovens paragraf 14-11 er Statoil og Norsk Hydro solidarisk ansvarlig for visse forpliktelser oppstått i tidligere Norsk Hydro for fusjonen mellom Statoil og Hydro Petroleum i 2007. Totalt utgjør dette om lag 1,0 milliarder kroner. Det er på det nåværende tidspunkt lite sannsynlig at disse forpliktselen vil påvirke Statoil. Ingen avsetning knyttet til denne garantien er regnskapsført ved utløpet av 2011.

Andre forpliktelser

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved utløpet av 2011 er Statoil forpliktet til å delta i 15 brønner på norsk sokkel og 30 brønner internasjonalt, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 43 prosent. Statoils andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omlag 7,6 milliarder kroner. Brønner som Statoil i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn på visse lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

Angolas finansdepartement har på bakgrunn av årlige bokettingsy knyttet til Statoils deltagelse i blokk 4, blokk 15 og blokk 17 på angolansk sokkel utlignet økt "profit oil" og skatter for virksomhet i årene 2002 til og med 2009. Statoil bestriker disse ettersynsrapportene og forfølger sakene i tråd med de relevante angolanske juridiske og administrative prosedyrer. På basis av ettersynsrapportene og fortsatt aktivitet på de tre blokkene i perioden til og med 2011 er Statoils eksponering ved utløpet av 2011 estimert til ca. 0,6 milliarder dollar, hvorav den vesentligste del er knyttet til profit oil-elementer. Statoil har gjort avsetning for ettersynene i samsvar med beste estimat, i resultatregnskapet hovedsakelig reflektert som salgsinntektsreduksjon, men også med enkelte beløp bokført under henholdsvis rentekostnader og skattekostnader.

Det foreligger en tvist mellom Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) og partnerne i trakt to av det unitiserte Agbami-feltet (Oil Mining Lease (OML) 128) knyttet til fortolkning av betingelsene i produksjonsdelingsavtalen ("PSC") for OML 128. Tvisten omfatter rettigheter knyttet til innvinning av visse kostnader og beregning av de skatteoljevolumer som løftes av NNPC på vegne av nigerianske myndigheter, og dermed allokeringen av kostolje, skatteolje og profit oil mellom NNPC og de andre OML 128-partene. NNPC hevder at Statoil samlet for 2009, 2010 og 2011 har løftet for store volumer som må refunderes til NNPC for å overholde PSC-betingelsene. Statoil bestriider NNPCs syn. Det er igangsatt voldgift i tråd med formkravene i PCS. NNPC og nigerianske skattemyndigheter bestriider imidlertid lovligheten av voldgiftsprøsessen hva gjelder avgjørelse av skatterelaterte tvister. Ved utgangen av 2011 er eksponeringen for Statoil hovedsakelig knyttet til kostolje- og profit oil-volumer, og er estimert til en størrelse tilsvarende 0,5 milliarder dollar. Statoil har avsatt for kravene i samsvar med beste estimat, regnskapsført som salgsinntektsreduksjon i konsernresultatregnskapet.

Flera av Statoils langsiktige gassalgsavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler. Enkelte kontraktsmotparter har krevd voldgift i forbindelse med prisrevisjoner. Eksponeringen for Statoil er ved utgangen av året estimert til et beløp tilsvarende ca. 3 milliarder kroner knyttet til gassleveranser før årsschluss 2011. I regnskapet til Statoil er det avsatt for disse kontraktsmessige gasspris-tvistene i samsvar med beste estimat. Avsetningen er bokført som en salgsinntektsreduksjon i Konsernresultatregnskapet.

Statoil er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettssaker, og det finnes for tiden flere andre uavklarte tvister. Det endelige omfanget av konsernets forpliktelser eller eiendeler knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. Statoil har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimer. Det antas at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene.

Statoil forfølger de ovennevnte tvistene aktivt med de kontraktsmessige og juridiske virkemidler som foreligger i hver sak, men endelige utfall av sakene og tidspunkt for eventuelle relaterte kontantstrømmer kan på nåværende tidspunkt ikke avgjøres med tilstrekkelig pålitelighet.

Når det gjelder informasjon om avsetninger knyttet til tvister og krav vises det til note 24 *Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld*.

29 Nærstående parter

Transaksjoner med Den norske stat

Den norske stat er hovedaksjonær i Statoil og eier betydelige eierandeler i andre selskaper. Per 31. desember 2011 hadde den norske stat en eierandel i Statoil på 67 prosent (Folketrygd fondets andel i Statoil på 3,41 prosent er holdt utenfor). Eierskapsstrukturen medfører at Statoil deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapsstruktur og derfor tilfredsstiller definisjonen av nærliggende parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normale «arm lengde» prinsipper.

Statoil markedsfører og selger statens andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltagelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført som henholdsvis Varekostnad og Salgsinntekter. Statoil ASA selger, i eget navn, men for den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten, er regnskapsført netto i Statoils regnskap. Salg av naturgass fra datterselskaper i konsernet, i det angeldende selskaps eget navn og med de tilhørende kostnader, bruttoføres imidlertid i Statoils konsernregnskap når datterselskapet anses å fremstå som prinsipal ved salg utført på vegne av den norske stat. Ved regnskapsføringen av slike salg reflekteres Statens resultatandel i Statoil Salgs- og administrasjonskostnader som enten kostnader eller kostnadsreduksjon. Følgende transaksjoner er foretatt mellom Statoil ASA og SDØE for årene som er presentert i regnskapet:

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 95,5 milliarder kroner (161 millioner fat oljeekvivalenter), 81,4 milliarder kroner (176 millioner fat oljeekvivalenter) og 74,3 milliarder kroner (204 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2011, 2010 og 2009. Kjøp av naturgass fra staten vedrørende Tjeldbergodden metanolfabrikk beløp seg til 0,4 milliarder kroner i 2011, 0,4 milliarder kroner i 2010 og 0,3 milliarder kroner i 2009. En vesentlig del av beløpet som er inkludert i linjen Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærliggende parter i note 25 *Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld*, vedrører skyldig beløp til staten knyttet til disse kjøpene.

Andre transaksjoner

I forbindelse med den ordinære virksomheten som omfatter rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumsprodukter har Statoil transaksjoner med enkelte selskaper der man også har eierinteresser. Slike transaksjoner gjennomføres basert på arm lengde prinsippet og er inkludert i de relevante regnskapslinjene i konsernresultatregnskapet.

For mer informasjon vedrørende leieavtaler med nærliggende parter se note 27 *Leieavtaler*

Godtgjørelse til ledende ansatte

Godtgjørelse til ledende ansatte (medlemmer av styret og konsernledelsen) i løpet av året utgjør:

(i tusen kroner)	2011	2010	2009
Kortsiktige ytelser	59 391	49 856	50 573
Pensjonsytelser	11 958	11 414	11 391
Andre langsigktige ytelser	149	95	137
Aksjebasert avlønning	1 021	840	444
Sum	72 519	62 205	62 545

Per 31. desember 2011 er det ikke gitt lån til ledende ansatte.

30 Finansielle instrumenter per kategori

Finansielle instrumenter per IAS 39 kategori

Tabellen nedenfor presenterer Statoils klasser av finansielle instrumenter og tilhørende bokført verdi per IAS 39, Finansielle instrumenter - innregning og måling, kategori. Alle de finansielle instrumentenes bokførte verdier er målt til virkelig verdi, eller deres bokførte verdi er tilnærmet lik virkelig verdi, med unntak av langsigktige finansielle forpliktelser. Se note 22 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler* for informasjon om virkelig verdi på langsigktige finansielle forpliktelser.

Se også note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* for ytterligere informasjon angående måling av virkelig verdi.

(i millioner kr)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Sikrings- bokføring	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi					
					Holdt for omsetning	Virkelig verdi- opsjon	Ikke finansielle eiendeler						
31. desember 2011													
Eiendeler													
Langsigktige finansielle investeringer	16	0	2 859	0	0	12 526	0	15 385					
Langsigktige finansielle derivater	31	0	0	0	32 723	0	0	32 723					
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	16	1 605	0	0	0	0	1 738	3 343					
Kortsigktige kundefordringer													
og andre fordringer	18	94 663	0	0	0	0	8 598	103 261					
Kortsigktige finansielle derivater	31	0	0	3	6 007	0	0	6 010					
Kortsigktige finansielle investeringer	19	0	50	0	14 744	5 084	0	19 878					
Betalingsmidler	20	40 596	0	0	0	0	0	40 596					
Sum		136 864	2 909	3	53 474	17 610	10 336	221 196					

(i millioner kr)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Sikrings- bokføring	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi					
					Holdt for omsetning	Virkelig verdi- opsjon	Ikke finansielle eiendeler						
31 Desember 2010													
Eiendeler													
Langsiktige finansielle investeringer	16	0	3 042	0	0	12 315	0	15 357					
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	0	20 563	0	0	20 563					
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	16	1 752	0	0	0	0	2 193	3 945					
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	18	68 448	0	0	0	0	6 362	74 810					
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	0	6 074	0	0	6 074					
Kortsiktige finansielle investeringer	19	0	0	0	5 347	6 162	0	11 509					
Betalingsmidler	20	30 521	0	0	0	0	0	30 521					
Sum		100 721	3 042	0	31 984	18 477	8 555	162 779					

(i millioner kr)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Sikrings- bokføring	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi					
					Holdt for omsetning	Virkelig verdi- opsjon	Ikke finansielle eiendeler						
31 Desember 2009													
Eiendeler													
Langsiktige finansielle investeringer	16	0	2 223	0	0	11 044	0	13 267					
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	0	17 644	0	0	17 644					
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	16	1 624	0	0	0	0	2 583	4 207					
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	18	53 050	0	0	0	0	5 942	58 992					
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	0	5 369	0	0	5 369					
Kortsiktige finansielle investeringer	19	55	0	0	1 962	5 005	0	7 022					
Betalingsmidler	20	25 286	0	0	0	0	0	25 286					
Sum		80 015	2 223	0	24 975	16 049	8 525	131 787					

(i millioner kr)	Note	Sikrings- bokføring	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet		Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi					
				over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser							
31. desember 2011												
Forpliktelser												
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	22	0	110 825	0	786	111 611						
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	3 904	0	3 904						
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	25	0	83 424	0	10 543	93 967						
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	26	0	19 847	0	0	19 847						
Kortsiktige finansielle derivater	31	1	0	3 018	0	3 019						
Sum		1	214 096	6 922	11 329	232 348						

(i millioner kr)	Note	Sikrings- bokføring	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2010						
Forpliktelser						
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	22	0	99 797	0	0	99 797
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	3 386	0	3 386
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	25	0	68 574	0	5 146	73 720
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	26	0	11 730	0	0	11 730
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	4 161	0	4 161
Sum		0	180 101	7 547	5 146	192 794

(i millioner kr)	Note	Sikrings- bokføring	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2009						
Forpliktelser						
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	22	0	95 962	0	0	95 962
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	1 657	0	1 657
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	25	0	57 946	0	2 104	60 050
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	26	0	8 150	0	0	8 150
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	2 860	0	2 860
Sum		0	162 058	4 517	2 104	168 679

Tabellen nedenfor presenterer beløp innregnet i Konsernresultatregnskapet relatert til Statoils finansielle instrumenter.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultat				Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Ikke finansielle eiendeler eller forpliktelser	Sum
	Holdt for omsetning	Sikringsbokføring	Virkelig verdi-opsjon	Lån og fordringer				
For regnskapsåret 2011								
Resulat før finansposter og skattekostnad	10 497	0	0	0	0	0	201 287	211 784
Netto finansposter								
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	3 255	0	0	-1 315	-1 575	0	0	365
Renteinntekter	1 495	0	308	955	0	0	0	2 758
Andre finansinntekter	-1 158	0	-379	70	0	16	0	-1 451
Renteinntekter og andre finansielle poster	337	0	-71	1 025	0	16	0	1 307
Rentekostnader	2 469	0	0	65	-5 602	0	0	-3 068
Nedskrivning	0	0	0	0	0	-495	0	-495
Andre finanskostnader	6 765	0	0	1	157	0	-2 975	3 948
Renter og andre finansieringskostnader	9 234	0	0	66	-5 445	-495	-2 975	385
Netto finansposter	12 826	0	-71	-224	-7 020	-479	-2 975	2 057
Sum	23 323	0	-71	-224	-7 020	-479	198 312	213 841

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultat				Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Ikke finansielle eiendeler eller forpliktelser	Sum
	Holdt for omsetning	Sikringsbokføring	Virkelig verdi-opsjon	Lån og fordringer				
For regnskapsåret 2010								
Resulat før finansposter og skattekostnad	-3 450	0	0	0	0	0	140 711	137 261
Netto finansposter								
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	-5 451	0	0	1 497	2 128	0	0	-1 826
Renteinntekter	1 146	0	314	846	0	0	0	2 306
Andre finansinntekter	-134	0	861	17	0	50	13	807
Renteinntekter og andre finansielle poster	1 012	0	1 175	863	0	50	13	3 113
Rentekostnader	2 448	0	0	0	-4 150	0	0	-1 702
Nedskrivning	0	0	0	0	0	0	0	0
Andre finanskostnader	2 363	0	0	0	254	0	-2 637	-20
Renter og andre finansieringskostnader	4 811	0	0	0	-3 896	0	-2 637	-1 722
Netto finansposter	372	0	1 175	2 360	-1 768	50	-2 624	-435
Sum	-3 078	0	1 175	2 360	-1 768	50	138 087	136 826

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultat							Sum
	Holdt for omsetning	Sikringsbokføring	Virkelig verdi-opsjon	Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Ikke finansielle eiendeler eller forpliktelser	
For regnskapsåret 2009								
Resulat før finansposter og skattekostnad	12 337	0	0	0	0	-159	109 491	121 669
Netto finansposter								
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	16 661	0	0	-10 572	-4 076	0	-24	1 989
Renteinntekter	1 290	0	326	1 088	0	0	0	2 704
Andre finansinntekter	518	0	403	111	0	-28	0	1 004
Renteinntekter og andre finansielle poster	1 808	0	729	1 199	0	-28	0	3 708
Rentekostnader	2 123	0	0	0	-3 748	0	0	-1 625
Nedskrivning	0	0	0	0	0	-1 404	0	-1 404
Andre finanskostnader	-6 807	0	0	0	-188	0	-2 432	-9 427
Renter og andre finansieringskostnader	-4 684	0	0	0	-3 936	-1 404	-2 432	-12 456
Netto finansposter	13 785	0	729	-9 373	-8 012	-1 432	-2 456	-6 759
Sum	26 122	0	729	-9 373	-8 012	-1 591	107 035	114 910

31 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko

Virkelig verdimåling av finansielle instrumenter

Finansielle derivater

Statoil mäter alle finansielle derivater till virkelig verdi. Ändring i virkelig verdi på derivater innregnes i Konsernresultatregnskapet inom Salgsinntekter eller Netto finansposter beroende på deras natur som råvarebaserte derivatkontrakter eller rente- och valutaderivater.

Vid fastställande av virkelig verdi för finansiella derivater använder Statoil priser noterade i ett aktivt marknad så länge det är tillgängligt. När sådana priser inte finns tillgängliga använder Statoil input från observerbara enten direkt eller indirekt som bas för beräkningar med metoder som diskontert kontantströmanalys eller prismodeller. När observerbara priser som grunden för beräkning av virkelig verdi inte finns tillgängliga används virkelig verdi estimat baserat på interne förutsättningar. Se anteckning 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* för ytterligare information om metodiken och förutsättningarna som används för att beräkna virkelig verdi för Statoils finansiella derivater.

I den följande tabellen visas estimerade virkliga värden och netto balanserade värden för finansiella derivater. Av balansen per 31. december 2011 motsvarar 21,4 miljarder kronor till enskilda "earn-out" avtal och inbyggda derivater som är registrerade som finansiella derivater i henhold till IAS 39. Per 31. december 2010 uppgick detta till 15,1 miljarder kronor.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto balanse- ført beløp
31. desember 2011			
Gjeldsrelaterte instrumenter	14 493	-4 159	10 334
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	160	-1 349	-1 189
Råolje og raffinerte produkter	14 437	-468	13 969
Naturgass og elektrisitet	9 643	-947	8 696
Sum	38 733	-6 923	31 810
31. desember 2010			
Gjeldsrelaterte instrumenter	8 404	-3 631	4 773
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	1 520	-106	1 414
Råolje og raffinerte produkter	10 187	-691	9 496
Naturgass og elektrisitet	6 526	-3 119	3 407
Sum	26 637	-7 547	19 090
31. desember 2009			
Gjeldsrelaterte instrumenter	6 405	-1 708	4 697
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	347	-867	-520
Råolje og raffinerte produkter	8 034	-842	7 192
Naturgass og elektrisitet	8 227	-1 100	7 127
Sum	23 013	-4 517	18 496

Finansielle investeringer

Statoil mäter alle finansielle investeringar til virkelig verdi. Statoils finansielle investeringar består av en portefölje eid av konsernets forsikringsselskap (hovedsakeligt obligasjoner, børsnoterte egenkapitalinstrumenter og sertifikater) og investeringar i pengemarkedsfond for likviditetsstyringsformål. Konsernet eier også noen ikke-noterte egenkapitalinstrumenter for langsiktig strategisk formål. Disse er klassifisert som tilgjengelig for salg eiendeler (TFS). Endringer i virkelig verdi på finansielle investeringar er innregnet i resultatregnskapet innenfor Netto finansposter med unntak av de investeringane som er klassifisert som TFS eiendeler. Endring i virkelig verdi på disse investeringane innregnes i Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapitalen, mens en nedskrivning er innregnet i resultatregnskapet innenfor Netto finansposter.

Ved fastsettelse av virkelig verdi av finansielle investeringar bruker Statoil priser notert i et aktivt marked så langt det lar seg gjøre. Dette vil typisk være for børsnoterte egenkapitalinstrumenter og statsobligasjoner. Der det ikke er et aktivt marked fastsettes virkelig verdi ved bruk av verdsettelsesmetoder som diskontert kontantstrømanalyser. Se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* for ytterligere informasjon om metodikken og forutsetningene som er benyttet til å beregne virkelig verdi for konsernets finansielle investeringar. Se note 16 *Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle eiendeler* og note 19 *Kortsiktige finansielle investeringer* for informasjon vedrørende virkelig verdi av konsernets finansielle investeringar innregnet i balansen.

Virkelig verdi hierarki

Den etterfølgende tabellen oppsummerer hver klasse av finansielle instrumenter innregnet i balansen til virkelig verdi fordelt på konsernets grunnlag for måling av virkelig verdi.

(i millioner kroner)	Langsiktige finansielle investeringer	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle investeringer	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Sum virkelig verdi
31. desember 2011							
Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser (nivå 1)	7 882	0	4 518	0	0	0	12 400
Virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, men som er fra observerbare markedstransaksjoner (nivå 2)	4 844	15 003	15 360	4 486	-3 904	-3 019	32 770
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	2 659	17 720	0	1 524	0	0	21 903
Sum virkelig verdi	15 385	32 723	19 878	6 010	-3 904	-3 019	67 073
31. desember 2010							
Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser (nivå 1)	8 182	0	4 939	0	0	0	13 121
Virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, men som er fra observerbare markedstransaksjoner (nivå 2)	4 396	6 798	6 570	4 667	-3 386	-4 154	14 891
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	2 779	13 765	0	1 407	0	-7	17 944
Sum virkelig verdi	15 357	20 563	11 509	6 074	-3 386	-4 161	45 956
31. desember 2009							
Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser (nivå 1)	6 663	0	4 339	42	0	-18	11 026
Virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, men som er fra observerbare markedstransaksjoner (nivå 2)	4 683	6 191	2 683	3 827	-1 657	-2 756	12 971
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	1 921	11 453	0	1 500	0	-86	14 788
Sum virkelig verdi	13 267	17 644	7 022	5 369	-1 657	-2 860	38 785

Nivå 1, virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser, inkluderer finansielle instrumenter aktivt handlet, og der verdien innregnet i Statoils balanse er fastsatt basert på observerbare priser på identiske instrumenter. For Statoil vil denne kategorien i de fleste tilfellene kun være relevant for børsnoterte egenkapitalinstrumenter og statsobligasjoner.

Nivå 2, virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, men som er fra observerbare markedstransaksjoner, inkluderer Statoils ikke-standardiserte kontrakter der virkelig verdi er fastsatt basert på prisinput fra observerbare markedstransaksjoner. Dette vil typisk være når konsernet bruker terminpriser på råolje, naturgass, renter og valutakurser som input i konsernets verdsettelsesmodeller for å fastsette virkelig verdi på sine finansielle derivater.

Nivå 3, virkelig verdi basert på ikke-observerbare data, inkluderer finansielle instrumenter der virkelig verdi er fastsatt basert på input og forutsetninger som ikke er fra observerbare markedstransaksjoner. De virkelige verdiene presentert i denne kategorien er hovedsakelig basert på interne forutsetninger. De interne forutsetningene er kun brukt i fravær av kvoterte priser fra et aktivt marked eller andre observerbare priskilder for de finansielle instrumentene som verdsettes.

Den virkelige verdien for enkelte "earn-out" avtaler og innebygde derivater er fastsatt ved bruk av verdsettelsesmodeller med prisinput fra observerbare markedstransaksjoner i tillegg til interne genererte prisforutsetninger og volumprofiler. Diskonteringsrenten som er brukt i verdsettelsen er en risikofri rente basert på den aktuelle valutaen og tidshorisonten til den underliggende kontantstrømmen. Kontantstrømmen er justert for en kredittpremie for å reflektere enten Statoils kredittpremie (dersom det er gjeld) eller en estimert motparts premie (dersom det er eiendel). De virkelige verdiene for disse finansielle derivatene er i sin helhet blitt klassifisert i kategori tre innenfor Kortsiktige og Langsiktige finansielle derivater - eiendeler i tabellen over. En annen alternativ forutsetning innenfor et rimelig mulighetsområde som kunne vært brukt ved beregning av virkelig verdi på disse kontraktene er å ekstrapolere siste observerte terminpris. Ved en ekstrapolering av terminprisen med inflasjon ville virkelig verdi av kontraktene reduseres med cirka 2,5 milliarder kroner ved utgangen av 2011 og øke med 0,1 milliarder kroner ved utgangen av 2010. En slik endring i virkelig verdi ville blitt innregnet i Konsernresultatregnskapet.

En avstemming av endringer i virkelig verdi i løpet av 2011, 2010 og 2009 for alle finansielle eiendeler og forpliktelser klassifisert i det tredje nivået i hierarkiet er presentert i den etterfølgende tabellen.

(i millioner kroner)	Langsiktige finansielle investeringer	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater - forpliktelser
For regnskapsåret 2011					
Inngående balanse	2 779	13 765	1 407	0	-7
Total gevinst og tap					
- i resultatregnskapet	-515	5 528	1 524	0	7
- i totalresultat	-197	0	0	0	0
Kjøp	673	0	0	0	0
Oppgjør	-30	0	-1 361	0	0
Overføring til nivå 3	0	0	0	0	0
Overføring fra nivå 3	-1	-1 517	-43	0	0
Omregningsdifferanser	-50	-56	-3	0	0
Utgående balanse	2 659	17 720	1 524	0	0
For regnskapsåret 2010					
Inngående balanse	1 921	11 453	1 500	0	-86
Total gevinst og tap					
- i resultatregnskapet	-4	2 312	1 407	0	-7
- i totalresultat	213	0	0	0	0
Kjøp	634	0	0	0	0
Oppgjør	-22	0	-1 500	0	86
Overføring til nivå 3	-10	0	0	0	0
Overføring fra nivå 3	47	0	0	0	0
Utgående balanse	2 779	13 765	1 407	0	-7
For regnskapsåret 2009					
Inngående balanse	3 488	8 852	1 319	-760	-91
Total gevinst og tap					
- i resultatregnskapet	-1 499	2 601	1 500	760	-86
- i totalresultat	0	0	0	0	0
Kjøp	941	0	0	0	0
Oppgjør	-327	0	-1 319	0	91
Overføring til nivå 3	307	0	0	0	0
Overføring fra nivå 3	-989	0	0	0	0
Utgående balanse	1 921	11 453	1 500	0	-86

Eiendelene og forpliktelsene på nivå 3 har i løpet av 2011 hatt en netto økning i virkelig verdi på 4,0 milliarder kroner. Av de 6,5 milliarder kronene som er innregnet i resultatregnskapet i 2011 er 4,2 milliarder kroner relatert til endringer i virkelig verdi av visse "earn-out" avtaler. I tilknytning til de samme "earn-out" avtaler er 1,3 milliarder kroner inkludert i åpningsbalansen for 2011 helt realisert siden de underliggende volumene har blitt levert i løpet av 2011 og beløpet er presentert som oppgjort i tabellen over.

Ved utgangen av 2011 er virkelig verdi på NOK 1,6 milliarder overført ut av nivå 3 og inn i nivå 2. Dette fordi den vesentligste delen av den virkelige verdien nå beregnes basert på input fra observerbare markeds transaksjoner og ikke interne forutsetninger.

I praksis relaterer alle gevinst og tap innregnet i resultatregnskapet i løpet av 2011 seg til eiendeler og forpliktelser som er eid av Statoil ved utgangen av 2011.

Markedsrisiko-sensitiviteter

Råvareprisrisiko

Tabellen nedenfor inneholder virkelig verdi og sensitiviteter for råvareprisrisiko på Statoils råvarebaserte derivatkontrakter. Se note 7 *Finansiell risikostyring* for ytterligere informasjon knyttet til type råvarerisikoer og hvordan konsernet styrer disse risikoene.

Stort sett alle eiendeler og forpliktelser til virkelig verdi er knyttet til derivater handlet utenom børs, inkludert innebygde derivater som har blitt skilt ut og innregnet til virkelig verdi i balansen.

Sensitiviteter knyttet til prisrisiko er ved utgangen av 2011 beregnet ved å forutsette et rimelig mulighetsområde for endringer på 40 prosent i råolje, raffinerte produkter, elektrisitspriser og naturgass. Ved utgangen av 2010 og 2009 er prisrisiko sensitiviteten beregnet ved å forutsette et rimelig mulighetsområde for endringer på 30 prosent i råolje, raffinerte produkter og elektrisitspriser, og 50 prosent i prisene for naturgass.

Endringer i virkelig verdi innregnes i resultatregnskapet siden ingen av de finansielle instrumentene i tabellen under er en del av et sikringsforhold.

(i millioner kroner)	Netto virkelig verdi	-40% sensitivitet	40% sensitivitet
31. desember 2011			
Råolje og raffinerte produkter	13 969	-9 425	9 431
Naturgass og elektrisitet	8 696	2 915	-2 887
-30% sensitivitet 30% sensitivitet			
31. desember 2010			
Råolje og raffinerte produkter	9 496	-2 762	2 762
-50% / -30% sensitivitet 50% / 30% sensitivitet			
31. desember 2010			
Naturgass og elektrisitet	3 407	3 680	-3 666
-30% sensitivitet 30% sensitivitet			
31. desember 2009			
Råolje og raffinerte produkter	7 192	-2 087	1 580
-50% / -30% sensitivitet 50% / 30% sensitivitet			
31. desember 2009			
Naturgass og elektrisitet	7 127	3 871	-3 886

Som deler av verktøyene for å overvåke og styre risiko bruker konsernet "value-at-risk" (VaR) metoden for deler av sin handelsaktivitet innenfor segmentet Markedsføring, prosessering og fornybar energi (MPF).

