

2010

Årsrapport
i henhold til norske
myndigheters krav



Statoil

Årsrapport 2010

Årsrapport 2010

Styrets årsberetning	1
Statoilaksjen	1
Resultatanalyse	2
Vår virksomhet	5
Kontantstrømmer	7
Likviditet og kapitalforhold	8
Avkastning på sysselsatt kapital	9
Forskning og utvikling	9
Risiko	9
Utsikter for konsernet	10
Helse, miljø og sikkerhet	11
Personal og organisasjon	12
Miljø og klima	13
Samfunn	14
Utvikling i styret	15
Styrets og ledelsens erklæring	16
Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	17
Eierstyring og selskapsledelse i praksis	17
Virksomhet	18
Selskapskapital og utbytte	18
Likebehandling og nærstående parter	18
Fri omsettelighet	19
Generalforsamling	19
Valgkomiteen	20
Bedriftsforsamlingen og styret	21
Styrets arbeid	21
Risikostyring og internkontroll	22
Godtgjørelse til styret	23
Godtgjørelse til ledende ansatte	23
Informasjon og kommunikasjon	25
Overtakelse	25
Revisor	25
Konsernregnskap	27
Noter til konsernregnskapet	35
1 Selskapet og selskapsstruktur	35
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	35
3 Segmentinformasjon	45
4 Eiendeler klassifisert som holdt for salg	50
5 Virksomhetssammenslutninger	51
6 Oppkjøp og salg av eiendeler	51
7 Kapitalstyring	52
8 Finansiell risikostyring	52
9 Godtgjørelse	56
10 Andre kostnader	57
11 Finansposter	58
12 Skatter	59
13 Resultat per aksje	61
14 Varige driftsmidler	62
15 Immaterielle eiendeler	63
16 Investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper	64
17 Langsiktige finansielle eiendeler	64
18 Varelager	65
19 Kundefordringer og andre fordringer	66
20 Kortsiktige finansielle investeringer	66
21 Betalingsmidler	67
22 Transaksjoner som påvirker egenkapitalen	67
23 Langsiktige finansielle forpliktelser	68
24 Pensjon og andre langsiktige ytelser til ansatte	70
25 Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	75
26 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	76
27 Kortsiktige finansielle forpliktelser	77
28 Leieavtaler	77
29 Andre forpliktelser	79
30 Nærstående parter	80
31 Finansielle instrumenter per kategori	81
32 Finansielle instrumenter: virkelig verdi måling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko	85

33 Hendelser etter regnskapsårets utgang	92
34 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)	92
Selskapsregnskap for Statoil ASA	104
Noter til selskapsregnskapet for Statoil ASA	108
1 Selskapet og grunnlag for presentasjonen	108
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	108
3 Finansiell risikostyring og derivater	112
4 Organisasjons- og forretningsutvikling	116
5 Salgsinntekter	116
6 Lønnskostnader	117
7 Aksjespareprogram	122
8 Godtgjørelse til revisor	123
9 Forsknings- og utviklingsutgifter	123
10 Finansposter	123
11 Skatter	124
12 Varige driftsmidler	125
13 Investeringer i datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper	126
14 Finansielle eiendeler	127
15 Varelager	127
16 Kundefordringer og andre fordringer	128
17 Betalingsmidler	128
18 Egenkapital og aksjonærer	128
19 Langsiktige finansielle forpliktelser	130
20 Pensjon og andre langsiktige ytelser til ansatte	132
21 Avsetninger og annen gjeld	137
22 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	137
23 Kortsiktige finansielle forpliktelser	137
24 Leieavtaler	138
25 Andre forpliktelser	139
26 Nærstående parter	140
27 Hendelser etter regnskapsårets utgang	141
Revisjonsberetning	142
HMS-regnskap	144
Resultatindikatorer for HMS	145
Miljødata	149
Innstilling fra bedriftsforsamlingen	153

Styrets årsberetning

Statoil leverte sterke økonomiske resultater og høy kontantstrøm i 2010, mens produksjonen var lavere enn forventet. Selskapet har imidlertid en solid finansiell stilling, og dermed også et godt utgangspunkt for fortsatt å levere langsiktig vekst og verdier for aksjonærene.

Selskapet økte driftsresultatet med 13% til 137,2 milliarder kroner i 2010, hovedsakelig på grunn av høyere oljepriser, som bare delvis ble utlignet av lavere gasspriser og redusert salgsvolum.

Statoils egenproduksjon av olje og gass gikk ned 4% i 2010 til 1 888 millioner fat oljeekvivalenter (foe) per dag. Produksjonsvolumene var høye i første halvdel av året, men lavere i andre halvdel av 2010 på grunn av vedlikehold, spesielle driftsmessige forhold og reduserte produksjonstillatelser.

Selskapet har hatt høy kontantstrøm og har en solid finansiell posisjon, og forventer å levere en produksjonsvekst på rundt 3% i året fra 2010 til 2012. Begrensninger i tildelte produksjonstillatelser og midlertidige driftsmessige forhold på norsk sokkel vil imidlertid medføre at denne veksten ikke vil være lineær.

I 2010 avtalte Statoil å selge eierandeler på felt i Brasil og Canada. Det ble vedtatt igangsetting av ni nye prosjekter, og vi gjennomførte en vellykket børsnotering av detaljhandelsvirksomheten vår.

Statoil fikk tilgang til leteområder med høyt potensial i 2010, og reserveerstatningsgraden økte til 87% fra 73% i 2009. Statoil mener selskapet har et ressursgrunnlag for å forbedre denne erstatningsgraden i tiden framover, og det ventes at porteføljen av kvalitetsprosjekter som ennå ikke er godkjent vil gi økt verdiskaping for virksomheten i framtiden.

Statoilaksjen

Styret foreslår at det utbetales et ordinært utbytte på for 2010 på 6,25 kroner per aksje, til sammen 19,9 milliarder kroner.

Styret har etablert en utbyttepolitikk som gir et mer forutsigbart utbyttennivå i framtiden. Ambisjonen er å øke årlig utbyttebetaling, målt i norske kroner per aksje, i takt med den langsiktige underliggende inntjeningen. Styret vurderer forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet ved fastsettelse av årlig utbyttennivå.

I tillegg til å betale kontantutbytte vil Statoil også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes samlede avkastning. Utbyttepolitikken ble revidert i februar 2010 for å skape et mer forutsigbart utbyttennivå.

I 2009 var det ordinære utbyttet 6,00 kroner per aksje, til sammen 19,1 milliarder kroner.

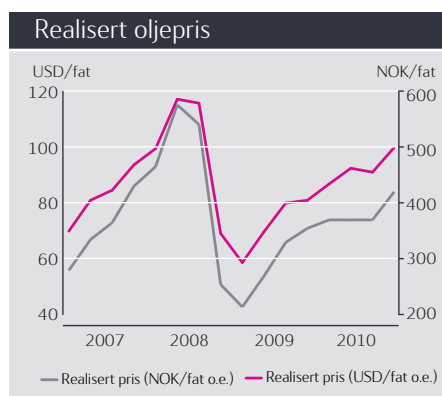
Kursen på Statoil-aksjen har vist en nedadgående trend i 2010, fra 146 kroner den 2. januar 2010 til 138,60 kroner ved utgangen av 2010.

Resultatanalyse

Driftsresultatet var 137,2 milliarder kroner i 2010, sammenlignet med 121,6 milliarder kroner i 2009. Økningen på 13% skyldtes i hovedsak høyere væskepriser, som delvis ble motvirket av lavere gasspriser, lavere salgsvolum av væsker, tap på derivater og avsetning for en tapskontrakt.

Konsernresultatregnskap (i milliarder kroner)	2010	31. desember 2009	Endring
Driftsinntekter			
Salgsinntekter	526,7	462,3	14 %
Resultatandel fra datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper	1,1	1,8	-36 %
Andre inntekter	1,8	1,4	32 %
Sum driftsinntekter	529,6	465,4	14 %
Driftskostnader			
Varekostnad	257,4	205,9	25 %
Andre driftskostnader	57,5	56,9	1 %
Salgs- og administrasjonskostnader	11,1	10,3	7 %
Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger	50,6	54,1	-6 %
Letekostnader	15,8	16,7	-5 %
Sum driftskostnader	392,4	343,8	14 %
Driftsresultat	137,2	121,6	13 %
Netto finansposter	-0,4	-6,7	-94 %
Skattekostnad	-99,2	-97,2	2 %
Årets resultat	37,6	17,7	112 %
Resultat per aksje	11,9	5,7	109 %

Inntektene utgjorde 529,6 milliarder kroner i 2010, noe som er 64,1 milliarder kroner høyere enn i 2009. Mesteparten av inntektene kommer fra salg av løftet råolje, naturgass og foredlede produkter som produseres og markedsføres av Statoil. I tillegg kjøper og selger vi statens andel av væsker fra norsk sokkel. Alt kjøp og salg av statens væskeproduksjon blir henholdsvis bokført som varekostnader og salgskostnader.



Økningen på 64,1 milliarder kroner i inntekter fra 2009 til 2010 skyldtes hovedsakelig høyere priser på væsker og økte salgsvolumer for gass, som delvis ble motvirket av lavere gasspriser, reduserte salgsvolumer for væsker og tap på derivater.

Målt i norske kroner økte den realiserte væskeprisen med 27% fra 2009 til 2010, noe som sto for 34,6 milliarder kroner av inntektsøkningen, mens det økte salgsvolumet for gass bidro med 5,9 milliarder kroner til inntektsøkningen. Økningen ble delvis motvirket av en nedgang på 4% i løftede volumer av væsker, som hadde en negativ effekt på 10,1 milliarder kroner, mens gassprisen gikk ned med 10% i 2010 og påvirket inntektene negativt med 9,5 milliarder kroner.

Samlet løfting av væskevolumer var 969 tusen foe per dag i 2010, en nedgang på 7% sammenlignet med året før. Samlet løfting av væskevolumer var 1,045 millioner foe per dag i 2009, som var en økning på 3% i forhold til 2008, da de løftede volumene var 1,019 millioner foe per dag. Samlede løftede mengder naturgass gikk litt ned fra 740 tusen foe per dag i 2009 til 738 tusen foe per dag i 2010.

Resultatandel fra tilknyttede selskaper utgjorde 1,1 milliarder kroner i 2010, sammenlignet med 1,8 milliarder kroner i 2009.

Andre inntekter var 1,8 milliarder kroner i 2010, sammenlignet med 1,4 milliarder kroner i 2009. Inntektene i 2010 og 2009 var hovedsakelig knyttet til en gevinst på salg av eiendeler og forsikringsoppgjør knyttet til driftsavbrudd.

Varekostnader inkluderer kostnadene for olje og NGL som kjøpes fra staten i henhold til avsetningsinstruksen. Varekostnaden utgjorde 257,4 milliarder i 2010, sammenlignet med 205,9 milliarder i 2009. Økningen på 25% fra 2009 til 2010 skyldtes hovedsakelig høyere væskepriser målt i norske kroner.

Driftskostnader består av kostnader knyttet til drift av installasjoner og transportsystemer ved produksjon av selskapets andel av olje og gass. I 2010 utgjorde driftskostnadene 57,5 milliarder kroner, en økning på 0,6 milliarder kroner fra 56,9 milliarder kroner i 2009. Økningen skyldes hovedsakelig høyere driftskostnader knyttet til oppstart av nye felt, som delvis ble motvirket av lavere transportkostnader på grunn av redusert produksjon og diverse kostnadsreduksjonstiltak.

Samlet bokført produksjon av væsker og gass gikk ned fra 1 806 millioner foe per dag i 2009 til 1 705 millioner foe per dag i 2010. Samlet egenproduksjon av væsker og gass gikk ned fra 1 962 millioner foe per dag i 2009 til 1 888 millioner foe i 2010. Produksjonsnedgangen skyldtes i hovedsak relativt høyere vedlikehold i 2010, begrensninger i gasstransportsystemet fra norsk sokkel på grunn av planlagt vedlikehold, reduserte produksjonstillatelser på Ormen Lange, ulike driftsmessige forhold og en naturlig og forventet produksjonsnedgang på flere modne felt. Produksjonsnedgangen ble delvis motvirket av oppstart på nye felt og produksjonsøkning på eksisterende felt.

Produksjonskostnaden per foe basert på kostnader knyttet til egenproduksjon var på henholdsvis 38,60 og 35,30 kroner i 2010 og 2009. Justert for omstillingskostnader og andre kostnader forbundet med fusjonen med Hydro som ble bokført i fjerde kvartal 2007 og gassinjeksjonskostnader, var produksjonskostnaden per foe for egenproduksjonen henholdsvis 37,90 og 35,30 kroner i 2010 og 2009.

Salgs- og administrasjonskostnader består av kostnader knyttet til salg og markedsføring av våre produkter, så som kostnader til forretningsutvikling, lønn og sosiale utgifter. Disse kostnadene utgjorde 11,1 milliarder kroner i 2010, sammenlignet med 10,3 milliarder kroner i 2009. Økningen på 0,8 milliarder kroner fra 2009 til 2010 skyldes hovedsakelig en avsetning for en tapskontrakt i 2010, som bare delvis ble motvirket av reduserte kostnader etter ulike kostnadsreduksjonstiltak.

Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger inkluderer avskrivning av produksjonsinstallasjoner og transportsystemer, avskrivning av felt i produksjon, avskrivning av immaterielle eiendeler og nedskrivning av balanseførte leteutgifter. I tillegg består det av nedskrivning knyttet til verdifall på varige driftsmidler, samt reversering av nedskrivninger. Disse kostnadene utgjorde 50,6 milliarder kroner i 2010, sammenlignet med 54,1 milliarder kroner i 2009. Nedgangen på 6% i av- og nedskrivningskostnadene i 2010 sammenlignet med 2009 skyldtes hovedsakelig lavere nedskrivninger i 2010 og lavere produksjon.

Leteutgiftene blir balanseført i den utstrekning leteaktivitetene vurderes å føre til kommersielle funn, eller i påvente av en slik vurdering. Hvis ikke, blir de kostnadsført. Letekostnaden består av den kostnadsførte delen av leteutgiftene for 2010 og nedskrivning av leteutgifter som er balanseført i tidligere år. I 2010 var letekostnadene 15,8 milliarder kroner, som er en nedgang på 5% siden 2009, da letekostnadene var 16,7 milliarder kroner.

Nedgangen på 5% i letekostnadene fra 2009 til 2010 skyldtes hovedsakelig lavere boreaktivitet og nedskrivning av en lavere andel leteutgifter balanseført i tidligere år. Nedgangen ble delvis motvirket av høyere kostnader til avgrensingsboring for oljesand, høyere seismiske utgifter og høyere kostnader i prosjektfaser før godkjenning.

Letevirksomhet (i milliarder kroner)	2010	31. desember 2009	endring
Leteutgifter (aktivitet)	16,8	16,9	-1 %
Utgiftsført, tidligere balanseførte leteutgifter	2,9	7,0	-59 %
Balanseført andel av årets leteutgifter	-3,9	-7,2	-46 %
Letekostnader	15,8	16,7	-5 %

I 2010 ble det fullført totalt 35 **lete- og avgrensingsbrønner**, 17 på norsk sokkel og 18 internasjonalt. I alt 19 brønner førte til bekreftede funn i perioden, 12 på norsk sokkel og sju internasjonalt. I tillegg ble det fullført fire leteforlengelser på norsk sokkel i 2010, hvorav tre var bekreftede funn. I 2009 ble det fullført til sammen 68 lete- og avgrensingsbrønner, 41 på norsk sokkel og 29 internasjonalt. Til sammen 38 lete- og avgrensingsbrønner og to leteforlengelser var bekreftede funn.

Driftsresultatet var 137,2 milliarder kroner i 2010, sammenlignet med 121,6 milliarder kroner i 2009. Økningen på 13% fra 2009 til 2010 skyldtes i hovedsak høyere væskepriser, som delvis ble motvirket av lavere gasspriser, lavere salgsvolum av væsker, tap på derivater og avsetning for en tapskontrakt.

I 2010 ble driftsresultatet negativt påvirket av nedskrivning 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 (1,4 milliarder kroner) og gevinst på salg av eiendeler (1,3 milliarder kroner) hadde en positiv effekt på driftsresultatet.

I 2009 ble driftsresultatet negativt påvirket av nedskrivning for verdifall etter tilbakeføring (12,2 milliarder kroner), og underløft (1,2 milliarder kroner), mens høyere virkelig verdi på derivater (2,2 milliarder kroner), andre avsetninger (1,3 milliarder kroner), gevinst på salg av eiendeler (0,5 milliarder kroner) og tilbakeføring av omstillingskostnader (0,3 milliarder kroner) alle hadde en positiv effekt på driftsresultatet i 2009.

Netto finansposter utgjorde et tap på 0,4 milliarder kroner i 2010, sammenlignet med et tap på 6,7 milliarder kroner i 2009. Den positive endringen på 6,3 milliarder kroner fra 2009 til 2010 skyldtes hovedsakelig en endring i virkelig verdi på renteswap-avtaler. Endringen i virkelig verdi skyldtes reduserte rentesatser i amerikanske dollar i 2010, sammenlignet med økende rentesatser i amerikanske dollar og en reduksjon i kursen på amerikanske dollar i forhold til norske kroner på 17% i 2009.

Skattekostnaden var 99,2 milliarder kroner i 2010, som tilsvarer en effektiv skattesats på 72,5%, sammenlignet med 97,2 milliarder kroner i 2009, som tilsvarer en effektiv skattesats på 84,6%. Nedgangen i den effektive skattesatsen fra 2009 til 2010 skyldtes hovedsakelig høye skatter i 2009 som følge av høyere skattbar inntekt enn regnskapsmessig inntekt i selskaper som skatter i andre valutatyper enn den funksjonelle valutaen. Nedgangen i effektiv skattesats ble også forårsaket av relativt lavere inntekt fra norsk sokkel i 2010 sammenliknet med 2009, som er gjenstand for en skattesats som er høyere enn gjennomsnittet.

I 2010 utgjorde **minoritetsinteressene** i årets resultat 0,4 milliarder kroner, sammenlignet med 0,6 milliarder kroner i 2009. Minoritetsinteressene i 2010 er hovedsakelig knyttet til Statoil Fuel & Retail, hvor Statoil eier 54 %, og råoljeraffineriet på Mongstad, hvor Statoil eier 79%.

Årets resultat var 37,6 milliarder kroner i 2010, sammenlignet med 17,7 milliarder i 2009. Økningen på 112% fra 2009 til 2010 skyldtes i hovedsak økt driftsresultat som følge av høyere inntekter fra væsker og lavere netto finanskostnader, som bare delvis ble motvirket av høyere skattekostnad.

Etter fradrag for **foreslått utbytte** for 2010, vil det gjenværende årsresultatet i morselskapet bli allokert til fond for vurderingsforskjeller og annen egenkapital med henholdsvis 8,2 milliarder kroner og 9,6 milliarder kroner. Selskapets frie egenkapital utgjør etter disponering 107,7 milliarder kroner.

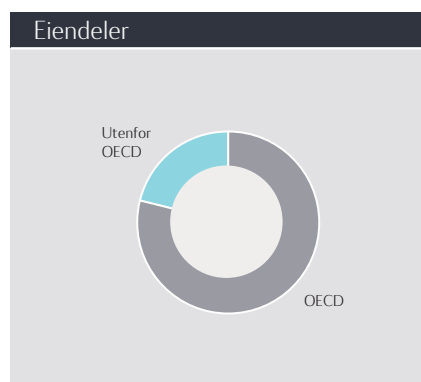
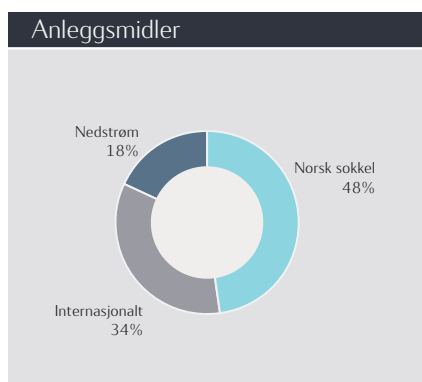
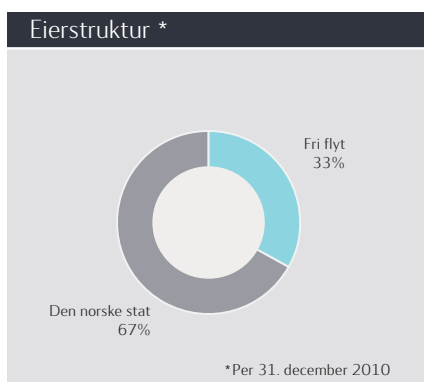
Styret bekrefter i samsvar med regnskapslovens § 3-3 at årsregnskapet er utarbeidet på grunnlag av forutsetningen om **fortsatt drift**.

Vår virksomhet

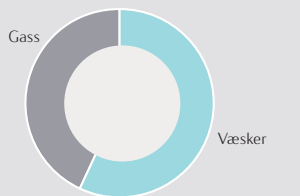
Statoil er et integrert energiselskap som hovedsakelig er involvert i leting og produksjon av olje og gass. Selskapet har hovedkontor i Norge og er den ledende operatøren på norsk sokkel. I tillegg er selskapet til stede i 42 land over hele verden.



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 2010 cirka 30.300 fast ansatte. Av disse var 10.400 ansatt i Statoil Fuel & Retail ASA, hvor vi hadde en majoritetsandel på 54% per 31. desember 2010.



Væsker og gass*



*Bokført produksjon

Samlet lete- og produksjonsvirksomhet hadde en gjennomsnittlig egenproduksjon av olje og gass på 1,888 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2010. Ved utgangen av 2010 utgjorde våre sikre reserver 2 124 millioner fat olje og 3 201 millioner Sm³ naturgass, noe som tilsvarer samlede sikre reserver på 5 325 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. Statoil bidrar til utvikling av nye energiresurser, vi har aktiviteter innen vindkraft og biodrivstoff og vi har 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 internasjonale virksomhet, er vår intensjon å utnytte selskapets kjernekompetanse på dypvannsprosjekter, tungolje, værharde omgivelser og håndtering av gassverdikjeder for å utnytte nye muligheter og gjennomføre prosjekter med kvalitet.

Statoils forretningsområder fram til 31. desember 2010 er presentert nedenfor:

Undersøkelse og produksjon Norge er ansvarlig for selskapets letevirksomhet, feltutbygging og produksjonsvirksomhet på norsk sokkel. Samlet produksjon var 1,374 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2010, tilsvarende 73% av Statoils samlede egenproduksjon.

Internasjonal undersøkelse og produksjon har ansvaret for letevirksomhet, feltutbygging og produksjonsvirksomhet utenfor norsk sokkel. Samlet produksjon var 514 tusen fat oljeekvivalenter per dag i 2010, tilsvarende 27% av Statoils samlede egenproduksjon.

Naturgass har ansvaret for Statoils transport, prosessering og markedsføring av gass via rørledning og flytende naturgass (liquefied natural gas, LNG) over hele verden, inkludert utvikling av ytterligere prosesserings-, transport- og lagringskapasitet.

Foredling og markedsføring har ansvaret for foredling og salg av konsernets produksjon av råolje og våtgass (natural gas liquids, NGL), raffinerte produkter og detaljvirksomhet. Forretningsområdet markedsfører og selger også statens produksjon av olje og NGL.

Fra fjerde kvartal 2010 rapporterer drivstoff- og detaljhandelsvirksomheten som et eget driftssegment etter en vellykket notering på Oslo børs 22. oktober 2010. Statoils gjenværende eierandel i det børsnoterte selskapet **Statoil Fuel & Retail** er på 54%. Statoil Fuel & Retail er et ledende skandinavisk selskap med 100 års erfaring fra salg av drivstoff til veitransport. Selskapet har 2.283 bensinstasjoner i åtte land, og markedsfører i tillegg raffinerte produkter direkte til forbruker og industrielle markeder.

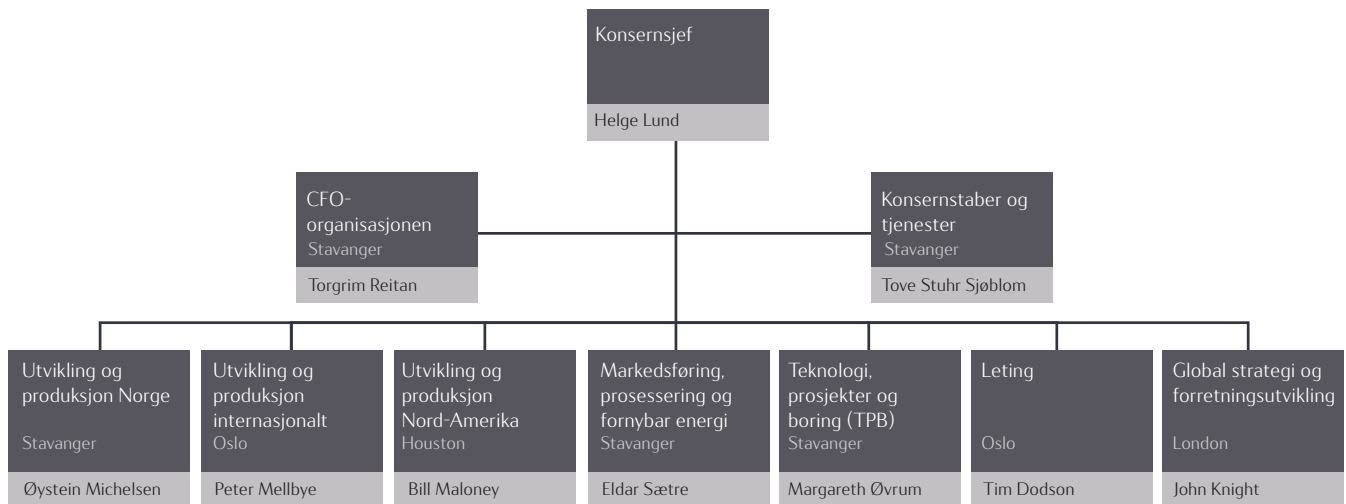
Teknologi og ny energi har ansvaret for utvikling av teknologi og fornybar energi.

Prosjekter har ansvaret for å planlegge og gjennomføre alle større utbyggings- og modifikasjonsprosjekter med en ramme på mer enn 50 millioner kroner.

Ny organisasjonsstruktur fra januar 2011

En ny organisasjonsstruktur for hele konsernet ble innført 1. januar 2011. Endringene ble gjort for å møte framtidige forretningsmuligheter og -utfordringer, og for å bidra til en fortsatt sterk utvikling av selskapet. Den nye organisasjonen gjenspeiler den pågående globaliseringen av Statoil og gir enklere grensesnitt internt i selskapet for å sikre en trygg og effektiv drift.

Statoil består av syv forretningsområder, stabs- og støttefunksjoner samt konsernkommunikasjon.



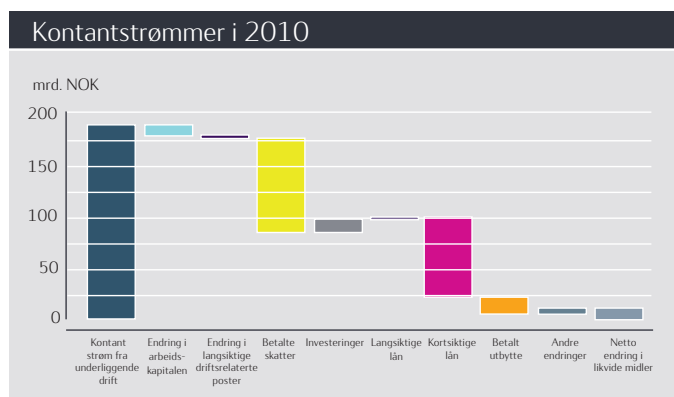
Kontantstrømmer

Kontantstrøm etter skatt fra underliggende drift var 97,8 milliarder kroner i 2010. Kontantstrøm brukt til investeringer beløp seg til 76,2 milliarder kroner.

Kontantstrøm fra driften

Vår viktigste kontantstrømkilde består av midler generert fra driften. Kontantstrømmen fra driften utgjorde 80,8 milliarder kroner i 2010, sammenlignet med 73,0 milliarder kroner i 2009. Økningen i kontantstrøm fra driften på 7,8 milliarder kroner skyldtes hovedsakelig en økning i kontantstrøm fra underliggende drift på 8,2 milliarder kroner, og en nedgang i skattebetalinger på 8,2 milliarder kroner. Disse endringene ble motvirket av negative endringer i arbeidskapitalen på 12,8 milliarder kroner.

Kontantstrøm benyttet til investeringer utgjorde 76,2 milliarder kroner i 2010, en økning på 0,8 milliarder kroner fra 2009. Salgsinntektene økte med 4,6 milliarder kroner, og var hovedsakelig knyttet til forskuddsbetaling ved salg av andeler i oljesandutbyggingen Kai Kos Dehseh og forskuddsbetaling ved salg av andeler i Peregrino-feltet.



Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter i 2010 utgjorde positive 0,6 milliarder kroner, sammenlignet med positive 11,3 milliarder kroner i 2009. Nedgangen på 10,7 milliarder kroner skyldtes hovedsakelig en endring i langsiktige lån på 29,1 milliarder kroner grunnet utstedelse av færre nye obligasjoner i 2010 sammenlignet med 2009. Nedgangen ble delvis motvirket av endringer i netto kontantstrøm fra minoritetsinteresser på 5,1 milliarder kroner, som hovedsakelig skyldtes kontanter mottatt fra aksjonærer i Statoil Fuel & Retail ASA for 46% av aksjene, endringer i utbyttebetalinger på 4,0 milliarder kroner og endringer i kortsiktige lån på 9,3 milliarder kroner.

Likviditet og kapitalforhold

Statoil har opprettholdt en solid finansiell posisjon gjennom året og netto gjeldsgrad var 23,5% ved utgangen av 2010.

Likviditet

Vår årlige kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er svært avhengig av prisen på olje og gass og samlet produksjonsvolum. Den er bare i liten grad preget av sesongvariasjoner og vedlikeholdsstanser. Endringer i prisen på olje og gass, som er utenfor vår kontroll, vil forårsake endringer i kontantstrømmen. Vi vil anvende tilgjengelig likviditet til å finansiere skatteinnbetalingene til den norske stat, investeringsutbetalinger og eventuelle utbyttebetalinger.

Per 31. desember 2010 beløp konsernets betalingsmidler og kortsiktige investeringer seg til 41,8 milliarder kroner, inkludert 30,3 milliarder kroner i betalingsmidler og 11,5 milliarder kroner i kortsiktige investeringer. Sammenlignet med årsslutt 2009 hadde vi en økning i betalingsmidler på 5,6 milliarder kroner, og en økning i kortsiktige investeringer på 4,5 milliarder kroner. Økningen i likvide midler i 2010 skyldtes hovedsakelig høy kontantstrøm fra driften kombinert med en høy investeringsaktivitet.

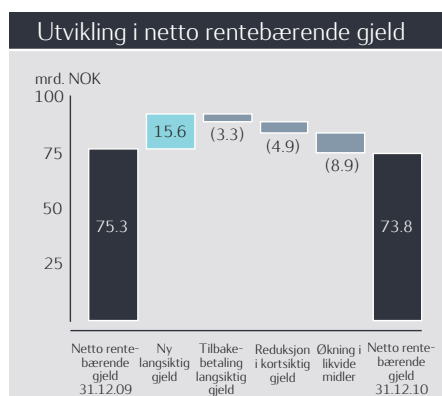
Den 20. desember 2010 undertegnet Statoil ASA en avtale om en multi-valuta kredittfasilitet på 3,0 milliarder dollar (som inneholder en "swingline"-opsjon på 1 milliard dollar) med 20 internasjonale banker. Fasiliteten erstatter selskapets kredittfasilitet på 2 milliarder kroner som Statoil sa opp med virkning fra 23. desember 2010. Fasiliteten har en gyldighet på fem år fram til desember 2015, men inneholder to opsjoner på forlengelse med et år, noe som kan forlenge fasiliteten fram til desember 2017.

Vårt generelle mål er å holde likviditetsreserver i form av betalingsmidler samt kommitterte, ubenyttede kredittfasiliteter og kredittlinjer for å sikre at vi har tilstrekkelige finansielle ressurser til å møte våre 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.