Resultatområdet Råolje, væsker og produkter (RVP) innenfor MPF bruker en metode basert på historisk simulering, der daglige observerte prosentvis pris og volatilitetendringer over en gitt tidsperiode anvendes på den til enhver tid gjeldende porteføljen. Med utgangspunkt i de simulerte porteføljeverdiendringene blir det estimert en sannsynlighetsfordeling for fremtidige markedsverdiendringer. Ikke-lineære instrumenter som for eksempel opsjoner blir fullt verdsatt i de daglige simuleringene, og de observerte verdiendringene inngår i totalporteføljeresultatet. Sammenhengen mellom VaR estimat og faktiske porteføljeverdiendringer overvåkes på månedlig basis ved bruk av fire års rullerende data og ulike inputparametere, som for eksempel tidshorisont og lignende, rekalibreres dersom modellresultatene ikke er tilfredsstillende.

Resultatområdet Naturgass innenfor MPF anvender i hovedsak en varians/kovarians VaR metode for å måle eksponeringen mot markedsrisiko. Som forutsetninger er det benyttet et konfidensintervall på 95 prosent og antagelse om en dags holdeperiode. Varians/kovarians metoden anvendes på den eksisterende porteføljen for å kvantifisere endringer på porteføljen som følge av mulige endringer i markedspriser over en 24-timers periode. Varians/kovarians metoden beregner VaR som en funksjon av standardavvik per instrument og korrelasjonen mellom de ulike instrumentene i porteføljen. Den praktiske tolkingen er at det er 95 prosent sannsynlig at verdien av porteføljen vil endre seg med mindre enn den kalkulerte "value-at-risk" størrelsen over den neste handelsdag. VaR uttrykker ikke det maksimale tapet.

Varians/kovarians modellen beregner VaR som en funksjon av standard avvik per instrument og korrelasjonen mellom de ulike instrumentene i porteføljen. Den historiske simuleringssmetoden baseres på avledning av daglig prosentvis markedspris og volatilitetsendringer for alle vesentlige produkter i porteføljen over en gitt tidsperiode er anvendt på den gjeldende porteføljeverdien for å kunne estimere en sannsynlighetsfordelig av fremtidige endringer i markedsverdi i porteføljen. Resultatområdene RVP og Naturgass bruker ulike VaR metoder for å reflektere karakteristikaene for de aktuelle råvaremarkedene på en best mulig måte.

Innenfor RVP er alle fysiske og finansielle kontrakter som styres samlet for risikostyringsformål omfattet av VaR grenser, uavhengig av hvordan de er innregnet i Statoils balanse. Innen Naturgass er innebygde derivater, i tillegg til visse fysiske terminkontrakter innregnet som finansielle derivater, ikke inkludert i porteføljen som er gjenstand for VaR grenser.

De kalkulerte VaR tallene for 2011, 2010 og 2009 og forutsetningene som er benyttet er presentert i tabellen under.

(i millioner kroner)	Maksimum	Minimum	Gjennomsnitt
For regnskapsåret 2011			
Råolje og raffinerte produkter	195	45	91
Naturgass og elektrisitet	198	63	105
For regnskapsåret 2010			
Råolje og raffinerte produkter	151	59	105
Naturgass og elektrisitet	300	6	116
For regnskapsåret 2009			
Råolje og raffinerte produkter	189	42	103
Naturgass og elektrisitet	219	8	80
Forutsetninger			
	Metode	Konfidens-intervall	Tids-periode
Råolje og raffinerte produkter	Historisk simulering VaR	95%	1 dag
Naturgass og elektrisitet	Varians/kovarians	95%	1 dag

Valutarisiko

Valutarisiko utgjør vesentlig finansiell risiko for Statoil. Samlet eksponering styres på porteføljenivå i henhold til godkjente strategier og mandater på regelmessig basis. Se note 7 *Finansiell risikostyring* for ytterligere informasjon knyttet til valutarisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

De etterfølgende valutariskosensitiviteten har blitt beregnet ved å forutsette mulighetsområde for endringer på 12 prosent for de valutakursene konsernet har eksponering mot. En økning av valutakursen med 12 prosent betyr at den underliggende transaksjonsvalutaen har styrket seg.

(i millioner kroner)	USD	EUR	GBP	CAD	NOK	SEK	DKK
31. desember 2011							
Netto gevinst (tap) (12% sensitivitet)	-10 444	1 406	919	-72	8 025	67	88
Netto gevinst (tap) (-12% sensitivitet)	10 444	-1 406	-919	72	-8 025	-67	-88
31. desember 2010							
Netto gevinst (tap) (12% sensitivitet)	-12 215	826	-339	88	11 239	371	134
Netto gevinst (tap) (-12% sensitivitet)	12 215	-826	339	-88	-11 239	-371	-134
31. desember 2009							
Netto gevinst (tap) (12% sensitivitet)	-9 999	746	818	-299	7 354	558	819
Netto gevinst (tap) (-12% sensitivitet)	9 999	-746	-818	299	-7 354	-558	-819

Renterisiko

Renterisiko utgjør vesentlig finansiell risiko for Statoil. Samlet eksponering styres på porteføljenivå i henhold til godkjente strategier og mandater på regelmessig basis. Se note 7 *Finansiell risikostyring* for ytterligere informasjon knyttet til renterisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 1,5 prosentpoeng for 2011 og 2009. Ved utgangen av 2010 var en nedgang på 0,5 prosentpoeng og en økning på 1,5 prosentpoeng vurdert som rimelig mulighetsområde for endringer.

De estimerte gevinstene fra en rentenedgang og de estimerte tapene fra en renteøkning, som vil påvirke Konsernresultatregnskapet, er presentert i den etterfølgende tabellen.

(i millioner kroner)	Gevinst scenario	Tap scenario
31. desember 2011		
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)	10 214	-10 214
31. desember 2010		
Renterisiko (-0,5 prosentpoeng sensitivitet)	2 785	
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)		-8 355
31. desember 2009		
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)	8 456	-8 456

Risiko ved egenkapitalinvesteringer

Den etterfølgende tabellen inneholder virkelig verdi og relatert prisrisikosensitivitet for Statoils børsnoterte og ikke-noterte egenkapitalinstrumenter.

Prisrisikosensitiviteten har blitt beregnet basert på Statoils vurdering av hva som er et rimelig mulighetsområde for endringer i prisene for egenkapitalinstrumenter det kommende året. For børsnoterte egenkapitalinstrumenter er en prisendring på 20 prosent brukt i beregningen av sensitiviteten for 2011, 2010 og 2009. For ikke-noterte egenkapitalinstrumenter er en endring på 40 prosent brukt i beregningen av sensitiviteter for 2011 og 2009 mens en endring på 35 prosent ble brukt ved utgangen av 2010.

For børsnoterte egenkapitalinstrumenter vil en endring i virkelig verdi bli innregnet som gevinst eller tap i Konsernresultatregnskapet. For ikke-noterte egenkapitalinstrumenter som er klassifisert som tilgjengelig for salg eiendeler, vil en reduksjon i virkelig verdi bli innregnet i Konsernresultatregnskapet som en nedskrivning, mens en økning i virkelig verdi vil bli innregnet i Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapitalen.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi	-20% sensitivitet	20% sensitivitet
31. desember 2011			
Børsnoterte egenkapitalinstrumenter	4 539	-905	905
31. desember 2010			
Børsnoterte egenkapitalinstrumenter	5 102	-1 020	1 020
31. desember 2009			
Børsnoterte egenkapitalinstrumenter	4 318	-864	864
31. desember 2011			
Unoterte egenkapitalinstrumenter	2 859	-1 143	1 143
31. desember 2010			
Unoterte egenkapitalinstrumenter	3 042	-1 065	1 065
31. desember 2009			
Unoterte egenkapitalinstrumenter	2 223	-889	889

32 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)

I samsvar med Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification "Extractive Activities - Oil and Gas" (Topic 932), gir Statoil enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass som tidligere ble gitt i samsvar med retningslinjer i Statement of Financial Accounting Standards No. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities" (FAS69). Selv om disse opplysningsene er utarbeidet med rimelig forsiktighet og lagt frem i god tro, understrekkes det at noen av opplysningsene nødvendigvis vil være unøyaktige og vil være tilnærmede størrelser fordi slike opplysninger blir utarbeidet ut fra en subjektiv vurdering. Derfor vil ikke disse opplysningsene nødvendigvis representere selskapets nåværende økonomiske stilling eller de resultater selskapet forventer å skape i fremtiden.

For ytterligere informasjon angående prinsipper for estimering av reserver, se note 2 *Vesentlige Regnskapsprinsipper: Skjønn og usikkerhet i estimatorer - Sikre olje- og gassreserver*.

Det har ikke vært noen hendelser siden 31. desember 2011 som vil medføre en vesentlig endring i estimerte sikre reserver eller andre tall rapportert per denne dato.

På grunn av avrunding vil det i noen tabeller, kunne forekomme avvik mellom delsummer, totale summer og størrelser som fremkommer ved en summering av tallene.

Olje- og gassreserver

Statoils olje- og gassreserver er estimert av selskapets eksperter i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), Rule 4-10 of Regulation S-X. Reseveestimater er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsettelse av disse reservene er del av en kontinuerlig prosess og er underlagt fortløpende revisjon etter hvert som ytterligere informasjon blir tilgjengelig. Estimatet over mengden av sikre reserver er unøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er identifiserte reserver og betingede ressurser som kan bli sikre reserver i fremtiden, ikke tatt med i beregningene.

Statoil har sikre reserver under forskjellige former for kontraktuelle avtaler inkludert produksjonsdelingsavtaler (Production Sharing Agreements, PSA-er) hvor Statoils del av reservene kan variere basert på produkt priser eller andre faktorer. Reserver fra avtaler, slik som PSA-er, er basert på det volumet som Statoil har tilgang til for kostnadsdekning ("cost oil") og inntjening ("profit oil"), begrenset av tilgjengelig markedstilgang. Per 31. desember 2011 var 10 prosent av våre totale siker reserver relatert til denne type avtaler (18 prosent av olje og NGL og 5 prosent av gass). Dette samsvarer med henholdsvis 12

prosent og 11 prosent av totale sikre reserver for 2010 og 2009. Netto kumulativ olje- og gassproduksjon fra felter med denne type avtaler var i 2011 på 75 millioner fat oljeekvivalenter (84 millioner fat oljeekvivalenter i 2010 og 98 millioner fat oljeekvivalenter i 2009). Statoil deltar i denne type avtaler i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Iran, Libya, Nigeria og Russland.

Statoil bokfører som sikre reserver en mengde tilsvarende våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (PSA-er) hvor skatten betales på vegne av Statoil. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum eller mengder som forbrukes i produksjon.

Rule 4-10 of Regulation S-X krever at reserver vurderes basert på eksisterende økonomiske betingelser inkludert 12 måneders gjennomsnittlige priser forut for slutten av perioden det rapporteres for, med mindre priser er definert gjennom kontraktuelle avtaler. Oljereservene ved årsslutt 2011 er fastsatt med basis i en 12 måneders gjennomsnittlig Brent blend ekvivalent pris på 110,96 dollar/fat. Økningen i oljepris fra 2010 da gjennomsnittlig Brent blend pris var 79,02 dollar/fat, har økt lønnsom utvinnbar olje fra feltene mens Statoils sikre oljereserver under PSA-ene og tilsvarende kontrakter, har blitt redusert. Gassreservene ved årsslutt 2011 er fastsatt basert på oppnådde gasspriser gjennom 2011 tilsvarende en volumvektet gjennomsnittlig pris på 2,1 NOK/Sm³. Den sammenlignbare volum vektede gjennomsnittlige gassprisen bruk til fastsetting av gassreserver ved årsslutt 2010 var 1,7 NOK/Sm³, og økningen i gasspris fra 2010 til 2011 har påvirket lønnsomme utvinnbare gassreserver tilsvarende. Disse endringene er inkludert i kategorien revisjon i tabellene nedenfor.

Fra norsk sokkel (NCS) er Statoil, på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), ansvarlig for å administrere, transportere og selge den norske stats olje og gass. Disse reservene blir solgt sammen med Statoils egne reserver. Som en del av denne ordningen leverer Statoil gass til kunder under ulike typer salgskontrakter på vegne av SDØE. Forpliktelsene blir oppfylt basert på en feltleveringsplan som optimaliserer verdien av den samlede olje- og gassporteføljen til Statoil og SDØE.

Statoil og SDØE mottar inntekt fra den samlede gassporteføljen basert på respektiv andel av forsyningsvolumene. For salg av SDØEs gass, både til Statoil og til tredjeparter, er betalingen til SDØE basert på oppnådde priser, "net back formula" beregnet pris eller markedsverdi. Statens olje og NGL blir i sin helhet ervervet av Statoil. Prisen for råolje er basert på markedsreflekerte priser. Prisen for NGL er enten basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsreflekerte priser.

Avsetningsinstruksen, som beskrevet over, kan endres eller tilbakekalles av generalforsamlingen i Statoil ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimerer av sikre reserver ikke er tilgjengelige for Statoil er det ikke mulig å beregne hvor store mengder Statoil samlet vil kjøpe i henhold til avsetningsinstruksen fra felt hvor selskapet deltar i virksomheten.

Topic 932 krever presentasjon av reserver samt andre gitte tilleggsopplysninger fordelt på geografisk område, definert som land eller kontinent inneholdende 15 prosent eller mer av totale sikre reserver. Norge inneholder 77 prosent av totale sikre reserver per 31. desember 2011 og ingen andre land eller kontinenter inneholder reserver opp mot 15 prosent av totale sikre reserver. Følgelig har konsernet fastslått at den mest meningsfulle presentasjonen av geografisk område er å inkludere Norge og kontinentene Eurasia (uten Norge), Afrika og Amerika.

Statoil annonserte i 2010 etablering av joint ventures og salg av 40 prosent eierandeler i Peregrinofeltet i Brasil og 40 prosent eierandeler i oljesandrettighetene i Alberta, Canada. Salgene ble godkjent og effekten på sikre reserver for 2011 er salg av petroleumsreserver på 66 millioner fat oljeekvivalenter.

I 2011 har Statoil endret konsernets regnskapsprinsipp for investeringer i felleskontrollerte enheter fra egenkapitalmetoden til proporsjonal konsolidering. Historiske sammenligningstall er endret som følge av retrospektiv anvendelse av nytt regnskapsprinsipp. Endringen har ikke påvirket Statoils totale sikre reserver i noen av periodene som presenteres, kun allokeringen mellom egenkapitalkonsoliderte og konsoliderte selskaper og kun for 2010. I 2009 var det ingen felleskontrollerte enheter med sikre reserver. Se note 3 *Endring av regnskapsprinsipp for felleskontrollerte enheter* for ytterligere informasjon knyttet til prinsippendringen.

Følgende tabeller viser estimerte sikre olje- og gassreserver per 31. desember fra 2008 til 2011 og tilhørende endringer.

	Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat				
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Reserver i konsoliderte selskaper					
Sikre reserver 31. desember 2008	1 396	177	265	235	2 074
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	195	-22	64	6	243
Utvidelser og funn	39	6	44	45	134
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-4	-	-	-4
Produksjon	-279	-19	-63	-15	-376
Sikre reserver 31. desember 2009	1 351	138	310	272	2 070
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	100	-7	31	-2	123
Utvidelser og funn	46	56	25	47	174
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	4	4
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-256	-18	-53	-21	-348
Sikre reserver 31. desember 2010	1 241	170	313	299	2 023
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	295	-42	46	11	310
Utvidelser og funn	71	-	-	60	132
Kjøp av petroleumsreserver	14	-	-	106	120
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-66	-66
Produksjon	-252	-15	-46	-26	-338
Sikre reserver 31. desember 2011	1 369	114	313	385	2 181

	Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat				
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper					
Sikre reserver 31. desember 2008	-	-	-	127	127
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	-	-	-18	-18
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-5	-5
Sikre reserver 31. desember 2009	-	-	-	105	105
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	-	-	1	1
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-5	-5
Sikre reserver 31. desember 2010	-	-	-	101	101
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	-	-	-1	-1
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-5	-5
Sikre reserver 31. desember 2011	-	-	-	95	95
Totale sikre olje- og NGL reserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper 31. desember 2009	1 351	138	310	376	2 174
Totale sikre olje- og NGL reserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper 31. desember 2010	1 241	170	313	400	2 124
Totale sikre olje- og NGL reserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper 31. desember 2011	1 369	114	313	480	2 276

Statoils sikre bitumen reserver i Amerika utgjør mindre enn fire prosent av våre sikre reserver og er inkludert som olje i tabellen over.

	Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot				
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Reserver i konsoliderte selskaper					
Sikre reserver 31. desember 2008	17 581	827	481	95	18 984
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	690	-31	-89	-9	561
Utvidelser og funn	35	-	-	87	122
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-1 367	-49	-54	-48	-1 519
Sikre reserver 31. desember 2009	16 938	747	338	125	18 148
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	394	-62	-4	4	332
Utvidelser og funn	381	-	227	340	948
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	45	45
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-1 370	-51	-41	-47	-1 509
Sikre reserver 31. desember 2010	16 343	634	521	466	17 965
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	383	22	-50	4	359
Utvidelser og funn	111	-	-	451	563
Kjøp av petroleumsreserver	138	-	-	90	227
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-1 287	-48	-40	-59	-1 434
Sikre reserver 31. desember 2011	15 689	608	431	952	17 681

	Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot				
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper					
Sikre reserver 31. desember 2008	-	-	-	-	-
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	-	-	-	-
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-	-
Sikre reserver 31. desember 2009	-	-	-	-	-
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	-	-	-	-
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-	-
Sikre reserver 31. desember 2010	-	-	-	-	-
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	-	-	-	-
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-	-
Sikre reserver 31. desember 2011	-	-	-	-	-
Totale sikre gassreserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper 31. desember 2009	16 938	747	338	125	18 148
Totale sikre gassreserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper 31. desember 2010	16 343	634	521	466	17 965
Totale sikre gassreserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper 31. desember 2011	15 689	608	431	952	17 681

	Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter				
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Reserver i konsoliderte selskaper					
Sikre reserver 31. desember 2008	4 529	324	351	252	5 456
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	318	-28	48	5	343
Utvidelser og funn	45	6	44	60	155
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-4	-	-	-4
Produksjon	-523	-28	-73	-24	-647
Sikre reserver 31. desember 2009	4 369	271	370	294	5 304
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	170	-18	30	-1	182
Utvidelser og funn	114	56	65	108	343
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	12	12
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-500	-27	-60	-29	-617
Sikre reserver 31. desember 2010	4 153	283	406	382	5 224
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	364	-38	37	12	374
Utvidelser og funn	91			141	232
Kjøp av petroleumsreserver	38			122	161
Salg av petroleumsreserver				-66	-66
Produksjon	-481	-23	-53	-36	-593
Sikre reserver 31. desember 2011	4 165	222	390	555	5 331

	Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter				
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper					
Sikre reserver 31. desember 2008	-	-	-	127	127
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	-	-	-18	-18
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-5	-5
Sikre reserver 31. desember 2009	-	-	-	105	105
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	-	-	1	1
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-5	-5
Sikre reserver 31. desember 2010	-	-	-	101	101
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	-	-	-1	-1
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-5	-5
Sikre reserver 31. desember 2011	-	-	-	95	95
Totale sikre reserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper 31. desember 2009					
	4 369	271	370	398	5 408
Totale sikre reserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper 31. desember 2010					
	4 153	283	406	483	5 325
Totale sikre reserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper 31. desember 2011					
	4 165	222	390	650	5 426

Statoils sikre bitumen reserver i Amerika utgjør mindre enn fire prosent av våre sikre reserver og er inkludert som olje i tabellen over.

Følgende tabell viser hvor stor andel av de sikre reservene som er utbygd respektive ikke utbygd per 31. desember.

Reserver i konsoliderte selskaper	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat					
31. desember 2008					
Utbygde	1 113	108	232	41	1 494
Ikke utbygde	283	69	33	195	580
31. desember 2009					
Utbygde	1 028	94	208	83	1 413
Ikke utbygde	322	44	102	189	656
31. desember 2010					
Utbygde	950	99	192	82	1 322
Ikke utbygde	291	71	121	218	701
31. desember 2011					
Utbygde	919	102	219	103	1 344
Ikke utbygde	450	11	93	282	837
Netto sikre gass reserver i milliarder standard kubikkfot					
31. desember 2008					
Utbygde	14 482	357	296	74	15 209
Ikke utbygde	3 099	470	185	21	3 775
31. desember 2009					
Utbygde	14 138	523	256	73	14 990
Ikke utbygde	2 800	224	83	51	3 158
31. desember 2010					
Utbygde	13 722	421	221	336	14 700
Ikke utbygde	2 621	214	300	130	3 265
31. desember 2011					
Utbygde	12 661	371	293	404	13 730
Ikke utbygde	3 027	237	138	548	3 951
Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter					
31. desember 2008					
Utbygde	3 693	172	285	54	4 204
Ikke utbygde	836	152	66	198	1 253
31. desember 2009					
Utbygde	3 548	187	254	96	4 084
Ikke utbygde	821	84	116	198	1 219
31. desember 2010					
Utbygde	3 395	174	231	142	3 941
Ikke utbygde	758	109	175	241	1 283
31. desember 2011					
Utbygde	3 175	168	272	175	3 790
Ikke utbygde	990	54	118	380	1 541

Reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter					
31. desember 2008					
Utbygde		25		25	
Ikke utbygde			102		102
31. desember 2009					
Utbygde		28		28	
Ikke utbygde			76		76
31. desember 2010					
Utbygde		35		35	
Ikke utbygde			66		66
31. desember 2011					
Utbygde		37		37	
Ikke utbygde			58		58

Omregningsfaktorene som er benyttet er 1 standard kubikkmeter = 35,3 standard kubikkfot, 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent = 6,29 fat oljeekvivalenter og 1 000 standard kubikkmeter gass = 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent.

Balanseførte utgifter knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

Konsoliderte selskaper

(i millioner kroner)	2011	31. desember 2010	2009
Undersøkelsesutgifter, leterettigheter og lignende	79 860	38 283	49 497
Utbyggingsutgifter, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseiendeler	827 521	704 311	655 886
Sum balanseførte utgifter	907 381	742 594	705 383
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-466 330	-419 919	-379 575
Netto balanseførte utgifter	441 051	322 675	325 808

Netto balanseførte utgifter fra egenkapitalkonsoliderte selskaper utgjorde 3,7 milliarder kroner per 31. desember 2011, 3,8 milliarder kroner per 31. desember 2010 og 3,7 milliarder kroner per 31. desember 2009. I tillegg utgjorde balanseførte utgifter knyttet til produksjonsvirksomheten klassifisert som holdt for salg 44,9 milliarder kroner per 31. desember 2010. Per 31. desember 2009 og 2011 var det ingen eiendeler klassifisert som holdt for salg.

Utgifter påløpt ved kjøp av olje og gassressurser, undersøkelses- og utbyggingsvirksomhet

I tabellen nedenfor inngår både utgifter som er balanseført og kostnader innregnet i resultatoppstillingen i 2011, 2010 og 2009.

Konsoliderte selskaper

(i millioner kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
For regnskapsåret 2011					
Undersøkelsesutgifter	6 562	2 481	1 709	8 002	18 754
Utbyggingsutgifter	36 857	2 832	11 098	19 439	70 226
Kjøp av utbyggingsrettigheter	1 731	0	0	7 563	9 294
Kjøp av leterettigheter	84	289	5 135	26 185	31 693
Sum	45 234	5 602	17 942	61 189	129 967
For regnskapsåret 2010					
Undersøkelsesutgifter	5 974	1 647	1 987	7 195	16 803
Utbyggingsutgifter	29 284	2 531	11 262	10 439	53 516
Kjøp av utbyggingsrettigheter	0	0	0	587	587
Kjøp av leterettigheter	31	1 046	0	9 313	10 390
Sum	35 289	5 224	13 249	27 534	81 296
For regnskapsåret 2009					
Undersøkelsesutgifter	8 170	1 310	2 465	4 950	16 895
Utbyggingsutgifter	30 704	3 611	10 627	11 958	56 900
Kjøp av leterettigheter	0	0	12	1 313	1 325
Sum	38 874	4 921	13 104	18 221	75 120

Utgifter påløpt ved kjøp av olje og gassresurser i egenkapitalkonsoliderte selskaper utgjorde 266 millioner kroner i 2011, 316 millioner kroner i 2010 og 286 millioner kroner i 2009.

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass

I henhold til Topic 932 gjenspeiler driftsinntektene og kostnadene i tabellen nedenfor bare de som er knyttet til Statoils produksjonsvirksomhet for olje og gass.

Virksomhet medtatt i opplysninger om forretningsområdene i note 5 *Segmentinformasjon*, men som ikke er tatt med i tabellen nedenfor, gjelder råvarebaserte derivater, transport, forretningsadministrasjon og forretningsutvikling, samt gevinst ved salg av interesser og andeler i olje og gassaktiviteter.

Inntektsskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser og hensyntatt friinntekt og skattekreditter. Renter og andre elementer ikke hensyntatt i tabellene nedenfor er ikke trukket fra.

Konsoliderte selskaper

(i millioner kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
For regnskapsåret 2011					
Salg	489	5 109	4 878	985	11 461
Internt salg	203 635	6 131	23 066	15 612	248 444
Sum driftsinntekter	204 124	11 240	27 944	16 597	259 905
Undersøkelseskostnader	-5 119	-2 508	-2 015	-4 196	-13 838
Produksjonskostnader	-20 634	-1 702	-3 149	-5 167	-30 652
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-29 577	-2 788	-6 528	-4 504	-43 397
Sum driftskostnader	-55 330	-6 998	-11 692	13 867	-87 887
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	148 794	4 242	16 252	2 730	172 018
Skattekostnad	-109 678	-3 227	-9 477	2 244	-120 138
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	39 116	1 015	6 775	4 974	51 880
For regnskapsåret 2010					
Salg	1	2 706	2 526	733	5 966
Internt salg	166 219	6 871	24 232	10 656	207 978
Sum driftsinntekter	166 220	9 577	26 758	11 389	213 944
Undersøkelseskostnader	-5 497	-1 448	-2 033	-6 795	-15 773
Produksjonskostnader	-21 372	-1 297	-3 165	-4 076	-29 910
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-25 731	-4 099	-7 503	-5 034	-42 367
Sum driftskostnader	-52 600	-6 844	-12 701	-15 905	-88 050
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	113 620	2 733	14 057	-4 516	125 894
Skattekostnad	-82 226	-755	-6 868	964	-88 885
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	31 394	1 978	7 189	-3 552	37 009

Konsoliderte selskaper

(i millioner kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
For regnskapsåret 2009					
Salg	5	2 968	7 950	689	11 612
Internt salg	154 440	5 320	16 877	6 085	182 722
Sum driftsinntekter	154 445	8 288	24 827	6 774	194 334
Undersøkelseskostnader	-5 187	-1 047	-2 238	-8 218	-16 690
Produksjonskostnader	-19 395	-1 440	-3 432	-1 768	-26 035
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-25 566	-2 464	-9 721	-4 902	-42 653
Sum driftskostnader	-50 148	-4 951	-15 391	-14 888	-85 378
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	104 297	3 337	9 436	-8 114	108 956
Skattekostnad	-75 690	-102	-3 182	1 684	-77 290
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	28 607	3 235	6 254	-6 430	31 666

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass i egenkapitalkonsoliderte selskaper utenfor Norge var 422 millioner, 109 millioner kroner og 26 millioner kroner i henholdsvis 2011, 2010 og 2009.

Beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm knyttet til sikre olje- og gassreserver

Tabellen nedenfor viser beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm knyttet til sikre reserver. Analysen er utarbeidet i henhold til Topic 932, og benytter gjennomsnittlige priser som definert av SEC, kostnader ved årets slutt, lovbestemt skatte- og avgiftsnivå ved årets slutt, og en diskonteringsfaktor på 10 prosent på beregnede sikre reserver ved årets slutt. Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er kun hensyntatt i den grad det forelå kontrakter som regulerte dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader inkluderer de fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt basert på kostnadsindeks ved årets slutt, og antatt at de økonomiske forhold ved årets slutt vil vedvare. Ved beregning av fremtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Fremtidig inntektskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringssats på 10 prosent per år. Nåverdiberegningen krever årlige anslag for når fremtidige kostnader forventes å oppstå og når de sikre reservene forventes å bli produsert. Det er gjort forutsetninger med hensyn til tidspunktet for og størrelsen av fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader og inntekter fra produksjon av sikre reserver i samsvar med kravene i Topic 932. Informasjonen gitt gjenspeiler ikke ledelsens estimat eller Statoils forventede fremtidige kontantstrømmer eller verdi av selskapets sikre reserver og må derfor ikke sees på som en sikker indikasjon på Statoils fremtidige kontantstrøm eller verdien av konsernets sikre reserver.

(i millioner kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Per 31. desember 2011					
Konsoliderte selskaper					
Fremtidige netto innbetalinger	1 781 649	102 758	226 893	245 643	2 356 943
Fremtidige utbyggingskostnader	- 156 460	- 17 049	- 23 319	- 39 201	- 236 029
Fremtidige produksjonskostnader	- 484 587	- 23 804	- 51 255	- 84 353	- 643 999
Fremtidig inntektsskatt	- 851 809	- 18 162	- 51 752	- 36 831	- 958 554
Fremtidig netto kontantstrøm	288 793	43 743	100 567	85 258	518 361
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	- 120 022	- 19 538	- 38 565	- 38 140	- 216 265
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	168 771	24 205	62 002	47 118	302 096
Egenkapitalkonsoliderte selskaper					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	0	0	0	2 462	2 462
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm					
inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper	168 771	24 205	62 002	49 580	304 558
Per 31. desember 2010					
Konsoliderte selskaper					
Fremtidige netto innbetalinger	1 353 424	99 326	163 551	144 976	1 761 277
Fremtidige utbyggingskostnader	- 139 961	- 23 457	- 29 041	- 18 582	- 211 041
Fremtidige produksjonskostnader	- 440 344	- 30 608	- 51 363	- 62 336	- 584 651
Fremtidig inntektsskatt	- 567 513	- 6 773	- 30 296	- 17 484	- 622 066
Fremtidig netto kontantstrøm	205 606	38 488	52 851	46 574	343 519
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	- 86 668	- 16 096	- 21 596	- 16 739	- 141 099
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	118 938	22 392	31 255	29 835	202 420
Egenkapitalkonsoliderte selskaper					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	0	0	0	3 736	3 736
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm					
inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper	118 938	22 392	31 255	33 571	206 156
Per 31. desember 2009					
Konsoliderte selskaper					
Fremtidige netto innbetalinger	1 387 084	66 055	113 642	90 548	1 657 329
Fremtidige utbyggingskostnader	- 118 505	- 12 362	- 22 047	- 12 095	- 165 009
Fremtidige produksjonskostnader	- 437 396	- 22 806	- 33 665	- 42 932	- 536 799
Fremtidig inntektsskatt	- 624 221	- 3 033	- 21 199	- 7 642	- 656 095
Fremtidig netto kontantstrøm	206 962	27 854	36 731	27 879	299 426
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	- 94 462	- 11 806	- 11 479	- 7 537	- 125 284
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	112 500	16 048	25 252	20 342	174 142
Egenkapitalkonsoliderte selskaper					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	0	0	0	2 097	2 097
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm					
inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper	112 500	16 048	25 252	22 439	176 239

Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner kroner)	2011	2010	2009
Konsoliderte selskaper			
Nåverdi av framtidig netto kontantstrøm per 1. januar	202 420	174 142	183 591
Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	500 602	130 402	-288 973
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-64 255	-53 071	-48 980
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	-243 004	-194 931	-179 072
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	53 291	11 447	9 403
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	13 851	-448	-530
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	181 284	47 285	101 298
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	69 571	54 108	56 900
Diskonteringseffekt	-216 350	32 859	214 065
Netto endringer i inntektsskatt	-195 314	627	126 440
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	99 676	28 278	-9 449
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	302 096	202 420	174 142
Egenkapitalkonsoliderte selskaper			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	2 462	3 736	2 097
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper	304 558	206 156	176 239

Selskapsregnskap for Statoil ASA

RESULTATREGNSKAP STATOIL ASA - GRS

(i millioner kroner)	Note	For regnskapsåret	
		2011	2010
DRIFTSINNTEKTER			
Salgsinntekter	4	466 274	384 422
Resultatandel fra datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	12	66 408	37 190
Andre inntekter		74	12
Sum driftsinntekter		532 756	421 624
DRIFTSKOSTNADER			
Varekostnad		-449 765	-368 465
Andre kostnader		-9 153	-9 575
Salgs- og administrasjonskostnader		-6 381	-6 177
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	11	-761	-796
Undersøkelseskostnader		-762	-786
Sum driftskostnader		-466 822	-385 799
Resultat før finansposter og skattekostnad		65 934	35 825
FINANSPOSTER			
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta		3 833	-2 553
Renteinntekter og andre finansielle poster		3 421	4 677
Renter og andre finansieringskostnader		-4 859	-2 811
Netto finansposter	9	2 395	-687
Resultat før skattekostnad		68 329	35 138
Skattekostnad	10	24	2 591
Årets resultat		68 353	37 729

BALANSE STATOIL ASA - GRS

(i millioner kroner)	Note	31 desember 2011	31 desember 2010
EIENDELER			
<i>Anleggsmidler</i>			
Varige driftsmidler	11	5 404	5 096
Immaterielle eiendeler		184	15
Investeringer i datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	12	294 488	267 687
Utsatt skattefordel	10	6 576	3 978
Pensjonsmidler	19	3 865	5 087
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer*	13	1 300	925
Finansielle fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	13	70 145	89 021
Sum anleggsmidler		381 962	371 809
<i>Omløpsmidler</i>			
Varelager	14	13 168	15 021
Kundefordringer og andre fordringer	15	53 026	45 221
Fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap		67 143	40 805
Skattefordring	10	0	389
Finansielle derivater	3	816	1 645
Finansielle investeringer	13	14 620	5 230
Betalingsmidler	16	28 108	18 131
Sum omløpsmidler		176 881	126 442
SUM EIENDELER		558 843	498 251

* Inkluderer fordring på Naturkraft AS med 541 millioner kroner. I sammenlignbare tall for 2010 er denne fordringen omklassifisert fra *Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer* til langsiktige og kortsiktige *Finansielle fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap*.

BALANSE STATOIL ASA - GRS

(i millioner kroner)	Note	31 desember 2011	31 desember 2010
EGENKAPITAL OG GJELD			
<i>Egenkapital</i>			
Aksjekapital		7 972	7 972
Egne aksjer		-20	-18
Overkursfond		17 330	17 330
Annен egenkapital		139 068	107 706
Fond for vurderingsforskjeller		79 839	61 935
 Sum egenkapital	17	244 189	194 925
 <i>Langsiktig gjeld</i>			
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	18	99 525	90 301
Finansielle derivater	3	1 031	1 228
Gjeld til datterselskap		78	63
Pensjonsforpliktelser	19	25 982	21 497
Avsetninger og annen gjeld	20	1 235	1 102
 Sum langсiktig gjeld		127 851	114 191
 <i>Kortsiktig gjeld</i>			
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	21	39 551	32 129
Betalbar skatt		889	0
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	22	14 179	8 450
Finansielle derivater	3	2 025	571
Skyldig utbytte	17	20 705	19 890
Gjeld til datterselskap		109 454	128 095
 Sum kortsiktig gjeld		186 803	189 135
 Sum gjeld		314 654	303 326
 SUM EGENKAPITAL OG GJELD		558 843	498 251

KONTANTSTRØMSOPPSTILLING STATOIL ASA - GRS

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2011	2010
OPERASJONELLE AKTIVITETER		
Resultat før skattekostnad	68 329	35 138
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>		
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	762	796
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner	6 304	1 589
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster	-36 445	-10 384
<u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u>		
· (Økning) reduksjon i varelager	1 853	-3 045
· (Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer	-9 521	-13 168
· Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	7 380	6 855
· Økning (reduksjon) i kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	6 557	2 916
(Økning) reduksjon i kortsiktige finansielle investeringer	-9 389	-3 325
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	-403	-2 184
Betalte skatter	502	-2 928
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	-1 041	2 290
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	34 888	14 550
INVESTERINGSAKTIVITETER		
Kontantstrøm fra (benyttet til) investeringsaktiviteter	-8 040	-4 371
FINANSIERINGSAKTIVITETER		
Ny langsiktig rentebærende gjeld	10 053	11 579
Nedbetaling langsiktig gjeld	-4 055	-2 774
Betalt utbytte	-19 891	-19 095
Kjøp egne aksjer	-408	-294
Netto lån, kassekreditt og annet	4 792	951
Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	-6 579	2 926
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	-16 088	-6 707
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler	10 760	3 472
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	-783	199
Betalingsmidler ved årets begynnelse	18 131	14 460
Betalingsmidler ved årets utgang	28 108	18 131
Betalte renter	2 061	2 172
Mottatte renter	1 514	1 131

* Inkluderer netto innbetalinger på 5 195 millioner kroner som er mottatt fra minoritetsinteressene relatert til børsnoteringen på Oslo børs 22. oktober 2010 av datterselskapet Statoil Fuel and Retail ASA som et selvstendig selskap.

Noter til selskapsregnskapet for Statoil ASA

1 Selskapet og grunnlag for presentasjonen

Statoil ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge.

Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge.

Statoils virksomhet består i hovedsak av undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avlede produkter og andre energiformer. Virksomheten drives også gjennom deltakelse i eller i samarbeid med andre selskaper.

Statoil ASA er notert på Oslo Børs (Norge) og New York Stock Exchange (USA).

Med virkning fra 1. januar 2009 overførte Statoil ASA eierrettighetene til sine lisenser på den norske kontinentalsokkelen til det heleide datterselskapet Statoil Petroleum AS. Etter dette er Statoil Petroleum AS eier av alle Statoil-konsernets lisensandeler på norsk sokkel.

Statoil ASAs funksjonelle valuta er amerikanske dollar (USD), mens presentasjonsvalutaen er norske kroner (NOK).

2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Statoil ASA ("selskapet") sitt årsregnskap er avlagt i samsvar med Regnskapsloven av 1998 og god regnskapsskikk (GRS).

Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

Årsregnskapet legger til grunn prinsippene i et historisk kost regnskap, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor. Regnskapsprinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette årsregnskapet.

Kontantstrømoppstillingen er utarbeidet i henhold til den indirekte metoden.

Datterselskap, tilknyttede foretak og felleskontrollerte selskap

Aksjer og andeler i datterselskap, tilknyttede foretak (selskaper hvor Statoil ASA ikke har kontroll, eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsipper; normalt ved eierandeler mellom 20 og 50 prosent) og felleskontrollerte selskap blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

Statoil-konsernet som operatør for felleskontrollerte eiendeler

Indirekte kostnader som personalkostnader pådratt av selskapet, blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader blir delvis allokerert til Statoil Petroleum AS og til lisenser der Statoil Petroleum AS er operatør med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokerert til Statoil Petroleum AS og til lisenser operert av Statoil-konsernselskaper reduserer kostnadene i selskapets Resultatregnskap.

Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom Statoil ASA og datterselskap

Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom Statoil ASA og selskaper som direkte eller indirekte er kontrollert av Statoil ASA, regnskapsføres med kontinuitet på bokført verdi av eiendelene og gjeldspostene som overføres.

Omregning av utenlandsk valuta

Transaksjoner i utenlandsk valuta (andre valutaer enn funksjonell valuta) omregnes til amerikanske dollar ved å benytte kursen på transaksjonsdagen. Eiendeler og gjeld som er pengeposter omregnes til amerikanske dollar ved å benytte valutakurser på balansedagen. Omregningsdifferanser som oppstår inngår i Resultatregnskapet. Poster som ikke er pengeposter og som måles basert på historisk kost i utenlandsk valuta, omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet.

Presentasjonsvaluta

For årsregnskapsformål omregnes Resultatregnskapet og Balansen fra funksjonell valuta til presentasjonsvaluta, norske kroner. Selskapets eiendeler og gjeld og netto- eiendeler og gjeld i egenkapitalkonsoliderte selskaper som har funksjonell valuta forskjellig fra norske kroner, omregnes til norske kroner ved å bruke kursen på balansedagen. Selskapets inntekter og kostnader og netto inntekt fra egenkapitalkonsoliderte selskaper omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet.

Prinsipper for inntektsføring

Inntekter knyttet til salg og transport av råolje, petroleumsprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når eiendomsretten og risikoen overføres til kunden, normalt på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen.

Fysiske råvaresalg og -kjøp som ikke gjøres opp på nettobasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene Salgsinntekter og Varekostnad i Resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes under Salgsinntekter.

Transaksjoner med Den norske stat og med Statoil Petroleum AS

Statoil markedsfører og selger statens og Statoil Petroleum AS' andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltakelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Kjøp og salg av SDØEs og Statoil Petroleum AS' oljeproduksjon er klassifisert som Varekostnad og Salgsinntekter. Statoil selger, i eget navn, men for Den norske stats og Statoil Petroleum AS' regning og risiko, statens og Statoil Petroleum AS' produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten og Statoil Petroleum AS, er regnskapsført netto i Statoil ASAs regnskap.

Ytelser til ansatte

Ytelser til lønn, bonus, trygdeavgifter, ferie og sykefravær med lønn kostnadsføres i den perioden den ansatte har utført tjenester for selskapet gjennom sitt arbeid. Regnskapsprinsipp for pensjoner og aksjebasert avlønning beskrives nedenfor.

Aksjebasert avlønning

Statoil har et bonusaksjeprogram for ansatte. Kostnaden ved aksjebaserte transaksjoner med ansatte som gjøres opp i egenkapital (bonusaksjetildeling) måles med utgangspunkt i virkelig verdi på dato for tildeling og innregnes som en kostnad over gjennomsnittlig innvinningsperiode som er 2,5 år. Verdien av de tildelte aksjene regnskapsføres som en lønnskostnad og som en egenkapitaltransaksjon (inkludert i annen innskutt egenkapital).

Forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler balanseføres bare dersom selskapet kan demonstrere det følgende: at de tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; at selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den; at selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den; hvordan den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler; at selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen og at selskapet evner på en pålitelig måte å māle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen. Alle andre forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres når de påløper.

I etterfølgende perioder rapporteres balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

Skattekostnad

Skattekostnad i Resultatregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i Resultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er ført direkte mot egenkapitalen. For slike poster innregnes også skatteeffekten direkte i egenkapitalen.

Betalbar skatt er beløpet som skal betales basert på skattepliktig inntekt i regnskapsperioden, inklusive justeringer av betalbar skatt for tidligere år. Usikre skatteposisjoner og mulige skattekrev vurderes individuelt. Forventede fremtidige utbetalingar inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalte skatt reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sikker. Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i finansposter i Resultatregnskapet.

Utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld beregnes på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier og tilhørende skattemessige verdier, med enkelte unntak for førstegangsinnregning. Utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i forventet betaling eller gjenvinning av skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller. I beregningen benyttes de på balansedagen vedtatte skattesatser, med mindre forhold på balansedagen tilsier at andre satser i praksis vil være gjeldende.

Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at fordelen kan utnyttes. For å balanseføre utsatt skattefordel basert på en forventing om fremtidige skattpliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet. Faktorer som underbygger fremtidig utnyttelse kan være eksisterende kontrakter, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer og liknende forhold.

Varige driftsmidler

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller byggekostnad, eventuelle utgifter nødvendig for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å demontere og fjerne eiendelen, og eventuelle låneutgifter som henføres til eiendeler som kvalifiserer for balanseføring av låneutgifter.

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner omfatter utgifter til erstatning av eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler vil tilflyte selskapet. Utgifter ved inspeksjon og ettersyn tilknytning til et større vedlikeholdsprogram balanseføres og avskrives over perioden frem til neste inspeksjon. Alle andre utgifter til vedlikehold føres over resultat i den perioden de påløper.

Avskrivning beregnes på grunnlag av eiendelenes forventede økonomiske levetid, normalt på lineært grunnlag. Komponenter av en eiendel med en kostpris som er betydelig i forhold til den totale eiendelen avskrives separat.

Forventet økonomisk levetid for eiendelene gjennomgås årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. En komponent av en eiendel blir fraregnet dersom eiendelen avhendes eller når ingen framtidige økonomiske fordeler forventes ved bruk av eiendelen. Gevinst eller tap ved fraregning (beregnet som forskjellen mellom netto salgssum og balanseført verdi av eiendelen) inkluderes i Andre inntekter eller Andre kostnader i den perioden eiendelen fraresnes.

Leieavtaler

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til Statoil, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. Eiendelene innregnes som Varige driftsmidler med motpost under Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler og utgiftene innregnes i driftskostnader lineært over leieperioden, eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordelene knyttet til leieavtalen.

Eiendeler under finansielle leieavtaler regnskapsføres til det laveste av eiendelens virkelige verdi og minsteleienes nåverdi beregnet ved leieavtalens begynnelse, med fradrag for akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Balanseførte leide eiendeler avskrives over den korteste av estimert økonomisk levetid og leieperiode ved bruk av avskrivningsmetoder som beskrevet under Varige driftsmidler ovenfor, avhengig av det leide driftsmiddelets art.

Selskapet skiller mellom leieavtaler, som gir rett til å bruke en bestemt eiendel for en periode, og kapasitetskontrakter som gir selskapet rettigheten til og plikt til å betale for tilgang til visse kapasitetsvolumer knyttet til transport, terminaler, lager, osv. Slike kapasitetskontrakter som ikke vedrører særskilte enkelteiendeler, eller som ikke omfatter det alt vesentlige av kapasiteten til en ikke-delbar rettighet knyttet til en særskilt eiendel, vurderes av selskapet å ikke kvalifisere som leieavtaler for regnskapsformål. Kapasitetsvederlag regnskapsføres på linjen Andre kostnader i perioden der kontraktsfestet kapasitet er tilgjengelig for selskapet.

Finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler i form av lån og fordringer bokføres til amortisert kost med anvendelse av effektiv rente-metoden. Finansielle eiendeler i handelssporteføljen klassifisert som kortsiktige finansielle investeringer er bokført til markedsverdi med tap og gevinster inkludert i Resultatregnskapet.

Kundefordringer og andre fordringer regnskapsføres til opprinnelig fakturert beløp med fradrag for avsetning for tap. Kundefordringer og andre fordringer bokføres til opprinnelig beløp med fradrag for avsetning for tap, som regnskapsføres når det foreligger objektive indikasjoner på at Statoil ikke vil motta oppgjør i samsvar med opprinnelige betingelser.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen eller de er holdt for omsetning. Andre finansielle eiendeler med forfall mer enn 12 måneder etter balansedagen klassifiseres som langsiktige.

Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Kostpris beregnes etter først-inn først-ut prinsippet og inkluderer direkte anskaffelseskostnader, produksjonskostnader, frakt og andre tilvirkningskostnader.

Finansielle instrumenter og råvarederivater

Følgende regnskapsprinsipper benyttes for de viktigste finansielle instrumentene og råvarederivatene:

Valutabytteavtaler

Valutabytteavtaler balanseføres til markedsverdi, og endring i markedsverdi resultatføres.

Rentebytteavtaler

Rentebytteavtaler verdsettes etter laveste verdis prinsipp.

Råvarederivater

Råvarederivater som handles over børs balanseføres til markedsverdi, og endring i markedsverdi resultatføres. Øvrige råvarederivater verdsettes etter laveste verdis prinsipp.

Betalingsmidler

Betalingsmidler omfatter kontanter, bankinnskudd og andre likvidplasseringer med kortere gjenværende løpetid enn tre måneder fra anskaffelsestidspunktet.

Nedskrivning

Nedskrivning av varige driftsmidler

Immaterielle eiendeler og Varige driftsmidler testes for nedskrivning dersom det er indikasjoner på at den balanseførte verdien overstiger gjenvinnbart beløp. Eiendeler grupperes basert på det nivået hvor det er mulig å identifisere inngående kontantstrømmer som er uavhengig av kontantstrømmer fra andre eiendels-grupper.

Ved vurderingen av om et varig driftsmiddel må nedskrives, sammenlignes driftsmiddelets bokførte verdi med gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp viser seg ofte å være selskapets estimerte bruksverdi, som beregnes ved bruk av diskonerte kontantstrømmer. Når nedskrivningsvurderinger gjennomføres basert på bruksverdi, risikojusteres de fremtidige forventede kontantstrømmer i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskonteres ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, basert på selskapets gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt.

Dersom vurderingen tilsier at eiendelens verdi er forringet, blir eiendelen nedskrevet til gjenvinnbart beløp, som er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket salgskostnader og eiendelens bruksverdi.

Nedskrivning reverseres i den grad betingelsene for nedskrivning ikke lenger er til stede.

Nedskrivning av finansielle eiendeler

Statoil vurderer på hver balansedag om en finansiell eiendel eller en gruppe finansielle eiendeler har falt i verdi. Dersom det foreligger objektive indikasjoner på verdifall på eiendeler bokført til amortisert kost blir eiendelens balanseførte verdi redusert og nedskrivningskostanden reflektert i Resultatregnskapet.

En senere periodes reversering av verdifall innregnes også i Resultatregnskapet.

Finansielle forpliktelser

Rentebærende obligasjonslån, banklån og annen gjeld som klassifiseres som finansielle forpliktelser, regnskapsføres til oppatrekkskurs ved førstegangsinnskrift og måles deretter i henhold til effektiv rentemetoden. Utstedelseskostnader og eventuell rabatt eller overkurs på oppgjør blir hensyntatt ved beregning av amortisert kost. Gevinster og tap som oppstår som følge av tilbakekjøp, oppgjør eller kansellering av forpliktelser innregnes under henholdsvis Renteinntekter og andre finansielle poster og Renter og andre finansieringskostnader.

Finansielle forpliktelser klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, eller hvis de er finansielle instrumenter holdt for omsetning. Andre forpliktelser med forfall mer enn 12 måneder fra balansedagen klassifiseres som langsiktige.

Pensjonsforpliktelser

Statoil ASA har pensjonsplaner for de ansatte som gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet. Det beløp den ansatte vil motta er avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og fremtidig lønnsökning.

Selskapets netto pensjonsforpliktelse knyttet til ytelsesplaner beregnes separat for hver plan ved å estimere det fremtidige beløpet som den ansatte har opptjent basert på ytelse i inneværende og tidligere perioder. Dette beløpet diskonteres for å beregne nåverdien av forpliktelsen og virkelig verdi av eventuelle pensjonsmidler trekkes fra. Diskonteringsrenten som benyttes fastsettes med henvisning til markedsrenten på balansedagen og reflekterer løpetiden knyttet til selskapets forpliktelser og etablert med basis i 10 års norske statsobligasjoner. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar. Nåverdi av årets opptjening er inkludert i periodens netto pensjonskostnad og innregnet i Resultatregnskapet.

Renteelementet representerer endringen i nåverdien av forpliktelsen som et resultat av tid og beregnes ved å multiplisere diskonteringsrenten fastsatt i begynnelsen av perioden med nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen gjennom hele perioden, hensyntatt alle vesentlige endringer i pensjonsforpliktelsen. Den forventede avkastningen på pensjonsmidler er basert på en vurdering ved begynnelsen av perioden av markedets forventninger til langsiktig avkastning. Den forventede avkastningen justeres for endringer i den virkelige verdien av pensjonsmidlene som følge av faktiske bidrag innbetalt til ordningen og faktiske ytelsjer utbetalt fra ordningen. Nettoen av den forventede avkastningen på pensjonsmidlene og rentekostnaden innregnes i Resultatregnskapet som en del av periodens netto pensjonskostnad.

Netto pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og delvis alloker til Statoil Petroleum AS og til felleskontrollerte eiendeler (lisenser) der Statoil Petroleum er operatør, med utgangspunkt i påløpte timer. Statoils andel av kostnaden innregnes i Resultatregnskapet i henhold til kostnadens funksjon.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes umiddelbart fra det tidspunktet ytelsen er innvunnet eller basert på lineær fordeling over opptjeningsperioden. Ved eventuelt oppgjør (fjerner alle forpliktelser for ytelsjer som er påløpt) eller avkorting (reduksjon av fremtidige forpliktelser som følge av en vesentlig reduksjon i ordningens medlemskap eller reduksjon i fremtidige ytelsjer) blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i resultatregnskapet når avkorting eller oppgjør skjer.

Estimatendringer på pensjonsordninger for ansatte innregnes i selskapets opptjente egenkapital i den perioden gevinsten eller tapet oppstår. Da selskapets funksjonelle valuta er amerikanske dollar, vil den vesentligste del av selskapets pensjonsforpliktelser være betalbar i utenlandsk valuta (dvs. norske kroner). Estimatavviket knyttet til pensjonsforpliktelser inkluderer følgelig effekten av valutaomregning.

Avsetninger og betingede eiendeler og forpliktelser

Forpliktelser regnskapsføres dersom en tidligere hendelse innebærer at selskapet har en juridisk forpliktelse eller på annet grunnlag antas å ha en forpliktelse som med sannsynlighet vil medføre fremtidig utbetaling, forutsatt at forpliktelsen kan estimeres pålitelig. Hvis tidsverdien er vesentlig, beregnes avsetningen som den neddiskonerte verdien av de forventede fremtidige kontantstrømmene. Diskonteringsrenten er en før skatt rente som reflekterer eksisterende markedsvurderinger og tar hensyn til spesifikke risikoforhold knyttet til forpliktelsen der dette er relevant. Økning i avsetningen som følge av tidsfaktoren inngår i andre finanskostnader.

Betingede forpliktelser som har oppstått ved tidligere hendelser, og der det ikke er sannsynlig at den eventuelle forpliktelsen vil medføre fremtidige utbetalingar, innregnes ikke, men opplyses om i note med angivelse av usikkerhet knyttet til beløp og tidsavgrensning for saken, med mindre sannsynligheten for en strøm av ressurser som omfatter økonomiske fordeler ut fra Statoil er svært liten.

Betingede eiendeler som har oppstått ved tidligere hendelser, men som er avhengig av visse fremtidige hendelser, er ikke regnskapsført. Selskapet opplyser om slike betingede eiendeler dersom det er sannsynlig at selskapet vil oppnå fremtidige økonomiske fordeler som følge av hendelsen.

Tapsbringende kontrakter

Selskapet regnskapsfører som avsetning kontraktsfestede forpliktelser knyttet til kontrakter definert som tapsbringende. Kontrakter vurderes som tapsbringende dersom de uunngåelige utgiftene i henhold til kontrakten overstiger de økonomiske fordelene som forventes mottatt i tilknytning til samme kontrakt. En kontrakt som utgjør en integrert del av driften til en kontantgenererende enhet med eiendeler tilordnet den aktuelle kontrakten, og hvor de økonomiske fordelene ikke pålitelig kan skilles fra andre deler av den kontantgenererende enheten, inngår i nedskrivningsvurderingene for den aktuelle kontantgenererende enheten.