Det er vår intensjon å holde forholdstall knyttet til netto gjeld på nivåer som er forenlige med vår målsetting om å opprettholde konsernets langsiktige kredittklassifisering innenfor A-kategorien. Konsernet foretar i den forbindelse ulike risikovurderinger der noen av disse samsvarer med metodene som Moody's og S&P bruker, slik som fri kontantstrøm fra drift dividert med netto gjeld og netto gjeldsgrad.

Moody's langsiktige og kortsiktige klassifisering av Statoil er henholdsvis Aa2 og P-1. Vår langsiktige kredittklassifisering fra Standard & Poor's ble hevet til AA- i august 2007, noe som gjenspeiler at staten er selskapets hovedeier. Vår kortsiktige kredittklassifisering fra Standard & Poor's er A-1+. Det nåværende klassifiseringsnivået er stabilt fra begge selskaper.

I 2011 vil Statoil 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 fortsatt anses som gunstige.



Netto rentebærende gjeld utgjorde 73,8 milliarder kroner per 31. desember 2010, sammenlignet med 75,3 milliarder kroner per 31. desember 2009. Nedgangen på 1,5 milliarder kroner skyldtes hovedsakelig en økning i brutto gjeld på 7,4 milliarder kroner, og en endring i justeringer av netto rentebærende gjeld på 1,2 milliarder kroner. Dette ble motvirket av en økning i betalingsmidler og kortsiktige investeringer på 10,1 milliarder kroner.

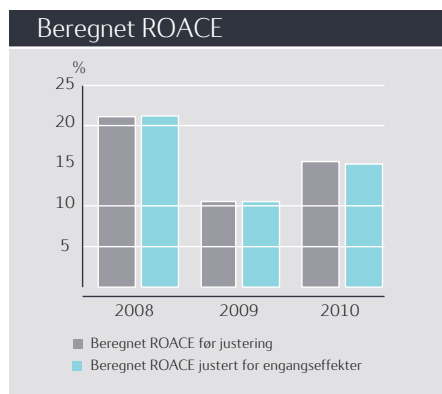
Netto gjeldsgrad, før justeringer, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til anvendt kapital, var 23,5% i 2010, sammenlignet med 26,6% i 2009. Det justerte forholdet mellom netto gjeld og anvendt kapital var 24,6% per 31. desember 2010, sammenlignet med 27,3% per 31. desember 2009. Nedgangen på 2,7% skyldtes hovedsakelig en nedgang i netto gjeld på 1,5 milliarder kroner, kombinert med en økning i anvendt kapital på 24,8 milliarder kroner. I beregningen av netto rentebærende gjeld gjør vi visse justeringer, slik at netto rentebærende gjeld og forholdet mellom netto gjeld og anvendt kapital blir non-GAAP finansielle måltall.

Statoils **lånebehov** dekkes hovedsakelig ved korte og langsiktige låneutstedelser i kapitalmarkedet, inkludert utnyttelse av et "Commercial Paper"-program i amerikanske dollar og et "Euro Medium Term Note" (EMTN)-program (grensene for programmene er henholdsvis 4 milliarder amerikanske dollar og 6 milliarder amerikanske dollar), og gjennom utnyttelse av bevilgede kredittmuligheter og kredittlinjer. Etter effekten av valutabytteavtaler er lånene våre 100% i amerikanske dollar.

Vår **finansieringsstrategi** tar i betraktning kapitalkilder, løpetidsprofil for langsiktig gjeld, styring av renterisiko, valutarisiko og forvaltningen av likvide midler. Konsernets langsiktige gjeld er i forskjellige valutaer og byttet i amerikanske dollar, siden størstedelen av vår netto kontantstrøm er i dollar. I tillegg benytter vi rentederivater, som hovedsakelig består av rentebytteavtaler, for å styre risikoen knyttet til renterisikoen for vår langsiktige gjeldsportefølje.

Avkastning på sysselsatt kapital

Statoil oppnådde konkurransedyktig avkastning på sysselsatt kapital i 2010.



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 var 15,4% i 2010, sammenlignet med 10,5% i 2009 og 21,0% i 2008. Økningen fra året før skyldes en økning i netto finansinntekter på 55%, justert for finansposter etter skatt, og en økning i sysselsatt kapital på 6%. Justert for effektene av restruktureringskostnadene og andre kostnader knyttet til fusjonen, var ROACE 15,2% i 2010, sammenlignet med 10,5% i 2009 og 21,1% i 2008. Økningen fra 2009 til 2010 skyldes en økning i inntektene og en relativt mindre økning i sysselsatt kapital. ROACE er definert som et non-GAAP finansielt måltall.

Forskning og utvikling

Statoil er et teknologiintensivt selskap. Forskning og utvikling er en integrert del av vår strategi.

I tillegg til teknologisk utvikling innen hvert enkelt felt eller prosjekt, utføres en betydelig andel av Statoils forskning ved sentre for forskning og teknologiutvikling i Trondheim, Bergen, Porsgrunn og i Calgary i Canada. Slik forskning og utvikling gjennomføres i nært samarbeid med universiteter, forskningsinstitusjoner, andre operatører på sokkelen og leverandører til oljeindustrien. Utgifter til forskning og utvikling utgjorde 2,0 milliarder kroner i 2010.

Konsernets teknologistrategi er drevet av våre mest sentrale forretningsmessige utfordringer, og tar sikte på å bygge opp enda sterkere posisjoner i bransjen. Teknologi er viktig for å oppnå dette, og vil gi betydelige bidrag i forbindelse med utvikling av dypvannsfelt i umodne områder og i arktiske strøk, tungoljeproduksjon, letevirksomhet i subsalt-områder og i miljø- og klimaspørsmål. Ambisjonen er å oppnå et særpreg og en posisjon som bransjeleder innenfor utvalgte teknologityper, og å fortsette å være konkurransedyktige på flere kjernekompetanseområder og nye teknologityper langs verdikjeden for energiforsyning.

Videre vil økt olje- og gassutvinning (IOR) og bedre bore- og brønnløsninger være viktig for at vi skal lykkes med å motvirke produksjonsnedgangen på modne felt. Statoil har oppnådd noen av petroleumsindustriens høyeste utvinningsgrader på norsk sokkel ved å kombinere vitenskapelig og teknisk kompetanse med framsynt bruk av ny teknologi. Vi har til hensikt å videreutvikle den viktigste teknologien slik at vår ambisjon om fortsatt økt oljeutvinning kan oppnås.

Risiko

Resultatene våre avhenger i stor grad av prisene på råolje og naturgass, valutakursen for USDNOK og realiserte raffineringmarginene.

Resultatene våre påvirkes i stor grad av en rekke faktorer, hovedsakelig de som påvirker prisene vi mottar i norske kroner for produktene vi selger. Disse faktorene omfatter spesielt prisnivået på råolje og naturgass, utviklingen i valutakursen på amerikanske dollar, våre produksjonsvolumer av olje og naturgass, tilgjengelige petroleumsreserver og vår egen og våre partners kompetanse og samarbeid når det gjelder å utvinne olje og naturgass fra disse reservene, samt endringer i vår portefølje som følge av kjøp eller salg av eiendeler.

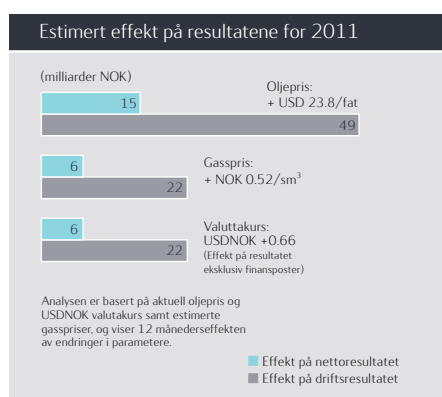
Resultatene vil også påvirkes av utviklingen i den internasjonale oljeindustrien, deriblant mulige tiltak fra myndighetene i de land hvor vi har virksomhet. Eventuelle fortsatte tiltak av medlemmene i Organisasjonen av oljeeksporterende land (Opec) som påvirker prisnivå og volum, raffineringmarginene, økte kostnader på tjenester relatert til oljeproduksjon, forsyning og utstyr, økt konkurranse om letemuligheter og operatørskap, og liberalisering av markedet for naturgass, kan også føre til betydelige endringer i den eksisterende markedsstrukturen og det generelle prisnivået, i tillegg til stabiliteten i prisene.

Tabellen nedenfor viser årlig gjennomsnitt for prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringmarginene og valutakursen NOK/USD for 2010, 2009 og 2008.

Årlig gjennomsnitt	2010	2009	2008
Råolje (USD/fat brent blend)	76,5	58,0	91,0
Naturgass (NOK per Sm ³) *	1,7	1,9	2,4
FCC-margin (USD/ fat) **	5,4	4,3	8,3
Valutakurs daglig gjennomsnitt	6,1	6,3	5,6

* Fra norsk sokkel

** Raffineringsmargin



Illustrasjonen viser hvordan endringer i råoljeprisen, gasskontraktspriser og valutakursen USD/NOK kan påvirke våre regnskapsmessige resultater for 2011 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 de økonomiske resultatene vil avvike fra de som faktisk ville framkommet i vårt konsernregnskap, fordi konsernregnskapet også ville gjenspeilet effekten på 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 langsiktige strategiske utvikling og måloppnåelse ved å opprettholde kontantinnbetalinger og økonomisk handlefrihet.

Endringer i valutakursene kan ha stor innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig angitt i eller drevet av amerikanske dollar, mens våre driftskostnader

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.

Utsikter for konsernet

Statoil forventer at **egenproduksjonen** i 2011 vil være på omtrent samme nivå som i 2010, eller noe lavere. Egenproduksjonen for 2012 forventes å øke med en sammensatt årlig vekstrate (CAGR) på rundt 3%, basert på faktisk egenproduksjon i 2010. Kommersielle vurderinger knyttet til gassalgaktiviteter, driftsregularitet, tidspunktet for når ny kapasitet settes i produksjon og gassalg utgjør de største risikofaktorene for produksjonsanlagene.

Planlagte revisjonsstanser forventes å ha en negativ påvirkning på egenproduksjonen på rundt 40 tusen fce per dag for hele 2011. Den største påvirkningen forventes i tredje kvartal 2011. Disse effektene er kun knyttet til produksjon av væsker.

Organiske investeringer for 2010, eksklusive oppkjøp og leiefinansiering, ventes å ligge på rundt 16 milliarder dollar.

Selskapet vil fortsette utviklingen av sin store portefølje av **leteandeler**. I 2011 forventer vi å bore om lag 20 letebrønner på norsk sokkel og rundt 20 letebrønner og avgrensingsbrønner internasjonalt. Dette tilsvarer et samlet leteaktivitetsnivå på rundt 3 milliarder dollar i 2011.

Vi forventer at prisene på råolje, produkter og naturgass vil fortsette å være ustabile på kort til mellomlang sikt. Raffineringsmarginene har økt sammenlignet med 2009, men de er fremdeles lave historisk sett. Vi forventer at de vil fortsette å ligge på et lavt nivå, i hvert fall på kort sikt. Det ventes at raffineringindustrien vil fortsatt møte store utfordringer i 2011. Selv om den globale etterspørselen etter olje har økt fra 2009-nivåene, er det fremdeles overkapasitet hos raffineriene.

Vi tror at den globale etterspørselen etter olje vil fortsette å stige i 2011. I tråd med den økonomiske oppgangen, ventes den globale etterspørselen etter olje å normalisere seg i årene framover. Endringen, som innebærer 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 etterspørselen etter olje, hovedsakelig som en følge av effektiviseringsgevinster i transportsektoren og mindre inntak fra stasjonære anlegg.

På lang sikt vil vi fortsatt ha et positivt syn på gass som energikilde. Produksjonen av gass internt i EU er ventet å gå ned, mens etterspørselen på lang sikt ventes å øke, spesielt på grunn av at naturgass har lavere karbonutslipp enn olje og kull. I USA tror vi at satsingen på skifergass i Marcellus- og Eagle Ford-formasjonene, i kombinasjon med produksjonen i Mexicogolfen, vil gi grunnlag for en styrking av vår posisjon i det amerikanske markedet i årene framover.

Statoils inntekter kan variere betydelig i takt med endringer i råvareprisene, mens volumene er 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.

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 mekanismer som forårsaker risiko, slik at vi kan unngå alvorlige ulykker. Vi arbeider systematisk for å redusere risikofaktorer som er kritiske for trygg og sikker drift, og kontinuerlig forbedring for å oppnå bedre sikkerhetsresultater har høy oppmerksomhet i all vår virksomhet. I 2010 opprettet styret et utvalg for helse, miljø, sikkerhet og etikk for å styrke styrets fokus på HMS og etikk.

For å nå målet om bedre sikkerhetsresultater innenfor alle våre virksomhetsområder, gjennomfører vi omfattende opplæring i etterlevelse og risikostyring. Vårt etterlevelsprogram retter søkelyset på integrering av våre verdier i all vår virksomhet, og på overholdelse av interne og eksterne krav. Der hvor kravene ikke kan blitt møtt, vil risikoen bli identifisert og kontrollert som en del av den systematiske behandlingen av avvik.

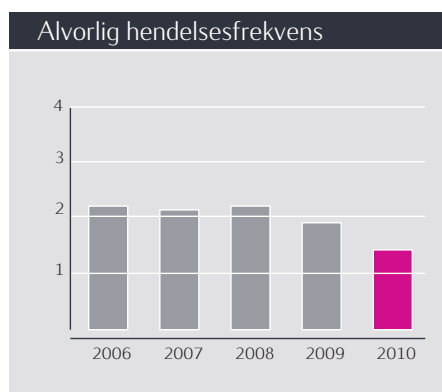
Vi har identifisert følgende fire prioriterte områder for å gjennomføre forbedringer. De ble videreført fra 2009 og vil bli ført videre inn i 2011. Vi anser dem som grunnleggende for vår evne til å levere i henhold til det vi har forpliktet oss til, og for å nå vår ambisjon om å være industriledende 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

Etter Macondo-utblåsingen i Mexicogolfen (Statoil har ingen andeler i Macondo), opplever bransjen generelt, også Statoil, at all deres virksomhet er blitt gjenstand for mer gransking. Denne ulykken har ført til bekymring hos allmennheten over den generelle integriteten og HMS-resultatene i bransjen som helhet.

Den 19. mai opplevde vi en uventet trykkendring og tap av borevæske på Gullfaks C på norsk sokkel, noe som førte til at plattformen ble stengt ned. Ingen ble skadet, og det var ikke noe utslipp til vann eller sjø. Vår interne gransking og rapporten fra Petroleurstilsynet konkluderte med at planleggingen av bore- og kompletteringsoperasjonene i brønnen hadde vært gjort med alvorlige mangler.

Statoil har allerede tatt skritt for å sikre forståelse for og innføring av nødvendige tiltak knyttet til disse hendelsene.



Statoils sikkerhetsresultater når det gjelder alvorlige ulykker har vist en forbedring de siste årene. Den generelle frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) gikk ned fra 1,9 i 2009 til 1,4 i 2010.

Statoil bestreber seg på å legge til rette for et arbeidsmiljø som fremmer trivsel og helse. 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 ned fra 4,0% i 2009 til 3,6% i 2010. Sykefraværet følges nøye av ledere på alle nivåer.

Statoil fikk en bot på 0,8 millioner kroner i 2010 for en oljelekkasje på havbunnen. Petroleurstilsynet gav Statoil seks pålegg knyttet til vår virksomhet på norsk sokkel.

Personal og organisasjon

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

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 prioritet.

Konsernet søker å oppnå dette gjennom en sterk, verdibasert prestasjonskultur, tydelige lederprinsipper og et effektivt styrings- og kontrollsystem. 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.

Konsernet har globale retningslinjer for ansatte for å sikre en felles konsernstandard. Gjennom vår globale utviklings- og innplasseringsprosess søker vi å oppnå et godt samsvar mellom faglige interesser og mål, samtidig som vi tilbyr utfordrende og meningsfulle jobbmuligheter. Statoil har som mål å gi økonomisk og annen belønning som tiltrekker og motiverer de rette personene, og vi legger fortsatt vekt på å skape samme 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 trakassering på arbeidsplassen.

Statoil arbeider systematisk med rekruttering og utviklingsprogrammer for å øke antallet kvinner i mansdominerte stillinger og fagområder. 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 yrkeserfaring mellom kvinner og menn, kan det være noe lønnsforskjell når man sammenligner det generelle lønnsnivået for kvinner og menn.



Ved utgangen av 2010 utgjorde 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 kvinneandelen blant ledere i Statoil ved utgangen av 2010 var 25%, og blant ledere under 45 år var andelen 34%. Vi følger også nøye med på mansdominerte stillinger og fagområder. Ved utgangen av året var 26% av overingeniører kvinner, og blant overingeniører med inntil 20 års erfaring var kvinneandelen 31%. Blant fagarbeidere var 16% kvinner.



Statoil mener at et globalt og bærekraftig selskap må ha medarbeidere med en global tenkemåte. Ved utgangen av 2010 hadde 40% av de ansatte i selskapet, unntatt lederne, 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 med personalansvar



Når det skal bygges en kultur som kjennetegnes av en global tenkemåte, må det innføres nye rollemodeller med internasjonal erfaring i ledende stillinger. Den nye organisasjonsstrukturen som innføres fra og med 2011 har som mål å fornye og globalisere konsernet gjennom en omfattende lederfordelingsprosess. En av hovedprioriteringene i denne prosessen har vært å øke andelen kvinnelige og internasjonale ledere, og få identifiserte talenter inn i nye ledende stillinger. De nye ledergruppene, som trådte i kraft 1. januar 2011, viser større mangfold i sammensetningen av ledere, og oppsummeres i følgende figurer.

Antall fast ansatte* og prosentvis andel kvinner fra 2008 til 2010

Geografisk region	Antall ansatte			Andel kvinner		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Norge	18 838	18 100	17 891	31 %	31 %	30 %
Resten av Europa	10 335	9 593	10 475	49 %	50 %	47 %
Afrika	140	165	144	30 %	28 %	32 %
Asia	145	150	169	58 %	55 %	54 %
Nord-Amerika	713	584	448	33 %	34 %	39 %
Sør-Amerika	173	147	102	46 %	48 %	53 %
TOTALT	30 344	28 739	29 229	37 %	37 %	35 %
Utenfor OECD	2 732	2 703	3 009	63 %	64 %	65 %

* Ansatte ved bensinstasjonene er inkludert

Statoilkonsernet har rundt 30.300 fast ansatte. Om lag 19.000 av dem er sysselsatt i Norge, mens omlag 11.300 var ansatt utenfor Norge. Av disse arbeidet cirka 10.400 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 forbindelse mellom bruken av fossilt brensel og menneskeskapte klimaendringer, og vår klimapolitikk tar hensyn til behovet for å bekjempe globale klimaendringer på en proaktiv måte i vår virksomhet, i tillegg til å vurdere innsatsen vår innenfor fornybar energi og ren teknologi. Statoils miljøstyringssystem tar sikte på å identifisere de viktigste miljøaspektene ved hver enkelt operasjon, det setter mål for forbedring og det er en integrert del av det overordnede styringssystemet.

Statoils klimapolitikk fastsetter prinsipper som møter utfordringen med global oppvarming og ambisjonen om å opprettholde posisjonen som bransjeleder når det gjelder bærekraftig utvikling. Klimapolitikken er innarbeidet i all forretningsplanlegging og strategiutvikling.

Statoil fokuserer kontinuerlig på energieffektivisering ved alle våre installasjoner, og retningslinjer for energieffektivisering er inkludert i alle relevante styrende dokumenter.

Vi overvåker utslippene våre kontinuerlig og det pågår flere modifikasjonsprosjekter som tar sikte på å oppnå ytterligere reduksjoner. Vi har etablert konserndekkende prinsipper for oljevernberedskap i tilknytning til selskapets virksomhet, og har også en omfattende FoU-portefølje med sikte på å tilpasse oljevernberedskapen til arktiske områder.

De viktigste konsernomfattende indikatorene som måler Statoils miljøresultater er knyttet til oljeutslipp, utslipp av CO₂ og NO_x, energiforbruk og gjenvinningsraten for ikke-farlig avfall.

Det nåværende utslippet av CO2 per tonn olje og gass produsert fra Statoil-opererte felt på norsk kontinentalsokkel, tilsvarer 44% av gjennomsnittlig utslipp for olje- og gassindustrien samlet sett i 2009.

Mengden oljeutslipp gikk ned fra 219 kubikkmeter i 2009 til 44 kubikkmeter i 2010. To oljeutslipp bidro til 66% av total mengde oljeutslipp i 2009. Mengden andre uhellsutslipp var på 5.709 kubikkmeter i 2010, sammenlignet med 4.814 kubikkmeter i 2009. Utslippene av karbondioksid har gått noe opp fra 13,1 millioner tonn i 2009 til 13,4 millioner tonn i 2010. Utslippene av nitrogenoksid var på 42 300 tonn i 2010, det samme som i 2009. Energiforbruket har gått noe ned fra 63,6 TWh i 2009 til 62,3 TWh i 2010. Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall har gått ned fra 68,7% i 2009 til 51,9% i 2010.

Samfunn

Statoil har holdt fast ved interne retningslinjer og standarder for sosial ansvarlighet, etikk og anti-korrupsjon i all vår virksomhet gjennom hele 2010.

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. Dette er ikke bare et etisk krav. 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 2010 har vi arbeidet videre for å styrke etterlevelsen av konsernets 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 tariffforhandlinger. 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 næringsliv (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 sikkerhetsressurser 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 disse som håndhever loven.

I 2010 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.

Virksomheten vår skaper også betydelige inntekter for de landene vi opererer i. I 2010 betalte vi til sammen om lag 154 milliarder kroner til myndighetene, hvorav om lag 63% gikk til norske myndigheter. Direkte og indirekte skatter betalt i Norge utgjorde 96,7 milliarder kroner, mens direkte og indirekte skatter betalt utenfor Norge utgjorde 27,0 milliarder i 2010. 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 30 milliarder kroner, og vi betalte i alt 0,5 milliarder kroner i bonuser for lisensene.

Vi arbeider også for å øke andelen av anskaffelser fra lokale leverandører i land utenfor OECD. I 2010 brukte vi rundt 4 milliarder kroner på varer og tjenester fra selskaper som ligger i land utenfor OECD, noe som er en økning fra 2,5 milliarder kroner i 2009.

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, blant annet i Brasil, Nigeria og Nordvest-Russland, for å gi dem de kunnskaper, kompetanse, standarder og sertifiseringer som er nødvendige for å kunne konkurrere og arbeide i olje- og gassindustrien.

Utvikling i styret

Lady Barbara Judge og Bjørn Tore Godal ble nye medlemmer av styret i Statoil ASA i august 2010. Judge er også medlem av styrets revisjonsutvalg, og Godal er medlem av styrets kompensasjonsutvalg og utvalget for helse, miljø, sikkerhet og etikk. Judge og Godal erstattet Elisabeth Grieg og Kjell Bjørndalen i styret.

Styret har hatt 16 møter i 2010 med en møtedeltakelse på 95%.

Styrets revisjonsutvalg har hatt seks møter i 2010 med 87,5% møtedeltakelse.

Kompensasjonsutvalget har hatt ti møter i 2010 med 100% møtedeltakelse.

Styrets utvalg for helse, miljø, sikkerhet og etikk har hatt ett møte i 2010 med 75% møtedeltakelse.

London, 14. mars 2011

I STYRET FOR STATOIL ASA



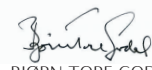
SVEIN RENNEMO
LEDER



MARIT ARNSTAD
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



BJØRN TORE GODAL



ROY FRANKLIN



LADY BARBARA JUDGE
LADY BARBARA JUDGE



EINAR ARNE IVERSEN



GRACE REKSTEN SKAUGEN



JAKOB STAUSHOLM



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 2010.

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 2010 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 2010, 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.

London, 14. mars 2011

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



MØRTEEN SVAAEN



TORGRIM REITAN
KONSERNDIREKTØR
FOR ØKONOMI OG FINANS

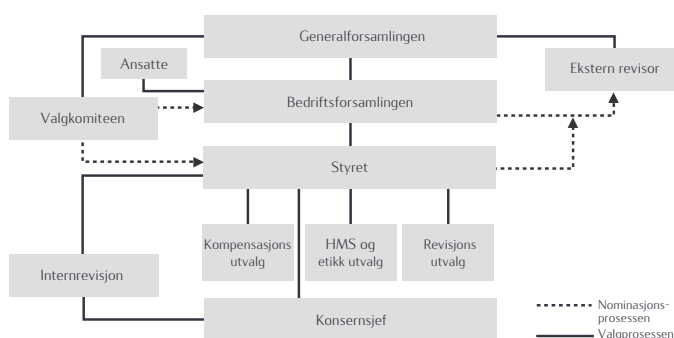


HELGE LUND
KONSERNSJEF

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



Som et selskap notert på Oslo Børs må Statoil årlig gi en redegjørelse for om Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse (anbefalingen) er blitt fulgt, og eventuelle avvik fra anbefalingen må forklares. Anbefalingen omfatter 15 hovedtemaer, og redegjørelsen skal dekke hvert av disse.

Statoils styre stiller seg bak anbefalingen og mener at Statoil har fulgt anbefalingen i løpet av 2010.

Eierstyring og selskapsledelse i praksis

Styret legger vekt på å opprettholde en høy standard for eierstyring og selskapsledelse tilsvarende norske og internasjonale standarder for beste praksis.

Statoil-konsernets struktur for eierstyring og selskapsledelse er basert på norsk lov, ettersom Statoil ASA er et norsk børsnotert allmennselskap med hovednotering på Oslo Børs. Våre aksjer er også notert på New York Stock Exchange (NYSE), og er underlagt kravene fra det amerikanske kredittilsynet (US Securities and Exchange Commission, SEC).

God eierstyring og selskapsledelse er en forutsetning for et solid og bærekraftig selskap, og vår eierstyring og selskapsledelse er bygget på åpenhet og likebehandling av våre aksjonærer. Selskapets styringssystem og kontrollrutiner bidrar til å sikre at vi driver vår virksomhet på en forsvarlig og lønnsom måte til fordel for våre ansatte, aksjonærer, samarbeidspartnere, kunder og samfunnet generelt. Vi vurderer til enhver tid gjeldende internasjonale standarder for beste praksis når det gjelder å utarbeide og utøve selskapets politikk, ettersom vi mener det er en klar sammenheng mellom god eierstyring og selskapsledelse og det å skape aksjonærverdier.

I Statoil er måten vi skaper resultatene på like viktig som de resultatene vi skaper. Statoil-boken, som gjelder for alle ansatte, setter standarden for atferd, leveranser og ledelse.

Våre verdier er retningsgivende for atferden til alle ansatte i Statoil. Våre selskapsverdier er "modig", "åpen", "tett på" og "omtenksom". Både verdiene og vår etiske holdning blir sett på som en integrert del av vår forretningsvirksomhet, og våre etiske retningslinjer blir nærmere beskrevet under punktet "Risikostyring og internkontroll."

Vi sørger også for å styre den innvirkning våre aktiviteter har på mennesker, samfunn og miljø, i samsvar med selskapets konserndirektiver for samfunnsansvar (CSR) og helse, miljø og sikkerhet (HMS). Blant de områdene som dekkes av disse direktivene finner vi menneskerettigheter, arbeidsstandarder, åpenhet og antikorrupsjon, bruk av lokal arbeidskraft og lokale anskaffelser, helse og sikkerhet, arbeidsmiljø, sikring og generelle miljømessige problemstillinger.

Selskapets system for eierstyring og selskapsledelse er nærmere beskrevet på nettstedet

<http://www.statoil.com/no/about/corporategovernance/pages/default.aspx>, hvor aksjonærer og andre interessegrupper kan lese om tema de har spesiell interesse for og lett navigere seg fram til tilhørende dokumentasjon.

Virksomhet

Statoils formål er definert i selskapets vedtekter samt nærmere spesifisert i selskapets strategi.

Statoils formål er å drive undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum og avledede produkter og andre energiformer, enten på egen hånd eller i samarbeid med andre selskaper.

Det utarbeides mål og strategier både på selskapsnivå og for hvert forretningsområde for å støtte opp dette formålet. Vår forretningsstrategi består av følgende tre hovedelementer:

- utnytte potensialet på norsk sokkel fullt ut,
- etablere og videreutvikle vekstposisjoner utenfor norsk sokkel ved å dra nytte av den kunnskapen vi har opparbeidet oss på norsk sokkel og om verdikjeder, og
- gradvis utvikle en virksomhet innenfor fornybar energi basert på synergi i forhold til vår opprinnelige virksomhet.

Alt innenfor rammen av en streng investerings-, kostnads- og økonomistyring.

Vi har absolutte krav til helse, miljø og sikkerhet. Trygg og effektiv drift er vår øverste prioritet. Vi arbeider for å dekke verdens økende energibehov, samtidig som vi viser hensyn for miljøet og gjør en aktiv innsats for å bekjempe de globale klimaendringene.

Vi bidrar til bærekraftig utvikling i forbindelse med kjerneaktivitetene vi har i de landene vi har virksomhet i. Vi arbeider for åpenhet og antikorrupsjon, og respekt for menneske- og arbeidstakerrettigheter. Det gjelder både våre egne aktiviteter og de deler av verdikjeden som vi har betydelig innvirkning på.

Vedtektene i sin helhet kan leses på selskapets web side på

<http://www.statoil.com/no/about/corporategovernance/articlesofassociation/Pages/default.aspx>.

Selskapskapital og utbytte

Styret understreker betydningen av å opprettholde et forutsigbart og attraktivt utbyttelnivå samtidig som man sørger for at selskapets egenkapital er tilpasset Statoils formål, strategi og risikoprofil.

Egenkapital

Per 31 desember 2010 var konsernets egenkapital på NOK 219,5 milliarder kroner, det vil si 34% av konsernets samlede eiendeler. Styret anser dette som hensiktsmessig gitt selskapets behov for soliditet i forhold til uttalt mål, strategi og risikoprofil.

Utbyttepolitikk

Det er vår ambisjon å øke årlig utbyttebetaling, målt i norske kroner per aksje, i takt med den langsiktige underliggende inntjeningen. Styret vurderer forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet når det skal fremmes forslag om årlig utbyttelnivå.

I tillegg til å betale kontantutbytte, vil Statoil også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes totalavkastning.

Kjøp av egne aksjer til bruk i forbindelse med aksjespareprogrammet

Siden 2004 har Statoil hatt et aksjespareprogram for sine ansatte. Formålet med dette programmet er å styrke bedriftskulturen og oppmuntre til lojalitet ved at ansatte blir deleiere i selskapet.

Generalforsamlingen i Statoil gir hvert år styret fullmakt til å kjøpe Statoil-aksjer i markedet for å fortsette aksjespareprogrammet. Fullmakten er gyldig til neste generalforsamling, men ikke lenger enn til 30. juni det påfølgende året.

Likebehandling og nærstående parter

Likebehandling av aksjeeiere er ett av kjerneprinsippene i Statoils styring og ledelse.

Statoil har én aksjeklasse, og hver aksje gir én stemme på generalforsamlingen. Vedtektene inneholder ingen begrensninger i forhold til stemmerett. Tilbakekjøp av egne aksjer som benyttes i aksjespareprogrammet for egne ansatte (eller eventuelt for etterfølgende sletting), gjennomføres via Oslo Børs.

Den norske stat som majoritetseier

Den norske stat er største aksjonær i Statoil med en eierinteresse på 67%, se mer på <http://www.statoil.com/no/InvestorCentre/Share/Shareholders/Pages/default.aspx>. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Det er erklært statlig eierskapspolitikk at staten stiller seg bak prinsippene i anbefalingen, og den norske regjeringen har uttrykt en forventning om at selskaper hvor staten har en eierinteresse følger anbefalingen. Prinsippene er presentert i statens årlige eierberetning og rapporten for 2009 finnes på nettsiden http://www.regjeringen.no/upload/NHD/Vedlegg/Eierskap/statens_eierberetning_2009.pdf.