Leverandørgjeld og annen gjeld

Leverandørgjeld og annen gjeld balanseføres til kontraktsfestet betaling.

Bruk av estimatorer

Utarbeidelse av regnskap forutsetter at selskapet benytter estimatorer og forutsetninger som påvirker Resultatregnskapet og verdsettelsen av eiendeler, gjeld og noteopplyste latente forpliktelser på balansedatoen. Faktiske resultater kan avvike fra estimatene.

Statoils virksomhet og det høye antallet land hvor virksomheten drives, innebærer at selskapet er utsatt for endringer i økonomiske, regulatoriske og politiske forhold. Statoil tror ikke at det i den nærmeste framtid er spesielt sårbart eller risikoutsatt som følge av en konsentrasjon av aktivitetene.

3 Finansiell risikostyring og derivater

Finansiell risiko

Statoil ASAs aktiviteter eksponerer konsernet for finansiell risiko som:

- Markedsrisiko (inkludert råvarereprisrisiko, valutarisiko og renterisiko)
- Kreditrisiko
- Likviditetsrisiko

Markedsrisiko

Statoil ASA opererer i verdensmarkedene for råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet, og er eksponert for markedsrisikoer knyttet til endringer i prisene på hydrokarboner, valutakurser, rentesatser, og elektrisitetspriser som kan påvirke inntekter og kostnader ved drift, investeringer og finansiering.

Statoil ASA har etablert retningslinjer for å inngå derivatkontrakter for å styre råvarereprisrisiko, valutakursrisiko og renterisiko. Selskapet benytter både finansielle og råvarebaserte derivater for å styre risikoene knyttet til inntekter og nåverdien på fremtidige kontantstrømmer.

Råvarereprisrisiko

Råvarereprisrisikoen er Statoil ASAs mest betydelige markedsrisiko, og overvåkes daglig mot etablerte mandater som fastsatt i selskapets styrende dokumenter. For å styre råvarereprisrisikoen inngår Statoil ASA råvarebaserte derivatkontrakter som inkluderer futures, opsjoner, ikke-børsnoterte (over-the-counter - OTC) terminkontrakter, og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje- og petroleumsprodukter, naturgass og elektrisitet.

Derivater knyttet til råolje og øvrige petroleumsprodukter handles hovedsakelig på InterContinental Exchange (ICE) i London, New York Mercantile Exchange (NYMEX), i det ikke-børsnoterte (OTC) Brent-markedet og i markeder for bytteavtaler knyttet til råolje og raffinerte produkter. Derivater knyttet til naturgass og elektrisitet er hovedsakelig OTC fysiske terminkontrakter og opsjoner, NASDAQ OMX Oslo (tidligere Nordpool) terminkontrakter, samt NYMEX og ICE futures.

Løpetiden for råolje- og raffinerte oljeproduktderivater er vanligvis under ett år og for naturgass- og elektrisitetsderivater er løpetiden vanligvis tre år eller kortere.

Valutarisiko

Statoil ASAs driftsresultater og kontantstrømmer er påvirket av prisutvikling på selskapets viktigste produkter, olje og gass, i tillegg til utviklingen på de viktigste valutaer, som NOK, EUR, GBP, mot USD.

Valutarisiko styres etter etablerte retningslinjer og mandater på konsernnivå.

Statoil ASAs kontantstrømmer fra olje- og gass salg, driftsutgifter og investeringer er for en stor del i amerikanske dollar, mens skatt og utbytte er i norske kroner. Statoil ASAs valutastyring er hovedsaklig knyttet til å sikre skatt- og utbyttebetalinger i norske kroner. Dette betyr at selskapet regelmessig kjøper betydelige NOK beløp ved bruk av konvensjonelle derivatinstrumenter med levering på et fremtidig tidspunkt.

Den etterfølgende valutarisikosensitiviteten er ved utgangen av 2011 og 2010 beregnet ved å forutsette en 12 prosent endring i valutakursene. En økning av valutakursen med 12 prosent betyr at den underliggende transaksjonsvalutaen har styrket seg.

(i millioner kroner)	EUR	GBP	CAD	NOK	SEK	DKK
31. desember 2011						
Netto gevinst/(tap) (12% sensitivitet)	118	-93	0	10 935	-13	111
Netto gevinst/(tap) (-12% sensitivitet)	-118	93	0	-10 935	13	-111
31. desember 2010						
Netto gevinst/(tap) (12% sensitivitet)	-814	-388	-5	10 942	88	39
Netto gevinst/(tap) (-12% sensitivitet)	814	388	5	-10 942	-88	-39

Renterisiko

Statoil ASA har eiendeler og gjeld med flytende rentebetingelser som eksponerer selskapet for kontantstrømrisko forårsaket av rentebevegelser i markedet. Selskapet benytter seg av rentederivater, som for eksempel renteswapper, for å styre renteeksponeringen, for å redusere forventet finansieringskostnad over tid og for å diversifisere finansieringskilder. Ved å benytte kapitalmarkedet når obligasjoner med fast rente utstedes, og samtidig endre renterisiko ved å inngå renteswapper, blir finansieringskildene mer diversifisert sammenlignet med kun å bruke markedet for flytende USD rente.

Statoil ASA styrer hovedsaklig renterisiko ved å endre en del av kontantstrømmene fra langsiktige obligasjonslån utstedt med fast rente til kontantstrømmer med flytende rentebetaler. Obligasjonslån er vanligvis utstedt i JPN, EUR, CHF, GBP and USD. Disse obligasjonslånlene blir endret til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutaswaper. Statoils rentepolicy inkluderer et mandat til å beholde en andel av den langsiktig gjelden med fastrente. For mer detaljert informasjon om Statoil ASAs langsiktige gjeldsportefølje, se note 18 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*.

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 1,5 prosentpoeng i beregningen for 2011. For 2010 ble det forutsatt en nedgang på 0,5 prosentpoeng og en økning på 1,5 prosentpoeng som sannsynlig endring.

Inkludert i rentesensitiviteten er endringer i virkelig verdi av rentederivater som for tiden er innregnet til virkelig verdi i Balansen siden virkelig verdi er lavere enn kostprisen ved utgangen av 2011 og 2010. Når rentene går ned vil virkelig verdi av disse instrumentene bli høyere enn kostprisen og derfor vil ikke hele endringen i virkelig verdi som følge av en rentenedgang bli innregnet i Resultatregnskapet. De estimerte gevinster og tap er presentert i følgende tabell.

(i millioner kroner)	Gevinst scenario	Tap scenario
31. desember 2011		
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)	579	-579
31. desember 2010		
Renterisiko (-0,5 prosentpoeng sensitivitet)	602	
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)		-1 805

Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at Statoil ASAs kunder eller motparten i finansielle instrumenter vil påføre selskapet finansielt tap ved ikke å oppfylle sine forpliktelser. Kredittrisiko oppstår fra kredittekspionering i kundefordringer, finansielle derivatinstrumenter og innskudd hos finansielle institusjoner.

Sentrale elementer i selskapets styring av kredittrisiko er:

- En global kredittpolitikk
- Kreditmandater
- En intern prosess for kreditevaluering
- Risikoavlastningsinstrumenter
- En kontinuerlig overvåking og styring av kredittekspionering

Før transaksjoner inngås med nye motparten, krever selskapets kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og godkjent. I tillegg fastsettes en intern kreditrating og kreditgrense for all salg, handel og finansielle motparten. Alle etablerte motparten vurderes minimum årlig og eksponering overvåkes kontinuerlig. Kreditevalueringen er basert på kvantitative og kvalitative analyser av finansiell og annen relevant informasjon. I tillegg vurderer Statoil ASA betalingshistorikk, motpartens størrelse og diversifisering, samt bransjerisiko knyttet til motparten. Den interne risikoklassifiseringen reflekterer Statoil ASAs vurdering av motpartens kredittrisiko. Grenser for kredittekspionering fastsettes på bakgrunn av kreditevalueringen kombinert med andre faktorer, så som forventede karakteristika ved transaksjonen og bransjen. Kreditmandatene definerer akseptabel kredittrisiko, og er besluttet av selskapets ledelse. Kreditmandatene blir regelmessig vurdert med hensyn til endrede markedsforhold.

Statoil ASA bruker flere instrumenter for å avlaste og kontrollere kredittrisiko, både per motpart og på porteføljenivå. Hovedinstrumentene som benyttes er ulike typer bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetaler og depositumer. For bankgarantier godtas kun garantier fra internasjonale banker med "investment grade" kreditrating.

Statoil ASA har forhåndsdefinerte grenser for porteføljens gjennomsnittlige rating, samt for maksimal kreditteksponering for den enkelte motpart. Porteføljen overvåkes regelmessig, og den enkelte motparts eksponering kontrolleres daglig i forhold til etablert kredittgrense. Den totale kredittportføljen til Statoil ASA er geografisk diversifisert på en rekke motparter innen olje og energisektoren, i tillegg til større olje- og gassbrukere samt finansielle motparter. Størstedelen av selskapets eksponering er med selskaper med "investment grade" rating.

Tabellen nedenfor viser bokført verdi av ikke-børsnoterte derivateeideler fordelt i henhold til motpartens kreditverdighet slik Statoil ASA vurderer den.

(i millioner kroner)	31. desember	
	2011	2010
«Investment grade», med rating A eller høyere	606	1 561
Annen «Investment grade»	115	0
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	16	30
Sum	737	1 591

Per 31. desember 2011 og 2010 er sikkerhetsstillelse mottatt i kontanter for utligning av visse deler av Statoil ASAs kreditteksponering.

Likviditetsrisiko

Likviditetsrisiko er at Statoil ASA ikke er i stand til å gjøre opp sine finansielle forpliktelser når de forfaller. Formålet med likviditets- og kortiktig gjeldsstyring er å sikre at Statoil ASA til en hvert tid har tilstrekkelige midler tilgjengelig for å dekke sine finansielle forpliktelser.

Likviditet og finansiering styres på konsernnivå, som sikrer tilstrekkelig likviditet til å dekke operasjonelle krav. De utfordrende markedene de siste årene har ført til økt fokus og oppmerksomhet mot kredit- og likviditetsrisiko for hele konsernet. For å sikre nødvendig finansiell fleksibilitet, som inkluderer å gjøre opp Statoil ASAs finansielle forpliktelser, har Statoil opprettholdt retningslinjer for likviditetsstyring, som etter Statoils mening er konservative. Statoil utarbeider tre års prognosenter for likviditetsutvikling minst månedlig.

Statoil ASAs kontantstrøm fra drift er vesentlig påvirket av volatiliteten i olje- og gasspriser. Gjennom 2011 har selskapets likviditet forblitt sterkt.

De største utbetalingene er den årlige dividende utbetalingen og årlige skattemedlemsavgifter. Hvis den månedlige prognosene for likviditetsutvikling viser at likvide eiendeler én måned etter skatt- og utbyttebetalingen er under definerte minimumsnivå, skal opptak av langsiktig finansiering vurderes.

For mer informasjon om Statoil ASA sine langsiktige finansielle forpliktelser, se note 18 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*.

Den vesentligste delen av Statoil ASAs finansielle gjeld relatert til finansielle derivater, både børshandledede og ikke-børshandledede råvarebaserte derivater samt finansielle derivater, unntatt noen rentederivater klassifisert som langsiktige i Balansen, har forfall innenfor ett år basert på den underliggende leveringsperioden for kontraktene som er inkludert i porteføljen. Rentederivater klassifisert som langsiktige i Balansen har forfall fra 2015 til 2031.

Måling av virkelig verdi for finansielle derivater

Statoil ASA mäter finansielle derivater til virkelig verdi når instrumentet er del av en handelsportefølje og er handlet på en autorisert børs. Dette kan typisk være terminkontrakter handlet på den nordiske elektrisitetsbørsen NASDAQ OMX Oslo (tidligere Nordpool). Andre finansielle derivater er innregnet i Balansen til det laveste av kostpris og virkelig verdi. Endringer i bokført verdi av finansielle derivater er innregnet i Resultatregnskapet innefor salgsinntekt eller innenfor finansposter. Statoil ASAs portefølje av finansielle derivater består av råvarebaserte derivater, samt rente- og valutaderivater.

Den etterfølgende tabellen viser estimert virkelig verdi og netto bokført verdi av Statoil ASAs finansielle derivater unntatt for rentederivater og valuta rentederivater der tabellen kun inneholder virkelig verdi justeringen mens påløpte renter er presentert innenfor Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin og valuta revalueringen er presentert innenfor Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler.

(in millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto virkelig verdi
31. desember 2011			
Valutainstrumenter	323	-1 112	-789
Renteinstrumenter	0	-1 369	-1 369
Råolje og raffinerte produkter	200	-236	-36
Naturgass og elektrisitet	293	-339	-46
Sum	816	-3 056	-2 240
31. desember 2010			
Valutainstrumenter	1 462	-269	1 193
Renteinstrumenter	0	1 235	-1 235
Råolje og raffinerte produkter	0	0	0
Naturgass og elektrisitet	183	-295	-112
Sum	1 645	-1 799	-154

I tillegg til disse balanseførte virkelige verdiene fra finansielle derivater har Statoil ASA inngått rente- og valutabytteavtaler hvor de virkelige verdiene ved utgangen av 2011 og 2010 var høyere enn kost, virkelig verdi justeringene er derfor ikke balanseført. Per 31. desember 2011 var de virkelige verdi justeringene som ikke er balanseført 1,23 milliarder kroner. Ved utgangen av 2010 var de virkelige verdi justeringene som ikke var bokført 5 milliarder kroner.

Ved fastsettelse av virkelig verdi av finansielle derivater bruker Statoil ASA priser notert i et aktivt marked så langt det lar seg gjøre. Når slike priser ikke er tilgjengelige bruker selskapet input som er observerbare enten direkte eller indirekte som basis for verdettingsmetoder som diskontert kontantstrømanalyser eller prismodeller.

Den etterfølgende tabell oppsummerer de finansielle derivatene innregnet i Balansen til virkelig verdi fordelt på Statoil ASAs grunnlag for måling av virkelig verdi. For rentederivater og valuta rentederivater inneholder tabellen kun virkelig verdi justeringen.

(in millioner kroner)	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater- forpliktelser	Netto virkelig verdi
31. desember 2011				
Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser (nivå 1)	0	0	0	0
Virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, men som er fra observerbare markedstransaksjoner (nivå 2)	816	-1 031	-2 025	-2 240
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	0	0	0	0
Sum virkelig verdi	816	-1 031	-2 025	-2 240
31. desember 2010				
Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser (nivå 1)	0	0	0	0
Virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, men som er fra observerbare markedstransaksjoner (nivå 2)	1 645	-1 228	-571	-154
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	0	0	0	0
Sum virkelig verdi	1 645	-1 228	-571	-154

Nivå 1, virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser, inkluderer finansielle instrumenter aktivt handlet, og der verdien innregnet i Statoil ASAs Balanse er beregnet basert på observerbare priser på identiske instrumenter. Denne kategorien vil i de fleste tilfellene kun være relevant for børsnoterte egenkapitalinstrumenter og statsobligasjoner.

Nivå 2, virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, men som er fra observerbare markedstransaksjoner, inkluderer Statoil ASAs ikke-standardiserte kontrakter der virkelig verdi er beregnet basert på prisinput fra observerbare markedstransaksjoner. Dette vil typisk være når konsernet bruker terminpriser på råolje, naturgass, renter og valutakurser som input i selskapets verdsettelsesmodeller for å fastsette virkelig verdi på sine finansielle derivater.

Nivå 3, virkelig verdi basert på ikke-observerbare data, inkluderer finansielle instrumenter der virkelig verdi er beregnet basert på input og forutsetninger som ikke er fra observerbare markedstransaksjoner. De virkelige verdiene presentert i denne kategorien er hovedsakelig basert på interne forutsetninger. De interne forutsetningene er kun brukt i fravær av kvoterte priser fra et aktivt marked eller andre observerbare priskilder for de finansielle instrumentene som verdsettes.

4 Salgsinntekter

Geografisk fordeling av salg er basert på kundens lokalisering.

Salgsinntekter fordelt etter motpart

	For regnskapåret	
(i millioner kroner)	2011	2010
Norge	29 469	32 404
Europa	266 859	213 787
Nord-Amerika	101 330	76 041
Andre områder	68 616	62 190
Salgsinntekter	466 274	384 422

	For regnskapåret	
(i millioner kroner)	2011	2010
Eksterne salgsinntekter	383 194	318 033
Inntekter fra konsernselskaper	83 080	66 389
Salgsinntekter	466 274	384 422

5 Lønnskostnader

(i millioner kroner, unntatt gjennomsnittlig antall årsverk)	For regnskapsåret	
	2011	2010
Lønnskostnader	16 574	15 807
Pensjonskostnader	3 416	3 742
Arbeidsgiveravgift	2 598	2 428
Andre lønnskostnader	2 061	1 760
Sum	24 649	23 737
Gjennomsnittlig antall årsverk	18 337	17 583

Ytelser til styret i 2011 (i tusen kroner)

Medlemmer av styret		Ytelser til styret	Revisjons- utvalget	Kompensasjons- utvalget	HSEE utvalget	Ytelser totalt
Svein Rennemo	Styrets leder	632		38		670
Marit Arnstad	Nestleder	403			15	418
Grace Reksten Skaugen	Styremedlem	321		75		396
Roy Franklin	Styremedlem	437	115		63	615
Jakob Stausholm	Styremedlem	321	178			499
Bjørn Tore Godal	Styremedlem	321		53	31	405
Lady Barbara Judge	Styremedlem	418	115			533
Lill-Heidi Bakkerud	Styremedlem	321			31	352
Morten Svaan	Styremedlem	321	115			436
Einar Arne Iversen	Styremedlem	321				321
Geir Nilsen*	Varamedlem	10				10
Totalt		3 826	523	166	140	4 655

* Varamedlem (representant for de ansatte).

Ytelser til ledende ansatte i 2011 (i tusen kroner)

Medlemmer av konsernledelsen	Fast godtgjørelse		Bonus	Natural-ytelser	Skattbar refusjon	Skattbar lønn	Natural-ytelser	Refusjoner	Ikke skattbar lønn	Samlet godtgjørelse	Estimerte pensjonskostnader 3)	Nåverdi av pensjonsforpliktelse
	Fastlønn 1)	LTI 2)										
Lund Helge (Konsernsjef)	6 970	1 986	2 139	566	18	11 679	489	28	517	12 196	4 733	36 536
Reitan Torgrim (Konserndirektør, Økonomi og finans)	2 798	588	527	245	43	4 201	62	16	78	4 279	583	10 989
Sjøblom Tove Stuhr (Konserndirektør, Konsernstaber og -tjenester)	2 369	563	565	246	10	3 753	327	109	436	4 189	559	12 607
Mellbye Peter (Konserndirektør, Utvikling og produksjon internasjonalt)	3 752	854	849	330	22	5 807	0	30	30	5 837	1 045	41 673
Dodson Timothy (Konserndirektør, Leting)	3 055	650	586	148	21	4 460	425	30	455	4 915	897	17 806
Ørvum Margareth (Konserndirektør, Teknologi, prosjekter og boring)	3 386	778	842	166	13	5 185	208	24	232	5 417	961	33 809
Michelsen Øystein (Konserndirektør, Utvikling og produksjon Norge)	3 274	785	703	316	5	5 083	232	56	288	5 371	792	26 738
Sætre Eldar (Konserndirektør, Markedsføring, prosesserings og fornybar energi)	3 252	782	850	351	18	5 253	0	30	30	5 283	921	32 871
Maloney William (Konserndirektør, Utvikling og produksjon Nord-Amerika) 4)	3 545	561	561	714	3	5 384	165	0	165	5 549	550	
Knight John (Konserndirektør, Global strategi og forretningsutvikling) 4)	4 580	0	0	790	0	5 370	0	0	0	5 370	916	
Totalt	36 981	7 547	7 622	3 872	153	56 175	1 908	323	2 231	58 406	11 957	213 029

1) I fastlønn inngår foruten grunnlønn også feriepenger og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.

2) I langtidsinsentivordning (LTI ordning) ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Statoil aksjer. Deltakerne er videre forpliktet til å beholde aksjene i en periode på tre år. LTI-elementet oppgis i tildelingsåret.

Medlemmer av konsernledelsen ansatt i utenlandske datterselskap har en LTI ordning som avviker fra modellen som benyttes i morselskapet. Et nettobeløp tilsvarende årlig bonus benyttes for kjøp av Statoil aksjer.

3) Pensjonskostnad er estimert basert på aktuarmessige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt per 31. desember 2011, som er innregnet i Resultatregnskapet i 2011. Arbeidsgiveravgift er ikke inkludert.

Medlemmer av konsernledelsen ansatt i utenlandske datterselskap har en innskuddsbasert pensjonsordning.

4) Medlemmer av konsernledelsen ansatt i utenlandske datterselskap, ikke bosatt i Norge.

Erklæring om lederlønn og andre ansettelsesbetingelser for Statoils konsernledelse

I henhold til Allmennaksjeloven § 6-16 a), vil styret legge frem følgende erklæring vedrørende belønning av Statoils konsernledelse på den ordinære generalforsamlingen i 2012:

1 Belønningspolitikk og belønningskonsept for regnskapsåret 2011

1.1 Belønningspolitikk og prinsipper

Selskapets etablerte belønningsprinsipper og konsepter vil i all hovedsak bli videreført i regnskapsåret 2012.

Statoils belønningspolitikk er tett forankret i selskapets personalpolitikk og verdigrunnlag. Utformingen av selskapets belønningskonsept er basert på definerte hovedprinsipper.

Belønningskonseptet er en integrert del av vårt verdibaserte rammeverk for prestasjonsstyring og skal:

- Reflektere vår globale konkuransedyktige markedsstrategi og lokale markedsforhold
- Styrke interessefellesskapet mellom selskapets ansatte og dets eiere
- Være i samsvar med lovgivning, god eierstyring og selskapsledelse
- Være rettferdig, transparent og ikke-diskriminerende
- Belønne og anerkjenne leveranse og atferd likt
- Differensierte basert på ansvar og prestasjoner
- Belønne både kort- og langsiktige bidrag og resultater.

Belønningssystemene skal sikre at vi tiltrekker oss og beholder de rette medarbeiderne - mennesker som presterer, utvikler seg og lærer. Det samlede belønningsnivået og sammensetningen av belønningspakken reflekterer både det nasjonale og internasjonale rammeverket, samt de forretningsmessige omgivelser som Statoil opererer innenfor.

1.2 Beslutningsprosessen

Beslutningsprosessen for etablering eller endring av belønningspolitikk og konsepter, og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til konsernledelsen følger bestemmelserne i Allmennaksjeloven §§ 5-6 og 6-16 a) samt styreinstruks sist endret 9. desember 2010.

Styret har utpekt et eget kompensasjonsutvalg. Kompensasjonsutvalget er et saksforberedende organ for styret. Kompensasjonsutvalgets hovedoppgave er å bistå styret i dets arbeid med lønns- og arbeidsvilkår for Statoils konsernsjef, og hovedprinsipper og strategi for belønning og ledertilrettelegging av Statoils øverste ledere. Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige ansettelsesvilkår.

1.3 Belønningskonsept for konsernledelsen

Statoils belønningskonsept for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fastlønn
- Variabel lønn
- Pensjons- og forsikringsordninger
- Sluttvederlagsordninger
- Andre ytelser

En evaluering av endringer i selskapets generelle pensjonsordning, inkludert pensjonsbetingelser for selskapets øverste ledelse har blitt iverksatt.

Det er gjort avvik fra de generelle prinsippene som skissers nedenfor for to av medlemmene i konsernledelsen. Disse avvikene ble implementert 1. januar 2011 og ble også beskrevet i Lederlønnserklæring for Statoils konsernledelse for regnskapsåret 2010. Avvikene er dokumentert i avsnitt 2 under.

Fastlønn

Fastlønn består av grunnlønn og en langtidsinsentivordning.

Grunnlønn

Grunnlønnen skal være konkurransedyktig i de markeder hvor selskapet opererer og skal reflektere den enkeltes ansvar og prestasjoner.

Prestasjonsvurderingen er basert på oppnåelse av forhåndsdefinerte mål, se "Variabel lønn" nedenfor. Grunnlønnen blir normalt vurdert en gang i året.

Langtidsinsentiv (LTI)

Statoil vil videreføre den etablerte langtidsinsentivordningen for et begrenset antall toppledere og personell i faglige nøkkelstillinger. Medlemmer av konsernledelsen deltar i ordningen.

Langtidsinsentivordningen er et fastlønnselement som blir beregnet i prosent av deltakerenes grunnlønn, og er på 20-30 prosent avhengig av deltakerens stilling. Selskapet kjøper aksjer tilsvarende netto årssum på vegne av deltakeren. Aksjene er bundet i tre år, og frigjøres så for deltakerens disponering.

Langtidsinsentivordningen og det årlige variable lønnssystemet utgjør et belønningskonsept som fokuserer både på kortsiktige og langsiktige mål og resultater. Ved å sikre at Statoils ledelse eier aksjer i selskapet, bidrar langtidsinsentivet til å styrke interessefellesskapet mellom selskapets øverste ledere og våre aksjeeiere.

Variabel lønn

Maksimumspotensialet for variabel lønn i morselskapet er 50 prosent av fastlønn. Selskapets system for variabel lønn vil bli videreført i 2012.

Konsernsjefen er berettiget til en prestasjonsbasert årsbonus på 25 prosent av fastlønn hvis avtalte mål er oppnådd. Dersom avtalte mål overstiges, kan konsernsjefen tildeles mellom 25 og 50 prosent av fastlønnen. Systemet har et maksimum potensial på 50 prosent av fastlønn. Tilsvarende har konserndirektører en årlig variabel lønnsordning som innebærer et mål på 20 prosent forutsatt oppnåelse av avtale mål. Det maksimale potensialet for variabel lønn for denne gruppen er 40 prosent av fastlønn.

Belønningspolitikkens effekt på risiko

Belønningskonseptet er en integrert del av Statoils prestasjonsstyringssystem. Det er et overordnet prinsipp at vi skal ha en tett knytning mellom prestasjoner og belønning.

Vurderingen av en ansatts individuelle grunnlønn og variabel lønn skal baseres på prestasjonsevalueringen gjort i prestasjonsstyringssystemet. Deltakelse i langtidsincentivordningen og størrelsen på det årlige LTI-elementet gjenspeiler stillingens nivå og resultatpåvirkning, og er ikke direkte knyttet til innehaverens prestasjoner.

Målene som utgjør grunnlaget for prestasjonsvurderingen, er etablert mellom leder og ansatt som del av selskapets prestasjonsstyringssystem. Prestasjonsmålene settes i to dimensjoner: leveranse og afferd, som vektes likt. Leveranse mål settes for hvert av de fem perspektivene: personal og organisasjon, HMS, drift, finans og marked. For hvert perspektiv settes både langsiktige strategiske mål og mer kortsiktige mål og prestasjonsindikatorer (key performance indicators; KPI), som defineres sammen med relevante tiltak. Afferds målene tar utgangspunkt i Statoils verdigrunnlag og ledelsesprinsipper og omhandler den type afferd som forventes og kreves i arbeidet med å oppnå leveranse målene.

Prestasjonsvurderingen er en helhetlig evaluering av prestasjoner mot både leveranse mål og afferds mål. KPI'ene brukes kun som indikatorer. Følgelig anvendes både skjønnsmessige vurderinger og nyvervet informasjon før endelige konklusjoner treffes. De konkrete KPI-målingene vurderes blant annet opp mot indikatorenes strategiske bidrag, bærekraft i løsningene samt endrede forutsetninger av vesentlig betydning.

Denne balanserte målstyringsprosessen med et bredt sett av mål innen både leveranse- og afferdsdimensjonen, samt en helhetlig prestasjonsevaluering, anses i betydelig grad å redusere risikoen for at belønningspolitikken stimulerer overdreven risikotaking eller at den på annen måte har uheldige konsekvenser.

I prestasjonskontrakten til konsernsjef og konserndirektør for økonomi og finans er ett av flere mål relatert til selskapets relative samlede avkastning til eierne (total shareholder return; TSR). Størrelsen på den årlige variable lønnen besluttes etter en samlet prestasjonsvurdering av resultater i forhold til forskjellige mål inkludert, men ikke begrenset til, selskapets relative TSR.

Pensjons- og forsikringsordninger

Statoil ASAs nåværende pensjonsordning er en ytelsesbasert ordning med pensjonsnivå på 66 prosent av pensjonsgivende inntekt forutsatt 30 års opptjeningstid. Det tas ved beregningen hensyn til antatt pensjon fra Folketrygden. Pensjonsalderen er 67 år for landansatte og 65 år for sokkelansatte.

Pensjonsordningene for medlemmer av konsernledelsen, inkludert konsernsjef, er supplerende avtaler til selskapets alminnelige pensjonsordning.

Konsernsjef har, på gitte vilkår i henhold til sin pensjonsavtale av 7. mars 2004, rett til en pensjon på 66 prosent av pensjonsgivende inntekt. Opptjeningstiden er 15 år og pensjonsalder er 62 år.

To av konserndirektørene har pensjonsvilkår i henhold til en tidligere standardordning som ble innført i oktober 2006. Disse er på gitte vilkår berettiget til en pensjon på 66 prosent av pensjonsgivende inntekt ved en pensjonsalder på 62 år. Ved beregning av medlemstid i Statoils pensjonsordning har de rett til et halvt år ekstra medlemstid for hvert hele år vedkommende har tjenestegjort som konserndirektør.

En av konserndirektørene har under særskilte betingelser rett til pensjon på 66 prosent av pensjonsgivende inntekt med en pensjonsalder på 62 år.

I tillegg har fire av Statoils konserndirektører separate avtaler om pensjonsalder ved 65 år og et førtidspensjonsnivå på 66 prosent av pensjonsgivende inntekt.

De individuelle pensjonsvilkårene for konserndirektører som er beskrevet ovenfor er et resultat av forpliktelser i henhold til tidligere inngåtte avtaler.

Selskapets standard pensjonsordninger for konserndirektører som representerer avvik fra Statoil ASAs alminnelige pensjonsordning, er avviklet og vil ikke gjelde for nye utnevnelser til konsernledelsen.

I tillegg til pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor, vil konserndirektørene ansatt i morselskapet ha ytelsjer i henhold til Statoils alminnelige pensjonsordning, herunder pensjon fra 67 år som en ytelsesordning, i samsvar med regelverket for pensjonsordningen. Medlemmene av konsernledelsen er omfattet av de generelle forsikringsordningene som gjelder i Statoil.

Konserndirektører som er ansatt utenfor morselskapet har innskuddsbaserte ordninger med henholdsvis 16 og 20 prosent bidrag i henhold til rammeverket som er etablert i det lokale selskapet de er ansatt. Pensjonsinnskuddet innbetales til en egen juridisk enhet.

Statoil er nå i gang med å vurdere endringer i den alminnelige pensjonsordningen i morselskapet. Denne evalueringen inkluderer en vurdering av om man skal erstatte den nåværende ytelsesordningen med en innskuddsordning. I tillegg vurderes pensjonsordningen for lønninger som overstiger 12 ganger Folketrygdens grunnbetøp (G). Det er planlagt at dette prosjektet skal avsluttes når Banklokkommisjonens anbefalinger om revidert rammeverk for tjenestepensjoner er vedtatt av Stortinget.

Det vil bli utarbeidet og innført en revidert pensjonsordning for nye medlemmer av konsernledelsen når endringene i den alminnelige pensjonsordningen er fastlagt.

Sluttvederlagsordninger

Dersom konsernsjefen sies opp av selskapet, har han rett til et sluttvederlag tilsvarende 24 måneders grunnlønn regnet fra oppsigelsesperiodens utløp. Sluttvederlag beregnes fra utløp av oppsigelsestiden som er 6 måneder. Tilsvarende gjelder dersom partene er enige om at arbeidsforholdet bør opphøre og konsernsjefen sier opp i henhold til skriftlig avtale med styret. Disse vilkårene gjelder i henhold til konsernsjefens kontrakt av 7. mars 2004.

Konserndirektørene har rett til sluttvederlag tilsvarende seks månedslønner, gjeldende fra utløpet av oppsigelsestiden på seks måneder, dersom de anmodes av selskapet om å fratre sine stillinger. Tilsvarende sluttvederlag skal også betales dersom partene er enige om at arbeidsforholdet skal opphøre og konserndirektøren leverer sin oppsigelse etter skriftlig avtale med selskapet. Annen inntekt ervervet av konserndirektøren i sluttvederlagsperioden medfører en forholdsmessig reduksjon. Dette gjelder inntekter fra alle arbeidsforhold eller fra næringsvirksomhet som vedkommende er aktiv eier av.

En av konserndirektørene har i følge en tidligere avtale rett til sluttvederlag på 18 måneder, eksklusive lønn i oppsigelsestid på seks måneder, dersom vedkommende anmodes av selskapet om å fratre sin stilling.

Retten til sluttvederlag forutsetter at konsernsjef eller konserndirektøren ikke gjør seg skyldig i grovt mislighold eller grov forsommelse av sin arbeidsplass, illojalitet eller annet brudd på tjenesteplikter.

Ensidig oppsigelse initiert av konsernsjef/konserndirektør gir normalt ikke rett til sluttvederlag.

Andre yteler

Statoil har et aksjespareprogram som er tilgjengelig for alle ansatte inkludert medlemmene av konsernledelsen. Aksjespareprogrammet gir de ansatte mulighet til å kjøpe aksjer i markedet for et beløp på inntil fem prosent av årlig brutto grunnlønn. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår og deltakeren opprettholder sitt ansettelsesforhold til selskapet, tilstår bonusaksjer tilsvarende deres aksjesparing. Aksjene som benyttes i programmet kjøpes av Statoil i markedet i henhold til fullmakt fra generalforsamlingen.

Medlemmer av konsernledelsen har i tillegg naturalytelser som fri bil og fri elektronisk kommunikasjon.

2 Gjennomføring av belønningspolitikken og prinsippene i 2011

Avvik fra Lederlønnserklæringen 2011

To medlemmer av konsernledelsen har ordninger for variabel lønn som avviker fra det som er beskrevet over. Disse er ansatt i henholdsvis Statoil Gulf Services LLC i Houston og Statoil Global Employment Company Ltd. i London. Disse ordningene innbefatter et rammeverk for variabel lønn på 75-100 prosent av grunnlønn for hver av ordningene (variabel årslønn og langtidsinsentiv). Langtidsinsentivet er prestasjonsbasert. Kontraktene inneholder også avtale om sluttvederlag tilsvarende 12 måneders grunnlønn.

Styrets generelle vurdering er at det utvidede rammeverket som ble innført med virkning fra 1. januar 2011 for disse ledernes variable lønnsordninger er i tråd med markedet for stillinger på dette nivået.

3 Avsluttende kommentarer

Statoils belønningspolitikk og løsninger er forankret i selskapets overordnede personalpolitikk, og er integrert med selskapets verdi- og prestasjonsorienterte rammeverk. I tillegg til dette er belønningsystemene og den praksis som føres transparent og i tråd med gjeldende retningslinjer og prinsippene for god eierstyring og selskapsledelse.

6 Aksjespareprogram

Statoils aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Statoil gjennom månedlige lønnstrekk og tilskudd fra Statoil ASA. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Statoil, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for Statoil relatert til 2011 og 2010 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 400 og 387 millioner kroner. Beregnet kostnad for 2012 programmet (avtaler inngått i 2011) utgjør 460 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2011 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 906 millioner kroner.

7 Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	For regnskapsåret	
	2011	2010
Revisjonshonorar	17,8	17,0
Revisjonsrelaterte tjenester	3,3	10,6
Andre tjenester	0,0	0,1
Sum	21,1	27,7

8 Forsknings- og utviklingsutgifter

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 111 og 127 millioner kroner i 2011 og 2010.

9 Finansposter

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2011	2010
Agioeffekter finansielle derivater	1 601	-1 736
Agioeffekter betalbar skatt	24	-473
Andre agioeffekter	2 208	-344
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta	3 833	-2 553
Mottatt utbytte	26	13
Verdipapirgevinst-/tap finansielle investeringer	-958	-94
Renteinntekter fra selskap i samme konsern	3 149	1 699
Renteinntekter og andre finansinntekter	1 204	3 059
Renteinntekter og andre finansielle poster	3 421	4 677
Balanseførte renter	0	0
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	0	0
Rentekostnader til selskap i samme konsern	-1 888	-870
Rentekostnader langsiktige finansielle forpliktelser	-2 092	-2 148
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finansieringskostnader	-879	207
Renter og andre finansieringskostnader	-4 859	-2 811
Netto finansposter	2 395	-687

Endringer i virkelig verdi for valutaderivater relatert til likviditetsstyring og valutastyring, er inkludert i Agioeffekter finansielle derivater. Svekkelse av amerikanske dollar i forhold til norske kroner i de tre første kvartalene i 2011 resulterte i virkelig verdi gevinst for disse posisjonene. Tilsvarende resulterte styrking av amerikanske dollar i forhold til norske kroner i 2010 til virkelig verdi tap.

Inkludert i Renteinntekter og andre finansinntekter er en gevinst på NOK 1,9 milliarder relatert til børsnotering av Statoil Fuel and Retail ASA fra 1. oktober 2010.

Nedskrivning av fordring på datterselskap på 1,1 milliarder kroner er inkludert i Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finansieringskostnader. Dette er delvis motvirket av endringer i virkelig verdi for rentedrivater, bokført til virkelig verdi. Fall i USD renter gjennom 2011 og 2010 resulterte i reversering av virkelig verdi tap på disse posisjonene.

10 Skatter

Årets skattekostnad fremkommer som følger:

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2011	2010
Betalbar skatt	774	-1 185
Endring utsatt skatt	-798	-1 406
Årets skattekostnad	-24	-2 591

Avstemming av årets skattekostnad

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2011	2010
Resultat før skattekostnad	68 329	35 138
Beregnet skatt etter nominell skattesats 28%	19 132	9 840
Skatteeffekt knyttet til:		
Permanente differanser knyttet til USD som funksjonell valuta	-1 095	-724
Andre permanente differanser	-18 156	-11 601
Inntektsskatt tidligere år	-37	-18
Annet	132	-88
Sum skattekostnad	-24	-2 591
Effektiv skattesats (%)	-0,04	-7,37

Spesifikasjon av utsatt skatt

(i millioner kroner)	31. desember	
	2011	2010
Utsatte skattefordeler knyttet til		
Varelager	6	7
Andre kortsigte poster	929	1 396
Fremførbart skattemessig underskudd	0	924
Pensjoner	5 415	3 689
Varige driftsmidler	0	917
Langsiktige avsetninger	1 383	0
Annet	97	107
Sum utsatt skattefordel	7 830	7 040
Utsatt skattegjeld knyttet til		
Varige driftsmidler	293	0
Annet	961	3 062
Sum utsatt skattegjeld	1 254	3 062
Netto utsatt skatte fordel/(gjeld)	6 576	3 978

Per 31. desember 2011 har Statoil ASA 6,6 milliarder kroner i netto utsatte skattefordeler. Det er sannsynlig at tilstrekkelig skattepliktig overskudd vil bli generert, slik at de utsatte skattefordelene kan benyttes.

Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger:

(i millioner kroner)	2011	2010
Utsatt skatte fordel/(gjeld) per 1. januar	3 978	2 722
Endring årets resultat	797	1 408
Utvidet resultat (OCI) og annet	1 801	-152
Utsatt skatte fordel/(gjeld) per 31. desember	6 576	3 978

11 Varige driftsmidler

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2010	2 535	976	1 192	3 880	160	8 743
Tilgang og overføringer	582	0	253	0	138	972
Avgang til anskaffelseskost	-365	-14	0	0	0	-379
Omregningsdifferanser	95	22	9	90	14	231
 Anskaffelseskost 31. desember 2011	 2 847	 984	 1 453	 3 970	 313	 9 566
 Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2010	 -1 609	 -870	 -293	 -875	 0	 -3 647
Årets av- og nedskrivninger	-510	-10	-242	0	0	-762
Av- og nedskrivninger på årets avgang	363	11	0	0	0	374
Omregningsdifferanser	-65	-21	-11	-33		-130
 Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2011	 -1 819	 -890	 -546	 -908	 0	 -4 163
 Bokført verdi 31. desember 2011	 1 028	 94	 906	 3 062	 313	 5 403
 Estimert levetid (år)	 3 - 10	 15-20	 20 - 33	 20 - 25		

Balanseført verdi av skip består av finansielle leieavtaler, for mer informasjon om finansielle leieavtaler se note 23 *Leieavtaler*.

12 Investeringer i datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap

(i millioner kroner)

Investeringer 1. januar 2011	267 687
Resultatandel fra datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	66 408
Endring innbetalt egenkapital	6 448
Pensjonsrelatert justering	-309
Utbetalinger fra selskapene	-50 683
Omregningsdifferanse	4 937

Investeringer 31. desember 2011	294 488
---------------------------------	---------

Den utgående balansen i investeringer er 294 488 millioner kroner der 294 104 millioner kroner består av investeringer i datterselskap og 384 millioner kroner består av investeringer i andre egenkapitalkonsoliderte selskap. I 2010 var investeringer i datterselskap 267 321 millioner kroner og investering i andre egenkapitalkonsoliderte selskap 366 millioner kroner.

Amortisering av goodwill beløper seg til 458 millioner kroner i 2011.

Utbetalinger fra selskapene i 2011 besto hovedsakelig av mottatt konsernbidrag fra Statoil Petroleum AS på 49 milliarder kroner.

Aksjer og andel i enkelte datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap i prosent

Navn	%	Land	Navn	%	Land
Statholding AS	100	Norge	Statoil Norsk LNG AS	100	Norge
Astatoil Angola Block 15 AS	100	Norge	Statoil North Africa Gas AS	100	Norge
Statoil Angola Block 15/06 Award AS	100	Norge	Statoil North Africa Oil AS	100	Norge
Statoil Angola Block 17 AS	100	Norge	Statoil North America Inc.	100	USA
Statoil Angola Block 31 AS	100	Norge	Statoil Orient AG	100	Sveits
Statoil Angola Block 38 AS	100	Norge	Statoil OTS AB	100	Sverige
Statoil Angola Block 39 AS	100	Norge	Statoil Petroleum AS	100	Norge
Statoil Angola Block 40 AS	100	Norge	Statoil Shah Deniz AS	100	Norge
Statoil Apsheron AS	100	Norge	Statoil Sincor AS	100	Norge
Statoil Azerbaijan AS	100	Norge	Statoil SP Gas AS	100	Norge
Statoil BTC Finance AS	100	Norge	Statoil Technology Invest AS	100	Norge
Statoil Coordination Centre NV	100	Belgia	Statoil UK Ltd	100	Storbritannia
Statoil Danmark AS	100	Danmark	Statoil Venezuela AS	100	Norge
Statoil Deutschland GmbH	100	Tyskland	Statoil Venture AS	100	Norge
Statoil do Brasil Ltda	100	Brasil	Statpet Invest AS	100	Norge
Statoil Exploration Ireland Ltd.	100	Irland	Statoil Methanol ANS	82	Norge
Statoil Forsikring AS	100	Norge	Mongstad Refining DA	79	Norge
Statoil Hassi Mouina AS	100	Norge	Mongstad Terminal DA	65	Norge
Statoil New Energy AS	100	Norge	Statoil Fuel and Retail ASA	54	Norge
Statoil Nigeria AS	100	Norge	Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	51	Norge
Statoil Nigeria Deep Water AS	100	Norge	Naturkraft AS	50	Norge
Statoil Nigeria Outer Shelf AS	100	Norge	Vestprosess DA	34	Norge

13 Finansielle eiendeler

Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle fordringer

	31. desember	
(i millioner kroner)	2011	2010
Finansielle fordringer	1 032	645
Forskuddsbetalinger	268	280
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	1 300	925

Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer per 31. desember 2011 og 2010 består hovedsaklig av finansiering av selskapet European CO2 Technology.

Langsiktige finansielle fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap

	31. desember	
(i millioner kroner)	2011	2010
Rentebærende fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	66 440	83 061
Ikke rentebærende fordringer datterselskap	3 705	5 960
Finansielle fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	70 145	89 021

Rentebærende fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap per 31. desember 2011 forfaller til betaling mer enn 5 år etter regnskapsårets slutt, med unntak av 1,3 milliarder kroner som forfaller innen de neste fem årene. Ikke rentebærende fordringer datterselskap er knyttet til pensjon med henholdsvis 3,5 og 4,7 milliarder kroner per 31. desember 2011 og 2010; se note 19 *Pensjon og andre langsiktige ytelser til ansatte*. I 2011 er en nedskrivning på 1,1 milliarder kroner av ikke rentebærende fordringer datterselskap kostnadsført mot Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finansieringskostnader, se note 9 *Finansposter*.

Kortsiktige finansielle investeringer

	31. desember	
(i millioner kroner)	2011	2010
Sertifikater	8 113	3 671
Pengemarkedsfond	6 507	1 559
Finansielle investeringer	14 620	5 230

Kortsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2011 og 2010 anses å inngå i selskapets handelsportefølje, og balanseføres til markedsverdi. Endring i markedsverdi resultatføres. Kostpris for kortsiktige finansielle investeringer er henholdsvis 14,7 og 5,3 milliarder kroner per 31. desember 2011 og 2010.

14 Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Lager av råolje, raffinerte produkter og lager som ikke er knyttet til petroleumsaktivitet beregnes basert på først inn, først ut (FIFO) prinsippet.

(i millioner kroner)	31. desember	
	2011	2010
Råolje	7 422	11 086
Petroleumprodukter	4 364	3 454
Andre	1 382	481
Sum	13 168	15 021

15 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2011	2010
Kundefordringer	47 693	41 296
Andre fordringer	5 333	3 925
Kundefordringer og andre fordringer	53 026	45 221

16 Betalingsmidler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2011	2010
Bankinnskudd	3 189	2 360
Tidsinnskudd	24 120	13 003
Bundne midler, inklusiv margininnskudd	799	2 768
Betalingsmidler	28 108	18 131

Bundne midler 31. desember 2011 inkluderer margininnskudd på 0,8 milliarder kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børsen der selskapet deltar. Tilsvarende var margininnskudd 31. desember 2010 på 2,8 milliarder kroner. Betingelser og vilkår relatert til margininnskudd er fastsatt av den enkelte børs.

17 Egenkapital og aksjonærer

Endring i egenkapital

(i millioner kroner)	2011	2010
Egenkapital 1. januar	194 925	174 870
Årets resultat	68 353	37 730
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	-5 164	148
Omrégningsdifferanser *	6 809	2 227
Årets ordinære utbytte	-20 705	-19 890
Verdi av aksjespareprogrammet	60	113
Kjøp egne aksjer	-89	-108
Annet	0	-165
Egenkapital 31. desember	244 189	194 925

* Akkumulert omrégningsdifferanse per 31. desember 2011 er 6,2 milliarder. Tilsvarende effekt per 31. desember 2010 var negativ 0,6 milliarder.

Aksjekapital

	Antall aksjer	Pålydende i kroner	Aksjekapital i kroner
Registrerte og utstedte aksjer	3 188 647 103	2,50	7 971 617 757,50
Herav egne aksjer	7 931 347	2,50	19 828 367,50
Sum utestående aksjer	3 180 715 756	2,50	7 951 789 390,00

Det eksisterer kun en aksjeklasse og alle aksjene har lik stemmerett.

Styret har fullmakt til på vegne av selskapet å erverve egne aksjer i markedet. Fullmakten kan benyttes til å erverve egne aksjer med en samlet pålydende verdi på inntil 20 millioner kroner. Slike aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i Statoil-konsernet som ledd i konsernets aksjespareprogram godkjent av styret. Laveste og høyeste beløp som kan betales per aksje er henholdsvis 50 og 500 kroner. Fullmakten gjelder til neste ordinære generalforsamling.

20 største aksjonærer 31. desember 2011 (i %)

1	Den Norske Stat (Olje- og Energidepartementet)	67,00
2	Folketrygdfondet	3,41
3	Bank of New York ADR Departement*	2,56
4	Clearstream Banking S.A.*	1,90
5	State Street Bank*	1,16
6	State Street Bank*	1,01
7	The Northern Trust	0,78
8	State Street Bank*	0,78
9	Bank of New York Mellon*	0,77
10	Bank of New York Mellon Depository Receipts	0,56
11	State Street Bank*	0,55
12	JPMorgan Chase Bank	0,53
13	JPMorgan Chase Bank	0,43
14	Six Sis AG	0,33
15	The Northern Trust	0,31
16	Danske bank operations	0,31
17	Six Sis AG	0,30
18	Bank of New York Mellon*	0,29
19	The Northern Trust	0,26
20	Euroclear Bank	0,26

* Klientkontoer eller lignende

Medlemmer av styret, konsernledelsen og bedriftsforsamlingen eide følgende antall aksjer per 31. desember 2011:

Styremedlemmer		Konsernledelsen	
Svein Rennemo	10 000	Helge Lund	41 647
Marit Arnstad	0	Torgrim Reitan	12 094
Grace Reksten Skaugen	400	Margareth Øvrum	21 309
Bjørn Tore Godal	0	Eldar Sætre	17 129
Lady Barbara Judge	2 488	Tove Stuhr Sjøblom	5 540
Jakob Stausholm	2 600	Peter Mellbye	20 977
Roy Franklin	0	Øystein Michelsen	14 205
Lill-Heidi Bakkerud	330	Tim Dodson	11 528
Morten Svaan	2 235	William Maloney	4 516
Einar Arne Iversen	3 462	John Knight	27 967
Bedriftsforsamlingens medlemmer samlet			11 875

18 Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2011	2010
Obligasjonslån	94 498	84 787
Usikrede lån	5 117	4 945
Finansielle leieavtaler	3 246	3 307
Sum finansielle forpliktelser	102 861	93 039
Fratrukket kortsiktig andel	3 336	2 738
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	99 525	90 301
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	4,55	5,04

Statoil ASA benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsigte rentebærende gjeld. Effekten av langsigte valutabytteavtaler er reflektert i ovenstående tabell. Størstedelen av selskapets langsigte lån er fastrentelån. Rentebytteavtaler benyttes for å styre renterisikoen.

Den 23. november 2011 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende henholdsvis 0,65 milliarder amerikanske dollar med forfall i november 2016, 0,75 milliarder amerikanske dollar med forfall i januar 2022, og 0,35 milliarder amerikanske dollar med forfall i november 2041. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

Mer informasjon om finansielle leiekontrakter er gitt i note 23 *Leieavtaler*.

Detaljer for de største obligasjonslånen:

Obligasjonslån	Fast rente	Opptrekksår	Forfall (år)	I millioner kroner	
				31. desember	2010
USD 1500 millioner	5,250 %	2009	2019	8 947	8 738
USD 1250 millioner	3,125 %	2010	2017	7 454	7 278
USD 900 millioner	2,900 %	2009	2014	5 378	5 251
USD 750 millioner	3,150 %	2011	2022	4 467	-
USD 750 millioner	5,100 %	2010	2040	4 443	4 340
USD 650 millioner	1,800 %	2011	2016	3 876	-
USD 500 millioner	5,125 %	2004	2014	2 996	2 927
USD 500 millioner	3,875 %	2009	2014	2 986	2 914
USD 500 millioner	6,500 %	1998	2028	2 969	2 900
USD 481 millioner	7,250 %	2000	2027	2 880	2 814
USD 350 millioner	4,250 %	2011	2041	2 079	-
EUR 1300 millioner	4,375 %	2009	2015	10 064	10 135
EUR 1200 millioner	5,625 %	2009	2021	9 235	9 297
GBP 800 millioner	6,875 %	2009	2031	7 397	7 224
GBP 225 millioner	6,125 %	1998	2028	2 098	2 040

I all vesentlighet inneholder obligasjonslån og usikrede banklån bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Selskapet har utestående totalt 30 obligasjonslån, der avtalene inneholder bestemmelser som gir Statoil rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto etter tilbakekjøp utgjør lånene 91,7 milliarder kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2011.

Tilbakebetalingsprofil for langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	
2013	2 923
2014	12 275
2015	11 836
2016	6 669
Deretter	65 822
Sum	99 525

Statoil ASA har inngått avtale med 20 kjernebanker for en bindende langsiktig løpende kredit på 3,0 milliarder amerikanske dollar. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2011.

19 Pensjon og andre langsiktige ytelsjer til ansatte

Statoil ASA (heretter kalt Statoil) er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenestepensjon, og Statoils pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

Statoils pensjonsordninger administreres av Statoil Pensjon. Statoil Pensjon er en selveiende stiftelse som omfatter ansatte i Statoil. Formålet til Statoil Pensjon er å yte alders- og uførepensjoner til medlemmer og etterlattepension til ektefelle, registrert partner, samboer og barn. Statoil Pensjons midler holdes adskilt fra foretakets midler. Statoil Pensjon står under tilsyn av Finanstilsynet og har konsesjon til å drive virksomhet som pensjonskasse.

Statoil ASA har ytelsesbaserte pensjonsordninger, som dekker en vesentlig del av sine ansatte.

Den norske folketrygden gir pensjonsutbetalinger til alle pensjonerte norske statsborgere. Slike utbetalinger beregnes ut fra referanser til et grunnbeløp (G) som årlig godkjennes av det norske Stortinget. Statoils pensjonytelsjer er generelt basert på 30 års tjenestetid med opptil 66 prosent av sluttlonn nivå, inkludert den offentlige støtten som skal gis fra den norske folketrygden.

Kostnaden for ytelsesplanene kostnadsføres over perioden de ansatte er i arbeid og opparbeider seg rett til pensjonytelsjer (opptjeningsperioden). Forpliktelsene knyttet til ytelsesplanene beregnes av eksterne aktuarer.

Ny lovgivning i Norge som påvirker førtidspensjonsordningen i folketrygden trådte i kraft 1. januar 2011. Endringene omfatter innføring av fleksibel uttak av alderspensjon fra fylte 62 og inntjeningen i pensjonytelsjer til opptjeningsalder, tidligere kjent som pensjonsalder.

Som en følge av norske, nasjonale avtaler, er Statoil medlem av både den forrige Avtale Festede Førtidspensjonsavtalen (AFP) og den nye AFP-ordningen gjeldende fra 1. januar 2011. Statoil vil betale premie for begge AFP-ordningene frem til 31. desember 2015. Etter denne datoene vil premier bare være til den nye AFP-ordningen. Premien i den nye ordningen vil beregnes på basis av de ansattes inntekter mellom 1 og 7,1 G. Premien må betales for alle ansatte fram til fylte 62 år. Pensjonsutbetalinger fra den nye AFP-ordningen er livsværtig.