Kontakten mellom staten som eier og oss foregår på linje med hva som gjelder for andre institusjonelle investorer. I alle saker hvor staten opptrer i egenskap av å være aksjonær, er dialogen med selskapet basert på informasjon som er tilgjengelig for alle aksjonærer. Vi sikrer at målene og intensjonene for all samhandling mellom staten og Statoil er klart definert, og krever at det er et klart skille mellom de ulike rollene staten innehar.

Staten har ingen egne styremedlemmer eller medlemmer i bedriftsforsamlingen i Statoil. Som majoritetsaksjonær har staten utpekt ett medlem av Statoils valgkomité.

Avsetning av statens olje og gass

I henhold til selskapets vedtekter er det Statoils oppgave å avsette statens olje og naturgass sammen med selskapets egen produksjon.

Den norske stat har en felles eierskapsstrategi for å maksimere den samlede verdien av sine eierinteresser i Statoil og egne olje- og gassinteresser. Denne er nedfelt i en avsetningsinstruks som pålegger Statoil i sin virksomhet på norsk sokkel å legge vekt på disse samlede eierinteressene ved beslutninger som kan ha betydning for gjennomføringen av avsetningsordningen.

Statsaksjeselskapet Petoro AS ivaretar de forretningsmessige forhold knyttet til den norske stats direkte engasjement i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel og virksomhet i tilknytning til dette.

Fri omsettelighet

Statoils vedtekter inneholder ingen omsetningsbegrensninger.

Statoils hovednotering er på Oslo Børs. Våre amerikanske depotbevis (American Depository Rights - ADR) omsettes på New York Stock Exchange. Hver Statoil ADR representerer en underliggende ordinær aksje.

Aksjene og depotbevisene er fritt omsettelige.

Generalforsamling

Generalforsamlingen er selskapets øverste styrende organ og er et demokratisk og effektivt forum for samvirke mellom aksjeeierne, styret og selskapets ledelse.

Hoveddrømmene for innkalling til og gjennomføring av den ordinære generalforsamlingen i Statoil er følgende:

I henhold til selskapets vedtekter skal den ordinære generalforsamlingen holdes innen utgangen av juni hvert år. Innkalling til generalforsamlingen og saksdokumenter offentliggjøres på Statoils hjemmeside og sendes til alle aksjonærer med kjent adresse minst 21 dager før møtet. Alle aksjonærer som er registrert i Verdipapirsentralen (VPS) vil motta invitasjon til generalforsamlingen. Andre dokumenter til Statoils generalforsamling vil gjøres tilgjengelig på Statoils nettsider. En aksjonær kan likevel kreve å få tilsendt dokumenter som omhandler saker til behandling på generalforsamlingen.

Aksjonærene har rett til å få sine forslag behandlet av generalforsamlingen, forutsatt at forslaget er framsatt skriftlig til styret i tide til at det kan medtas i innkallingen til generalforsamlingen. Aksjonærer som er forhindret fra å møte kan stemme ved fullmakt.

Påmeldingsfristen er dagen før generalforsamlingen finner sted.

Generalforsamlingen åpnes og ledes vanligvis av bedriftsforsamlingens leder. Dersom det skulle være uenighet rundt enkeltsaker hvor bedriftsforsamlingens leder tilhører en av fraksjonene, eller av andre grunner ikke regnes som upartisk, vil det utpekes en annen møteleder for å sikre uavhengighet til sakene som behandles. Generalforsamlingen holdes på norsk og oversettes fortløpende til engelsk. Siden Statoil har et stort antall aksjonærer med en stor geografisk spredning, tilbyr selskapet dem muligheten til å følge generalforsamlingen via overføring på internett med simultanoversetting til engelsk.

Følgende beslutninger tas på generalforsamlingen:

- Valg av representanter for aksjonærene til bedriftsforsamlingen og fastsettelse av bedriftsforsamlingens honorar
- Valg av medlemmer til valgkomiteen og fastsettelse av valgkomiteens honorar
- Valg av ekstern revisor og fastsettelse av revisors godtgjørelse
- Godkjenning av årsberetningen, regnskapet og eventuelt utbytte som er foreslått av styret og anbefalt av bedriftsforsamlingen
- Behandling av eventuelle andre saker som er satt opp på saklisten i møteinnkallingen

Alle aksjer har lik stemmerett på generalforsamlingen. Beslutninger på generalforsamlingen fattes vanligvis med enkelt flertall. Imidlertid kreves det, i henhold til norsk lov, spesielt flertall ved visse beslutninger, inkludert beslutninger om å fravike fortrinnsretter i forbindelse med en eventuell aksjeemisjon, godkjenning av en fusjon eller fisjon, endringer i våre vedtekter eller fullmakt til å øke eller redusere aksjekapitalen. For disse sakene kreves det godkjenning fra minst to tredjedeler av det samlede antall avgitte stemmer, i tillegg til to tredjedeler av aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen.

Møtereferat fra generalforsamlingen vil være tilgjengelig på Statoils hjemmeside rett etter møtet på <http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/AnnualGeneralMeeting/Pages/default.aspx>.

Valgkomiteen

I samsvar med Statoils vedtekter består valgkomiteen av fire medlemmer som enten er aksjonærer eller representanter for aksjonærer.

Valgkomiteen er uavhengig av både styret og den daglige ledelsen av selskapet.

Valgkomiteen har til oppgave å avgi innstilling til:

- generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen og godtgjørelse til medlemmene av bedriftsforsamlingen
- generalforsamlingen om valg av og godtgjørelse til medlemmer av valgkomiteen
- bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til styret og godtgjørelse til styrets medlemmer, og
- bedriftsforsamlingen om valg av leder og nestleder til bedriftsforsamlingen.

Medlemmene og lederen av valgkomiteen velges av generalforsamlingen, og generalforsamlingen fastsetter valgkomiteens godtgjørelse. To av medlemmene velges blant de aksjonærvalgte medlemmene av bedriftsforsamlingen. Medlemmene av valgkomiteen velges vanligvis for to år av gangen. Mer informasjon om medlemmene av Statoil ASAs valgkomité og valgkomiteens instruks finnes på vår web side <http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/ElectionCommittee/Pages/default.aspx>. Dessuten finnes det en elektronisk postkasse tilgjengelig på våre nettsider på <http://www3.statoil.com/fin/svg03595.nsf/skjema?openform&lang=en>, der aksjonærene kan sende inn forslag til komiteen, med frister for innsending av forslag i enkelte tilfeller.

Valgkomiteens instruks er fastlagt av bedriftsforsamlingens aksjonærvalgte medlemmer etter forslag fra styret. Fra 2011 vil instruksene fastsettes av generalforsamlingen. I henhold til instruksene skal valgkomiteen blant annet legge vekt på erfaring, kompetanse, kapasitet, passende rotasjon, kjønn og uavhengighet ved utarbeidelse av innstillinger.

Selskapet dekker valgkomiteens kostnader.

Valgkomiteen hadde 19 møter i 2010.

Bedriftsforsamlingen og styret

Bedriftsforsamlingens og styrets oppgaver er definert i henhold til norsk selskapsrett.

I henhold til Statoils vedtekter skal vår bedriftsforsamling bestå av 18 medlemmer, hvorav 12 medlemmer med fire varamedlemmer velges av generalforsamlingen og seks medlemmer med varamedlemmer, og tre observatører, velges av og blant våre ansatte. Bedriftsforsamlingen velger sin egen leder og nestleder av og blant sine medlemmer.

Medlemmene av bedriftsforsamlingen velges vanligvis for to år av gangen. Medlemmer av styret og ledelsen i selskapet kan ikke være medlem av bedriftsforsamlingen, men har rett til å være til stede og til å uttale seg på møter i bedriftsforsamlingen, om ikke bedriftsforsamlingen bestemmer noe annet i enkelttilfeller.

Bedriftsforsamlingens oppgaver er definert i § 6-37 i Lov om allmennaksjeselskaper.

Bedriftsforsamlingen hadde fire møter i 2010. Listen over medlemmer av bedriftsforsamlingen er tilgjengelig på vår hjemmeside <http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/CorporateAssembly/Pages/default.aspx>.

Styrets sammensetning

I følge norsk lov velger bedriftsforsamlingen Statoils styre. I samsvar med Statoils vedtekter består styret vårt av ti medlemmer. I henhold til norsk selskapslovgivning kreves det at de ansatte er representert med tre medlemmer i styret, med varamedlemmer, og syv medlemmer av styret representerer aksjonærene. Det er ikke varamedlemmer for aksjonærenes representanter i styret. Den daglige ledelsen er ikke representert i styret. Styremedlemmene velges vanligvis for to år av gangen.

Flertallet av styrets medlemmer anses som "uavhengige" styremedlemmer. Et av styremedlemmene er kvalifisert til å være "revisjonsutvalgets økonomieksperter", som definert i kravene til det amerikanske kredittilsynet (US Securities and Exchange Commission). Ingen av styremedlemmene har avtale om pensjonsordning eller etterlønn fra selskapet.

Informasjon om hvert enkelte styremedlems andre styreverv og andre verv (nåværende og nylig), alder, kompetanse og erfaring, eventuelle familieforhold innen styrende organer, informasjon om lån fra selskapet samt eierandeler i Statoil, finnes tilgjengelig på våre nettsider <http://www.statoil.com/no/about/corporategovernance/governingbodies/board/pages/default.aspx>.

Styrets arbeid

Styret i Statoil ASA er ansvarlig for den overordnede forvaltningen av Statoil-konsernet og for å føre tilsyn med konsernets aktiviteter generelt.

Styret behandler saker av stor viktighet eller av ekstraordinær karakter. Det kan imidlertid be administrasjonen om å legge fram alle typer saker for behandling. Styret utnevner konsernsjefen og fastsetter arbeidsinstruks, fullmakter og ansettelsesvilkår for konsernsjefen.

Styrets arbeid baseres på instruks som beskriver styrets ansvar, oppgaver og saksbehandling. Instruksen beskriver også konsernsjefens arbeidsoppgaver og plikter overfor styret. Styrets instruks er tilgjengelig på våre nettsider <http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/Board/Downloads/Instruks%20for%20styret%20i%20Statoil%20ASA.pdf>. I tillegg til styret, deltar medlemmer av ledelsen og andre medlemmer av toppledelsen på styremøter når de blir invitert.

Tilbakevendende saker på styrets årlige sakliste er knyttet til: helse, miljø og sikkerhet (HMS), selskapets strategi, godkjenning av forretningsplanen, godkjenning av kvartals- og årsresultater, ledelsens månedlige resultatrapportering, behandling av årsrapporten, godtgjørelse til ledende ansatte, ledervurderinger og planlegging av etterfølgere når det gjelder konsernsjefen og toppledelsen, gjennomgang av status for prosjekter, personal- og organisasjonsstrategi og -prioriteringer, vurdering av selskapets risiko og en årlig gjennomgang av styrets styrende dokumentasjon. Styret foretar også en årlig egenvurdering med innspill fra forskjellige kilder og med ekstern tilrettelegging.

Styret legger vekt på å få bedre innsikt i Statoils virksomhet ved å besøke våre produksjonsanlegg. Hele eller deler av styret besøkte i 2010 selskapets virksomhet i Brasil, Snøhvit LNG-anlegg i Hammerfest og forskningscenteret vårt i Trondheim.

Styret hadde 15 møter i 2010 og møtedeltakelsen var på 95 %.

Statoils styre har tre underutvalg.

Styrets revisjonsutvalg

Revisjonsutvalgets rolle er å bistå i utøvelsen av styrets styrings- og kontrollansvar og sikre at konsernet har et uavhengig og effektivt eksternt og internt revisjonssystem. Blant revisjonsutvalgets oppgaver ligger å holde løpende kontakt med Statoils valgte revisor vedrørende revisjonen av selskapets regnskaper. Utvalget har også tilsyn med innføring og etterlevelse av konsernets etiske retningslinjer knyttet til den finansielle rapporteringen.

Revisjonsutvalget vurderer og gir sin innstilling til valg av ekstern revisor, og har ansvar for å se til at ekstern revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de land der Statoil er børsnotert.

Styrets revisjonsutvalg hadde sju møter i 2010 og møtedeltakelsen var på 88 %.

Instruksen til styrets revisjonsutvalg er tilgjengelige på våre nettsider

<http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/BoardsAuditCommittee/Pages/default.aspx>.

Styrets kompensasjonsutvalg

Kompensasjonsutvalgets rolle er å bistå styret i arbeidet med ansettelsesvilkårene for konsernsjefen samt filosofi, prinsipper og strategi for belønning av sentrale ledere i Statoil, og saker knyttet til lederutvikling og planlegging av etterfølgere.

Styrets kompensasjonsutvalg hadde ti møter i 2010 og møtedeltakelsen var på 100 %.

Instruksen til styrets kompensasjonsutvalg er tilgjengelig på våre nettsider

<http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/BoardsCompensationCommittee/Pages/default.aspx>.

Styrets HMS- og etikkutvalg

HMS- og etikkutvalget ble etablert i 2010. Utvalgets rolle er å bistå styret i saker knyttet til helse, miljø og sikkerhet (HMS), etikk og samfunnsansvar. Utvalget fungerer som et forberedelsesorgan for styret og vil blant annet overvåke og vurdere praksisen, utviklingen og innføringen av retningslinjer, systemer og prinsipper innenfor HMS, etikk og samfunnsansvar.

Styrets HMS- og etikkutvalg hadde ett møte i 2010 og møtedeltakelsen var på 75 %.

Instruksen for styrets HMS- og etikkutvalg er tilgjengelig på våre nettsider

<http://www.statoil.com/no/about/corporategovernance/governingbodies/hseethicscommittee/pages/default.aspx>.

Risikostyring og internkontroll

Styret og selskapets ledelse er sterkt opptatt av kvaliteten på kontrollfunksjonene, og dette gjenspeiles i Statoils styringssystemer.

Risikostyring

Statoil styrer risiko for å sikre at vår drift er trygg og i samsvar med våre krav. Vår generelle tilnærming til risikostyring omfatter kontinuerlig vurdering og styring av risiko knyttet til verdikjeden vår slik at vi kan bidra til at vi når konsernets mål.

Selskapet har en egen konsernriskokomitee som ledes av konserndirektør for økonomi og finans. Komiteen møtes åtte til ti ganger i året for å gi råd og anbefalinger om Statoils risikostyring. En grundig rapport om selskapets risikostyring presenteres i kapittel 5 i årsrapporten til US Securities and Exchange Commission (SEC) på Form 20-F.

Risikostyringen i Statoil deles inn i tre hovedkategorier:

- Strategisk risiko er både risikodimensjonen i selskapets strategi og mer kortsiktig risiko innenfor forretningsplanens tidshorisont. Konsernriskokomiteen overvåker og styrer strategisk risiko.
- Taktisk risiko, som er kortsiktig handelsrisiko basert på underliggende eksponering, og som styres av linjeledelsen i de viktigste forretningssegmentene.
- Driftsrisiko dekker alle store driftsoperasjoner og underliggende risikofaktorer, og styres som en integrert del av linjelederens ansvar, på alle nivåer.

Sosial risiko, inkludert de som er knyttet til menneskerettigheter, arbeidsstandarder og transparens, vil bli inkludert i selskapets risikobilde dersom forretningsområdene gir uttrykk for at det er viktig. I tillegg arbeider vi med å etablere en egen struktur for å vurdere disse mer omfattende sosiale risikoelementer som en del av konsernets risikostyringsprosess.

Risiko som kan forsikres blir håndtert av vårt forsikrings-selskap som opererer i de norske og internasjonale forsikringsmarkedene. Videre har Statoil startet innføringen av en ny risikostyringsstrategi som innebærer styring av kontinuiteten i forretningsvirksomheten.

Ledelsens rapport om intern kontroll over finansiell rapportering

Ledelsen i Statoil ASA er ansvarlig for å etablere og opprettholde en forsvarlig intern kontroll over selskapets finansielle rapportering. Vår interne kontroll over finansiell rapportering er en prosess som under tilsyn av konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans utformes for å gi rimelig sikkerhet for en pålitelig finansiell rapportering og utarbeidelse av Statoils regnskap for eksterne formål i samsvar med IFRS slik de er vedtatt av EU. Regnskapsprinsippene som anvendes av konsernet er også i samsvar med IFRS som utgitt av International Accounting Standards Boards (IASB).

Ledelsen har vurdert effektiviteten i selskapets interne kontroll over finansiell rapportering basert på kriteriene i rammeverket «Internal Control - Integrated Framework issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). Basert på denne vurderingen har ledelsen konkludert med at Statoils interne kontroll over finansiell rapportering var effektiv per 31. desember 2010.

Statoils etiske retningslinjer og antikorrupsjonsprogram

Vår evne til å skape verdier er avhengig av en høy etisk standard, og vi arbeider målrettet for at Statoil skal være kjent for det. Vi ser på etikk som en integrert del av vår forretningsvirksomhet. Konsernet krever at alle som opptrer på våre vegne holder en høy etisk standard, og vil opprettholde en åpen dialog om etiske spørsmål både internt og eksternt.

Våre etiske retningslinjer beskriver Statoils forpliktelser og krav i forbindelse med saker av etisk karakter som gjelder vår forretningspraksis og personlige atferd.

I vår forretningsvirksomhet skal vi følge gjeldende lover og forskrifter og opptre på en etisk, bærekraftig og samfunnsansvarlig måte. Respekt for menneskerettigheter er en integrert del av Statoils verdigrunnlag.

De etiske retningslinjene gjelder for alle som arbeider for Statoil-konsernet, inkludert medlemmer av styret i Statoil og konsernets datterselskaper. De etiske retningslinjene er tilgjengelige på <http://www.statoil.com/no/about/ethicsvalues/pages/default.aspx>. Vi forventer også at våre samarbeidspartnere har etiske standarder som er i samsvar med våre etiske krav.

Statoil har en egen etikklinjé som kan brukes av ansatte som ønsker å uttrykke bekymring eller be om råd i forhold til juridisk og etisk framferd i Statoils forretningsvirksomhet.

Godtgjørelse til styret

Medlemmer av styret mottar godtgjørelse i henhold til den enkeltes rolle.

Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatavhengig, og ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet.

Informasjon om alle godtgjørelser utbetalt til de enkelte styremedlemmer er presentert i note 6 i morselskapsregnskapet.

Godtgjørelse til ledende ansatte

Statoils belønningspolitikk er forankret i selskapets personalpolitikk.

Statoils belønningspolitikk

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 konkurransedyktige markedsstrategi og lokale markedsrelasjoner
- 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 likeverdig
- Differensiere 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.

Beslutningsprosessen

Beslutningsprosessen for etablering eller endring av belønningspolitikken og -systemer og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til ledelsen følger bestemmelsene i Allmennaksjeloven §§ 5-6, 6-14, 6-16 a) samt vedtatt styreinstruks av 10. februar 2010.

Belønningskonsept for konsernledelsen

Statoils belønningskonsept for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fastlønn
- Variabel lønn
- Pensjons- og forsikringsordninger
- Etterlønsordninger
- Andre ytelser

Enkelte avvik fra de generelle prinsippene skissert under for 2 medlemmer av konsernledelsen er beskrevet i styrets "lederlønnserklæring", som vist til nedenfor.

Fastlønn

Fastlønnen 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, med referanse til "Variabel lønn" nedenfor. Grunnlønnen blir normalt vurdert en gang i året.

Langtidsinsentiv (LTI)

Statoil vil videreføre den etablerte langtidsinsentivordningen for medlemmene av konsernledelsen og et begrenset antall andre toppledere.

Langtidsinsentivordningen er et fast lønnelement for kjøp av Statoilaksjer. Lønnelementet blir beregnet i prosent av deltakernes grunnlønn og er på 20 - 30 prosent avhengig av deltakerens stilling. Deltakerne er forpliktet til å kjøpe Statoilaksjer i markedet for LTI-beløpet (etter skatt) hvert år, og er videre forpliktet til å beholde aksjene i en periode på tre år.

Langtidsinsentivordningen skal sikre at Statoils ledelse eier aksjer i selskapet og bidrar til å styrke interessefellesskapet mellom selskapets øverste ledersjikt og våre aksjeeiere. Langtidsinsentivet og det årlige variable lønssystemet utgjør et belønningskonsept som fokuserer både på kortsiktige og langsiktige mål og resultater.

Variabel lønn

Selskapets system for variabel lønn vil bli videreført i 2011. Konsernsjefen er berettiget til en prestasjonsbasert årsbonus på 25 prosent av fastlønn hvis avtalte mål er oppnådd og, hvis avtalte mål overstiges, kan konsernsjefen tildeles opp til 50 prosent av fastlønnen. Systemet har et maksimum potensial på 50 prosent av fastlønn. Konserndirektørene har en prestasjonsbasert årsbonus med et maksimalt potensial på 40 prosent av fastlønn og med en utbetaling på 20 prosent hvis avtalte mål oppnås.

Belønningspolitikkenes 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 langtidsinsentivordningen og størrelsen på det årlige LTI-elementet, er knyttet til lederens stillingsnivå i den hensikt å stimulere toppledelsens aksjeeierskap i Statoil.

Målene som utgjør grunnlaget for prestasjonsvurderingen er etablert mellom leder og ansatt som del av selskapets prestasjonsstyringsprosess.

Prestasjonsmålene settes i to dimensjoner; leveranse og atferd, som vektet likt. Leveranssmål settes for hvert av de fem perspektivene: finans; operasjoner; marked; HMS og personal og organisasjon. For hvert perspektiv settes både langsiktige strategiske mål og mer kortsiktige mål samt prestasjonsindikatorer (key performance indicators; KPI). Det avtales også et sett med aksjoner. Atferdsmålene tar utgangspunkt i Statoils verdigrunnlag og ledelsesprinsipper og omhandler den type adferd som forventes og kreves i arbeidet med å oppnå leveransmålene.

Prestasjonsvurderingen er en helhetlig evaluering av prestasjoner mot både leveranssmål og atferdsmål. KPI'ene brukes kun som indikatorer. Følgelig anvendes både skjønsmessige vurderinger og nyervervet informasjon før endelige konklusjoner treffes. De konkrete KPI-målingene vurderes blant annet opp mot aksjonenes strategiske bidrag, bærekraft i løsningene samt endrede forutsetninger av vesentlig betydning.

Denne balanserte målstyringsprosessen med et bredt sett av mål innen både leveranse- og adferdsdimensjonen, samt en helhetlig prestasjonsevaluering, reduserer i betydelig grad risikoen for at belønningspolitikken stimulerer overdreven risikotaking eller på annen måte virker mot sin hensikt.

Lederlønnserklæring

Styrets erklæring vedrørende alle elementer av belønning til konsernledelsen, i tillegg til informasjon om all godtgjørelse som er utbetalt til hvert av medlemmene i konsernledelsen, er oppgitt i note 6 i morselskapsregnskapet.

Informasjon og kommunikasjon

Statoil har fastsatt retningslinjer for selskapets rapportering av finansiell og annen informasjon. Rapporteringen er basert på åpenhet, for å ivareta kravet om likebehandling av aktørene i verdipapirmarkedet.

Formålet med retningslinjene er å sikre rask og korrekt informasjon om selskapet til våre aksjonærer og til samfunnet generelt.

En finansiell kalender og aksjonærinformasjon er tilgjengelig på nettsiden <http://www.statoil.com/no/InvestorCentre/Calendar/Pages/default.aspx> .

Investor Relations har det faglige ansvaret for å koordinere konsernets kommunikasjon med kapitalmarkedene og for relasjonene mellom Statoil og selskapets eksisterende og potensielle investorer. Investor Relations har ansvaret for å formidle og registrere informasjon i henhold til de lover og forskrifter som gjelder der Statoils verdipapirer er notert. Investor Relations rapporterer direkte til konserndirektøren for økonomi og finans.

Konsernets ledelse holder regelmessige presentasjoner for investorer og analytikere. Selskapets kvartalspresentasjoner overføres direkte over internett. Tilhørende rapporter legges ut sammen med annen relevant informasjon på selskapets nettside <http://www.statoil.com/no/investorcentre/pages/default.aspx> .

Overtakelse

Statoils vedtekter setter ingen begrensninger på aksjeoppkjøp.

Statoils styre slutter seg til prinsippene om likebehandling av alle aksjonærer, og plikter å opptre profesjonelt og i henhold til gjeldende prinsipp for god eierstyring og selskapsledelse skulle en situasjon inntreffe hvor dette punktet i anbefalingen blir aktualisert.

Revisor

I henhold til sin instruks, har styrets revisjonsutvalg (revisjonsutvalget) ansvar for å påse at konsernet underlegges uavhengig og effektiv revisjon.

Vår eksterne revisor er uavhengig i forhold til Statoil (uavhengig revisor) og er valgt av generalforsamlingen. Godtgjørelsen til uavhengig revisor godkjennes av generalforsamlingen.

I henhold til instruks for revisjonsutvalget, som er godkjent av styret, er revisjonsutvalget ansvarlig for å påse at selskapet har en uavhengig og effektiv ekstern og intern revisjon.

Hvert år fremlegger uavhengig revisor for revisjonsutvalget en plan for gjennomføring av revisjonsarbeidet.

Uavhengig revisor er til stede på styremøter som behandler utarbeidelsen av årsregnskapet.

Uavhengig revisor deltar på møter i revisjonsutvalget.

I evalueringen av uavhengig revisor legges det vekt på selskapets kompetanse, kapasitet, tilgjengelighet lokalt og internasjonalt, i tillegg til honorarets størrelse.

Revisjonsutvalget vurderer og gir innstilling til styret og generalforsamlingen når det gjelder valg av ekstern revisor, og har ansvar for å sikre at uavhengig revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de landene Statoil er børsnotert. Uavhengig revisor er underlagt amerikansk lovgivning, som krever at ansvarlig partner ikke kan inneha hovedansvaret i mer enn fem år på rad.

Revisjonsutvalget behandler alle rapporter fra uavhengig revisor før styrebehandling. Revisjonsutvalget har regelmessige møter med uavhengig revisor uten at administrasjonen er til stede.

Retningslinjer for forhåndsgodkjenning i revisjonsutvalget

I henhold til revisjonsutvalgets instruks har styret gitt revisjonsutvalget fullmakt til å forhåndsgodkjenne oppdrag som skal utføres av uavhengig revisor. Revisjonsutvalget har utarbeidet retningslinjer for administrasjonen for forhåndsgodkjenning av oppdrag som skal utføres av uavhengig revisor.

Alle revisjonsrelaterte og andre tjenester som utføres av uavhengig revisor må forhåndsgodkjennes av revisjonsutvalget. Gitt at forslaget til tjenester er tillatt i henhold til retningslinjer fra Securities and Exchange Commission i USA, blir det vanligvis gitt forhåndsgodkjenning på ordinære møter i revisjonsutvalget. Lederen av revisjonsutvalget har fullmakt til å forhåndsgodkjenne tjenester i henhold til etablerte retningslinjer, gitt at tjenester som forhåndsgodkjennes på denne måten presenteres for det samlede revisjonsutvalget på utvalgets neste møte. Noen forhåndsgodkjenninger kan derfor gis på ad hoc-basis av lederen av revisjonsutvalget dersom det er ansett som nødvendig med et hurtig svar.

I konsernregnskapet og i morselskapets årsregnskap er uavhengig revisors godtgjørelse delt mellom revisjonshonorar og honorar for revisjonsrelaterte og andre tjenester. I presentasjonen for generalforsamlingen redegjør styrelederen for fordelingen mellom revisjonshonorar og honorar for revisjonsrelaterte og andre tjenester.

Konsernregnskap

KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i millioner kroner)	Note	2010	2009	2008
DRIFTSINNETEKTER				
Salgsinntekter		526 718	462 292	651 977
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte selskaper	16	1 133	1 778	1 283
Andre inntekter		1 797	1 363	2 760
Sum inntekter	3	529 648	465 433	656 020
DRIFTSKOSTNADER				
Varekostnad		-257 427	-205 870	-329 182
Andre kostnader		-57 531	-56 860	-59 349
Salgs- og administrasjonskostnader		-11 081	-10 321	-10 964
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	14,15	-50 608	-54 056	-42 996
Undersøkelseskostnader		-15 773	-16 686	-14 697
Sum driftskostnader		-392 420	-343 793	-457 188
Resultat før finansposter og skattekostnad	3	137 228	121 640	198 832
FINANSPOSTER				
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta		-1 836	1 993	-32 563
Renteinntekter og andre finansielle poster		3 175	3 708	12 207
Renter og andre finansieringskostnader		-1 751	-12 451	1 991
Netto finansposter	11	-412	-6 750	-18 365
Resultat før skattekostnad		136 816	114 890	180 467
Skattekostnad	12	-99 169	-97 175	-137 197
Årets resultat		37 647	17 715	43 270
Tilordnet:				
Aksjonærer i morselskapet		38 082	18 313	43 265
Minoritetsinteresser		-435	-598	5
		37 647	17 715	43 270
Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer - ordinært og utvannet	13	11,94	5,75	13,58

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

(i millioner kroner)	Note	2010	2009	2008
Årets resultat		37 647	17 715	43 270
Omregningsdifferanser		2 039	-13 637	30 880
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	24	-33	3 191	-7 945
Endring i virkelig verdi på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	17	209	-66	-1 362
Skatt på inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital		16	-742	-802
Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital		2 231	-11 254	20 771
Sum innregnede inntekter og kostnader		39 878	6 461	64 041
Tilordnet:				
Aksjonærer i morselskapet		40 313	7 059	64 036
Minoritetsinteresser		-435	-598	5
		39 878	6 461	64 041

KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2010	31. desember 2009
EIENDELER			
<i>Anleggsmidler</i>			
Varige driftsmidler	14	348 204	340 835
Immaterielle eiendeler	15	39 695	54 253
Investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper	16	13 884	10 056
Utsatt skattefordel	12	1 878	1 960
Pensjonsmidler	24	5 265	2 694
Finansielle investeringer	17	15 357	13 267
Finansielle derivater	31	20 563	17 644
Finansielle fordringer	17	4 510	5 747
Sum anleggsmidler		449 356	446 456
<i>Omløpsmidler</i>			
Varelager	18	23 627	20 196
Kundefordringer og andre fordringer	19	76 139	58 895
Skattefordring		1 076	179
Finansielle derivater	31	6 074	5 369
Finansielle investeringer	20	11 509	7 022
Betalingsmidler	21	30 337	24 723
Sum omløpsmidler		148 762	116 384
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	4	44 890	0
SUM EIENDELER		643 008	562 840

KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2010	31. desember 2009
EGENKAPITAL OG GJELD			
<i>Egenkapital</i>			
Aksjekapital		7 972	7 972
Egne aksjer		-18	-15
Overkursfond		41 789	41 732
Overkursfond knyttet til egne aksjer		-952	-847
Annen egenkapital		164 935	145 909
Andre fond		5 816	3 568
Statoil aksjonærs egenkapital		219 542	198 319
Minoritetsinteresser		6 853	1 799
Sum egenkapital	22	226 395	200 118
<i>Langsiktig gjeld</i>			
Finansielle forpliktelser	23	99 797	95 962
Finansielle derivater	31	3 386	1 657
Utsatt skatt	12	78 052	76 322
Pensjonsforpliktelser	24	22 110	21 142
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	25	67 910	55 834
Sum langsiktig gjeld		271 255	250 917
<i>Kortsiktig gjeld</i>			
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	26	73 551	59 801
Betalbar skatt		46 693	40 994
Finansielle forpliktelser	27	11 730	8 150
Finansielle derivater	31	4 161	2 860
Sum kortsiktig gjeld		136 135	111 805
Forpliktelser knyttet til eiendeler holdt for salg	4	9 223	0
Sum gjeld		416 613	362 722
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		643 008	562 840

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje- kapital	Egne aksjer	Annen innskutt egenkapital	Annen innskutt egenkapital vedrørende egne aksjer	Opptjent egenkapital	Andre fond		Statoil aksjonærers egenkapital	Minoritets- interesser	Sum
							Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	Omregnings- 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 direkte 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
Fusjonsrelaterte justeringer											
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 innskutt egenkapital	Annen innskutt egenkapital vedrørende egne aksjer	Opptjent egenkapital	Andre fond		Statoil aksjonærers egenkapital	Minoritets-interesser	Sum
							Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	Omregnings-differanser			
31. desember 2008	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 direkte mot egenkapitalen						2 432	-49	-13 637	-11 254		-11 254
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden*											6 461
Utbytte						-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

*For detaljert informasjon, se Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader.