Arbeidsgiver er forpliktet til å betale hoveddelen av AFP-forpliktelsen, mens den norske staten er ansvarlig for den resterende andel. Når en ansatt går av med avtalefestet førtidspensjon tilbyr Statoil tillegg en gavepensjon. Statoil har også en kombinert tidligpensjonsforpliktelse til de ansatte uavhengig av pensjonytelsjen fra AFP. Den kombinerte tidligpensjonsplanen regnskapsføres som en ytelsesplan som er inkludert i pensjonsforpliktelsen for ytelsesplaner. Av den grunn ble ikke opphøret av gammel AFP-ordning og etablering av ny AFP-ordning sett på som et opphør av en pensjonsordning i 2010.

Pensjonsforpliktelsene knyttet til ytelsesplanene er beregnet per 31. desember 2011 og 2010. Nåverdiene av bruttoforpliktelsen, årets pensjonsopptjening og kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening er beregnet basert på en lineær opptjeningsmodell. Forventningene til gjennomsnittlig lønnsøkning, pensjonsregulering og regulering av folketrygdens grunnbeløp er underbygget med gjeldende avtaler, historiske observasjoner, forventninger til fremtidige pensjonsforutsetninger og forholdet mellom disse forutsetningene. Diskonteringsrenten på 3,25 prosent per 31. desember 2011 er basert på norske langsiktige statsobligasjoner ekstrapolert til en 20,6-års rente som tilsvarer varigheten av forfallstid for opptjente rettigheter.

Estimatavvik innregnes direkte i egenkapitalen i den perioden de oppstår. Estimatavvik på sluttvederlagsavsetninger innregnes i Resultatregnskapet i den periode de oppstår.

Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto finansiering. Beregnet arbeidsgiveravgift inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

Statoil har mer enn én ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller.

Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2011	2010
Nåverdi av årets opptjening	3 419	3 308
Rentekostnad på pensjonsforpliktsen	2 538	2 562
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-2 681	-2 489
Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	57	200
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	3 333	3 581
Flerforetaksplaner	83	161
Sum netto pensjonskostnader	3 416	3 742

Pensjonskostnader inkluderer tilhørende arbeidsgiveravgift.

Deler av kostnadene er viderebelastet partnere på Statoil-opererte lisenser.

For informasjon om pensjonsytelser til ledende ansatte vises til note 5 *Lønnskostnader*.

Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO)

(i millioner kroner)	2011	2010
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	59 286	52 256
Nåverdi av årets opptjening	3 419	3 308
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 538	2 562
Estimatavvik	2 488	1 988
Utbetalte ytelser fra ordningene	-1 608	-1 697
Kjøp og salg av datterselskaper	0	-313
Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	1 189	1 182
 Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	 67 312	 59 286

Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2011	2010
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	47 610	40 154
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	2 681	2 489
Estimatavvik	-4 252	1 599
Innbetalt av selskapet (inklusive arbeidsgiveravgift)	3 132	3 900
Utbetalte ytelser fra ordningene	-431	-425
Kjøp og salg av datterselskaper	0	-107
 Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	 48 740	 47 610

Tabellene over for Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO) og Endring i pensjonsmidler inneholder ikke valutaeffekter. For mer informasjon om dette, se kommentarene til tabellen Estimatavvik innregnet i egenkapitalen.

Endring i netto pensjonsforpliktelser

(i millioner kroner)	2011	2010
Netto pensjonsforpliktelse 1. januar	-11 676	-12 101
Årets pensjonskostnad	-3 333	-3 581
Estimatavvik innregnet i egenkapitalen*	-6 717	-91
Innbetalinger	3 132	3 900
Utbetalte yteler fra ordningene	1 176	1 272
Kjøp og salg av datterselskaper	0	206
Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	-1 189	-1 182
Omregningsdifferanse valuta	35	-99
Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	-18 572	-11 676

Netto ytelsesbaserte pensjonsforpliktelser 31. desember

(i millioner kroner)	2011	2010
Netto ytelsesbaserte pensjonsforpliktelser 31. desember	-18 572	-11 676
Spesifikasjon:		
Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler	3 865	5 087
Eiendeler innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap**	3 545	4 734
Forpliktelser innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser	-25 982	-21 497

** Eiendel innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap vedrører fordring knyttet til sluttvederlag.

Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger

(i millioner kroner)	2011	2010
Sikrede pensjonsplaner	-44 874	-42 522
Usikrede pensjonsplaner	-22 438	-16 764
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	-67 312	-59 286

Estimatavvik innregnet i egenkapitalen

(i millioner kroner)	2011	2010
Ikke innregnet estimatavvik 1. januar	0	0
Årets estimatavvik på pensjonsmidlene	4 252	-1 599
Årets estimatavvik på pensjonsforpliktelsen	2 488	1 989
Årets estimatavvik - valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse***	-220	-245
Innregnet i resultatregnskapet i løpet av året	-57	-200
Omregningsdifferanse***	254	146
Innregnet i egenkapitalen i løpet av året*	-6 717	-91
Ikke innregnet estimatavvik 31. desember	0	0

* Estimatavvik innregnet i egenkapitalen for 2011 er hovedsakelig knyttet til estimatendringer i beregnet tidligpensjonsordning forpliktelse reflekterer den norske pensjonsreform.

*** I tabellen over relaterer Årets estimatavvik - valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse seg til omregning av netto pensjonsforpliktelse i Statoil ASA i norske kroner til funksjonell valuta amerikanske dollar. Linjen Omregningsdifferanse relaterer seg til omregning fra funksjonell valuta amerikanske dollar til norske kroner som presentasjonsvaluta.

Faktisk avkastning på pensjonsmidlene

(i millioner kroner)	2011	2010
Faktisk avkastning på pensjonsmidlene	-1 571	4 088

Erfaringsestimatavvik

(i millioner kroner)	31. desember 2011	2010
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	48 740	47 610
Brutto pensjonsforpliktelse inkludert fordring vedrørende sluttvederlag	67 312	59 286
Fordring fra datterselskap vedrørende sluttvederlag	3 545	4 734
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	70 857	64 020
Differanse mellom forventet og faktisk avkastning på pensjonsmidlene		
a) Beløp	4 252	-1 599
b) Prosent av pensjonsmidlene	8,72 %	-3,36 %
Erfaringsestimatavvik på pensjonsforpliktelsen		
a) Beløp	2 827	-91
b) Prosent av pensjonsforpliktelsen	3,99 %	0,00 %

Akkumulert effekt av estimatavvik innregnet som andre endringer i egenkapital utgjør 15,2 og 10,3 milliarder kroner etter skatt med negativ effekt på egenkapital i henholdsvis 2011 og 2010.

Økonomiske forutsetninger for resultatelementer (i %)	2011	2010
Diskonteringsrente	4,25	4,75
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	6,00
Forventet lønnsvekst	4,00	4,25
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,75	3,00
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	3,75	4,00

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanseelementer (i %)	2011	2010
Diskonteringsrente	3,25	4,25
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	4,75	5,75
Forventet lønnsvekst	3,00	4,00
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,00	2,75
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	2,75	3,75
Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år	15	15

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2011 var på henholdsvis 2,2 prosent, 2,0 prosent, 1,0 prosent, 0,6 prosent og 0,1 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år. Forventet sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2010 var på henholdsvis 2,0 prosent, 2,0 prosent, 1,0 prosent, 0,5 prosent og 0,0 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år.

Forventet uttak av tidligpensjonsordning per 31. desember er 40 prosent for arbeidstakere på 62 år, 20 prosent for arbeidstakere mellom 63 og 65 år og 30 prosent for arbeidstakere på 66 år. Forventet uttak av tidligpensjonsordning 31. desember 2010 var 50 prosent for arbeidstakere på 62 år og 30 prosent for gjenværende arbeidstakere fra 63 til 66 år.

For ansatte i Norge er dødelighetstabellen K2005 inkludert minimumskravene fra Finanstilsynet, brukt som beste estimat på dødelighet. Minimumskravjusteringen reduserer dødeligheten med minst 15 prosent for menn og 10 prosent for kvinner for alle ansatte. Uførhetstabellen, KU, utviklet av forsikringsselskapet Storebrand, tilsvarer risiko for uførighet for ansatte i Statoil.

Nedenfor presenteres et utvalg demografiske faktorer slik de er lagt til grunn 31. desember 2011. Tabellen viser sannsynligheten for at en ansatt i en gitt aldersgruppe skal bli utsatt for uførighet eller død i det kommende år, samt forventet levetid.

Alder	Uføre (i %)		Dødelighet (i %)		Forventet levetid	
	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner
20	0,12	0,15	0,02	0,02	82,46	85,24
40	0,21	0,35	0,09	0,05	82,74	85,47
60	1,48	1,94	0,75	0,41	84,02	86,31
80	I/A	I/A	6,69	4,31	89,26	90,29

Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser estimerer for effektene av endringer i vesentlige forutsetninger som inngår i beregning av ytelsesplanene. Estimatene er basert på relevante forhold per 31. desember 2011. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i milliarder kroner)	Diskonterings-rente		Forventet lønnsvekst		Forventet regulering av folketrygdens grunnbelop		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	0,50 %	-0,50 %	0,50 %	-0,50 %	0,50 %	-0,50 %	0,50 %	-0,50 %
Endring i								
Pensjonsforpliktelse 31. desember 2011	-7,14	7,32	4,35	-4,26	-0,05	0,16	4,07	-4,02
Nåverdi av årets opptjening for 2012	-0,57	0,59	0,39	-0,38	-0,01	0,00	0,32	-0,31

Sensitiviteten i det finansielle resultat til hver vesentlig forutsetning er estimert basert på antagelsen om at alle andre faktorer ville forbli uendret. Den estimerte økonomiske effekt vil avvike fra faktiske tall da det finansielle resultatet også vil gjenspeile sammenhengen mellom disse forutsetningene.

Pensjonsmidler

Pensjonsmidlene knyttet til de ytelsesbaserte planene ble målt til virkelig verdi per 31. desember 2011 og 2010. Den langsigte forventede avkastning på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en langsigkt risikofri rente justert for forventet langsigkt risikopremie for de respektive investeringsklasser. En risikofri rente (10-års norsk statsobligasjon har blitt ekstrapolert ved bruk av en rentekurve fra en annen valuta med lange observerbare renter) brukes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Forventet avkastning på pengemarkedsplasseringer beregnes ved å trekke fra den forventede avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsigkt avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Statoil Pensjons målsettning er å oppnå en langsigkt avkastning som bidrar til å dekke fremtidige pensjonsforpliktelser. Midlene forvaltes med mål om å oppnå så høy avkastning som mulig, basert på prinsipper om forsvarlig risikostyring og i overensstemmelse med offentlig regelverk. Statoil Pensjons avkastningsmål innebærer at det er nødvendig å investere i eiendeler med risiko. Risikoen reduseres gjennom å opprettholde en diversifisert portefølje. Midlene er spredt over flere aktiva klasser slik at en til enhver tid har en diversifisert porteføljesammensetning, både med hensyn på geografi og de enkelte verdipapirer.

Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

(i %)	2011	2010
Egenkapitalinstrumenter	29,00	40,10
Obligasjoner	43,70	38,10
Pengemarkedsinvesteringer	23,00	14,70
Eiendom	4,00	4,90
Andre eiendeler	0,30	2,20
Sum	100,00	100,00

Eiendommer eiet av Statoil Pensjon utgjør 1,9 milliarder kroner per 31. desember 2011 og 2,3 milliarder per 31. desember 2010 og disse blir leid ut til selskap i Statoil konsernet.

Statoil Pensjon investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å være mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser vekting av porteføljen og avkastningsforventing for finansporteføljen godkjent av styret i Statoil Pensjon for 2012. Porteføljevektingen i løpet av ett år vil avhenge av risikokapasitet.

Finansportefølje Statoils pensjonskasse

(Alle tall i %)	Porteføljevekt 1)	Avkastnings-forventing
Egenkapitalinstrumenter	40,00	(+/- 5) X + 4
Obligasjoner	45,00	(+/- 5) X
Pengemarkedsinvesteringer	15,00	(+/- 15) X - 0,2
Sum finansportefølje	100,00	

1) Parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng.

X = Langsiktig avkastning på obligasjoner.

Forventet innbetaling vedrørende 2012 er estimert til 3,3 milliarder kroner.

20 Avsetninger og annen gjeld

(i millioner kroner)	Avsetninger	Annен gjeld	Totalt
Langsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2010	33	1 069	1 102
Kortsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2010 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	1 074	0	1 074
Avsetninger og annen gjeld 31. desember 2010	1 107	1 069	2 176
Tilgang nye forpliktelser	25	1	26
Estimatendringer	894	85	979
Faktisk belastet avsetninger	-229	0	-229
Reklassifiseringer	0	32	32
Omregningsdifferanser	84	48	132
Avsetninger og annen gjeld 31. desember 2011	1 881	1 235	3 116
Kortsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2011 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	1 857	0	1 857
Langsiktig rentebærende forpliktelser rapportert som obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	24	0	24
Langsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2011	0	1 235	1 235

21 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld

(i millioner kroner)	31. desember	
	2011	2010
Leverandørgjeld	20 004	13 827
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	8 913	8 844
Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskap og andre nærmiljøende parter	10 634	9 458
 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	 39 551	 32 129

22 Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin

(i millioner kroner)	31. desember	
	2011	2010
Banklån og kassekredit	0	32
Innkalt margin	10 843	5 680
Kortsiktig andel av obligasjoner og banklån	3 107	2 541
Kortsiktig andel av finansiell leasing	229	197
 Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	 14 179	 8 450
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	1,22	1,94

Innkalt margin er kontanter mottatt for å sikre en andel av Statoil ASAs kreditteksponering.

Per 31.desember 2011 og 2010 hadde selskapet ingen kortsiktige trekk på tilgjengelige kreditt-fasiliteter.

23 Leieavtaler

Statoil ASA leier diverse eiendeler, i hovedsak skip og kontorbygg.

I 2010 inngikk Statoil ASA en langsiktig kontrakt med Teekay relatert til offshore lasting og transport i Nordsjøen. Kontrakten dekker gjenværende levetid for gjeldende produserende felter og inkluderer ved oppstart sju bøyelastere. Kontraktens nominelle verdi er cirka 5,8 milliarder ved utgangen av 2011 og den anses som en operasjonell leieavtale. Den estimerte fremtidige leieforpliktsen er basert på anslått fremtidig produksjon og gjenværende levetid, forventet reduksjon i behovet for antall fartøyer og utbygging som påvirker Statoil ASAs forpliktelse som følge av kontraktsbetingelsene.

Statoil ASA har inngått leieavtaler for tre LNG-skip på vegne av Statoil ASA og SDØE. Statoil ASA bokfører disse avtalene som finansielle leieavtaler i balansen for den samlede Statoil- og SDØE-andelen, og fører deretter SDØEs andel av leien som operasjonell framleie. De finansielle leieavtalene reflekterer en fast leieperiode på 20 år fra 2006. I tillegg har Statoil opsjon på å utvide leieperioden i to perioder, hver på fem år.

I 2011 utgjorde netto leiekostnad 1,9 milliarder kroner (1,7 milliarder kroner i 2010) hvorav minsteleie utgjorde 1,9 milliarder kroner (1,7 milliarder kroner i 2010). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i noen av årene.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2011.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av regnskapsåret 31. desember 2011.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Operasjonelle fremleieavtaler	Finansielle leieavtaler		
			Minsteleie	Diskonterings element	Nåverdi av minsteleie
2012	2 272	-156	315	-14	301
2013	1 715	-156	315	-27	288
2014	1 515	-156	315	-39	276
2015	1 472	-156	315	-51	264
2016	1 235	-156	315	-62	253
Deretter	7 916	-1 404	2 836	-997	1 839
Sum fremtidig minsteleie	16 125	-2 184	4 411	-1 190	3 221

I kolonnen Operasjonelle fremleieavtaler inngår fremtidig operasjonell leieinntekt fra SDØE, knyttet til de tre ovenfor nevnte LNG-skip. Leien av disse skipene er av Statoil ASA behandlet som finansiell leieavtaler og inngår i tabellen under Finansielle leieavtaler.

Operasjonelle leieavtaler i tabellen over inkluderer fremtidig minimumsleie på 4,7 milliarder kroner knyttet til leie av to bygninger i Bergen, disse eies av Statoil Pensjon, den ene er fortiden under bygging. Disse operasjonelle leieforpliktelsene, til en nærmestående part, løper til 2034. 4 milliarder av beløpet forfaller etter 2016.

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2011 og 2010:

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2011	2010
Skip	3 970	3 880
Akkumulerte avskrivninger	-1 096	-875
Sum balanseført verdi	2 874	3 005

24 Andre forpliktelser

Andre langsiktige forpliktelser

Statoil ASA har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosessering-, lagrings-, entry/exit ("inngang og avgang") kapasitet. Selskapet har også inngått forpliktelser knyttet til spesifikke avtaler vedrørende kjøp av råvarer. Disse avtalene gir rett til kapasitet, eller spesifikke volumer, men medfører også en plikt til å betale for den avtalene tjeneste eller råvare, uavhengig av faktisk bruk. Kontraktenes lengde varierer med en varighet opp mot 30 år.

Take-or-pay ("bruk eller betal") kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellen nedenfor hvis den kontraktuelle avtalen prisingen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Selskapets forpliktelser overfor tilknyttede selskaper som bokføres etter egenkapitalmetoden er vist brutto i tabellen. For enkelte eiendeler som rørledninger der konsernet reflekterer sin del av eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader (kapasitetskostnader) linje for linje i regnskapet, viser tabellen Statoil ASAs netto forpliktelse (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Statoils eierandel).

Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2011:

(i millioner kroner)	
2012	9 329
2013	9 088
2014	8 919
2015	9 447
2016	9 902
Deretter	74 641
Sum	121 326

Tabellen ovenfor består av nominelle minimumsforpliktelser for fremtidige år, og består i hovedsak av forpliktelser knyttet til Statoils naturgassvirksomhet i tillegg til forskjellige transportavtaler og lignede avtaler.

Statoil ASA har inngått avtaler om rørledningstransport for størsteparten av konsernets kontraktsfestede fremtidige gassalg. Transportforpliktelser består hovedsakelig av Statoil ASAs reserverte transportkapasitet i Gassled. Statoil ASA har imidlertid forpliktet seg til å stille tilsvarende transportkapasitet til rådighet for sitt heleide datterselskap Statoil Petroleum AS. Etter konsernets salg av en 24,1 prosent eierandel i Gassled i 2011, beholder Statoil Petroleum AS en 5 prosent eierandel ved årsskiftet 2011. Tabellen over inkluderer transportkapasitet i Gassled brutto, slik at verken kapasitet knyttet til gruppens resterende 5 prosent eierandel eller overføringen av interne forpliktelser har blitt nettoført i tabellens beløp. Disse forholdene vil imidlertid signifikan redusere Statoil ASAs risiko relatert til de langsiktige transportforpliktelsene i Gassled.

Garantier

Selskapet har avgitt morselskapsgaranti til dekning av forpliktelser i datterselskaper med aktivitet i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Belgia, Brasil, Canada, Cuba, Færøyene, India, Iran, Irak, Irland, Libya, Mosambik, Nederland, Nigeria, Norge, Russland, Sverige, Storbritannia, Tyskland, USA og Venezuela. Selskapet har også avgitt kontragarantier i forbindelse med bankgarantier til datterselskaper i Angola, Belgia, Brasil, Canada, Cuba, Danmark, Egypt, Indonesia, Iran, Irland, Mosambik, Nederland, Norge, Storbritannia, Sveits og USA.

Mens Statoil fremdeles var eneier av Peregrino-feltet avgav morselskapet Statoil ASA en betalingsgaranti til utleieren av visse produksjonsanlegg på feltet. Etter salget av 40 prosent av feltet i 2011 står Statoil fortsatt formelt som garantist for hele leiebeløpet, men har mottatt en skadesløshetsgaranti fra eieren av vår partner på feltet for 40 prosent av den opprinnelige betalingsgarantien. Rettigheter knyttet til eierandelsovertakelse ved partnermislighold reduserer risikoen ytterligere for Statoil. Den nevnte 40 prosents-andelen av betalingsgarantien representerer imidlertid en finansiell garanti for Statoil, med en estimert maksimal eksponering på 0,6 milliarder dollar ved årsslutt 2011, mens balanseført verdi er uvesentlig.

Etter Allmennaksjeloven paragraf 14-11 er Statoil og Norsk Hydro solidarisk ansvarlig for visse forpliktelser oppstått i tidligere Norsk Hydro før fusjonen mellom Statoil og Hydro Petroleum i 2007. Totalt utgjør dette om lag 1 milliard kroner. Det er på nåværende tidspunkt lite sannsynlig at disse forpliktelsene vil påvirke Statoil ASA. Ingen avsetning knyttet til denne garantien er regnskapsført per utløpet av 2011.

Andre forpliktelser

Statoil ASA delta i enkelte selskaper med delt ansvar ("DA'er") der eierne har ubegrenset ansvar for sin del av enhetens eventuelle forpliktelser, og delta også i enkelte ansvarlige selskaper (ANS'er) der eierne i tillegg har solidaransvar. For ytterligere informasjon vises det til Note 12 *Investeringer i datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap*.

Flere av Statoils langsiktige gassalgsavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler. Enkelte kontraktsmotparter har krevd voldgift i forbindelse med prisrevisjoner. Eksponeringen for Statoil er ved utgangen av året estimert til et beløp tilsvarende cirka 3 milliarder kroner knyttet til gassleveranser før årsslutt 2011. I regnskapet til Statoil er det avsatt for disse kontraktmessige gasspris-tvistene i samsvar med beste estimat. Avsetningen er bokført som en salgsinntektsreduksjon i Resultatregnskapet.

Statoil ASA er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden flere andre uavklarte tvister. Det endelige omfanget av selskapets forpliktelser eller eiendeler knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. Statoil har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimer. Det antas at verken selskapets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene.

25 Nærstående parter

Den norske stat er hovedaksjonær i Statoil ASA og eier betydelige eierandeler i andre selskaper. Eierskapstrukturen medfører at Statoil ASA deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapstruktur og derfor tilfredsstiller definisjonen av nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normale «armlengde» prinsipper.

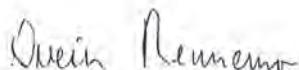
Statoil ASA markedsfører og selger statens andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltagelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom Statens direkte engasjement (SDØE). Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført som Varekostnad og Salgsinntekter. Statoil selger, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten er regnskapsført netto i Statoil ASAs regnskap. Følgende transaksjoner er foretatt mellom Statoil ASA og SDØE for årene som er presentert i regnskapet:

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 95,5 milliarder kroner (161 millioner fat oljeekvivalenter) og 81,4 milliarder kroner (176 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2011 og 2010. Kjøp av naturgass fra staten vedrørende Tjeldbergodden metanolfabrikk beløp seg til 0,4 milliarder kroner i 2011 og 0,4 milliarder kroner i 2010. En vesentlig del av beløpet inkludert i linjen i Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskap og andre nærliggende parter i note 21 *Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld*, er skyldig beløp til staten for disse kjøpene.

I forbindelse med den ordinære virksomheten som omfatter rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumsprodukter har Statoil ASA transaksjoner med enkelte selskaper der man også har eierinteresser. Slike transaksjoner gjennomføres basert på armelengde prinsippet og inkluderes i de relevante linjene i Resultatregnskapet.

Stavanger, 13. mars 2012

I STYRET FOR STATOIL ASA



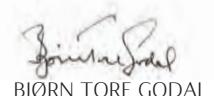
SVEIN RENNEMO
LEDER


Marit Arnstad
MARIT ARNSTAD
NESTLEDER


ROY FRANKLIN


LILL-HEIDI BAKKERUD


LADY BARBARA JUDGE


BJØRN TORE GODAL
EINAR ARNE IVERSEN


GRACE REKSTEN SKAUGEN


JAKOB STAUSHOLM
MORTEN SVAAN
HELGE LUND
KONSERNSJEF

Revisjonsberetning

Til generalforsamlingen i Statoil ASA

REVISORS BERETNING

Uttalelse om årsregnskapet

Vi har revidert årsregnskapet for Statoil ASA, som består av selskapsregnskap og konsernregnskap. Selskapsregnskapet består av balanse per 31. desember 2011, resultatregnskap og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne dato, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger. Konsernregnskapet består av balanse per 31. desember 2011, resultatregnskap, oppstilling over innregnede inntekter og kostnader, oppstilling over endringer i egenkapitalen og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne dato, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger

Styrets og administrerende direktørs ansvar for årsregnskapet

Styret og administrerende direktør er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet og for at det gir et rettvisende bilde i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge for selskapsregnskapet og i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU for konsernregnskapet, og for slik intern kontroll som styret og administrerende direktør finner nødvendig for å muliggjøre utarbeidelsen av et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

Revisors oppgaver og plikter

Vår oppgave er å gi uttrykk for en mening om dette årsregnskapet på bakgrunn av vår revisjon. Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder International Standards on Auditing. Revisjonsstandardene krever at vi etterlever etiske krav og planlegger og gjennomfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon.

En revisjon innebærer utførelse av handlinger for å innhente revisjonsbevis for beløpene og opplysningene i årsregnskapet. De valgte handlingene avhenger av revisors skjønn, herunder vurderingen av risikoene for at årsregnskapet inneholder vesentlig feilinformasjon, enten det skyldes misligheter eller feil. Ved en slik risikovurdering tar revisor hensyn til den interne kontrollen som er relevant for selskapets utarbeidelse av et årsregnskap som gir et rettvisende bilde. Formålet er å utforme revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets interne kont-roll. En revisjon omfatter også en vurdering av om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimatene utarbeidet av ledelsen er rimelige, samt en vurdering av den samlede presentasjonen av årsregnskapet.

Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon om selskapsregnskapet og vår konklusjon om konsernregnskapet.

Konklusjon om selskapsregnskapet

Etter vår mening er selskapsregnskapet for Statoil ASA avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettvisende bilde av selskapets finansielle stilling per 31. desember 2011 og av dets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne dato i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge.

Konklusjon om konsernregnskapet

Etter vår mening er konsernregnskapet for Statoil ASA avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettvisende bilde av konsernets finansielle stilling per 31. desember 2011 og av dets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne dato i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.

Uttalelse om øvrige forhold

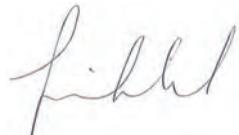
Konklusjon om årsberetningen og redegjørelsen om foretaksstyring

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen og redegjørelsen om foretaksstyring om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til disponering av resultatet er konsistente med årsregnskapet og i samsvar med lov og forskrifter.

Konklusjon om registrering og dokumentasjon

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, og kontrollhandlinger vi har funnet nød-vendig i henhold til internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000 «Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenkle revisorkontroll av historisk finansiell informasjon», mener vi at styret og administrerende direktør har opp-fylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskaps-opplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge.

Stavanger, 13. Mars 2012
Ernst & Young AS



Finn Kinserdal
statsautorisert revisor

HMS-regnskap

Vi vil sikre trygge operasjoner som beskytter mennesker, miljøet, samfunnet og materielle verdier. Vi vil bruke naturressursene på en effektiv måte, og vi vil levere energi som støtter bærekraftig utvikling. Vi mener at ulykker kan forebygges.

Et sentralt element i vårt HMS-styringssystem er registrering, rapportering og vurdering av relevante data. HMS-indikatorer er etablert for å gi informasjon om historiske trender. Hensikten er å dokumentere kvantitativ utvikling over tid og bruke informasjonen i beslutningsprosessen for systematisk læring og forbedring.

Våre HMS-data samles inn av forretningsområdene og rapporteres til konsernledelsen, som vurderer trender og avgjør nødvendige forbedringstiltak på konsernnivå. I tillegg utarbeider forretningsområdene mer spesifikke HMS-statistikker og analyser som blir brukt i deres eget forbedringsarbeid.

Konsernledelsen legger frem HMS-resultatene med vurderinger for styret sammen med konsernets kvartalsvise finansielle resultater. Vi kommuniserer viktige resultater internt og eksternt. Som en del av dette, blir kvartalsvis HMS-statistikk gjort tilgjengelig i vår resultatrapport. HMS-data for alle deler av Statoils virksomhet og prosjekter der Statoil er operatør er inkludert. Blant våre konserndekkende måleindikatorer for HMS, ble følgende i 2011 fulgt tettest på konsernnivå:

- Alvorlig HMS-hendelsesfrekvens - Antall alvorlige hendelser pr. million arbeidstimer
- Teknisk tilstand sikkerhet - Status, observasjoner og tiltak
- Klima - Tonn utsipp av CO₂ pr. tusen tonn produserte hydrokarboner

Flera andre måleindikatorer blir overvåket. Våre viktigste måleindikatorer rapporteres kvartalsvis på konsernnivå for Statoilansatte og kontraktører. Statistikk på våre ansattes sykefravær rapporteres årlig på konsernnivå.

Historiske data inkluderer tall relatert til oppkjøpt virksomhet fra oppkjøpsdato. Tilsvarende er tall relatert til avhendet virksomhet inkludert fram til avhendelsesdato.

Resultater

HMS-regnskapet viser utviklingen av HMS-måleindikatorer de siste fem årene.

I 2011 utgjorde vår virksomhet over 142 millioner arbeidstimer (inkludert leverandører). Disse arbeidstimene danner grunnlaget for frekvensindikatorene i HMS-regnskapet. Leverandørene utfører en betydelig del av oppdragene som Statoil står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

Statoils HMS-resultater med hensyn på alvorlige hendelser har vist en positiv trend de siste fire årene. Alvorlig hendelsesfrekvens gikk ned fra 2010 (1,4) til 2011 (1,1). Dersom segmentet Fuel & Retail holdes utenfor, var alvorlig hendelsesfrekvens på 0,9 i 2011 mot 1,3 i 2010.

Det var ett dødsfall i 2011. En leverandøransatt som gjorde vedlikeholdsarbeid på bensinstasjoner i Riga (Latvia) ble drept i en trafikkulykke. I tillegg ble en leverandøransatt meldt savnet fra Visund-plattformen i Nordsjøen den 6. oktober. Omfattende søk både på plattformen, i sjøen og på havbunnen rundt plattformen var dessverre resultatløse.

Det har vært en økning i antall personskader per million arbeidstimer i 2011 (4,4) sammenlignet med 2010 (4,2). Personskadefrekvensen for leverandører var ved utgangen av 2011 5,1, mens for Statoil-ansatte var personskadefrekvensen 3,3. Fraværskadefrekvensen (personskader med fravær fra arbeidet) var 1,9 i 2011, en økning fra 2010 (1,8).

Antall utilsiktede oljeutslipper var 376 i 2011 mot 374 i 2010. Volumet var på samme nivå i 2010 og 2011 (44 m³).

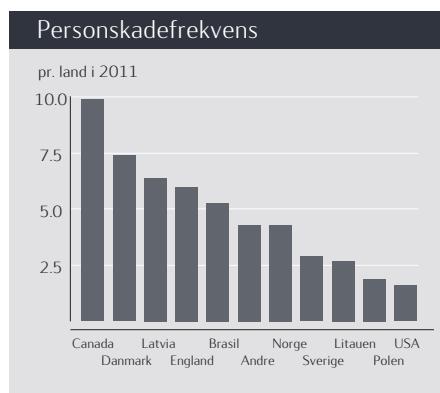
Resultatindikatorer for HMS

Statoils måleindikatorer innen HMS



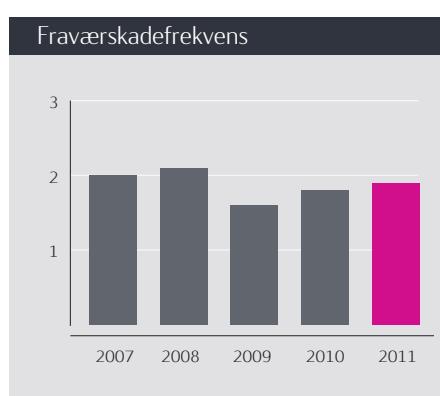
Definisjon: Antall dødsfall, antall fraværsskader, antall tilfeller av alternativt arbeid og andre skader som krever behandling fra kvalifisert helsepersonell pr. million arbeidstimer.

Utvikling: Personskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) økte fra 4,2 i 2010 til 4,4 i 2011. Frekvensen for Statoil-ansatte var den samme i 2011 som i 2010 (3,3), men for våre leverandører økte personskadefrekvensen fra 4,8 i 2010 til 5,1 i 2011.



Definisjon: Antall dødsfall, antall fraværsskader, antall tilfeller av alternativt arbeid og andre skader som krever behandling fra kvalifisert helsepersonell pr. million arbeidstimer pr. land i 2011 (1)

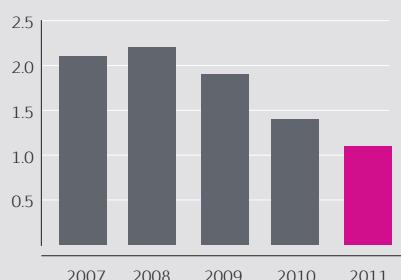
(1) Land som har mindre enn 1 millioner arbeidstimer i 2011 er inkludert i kategorien "Andre"



Definisjon: Antall dødsfall og antall fraværsskader pr. million arbeidstimer.

Utvikling: Fraværskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) økte fra 1,8 i 2010 til 1,9 i 2011. Frekvensen for Statoil-ansatte gikk ned fra 2,0 i 2010 til 1,9 i 2011, mens for våre leverandører gikk fraværskadefrekvensen opp fra 1,7 i 2010 til 1,9 i 2011.

Alvorlig hendelsesfrekvens

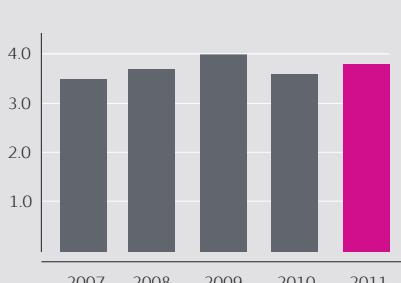


Definisjon: Antall alvorlige hendelser (inkludert tilløp) pr. million arbeidstimer (2).

Utvikling: Alvorlig hendelsesfrekvens (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) gikk ned fra 1,4 i 2010 til 1,1 i 2011. Det var et dødsfall i 2011. En leverandøransatt som gjorde vedlikeholdsarbeid på bensinstasjoner i Riga (Latvia) ble drept i en trafikkulykke.

(2) En uønsket hendelse er en hendelse eller et hendelsesforløp som har forårsaket eller kunne ha forårsaket personskade, sykdom og/eller skade på/tap av materiell, miljø eller tredjepart. Matriser for kategorisering er etablert der alle uønskede hendelser kategoriseres etter alvorlighetsgrad. Dette danner grunnlaget for oppfølging i form av varsling, granskning, rapportering, analyse, erfaringsoverføring og forbedring.

Sykefravær

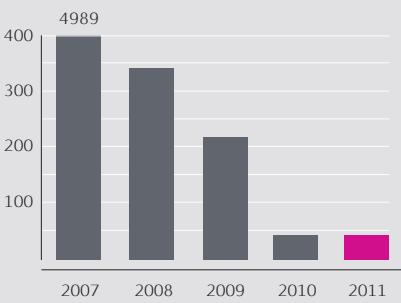


Definisjon: Antall timer med sykefravær i prosent av planlagte arbeidstimer (Statoil-ansatte) (3).

Utvikling: Sykefraværet gikk opp fra 3,6 % i 2010 til 3,8 % i 2011. Økningen er størst i den norske virksomheten vårt.

(3) I 2010 og 2011 kalkulerte Statoil sykefraværsprosent basert på planlagte arbeidstimer. Sykefraværsprosent de foregående år har vært kalkulert basert på planlagte arbeidsdager.

Oljeutslipp

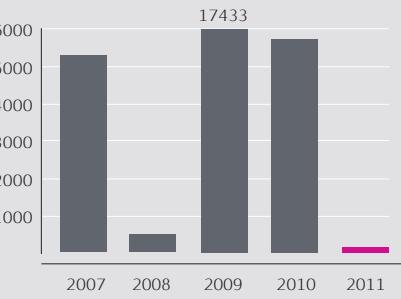


Definisjon: Utilsiktede oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (i m³) (4).

Utvikling: Antall utilsiktede utslipp var 376 i 2011 mot 374 i 2010, og volumet i 2011 var det samme som i 2010 (44 m³).

(4) Alle utilsiktede utslipp som når ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet inngår i figuren.

Andre utslipp

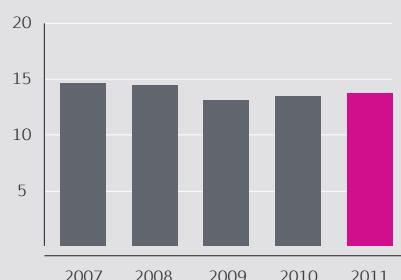


Definisjon: Andre utilsiktede utslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (i m³) (5).

Utvikling: Antall andre utslipp var 146 i 2011 mot 144 i 2010, og volumet i 2011 var 134 m³ mot 5709 m³ i 2010.

(5) Alle utilsiktede utslipp av kjemikalier, produsert vann, ballastvann og forurensset vann som når ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet inngår i figuren. Tall på konsernnivå fra og med 2009 er verifisert av eksterne revisorer.

CO2 utslipp

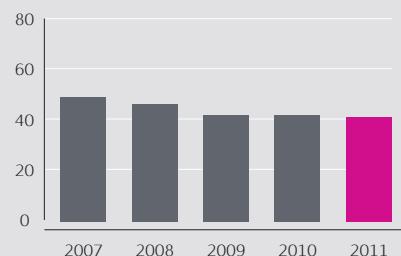


Definisjon: Totalt utslipp av karbondioksid (CO₂) i millioner tonn fra Statoil-operert virksomhet (6).

Utvikling: Utslipp av CO₂ gikk opp fra 13,4 millioner tonn i 2010 til 13,7 millioner tonn i 2011. Utslipp fra våre internasjonale operasjoner har økt i 2011 på grunn av økte aktiviteter, i hovedsak Leismer (Canada) og Peregrino (Brasil). Utslippene fra vår midt- og nedstrøms aktivitet har økt, i hovedsak på grunn av første år med ordinær drift på kraftvarmeverket på Mongstad. Utslipp på norsk kontinentalsokkel har blitt redusert på grunn av lavere produksjon. CO₂ utslipp fra fakling har gått ned fra 1,3 millioner tonn i 2010 til 1,2 millioner tonn i 2011.

(6) Utslipp av karbondioksid inkluderer karbondioksid fra energi- og varmeproduksjon, fakling (inkludert brønntesting/brønnopprensning), restutslipp fra CO₂-fangst og renseanlegg og prosessutslipp.

NOx utslipp

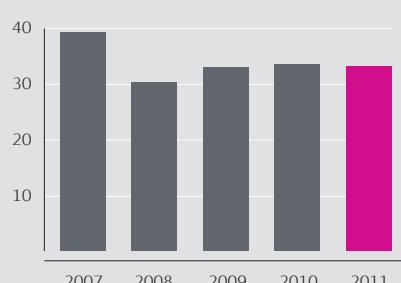


Definisjon: Totalt utslipp av nitrogenoksider (NOx) i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (7).

Utvikling: Utslipp av NOx har gått ned fra 42,3 tusen tonn i 2010 til 41,4 tusen tonn i 2011.

(7) Utslipp av nitrogenoksider omfatter NOx fra energi- og varmeproduksjon i eget anlegg, transport av produkter, fakling (inkludert brønntesting/brønnopprensning) og renseanlegg.

CH4 utslipp

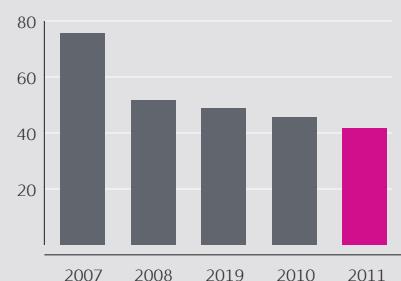


Definisjon: Totalt utslipp av metan (CH₄) i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (8).

Utvikling: Utslipp av metan har hatt en liten nedgang fra 33,4 tusen tonn i 2010 til 33,1 tusen tonn i 2011. Utslipp fra våre internasjonale operasjoner har økt på grunn av økte aktiviteter mens utslipp på norsk sokkel har gått ned 8,2 % fra 2010 til 2011 på grunn av lavere produksjon.

(8) CH4-utslipp inkluderer CH₄ fra energi- og varmeproduksjon i eget anlegg, fakling (inkludert brønntesting/brønnopprensning), kaldventilering, diffuse utslipp samt lagring og lasting av råolje. Korrekjon i 2010-data sammenliknet med rapporten forrige år skyldes manglende registrering av data for Åsgard A og Åsgard B. Tall på konsernnivå fra og med 2009 er verifisert av eksterne revisorer.

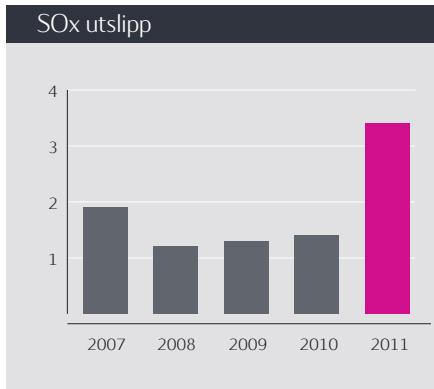
nmVOC utslipp



Definisjon: Total mengde utslipp av nmVOC (non-methane Volatile organic compounds) til atmosfæren i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (9)

Utvikling: Utslipp av nmVOC gikk ned fra 45,4 tusen tonn i 2010 til 41,6 tusen tonn i 2011. Hovedårsaken til reduserte utslipp er en 50 % reduksjon av lastet volum olje fra Gullfaks A plattformen på norsk sokkel.

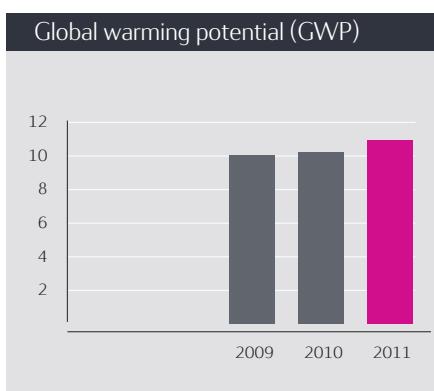
(9) Inkluderer utslipp av nmVOC fra energi- og varmeproduksjon, transport av produkter, fakling (inkludert brønntesting/brønnopprensning) kaldventilering, diffuse utslippskilder, lagring og lasting av råolje og produkter, samt restutslipp fra nmVOC gjenvinningsanlegg. Tall på konsernnivå fra og med 2011 er verifisert av eksterne revisorer.



Definisjon: Total mengde utslipp av svoveloksider (SOx) i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (10)

Utvikling: Utslipp av svoveloksider økte fra 1,4 tusen tonn i 2010 til 3,4 tusen tonn i 2011. Hovedårsaken til økte SOx-utslipp er oppstart av produksjon på Peregrino-feltet i Brasil der en pr. i dag bruker diesel som energikilde.

(10) Inkluderer utslipp av SOx fra energi- og varmeproduksjon, transport av produkter, fakling (inkludert brønntesting/brønnopprensning). Tall på konsernnivå fra og med 2011 er verifisert av eksterne revisorer.

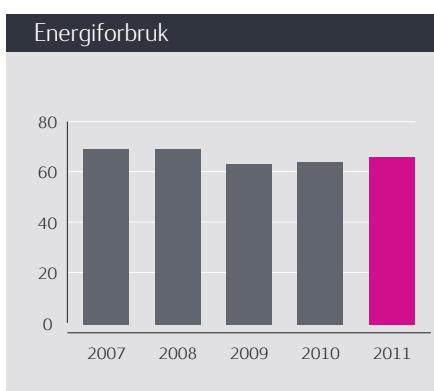


Definisjon: Global warming potential (GWP) er Statoils andel av utslipp av klimagasser fra Statoil-operert virksomhet og aktiviteter operert av andre virksomheter (11).

Utvikling: GWP er rapportert basert på Statoils eierandel og har økt fra 10,2 millioner tonn i 2010 til 10,9 millioner tonn i 2011. Eierandel CO2 utslipp har økt, mens eierandel metanutslipp har gått ned.

(11) Måleenheten er "tonn karbondioksid-ekvivalenter". Denne indikatoren beregnes på grunnlag av Statoils andel av utslipp karbondioksid og metan ved følgende formel:

$$[1 * \text{utsipp av CO}_2] + [21 * \text{utsipp av CH}_4]$$



Definisjon: Totalt energiforbruk i TWh for Statoil-operert virksomhet (12).

Utvikling: Totalt energiforbruk har økt fra 64,5 TWh i 2010 til 66,5 TWh i 2011. Energiforbruk for våre internasjonale operasjoner har økt i 2011 på grunn av økt aktivitet, i hovedsak Leismer og Peregrino. Energiforbruket på våre landbasert anlegg har økt, mens energiforbruket på norsk kontinentalsokkel har gått ned på grunn av lavere produksjon.

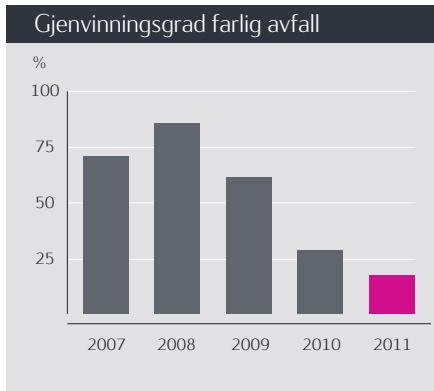
(12) Energiforbruk inkluderer energi fra forbrenningsbasert kraft- og varmeproduksjon, ubenyttet energi som følge av fakling (inkludert brønntest/brønnopprensning og ventilering), energi solgt/levert til tredjepart og brutto energi (elkraft og varme) importert fra leverandør.



Definisjon: Gjenvinningsgraden omfatter ikke-farlig avfall fra Statoil-operert virksomhet, og angir mengden ikke-farlig avfall til gjenvinning delt på total mengde ikke-farlig avfall (13).

Utvikling: Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall gikk ned fra 51,9 % i 2010 til 44,8 % i 2011.

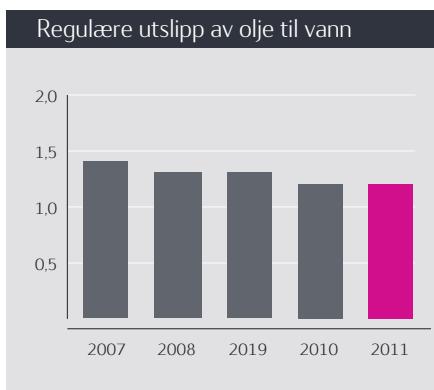
(13) Mengde ikke-farlig avfall til gjenvinning er total mengde ikke-farlig avfall fra anleggets virksomhet som er levert til gjenbruk, resirkulering eller forbrenning med energiutnyttelse.



Definisjon: Gjenvinningsgraden omfatter farlig avfall fra Statoil-operert virksomhet, og angir mengden farlig avfall til gjenvinning delt på total mengde farlig avfall (14).

Utvikling: Gjenvinningsgraden for farlig avfall gikk ned fra 28,7 % i 2010 til 17,2 % i 2011.

(14) Farlig avfall til gjenvinning er total mengde farlig avfall fra anleggets virksomhet som resirkuleres, går til gjenbruk eller forbrennes med energiutnyttelse (total mengde farlig avfall eksklusiv farlig avfall sendt til godkjent deponi). Tall på konsernnivå fra og med 2009 er verifisert av eksterne revisorer.



Definisjon: Regulære utslipp av olje til vannmiljø er total mengde olje i tusen tonn via regulerte eller kontrollerte utslipp til vannmiljø (både ferskvannsresipienter og sjø) fra Statoil-operert virksomhet (15).

Utvikling: Mengden regulære utslipp av olje til vann er på et stabilt nivå, og var det samme i 2011 som i 2010 (1,2 tusen tonn).

(15) Tall på konsernnivå fra og med 2011 er verifisert av eksterne revisorer.



Definisjon: Totalt forbruk av ferskvann i millioner m³, og omfatter vann fra offentlige anlegg, brønner (inkludert reservoarer), innsjøer, bekker, elver og kjøpt ferskvann fra Statoil-operert virksomhet (16).

Utvikling: Ferskvannsforbruk har blitt redusert fra 12,1 millioner m³ i 2010 til 10,1 millioner m³ i 2011.

(16) Ferskvann produsert fra saltvann på selve innretningen/anlegget inngår ikke. Tall på konsernnivå fra og med 2011 er verifisert av eksterne revisorer.

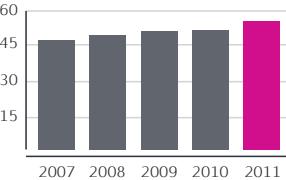
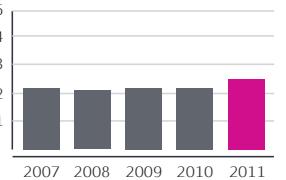
Miljødata

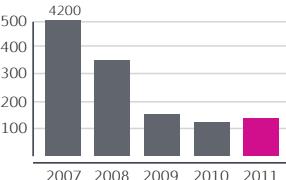
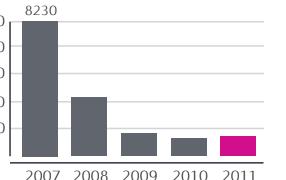
PEREGRINO	>	>																																																																												
<p>ENERGI</p> <table> <tr><td>Fakkelgass</td><td>119 GWh</td></tr> <tr><td>Diesel</td><td>784 GWh</td></tr> <tr><td>Brenngass</td><td>126 GWh</td></tr> </table> <p>RÅSTOFFER</p> <table> <tr><td>Olje</td><td>1 520 000 m³</td></tr> <tr><td>Gass</td><td>18 400 000 m³</td></tr> <tr><td>Produsert vann</td><td>21 300 m³</td></tr> </table> <p>HJELPESTOFFER</p> <table> <tr><td>Kjemikalier prosess/produksjon</td><td>563 tonn</td></tr> <tr><td>Boring/brønn</td><td>58 700 tonn</td></tr> </table> <p>VANNFORBRUK</p> <table> <tr><td>Ferskvann</td><td>26,9 m³</td></tr> </table> <p>KJEMIKALIER</p> <table> <tr><td>Kjemikalier prosess/produksjon</td><td>94,0 tonn</td></tr> <tr><td>Boring/brønn</td><td>44 000 tonn</td></tr> </table> <p>CO₂ kg utslipp per tonn levert mengde olje ¹⁾</p> <table> <tr><td>2007</td><td>~150</td></tr> <tr><td>2008</td><td>~160</td></tr> <tr><td>2009</td><td>~170</td></tr> <tr><td>2010</td><td>~200</td></tr> <tr><td>2011</td><td>~220</td></tr> </table> <p>NO_x kg utslipp per tonn levert mengde olje ¹⁾</p> <table> <tr><td>2007</td><td>~0.15</td></tr> <tr><td>2008</td><td>~0.16</td></tr> <tr><td>2009</td><td>~0.17</td></tr> <tr><td>2010</td><td>~0.30</td></tr> <tr><td>2011</td><td>~0.32</td></tr> </table>	Fakkelgass	119 GWh	Diesel	784 GWh	Brenngass	126 GWh	Olje	1 520 000 m ³	Gass	18 400 000 m ³	Produsert vann	21 300 m ³	Kjemikalier prosess/produksjon	563 tonn	Boring/brønn	58 700 tonn	Ferskvann	26,9 m ³	Kjemikalier prosess/produksjon	94,0 tonn	Boring/brønn	44 000 tonn	2007	~150	2008	~160	2009	~170	2010	~200	2011	~220	2007	~0.15	2008	~0.16	2009	~0.17	2010	~0.30	2011	~0.32		<p>PRODUKTER</p> <table> <tr><td>Olje</td><td>1 520 000 m³</td></tr> </table> <p>UTSLIPP TIL LUFT</p> <table> <tr><td>CO₂</td><td>269 000 tonn</td></tr> <tr><td>NO_x</td><td>412 tonn</td></tr> <tr><td>Metan</td><td>33,9 tonn</td></tr> <tr><td>SO_x</td><td>2 010 tonn</td></tr> <tr><td>nmVOC</td><td>94,0 tonn</td></tr> </table> <p>UTSLIPP TIL VANN</p> <table> <tr><td>Regulære utslipp av olje til vann</td><td></td></tr> <tr><td>Produsert vann</td><td>519 kg</td></tr> <tr><td>Avløpsvann</td><td>1,23 tonn</td></tr> </table> <p>UTSLIKTEDE UTSLIPP</p> <table> <tr><td>Oleutslikte utslipp olje</td><td>0,11 m³</td></tr> <tr><td>Andre utsliktede utslipp</td><td>0,81 m³</td></tr> </table> <p>AVFALL</p> <table> <tr><td>Ikke-farlig avfall til deponi</td><td>170 tonn</td></tr> <tr><td>Ikke-farlig avfall til gjenvinning</td><td>202 tonn</td></tr> <tr><td>Gjennningsgrad ikke-farlig avfall</td><td>54 %</td></tr> <tr><td>Farlig avfall til deponi</td><td>64,6 tonn</td></tr> <tr><td>Farlig avfall til gjenvinning</td><td>209 tonn</td></tr> <tr><td>Gjennningsgrad farlig avfall</td><td>76 %</td></tr> </table>	Olje	1 520 000 m ³	CO ₂	269 000 tonn	NO _x	412 tonn	Metan	33,9 tonn	SO _x	2 010 tonn	nmVOC	94,0 tonn	Regulære utslipp av olje til vann		Produsert vann	519 kg	Avløpsvann	1,23 tonn	Oleutslikte utslipp olje	0,11 m ³	Andre utsliktede utslipp	0,81 m ³	Ikke-farlig avfall til deponi	170 tonn	Ikke-farlig avfall til gjenvinning	202 tonn	Gjennningsgrad ikke-farlig avfall	54 %	Farlig avfall til deponi	64,6 tonn	Farlig avfall til gjenvinning	209 tonn	Gjennningsgrad farlig avfall	76 %
Fakkelgass	119 GWh																																																																													
Diesel	784 GWh																																																																													
Brenngass	126 GWh																																																																													
Olje	1 520 000 m ³																																																																													
Gass	18 400 000 m ³																																																																													
Produsert vann	21 300 m ³																																																																													
Kjemikalier prosess/produksjon	563 tonn																																																																													
Boring/brønn	58 700 tonn																																																																													
Ferskvann	26,9 m ³																																																																													
Kjemikalier prosess/produksjon	94,0 tonn																																																																													
Boring/brønn	44 000 tonn																																																																													
2007	~150																																																																													
2008	~160																																																																													
2009	~170																																																																													
2010	~200																																																																													
2011	~220																																																																													
2007	~0.15																																																																													
2008	~0.16																																																																													
2009	~0.17																																																																													
2010	~0.30																																																																													
2011	~0.32																																																																													
Olje	1 520 000 m ³																																																																													
CO ₂	269 000 tonn																																																																													
NO _x	412 tonn																																																																													
Metan	33,9 tonn																																																																													
SO _x	2 010 tonn																																																																													
nmVOC	94,0 tonn																																																																													
Regulære utslipp av olje til vann																																																																														
Produsert vann	519 kg																																																																													
Avløpsvann	1,23 tonn																																																																													
Oleutslikte utslipp olje	0,11 m ³																																																																													
Andre utsliktede utslipp	0,81 m ³																																																																													
Ikke-farlig avfall til deponi	170 tonn																																																																													
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	202 tonn																																																																													
Gjennningsgrad ikke-farlig avfall	54 %																																																																													
Farlig avfall til deponi	64,6 tonn																																																																													
Farlig avfall til gjenvinning	209 tonn																																																																													
Gjennningsgrad farlig avfall	76 %																																																																													

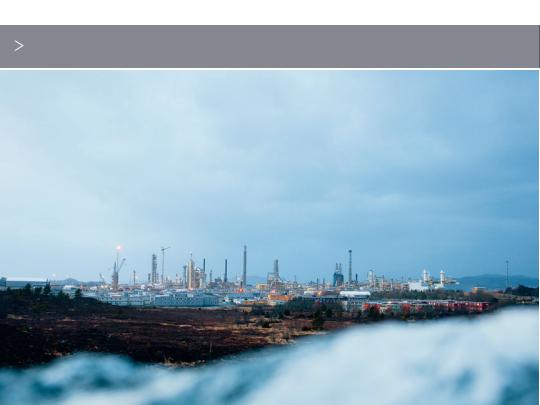
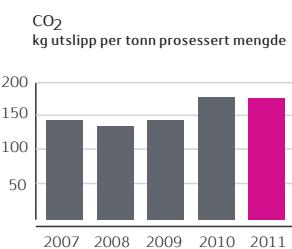
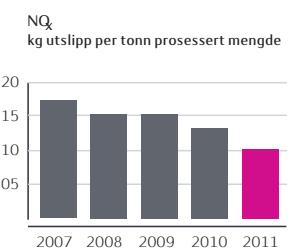
¹⁾ Produksjon startet den 8. april 2011.
Utslipstallene inkluderer også perioden fra ferdigstillelse (januar - mars).