Se note 22 for *Transaksjoner som påvirker egenkapitalen*.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	Note	2010	2009	2008
OPERASJONELLE AKTIVITETER				
Resultat før skattekostnad		136 816	114 890	180 467
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>				
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	14, 15	50 608	54 056	42 996
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter		2 916	6 998	3 872
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		1 481	6 512	15 243
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster		-1 104	-526	-2 704
<u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u>				
· (Økning) reduksjon i varelager		-3 431	-5 045	2 470
· (Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer		-16 584	11 036	-1 129
· Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld		9 667	-1 365	-5 466
(Økning) reduksjon i kortsiktige finansielle investeringer		-4 487	2 725	-6 388
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	31	-594	-9 360*	4 934*
Betalte skatter		-92 266	-100 473	-139 604
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		-2 207	-6 447*	7 842*
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		80 815	73 001	102 533
INVESTERINGSAKTIVITETER				
Kjøp av virksomhet		0	0	-13 120
Investeringer i varige driftsmidler		-66 710	-67 152	-58 529
Balanseførte undersøkelsesutgifter		-3 941	-7 203	-6 821
Tilgang av andre immaterielle eiendeler		-7 628	-795	-10 828
Endring i utlån og andre langsiktig poster		-3 972	-1 636	-1 910
Salg av eiendeler		1 909	1 430	5 371
Mottatt forskuddsbetaling for eiendeler holdt for salg transaksjoner		4 124	0	0
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter		-76 218	-75 356	-85 837

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	Note	2010	2009	2008
FINANSIERINGSAKTIVITETER				
Ny langsiktig rentebærende gjeld		15 562	46 318	2 596
Nedbetaling langsiktig gjeld		-3 249	-4 905	-2 864
Beløp betalt (til)/fra minoritetsaksjonærer		5 489**	421	179
Betalt utbytte	22	-19 095	-23 085	-27 082
Kjøp egne aksjer	22	-294	-343	-308
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet		2 154	-7 115	10 450
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter		567	11 291	-17 029
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler		5 164	8 936	-333
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		450	-2 851	707
Betalingsmidler ved årets begynnelse		24 723	18 638	18 264
Betalingsmidler ved årets utgang		21	24 723	18 638
Betalte renter		2 591	2 912	2 771
Mottatte renter		2 080	3 962	4 544

*Det er blitt foretatt en reklassifisering mellom de merkede linjene på henholdsvis 3 678 og -6 924 millioner kroner for årene 2009 og 2008. Dette for at tallene skal bli sammenlignbare med tallene for 2010. Reklassifiseringen påvirket ikke Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter og ble ansett som uvesentlige i forhold til de tidligere utgitte regnskaper.

**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 22 *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, avledede produkter og andre energiformer.

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

Statoils olje- og gassvirksomhet og lisensandelene på norsk sokkel var inntil 31. desember 2008 eiet av både Statoil ASA og Statoil Petroleum AS. Med virkning fra 1. januar 2009 overførte Statoil ASA sine lisensandeler på norsk sokkel til sitt heleide datterselskap Statoil Petroleum AS. Etter dette tilhører alle konsernets eierandeler på norsk sokkel Statoil Petroleum AS. Som en følge av denne konserninterne omorganiseringen endret morselskapets drift og transaksjoner innhold, og Statoil ASAs funksjonelle valuta ble på den bakgrunn endret fra NOK til USD fra samme dato med prospektiv virkning. Statoil Petroleum ASs funksjonelle valuta forble uendret og er fortsatt NOK. Statoilkonsernets presentasjonsvaluta er fortsatt NOK.

Statoils konsernregnskap for 2010 ble godkjent av styret i henhold til vedtak av 14. mars 2011.

2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Det konsoliderte regnskapet for Statoil ASA og dets datterselskaper ("Statoil") er avlagt 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.

Standarder og fortolkninger som ikke ennå er implementert

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 2013, 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.

Revidert versjon av IAS 24 *Opplysninger om nærstående parter*, utgitt i november 2009, definerer begrepet nærstående part og etablerer noteopplysningskrav i denne forbindelse, og vil tre i kraft 1. januar 2011. Statoil forventer ikke at den reviderte standarden vil medføre vesentlige endringer i omfanget av noteopplysninger knyttet til nærstående parter, og vil følge standardens krav og gi de påkrevde noteopplysninger ved implementeringen.

Endringer i IFRIC 14 *Begrensninger av en netto ytelsesbasert pensjonseiendel, minstekrav til finansiering og samspillet mellom dem*, utgitt i november 2009, trer i kraft 1. januar 2011 og forventes ikke å ville ha vesentlig effekt på Statoils netto resultat eller egenkapital ved implementeringen.

Forbedringer til IFRS 2010, utgitt i mai 2010, vil tre i kraft for regnskapsperioder som begynner henholdsvis 1. juli 2010 eller senere, eller 1. januar 2011, avhengig av hvilken standard som omfattes, og inkluderer endringer i en rekke regnskapsstandarder. Ingen av endringene forventes å ville ha vesentlig effekt på Statoils netto resultat eller egenkapital, eller på klassifiseringer i balanse eller resultatregnskap. Der endringene omfatter innholdet i noteopplysninger vil Statoil følge de endrede kravene ved implementeringen når dette er relevant.

Endringer i IFRS 7 *Finansielle Instrumenter - opplysninger*, utgitt i oktober 2010, omfatter risikoeksponering ved overføring av eiendeler og vil tre i kraft for regnskapsår som begynner etter 1. juli 2011. 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.

Endringer i IAS 32 *Klassifisering av rettighetsutstedelser* (utgitt i november 2009 og med ikrafttredelse for regnskapsår som begynner 1. februar 2010 eller senere), IFRIC 19 *Oppgjør av finansielle forpliktelser med egenkapitalinstrumenter* (utgitt i november 2009 og med ikrafttredelse for regnskapsår som begynner 1. juli 2010 eller senere) og endringer i IAS 12 *Inntektsskatt* (utgitt i desember 2010 og med ikrafttredelse for regnskapsår som begynner 1. januar 2012) er for tiden ikke relevante for Statoil.

Vesentlige endringer i regnskapsprinsipper

Statoil implementerte endringer i estimerings- og noteopplysningskravene for olje- og gassreserver 31. desember 2009. For ytterligere informasjon henvises det til "Skjønn og usikkerhet i estimater; sikre olje- og gassreserver".

Revidert versjon av IFRS 3 *Virksomhetssammenslutninger*, utgitt i januar 2008 og implementert i regnskapet 1. januar 2010, dekker definisjon, identifisering, regnskapsføring av og noteopplysninger vedrørende virksomhetssammenslutninger, inkludert trinnvise virksomhetssammenslutninger. Implementeringen av revidert IFRS 3 den 1. januar 2010 har ikke hatt vesentlig effekt på Statoils netto resultat, eiendeler, gjeld eller egenkapital.

Revidert versjon av IAS 27 *Konsernregnskap og separat finansregnskap*, utgitt i januar 2008 og implementert i regnskapet 1. januar 2010, dekker i hovedsak oppdateringer knyttet til regnskapsføring av minoritetsinteresser og tap av kontroll av et datterselskap, og trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. juli 2009 eller senere. Implementeringen av revidert IAS 27 den 1. januar 2010 har ikke hatt vesentlig effekt på Statoils netto resultat, eiendeler, gjeld eller egenkapital.

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 opphører.

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

Felleskontrollerte eiendeler, tilknyttede selskap og felleskontrollert virksomhet

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 kontrollert virksomhet blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden. Investeringer i foretak hvor konsernet ikke har kontroll eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsipper, klassifiseres som tilknyttede selskap og regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

Statoil som operatør for felleskontrollerte eiendeler

Indirekte kostnader som personalkostnader akkumuleres i kostnadspooler. Slike kostnader blir allokert til forretningsområder og Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert til de andre partners 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 vurderer samlet rapportering av driftssegmenter når disse tilfredsstillende gitte aggregeringskriterier. Kvantitative minimumsgrenser for rapportert driftsinntekt, netto driftsresultat og eiendeler legges også til grunn. De rapporterte segmentene er i tråd med intern rapportering til Statoils konsernledelse. Regnskapsprinsippene som anvendes av de rapporteringspliktige driftssegmentene samsvarer med Statoils regnskapsprinsipper som beskrevet i denne noten.

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 kursen 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 kursen 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 kursen på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på gjennomsnittlige månedskurser, som tilnærmet tilsvarer kursen 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 (integreerte aktiviteter og eiendeler som kan utføres og styres med henblikk på å frembringe avkastning direkte til investorer) er en virksomhetssammenslutning. Skjønn må utøves i hvert enkelt tilfelle for å vurdere hvorvidt oppkjøpet tilfredsstillende 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 leteliser 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. Anskaffelseskost som overstiger virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler og overtatte forpliktelser regnskapsføres som goodwill.

Goodwill ved oppkjøp måles til anskaffelseskost på oppkjøpstidspunktet. I etterfølgende perioder måles goodwill til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte tap ved verdifall.

Goodwill kan også oppstå ved investering i felleskontrollert virksomhet og 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 felleskontrollert virksomhet og tilknyttet selskap. En eventuell nedskrivning vil fremkomme 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 eiendomsrett og risiko overføres til kunden, normalt på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktfestede 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 innebærer 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 avsatt 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").

Fysiske råvaresalg og -kjøp som ikke gjøres opp på nettbasis 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 deltakelse 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 angjeldende selskaps eget navn, og de tilhørende kostnader, bruttoføres imidlertid i Statoils konsernregnskap når datterselskapet ansees å fremstå som prinsippal 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. Regnskapsprinsipp for aksjebasert avlønning og 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 datoen 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 er utviklingskostnader som 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 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 inkluderes også skatteeffekten i inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital.

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 skattekrav 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 fordelene 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 ilegges en særskatt på resultatet fra petroleumsvirksomheten. Særskatten ilegges for tiden med en skattesats på 50 prosent og kommer i tillegg til ordinær inntektsskatt på 28 prosent, slik at total marginal skattesats på resultat fra petroleumsvirksomheten utgjør 78 prosent. Grunnlaget for beregning av petroleumsskatt tilsvarer grunnlaget for beregning av normal inntektsskatt, med unntak av at tap som er pådratt knyttet til selskapets virksomhet på land ikke kommer til fradrag, og at det innrømmes en friinntekt med 7,5 prosent 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. Friinntekten innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets selvangivelse og påvirker periodeskatt. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang.

Undersøkelles- 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, blir også disse utgiftene regnskapsført på samme måte som egne undersøkelses- og utbyggingsutgifter etter hvert som undersøkelses- og utbyggingsarbeidet gjennomføres. Nedsalg i eierandeler i undersøkelseslisenser ("farm-out" avtaler) regnskapsføres med kontinuitet uten regnskapsføring av gevinster og tap.

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 forsvares eller der økonomisk lønnsomhet for større investeringer vil avhenge av vellykket gjennomføring av ytterligere leteboring, vil forbli balanseført i løpet av evalueringsperioden 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 byttransaksjonen mangler forretningsmessig innhold eller 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 tilflytte 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 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 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 fullført salg innen ett år fra tidspunktet for klassifisering. Forpliktelse 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 ferdigstilleelsesgraden 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 Finansielle forpliktelser. 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.

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 plikt til å betale for tilgang til visse kapasitetsvolumer knyttet til transport, terminal, lager, o.l. Slike kapasitetskontrakter som ikke vedrører særskilte enkelteieendeler, eller som ikke omfatter 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 gass ressurser, 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 kontraktsmessige 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 "Undersøkelser- 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, nedskrives eller amortiseres. 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 er finansielle derivater holdt for omsetning. 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 kontraktsmessige rettighetene 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 immaterielle eiendeler og 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 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 eiendelens 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 risikjustert 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 undersøkelseseiendeler) 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 forholdsmessig. 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 balanseførte 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 fakturert beløp eller avregningsbeløp.

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

Finansielle forpliktelser fraregnes i balansen når den kontraktsmessige forpliktelsen utløper, blir oppfylt eller kansellert. 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 derivateiendeler 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 vertskontrakter 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 vertskontrakten, og vertskontrakten 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 vertskontrakten hvis den er indekset til det relevante aktive markedet. En prisformel indekset 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 vertskontrakten hvis prisformelen er basert på relevante indekser 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 nåverdien av forpliktelsen, og virkelig verdi av eventuelle pensjonsmidler trekkes fra. Diskonteringsrenten som benyttes fastsettes med henvisning til markedsrenten på balansedagen og reflekterer løpetiden til selskapets forpliktelser. 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 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 ytelser 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 allokert 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 eller avkorting blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuariemessige forutsetninger og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes 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 følgende 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 utbetalinger, forutsatt at forpliktelsen kan estimeres pålitelig. Hvis tidsverdien er vesentlig beregnes avsetningen som den neddiskonterte 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 utbetalinger, innregnes ikke, men opplyses om i note med angivelse av usikkerhet knyttet til beløp og tidsavgrensing 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 uunngåelige utgiftene ved å oppfylle pliktene 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.

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 forpliktelsen kan estimeres med tilstrekkelig grad av pålitelighet. Estimater baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. Forpliktelsen 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. Forpliktelsen inngår i Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld i balansen. Forpliktelsen beregnes til nåverdien av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav og betingelser. For raffineri- og prosesseringsanlegg 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 forpliktelsen 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 forpliktelsen 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, men er ikke begrenset til, råvarebaserte terminkontrakter, opsjoner, 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 verdsettelsesmetoder. Disse omfatter bruk av nylig foretatte markedstransaksjoner på armlengdes avstand, henvisning til virkelig verdi av et annet instrument som er praktisk talt det samme, diskonterte kontantstrømsberegninger og prisingsmodeller. I verdsettelsesmetodene tar Statoil også hensyn til motpartens og egen kredittrisiko 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 indekser i kontraktene og forventninger til terminpriser og marginer når det ikke foreligger tilgjengelige markedspriser. Virkelig verdi av rente- og valutabytteavtaler baseres på relevante noteringer fra aktive markeder, på tilsvarende noterte instrumenter og andre hensiktsmessige verdsettelsesmetoder.

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 kontinentalsokkelen. 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 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.

Estimering under usikkerhet

Utarbeidelse av konsernregnskap krever at ledelsen benytter estimater og bygger på forutsetninger som påvirker rapporterte beløp for eiendeler og gjeld, inntekter og kostnader. Estimatenes 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. Estimatenes 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, raffineringmarginene, kursene på utenlandsk valuta, rentesatser samt finansielle instrumenter hvor virkelig verdi utledes 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). Med virkning fra 31. desember 2009 reviderte SEC Regel 4-10 til "Regulation S-X" og endret en rekke krav til estimering av olje- og gassreserver. På prospektiv basis medfører den reviderte regelen anvendelse av 12-måneders prisgjennomsnitt i stedet for en enkelt årslutt-pris i estimeringen av reservene, og tillater inkludering av utradisjonelle reserver som ekstraksjon av bitumen fra oljesand. Det amerikanske Financial Accounting Standards Board (FASB) oppdaterte samtidig sine krav til Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass i tråd med SECs endringer. Statoil estimerer at implementering av endringene har hatt uvesentlig innvirkning på konsernets sikre reserver og på avskrivninger etter produksjonshetsmetoden. Imidlertid påvirker de nye reglene, som ble implementert på prospektiv basis, sammenlignbarheten mellom regnskapsår.

Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer og kapasitet på installerte anlegg. For fremtidige utbyggingsprosjekter inkluderes bare sikre reserveestimerer når det eksisterer en tilstrekkelig forpliktelse til prosjektfinansiering og gjennomføring og når relevante godkjenninger er mottatt fra regulatorer og myndigheter eller vil bli mottatt med rimelig grad av sikkerhet. Påliteligheten 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 estimater. 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 tidspunkt reserveestimatet blir utarbeidet. Estimatenes 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 produksjonshetsavskrivninger.

Forventede olje- og gassreserver. Konsernets eksperter har estimert Statoils forventede olje- og gassreserver, som er forskjellige fra sikre reserver, på basis av bransjestandarder. Reserveestimerer blir benyttet ved testing av oppstrøms-eiendeler i forbindelse med nedskrivningsvurderinger og ved beregning av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser. Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, kapasitet på installerte anlegg og driftstillatelsbegrensninger. Påliteligheten 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 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 forbli 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 inntjening 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 skjønsmessige 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 tilsier 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 evalueringsfase 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 komplekse 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, raffineringmarginene, 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 konsernivå. 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 forpliktelsen 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. Estimaterne 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. Estimaterne inkluderer forutsetninger om hvor lang tid det vil ta å fjerne installasjonene og om hva dagratene for rigg, marine operasjoner og tungløftlektene 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 forventninger 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.

Inntektsskatt. 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 komplekse regler, identifisere og implementere endringer i regelverket, samt forutse fremtidig inntjening for å kunne anvende utsatte skattefordeler knyttet til fremførbare underskudd.

3 Segmentinformasjon

Informasjon om segmentene

For årene dekket i dette regnskapet organiserte Statoil virksomheten innenfor følgende segmenter; Undersøkelse og produksjon Norge, Internasjonal undersøkelse og produksjon, Naturgass, Foredling og markedsføring og Fuel and Retail. Segmentene Undersøkelse og produksjon Norge og Internasjonal undersøkelse og produksjon leter etter, utvikler og produserer råolje og naturgass og utvinner NGL (natural gas liquids). Segmentet Naturgass transporterer og markedsfører naturgass og naturgassprodukter. Foredling og markedsføring har ansvaret for petroleumsraffinering og markedsføring av alle petroleumsprodukter med unntak av naturgass og NGL. Fuel and Retail selger drivstoff og relaterte produkter hovedsaklig til sluttbrukere.

"Øvrig virksomhet" inkluderer Konsernstaber og finans, Teknologi & Ny Energi og Prosjekter. "Elimineringer" inkluderer elimineringer av internt salg og intern urealisert fortjeneste, hovedsakelig fra salg av olje og oljeprodukter. Interne salg beregnes basert på estimerte markedspriser.

Oppdelingen i segmenter samsvarer med den interne rapporteringen til selskapets beslutningstaker, definert som selskapets konsernledelse (KL). Driftssegmentene er fastsatt ut fra forskjeller i virksomhet, produkter, tjenester og geografisk aktivitet. Statoil benytter Resultat før finansposter og skattekostnad som mål for segmentets resultat. Finansielle poster, skattekostnad og utsatt skattefordel blir ikke allokert til segmentene. Måling av segmentenes resultat følger samme regnskapsprinsipper som i konsernregnskapet som beskrevet i note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper*.

Statoils interne ledelsesrapportering ble endret og medførte endringer i Statoils driftssegmenter med virkning fra fjerde kvartal 2010. Aktiviteten i Statoil Fuel and Retail (SFR) ble tidligere rapportert som del av segmentet Foredling og produksjon. Etter børsnoteringen blir SFR nå rapportert separat til selskapets konsernledelse og er vurdert å utgjøre et separat driftssegment. I tabellene nedenfor er aktiviteten i SFR og Foredling og markedsføring presentert i henhold til den nye segmentstrukturen. Sammenligningsperioder er omarbeidet tilsvarende.

Nedenfor presenteres segmentdata for årene 2010, 2009 og 2008:

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Fuel and Retail	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
Året 2010								
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	4 101	8 358	84 480	367 782	62 283	1 511	0	528 515
Salg mellom segmenter	166 571	41 930	2 765	39 224	3 571	2 207	-256 268	0
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte selskaper	56	707	276	226	4	-136	0	1 133
Sum inntekter	170 728	50 995	87 521	407 232	65 858	3 582	-256 268	529 648
Resultat før finansposter og skattekostnad	115 615	12 623	8 511	-1 973	2 354	170	-72	137 228
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat								
- Avskrivning og amortiseringer	26 019	15 183	1 916	1 055	1 215	693	0	46 081
- Årets nedskrivning	0	1 469	0	2 913	97	48	0	4 527
- Råvarebaserte derivater	-1 866	0	4 542	-226	0	0	0	2 450
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader balanseført i tidligere år	1 441	1 470	0	0	0	0	0	2 911
Investeringer i								
egenkapitalkonsoliderte selskaper	133	8 842	2 629	712	43	1 525	0	13 884
Segmentets øvrige anleggsmidler*	188 194	133 482	36 078	15 895	11 115	3 135	0	387 899
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	0	44 890	0	0	0	0	0	44 890
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene*								47 573
Totale anleggsmidler og eiendeler klassifisert som holdt for salg								
								494 246
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler**								
	31 902	40 385	2 995	3 348	829	969	0	80 428

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

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

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Fuel and Retail	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
Året 2009								
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	4 153	12 301	96 973	292 990	55 951	1 287	0	463 655
Salg mellom segmenter	154 431	28 459	1 241	30 583	1 404	2 295	-218 413	0
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte selskaper	79	1 075	399	253	27	-55	0	1 778
Sum inntekter	158 663	41 835	98 613	323 826	57 382	3 527	-218 413	465 433
Resultat før finansposter og skattekostnad	104 318	2 599	18 488	-1 809	1 268	-1 146	-2 078	121 640
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat								
- Avskrivning og amortiseringer	25 653	16 231	1 778	1 178	1 212	687	0	46 739
- Årets nedskrivning	0	873	1 001	5 369	0	74	0	7 317
- Råvarebaserte derivater	-1 781	0	-2 814	1 072	0	-122	0	-3 645
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader balanseført i tidligere år	1 177	5 821	0	0	0	0	0	6 998
Investeringer i								
egenkapitalkonsoliderte selskaper	214	4 962	2 829	682	235	1 134	0	10 056
Segmentets øvrige anleggsmidler	175 998	152 678	34 797	16 813	11 774	3 028	0	395 088
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene*								41 312
Totale anleggsmidler								446 456
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler**								
	34 875	39 354	2 528	5 010	2 608	1 340	0	85 715

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

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

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Fuel and Retail	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
Året 2008								
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	2 879	10 289	108 704	456 940	73 225	2 700	0	654 737
Salg mellom segmenter	216 882	35 031	1 882	38 583	-13	2 212	-294 577	0
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte selskaper	82	809	225	222	-6	-49	0	1 283
Sum inntekter	219 843	46 129	110 811	495 745	73 206	4 863	-294 577	656 020
Resultat før finansposter og skattekostnad	166 907	12 784	12 541	4 693	-145	-731	2 783	198 832
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat								
- Avskrivning og amortiseringer	24 043	11 619	2 310	1 083	1 034	596	0	40 685
- Årets nedskrivning	0	2 063	0	0	0	248	0	2 311
- Nedskrivning varelager	0	0	24	5 203	0	0	-1 377	3 850
- Råvarebaserte derivater	-109	0	-1 341	-1 306	0	-37	0	-2 793
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader balanseført i tidligere år	749	2 957	0	0	0	0	0	3 706
Investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper	149	6 114	4 898	786	277	416	0	12 640
Segmentets øvrige anleggsmidler	165 493	160 580	35 735	22 398	12 022	3 854	0	400 082
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene*								20 889
Totale anleggsmidler								433 611
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler**	34 941	48 694	2 041	6 611	1 877	1 256	0	95 420

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

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

Se note 14 *Varige driftsmidler* og note 15 *Immaterielle eiendeler* for informasjon vedrørende nedskrivning regnskapsført i segmentene Internasjonal undersøkelse og produksjon og Foredling og markedsføring.

Geografisk inndeling

Statoil har aktivitet i 42 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 til segment baseres på eiendelens lokalisering.

Nedenfor presenteres geografiske data for 2010, 2009 og 2008.

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
Året 2010						
Norge	227 122	72 643	47 551	47 332	16 725	411 373
USA	22 397	7 817	1 815	14 918	5 771	52 718
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 egenkapitalkonsoliderte selskaper)	254 027	84 840	49 571	107 485	32 592	528 515
--	---------	--------	--------	---------	--------	---------

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
Året 2009						
Norge	182 353	80 018	34 655	45 927	18 137	361 090
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 egenkapitalkonsoliderte selskaper)	212 167	88 532	34 926	102 367	25 663	463 655
--	---------	--------	--------	---------	--------	---------

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
Året 2008						
Norge	260 171	79 813	44 536	79 659	31 105	495 284
USA	24 712	8 795	1 660	20 182	2 545	57 894
Sverige	0	0	0	23 428	2 618	26 046
Danmark	0	0	0	16 858	2 558	19 416
Singapore	11 203	1 906	0	0	0	13 109
Storbritannia	1 982	10 878	2	0	2 800	15 662
Andre	7 305	930	198	16 885	2 008	27 326

Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte selskaper)	305 373	102 322	46 396	157 012	43 634	654 737
--	---------	---------	--------	---------	--------	---------

Konsernets eiendeler henført til geografiske områder

(i millioner kroner)	2010	2009	2008
Norge	239 363	228 153	220 794
USA	53 635	38 993	50 587
Brasil	37 008	29 549	15 743
Angola	29 050	23 345	23 807
Canada	24 495	20 533	17 151
Aserbadsjan	17 296	17 331	21 396
Algerie	9 308	9 265	11 270
Andre områder	36 518	37 975	47 769
Sum anleggsmidler (eksklusive utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle eiendeler) og eiendeler klassifisert som holdt for salg per 31. desember	446 673	405 144	408 517

Store kunder

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

4 Eiendeler klassifisert som holdt for salg

Den 21. mai 2010 inngikk Statoil en avtale med Sinochem Group om å selge 40 prosent av det brasilianske offshore tungoljefeltet Peregrino. Etter transaksjonen vil Statoil ha en eierandel på 60 prosent og ha felles kontroll med Peregrino-eiendelene sammen med Sinochem. Statoil vil fortsette som operatør for feltet som er forventet å starte produksjon første halvår 2011.

Sinochem Group vil betale til sammen 3,1 milliarder amerikanske dollar i kontanter for sin 40 prosent eierandel i netto eiendeler, gjennom kjøp av aksjer i ulike Statoil-enheter. Transaksjonen avhenger av nødvendige godkjenninger fra brasilianske myndigheter. Vederlaget er basert på en økonomisk dato satt til 1. januar 2010 og vil bli korrigert for overtatt arbeidskapital og en forholdsmessig andel av utgifter til drift og investeringer pådratt i perioden mellom økonomisk dato og dato for endelig lukking av transaksjonen. Per 1. januar 2010 var netto bokført verdi på Peregrino-eiendelene 21,4 milliarder kroner (100 prosent). Transaksjonen vil bli regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon når transaksjonen lukkes, som er forventet å skje i løpet av første halvår 2011.

Som følge av avtalen er bokført verdi på eiendeler og forpliktelser knyttet til nedsalget blitt klassifisert som holdt for salg i selskapets konsernbalanse. Eiendeler og forpliktelser er klassifisert som holdt for salg på 100 prosent nivå for enheter som er gjenstand for transaksjonen. Dette gjelder også for enheter hvor Statoil beholder felles kontroll gjennom gjenværende 60 prosent eierandel etter transaksjonen. Eiendeler og forpliktelser som knytter seg til Peregrinolisensen, men eies gjennom selskaper som ikke er gjenstand for transaksjonen med Sinochem, er ikke klassifisert som holdt for salg. De kortsiktige og langsiktige finansielle forpliktelsene klassifisert som holdt for salg i tabellen nedenfor gjelder seg til en finansiell lease forpliktelse direkte knyttet til Peregrinolisensen. En tilsvarende finansiell lease eiendel er inkludert i beløpet for varige driftsmidler klassifisert som holdt for salg.

Den 21. november 2010 inngikk Statoil en avtale med PTT Exploration and Production (PTTEP) om å selge en 40 prosent eierandel i Statoils oljesandsprosjekt Kai Kos Dehseh i Alberta, Canada, organisert som salg av eierandel i et juridisk selskap. Etter transaksjonen vil Statoil ha en eierandel på 60 prosent og ha felles kontroll med prosjektets eiendeler sammen med PTTEP. Statoil vil fortsette som ledende partner og operatør i prosjektet.

Samlet kontantvederlag er på 2,3 milliarder amerikanske dollar og vil bli korrigert for overtatt arbeidskapital og en forholdsmessig andel av utgifter til drift og investeringer pådratt i perioden mellom økonomisk dato, satt til 1. januar 2011, og dato for endelig lukking av transaksjonen. Per 31. desember 2010 var netto bokført verdi av eiendelene i Kai Kos Dehseh prosjektet 21,2 milliarder kroner (100 prosent).

Per 31. desember 2010 var transaksjonen avhengig av nødvendige godkjenninger fra Canadiske myndigheter. Disse godkjennelsene er blitt gitt i januar 2011 og transaksjonen ble lukket den 21. januar 2011. Transaksjonen vil bli regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon i 2011.

Som følge av avtalen er bokført verdi på eiendeler og gjeld knyttet til nedsalget blitt klassifisert som holdt for salg i selskapets konsernbalanse på 100 prosent nivå.

Tabellen nedenfor spesifiserer eiendeler og gjeld klassifisert som holdt for salg:

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

5 Virksomhetssammenslutninger

I 2008 økte Statoil sin eierandel i det brasilianske offshore tungoljefeltet Peregrino fra 50 til 100 prosent etter å ha ferdigstilt en avtale om å kjøpe Anadarkos 50 prosent eierandel den 10. desember 2008. Statoil betalte et kontantvederlag på 1,8 milliarder amerikanske dollar, inkludert utgifter påløpt i perioden 1. januar til 10. desember 2008 for 100 prosent av aksjene i Anadarkos heleide selskap Anadarko Petroleo Ltda og Anadarkos 50 prosent andel i selskapet South Atlantic Holding BV. Avhengig av fremtidige oljepriser over et avtalt minimumsnivå vil Statoil i tillegg betale et beløp begrenset oppad til 0,3 milliarder amerikanske dollar før skatt knyttet til inntjening fra Peregrinofeltet i perioden frem til 2020. Verdien av det betingede elementet i vederlaget ble på oppkjøpstidspunktet vurdert til 0,2 milliarder amerikanske dollar og er medtatt i anskaffelseskost for kjøpet. Oppkjøpet av Peregrino er blitt vurdert som en virksomhetssammenslutning etter IFRS 3 (2004) og endringer i verdien av det betingede elementet i vederlaget vil bli regnskapsført som en justering av balanseført verdi på de anskaffede eiendelene. Det betingede elementet ble estimert til 0,3 milliarder amerikanske dollar per 31. desember 2010. Transaksjonen er bokført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

I mai 2010 avtalte Statoil med Sinochem å selge en 40 prosent eierandel i Peregrinoprojektet. Se note 4 *Eiendeler klassifisert som holdt for salg* for ytterligere informasjon om nedsalget.

6 Oppkjøp og salg av eiendeler

Den 8. oktober 2010 signerte Statoil en kjøps- og salgavtale med Talisman Energy Inc. og Enduring Resources LLC hvor Statoil, gjennom en 50/50 felles kontrollert enhet, kjøpte 67 000 acre (271 kvadratkilometer) i Eagle Ford formasjonen i Sørvest-Texas. Transaksjonen er regnskapsført som et kjøp av eiendeler. Totalt vederlag for Statoils andel er 0,9 milliarder amerikanske dollar. Transaksjonen ble slutført den 8. desember 2010 og er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Deler av de oppkjøpte eiendelene er organisert gjennom en felleskontrollert enhet og blir regnskapsført under egenkapitalmetoden.

I november 2008 kjøpte Statoil en 32,5 prosent eierandel i skifer-gassområdet Marcellus formasjonen fra Chesapeake Appalachia, L.L.C. Marcellus formasjonen strekker seg over 1,8 millioner acre (7 300 kvadratkilometer) i Appalachene i det nordøstlige USA. Statoil betalte 1,3 milliarder amerikanske dollar kontant og vil i tillegg betale 2,1 milliarder amerikanske dollar i form av fremtidig dekning av 75 prosent av Chesapeake sine bore- og kompletteringsutgifter i perioden 2009 til 2012. Marcellus eiendelene er i undersøkelses- og evalueringsfasen og den fremtidige dekningen av Chesapeake sine utgifter vil bli regnskapsført når utgiftene pådras etter hvert som bore- og kompletteringsarbeidet gjennomføres. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

I februar 2008 ble Statoil sin deltakelse i Petrocedeño prosjektet (tidligere Sincor prosjektet) redusert fra 15 prosent til 9,677 prosent som følge av omdanningen av Sincor prosjektet til det felleskontrollerte selskapet Petrocedeño, S.A., som har 60 prosent deltakelse fra den venezuelanske stat gjennom dens heleide selskap Petroleos de Venezuela, S.A. Petrocedeño prosjektet innebærer utnyttelse av ekstra tung råolje fra reservoarene i Orinoco beltet offshore Venezuela. En regnskapsmessig gevinst på 1,1 milliarder kroner etter skatt ble i 2008 regnskapsført i Konsernresultatregnskapet i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Statoils gjenværende eierandel i Petrocedeño er regnskapsført etter egenkapitalmetoden, mens den tidligere eierandelen i Sincor prosjektet ble regnskapsført linje for linje som en eiendel under felles kontroll.

7 Kapitalstyring

Kapitalstyring

Statoils retningslinjer for kapitalstyring er å maksimere verdiskaping over tid, og samtidig beholde en sterk finansiell posisjon og en langsiktig kreditt-rating 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 kontantstrøm-effekter 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, avsetningsinstruksjonen mellom Statoil og SDØE og likviditetsposisjoner fra konsernets forsikringsselskap.

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

Kreditt-rating

Kreditt-rating 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 kreditt-rating fra Moody's og Standard & Poor's og vår fastsatte strategi er å ha en kreditt-rating 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 eksternt rentebærende gjeld og deretter yter lån eller egenkapital til heleide datterselskap for å finansiere kapitalbehov innenfor konsernet. Med effekt fra 1. januar 2009 overførte Statoil ASA eierrettighetene til sine lisenser på norsk sokkel til Statoil Petroleum AS. Etter denne overføringen er majoriteten av konsernets eiendeler eiet av Statoil Petroleum AS. Med virkning fra samme dag påtok Statoil Petroleum AS seg å være 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 utbytteregulering 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 utbytteneivå, 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 inntjening. Statoil understreker betydningen av å opprettholde et attraktivt utbytteneivå (dividende og inkluder eventuelt tilbakekjøp av egne aksjer) også i fremtiden.

8 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 med det formål å unngå sub-optimalisering og å utnytte korrelasjoner som eksisterer på konsernnivå. Å enkelt kun legge sammen de ulike markedsrisikoene, uten å ta hensyn disse korrelasjonene, ville ha medført en overestimert total markedsrisiko. Som følge av dette utnytter konsernet korrelasjoner mellom alle de viktigste markedsrisikoene, som pris på olje og naturgass, raffinerte produktpriser, valuta og renter, for å kalkulere samlet markedsrisiko (det vil si utnytte de naturlige sikringene som er innbakt i vår portefølje). Denne tilnærmingen gir oss mulighet til å redusere antallet sikringstransaksjoner og dermed reduserer transaksjonskostnader og unngår sub-optimalisering.

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

Statoils konsernriskokomiteé, 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 konsernriskokomiteen, også ansvarlig for å overvåke og utvikle konsernets overordnede risikostyring og å foreslå passende risikoutjevne 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 råvarepriserisiko, valutarisiko, renterisiko og verdipapirpriserisiko)
- Likviditetsrisiko
- Kredittrisiko

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 risikoustert avkastning innenfor gitte fullmakter. Langsiktige posisjoner som normalt har seks måneders eller lengre tidshorison styres på konsernnivå, mens kortsiktig risiko generelt styres på segment nivå, eller lavere nivå basert på mandater godkjent av konsernriskokomiteen.

Konsernet har etablert retningslinjer for å inngå derivatkontrakter med formål å styre råvarepriserisiko, 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 32 *Finansielle instrumenter: virkelig verdi måling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

Råvarepriserisiko

Råvarepriserisikoen representerer konsernets mest betydelige kortsiktige markedsrisiko, og overvåkes daglig mot etablerte mandater som fastsatt i konsernets styrende dokumenter. For å styre den kortsiktige råvarepriserisikoen 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 32 *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 mandater.

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

Statoil styrer hovedsaklig renterisiko ved å endre en del av kontantstrømmene fra langsiktige obligasjonslån utstedt med fast rente til kontantstrømmer med flytende rentebetalinger. Statoils målsetning er å oppnå redusert forventet finansieringskostnad over tid og 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.

Obligasjonslån er vanligvis utstedt i JPN, EUR, CHF, GBP og USD. Disse obligasjonslånene blir endret til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutawapper. Statoils rentepolicy inkluderer et mandat til å beholde en andel av den langsiktige gjelden med fastrente. For mer detaljert informasjon om konsernets langsiktige gjeldsportefølje se note 23 *Langsiktige finansielle forpliktelser*.

Aksjepriserisiko

Konsernets forsikringsselskap (captive) eier børsnoterte aksjer som en del av sin portefølje. I tillegg har konsernet noen andre ikke noterte aksjer for langsiktig strategisk formål. Ved å eie disse eiendelene har konsernet aksjepriserisikoeksponering, definert som reduksjon i aksjeprisen, som kan medføre en reduksjon i den bokførte verdien av konsernets eiendeler innregnet i balansen. Risikoen i porteføljen eid av konsernets forsikringsselskap er styrt, med mål om å opprettholde en moderat risiko profil, gjennom geografisk diversifisering og bruk av brede referanseindekser. For mer informasjon om konsernets egenkapitalinstrumenter se note 17 *Langsiktige finansielle eiendeler* og note 20 *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 konsernet 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 kreditt- 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 konservative. Statoil utarbeider tre års prognoser for likviditetsutvikling minst månedlig.

Statoils kontantstrøm fra drift er vesentlig påvirket av volatiliteten i olje- og gasspriser. Gjennom 2010 har konsernets likviditet forblitt sterk. Statoils retningslinjer for styring av likviditet ble oppdatert i 2010 og som resultat av dette har krav til minimums kontantnivå økt.

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

Kortsiktige finansieringsbehov blir vanligvis dekket via US Commercial Paper Programme (CP), USD 4 milliarder som er dekket av en revolverende kredittfasilitet på USD 3 milliarder, støttet av Statoils 20 kjernebanker. Kredittfasiliteten er ubrukt og gir sikker tilgang til finansiering, understøttet av beste mulige kortsiktige rating, (A1/P1). Kredittfasiliteten har en løpetid på fem år frem til desember 2015, men den inkluderer to ettårs forlengelsesopsjoner som kan forlenge fasiliteten til desember 2017. Fasilitetsavtalen inneholder ingen krav om vedvarende bekreftelser med hensyn til at vesentlige forverring 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 NOK 4 milliarder på en lånefasilitet med forfall i oktober 2013. Fasiliteten er en del av en flervaluta termin og revolverende lånefasilitet på NOK 7 milliarder med ni internasjonale banker. I tillegg til det NOK 4 milliarder treårslånet som allerede er trukket inkluderer den totale avtalen en NOK 3 milliarder revolverende fem års lånefasilitet. Av denne fasiliteten var NOK 0,3 milliarder trukket ved utgangen av 2010.

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 år. Statoils langsiktige gjeld har en gjennomsnittlig løpetid på cirka ni år.

For mer informasjon om konsernets langsiktige gjeld, se note 23 *Langsiktige finansielle forpliktelser*.

Tabellen nedenfor viser en forfallsanalyse, basert på udiskonterte 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 både ved utgangen av 2010 og ved utgangen av 2009. 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	Etter 10 år	Totalt spesifisert
31. desember 2010						
Ikke-derivative finansielle forpliktelser	-87 755	-15 822	-35 010	-38 356	-58 012	-234 955
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	-72 540	-17 910	-24 854	-49 836	-52 349	-217 489
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 21 *Betalingsmidler*.

Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at konsernets kunder eller motparter kan påføre konsernet finansielle tap ved ikke å overholde sine forpliktelser. Kredittrisiko oppstår gjennom kredittksporing 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 kredittevaluering
- Risikoavlastningsinstrumenter
- En kontinuerlig overvåking og styring av kredittksporing

Før transaksjoner inngås med nye motparter, krever konsernets kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og godkjent. I tillegg fastsettes det intern kreditt-rating og kredittgrense for alle salgs-, handel- og finansielle motparter. Alle etablerte motparter revurderes minimum årlig og eksponering overvåkes kontinuerlig. Kredittevalueringen 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 kredittrisiko. Grenser for kredittksporing fastsettes på bakgrunn av kredittevalueringen kombinert med andre faktorer, så som forventede karakteristika ved transaksjonen og bransjen. Kredittmandatene definerer akseptabel kredittrisiko, og er besluttet av selskapets ledelse. Kredittmandatene blir regelmessig vurdert med hensyn til endrede markedsforhold.

Konsernet bruker flere instrumenter for å avlaste og kontrollere kredittrisiko, både per motpart og på porteføljenivå. Hovedinstrumentene inkluderer bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetalinger og depositumer. For bankgarantier godtas kun internasjonale banker med "investment grade" kreditt-rating som motparter.

Konsernet har forhåndsdefinerte grenser for porteføljens gjennomsnittlige rating samt for maksimal kredittksporing for den enkelte motpart. Porteføljen overvåkes regelmessig, og den enkelte motparts eksponering kontrolleres daglig i forhold til etablert kredittgrense. Den totale kredittporteføljen til konsernet 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 kredittrating. 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 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	765	32 157	0	640
Sum finansielle eiendeler	2 317	69 903	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»	1 387	5 417	6 669	1 060
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	696	22 471	0	635
Sum finansielle eiendeler	3 164	53 007	17 644	5 196

Per 31. desember 2010 er NOK 5,7 milliarder kalt inn som sikkerhetsstillelse for å redusere deler av konsernets kreditteksponering. Se note 27 *Kortsiktige finansielle forpliktelser* for mer informasjon om mottatt sikkerhet.

9 Godtgjørelse

(i millioner kroner, unntatt antall årsverk)	2010	31. desember 2009	2008
Lønnskostnader*	19 831	18 221	18 426
Pensjonskostnader	4 138	3 538	2 851
Arbeidsgiveravgift	2 972	3 023	2 676
Andre lønnskostnader og sosiale kostnader	2 158	2 177	2 102
Sum lønsrelaterte kostnader	29 099	26 959	26 055
Gjennomsnittlig antall årsverk	28 396	28 107	28 001

*Lønnskostnader er inklusiv refusjoner fra Arbeids- og velferdsforvaltningen (NAV).

Lønsrelaterte 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 24 *Pensjon og andre langsiktige ytelser til ansatte*.

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 2010, 2009 og 2008 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 427, 370 og 340 millioner kroner. Beregnet kostnad for Statoil for 2011 programmet (avtaler inngått i 2010) utgjør 451 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2010 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 910 millioner kroner.

10 Andre kostnader

Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	Revisjonshonorar	Revisjonsrelaterte tjenester	Andre tjenester	Totalt
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
2009				
Ernst & Young - Norge	34,2	5,3	3,7	43,2
Ernst & Young - utenfor Norge	27,1	1,5	0,9	29,5
Totalt	61,3	6,8	4,6	72,7
2008				
Ernst & Young - Norge	35,0	4,9	0,1	40,0
Ernst & Young - utenfor Norge	25,3	3,8	0,1	29,2
Totalt	60,3	8,7	0,2	69,2

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, 8,9 og 8,5 millioner kroner for henholdsvis 2010, 2009 og 2008.

Utgifter til forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 2 045, 2 073 og 2 243 millioner kroner i 2010, 2009 og 2008. Utgiftene er delvis finansiert av partnere på Statoil-opererte lisenser. Statoils andel av utgiftene har blitt kostnadsført i resultatregnskapet.

11 Finansposter

(i millioner kroner)	2010	2009	2008
Agioeffekter langsiktige finansielle forpliktelser	0	0	-11 252
Agioeffekter finansielle derivater	-1 736	9 722	-25 001
Agioeffekter betalbar skatt	-473	-1 930	-
Andre agioeffekter	373	-5 799	3 690
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta	-1 836	1 993	-32 563
Mottatt utbytte	132	66	290
Verdipapirgevinst/-tap finansielle investeringer	660	875	4 796
Renteinntekter verdipapirer	325	354	975
Renteinntekter langsiktige finansielle eiendeler	123	106	130
Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter	1 935	2 307	6 016
Renteinntekter og andre finansielle poster	3 175	3 708	12 207
Balanseførte renter	995	1 351	1 225
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	-2 508	-2 432	-2 107
Rentekostnader langsiktige finansielle forpliktelser og netto renter på tilknyttede derivater	-2 359	-2 386	-1 850
Gevinst (tap) finansielle derivater	2 611	-6 593	5 632
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader	-490	-2 391	-909
Renter og andre finansieringskostnader	-1 751	-12 451	1 991
Netto finansposter	-412	-6 750	-18 365

Endringer i virkelig verdi for valutaderivater relatert til likviditetsstyring og valutastyring, er inkludert i Agioeffekter finansielle derivater. Styrking av USD i forhold til norske kroner i 2010 resulterte i virkelig verdi tap for disse posisjonene i resultatregnskapet. Tilsvarende resulterte svekkelse av USD i forhold til norske kroner i 2009 til virkelig verdi gevinster og styrking av USD i forhold til norsk kroner i 2008 resulterte i virkelig verdi tap.

For sammenligning av øvrige agioeffekter i 2010 og 2009 med 2008 må en ta hensyn til at morselskapet Statoil ASA endret funksjonell valuta fra norske kroner til USD med effekt fra 1. januar 2009. For ytterligere informasjon se note 1 *Selskapet og selskapsstruktur*.

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 2010 resulterte i virkelig verdi gevinst for disse posisjonene. Tilsvarende resulterte økning i USD renter i 2009 i virkelig verdi tap, og fall i USD renter i 2008 i virkelig verdi gevinster for disse posisjonene.

Inkludert i Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader er en nedskrivning av Pernis-raffineriet på 1,4 milliarder kroner i 2009.

Balanseførte renter er redusert i 2010 i forhold til 2009 og 2008 på grunn av at flere felt har gått over i produksjon.

All sikringsbokføring knyttet til en andel av langsiktig gjeld ble avsluttet i første kvartal av 2009. Tidligere endringer i virkelig verdi bokført mot lån i sikringsforhold på 2,5 milliarder kroner amortiseres over lånenes gjenværende løpetid (13 til 18 år). Amortisert inntekt inkludert i Gevinst (tap) finansielle derivater er 248 millioner kroner i 2010 og 198 millioner kroner i 2009.

12 Skatter

Spesifikasjon av skattekostnad

(i millioner kroner)	2010	2009	2008
Norge - sokkel	90 219	80 944	124 775
Norge - land	167	4 027	3 378
Andre land - oppstrøm*	6 004	5 149	9 704
Andre land - nedstrøm*	393	770	306
Betalbar skatt	96 783	90 890	138 163
Norge - sokkel	1 549	9 358	3 567
Norge - land	-2 877	242	-4 992
Andre land - oppstrøm*	2 322	-3 094	993
Andre land - nedstrøm*	1 392	-221	-534
Utsatt skatt	2 386	6 285	-966
Total skattekostnad	99 169	97 175	137 197

* Inkluderer norsk skatt på aktiviteter i utlandet.

Avstemming mellom norsk nominell skattesats på 28 prosent og effektiv skattesats

(i millioner kroner)	2010	2009	2008
Norge - sokkel	122 935	122 074	171 150
Norge - land	368	-10 700	-6 260
Andre land - oppstrøm	12 123	2 733	14 610
Andre land - nedstrøm	1 390	783	967
Resultat før skattekostnad	136 816	114 890	180 467
Beregnet skatt etter nominelle satser:			
Beregnet skatt etter nominell sats (28%) i Norge	38 308	32 169	50 531
Særskatt petroleum etter nominell sats (50%) i Norge*	61 468	61 037	85 575
Skatteeffekt av friinntektsfradrag*	-4 957	-5 052	-5 047
Andre land oppstrøm	4 566	1 289	6 606
Andre land nedstrøm	-170	330	-497
Permanente forskjeller som følge av valutaeffekter	1 283	6 935	0
Tidligere års skatter	-736	156	-74
Annet	-593	311	103
Total skattekostnad	99 169	97 175	137 197
Effektiv skattesats	72,48	84,58	76,02

* Ved beregning av særskatt på resultat fra norsk kontinental sokkel 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 2010 utgjør ikke periodisert friinntekt 14,5 milliarder kroner. Tilsvarende tall for 2009 var 15,5 milliarder kroner.

For flere selskaper er skatteberegningen basert på en annen valuta enn selskapets funksjonelle valuta. Skattbare valutagevinster og tap inkludert i grunnlaget for skatteberegningen skaper betydelige permanente gevinster. Disse skattepliktige valutagevinstene og tap påvirker ikke resultat før skatt i konsernregnskapet. Dette utgjør 1,3 milliarder kroner i 2010.

Utsatt skattefordel og utsatt skatt består av:

(i millioner kroner)	Varelager	Andre kortsiktige poster	Fremførbare skattemessige underskudd	Varige driftsmidler	Lete-kostnader	Fjerningsforpliktelser	Pensjoner	Andre langsiktige poster	Total
Utsatt skatt 31. desember 2010									
Utsatt skatt eiendeler	1 060	3 302	2 812	6 705	0	43 378	7 490	3 389	68 136
Utsatt skatt forpliktelser	0	-10 793	0	-103 493	-19 128	0	0	-10 896	-144 310
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2010	1 060	-7 491	2 812	-96 787	-19 128	43 378	7 490	-7 508	-76 174
Utsatt skatt 31. desember 2009									
Utsatt skatt eiendeler	907	2 123	3 098	10 162	0	34 072	8 148	2 668	61 178
Utsatt skatt forpliktelser	0	-9 014	0	-96 799	-20 091	0	0	-9 636	-135 540
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2009	907	-6 891	3 098	-86 637	-20 091	34 072	8 148	-6 968	-74 362

Analyse utsatt skatt gjennom året	2010	2009	2008
Utsatt skatt forpliktelse 1. januar	74 362	66 842	66 684
Innregnet i resultatoppstillingen	2 386	6 285	-966
Utvidet resultat (OCI) pensjoner	-16	759	1 166
Innregnet i egenkapital	0	155	-364
Omregningsdifferanser og annet	-558	321	322
Utsatt skatt forpliktelse 31. desember	76 174	74 362	66 842

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

Utsatte skattefordeler

Per 31. desember 2010 har Statoil innregnet 1,9 milliarder kroner i netto utsatte skattefordeler, i hovedsak innenfor segmentet Internasjonal Undersøkelse og Produksjon. Det er sannsynlig at tilstrekkelige skattepliktige overskudd vil bli generert, slik at de utsatte skattefordelene kan benyttes.

Ikke innregnede utsatte skattefordeler:

(i millioner kroner)	2010	2009
Skattereduserende midlertidige forskjeller	14 129	14 519
Fremførbare skattemessige underskudd	9 063	4 461

Fremførbare skattemessige underskudd som det ikke er innregnet utsatt skattefordel på i balansen knytter seg i hovedsak til USA og utløper i perioden 2019 til 2025. 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.

13 Resultat per aksje

Ordinært resultat per aksje

Beregningen av ordinært resultat per aksje for henholdsvis 2010, 2009 og 2008 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:

	2010	2009	2008
Årets resultat tilordnet aksjeeiere i morselskapet (i millioner kroner)	38 082	18 313	43 265
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer (antall aksjer i tusen)			
Antall utestående ordinære aksjer 1. januar	3 189 689	3 189 902	3 188 647
Effekt av egne aksjer	-7 114	-6 028	-2 693
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer 31. desember	3 182 575	3 183 874	3 185 954
Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer - ordinært og utvannet (kroner)	11,94	5,75	13,58

Konsernet har ikke aksjeprogrammer med vesentlig utvanningseffekt og beregnet utvannet resultat per aksje avrundes til samme beløp som ordinært resultat per aksje.

14 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 2009	18 542	618 487	43 354	15 735	4 079	89 221	789 418
Tilgang og overføringer	-268	60 600	11 364	1 086	195	17 519	90 496
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
Omregningdifferanser	145	1 597	154	3	171	1 029	3 099
Anskaffelseskost 31. desember 2010	17 698	677 790	54 454	16 533	4 434	73 828	844 737
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2009	-12 201	-397 591	-31 703	-6 003	-1 018	-67	-448 583
Årets av- og nedskrivninger	-1 251	-41 758	-4 800	-671	-286	-1 656	-50 422
Av- og nedskrivninger på årets avgang	531	2 681	266	144	11	0	3 633
Omregningsdifferanser	-33	-940	-144	-118	-12	86	-1 161
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2010	-12 954	-437 608	-36 381	-6 648	-1 305	-1 637	-496 533
Bokført verdi 31. desember 2010	4 744	240 182	18 073	9 885	3 129	72 191	348 204
Estimert levetid (år)	3 - 10	*	15-20	20 - 33	20 - 25		

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

**Se note 4 *Eiendeler klassifisert som holdt for salg*.

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

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

(i millioner kroner)	2010	31. desember 2009	2008
Nedskrivning	-4 586	-8 176	-3 541
Reversering av nedskrivning	90	1 743	1 124
Netto nedskrivning	-4 496	-6 433	-2 417

I 2010 regnskapsførte Statoil nedskrivninger på 2,9 milliarder kroner knyttet til eiendeler i segmentet Foredling og markedsføring. Grunnlaget for nedskrivningene var estimater på verdi i bruk utarbeidet på bakgrunn av reduserte forventninger til raffineringmarginene. Nedskrivningene er presentert som Avskrivning, amortisering og netto nedskrivning.

I 2010 regnskapsførte Statoil i tillegg nedskrivninger på 1,6 milliarder knyttet til gassutbyggingsprosjekt i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Grunnlaget for nedskrivningene var reduserte estimater på verdi i bruk på bakgrunn av prosjektforsinkelser, endringer i kostnadsanslag og markedsmessige forhold. I 2009 regnskapsførte Statoil netto nedskrivninger på 5,4 milliarder kroner knyttet til eiendeler i segmentet Foredling og markedsføring. Nedskrivning i 2008 er i hovedsak relatert til eiendeler i utbygging og produksjon i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Nedskrivningskostnaden er presentert som Avskrivning, amortisering og nedskrivning.

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. For oppstrømsrelaterte eiendeler legges det til grunn forutsetninger om forventet produksjonsprofil, olje- og gasspriser og kostnader når man beregner kontantstrømmen. For midt- og

nedstrøms relaterte eiendeler legges det til grunn forventninger om grad av utnyttet kapasitet og fremtidige marginer. De fremtidige forventede kontantstrømmer er neddiskontert ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt justert for eiendelsspesifikke forskjeller, som skattesats og kontantstrømmens tidshorison. Reell diskonteringsrente etter skatt er 6,5 prosent i et 28 prosent regime med 10 års tidshorison og er utledet fra Statoils vektete 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.

15 Immaterielle eiendeler

(i millioner kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2009	49 360	6 649	56 009
Tilgang	11 317	253	11 570
Avgang til anskaffelseskost	-795	-222	-1 017
Overføringer immaterielle eiendeler	-10 964	-16	-10 980
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	-12 375	0	-12 375
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-2 911	0	-2 911
Omregningsdifferanse immaterielle eiendeler	1 243	84	1 327
Anskaffelseskost 31. desember 2010	34 875	6 748	41 623
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2009	-	-1 756	-1 756
Årets av- og nedskrivninger	-	-186	-186
Akkumulerte av- og nedskrivninger årets avgang	-	10	10
Omregningsdifferanse av- og nedskrivninger	-	4	4
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2010	-	-1 928	-1 928
Balanseført verdi 31. desember 2010	34 875	4 820	39 695

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

Goodwill beløper seg til 4,0 milliarder kroner per 31. desember 2010 (4,0 milliarder kroner per 31. desember 2009) og er inkludert i Andre immaterielle eiendeler.

Netto nedskrivningskostnad og reversering av tidligere nedskrivninger fremkommer som Kostnadsføring av undersøkelseskostnader og Årets av- og nedskrivninger på bakgrunn av eiendelens natur som henholdsvis immateriell eiendel (undersøkelsesutgifter) og anleggsmidler (eiendeler knyttet til utbygging og produksjon). Tabellen under viser regnskapsførte nedskrivningskostnader relatert til immaterielle eiendeler og anleggsmidler.

(i millioner kroner)	2010	31. desember 2009	2008
Årets av- og nedskrivninger	31	1 003	0
Kostnadsføring av undersøkelseskostnader	1 935	5 418	3 544
Nedskrivning	1 966	6 421	3 544
Årets av- og nedskrivninger	0	0	0
Kostnadsføring av undersøkelseskostnader	-1 636	0	-1 123
Reversering av nedskrivning	-1 636	0	-1 123
Netto nedskrivning	330	6 421	2 421

Tap ved nedskrivning er basert på estimater 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 Internasjonal undersøkelse og produksjon. Se note 14 *Varige driftsmidler* vedrørende vurdering av nedskrivning.

16 Investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper

(i millioner kroner)	2010	2009
Balanseført verdi av egenkapitalkonsoliderte selskaper per 31. desember	13 884	10 056
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte selskaper	1 133	1 778

Økningen i egenkapitalkonsoliderte selskaper i 2010 skyldes hovedsaklig oppkjøpet av 67 000 acre (271 kvadratkilometer) i Eagle Ford formasjonen i Sørvest-Texas, hvor Statoil eier 50 prosent. Deler av de oppkjøpte eiendelene er organisert gjennom en felleskontrollert enhet og blir regnskapsført under egenkapitalmetoden.

I tillegg til investeringen i Eagle Ford formasjonen, er de mest vesentlige egenkapitalkonsoliderte selskapene i tabellen Petrocedeño S.A (eierandel 9,68 prosent), BTC Pipeline company (eierandel 8,71 prosent) og South Caucasus PHC Ltd (eierandel 25,5 prosent). Gjennom avtaleverket har Statoil betydelig innflytelse også i selskapene BTC Pipeline company og Petrocedeño S.A. Investeringene er derfor regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

Se note 6 *Oppkjøp og salg av eiendeler* for mer informasjon.

17 Langsiktige finansielle eiendeler

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

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

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. Endringen i 2010 på 0,8 milliarder kroner skyldes hovedsakelig 0,5 milliarder kroner i virkelig verdi justering på investeringen i Pernis raffinerianlegg og 0,4 milliarder kroner i kapitalinnskudd knyttet til Shtokman investeringen.

I løpet av 2010 har en gevinst på 0,2 milliarder kroner blitt ført på Annen egenkapital. I 2009 ble 0,07 milliarder kroner ført vekk fra Annen egenkapital.

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Rentebærende fordringer	2 317	3 164
Forskuddsbetalinger og andre ikke rentebærende fordringer	2 193	2 583
Finansielle fordringer	4 510	5 747

I Rentebærende fordringer inngår prosjektfinansiering av investeringene BTC og Petrocedeño, ført etter egenkapitalmetoden, og finansiering av de tilknyttede selskapene Naturkraft og 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 19 *Kundefordringer og andre fordringer*, inkludert avsatte renter.

18 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)	31. desember	
	2010	2009
Råolje	14 856	11 371
Petroleumsprodukter	7 210	7 778
Andre	1 561	1 047
Sum	23 627	20 196

19 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Finansielle kundefordringer og andre fordringer:		
Kundefordringer	63 242	48 827
Finansielle fordringer	1 932	0
Fordringer felleskontrollerte eiendeler	4 213	3 579
Fordringer egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter	516	601
Sum finansielle kundefordringer og andre fordringer	69 903	53 007
Ikke finansielle kundefordringer og andre fordringer	6 236	5 888
Kundefordringer og andre fordringer	76 139	58 895

For mer informasjon vedrørende Statoils kreditteksponering på finansielle eiendeler se note 8 *Finansiell risikostyring*. For informasjon om valutasensitivitet se note 32 *Finansielle instrumenter: virkelig verdi måling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

For ytterligere informasjon om finansielle fordringer, se note 17 *Langsiktige finansielle eiendeler*.

20 Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Obligasjoner	1 183	675
Sertifikater	8 767	4 681
Pengemarkedsfond	1 559	1 584
Andre investeringer	0	82
Finansielle investeringer	11 509	7 022

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

Kortsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2010 og 2009 regnskapsføres til virkelig verdi med urealisert gevinst og tap inkludert i resultatregnskapet.

21 Betalingsmidler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Bankinnskudd	10 942	9 872
Tidsinnskudd	13 004	13 073
Bundne midler, inklusiv margininnskudd	6 391	1 778
Betalingsmidler	30 337	24 723

Bundne midler per 31. desember 2010 inkluderer margininnskudd på 3,8 milliarder kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der konsernet deltar. Tilsvarende var margininnskudd 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 2010 inkluderer innskudd på 2,6 milliarder kroner i US dollar på Statoils bank konto i Nigeria. Statoil er pålagt enkelte restriksjoner med hensyn til bruk av midlene fra virksomheten i Nigeria som følge av en midlertidig forføyning av sagt av en nigeriansk domstol i forbindelse med en pågående tvist. Den midlertidige forføyningen og hovedsaken er anket.

Kassekreditt og trekkfasiliteter er inkludert i Kortsiktige finansielle forpliktelser, se note 27 *Kortsiktige finansielle forpliktelser*.

22 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 6,00 kroner for Statoil ASA i 2010 og 7,25 kroner og 8,50 kroner i henholdsvis 2009 og 2008. Styret foreslår for generalforsamlingen i mai 2011 et utbytte for 2010 på 6,25 kroner per aksje, tilsvarende en total utbytteutbetaling på 19,9 milliarder kroner. Foreslått utbytte er ikke innregnet som en forpliktelse i finansregnskapet.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 127,596 millioner kroner per 31. desember 2010 (før avsetninger for foreslått utbytte på 19 890 millioner kroner for 2010). Opptjent egenkapital som kan deles ut som utbytte er basert på norske regnskapsstandarder og rettsregler, og er begrenset til opptjent egenkapital i morselskapet. Dette avviker fra konsernets opptjente egenkapital på 164 935 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 2010 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 2009 vedrørende kjøp av egne aksjer for gjennomføring av aksjespareprogram for ansatte.

I 2010 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 2010 har Statoil ervervet 2 200 232 egne aksjer for 294 millioner kroner. Per 31. desember 2010 har Statoil 7 113 863 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram.

Den 1. oktober 2010 overførte Statoil all aktivitet knyttet til eksternt salg av drivstoff og relaterte produkter til Statoil Fuel & Retail ASA (SFR) og dets konsoliderte datterselskaper. Den 22. oktober 2010 ble aksjene i SFR notert på Oslo Børs og Statoil solgte 46 prosent av aksjene til en verdi av 5,4 milliarder kroner fratrukket en emisjonskost på 0,2 milliarder kroner. Den balanseførte verdien relatert til egenkapital var 3,5 milliarder kroner. Etter gjennomføringen av salget forblir Statoil ASA hovedaksjonær ved årsskiftet 2010. Statoils interne rapportering er endret etter utskillelsen av SFR, og Fuel og Retail er blitt et separat driftssegment. For mer informasjon se Note 3 *Segmentinformasjon*.