OLJESAND I CANADA	>	>																																																																				
<p>ENERGI</p> <table> <tr><td>diesel</td><td>28,6 GWh</td></tr> <tr><td>Elektrisitet</td><td>146 GWh</td></tr> <tr><td>Brenngass</td><td>1 330 GWh</td></tr> <tr><td>Fakkelgass</td><td>1,03 GWh</td></tr> </table> <p>RÅMATERIALER</p> <table> <tr><td>Produsert gass</td><td>11,0 mill. m³</td></tr> <tr><td>Fortynningsmiddel</td><td>275 mill. m³</td></tr> <tr><td>Naturgass (rørledning)</td><td>121 mill. m³</td></tr> <tr><td>diesel</td><td>2 800 m³</td></tr> </table> <p>VANNFORBRUK</p> <table> <tr><td>Ferskvann</td><td>529 000 m³</td></tr> </table> <p>CO kg utslipp pr. Sm³ produkt ¹⁾</p> <table> <tr><td>2007</td><td>~5500</td></tr> <tr><td>2008</td><td>~5600</td></tr> <tr><td>2009</td><td>~5700</td></tr> <tr><td>2010</td><td>~6000</td></tr> <tr><td>2011</td><td>~1000</td></tr> </table> <p>NO kg utslipp pr. Sm³ produkt ¹⁾</p> <table> <tr><td>2007</td><td>~7.5</td></tr> <tr><td>2008</td><td>~7.6</td></tr> <tr><td>2009</td><td>~7.7</td></tr> <tr><td>2010</td><td>~7.8</td></tr> <tr><td>2011</td><td>~1.5</td></tr> </table>	diesel	28,6 GWh	Elektrisitet	146 GWh	Brenngass	1 330 GWh	Fakkelgass	1,03 GWh	Produsert gass	11,0 mill. m ³	Fortynningsmiddel	275 mill. m ³	Naturgass (rørledning)	121 mill. m ³	diesel	2 800 m ³	Ferskvann	529 000 m ³	2007	~5500	2008	~5600	2009	~5700	2010	~6000	2011	~1000	2007	~7.5	2008	~7.6	2009	~7.7	2010	~7.8	2011	~1.5		<p>PRODUKTER</p> <table> <tr><td>Bitumen</td><td>586 000 m³</td></tr> </table> <p>UTSLIPP TIL LUFT</p> <table> <tr><td>CO₂</td><td>334 000 tonn</td></tr> <tr><td>NO_x</td><td>243 tonn</td></tr> <tr><td>CH₄ (Metan)</td><td>14,1 tonn</td></tr> <tr><td>SO_x</td><td>45,0 tonn</td></tr> <tr><td>nmVOC</td><td>42,3 tonn</td></tr> </table> <p>UTSLIPP TIL VANN</p> <table> <tr><td>Regulære utslipp av olje til vann</td><td>0 m³</td></tr> </table> <p>UTSLIKTEDE UTSLIPP</p> <table> <tr><td>Oleutslikte</td><td>23,8 m³</td></tr> <tr><td>Andre utslipp</td><td>3,91 m³</td></tr> </table> <p>AVFALL</p> <table> <tr><td>Ikke farlig avfall til deponi</td><td>14 200 tonn</td></tr> <tr><td>Ikke farlig avfall til gjenvinning</td><td>16,5 tonn</td></tr> <tr><td>Gjennningsgrad ikke farlig avfall</td><td>0,12 %</td></tr> <tr><td>Farlig avfall til deponi</td><td>128 tonn</td></tr> <tr><td>Farlig avfall til gjenvinning</td><td>6,28 tonn</td></tr> <tr><td>Gjennningsgrad farlig avfall</td><td>4,66 %</td></tr> </table>	Bitumen	586 000 m ³	CO ₂	334 000 tonn	NO _x	243 tonn	CH ₄ (Metan)	14,1 tonn	SO _x	45,0 tonn	nmVOC	42,3 tonn	Regulære utslipp av olje til vann	0 m ³	Oleutslikte	23,8 m ³	Andre utslipp	3,91 m ³	Ikke farlig avfall til deponi	14 200 tonn	Ikke farlig avfall til gjenvinning	16,5 tonn	Gjennningsgrad ikke farlig avfall	0,12 %	Farlig avfall til deponi	128 tonn	Farlig avfall til gjenvinning	6,28 tonn	Gjennningsgrad farlig avfall	4,66 %
diesel	28,6 GWh																																																																					
Elektrisitet	146 GWh																																																																					
Brenngass	1 330 GWh																																																																					
Fakkelgass	1,03 GWh																																																																					
Produsert gass	11,0 mill. m ³																																																																					
Fortynningsmiddel	275 mill. m ³																																																																					
Naturgass (rørledning)	121 mill. m ³																																																																					
diesel	2 800 m ³																																																																					
Ferskvann	529 000 m ³																																																																					
2007	~5500																																																																					
2008	~5600																																																																					
2009	~5700																																																																					
2010	~6000																																																																					
2011	~1000																																																																					
2007	~7.5																																																																					
2008	~7.6																																																																					
2009	~7.7																																																																					
2010	~7.8																																																																					
2011	~1.5																																																																					
Bitumen	586 000 m ³																																																																					
CO ₂	334 000 tonn																																																																					
NO _x	243 tonn																																																																					
CH ₄ (Metan)	14,1 tonn																																																																					
SO _x	45,0 tonn																																																																					
nmVOC	42,3 tonn																																																																					
Regulære utslipp av olje til vann	0 m ³																																																																					
Oleutslikte	23,8 m ³																																																																					
Andre utslipp	3,91 m ³																																																																					
Ikke farlig avfall til deponi	14 200 tonn																																																																					
Ikke farlig avfall til gjenvinning	16,5 tonn																																																																					
Gjennningsgrad ikke farlig avfall	0,12 %																																																																					
Farlig avfall til deponi	128 tonn																																																																					
Farlig avfall til gjenvinning	6,28 tonn																																																																					
Gjennningsgrad farlig avfall	4,66 %																																																																					

¹⁾ 2010 var oppstartsåret med høy energiforbruk og lav produksjon.

NORSK KONTINENTALSOKKEL ⁽¹⁾		>	
ENERGI			
Diesel	2 400 GWh		
Elektrisk kraft	399 GWh		
Brenngass	30 800 GWh		
Fakklegass	3 400 GWh		
RÅSTOFFER⁽²⁾			
Olje/kondensat	74,6 mill. Sm ³		
Gass ⁽³⁾	103 mrd. Sm ³		
Produsert vann	116 mill. Sm ³		
HJELPESTOFFER			
Kjemikalier prosess/produksjon	59 300 tonn		
Kjemikalier boring/brønn	180 000 tonn		
VANNFORBRUK			
Ferskvann	269 000 m ³		
<p>⁽¹⁾ Inklusiv britisk del av Statfjord ⁽²⁾ inkluderer tredjepartsprosesser av produksjon på Signy og Skirne ⁽³⁾ inklusiv brenngass, fakklegass og injisert gass blant annet til trykkstøtte ⁽⁴⁾ inklusiv diffuse utslip, fakkleg og energi produksjon ⁽⁵⁾ inkluderer olje fra produsert vann, drenasjenvann, ballastvann og jetting ⁽⁶⁾ inklusiv 75 501 tonn vann og grønne kjemikalier/stoff ⁽⁷⁾ inkludert avfall fra basedriften på land.</p>			
CO ₂ kg utsipp per levert Sm ³ o.e.		NO _x kg utsipp per levert Sm ³ o.e.	
			
PRODUKTER			
Olje/kondensat	74,6 mill. Sm ³		
Gass for salg	71,5 mrd. Sm ³		
UTSLIPP TIL LUFT			
CO ₂	8,04 mill. tonn		
NO _x	36 000 tonn		
Metan ⁽⁴⁾	17 600 tonn		
SO _x	547 tonn		
nmVOC ⁽⁴⁾	22 900 tonn		
UTSLIPP TIL VANN			
Regulære utslip av olje til vann ⁽⁵⁾	1 150 tonn		
Produsert vann	97,8 mill. Sm ³		
Kjemikalier i prosess/produksjon ⁽⁶⁾	30 400 tonn		
Kjemikalier i boring/brønn ⁽⁶⁾	55 000 tonn		
UTILSIKTEDE UTSLIPP			
Andre utilsiktede utsipp olje	8,60 m ³		
Andre utilsiktede utsipp	105 m ³		
Utilsiktede utsipp av HC-gass	5 820 kg		
AVFALL⁽⁷⁾			
Ikke-farlig avfall til deponi	525 tonn		
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	15 300 tonn		
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	97,0 %		
Farlig avfall til deponi	188 000 tonn		
Farlig avfall til gjenvinning	23 600 tonn		
Gjenvinningsgrad farlig avfall	11,0 %		
ANNET			
Produsert vann injisert til grunn	21,9 mill.m ³		

SNØHVIT LNG ANLEGG		>	
ENERGI			
Elektrisk kraft	105 GWh		
Fakklegass	1 020 GWh		
Brenngass	3 260 GWh		
Diesel	1,00 GWh		
RÅSTOFFER			
Gass Snøhvit	5 180 mill. m ³		
Kondensat Snøhvit	0,70 mill. m ³		
HJELPESTOFFER			
Amin	64,2 m ³		
Lut	246 m ³		
Monoetylenglykol	850 m ³		
Hydraulikkvæske ⁽²⁾	48,1 m ³		
Øvrige kjemikalier	41,4 m ³		
VANNFORBRUK			
Ferskvann	165 000 m ³		
<p>⁽¹⁾ For BTEX og metaller er halve grenseverdiene rapportert inn pga HFLNG ikke klarer å detektere disse substansene</p> <p>⁽²⁾ Hjelpestoffene inkluderer hydraulikkvæske brukt i Hammerfest LNG Offshore/subsea del System 18</p>			
CO ₂ kg utsipp per levert Sm ³ o.e. ⁽³⁾		NO _x g utsipp per levert Sm ³ o.e. ⁽³⁾	
			
PRODUKTER			
LNG	3 150 000 tonn		
LPG	210 000 tonn		
Kondensat	520 000 tonn		
UTSLIPP TIL LUFT			
CO ₂	964 000 tonn		
NO _x	506 tonn		
Metan	3 070 tonn		
SO _x	4,43 tonn		
nmVOC	1 210 tonn		
H ₂ S	5,93 tonn		
UTSLIPP TIL VANN			
Regulære utslip av olje til vann	24,1 kg		
Amin	220 kg		
Ammonium	178 kg		
Fenol	12,6 kg		
Totalt organisk karbon (TOC)	755 kg		
BTEX ⁽¹⁾	55,2 kg		
Tungmetaller (Hg, Cr, Ni) ⁽¹⁾	0,99 kg		
Vann fra renseanlegg og åpent avløp	84 100 m ³		
UTILSIKTEDE UTSLIPP			
Utilskitede utsipp olje	0,08 m ³		
Andre utilskitede utsipp	0,00 m ³		
Utilskitede utsipp av HC gass	810 kg		
AVFALL			
Ikke-farlig avfall til deponi	180 tonnes		
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	961 tonnes		
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	84,2 %		
Farlig avfall til deponi	881 tonnes		
Farlig avfall til gjenvinning	259 tonnes		
Gjenvinningsgrad farlig avfall	22,7 %		

TJELDBERGODDEN		>	>
ENERGI			
Diesel	1 30 GWh		
Elektrisk kraft	251 GWh		
Brenngass	1 600 GWh		
Fakklegass	115 GWh		
RÅSTOFFER			
Rikgass	497 000 tonn		
HJELPESTOFFER			
Lut	281 tonn		
Syre	69 tonn		
Andre kjemikalier	27 tonn		
VANNFORBRUK			
Ferskvann	516 000 m ³		
			
PRODUKTER			
Metanol	864 000 tonn		
Oksygen	15 600 tonn		
Nitrogen	37 800 tonn		
Argon	15 400 tonn		
LNG	9 220 tonn		
UTSLIPP TIL LUFT			
CO ₂	332 000 tonn		
NO _x	196 tonn		
Metan	636 tonn		
SO _x	0,86 tonn		
nmVOC	130 tonn		
Utilskjede utslipp av HC-gass	27 tonn		
UTSLIPP TIL VANN			
Regulære utslipp av olje til vann	0 tonn		
Kjolevann	198 mill.m ³		
Totalt organisk karbon (TOC)	3,12 tonn		
Suspendert stoff - SS	0,79 tonn		
Total-N	2,50 tonn		
UTILSIKTEDE UTSLIPP			
Utilskjede utslipp olje	0 tonn		
Andre utilskjede utslipp	0 tonn		
AVFALL			
Ikke-farlig avfall til deponi	22 tonn		
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	153 tonn		
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	87,3 %		
Farlig avfall til deponi	247 tonn		
Farlig avfall til gjenvinning	28 tonn		
Gjenvinningsgrad farlig avfall	10,2 %		
			
MONGSTAD		>	>
ENERGI			
Elektrisk kraft	1 370 GWh		
Frygass og damp	9 040 GWh		
Fakklegass	277 GWh		
RÅSTOFFER			
Råolje	8 800 000 tonn		
Andre prosessråstoff ⁽¹⁾	3 350 000 tonn		
Blandekomponenter	217 000 tonn		
HJELPESTOFFER			
Syre	1 120 tonn		
Lut	3 070 tonn		
Tilsetningsstoffer	1 910 tonn		
Prosesskjemikalier	6 020 tonn		
VANNFORBRUK			
Ferskvann	4 330 000 m ³		
			
PRODUKTER			
Bensin	3 430 000 tonn		
Gasolje	4 370 000 tonn		
Jet drivstoff	781 000 tonn		
Koks	196 000 tonn		
LPG	1 120 000 tonn		
Nafta	1 410 000 tonn		
Sovel	14 800 tonn		
Tungolje	46 700 tonn		
UTSLIPP TIL LUFT			
CO ₂	2 120 000 tonn		
NO _x	1 240 tonn		
Metan	6 780 tonn		
SO _x	310 tonn		
nmVOC	7 080 tonn		
UTSLIPP TIL VANN			
Olje i oljeholdig vann	4,41 tonn		
Fenol	1,19 tonn		
Total Nitrogen	40,0 tonn		
Totalt organisk karbon (TOC)	142 tonn		
Suspendert stoff - SS	86,5 tonn		
UTILSIKTEDE UTSLIPP			
Utilskjede utslipp olje ⁽²⁾	0,48 m ³		
Andre utilskjede utslipp ⁽³⁾	0,05 m ³		
AVFALL			
Ikke-farlig avfall til deponi	622 tonn		
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	4 000 tonn		
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	86,5 %		
Farlig avfall til deponi	368 tonn		
Farlig avfall til gjenvinning	5 000 tonn		
Gjenvinningsgrad farlig avfall	93,2 %		
ENERGI			
Produsert elektrisk kraft	984 GWh		
CO₂			
NQ			

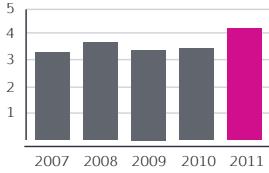
STURE PROSESSANLEGG

ENERGI	
Elektrisk kraft	147 GWh
Fakklegass	1,0 GWh
Brenngass	336 GWh
Diesel	0,28 GWh
RÅSTOFFER	
Råolje	18,2 mill. Sm ³
HJELPESTOFFER	
Saltsyre	7,08 tonn
Natronlут	98,0 tonn
Metanol	316 m ³
VANNFORBRUK	
Ferskvann	614 000 m ³



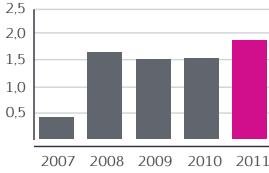
PRODUKTER	
LPG	827 000 Sm ³
Nafta	498 000 Sm ³
Råoljeeksport	16,7 mill. Sm ³
UTSLIPP TIL LUFT	
CO ₂	76 500 tonn
NO _x	33,8 tonn
Metan	272 tonn
nmVOC	3 140 tonn
UTSLIPP TIL VANN	
Vann fra renseanlegg og åpent avløp	293 000 m ³
Totalt organisk karbon (TOC)	47,1 tonn
Hydrokarboner	1,08 tonn
UTILSIKTEDE UTSLIPP	
Utilskitede utslipp olje	0 m ³
Andre utilskitede utslipp	0,1 m ³
AVFALL	
Ikke-farlig avfall til deponi	41,1 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	215 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	83,9 %
Farlig avfall til deponi	0 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	171 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	100 %

CO₂
kg utslipp per Sm³ o.e. prosessert volum



År	CO ₂ (kg)
2007	3,2
2008	3,4
2009	3,2
2010	3,3
2011	4,2

NO_x
kg utslipp per Sm³ o.e. prosessert volum



År	NO _x (kg)
2007	0,5
2008	1,6
2009	1,5
2010	1,5
2011	2,0

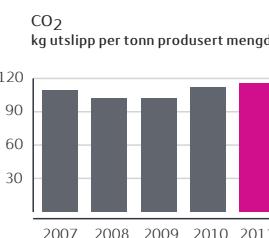
KALUNDBORG

ENERGI	
Elektrisk kraft ¹⁾	178 GWh
Damp	131 GWh
Brenngass, LPG og olje	2 230 GWh
Fakklegass	69,5 GWh
RÅSTOFFER	
Råolje	4 060 000 tonn
Andre prosessråstoff	6 500 tonn
Blandekomponenter	272 000 tonn
HJELPESTOFFER	
Syre	634 tonn
Lut	1 200 tonn
Tilsettningssstoffer	940 tonn
Prosesskjemikalier	1 490 tonn
Ammoniakk, flytende	2 560 tonn
VANNFORBRUK	
Ferskvann	1 350 000 m ³



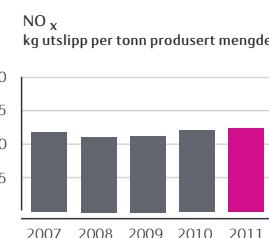
PRODUKTER	
Nafta	61 000 tonn
Bensin	1 340 000 tonn
Jet drivstoff	39 000 tonn
LPG (butan, propan)	60 100 tonn
Gassolje	1 680 000 tonn
Fyringsolje	271 000 tonn
ATS (gjødsel)	6 400 tonn
Drivstoff	703 000 tonn
UTSLIPP TIL LUFT	
CO ₂	475 000 tonn
NO _x	516 tonn
Metan	2 090 tonn
SO ₂	358 tonn
nmVOC	4 790 tonn
UTSLIPP TIL VANN	
Regulære utslipp av olje til vann	1 560 kg
Fenol	6,63 kg
Nitrogen	7 840 kg
Suspenderd stoff	6 570 kg
UTILSIKTEDE UTSLIPP	
Utilskitede utslipp olje	0,50 m ³
Andre utilskitede utslipp	0,51 m ³
AVFALL	
Ikke-farlig avfall til deponi	75,0 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	2 470 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	97,1 %
Farlig avfall til deponi	3,00 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	4 780 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	99,9 %

CO₂
kg utslipp per tonn produsert mengde



År	CO ₂ (kg)
2007	100
2008	95
2009	92
2010	100
2011	120

NO_x
kg utslipp per tonn produsert mengde



År	NO _x (kg)
2007	0,11
2008	0,10
2009	0,10
2010	0,11
2011	0,13

KOLNSNES PROSESSANLEGG		>	>
ENERGI			
Elektrisk kraft	1 510 GWh		
Fakklegass	132 GWh		
Brenngass	195 GWh		
Diesel	0.67 GWh		
RÅSTOFFER			
Våtgass Troll A	20.0 mrd.Sm ³		
Våtgass Troll B	1.71 mrd.Sm ³		
Våtgass Troll C	3.14 mrd.Sm ³		
Våtgass Kvitebjørn	6.72 mrd.Sm ³		
Våtgass Visund	0.57 mrd.Sm ³		
HJELPESTOFFER			
Monoetylenglykol (MEG)	468 m ³		
Lut	81 m ³		
Syre	63 m ³		
Andre kjemikalier	125 m ³		
VANNFORBRUK			
Ferskvann	57 200 m ³		
PRODUKTER			
Gass	32,4 mrd.Sm ³		
NGL/Kondensat	1,86 mill. scm		
UTSLIPP TIL LUFT			
CO ₂	66 400 Tonn		
NO _x	35,7 Tonn		
CH ₄ (Metan)	1 280 Tonn		
SO _x	0,21 Tonn		
nmVOC	608 Tonn		
UTSLIPP TIL VANN			
Vann fra renseanlegg og åpent avløp	149 000 m ³		
Regulære utslipp av olje	0,02 Tonn		
Regulære utslipp av TOC	2,20 Tonn		
Regulære utslipp av ammonium	0,02 Tonn		
Regulære utslipp av fenol	0,01 Tonn		
Regulære utslipp av metanol	0,11 Tonn		
Regulære utslipp av monoetylenglykol	1,60 Tonn		
UTILSIKTEDE UTSLIPP			
Oljeutslipp	0,09 m ³		
Andre utslipp	0,20 m ³		
AVFALL			
Ikke farlig avfall til deponi	36,6 Tonn		
Ikke farlig avfall til gjenvinning	905 Tonn		
Gjenvinningsgrad ikke farlig avfall	96,1 %		
Farlig avfall til deponi	241 Tonn		
Farlig avfall til gjenvinning	1 240 Tonn		
Gjenvinningsgrad farlig avfall	83,7 %		
CO₂ kg utslipp pr. levert Sm ³ o.e.	2.5		
	2.0		
	1.5		
	1.0		
	0.5		
	0.0		
2007	1.9		
2008	2.2		
2009	1.9		
2010	1.6		
2011	1.9		
NO_x g utslipp pr. levert Sm ³ o.e.	1.00		
	0.75		
	0.50		
	0.25		
2007	0.6		
2008	0.8		
2009	0.6		
2010	0.8		
2011	1.0		

KÅRSTØ GASSBEHANDLINGSANLEGG		>	>
ENERGI			
Fakklegass	149 GWh		
RÅSTOFFER			
Rikgass	21,1 mill. tonn		
Kondensat	2,67 mill. tonn		
HJELPESTOFFER			
Saltsyre	475 tonn		
Natriumhydroksyd	186 tonn		
Ammoniakk	15,1 tonn		
Metanol	9,2 tonn		
Andre kjemikalier	6,1 tonn		
VANNFORBRUK			
Ferskvann	0,90 mill m ³		
PRODUKTER			
Tørrgass	17,7 mill tonn		
Propan	2,34 mill tonn		
I-butan	0,50 mill tonn		
N-butan	0,95 mill tonn		
Näta	0,64 mill tonn		
Kondensat	1,50 mill tonn		
Etan	0,86 mill tonn		
Elektrisk kraft solgt	0 GWh		
UTSLIPP TIL LUFT			
CO ₂	1 020 000 tonn		
NO _x	601 tonn		
Metan	1 260 tonn		
SO _x	6,4 tonn		
nmVOC	1 500 tonn		
Utsiktede utslipp av HC-gass	0 tonn		
UTSLIPP TIL VANN			
Kjølevann	387 mill m ³		
Vann fra renseanlegg	0,8 mill m ³		
Olje i oljeholdig vann	496 kg		
Totalt organisk karbon (TOC)	5,7 tonn		
UTILSIKTEDE UTSLIPP			
Utsiktede utslipp olje	0 m ³		
Andre utsiktede utslipp	0 m ³		
AVFALL			
Ikke-farlig avfall til deponi	123 tonn		
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	1 950 tonn		
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	94 %		
Farlig avfall til deponi	41 tonn		
Farlig avfall til gjenvinning	1 930 tonn		
Gjenvinningsgrad farlig avfall	98 %		
CO₂ kg utslipp per tonn produkt	60		
	50		
	40		
	30		
	20		
	10		
2007	45		
2008	45		
2009	44		
2010	45		
2011	45		
NO_x g utslipp per tonn produkt	60		
	50		
	40		
	30		
	20		
2007	28		
2008	28		
2009	26		
2010	28		
2011	23		
nmVOC g utslipp per tonn produkt	120		
	100		
	80		
	60		
	40		
	20		
2007	70		
2008	70		
2009	65		
2010	75		
2011	65		

Innstilling fra bedriftsforsamlingen

Vedtak:

I møte 22. mars 2012 har bedriftsforsamlingen behandlet årsregnskapet for 2011 for Statoil ASA og Statoilkonsernet, samt styrets forslag til disponering av overskuddet.

Bedriftsforsamlingen gir sin tilslutning til styrets forslag til årsregnskap og disponering av overskuddet.

Oslo, 22. mars 2012



Olaug Svarva
Bedriftsforsamlingens leder

Bedriftsforsamlingen

Olaug Svarva, Idar Kreutzer, Karin Aslaksen, Greger Mannsverk, Steinar Olsen, Ingvald Strømmen, Rune Bjerke, Tore Ulstein, Live Haukvik Aker, Tor Oscar Bolstad, Barbro Hætta-Jacobsen, Siri Kalvig, Oddbjørn Viken, Eldfrid Irene Hognestad, Stig Lægreid, Per Martin Labråthen, Anne K. S. Horneland, Jan-Eirik Feste, Per Helge Ødegård, Brit Gunn Ersland og Frode Solberg

STATOIL ASA
POSTBOKS 8500
4035 STAVANGER
TELEFON: 51 99 00 00

www.statOil.com