23 Langsiktige finansielle forpliktelser

	Vektet gjennomsnittlig rentesats i %		Balanse i millioner kroner per 31. desember		Virkelig verdi i millioner kroner per 31. desember	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Finansielle forpliktelser til amortisert kost						
Obligasjonslån						
Amerikanske dollar (USD)	5,41	5,85	52 586	40 610	57 736	43 632
Euro (EUR)	5,01	5,13	23 504	27 515	26 698	30 397
Japanske yen (JPY)	1,66	1,66	360	312	368	322
Britiske pund (GBP)	6,71	6,71	9 302	9 556	11 456	11 391
Sum			85 752	77 993	96 258	85 742
Usikrede lån						
Amerikanske dollar (USD)	0,74	0,71	5 779	5 697	5 747	5 639
Norske kroner (NOK)	3,88	-	3 974	-	3 974	-
Japanske yen (JPY)	1,65	1,65	576	501	589	516
Sikrede banklån						
Amerikanske dollar (USD)	3,70	3,74	695	864	695	894
Andre valutaer	3,31	4,63	142	135	142	135
Finansiell leasingforpliktelse			7 159	13 747	7 159	13 747
Annen gjeld			347	293	347	293
Sum			18 672	21 237	18 653	21 224
Sum finansielle forpliktelser			104 424	99 230	114 911	106 966
Fratrukket kortsiktig andel			4 627	3 268	4 627	3 268
Finansielle forpliktelser			99 797	95 962	110 284	103 698

Den 17. august 2010 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende henholdsvis USD 1,25 milliarder med forfall i august 2017 og USD 0,75 milliarder med forfall i august 2040. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

Den 1. november 2010 trakk Statoil Fuel & Retail ASA opp NOK 4,0 milliarder på en lånefasilitet med forfall i 2013. Fasiliteten er en del av en flervaluta termin og kredittfasilitet på NOK 7,0 milliarder med ni internasjonale banker. Lånet ble brukt til å tilbakebetale konsernintern gjeld til Statoil ASA.

Langsiktige finansielle forpliktelser inkluderer finansielle leieavtaler. Mer informasjon er gitt i note 28 *Leieavtaler*.

Tabellen reflekterer ikke den økonomiske effekten av valutabytteavtaler for forskjellige valutaer til USD. Se note 31 *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 langsiktige finansielle forpliktelsen som er gjenstand for måling av virkelig verdi. Beregnet kredittpremie baserer seg på priser fra eksterne finansinstitusjoner.

Detaljer for de største obligasjonslånene

Obligasjonslån	Fast rente	Opptreksår	Forfall (år)	I millioner kroner 31. desember	
				2010	2009
USD 1500 millioner	5,250 %	2009	2019	8 738	8 613
USD 1250 millioner	3,125 %	2010	2017	7 278	-
USD 900 millioner	2,900 %	2009	2014	5 251	5 174
USD 750 millioner	5,100 %	2010	2040	4 340	-
USD 500 millioner	3,875 %	2009	2014	2 914	2 870
USD 500 millioner	5,125 %	2004	2014	2 927	2 887
USD 500 millioner	6,500 %	1998	2028	2 900	2 859
USD 481 millioner	7,250 %	2000	2027	2 814	2 776
USD 300 millioner	7,750 %	1993	2023	1 757	1 733
EUR 1300 millioner	4,375 %	2009	2015	10 135	10 782
EUR 1200 millioner	5,625 %	2009	2021	9 297	9 887
EUR 500 millioner	5,125 %	1999	2011	3 903	4 148
GBP 800 millioner	6,875 %	2009	2031	7 224	7 421
GBP 225 millioner	6,125 %	1998	2028	2 040	2 096

Valutabytteavtaler brukes for styring av risiko. Av obligasjonslånene er NOK 52,6 milliarder utstedt i USD og NOK 33,2 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 28 usikrede obligasjonslån, der avtalene inneholder bestemmelser som gir konsernet 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 NOK 83,9 milliarder til oppgjørskurs per 31. desember 2010.

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 2010. For mer informasjon se note 8 *Finansiell risikostyring*.

Tilbakebetalingsprofil for langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
År 2 og 3	12 555	11 757
År 4 og 5	23 205	11 496
Etter 5 år	64 037	72 709
Tilbakebetaling av finansielle forpliktelser	99 797	95 962

Forfallsprofil for udiskonterte kontantstrømmer er vist i note 8 *Finansiell risikostyring*.

Finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Finansielle forpliktelser (i millioner kroner)	99 797	95 962
Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år)	9	9
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	5,01	4,77

24 Pensjon og andre langsiktige ytelser til ansatte

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

De vesentligste norske pensjonsordningene er fondert i Statoil Pensjon. Statoil Pensjon er en selvstendig stiftelse/pensjonskasse som omfatter ansatte i Statoil ASA og selskapets største norske datterselskaper. Formålet med Pensjonskassen er å yte alders- og uførepensjoner til medlemmer og etterlattepensjon til ektefelle, registrert partner, samboer og barn. Pensjonskassens midler holdes adskilt fra foretakets og konsernforetakenes midler og hefter ikke for deres forpliktelser. Statoil Pensjon står under tilsyn av Finanstilsynet og har konsesjon til å drive virksomhet som pensjonskasse.

Ansatte i Statoil ASA og mange av datterselskapene er dekket av pensjonsordninger som gir rett til definerte fremtidige ytelser (ytelsesplaner). Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Kostnadene på ytelsesplanene innregnes over perioden de ansatte er i arbeid og opparbeider seg rett til pensjonsytelser (opptjeningstiden). Forpliktelsene i ytelsesplanene beregnes av eksterne aktuarer.

Noen av selskapene i konsernet har tilskuddsordninger. Det årlige innskuddet innregnes som pensjonskostnad i Resultatregnskapet.

Som en følge av norske, nasjonale avtaler, er Statoil medlem av den AvtaleFestede Førtidspensjonsavtalen (AFP). Dagens AFP-ordning vil erstattes av en ny AFP ordning fra 1. januar 2011. Statoil kommer til å betale premier både for den nye og den gamle ordningen i perioden fram til 31.12.2015. 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 de er 62 år. Pensjon fra den nye AFP ordningen er livsvarig.

Statoil ASA og flere av selskapets norske datterselskaper er forpliktet til å betale en prosentvis andel av ytelsene når en ansatt går av med pensjon med AFP. Denne forpliktelsen er definert som en ytelsesbasert plan. Når en ansatt går av med avtalefestet førtidspensjon tilbyr selskapene i tillegg en gavepensjon. Dette er en ytelsesplan som også er inkludert i pensjonsforpliktelsen for ytelsesplaner. Selskapene har altså en kombinert tidligpensjonsforpliktelse til de ansatte uavhengig av pensjonsytelsen fra AFP. Av den grunn er ikke opphøret av gammel AFP ordning og etablering av ny AFP ordning sett på som et opphør av en pensjonsordning i selskapene i 2010.

Som en konsekvens av pensjonsreformen i Norge, ble det foretatt flere endringer i den norske pensjonslovgivningen i 2010. Statoil ASA og selskapets norske datterselskaper må tilpasse sine pensjonsordninger til den nye lovgivningen. Den viktigste endringen er innføringen av fleksibel pensjonsalder fra 1. januar 2011.

Pensjonsforpliktelsene knyttet til ytelsesplanene er beregnet per 31. desember 2010 og per 31. desember 2009. Nåverdien 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 historiske tall. Diskonteringsrenten på 4,25 prosent per 31. desember 2010 er basert på norske langsiktige statsobligasjoner projisert til en 22-års rente som tilsvarer gjennomsnittlig forfallstid for opptjente rettigheter.

Estimatavvik innregnes direkte i egenkapitalen, utenfor Resultatregnskapet, i den periode de oppstår og presenteres i Konsernoppstilling 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 underfinansiering. Beregnet arbeidsgiveravgift inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

Statoil har mer enn en 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)	2010	2009	2008
Nåverdi av årets opptjening	3 491	2 747	2 361
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 725	2 550	2 456
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-2 661	-1 896	-2 101
Amortisering av aktuariemessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	185	-172	-215
Amortisering av kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening	3	0	17
Effekt av begrensningen i IAS19 §58(b)	4	0	0
Tap (gevinst) ved avkorting og oppgjør	0	0	-7
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	3 747	3 229	2 511
Tilskuddsplaner	230	240	268
Flerforetaksplaner	161	69	72
Sum netto pensjonskostnader	4 138	3 538	2 851

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 30 *Nærstående parter*.

Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO)

(i millioner kroner)	2010	2009
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	61 427	59 206
Nåverdi av årets opptjening	3 491	2 747
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 725	2 550
Estimatavvik	1 955	-1 308
Utbetalte ytelser fra ordningene	-1 821	-1 520
Omregningsdifferanse valuta	44	-248
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	67 821	61 427

Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2010	2009
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	42 979	33 698
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	2 661	1 896
Estimatavvik	1 678	2 819
Innbetalt av selskapet (inklusive arbeidsgiveravgift)	4 122	4 956
Utbetalte ytelser fra ordningene	-505	-385
Omregningsdifferanse valuta	41	-5
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	50 976	42 979

Tabellene over for Endring i brutto forpliktelse (PBO) og Endringer 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)	2010	2009
Netto pensjonsforpliktelse 1. januar	-18 448	-25 508
Årets pensjonskostnad	-3 747	-3 229
Estimatavvik innregnet i Konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader	-33	3 191
Innbetalinger	4 122	4 956
Utbetalte ytelser fra ordningene	1 316	1 135
Omregningsdifferanse valuta	-55	1 007
Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	-16 845	-18 448

Over-/ (underfinansiering) 31. desember

(i millioner kroner)	2010	2009	2008
Over-/ (underfinansiering) 31. desember	-16 845	-18 448	-25 508
Spesifikasjon:			
Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler	5 265	2 694	30
Forpliktelser innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser	-22 110	-21 142	-25 538

Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger

(i millioner kroner)	2010	2009	2008
Sikrede pensjonsplaner	-45 753	-40 212	-37 446
Usikrede pensjonsplaner	-22 068	-21 215	-21 760
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	-67 821	-61 427	-59 206

Estimatavvik innregnet i egenkapitalen

(i millioner kroner)	2010	2009	2008
Ikke innregnet estimatavvik 1. januar	0	0	0
Årets estimatavvik på pensjonsmidlene	-1 678	-2 819	4 149
Årets estimatavvik på pensjonsforpliktelsen	1 955	-1 308	3 581
Årets estimatavvik - valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse	-245	3 867	0
Omregningsdifferanse	186	-3 103	0
Innregnet i resultatregnskapet i løpet av året	-185	172	215
Innregnet i Konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader i løpet av året	-33	3 191	-7 945
Ikke innregnet estimatavvik 31. desember	0	0	0

Statoil ASA endret funksjonell valuta 1. januar 2009, for ytterligere informasjon se note 1 *Selskapet og selskapsstruktur* og note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper*. 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 USD. Linjen Omregningsdifferanse relaterer seg til omregning fra funksjonell valuta USD til norske kroner som presentasjonsvaluta.

Faktisk avkastning på pensjonsmidlene

(i millioner kroner)	2010	2009	2008
Faktisk avkastning på pensjonsmidlene	4 339	4 715	-2 048

Erfaringsestimataavvik

(i millioner kroner)	2010	2009
Differanse mellom forventet og faktisk avkastning på pensjonsmidlene		
a) Beløp	-1 678	-2 819
b) Prosent av pensjonsmidler	-3,29%	-6,56%
Erfaringsestimataavvik på pensjonsforpliktelsen		
a) Beløp	17	-1 996
b) Prosent av nåverdien av pensjonsforpliktelsen	0,00%	-3,40%

Akkumulert effekt av estimataavvik innregnet som Andre endringer i egenkapital utgjør 10,9, 10,9 og 13,3 milliarder kroner kroner etter skatt (negativ effekt på Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader) i henholdsvis 2010, 2009 og 2008.

Økonomiske forutsetninger for resultatelementer (i %)	2010	2009
Diskonteringsrente	4,75	4,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,00	5,75
Forventet lønnsvekst	4,25	4,00
Forventet vekst i løpende pensjoner	3,00	2,75
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	4,00	3,75

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer (i %)	2010	2009
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

Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år	15	15
--	----	----

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

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 sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2009 var på henholdsvis 2,0 prosent, 2,0 prosent, 1,5 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 AFP (Avtalefestet pensjon) er 50 prosent for arbeidstakere på 62 år og 30 prosent for gjenværende arbeidstakere fra 63 til 66 år.

For ansatte i Norge er dødelighetstabellen K 2005 inkludert minimumskravene fra Finanstilsynet (som reduserer dødeligheten med minst 15 prosent for menn og 10 prosent for kvinner for alle ansatte) benyttet som beste estimat på dødelighet. Uførehetstabellen, KU, utviklet av forsikringsselskapet Storebrand, tilsvarer risiko for uføre for ansatte i Statoil i Norge.

Nedenfor presenteres et utvalg demografiske faktorer slik de er lagt til grunn per 31. desember 2010. Tabellen viser sannsynligheten for at en ansatt i en gitt aldersgruppe skal bli utsatt for uførlighet 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. Estimaten er basert på relevante forhold per 31. desember 2010. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i milliarder kroner)	Diskonteringsrente		Forventet lønnsvekst		Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %
Endring i:								
Pensjonsforpliktelse 31. desember 2010	-2,82	3,01	1,86	-1,76	-0,70	0,71	1,68	-1,61
Nåverdi av årets opptjening for 2011	-0,20	0,22	0,18	-0,17	-0,07	0,07	0,10	-0,09

Pensjonsmidler

Virkelig verdi av pensjonsmidlene i ytelsesplanene er estimert per 31. desember 2010 og per 31. desember 2009. Den langsiktige avkastningen på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en tilsvarende langsiktig risikofri rente med justering for en risikopremie basert på midlenes faktiske investeringsprofil. Risikofri rente (norsk 10 års statsobligasjon projisert til en langsiktig rente) benyttes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Avkastning på pengemarkedsplasseringer beregnes ved å ta en reduksjon av avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsiktig avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Pensjonsfondets målsetning er å oppnå en langsiktig avkastning som bidrar til å dekke fremtidige pensjonsforpliktelser. Midlene forvaltes med ønske om å oppnå så høy avkastning som mulig, basert på prinsipper om forsvarlig risikostyring og i overensstemmelse med offentlig regelverk. Fondets avkastningsmål innebærer at det er nødvendig å investere i eiendeler med risiko. Risikoen reduseres gjennom å opprettholde en diversifisert portefølje. Diversifisering oppnås både gjennom forskjellige typer investeringer og gjennom å spre investeringene på lokasjoner. Derivater benyttes kun innen gitte rammer for å effektivisere forvaltningen av pensjonsmidlene.

Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

(i %)	2010	2009
Egenkapitalinstrumenter	40,10	39,60
Obligasjoner	38,10	39,40
Sertifikater	14,70	14,70
Eiendom	4,90	5,10
Andre eiendeler	2,20	1,20
Sum	100,00	100,00

Eiendommer eiet av Statoils pensjonskasse utgjør 2,3 milliarder kroner per 31. desember 2010 og 2,1 milliarder kroner per 31. desember 2009 og disse blir leid ut til selskap i Statoil konsernet.

Statoils pensjonskasse investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å ligge mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser vektning av porteføljen og avkastningsforventning for finansporteføljen for 2011, forutsatt tilfredsstillende bufferkapital sammenlignet med risikonivået i referanseporteføljen, godkjent av styret i Statoils pensjonskasse.

Finansportefølge Statoils pensjonskasse

(Alle tall i %)	Porteføljevekt ¹⁾		Avkastningsforventning
Egenkapitalinstrumenter	40,00	(+/- 5)	X + 4
Obligasjoner	59,50	(+/- 5)	X
Sertifikater	0,50	(+15/-0,5)	X - 0,4
Sum finansportefølge	100,00		

1) Parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng.
X = Langsiktig avkastning på obligasjoner.

Forventet innbetaling vedrørende 2011 er 2,3 milliarder kroner.

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

(i millioner kroner)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse	Andre forpliktelser	Annen gjeld	Totalt
Langsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2009	48 412	5 889	1 533	55 834
Langsiktig rentebærende forpliktelser rapportert som finansielle forpliktelser	0	293	0	293
Kortsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2009	515	1 044	0	1 559
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld 31. desember 2009	48 927	7 226	1 533	57 686
Tilgang nye forpliktelser	1 443	2 908	61	4 412
Estimatendringer	6 551	1 273	0	7 824
Faktisk fjerning	-535	-1 266	-554	-2 355
Reversering av ubenyttede avsetninger	0	-87	0	-87
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	2 647	0	0	2 647
Avgang	-215	-2	0	-217
Rentekostnad på forpliktelser	2 508	0	0	2 508
Andel av forpliktelser klassifisert som holdt for salg	-549	0	0	-549
Reklassifisering	0	-1 331	867	-464
Omregningsdifferanse	72	90	0	162
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld 31. desember 2010	60 849	8 811	1 907	71 567
Kortsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2010	828	2 482	0	3 310
Langsiktig rentebærende forpliktelser rapportert som finansielle forpliktelser	0	347	0	347
Langsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2010	60 021	5 982	1 907	67 910

Forventet oppgjørstidspunkt

(i millioner kroner)	Nedstegnings- og fjerningsforpliktelser	Andre forpliktelser	Annen gjeld	Totalt
2011 - 2017	6 413	6 468	1 432	14 313
2018 - 2022	9 629	591	475	10 695
2023 - 2027	13 023	81	0	13 104
2028 - 2032	12 851	115	0	12 966
Derretter	18 933	1 556	0	20 489
Pr 31. desember 2010	60 849	8 811	1 907	71 567

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

Estimatendringer relatert til Nedstegnings- og fjerningsforpliktelser for året relaterer seg hovedsakelig til økt kostnadsoverslag for plugging og stenging av brønner. Det reviderte kostnadsestimatet var et resultat av en oppdatering av Statoils fjerningsforpliktelse studie gjennomført i fjerde kvartal hvor nye geologiske og tekniske erfaringer ble tatt i betraktning.

Det økte anslaget i fremtidige nedstegnings- og fjerningsforpliktelser er blitt tillagt Varige driftsmidler og vil øke avskrivningene med om lag 2,8 milliarder kroner i 2011 forutsatt samme produksjons- og reservenivå som 31. desember 2010 og ingen endringer i andre relevante parametere.

Kategorien Andre forpliktelser inkluderer avsetninger for estimerte tap på tapsbringende kontrakter og forventede utbetalinger på uløste krav. Tidspunkt og beløp for oppgjørstidspunktet for disse avsetninger er usikre og avhengig av ulike faktorer som er utenfor ledelsens kontroll.

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

26 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld:		
Leverandørgjeld	23 209	17 362
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	24 061	18 112
Forpliktelser felleskontrollerte eiendeler	13 623	13 430
Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter	9 994	9 144
Sum finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	70 887	58 048
Ikke finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	2 664	1 753
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	73 551	59 801

Andre forpliktelser og påløpte kostnader inkluderer avsetninger knyttet til enkelte tvister og rettsaker som er nærmere omtalt i note 29 *Andre forpliktelser*.

For informasjon om valutasensitivitet se note 32 *Finansielle instrumenter*: vikelig verdi måling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

Ytterligere informasjon vedrørende leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter se note 30 *Nærstående parter*.

27 Kortsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Banklån og kassekreditt	1 404	196
Innkalt margin	5 680	4 654
Kortsiktig andel av finansielle forpliktelser	4 038	2 686
Kortsiktig andel av finansiell leasing	589	582
Annet	19	32
Finansielle forpliktelser	11 730	8 150
Vektet gjennomsnittlig rentesats	2,45	2,24

Bokført verdi av kortsiktige finansielle forpliktelser, til amortisert kost, og påløpte renter er tilnærmet lik virkelig verdi.

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

Per 31. desember 2010 har Statoil Fuel & Retail trukket opp 0,3 milliarder kroner på en kreditt-fasilitet. Lånet forfalt i februar 2011. Per 31. desember 2009 hadde konsernet ingen kortsiktige trekk på tilgjengelige kommitterte kreditt-fasiliteter.

28 Leieavtaler

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

Statoil har per 31. desember 2010 inngått operasjonelle leieavtaler for et antall rigger. Gjenværende kontraktsperiode for de vesentlige kontraktene varierer fra seks måneder til fem 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 riggekapasitet 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 kontinentalsokkelen. Disse leieavtalene er vist brutto under operasjonelle leieavtaler i tabellen under. For leieavtaler der lisensen 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 felter og inkluderer ved oppstart sju bøyelastere. Kontraktens nominelle verdi er cirka 6 milliarder kroner ved utgangen av 2010 og den anses 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 inngått 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.

21. desember 2010 var det oppstart av Energiverk Mongstad (EVM), et kraftvarmeverk som er knyttet til raffineriet på Mongstad. Statoil leier dette anlegget av DONG Energy. Statoil anser denne avtalen for å være en finansiell leieavtale, og kontraktsperioden er 20 år fra oppstartsdato. Ved kontraktsslutt har Statoil opsjon på å overta EVM uten vederlag eller å forlenge kontraktsperioden til enten 25 eller 30 år.

I 2010 utgjorde netto leiekostnad 12,4 milliarder kroner (10,9 milliarder kroner i 2009 og 10,2 milliarder kroner i 2008) hvorav minsteleie utgjorde 13,8 milliarder kroner (12,7 milliarder kroner i 2009 og 11,8 milliarder kroner i 2008) og innbetalinger fra fremleie utgjorde 1,5 milliarder kroner (1,8 milliarder kroner i 2009 og 1,7 milliarder kroner i 2008). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2010, 2009 eller 2008.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2010.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av regnskapsåret 31. desember 2010.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler				Finansielle leieavtaler		
	Rigger	Skip	Andre leieavtaler	Fremleie	Minsteleie	Diskonterings- element	Nåverdi av minsteleie
2011	13 931	2 568	999	-2 041	817	-74	743
2012	13 175	1 809	911	-1 801	784	-86	698
2013	9 968	1 379	819	-1 699	594	-101	493
2014	4 412	1 055	807	-658	588	-116	472
2015	1 747	864	779	-191	614	-132	482
Deretter	329	3 173	4 804	-1 968	6 828	-2 557	4 271
Sum fremtidig minsteleie	43 562	10 848	9 119	-8 358	10 225	-3 066	7 159

I tillegg har Statoil inngått en avtale med Maersk for leie av et produksjonsskip (FPSO) knyttet til Peregrino-feltet i Brasil. Statoil anser denne avtalen for å være en finansiell leieavtale, og leieperioden er fem år fra 2011. Statoil har opsjon på å kjøpe skipet ved utløp av leieperioden. Skipet og tilhørende leieforpliktelse er klassifisert som eiendeler og finansielle forpliktelser holdt for salg per 31. desember 2010, se note 4 *Eiendeler holdt for salg*.

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

(i millioner kroner)	2010	2009
Leide eiendeler under utbygging	0	8 983
Skip	4 421	4 079
Produksjonsanlegg på land	2 849	0
Andre varige driftsmidler	1 646	797
Akkumulerte avskrivninger	-1 795	-1 404
Sum balanseført verdi	7 121	12 455

29 Andre forpliktelser

Kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner kroner)	2011	2012	Deretter	Sum
Forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler:				
Pågående utbyggingsprosjekter	17 911	11 492	6 853	36 256
Varige driftsmidler og øvrige investeringer	1 017	149	53	1 219
Anskaffelse av immaterielle eiendeler	74	0	0	74
Sum forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler	19 002	11 641	6 906	37 549
Øvrige forpliktelser:				
Pågående utbyggingsprosjekter	2 103	13	0	2 116
Varige driftsmidler og øvrige investeringer	1 797	102	148	2 047
Sum øvrige forpliktelser	3 900	115	148	4 163
Totalsum	22 902	11 756	7 054	41 712

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-, inngangs- og avgangskapasitet. 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. Kontraktens 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 kontraktuelle avtalte prisingen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveranstidspunktet.

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 2010:

(i millioner kroner)	Transport og terminal forpliktelser	Forpliktelser knyttet til raffineri virksomhet	Sum
2011	8 087	386	8 473
2012	7 434	611	8 045
2013	6 738	624	7 362
2014	6 727	625	7 352
2015	6 155	617	6 772
Deretter	34 701	14 602	49 303
Sum	69 842	17 465	87 307

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.

Statoil har inngått forpliktende avtaler med det amerikanske energiselskapet Dominion for kapasitet ved Cove Point-terminalen for flytende naturgass i USA. Ved utgangen av 2010 omfatter forpliktelsen 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 forpliktelsene 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 forpliktelsene 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 respektivt 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 2010 er verdien av gjenværende volum som dekkes av garantien beregnet til 1,7 milliarder kroner, basert på gjeldende markedspriser. En avsetning på 0,3 milliarder kroner er regnskapsført ved årsslutt 2010 knyttet til denne garantien.

Statoil har garantert for 50 prosent, tilsvarende selskapets eierandel, av kontraktsforpliktelser inngått av Scira Offshore Energy Ltd. (Scira) i forbindelse med utbyggingen av Sheringham Shoal Offshore Wind Farm i Storbritannia. Scira er inkludert i konsernregnskapet ved bruk av egenkapitalmetoden. Ved utgangen av 2010 er maksimal eksponering for Statoil sin andel av garantien estimert til 1,8 milliarder kroner. Balanseført beløp av garantien er ubetydelig.

Etter Allmennaksjelovens 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 1,1 milliarder kroner. Det er på det nåværende tidspunkt lite sannsynlig at disse forpliktelsene vil påvirke Statoil. Ingen avsetning knyttet til denne garantien er regnskapsført ved utløpet av 2010.

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 2010 er Statoil forpliktet til å delta i 16 brønner på norsk sokkel og 35 brønner internasjonalt, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 47 prosent. Statoils andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omlag 6,3 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.

Statoil er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden flere 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 estimater. Det antas at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettsakene og tvistene.

30 Nærstående parter

Transaksjoner med Den norske stat

Den norske stat er hovedaksjonær i Statoil og eier betydelige eierandeler i andre selskaper. Per 31. desember 2010 hadde den norske stat en eierandel i Statoil på 67 prosent (Folketrygdfondets andel i Statoil på 3,05 prosent er holdt utenfor). Eierskapsstrukturen medfører at Statoil deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapsstruktur og derfor tilfredsstillende definisjonen av nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normale «armlegde» prinsipper.

Statoil markedsfører og selger statens 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 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 angjeldende selskaps eget navn og med de tilhørende kostnader, bruttoføres imidlertid i Statoils konsernregnskap når datterselskapet anses å fremstå som prinsippal 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. 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 81,4 milliarder kroner (176 millioner fat oljeekvivalenter), 74,3 milliarder kroner (204 millioner fat oljeekvivalenter) og 112,7 milliarder kroner (223 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2010, 2009 og 2008. Kjøp av naturgass fra staten beløp seg til 0,4 milliarder kroner i 2010, 0,3 milliarder kroner i 2009 og 0,4 milliarder kroner i 2008. En vesentlig del av beløpet som er inkludert i linjen Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter i note 26 *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 armlengde prinsippet og er inkludert i de relevante regnskapslinjene i konsernresultatregnskapet.

Godtgjørelse til ledende ansatte

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

(i tusen kroner)	2010	2009	2008
Kortsiktige ytelser	49 857	50 573	50 949
Pensjonsytelser	11 414	11 391	12 534
Andre langsiktige ytelser	95	137	129
Aksjebasert avlønning	840	444	278
Sum	62 205	62 545	63 890

Per 31. desember 2010 er det ikke gitt lån til ledende ansatte.

31 Finansielle instrumenter per kategori

Finansielle instrumenter per IAS 39 kategori

Tabellen nedenfor presenterer Statoils klasser av finansielle instrumenter og tilhørende bokført verdi per kategori slik de er definert i IAS 39. Alle de finansielle instrumentenes bokførte verdier er målt til virkelig verdi, eller deres bokførte verdi er tilnærmet lik virkelig verdi, med unntak av langsiktige finansielle forpliktelser. Se note 23 *Langsiktige finansielle forpliktelser* for informasjon om virkelig verdi på langsiktige finansielle forpliktelser.

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

(i millioner kroner)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Virkelig verdiopsjon	Ikke finansielle eiendeler	
31. desember 2010							
Eiendeler							
Langsiktige finansielle investeringer	17	-	3 042	-	12 315	-	15 357
Langsiktige finansielle derivater	32	-	-	20 563	-	-	20 563
Langsiktige finansielle fordringer	17	2 317	-	-	-	2 193	4 510
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	19	69 903	-	-	-	6 236	76 139
Kortsiktige finansielle derivater	32	-	-	6 074	-	-	6 074
Kortsiktige finansielle investeringer	20	-	-	5 347	6 162	-	11 509
Betalingsmidler	21	30 337	-	-	-	-	30 337
Sum		102 557	3 042	31 984	18 477	8 429	164 489

(i millioner kroner)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Virkelig verdi-oppsjon	Ikke finansielle eiendeler	
31. desember 2009							
Eiendeler							
Langsiktige finansielle investeringer	17	-	2 223	-	11 044	-	13 267
Langsiktige finansielle derivater	32	-	-	17 644	-	-	17 644
Langsiktige finansielle fordringer	17	3 164	-	-	-	2 583	5 747
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	19	53 007	-	-	-	5 888	58 895
Kortsiktige finansielle derivater	32	-	-	5 369	-	-	5 369
Kortsiktige finansielle investeringer	20	55	-	1 962	5 005	-	7 022
Betalingsmidler	21	24 723	-	-	-	-	24 723
Sum		80 949	2 223	24 975	16 049	8 471	132 667

(i millioner kroner)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet		Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
			Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet		
31. desember 2010						
Forpliktelser						
Langsiktige finansielle forpliktelser	23	99 797	-	-	-	99 797
Langsiktige finansielle derivater	32	-	3 386	-	-	3 386
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	26	70 887	-	2 664	-	73 551
Kortsiktige finansielle forpliktelser	27	11 730	-	-	-	11 730
Kortsiktige finansielle derivater	32	-	4 161	-	-	4 161
Sum		182 414	7 547	2 664	-	192 625

(i millioner kroner)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet		Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
			Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet		
31. desember 2009						
Forpliktelser						
Langsiktige finansielle forpliktelser	23	95 962	-	-	-	95 962
Langsiktige finansielle derivater	32	-	1 657	-	-	1 657
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	26	58 048	-	1 753	-	59 801
Kortsiktige finansielle forpliktelser	27	8 150	-	-	-	8 150
Kortsiktige finansielle derivater	32	-	2 860	-	-	2 860
Sum		162 160	4 517	1 753	-	168 430

Tabellen nedenfor presenterer beløp innregnet i Konsernresultatregnskapet relatert til Statoils finansielle instrumenter per kategori slik de er definert i IAS 39.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultatet			Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Ikke finansielle eiendeler eller forpliktelser	Sum
	Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-opisjon					
31. desember 2010								
Resultat før finansposter og skattekostnad	-3 450	-	-	-	-	-	140 678	137 228
Netto finansposter								
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	-5 451	-	-	1 487	2 128	-	-	-1 836
Renteinntekter	1 146	-	314	908	-	-	-	2 368
Andre finansinntekter	-134	-	861	17	-	50	13	807
Renteinntekter og andre finansielle poster	1 012	-	1 175	925	-	50	13	3 175
Rentekostnader	2 448	-	-	-	-4 150	-	-	-1 702
Nedskrivning	-	-	-	-	-	-	-	-
Andre finanskostnader	2 363	-	-	-	225	-	-2 637	-49
Renter og andre finansieringskostnader	4 811	-	-	-	-3 925	-	-2 637	-1 751
Netto finansposter	372	-	1 175	2 412	-1 797	50	-2 624	-412
Sum	-3 078	-	1 175	2 412	-1 797	50	138 054	136 816

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultatet							Sum
	Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-opisjon	Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Ikke finansielle eiendeler eller forpliktelser	
31. desember 2009								
Resultat før finansposter og skattekostnad	12 337	-	-	-	-	-159	109 462	121 640
Netto finansposter								
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	16 661	-	-	-10 568	-4 076	-	-24	1 993
Renteinntekter	1 290	-	326	1 088	-	-	-	2 704
Andre finansinntekter	518	-	403	111	-	-28	-	1 004
Renteinntekter og andre finansielle poster	1 808	-	729	1 199	-	-28	-	3 708
Rentekostnader	2 123	-	-	-	-3 748	-	-	-1 625
Nedskrivning	-	-	-	-	-	-1 404	-	-1 404
Andre finanskostnader	-6 807	-	-	-	-183	-	-2 432	-9 422
Renter og andre finansieringskostnader	-4 684	-	-	-	-3 931	-1 404	-2 432	-12 451
Netto finansposter	13 785	-	729	-9 369	-8 007	-1 432	-2 456	-6 750
Sum	26 122	-	729	-9 369	-8 007	-1 591	107 006	114 890

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultatet							Sum
	Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-opisjon	Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Ikke finansielle eiendeler eller forpliktelser	
31. desember 2008								
Resultat før finansposter og skattekostnad	19 917	-	-	-	-	-346	179 261	198 832
Netto finansposter								
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	-24 266	-	-	3 848	-12 145	-	-	-32 563
Renteinntekter	3 230	-	437	3 392	-	-	-	7 059
Andre finansinntekter	6 006	-	-971	52	-	61	-	5 148
Renteinntekter og andre finansielle poster	9 236	-	-534	3 444	-	61	-	12 207
Rentekostnader	959	-	-	-	-2 243	-	-	-1 284
Andre finanskostnader	5 660	-27	-	-	-251	-	-2 107	3 275
Renter og andre finansieringskostnader	6 619	-27	-	-	-2 494	-	-2 107	1 991
Netto finansposter	-8 411	-27	-534	7 292	-14 639	61	-2 107	-18 365
Sum	11 506	-27	-534	7 292	-14 639	-285	177 154	180 467

32 Finansielle instrumenter: virkelig verdi måling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko

Virkelig verdi måling av finansielle instrumenter

Finansielle derivater

Statoil måler alle finansielle derivater til virkelig verdi. Endring i virkelig verdi på derivater innregnes enten i Salgsinntekter eller i finansposter i resultatregnskapet avhengig av deres natur som råvarebaserte derivatkontrakter eller rente- og valutaderivater.

Ved fastsettelse av virkelig verdi av finansielle derivater bruker Statoil priser notert i et aktivt marked så langt det lar seg gjøre. Når slike priser ikke er tilgjengelige bruker Statoil input som er observerbare enten direkte eller indirekte som basis for verdsettelsesmetoder som diskontert kontantstrømanalyser eller prismodeller. Se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* for ytterligere informasjon om metodikken og forutsetningene som er benyttet til å beregne virkelig verdi for Statoils finansielle derivater.

I den påfølgende tabellen vises estimerte virkelige verdier og netto balanseførte verdier for finansielle derivater. Av balansen per 31. desember 2010 knytter 15,1 milliarder kroner seg til enkelte "earn-out" avtaler og innebygde derivater som er innregnet som finansielle derivater i henhold til IAS 39. Per 31. desember 2009 utgjorde disse 13,0 milliarder kroner.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto balanseført beløp
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 måler alle finansielle investeringer til virkelig verdi. Statoils finansielle investeringer består av en portefølje eid av konsernets forsikringsselskap (hovedsakelig obligasjoner, børsnoterte egenkapitalinstrumenter og sertifikater) og investeringer 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 investeringer er innregnet i resultatregnskapet innenfor Netto finansposter med unntak av de investeringene som er klassifisert som TFS eiendeler. Endring i virkelig verdi på disse investeringene 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 investeringer 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 investeringer. Se note 17 *Langsiktige finansielle investeringer* og note 20 *Kortsiktige finansielle investeringer* for informasjon vedrørende virkelig verdi av konsernets finansielle investeringer 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 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 øke med cirka 0,1 milliarder kroner ved utgangen av 2010 og 1,5 milliarder kroner ved utgangen av 2009. En slik endring i virkelig verdi ville blitt innregnet i resultatregnskapet.

En avstemming av endringer i virkelig verdi i løpet av 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
31. desember 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
31. desember 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 2010 hatt en netto økning i virkelig verdi på 3,2 milliarder kroner. Av disse 3,7 milliarder kronene som er innregnet i resultatregnskapet i 2010 er 2,1 milliarder kroner relatert til endringer i virkelig verdi av visse "earn-out" avtaler og innebygde derivater.

I praksis relaterer alle gevinster og tap innregnet i resultatregnskapet i løpet av 2010 seg til eiendeler og forpliktelser som er eid av konsernet ved utgangen av 2010.

Visse avhendelseskrav ble satt av EU i tilknytning til Statoils kjøp av bensinstasjonskjeden Jet i 2008. Som en konsekvens var investeringen klassifisert som tilgjengelig for salg eiendel ved utgangen av 2008. I løpet av 2009 ble disse kravene oppfylt. Ved utgangen av 2009 var den gjenværende Jet aktiviteten konsolidert og verdien tidligere inkludert i nivå 3 i tabellen over ble overført ut.

Markedsrisiko-sensitiviteter

Råvarepriserisiko

Tabellen nedenfor inneholder virkelig verdi og sensitiviteter for råvarepriserisiko på Statoils råvarebaserte derivatkontrakter. Se note 8 *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 priserisiko for 2010 og 2009 er beregnet ved å forutsette et rimelig mulighetsområde for endringer på 30 prosent i råolje, raffinerte produkter og elektrisitetspriser, og 50 prosent i prisene for naturgass. Ved utgangen av 2008 ble disse sensitivitetene beregnet ved å forutsette 50 prosent som et rimelig mulighetsområde for endringer for alle råvarene.

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	-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
		-50% sensitivitet	50% sensitivitet
31. desember 2008			
Råolje og raffinerte produkter	10 645	-4 124	4 440
Naturgass og elektrisitet	26	3 447	-3 431

Som deler av verktøyene for å overvåke og styre risiko bruker konsernet "value-at-risk" (VaR) metoden for deler av sin handelsaktivitet innenfor segmentene Naturgass og Foredling og markedsføring.

For daglig estimering av markedsrisiko i porteføljen, bruker Oljesalg, handel og forsyning (OTS) innenfor Foredling- og markedsføringssegmentet en metode basert på historisk simulering, der daglige observerte prosentvise pris og volatilitetsendringer over en gitt tidsperiode anvendes på den til enhver tid gjeldende porteføljen. Med utgangspunkt i de simulerte porteføljeværdiendringene 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 porteføljeværdiendringer overvåkes på månedlig basis ved bruk av fire års rullerende data og ulike inputparametre, som for eksempel tidshorisont og lignende, rekalibreres dersom modellresultatene ikke er tilfredsstillende.

Naturgassegmentet 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 kalkulerede "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 simuleringmetoden baseres på avledning av daglig prosentvis markedspris og volatilitetsendringer for alle vesentlige produkter i porteføljen over en gitt tidsperiode er anvendt på den gjeldende porteføljeværdien for å kunne estimere en sannsynlighetsfordeling av fremtidige endringer i markedsverdi i porteføljen. OTS og Naturgassegmentet bruker ulike VaR metoder for å reflektere karakteristikaene for de aktuelle råvaremarkedene på en best mulig måte.

Innenfor OTS er alle fysiske og finansielle kontrakter som styres samlet for risikostyringsformål omfattet av VaR grenser, uavhengig av hvordan de er innregnet i konsernets 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 kalkulerede VaR tallene for 2010, 2009 og 2008 og forutsetningene som er benyttet er presentert i tabellen under.

(i millioner kroner)	Maksimum	Minimum	Gjennomsnitt
31. desember 2010			
Råolje og raffinerte produkter	151	59	105
Naturgass og elektrisitet	300	6	116
31. desember 2009			
Råolje og raffinerte produkter	189	42	103
Naturgass og elektrisitet	219	8	80
31. desember 2008			
Råolje og raffinerte produkter	143	28	79
Naturgass og elektrisitet	218	40	116

Forutsetninger	Metode	Konfidens-intervall	Tidsperiode
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 8 *Finansiell risikostyring* for ytterligere informasjon knyttet til valutarisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

Ved slutten av 2010 og 2009 er sensitiviteten knyttet til valutarisiko beregnet ved å forutsette et rimelig mulighetsområde for endringer på 12 prosent for de valutakursene konsernet har eksponering mot. Ved slutten av 2008 var 20 prosent brukt i beregningen som et rimelig mulighetsområde for endringer.

Konsernets underliggende eksponering ved utgangen av 2009 mot USD, EUR, GBP og NOK er blitt oppdatert for å være konsistent med metoden som er brukt for estimeringen av eksponeringen ved utgangen av 2010.

Med virkning fra 1. januar 2009 byttet Statoil ASA funksjonell valuta fra NOK til USD, se note 1 Selskapet og selskapsstruktur. Denne endringen av funksjonell valuta påvirker valutasensitiviteten ved sammenligning av 2010 og 2009 mot 2008.

(i millioner kroner)	USD	EUR	GBP	CAD	NOK	SEK	DKK
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
31. desember 2008							
Netto gevinst (tap) (20% sensitivitet)	-31 369	-11 906	11	-170	39 856	1 976	1 636
Netto gevinst (tap) (-20% sensitivitet)	31 369	11 906	-11	170	-39 856	-1 976	-1 636

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 8 *Finansiell risikostyring* for ytterligere informasjon knyttet til renterisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en nedgang på 0,5 prosentpoeng og en økning på 1,5 prosentpoeng som rimelig mulighetsområde for endringer i beregningen for 2010. Sammenlignet med den sensitiviteten som ble beregnet ved utgangen av 2009 og 2008 har Statoils vurdering av hva som er et rimelig mulighetsområde for endringer i de rentene konsernet er eksponert mot endret fra 1,5 prosentpoeng og ett prosentpoeng for henholdsvis 2009 og 2008. De estimerte gevinstene fra en rentenedgang og de estimerte tapene fra en renteøkning, som vil påvirke resultatregnskapet, er presentert i den etterfølgende tabellen.

(i millioner kroner)	Gevinst scenario	Tap scenario
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
31. desember 2008		
Renterisiko (1 prosentpoeng sensitivitet)	3 395	-3 395

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 2010 er det brukt 20 prosent og 35 prosent endring i prisene på egenkapitalinstrumentene som grunnlag for beregning av prisrisikosensitivitet. For 2009 og 2008 var Statoils oppfatning en endring på 20 prosent og 40 prosent for henholdsvis børsnoterte og ikke-noterte egenkapitalinstrumenter.

For børsnoterte egenkapitalinstrumenter vil en endring i virkelig verdi bli innregnet som gevinst eller tap i resultatregnskapet. For ikke-noterte egenkapitalinstrumenter som er klassifisert som tilgjengelig for salg eiendeler, vil en reduksjon i virkelig verdi bli innregnet i resultatregnskapet 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 2010			
Børsnoterte egenkapitalinstrumenter	5 102	-1 020	1 020
31. desember 2009			
Børsnoterte egenkapitalinstrumenter	4 318	-864	864
31. desember 2008			
Børsnoterte egenkapitalinstrumenter	2 276	-455	455

(i millioner kroner)		-35% sensitivitet	35% sensitivitet
31. desember 2010			
Unoterte egenkapitalinstrumenter	3 042	-1 065	1 065

(i millioner kroner)		-40% sensitivitet	40% sensitivitet
31. desember 2009			
Unoterte egenkapitalinstrumenter	2 223	-889	889
31. desember 2008			
Unoterte egenkapitalinstrumenter	4 205	-1 682	1 682

33 Hendelser etter regnskapsårets utgang

Sammensetningen av Statoils rapporteringssegmenter vil endres med virkning fra 1. januar 2011 som følge av endringer i den interne organisasjonsstrukturen.

34 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)

I samsvar med 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 opplysningene er utarbeidet med rimelig forsiktighet og lagt frem i god tro, understrekes det at noen av opplysningene nødvendigvis vil være unøyaktige og vil være tilnærmede størrelser fordi slike opplysninger blir utarbeidet ut fra en subjektiv vurdering. Derfor vil ikke disse opplysningene nødvendigvis representere selskapets nåværende økonomiske stilling eller de resultater selskapet forventer å skape i fremtiden.

Financial Accounting Standard Board tilpasset i januar 2010 estimat- og notekravene for olje- og gassreserver gitt i "Extractive Activities - Oil and Gas" (Topic 932) med betingelsene i U.S. Securities and Exchange Commissions' endelige regler "Modernization of the Oil and Gas Reporting Requirements" utgitt i desember 2008. Konsernets rapportering i 2009 og 2010 er i henhold til disse oppdaterte betingelsene. Opplysningene per 31. desember 2008 er ikke korrigert da tilbakevirkende endring ikke var tillatt. For ytterligere informasjon angående regelendringene for reserver, se note 2 Vesentlige Regnskapsprinsipper: Sikre olje- og gassreserver.

Det har ikke vært noen hendelser siden 31. desember 2010 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. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum eller mengder som forbrukes i produksjon. Reserveestimer 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 (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 vår markedstilgang. Per 31. desember 2010 var 12 prosent av våre totale sikre reserver relatert til denne type avtaler (22 prosent av olje og NGL og fem prosent av gass). Dette samsvarer med henholdsvis 11 prosent og 12 prosent av totale sikre reserver for 2009 og 2008. Netto kumulativ olje- og gassproduksjon fra felter med denne type avtaler var i 2010 på 84 millioner fat oljeekvivalenter i 2010 (98 millioner fat oljeekvivalenter i 2009 og 82 millioner fat oljeekvivalenter i 2008). Statoil deltar i denne type avtaler i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Libya, Iran, Irak, 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.

Rule 4-10 of Regulation S-X krever at reserver vurderes basert på eksisterende økonomiske betingelser inkludert 12 måneders gjennomsnittlige olje- og gasspriser forut for slutten av perioden det rapporteres for, med mindre priser er definert gjennom kontraktuelle avtaler. Oljereservene ved årsslutt 2010 er fastsatt med basis i en 12 måneders gjennomsnittlig Brent ekvivalent pris på 79,02 dollar/fat. Økningen i oljepris fra 2009 da gjennomsnittlig Brent blend pris var 59,91 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 2010 er fastsatt basert på oppnådde gasspriser gjennom 2010 tilsvarende en volumvektet gjennomsnittlig pris på 1,7 NOK/Sm³. Gjennomsnittlige oppnådde gasspriser har generelt gått ned fra 2009 til 2010 og 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. Under dette arrangementet, leverer Statoil gass til kunder under ulike typer salgskontrakter. 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 enten 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 markedsreflekterte priser. Prisen for NGL er enten basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsreflekterte priser.

Avsetningsinstruksen, som beskrevet over, kan endres av generalforsamlingen i Statoil ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimater 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 78 prosent av totale sikre reserver per 31. desember 2010 og ingen andre land eller kontinenter inneholder reserver opp mot 15 prosent av totale sikre reserver. Følgelig har konsernet fastslått at den mest meningsfylte presentasjonen av geografisk område er å inkludere Norge og kontinentene Eurasia (uten Norge), Afrika og Amerika.

Statoil annonserte i 2010 salg av 40 prosent eierandeler i Peregrinofeltet i Brasil og salg av 40 prosent eierandeler i oljesandrettighetene i Alberta, Canada. Per 31. desember 2010 hadde disse salgene ikke blitt godkjent av relevante myndigheter og derfor er reduksjonen i reserver ikke reflektert i sikre reserveregnskapet for 2010. Den forventede effekten på sikre reserveregnskapet for 2011 er salg av petroleumsreserver på omtrent 66 millioner fat oljeekvivalenter.

Følgende tabeller viser estimerte sikre olje- og gassreserver per 31. desember fra 2007 til 2010 og tilhørende endringer.

	Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat			Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot			Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter		
	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum
Reserver i konsoliderte selskaper									
Sikre reserver 31. desember 2007	1 604	785	2 389	18 893	1 426	20 319	4 971	1 039	6 010
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 187	323	1 510	15 084	748	15 832	3 875	456	4 331
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	81	95	177	7	141	148	83	120	203
Utvidelser og funn	12	-	12	29	-	29	17	-	17
Kjøp av petroleumsreserver	-	69	69	-	-	-	-	69	69
Salg av petroleumsreserver	-	-3	-3	-	-43	-43	-	-10	-10
Overføring til egenkapitalkonsolidert selskap *	-	-191	-191	-	-	-	-	-191	-191
Produksjon	-302	-78	-380	-1 348	-121	-1 469	-542	-100	-642
Sikre reserver 31. desember 2008	1 396	677	2 074	17 581	1 403	18 984	4 529	927	5 456
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 113	381	1 494	14 482	727	15 209	3 693	510	4 204
Reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper									
Gjenværende reserver etter overføring *	-	123	123	-	-	-	-	123	123
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	-	11	11	-	-	-	-	11	11
Produksjon	-	-6	-6	-	-	-	-	-6	-6
Sikre reserver 31. desember 2008	-	127	127	-	-	-	-	127	127
Totale sikre reserver inkludert reserver i egenkapitalkonsoliderte selskaper									
31. desember 2008	1 396	805	2 201	17 581	1 403	18 984	4 529	1 055	5 584
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 113	406	1 519	14 482	727	15 209	3 693	536	4 229

* Sincor til Petrocedeño; redusert eierinteresse fra 15 prosent til 9,677 prosent

Restrukturering av Sincor-partnerskapet i Venezuela til et nytt juridisk selskap, Petrocedeño, ble fullført i februar 2008. Dette reduserte Statoils eierandel fra 15,0 prosent i Sincor partnerskapet til 9,677 prosent i Petrocedeño. Endring i eierandel medførte en reduksjon av sikre reserver på 68 millioner fat oljeekvivalenter i 2008.

Statoil kjøpte Anadarcos 50,0 prosent eierandel i Peregrino, Brasil, i 2008. Dette resulterte i at Statoil fikk en 100 prosent eierandel i feltet og ble operatør. Den tilhørende økning i sikre reserver var 69 millioner fat oljeekvivalenter.

	Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	
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	-	-	-	1	1
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-256	-18	-53	-21	-348
Sikre reserver 31. desember 2010	1 241	170	313	297	2 020
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	-	-	-	3	3
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-5	-5
Sikre reserver 31. desember 2009	-	-	-	104	104
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

Statoils sikre bitumen reserver i Amerika utgjør mindre enn tre 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	-	-	-	25	25
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-1 370	-51	-41	-47	-1 509
Sikre reserver 31. desember 2010	16 343	634	521	446	17 945
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	-	-	-	20	20
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-0	-0
Sikre reserver 31. desember 2009	-	-	-	20	20
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

	Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeequivalenter				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	
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	-	-	-	5	5
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-500	-27	-60	-29	-617
Sikre reserver 31. desember 2010	4 153	283	406	376	5 218
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	-	-	-	6	6
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-
Produksjon	-	-	-	-5	-5
Sikre reserver 31. desember 2009	-	-	-	107	107
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

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

	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Sikre utviklede olje- og NGL reserver i millioner fat					
31. desember 2009					
Konsoliderte selskaper	1 028	94	208	83	1 413
Egenkapitalkonsoliderte selskaper	-	-	-	28	28
31. desember 2010					
Konsoliderte selskaper	950	99	192	81	1 321
Egenkapitalkonsoliderte selskaper	-	-	-	36	36
Sikre utviklede gassreserver i milliarder standard kubikkfot					
31. desember 2009					
Konsoliderte selskaper	14 138	523	256	73	14 990
Egenkapitalkonsoliderte selskaper	-	-	-	-	-
31. desember 2010					
Konsoliderte selskaper	13 721	421	221	329	14 691
Egenkapitalkonsoliderte selskaper	-	-	-	7	7
Sikre utviklede olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter					
31. desember 2009					
Konsoliderte selskaper	3 548	187	254	96	4 084
Egenkapitalkonsoliderte selskaper	-	-	-	28	28
31. desember 2010					
Konsoliderte selskaper	3 394	174	231	139	3 939
Egenkapitalkonsoliderte selskaper	-	-	-	37	37

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 kubikkfot oljeekvivalent.

Balanseførte kostnader knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

Konsoliderte selskaper

(i millioner NOK)	31. desember	
	2010	2009
Undersøkelseskostnader, leterettigheter og lignende	34 873	49 497
Utbyggingskostnader, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseiendeler	703 885	655 886
Sum kostnader til anskaffelseskost	738 758	705 383
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-419 920	-379 575
Netto balanseførte kostnader	318 838	325 808

Netto balanseførte kostnader fra egenkapitalkonsoliderte selskaper utgjorde 7,5 milliarder kroner per 31. desember 2010 og 3,7 milliarder kroner per 31. desember 2009. I tillegg utgjorde balanseførte kostnader knyttet til produksjonsvirksomheten klassifisert som Held for sale 44,9 milliarder kroner per 31. desember 2010.

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

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

Konsoliderte selskaper

(i millioner NOK)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Året 2010					
Undersøkelseskostnader	5 974	1 647	1 987	7 195	16 803
Utbyggingskostnader 1)	29 284	2 531	11 262	10 439	53 516
Kjøp av utbyggingsrettigheter	0	0	0	48	48
Kjøp av leterettigheter	31	1 046	0	5 804	6 881
Sum	35 289	5 224	13 249	23 486	77 248
Året 2009					
Undersøkelseskostnader	8 170	1 310	2 465	4 950	16 895
Utbyggingskostnader 1)	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

I tabellen nedenfor inngår både kostnader som er balanseført og kostnader innregnet i resultatoppstillingen i 2008.

(i millioner NOK)	Norge	Utenfor Norge	Sum
Året 2008			
Undersøkelseskostnader	8 672	9 136	17 808
Utbyggingskostnader 1)	29 478	14 215	43 693
Kjøp av utbyggingsrettigheter 2)	0	12 435	12 435
Kjøp av leterettigheter 3)	1 255	12 323	13 578
Sum	39 405	48 109	87 514

1) Inkluderer mindre utbyggingskostnader som ikke er knyttet til sikre reserver.

2) Inkluderer kjøpet av Anadarkos 50 prosent eierandel i Peregrino, Brasil.

3) Inkluderer signaturbonuser samt oppkjøpene av andeler i Goliat og Marcellus skifer gassutbygging.

Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassressurser i egenkapitalkonsoliderte selskaper utgjorde 4 365 millioner kroner i 2010, 286 millioner kroner i 2009 og 448 millioner kroner i 2008.

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, til regnskapet, men som ikke er tatt med i tabellen nedenfor, gjelder gasshandelsvirksomhet, råvarebaserte derivater, transport og forretningsutvikling, samt gevinster ved salg av interesser og andeler i olje og gassaktiviteter.

Inntektsskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser og hensyntatt friinntekt. Renter og indirekte kostnader er ikke trukket fra.

Konsoliderte selskaper

(i millioner NOK)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Året 2010					
Salg	1	2 706	2 526	713	5 946
Internt salg	166 219	6 871	24 232	10 656	207 978
Sum driftsinntekter	166 220	9 577	26 758	11 369	213 924
Undersøkelseskostnader	-5 497	-1 448	-2 033	-6 795	-15 773
Produksjonskostnader	-21 372	-1 297	-3 165	-4 071	-29 905
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-25 731	-4 099	-7 503	-5 034	-42 367
Sum driftskostnader	-52 600	-6 844	-12 701	-15 900	-88 045
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	113 620	2 733	14 057	-4 531	125 879
Skattekostnad	-82 226	-755	-6 868	969	-88 880
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	31 394	1 978	7 189	-3 562	36 999
Året 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

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Sum
Året 2008			
Salg	151	8 274	8 425
Internt salg	216 809	34 718	251 527
Sum inntekter	216 960	42 992	259 952
Undersøkelseskostnader	-5 536	-9 157	-14 693
Produksjonskostnader	-19 744	-6 009	-25 753
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-24 043	-13 689	-37 732
Sum kostnader	-49 323	-28 855	-78 178
Resultat før skatt	167 637	14 137	181 774
Skattekostnad	-124 564	-9 710	-134 274
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	43 073	4 427	47 500

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass fra egenkapitalmetodekonsoliderte selskaper utenfor Norge var 119 millioner kroner i 2010, 26 millioner kroner i 2009 og 428 millioner kroner i 2008.

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 for 2009 og 2010 og årsslutt priser for 2008 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 kostnadsindekser 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 inntektsskatt 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 diskonteringsrate på 10 prosent per år. Nåverdi-beregningen 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.

Statoil annonserte i 2010 salg av 40 prosent eierandeler i Peregrinofeltet i Brasil og salg av 40 prosent eierandeler i oljesandrettighetene i Alberta, Canada. Per 31. desember 2010 hadde disse salgene ikke blitt godkjent av relevante myndigheter og derfor er reduksjonen i beregnet nåverdi ikke reflektert i 2010 nåverdien av fremtidig netto kontantstrøm. Basert på årets økonomiske antagelser, er den forventede effekten på 2011 nåverdien av fremtidig netto kontantstrøm en reduksjon på omtrent 8,4 milliarder kroner.

(i millioner kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
Per 31. desember 2010					
Konsoliderte selskaper					
Fremtidige netto innbetalinger	1 353 424	99 326	163 551	143 202	1 759 503
Fremtidige utbyggingskostnader	- 139 961	- 23 457	- 29 041	- 18 150	- 210 609
Fremtidige produksjonskostnader	- 440 344	- 30 608	- 51 363	- 61 656	- 583 971
Fremtidig inntektsskatt	- 567 513	- 6 773	- 30 296	- 17 282	- 621 864
Fremtidig netto kontantstrøm	205 606	38 488	52 851	46 114	343 059
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	- 86 668	- 16 096	- 21 596	- 16 423	- 140 783
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	118 938	22 392	31 255	29 691	202 276
Egenkapitalkonsoliderte selskaper					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	0	0	0	3 880	3 880
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

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Sum
Per 31. desember 2008			
Konsoliderte selskaper			
Fremtidige netto innbetalinger	1 738 693	204 808	1 943 501
Fremtidige utbyggingskostnader	-109 456	-44 920	-154 376
Fremtidige produksjonskostnader	-412 340	-77 398	-489 738
Fremtidig inntektsskatt	-919 740	-30 118	-949 858
Fremtidig netto kontantstrøm	297 157	52 372	349 529
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	-150 919	-15 019	-165 938
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	146 238	37 353	183 591
Egenkapitalkonsoliderte selskaper			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	0	2 024	2 024
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper	146 238	39 377	185 615

Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner kroner)	2010	2009	2008
Konsoliderte selskaper			
Nåverdi av framtidig netto kontantstrøm per 1. januar	174 142	183 591	300 770
Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	130 402	-288 973	-74 453
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-53 006	-48 980	-56 924
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	-194 954	-179 072	-234 199
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	11 447	9 403	1 866
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	-42	-530	-4 936
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	47 285	101 298	51 574
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	53 516	56 900	56 128
Diskonteringseffekt	32 859	214 065	50 960
Netto endringer i inntektsskatt	627	126 440	92 805
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	28 134	-9 449	-117 179
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	202 276	174 142	183 591
Egenkapitalkonsoliderte selskaper			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	3 880	2 097	2 024
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper	206 156	176 239	185 615

Selskapsregnskap for Statoil ASA

RESULTATREGNSKAP STATOIL ASA - NGAAP

(i millioner kroner)	Note	2010	2009
DRIFTSINNETEKTER			
Salgsinntekter	5	384 422	313 194
Resultatandel fra datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper	13	37 190	28 431
Andre inntekter		12	5
Sum driftsinntekter		421 624	341 630
DRIFTSKOSTNADER			
Varekostnad		-368 465	-294 442
Andre kostnader		-9 575	-10 649
Salgs- og administrasjonskostnader		-6 177	-7 765
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	12	-796	-814
Undersøkelseskostnader		-786	-861
Sum driftskostnader		-385 799	-314 531
Resultat før finansposter og skattekostnad		35 825	27 099
FINANSPOSTER			
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta	10	-2 553	10 608
Renteinntekter og andre finansielle poster		4 677	4 693
Renter og andre finansieringskostnader		-2 811	-5 491
Netto finansposter		-687	9 810
Resultat før skattekostnad	11	35 138	36 909
Skattekostnad		2 591	-8 032
Årets resultat		37 730	28 878

BALANSE STATOIL ASA - NGAAP

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2010	31. desember 2009
EIENDELER			
Anleggsmidler			
Varige driftsmidler	12	5 096	4 771
Immaterielle eiendeler		15	29
Investeringer i datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper	13	267 687	258 239
Utsatt skattefordel	11	3 978	2 722
Pensjonsmidler	20	5 087	2 665
Finansielle fordringer	14	1 490	1 296
Finansielle fordringer fra datterselskap	14	88 346	47 651
Sum anleggsmidler		371 699	317 373
Omløpsmidler			
Varelager	15	15 021	11 976
Kundefordringer og andre fordringer	16	45 221	32 053
Kortsiktig konsernmellomværende		40 915	44 726
Skattefordring	11	389	109
Finansielle derivater	3	1 645	763
Finansielle investeringer	14	5 230	1 905
Betalingsmidler	17	18 131	14 460
Sum omløpsmidler		126 552	105 992
SUM EIENDELER		498 251	423 365

BALANSE STATOIL ASA - NGAAP

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2010	31. desember 2009
EGENKAPITAL OG GJELD			
Egenkapital			
Aksjekapital		7 972	7 972
Egne aksjer		-18	-15
Overkursfond		17 330	17 330
Annen egenkapital		107 706	98 060
Fond for vurderingsforskjeller		61 935	51 523
Sum egenkapital	18	194 925	174 870
Langsiktig gjeld			
Finansielle forpliktelser	19	90 301	80 129
Finansielle derivater	3	1 228	1 443
Gjeld til datterselskap		63	50
Pensjonsforpliktelser	20	21 497	20 682
Avsetninger og annen gjeld	21	1 102	1 048
Sum langsiktig gjeld		114 191	103 352
Kortsiktig gjeld			
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	22	32 129	25 466
Betalbar skatt	11	0	3 668
Finansielle forpliktelser	23	8 450	7 386
Finansielle derivater	3	571	1 658
Skyldig utbytte		19 890	19 100
Gjeld til datterselskap		128 095	87 865
Sum kortsiktig gjeld		189 135	145 143
Sum gjeld		303 326	248 495
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		498 251	423 365

KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	2010	2009
OPERASJONELLE AKTIVITETER		
Resultat før skattekostnad	35 138	36 909
Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:		
Avskrivninger, amortisering og netto nedskrivninger	796	814
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner	1 589	397
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster	-10 384	-12 963
Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):		
· (Økning) reduksjon i varelager	-3 045	-6 185
· (Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer	-13 168	12 416
· Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	6 855	-3 165
· Økning (reduksjon) i kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	2 916	13 589
(Økning) reduksjon i kortsiktige finansielle investeringer	-3 325	711
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	-2 184	-11 449*
Betalte skatter	-2 928	-27 772
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	2 290	-6 852*
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	14 550	-3 550
INVESTERINGSAKTIVITETER		
Kontantstrøm fra (benyttet til) investeringsaktiviteter	-4 371**	21 639
FINANSIERINGSAKTIVITETER		
Ny langsiktig rentebærende gjeld	11 579	46 312
Nedbetaling langsiktig gjeld	-2 774	-4 536
Betalt utbytte	-19 095	-23 085
Kjøp egne aksjer	-294	-343
Netto lån, kassekreditt og annet	951	-6 369
Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	2 926	-20 788
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	-6 707	-8 809
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler	3 472	9 280
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	199	-1 092
Betalingsmidler ved årets begynnelse	14 460	6 272
Betalingsmidler ved årets utgang	18 131	14 460
Betalte renter	2 172	2 522
Mottatte renter	1 131	3 007

*Det er gjort en reklassifisering av 1 443 millioner kroner ved årsslutt 2009 for å være konsistent med klassifiseringen som er gjort ved årsslutt 2010. Reklassifiseringen har ikke innvirkning på kontantstrømmen og ble kategorisert som uvesentlig ved forrige årsrapport.

**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. Se note 18 *Egenkapital og aksjonærer* for ytterligere informasjon.

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.

Med virkning fra 1. oktober 2007 fusjonerte Statoil ASA med olje- og gass aktivitetene til Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum). Statoil ASAs navn ble endret til StatoilHydro ASA fra denne dato. Den 1. november 2009 endret selskapet igjen navn til Statoil ASA. Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge.

Statoils virksomhet består i hovedsak av undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede 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.

Som følge av Statoilkonsernets restrukturering ble Statoil ASAs drift og transaksjoner endret, slik at selskapets funksjonelle valuta fra samme dato også ble endret fra NOK til USD med prospektiv virkning.

Statoil ASAs presentasjonsvaluta er NOK.

2 Vesentlige regnskapsprinsipper

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

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.

Kontantstrømpoppstillingen er utarbeidet i henhold til indirekte metode.

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%) 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 allokert til Statoil Petroleum AS og til lisenser der Statoil Petroleum er operatør med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert til Statoil Petroleum 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 Statoil ASAs funksjonelle valuta som fra 1. januar 2009 er amerikanske dollar) 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.

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 i Resultatregnskapet 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 måle 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 skattekrav 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.

Utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld beregnes på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier og tilhørende skattemessige verdier, med enkelte unntak for førstegangsinregning. 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 fordelene kan utnyttes. For å balanseføre utsatt skattefordel basert på en forventning om fremtidige skattepliktige 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 i 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 fraregnes.

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 langsiktig gjeld. 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 rettighetene til og plikt til å betale for tilgang til visse kapasitetsvolumer knyttet til transport, terminaler, lager, osv. Slike kapasitetskontrakter som ikke vedrører særskilte enkelteieendeler, 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 som driftskostnader 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 handelsporteføljen 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 (FIFO- 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 diskonterte 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 opptrekkkurs ved førstegangsinnregning 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 lønnsøkning.

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. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar. Nåverdi av årets opptjening er inkludert i periodens netto pensjonskostnad og innregnet i Resultatregnskapet.

Rentelementet 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 ytelser 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 allokert 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 eller avkorting 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 USD, vil den vesentligste del av selskapets pensjonsforpliktelser være betalbar i utenlandsk valuta (dvs. NOK). Estimatavikket 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 utbetalinger, forutsatt at forpliktelsen kan estimeres pålitelig. Hvis tidsverdien er vesentlig beregnes avsetningen som den neddiskonterte 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 utbetalinger, 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 estimater

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

Selskapets virksomhet og det høye antallet land hvor virksomheten drives, innebærer at selskapet er utsatt for endringer i økonomiske, regulatoriske og politiske forhold. Selskapet 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 ASA sine aktiviteter eksponerer konsernet for finansiell risiko som:

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

Styring av 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 råvarepriserisiko, valutakursrisiko og renterisiko. Selskapet benytter både finansielle og råvarebaserte derivater for å styre risikoene knyttet til inntekter og nåverdien på fremtidige kontantstrømmer.

Råvarepriserisiko

Råvarepriserisikoen er Statoil ASAs mest betydelige markedsrisiko, og overvåkes daglig mot etablerte mandater som fastsatt i selskapets styrende dokumenter. For å styre råvarepriserisikoen 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 ASA sine kontantstrømmer fra olje- og gass salg, driftsutgifter og investeringer er for en stor del i USD, mens skatt og utbytte er i NOK. Statoil ASAs valutastyring er hovedsaklig knyttet til å sikre skatt- og utbyttebetalinger i NOK. 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 2010 og 2009 beregnet ved å forutsette en 12% endring i valutakursene.

(i millioner kroner)	EUR	GBP	CAD	NOK	SEK	DKK
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
31. desember 2009						
Netto gevinst/(tap) (12% sensitivitet)	-765	309	-309	8 502	-68	-32
Netto gevinst/(tap) (-12% sensitivitet)	765	-309	309	-8 502	68	32

Renterisiko

Statoil ASA har eiendeler og gjeld med flytende rentebetingelser som eksponerer selskapet for kontantstrømrisk 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 rentebetalinger. Obligasjonslån er vanligvis utstedt i JPN, EUR, CHF, GBP and USD. Disse obligasjonslånene blir endret til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutawapper. Statoils rentepolicy inkluderer et mandat til å beholde en andel av den langsiktig gjelden med fastrente.

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en nedgang på 0,5 prosentpoeng og en økning på 1,5 prosentpoeng i beregningen for 2010. For 2009 ble det forutsatt en endring på 1,5 prosentpoeng. 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 2010 og 2009. 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 som vil påvirke Statoil ASAs resultatregnskap er presentert i følgende tabell.

(i millioner kroner)	Gevinst scenario	Tap scenario
31. desember 2010		
Renterisiko (-0,5 prosentpoeng sensitivitet)	602	
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)		-1 805
31. desember 2009		
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)	2 106	-2 476

Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at Statoil ASAs kunder eller motparter i finansielle instrumenter vil påføre selskapet finansielt tap ved ikke å oppfylle sine forpliktelser. Kredittrisiko oppstår fra kreditteksponering i kundefordringer, finansielle derivatinstrumenter og innskudd hos finansielle institusjoner.

Sentrale elementer i selskapets styring av kredittrisiko er:

- En global kredittpolitikk
- Kredittmandater
- En intern prosess for kredittevaluering
- Risikoavlastningsinstrumenter
- En kontinuerlig overvåking og styring av kreditteksponering

Før transaksjoner inngås med nye motparter, krever selskapets kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og godkjent. I tillegg fastsettes en intern kreditt-rating og kredittgrense for all salg, handel og finansielle motparter. Alle etablerte motparter revurderes minimum årlig og eksponering overvåkes kontinuerlig. Kredittevalueringen 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 ASA sin vurdering av motpartens kredittrisiko. Grenser for kreditteksponering fastsettes på bakgrunn av kredittevalueringen kombinert med andre faktorer, så som forventede karakteristika ved transaksjonen og bransjen. Kredittmandatene definerer akseptabel kredittrisiko, og er besluttet av selskapets ledelse. Kredittmandatene 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, forskuddsbetalinger og depositumer. For bankgarantier godtas kun garantier fra internasjonale banker med "investment grade" kredittrating.

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 kredittporteføljen til konsernet 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 derivat eiendeler fordelt i henhold til motpartens kredittverdighet slik Statoil ASA vurderer den.

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
«Investment grade», med rating A eller høyere	1 561	516
Annen «Investment grade»	0	0
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	30	88
Sum	1 591	604

Per 31. desember 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 kortsiktig gjeldsstyring er å sikre at konsernet til en hver 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 kreditt- 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 prognoser for likviditetsutvikling minst månedlig.

Statoil ASAs kontantstrøm fra drift er vesentlig påvirket av volatiliteten i olje- og gasspriser. Gjennom 2010 har selskapets likviditeten forblitt sterk. Statoil ASAs retningslinjer for styring av likviditet var oppdatert i 2010 og som resultat av dette var krav til minimums kontantnivå økt.

De største utbetalinger er den årlige dividende utbetalingen og seks årlige skattebetalinger. Hvis den månedlige prognosen for likviditetsutvikling viser at likvide eiendeler én måned etter skatt- og utbyttebetaling er under definerte minimumsnivå, skal opptak av langsiktig finansiering vurderes.

For mer informasjon om Statoil ASA sine langsiktige finansielle forpliktelser, se note 19 *Langsiktige finansielle forpliktelser*.

Den vesentligste delen av Statoil ASAs finansielle gjeld relatert til finansielle derivater, både børshandlede og ikke-børshandlede 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 2010 til 2031.

Måling av virkelig verdi for finansielle derivater

Statoil ASA måler 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 ASA sin 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 ASA sine finansielle derivater unntatt for rentederivater og valuta rentederivater der tabellen kun inneholder virkelig verdi justeringen mens påløpte renter er presentert innenfor Kortsiktig finansielle forpliktelser og valuta revalueringen er presentert innenfor Langsiktige finansielle forpliktelser

(in NOK million)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto virkelig verdi
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
31. desember 2009			
Valutainstrumenter	297	-855	-558
Renteinstrumenter	0	-1 455	-1 455
Råolje og raffinerte produkter	306	-588	-282
Naturgass og elektrisitet	160	-203	-43
Sum	763	-3 101	-2 338

I tillegg til disse balanseførte virkelige verdiene fra finansielle derivater har Statoil ASA inngått rente- og valutabytteavtaler de virkelige verdiene ved utgangen av 2010 og 2009 var høyere enn kost, virkelig verdi justeringene er derfor ikke balanseført. Per 31. desember 2010 var de virkelige verdi justeringene som ikke er balanseført 5,0 milliarder kroner. Ved utgangen av 2009 var de virkelige verdi justeringene som ikke var bokført 3,1 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 Statoil ASA input som er observerbare enten direkte eller indirekte som basis for verdsettelsesmetoder 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.

(i millioner kroner)	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Netto virkelig verdi
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
31. desember 2009				
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)	763	-1 443	-1 658	-2 338
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	0	0	0	0
Sum virkelig verdi	763	-1 443	-1 658	-2 338

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 Organisasjons- og forretningsutvikling

I 2008 kjøpte Statoil ASA visse olje- og gassproduserende eiendeler fra det heleide datterselskapet Statoil Petroleum AS. Eiendelene hadde en balanseført verdi på 9,1 milliarder kroner, tilhørende utsatt skatt forpliktelse på 4,0 milliarder kroner. Transaksjonene er regnskapsført til virkelig verdi rett mot egenkapitalen. De samme nettoeiendelene ble med virkning fra 1. januar 2009 overført tilbake til Statoil Petroleum AS som en del av en større omorganisering, se note 1 *Selskapet og grunnlag for presentasjonen*. Transaksjonen er regnskapsført rett mot egenkapitalen.

5 Salgsinntekter

Geografisk fordeling av salg er basert på kundens lokalisering.

Salgsinntekter fordelt etter motpart

(i millioner kroner)	2010	2009
Norge	32 404	24 082
Europa	213 787	173 978
Amerika	76 041	88 705
Andre områder	62 190	26 429
Salgsinntekter	384 422	313 194

(i millioner kroner)	2010	2009
Eksterne salgsinntekter	318 033	252 624
Inntekter fra konsernselskaper	66 389	60 570
Salgsinntekter	384 422	313 194

6 Lønnskostnader

(i millioner kroner, unntatt antall årsverk)	31. desember	
	2010	2009
Lønnskostnader*	15 807	14 344
Pensjonskostnader	3 742	3 119
Arbeidsgiveravgift	2 428	2 404
Andre lønnskostnader	1 760	1 661
Sum	23 737	21 528
Gjennomsnittlig antall årsverk	17 583	17 050

* Lønnskostnader er inklusiv refusjoner fra Arbeids- og velferdsforvaltningen (NAV).

Ytelser til ledende ansatte 2010 (i tusen kroner)

Medlemmer av konsernledelsen	Fast godtgjørelse		Bonus	Natural ytelser	Skattbar refusjon	Skattbar lønn	Natural ytelser	Refusjoner	Ikke skattbar lønn	Samlet godt- gjørelse	Pensjons- kostnad 3)	Nåverdi av pensjons- forpliktelse
	Fast lønn1)	LT12)										
Lund Helge (konsernsjef)	6 841	1 937	1 670	533	16	10 997	492	25	517	11 514	3 973	30 202
Bjørnson Rune (konserndirektør for Naturgass)	2 964	654	483	249	14	4 364	0	29	29	4 393	767	22 179
Jacobsen Jon Arnt (konserndirektør for Foredling og Markedsføring)	3 023	686	512	165	14	4 400	0	27	27	4 427	1 398	18 431
Mellbye Peter (konserndirektør for Internasjonal Undersøkelse og Produksjon)	3 804	833	622	327	22	5 608	0	35	35	5 643	1 339	37 898
Sætre Eldar (konserndirektør for Økonomi og Finans)	3 119	734	609	326	22	4 810	172	19	191	5 001	870	28 018
Øvrum Margareth (konserndirektør for Teknologi og Ny Energi)	3 150	712	531	126	9	4 528	0	48	48	4 576	902	27 875
Nes Helga (konserndirektør for stabsfunksjoner og konserntjenester)	2 286	562	364	169	0	3 381	181	8	189	3 570	684	19 023
Michelsen Øystein (konserndirektør for Undersøkelse og Produksjon Norge)	3 324	766	507	209	9	4 815	303	25	328	5 143	749	23 412
Myrebø Gunnar (konserndirektør prosjekter)	2 567	587	351	63	7	3 575	305	12	317	3 892	732	28 350
Total	31 078	7 471	5 649	2 167	113	46 478	1 453	228	1 681	48 159	11 414	235 388

1) I fastlønn inngår foruten grunnlønn også feriepenger og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.

2) Langsiktig insentivordning. I ordningen ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Statoil aksjer. Deltakerne er videre forpliktet til å beholde aksjene i en periode på 3 år.

3) Pensjonskostnad er estimert basert på aktuarmessige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt pr 31. desember 2009, som vil bli innregnet i Resultatregnskapet i 2010. Arbeidsgiveravgift er ikke inkludert.

Ytelser til styret i 2010 (i tusen kroner)

Members of the board	Position	Board remuneration	Audit committee	Compensation committee	HSEE committee*	Total remuneration
Svein Rennemo	Chair of the board	606	0	66	0	672
Marit Arnstad	Deputy chair	385	82	0	0	467
Elisabeth Grieg***	Board member	204	0	51	0	255
Kjell Bjørndalen***	Board member	204	0	51	0	255
Grace Reksten Skaugen	Board member	308	0	93	0	401
Roy Franklin	Board member	475	156	0	0	631
Jakob Stausholm	Board member	308	129	0	0	437
Bjørn Tore Godal**	Board member	105	0	8	0	113
Barbara Singer Judge**	Board member	143	31	0	0	174
Lill-Heidi Bakkerud	Board member	308	0	0	0	308
Morten Svaan	Board member	308	112	0	0	420
Einar Arne Iversen	Board member	308	0	0	0	308
Geir Nilsen****	Deputy member	0	0	0	0	0
Total		3 662	510	269	0	4 441

* The HSEE committee was established in 2010, but no fees were paid

** Member since 1 September 2010

*** Member until 31 August 2010

**** Deputy member of the board of directors

LEDERLØNNSERKLÆRING FOR STATOILS KONSERNLEDELSE

I henhold til Allmennaksjeloven § 6-16 a), tar styret sikte på å legge frem følgende erklæring vedrørende belønning av konsernledelsen på den ordinære generalforsamlingen i 2011:

1 Belønningspolitikk og belønningskonsept for regnskapsåret 2011

1.1 Belønningspolitikk og prinsipper

Selskapets etablerte belønningsprinsipper og konsepter vil bli videreført i regnskapsåret 2011.

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 konkurransedyktige markedsstrategi og lokale markedsrelasjoner
- 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 likeverdig
- Differensiere basert på ansvar og prestasjoner
- Belønne både kort- og langsiktige bidrag og resultater.

Belønningsystemene 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 belønningspolitikken og -systemer og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til ledelsen følger bestemmelsene i Allmennaksjeloven §§ 5-6, 6-14, 6-16 a) samt vedtatt styreinstruks av 10. februar 2010.

Styret har etablert et eget kompensasjonsutvalg. Kompensasjonsutvalget er et saksforberedende organ for styret i dets arbeid med lønns- og arbeidsvilkår for Statoils konsernsjef, og hovedprinsipper og strategi for belønning og lederutvikling av Statoils øverste ledere. Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige vilkår.

1.3 Belønningskonsept for konsernledelsen

Statoils belønningskonsept for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fastlønn
- Variabel lønn
- Pensjons- og forsikringsordninger
- Etterlønsordninger
- Andre ytelser

Enkelte avvik fra de generelle prinsippene skissert under for to medlemmer av konsernledelsen er beskrevet i punkt 2.2 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, med referanse til "Variabel lønn" nedenfor. Grunnlønnen blir normalt vurdert en gang i året.

Langtidsinsentiv (LTI)

Statoil vil videreføre den etablerte langtidsinsentivordningen for medlemmene av konsernledelsen og et begrenset antall andre toppledere.

Langtidsinsentivordningen er et fast lønnelement for kjøp av Statoilaksjer. Lønnelementet blir beregnet i prosent av deltakernes grunnlønn og er på 20 - 30 prosent avhengig av deltakerens stilling. Deltakerne er forpliktet til å kjøpe Statoilaksjer i markedet for LTI-beløpet (etter skatt) hvert år, og er videre forpliktet til å beholde aksjene i en periode på tre år.

Langtidsinsentivordningen skal sikre at Statoils ledelse eier aksjer i selskapet og bidrar til å styrke interessefellesskapet mellom selskapets øverste ledersjikt og våre aksjeeiere. Langtidsinsentivet og det årlige variable lønssystemet utgjør et belønningskonsept som fokuserer både på kortsiktige og langsiktige mål og resultater.

Variabel lønn

Selskapets system for variabel lønn vil bli videreført i 2011. Konsernsjefen er berettiget til en prestasjonsbasert årsbonus på 25 prosent av fastlønn hvis avtalte mål er oppnådd og, hvis avtalte mål overstiges, kan konsernsjefen tildeles opp til 50 prosent av fastlønnen. Systemet har et maksimum potensial på 50 prosent av fastlønn. Konserndirektørene har en prestasjonsbasert årsbonus med et maksimalt potensial på 40 prosent av fastlønn og med en utbetaling på 20 prosent hvis avtalte mål oppnås.

Belønningspolitikkenes 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 langtidsinsentivordningen og størrelsen på det årlige LTI-elementet, er knyttet til lederens stillingsnivå i den hensikt å stimulere toppledelsens aksjeeierskap i Statoil.

Målene som utgjør grunnlaget for prestasjonsvurderingen er etablert mellom leder og ansatt som del av selskapets prestasjonsstyringsprosess. Prestasjonsmålene settes i to dimensjoner; leveranse og atferd, som vektles likt. Leveranssmål settes for hvert av de fem perspektivene: finans; operasjoner; marked; HMS og personal og organisasjon. For hvert perspektiv settes både langsiktige strategiske mål og mer kortsiktige mål samt prestasjonsindikatorer (key performance indicators; KPI). Det avtales også et sett med aksjoner. Atferdsmålene tar utgangspunkt i Statoils verdigrunnlag og ledelsesprinsipper og omhandler den type atferd som forventes og kreves i arbeidet med å oppnå leveransmålene.

Prestasjonsvurderingen er en helhetlig evaluering av prestasjoner mot både leveranssmål og atferdsmål. KPI'ene brukes kun som indikatorer. Følgelig anvendes både skjønnsmessige vurderinger og nyervervet informasjon før endelige konklusjoner treffes. De konkrete KPI-målingene vurderes blant annet opp mot aksjonenes strategiske bidrag, bærekraft i løsningene samt endrede forutsetninger av vesentlig betydning.

Denne balanserte målstyringsprosessen med et bredt sett av mål innen både leveranse- og atferdsdimensjonen, samt en helhetlig prestasjonsevaluering, reduserer i betydelig grad risikoen for at belønningspolitikken stimulerer overdreven risikotaking eller på annen måte virker mot sin hensikt.

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

Statoils pensjonsordning er en ytelsesbasert ordning med pensjonsnivå på 66 prosent av sluttlønn forutsatt 30 års opptjeningstid. Det tas ved beregningen hensyn til en antatt folketrygd. 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 pensjongivende inntekt. Opptjeningstiden er 15 år og pensjonsalder er 62 år.

To av konserndirektørene har pensjonsvilkår i henhold til en tidligere standardordning som ble besluttet i oktober 2006. Disse er på gitte vilkår berettiget til en pensjon på 66 prosent av pensjongivende inntekt med 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 pensjongivende inntekt med en pensjonsalder på 62 år.

De individuelle pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor er et resultat av forpliktelser i henhold til tidligere ordninger som ble avsluttet i 2007.

Statoil benytter nå en pensjonsalder på 65 år og et tidligpensjonsnivå med en ytelse på 66 prosent som generell ordning for konserndirektører.

I tillegg til pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor, vil konserndirektørene ha ytelser i henhold til Statoils alminnelige pensjonsordning herunder pensjon fra 67 år i samsvar med regelverket for pensjonsordningen.

Medlemmene av konsernledelsen er omfattet av de generelle forsikringsordningene som gjelder i Statoil.

Etterlønn

Dersom konsernsjefen sies opp av selskapet, har han rett til en etterlønn tilsvarende 24 måneders grunnlønn regnet fra oppsigelsesperiodens utløp. 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 etterlønn tilsvarende seks månedslønner, eksklusive oppsigelsestid på seks måneder, dersom de anmodes av selskapet om å fratre sin stilling. Den samme etterlønn 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 etterlønnperioden medfører en forholdsmessig reduksjon i etterlønnen. 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 etterlønn på 18 måneder, eksklusive lønn i oppsigelsestid på seks måneder, dersom vedkommende anmodes av selskapet om å fratre sin stilling.

Retten til etterlønn forutsetter at konsernsjef eller konserndirektøren ikke gjør seg skyldig i grovt mislighold eller grov forsømmelse av sin arbeidsplikt, illojalitet eller annet brudd på tjenesteplikter.

Ensidig oppsigelse initiert av konsernsjef/konserndirektør gir normalt ikke rett til etterlønn.

Andre ytelser

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, tilstås bonusaksjer i forhold til deres aksjesparing. Aksjene som benyttes i programmet kjøpes av Statoil i markedet i henhold til fullmakt fra generalforsamlingen.

Medlemmer av konsernledelsen har i tillegg fordeler som fri bil og fri telefon.

2 Gjennomføring av belønningspolitikken og prinsippene i 2010

2.1 Endringer i konsernledelsen

Selskapet har i 2010 gjennomført en omfattende gjennomgang av organisasjonen for å forenkle hovedstrukturen og etablere en organisasjon som i større grad reflekterer våre globale aktiviteter og former selskapet for fremtiden. En tilleggsdrivkraft bak gjennomgangen har vært å forbedre diversiteten i ledergruppene. Fra 1. januar 2011 ledes to av de nye forretningsområdene fra steder utenfor Norge.

Den reviderte konsernstrukturen og lokaliseringen av forretnings- og stabsområdene er;

- Utvikling og produksjon Norge - Stavanger
- Utvikling og produksjon internasjonalt - Oslo
- Utvikling og produksjon Nord-Amerika - Houston
- Leting - Oslo
- Teknologi, prosjekter og boring - Stavanger
- Markedsføring, prosessering og fornybar energi - Stavanger
- Global strategi og forretningsutvikling - London
- CFO-organisasjonen - Stavanger
- Konsernstaber og -tjenester - Stavanger

Som en del av de organisatoriske endringene fra 1. januar 2011 trådte fire av konserndirektørene ut av sine stillinger i konsernledelsen og gikk over i andre lederstillinger i selskapet. Fem nye konserndirektører ble utnevnt og gikk inn i konsernledelsen fra 1. januar 2011.

2.2 Avvik fra Lederlønnserklæringen for 2010

Konserndirektørene for forretningsområdene Utvikling og produksjon Nord-Amerika og Global strategi og forretningsutvikling er ansatt i henholdsvis Statoil Gulf Services L.L.C. Houston og Statoil U.K. Ltd London. De er basert i henholdsvis Houston og London.

Å tilby disse topplederne konkurransedyktige belønningsspakker i deres lokale markeder krevde enkelte avvik fra Lederlønnserklæringen avgitt til generalforsamlingen i Statoil ASA i 2010.

Styret fant at det var riktig å gjøre slike avvik på grunn av ulike forhold knyttet til markedsrelasjonene for erfarne, internasjonale ledere i olje- og gassmarkedet og behovet for å rekruttere slike kandidater til konsernledelsen. Spesiell fokus ble lagt på balansen mellom fast og prestasjonsbasert belønning i tråd med relevant lokalt marked.

Avvikene fra Statoils belønningsskonsept bestod av;

- Maksimalt rammeverk for variabel lønn på 75-100 prosent av grunnlønn for hver av ordningene prestasjonsbasert årsbonus og langtidsincentiv
- En langtidsincentivordning som er prestasjonsbasert i tråd med internasjonal praksis
- Etterlønn tilsvarende 12 måneders lønn

Innen rammeverket beskrevet over er det inngått individuelle ansettelseskontrakter for to ledere for en periode på tre år. De to lederne deltar i innskuddsbaserte pensjonsordninger i tråd med den generelle praksisen i deres lokale ansettelsesselskaper.

Disse to individuelle avvikene medfører ingen endring i selskapets generelle lederlønnskonsept som beskrevet i pkt. 1.1 over.

2.3 Utbetaling av variabel lønn

Utbetalingen av variabel lønn i 2010 reflekterte at det ble besluttet å redusere maksimumspotensialet med 50 prosent for prestasjonsbasert lønn opptjent i 2009. Følgelig ble maksimumspotensialet for konsernsjefen redusert fra 50 prosent til 25 prosent for prestasjonslønn opptjent i 2009 mens maksimumspotensialet for konserndirektørene var redusert fra 40 prosent til 20 prosent.

3 Avsluttende kommentarer

Statoils belønningssystem og løsninger er forankret i selskapets overordnede personalpolitikk og er integrert med selskapets verdi- og prestasjonsorienterte rammeverk. I tillegg til dette er belønningssystemene og den praksisen som føres transparent og i tråd med gjeldende retningslinjer og prinsippene for god eierstyring og selskapsledelse.

7 Aksjespareprogram

Statoils aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Statoil gjennom månedlige lønnstrekking 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 2010 og 2009 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 387 og 338 millioner kroner. Beregnet kostnad for 2011 programmet (avtaler inngått i 2010) utgjør 400 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2010 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 817 millioner kroner.

8 Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	2010	2009
Revisjonshonorar	17,0	19,8
Revisjonsrelaterte tjenester	10,6	4,0
Andre tjenester	0,1	3,6
Sum	27,7	27,4

I tillegg til tallene i tabellen over utgjør revisjonshonorar til Ernst & Young relatert til Statoil-opererte lisenser henholdsvis 0,1 og 2,1 millioner kroner for 2010 og 2009.

9 Forsknings- og utviklingsutgifter

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 127 og 70 millioner kroner i 2010 og 2009.

10 Finansposter

(i millioner kroner)	2010	2009
Agioeffekter finansielle derivater	-1 736	9 722
Agioeffekter betalbar skatt	-473	-1 930
Andre agioeffekter	-344	2 816
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta	-2 553	10 608
Mottatt utbytte	13	28
Verdipapirgevinst-/tap finansielle investeringer	-94	459
Renteinntekter fra selskap i samme konsern	1 635	2 538
Renteinntekter og andre finansinntekter	3 123	1 668
Renteinntekter og andre finansielle poster	4 677	4 693
Rentekostnader til selskap i samme konsern	-870	-1 579
Rentekostnader langsiktige finansielle forpliktelser	-2 148	-2 244
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finansieringskostnader	207	-1 668
Renter og andre finansieringskostnader	-2 811	-5 491
Netto finansposter	-687	9 810

Endringer i virkelig verdi for valutaderivater relatert til likviditetsstyring og valutastyring, er inkludert i Agioeffekter finansielle derivater. Styrking av USD i forhold til norske kroner i 2010 resulterte i virkelig verdi tap for disse posisjonene i resultatregnskapet. Tilsvarende resulterte svekkelse av USD i forhold til norske kroner i 2009 til virkelig verdi gevinst.

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.

Endringer i virkelig verdi for rentederivater, bokført til virkelig verdi, er inkludert i rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finansieringskostnader. Fall i USD renter gjennom 2010 resulterte i reversering av virkelig verdi tap på disse posisjonene. Tilsvarende resulterte økning i USD renter i 2009 i virkelig verdi tap.

11 Skatter

Årets skattekostnad fremkommer slik

(i millioner kroner)	2010	2009
Betalbar skatt	-1 185	2 076
Endring utsatt skatt	-1 406	5 956
Årets skattekostnad	-2 591	8 032

Avstemming av årets skattekostnad

(i millioner kroner)	2010	2009
Resultat før skattekostnad	35 138	36 909
Beregnet skatt etter nominell skattesats 28%	9 840	10 335
Skatteeffekt knyttet til:		
Permanente differanser knyttet til USD som funksjonell valuta	-724	6 232
Andre permanente differanser	-11 601	-8 552
Inntektsskatt tidligere år	-18	-190
Annet	-88	207
Sum skattekostnad	-2 591	8 032
Effektiv skattesats (%)	-7,37	21,76

Spesifikasjon av utsatt skatt

(in NOK million)	2010	31. desember 2009
Utsatte skattefordeler knyttet til		
Varelager	7	88
Andre kortsiktige poster	1 396	696
Fremførbart skattemessig underskudd	924	0
Pensjoner	3 689	4 177
Varige driftsmidler	917	278
Annet	107	28
Sum utsatt skattefordel	7 040	5 267
Utsatt skattegjeld knyttet til		
Annet	3 062	2 545
Sum utsatt skattegjeld	3 062	2 545
Netto utsatt skatte (fordel)/gjeld	-3 978	-2 722

Per 31. desember 2010 har Statoil ASA innregnet 4,0 milliarder kroner i netto utsatte skattefordeler. Det er sannsynlig at tilstrekkelige skattepliktige overskudd vil bli generert, slik at det utsatte skattefordelene kan benyttes.

Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger

(i millioner kroner)	2010	2009
Utsatt skatte (fordel)/gjeld per 1. januar	-2 722	34 942
Endring årets resultat	-1 408	5 956
Utsatt skatt knyttet til overføring av nettoeiendeler til/fra Statoil Petroleum AS	0	-44 252
Kjøp og salg av virksomhet og annet	152	632
Utsatt skatte (fordel)/gjeld per 31. desember	-3 978	-2 722

12 Varige driftsmidler

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2009	2 274	949	1 007	3 533	67	7 830
Tilgang og overføringer	462	19	180	321	98	1 080
Avgang til anskaffelseskost	-235	0	-4	0	0	-239
Omregningsdifferanser	34	8	9	26	-5	72
Anskaffelseskost 31. desember 2010	2 535	976	1 192	3 880	160	8 743
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2009	-1 288	-835	-241	-682	0	-3 046
Årets avskrivninger	-519	-32	-51	-193	0	-795
Av- og nedskrivninger på årets avgang	230	0	0	0	0	230
Omregningsdifferanser	-32	-3	-1	0	0	-36
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2010	-1 609	-870	-293	-875	0	-3 647
Bokført verdi 31. desember 2010	926	106	899	3 005	160	5 096
Estimert levetid (år)	3 - 10	15-20	20 - 33	20 - 25		

Balanseført verdi skip består av finansielle leieavtaler.

13 Investeringer i datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper

(i millioner kroner)

Investering 1. januar 2010	258 239
Resultatandel fra datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper	37 190
Endring innbetalt egenkapital	-1 808
Pensjonsrelatert justering	-197
Utbetalinger fra selskapene	-28 034
Omregningsdifferanse	2 297

Investering 31. desember 2010 267 687

Den utgående balansen i investeringer er 267 687 millioner kroner der 267 321 millioner kroner består av investeringer i datterselskaper og 366 millioner kroner består av investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper.

Amortisering av goodwill beløper seg til 397 millioner kroner i 2010.

Utbetalinger fra selskapene i 2010 besto hovedsakelig av mottatt konsernbidrag fra Statoil Petroleum AS på 27 milliarder kroner.

Aksjer og andel i enkelte datterselskaper 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 Apsheron AS	100	Norge	Statoil Petroleum AS	100	Norge
Statoil Azerbaijan AS	100	Norge	Statoil Sincor AS	100	Norge
Statoil BTC Finance AS	100	Norge	Statoil SP Gas 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 Exploration Ireland Ltd.	100	Irland	Statpet Invest AS	100	Norge
Statoil Forsikring AS	100	Norge			
Statoil Hassi Mouina AS	100	Norge	Statoil Methanol ANS	82	Norge
Statoil New Energy AS	100	Norge	Mongstad Refining DA	79	Norge
Statoil Nigeria AS	100	Norge	Mongstad Terminal DA	65	Norge
Statoil Nigeria Deep Water AS	100	Norge	Statoil Fuel and Retail ASA	54	Norge
Statoil Nigeria Outer Shelf AS	100	Norge	Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	51	Norge

Aksjer og eierandel i enkelte tilknyttede selskaper i prosent

Navn	%	Land
Naturkraft AS	50	Norge
Vestprosess DA	34	Norge

14 Finansielle eiendeler

Langsiktige finansielle eiendeler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Finansielle investeringer	10	11
Finansielle fordringer	1 480	1 285
Finansielle eiendeler	1 490	1 296

I Finansielle fordringer per 31. desember 2010 inngår finansiering av Naturkraft og European CO2 Technology. Tilsvarende var balansen per 31. desember 2009 knyttet til finansiering av Naturkraft.

Langsiktige fordringer på datterselskap

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Rentebærende fordringer på datterselskap	82 386	40 866
Ikke rentebærende fordringer på datterselskap	5 960	6 785
Finansielle fordringer på datterselskap	88 346	47 651

Rentebærende fordringer på datterselskap per 31. desember 2010 forfaller til betaling mer enn 5 år etter regnskapsårets slutt, med unntak av 16,5 milliarder kroner som forfaller innen de neste fire årene. Ikke rentebærende fordringer på datterselskap er knyttet til pensjon med henholdsvis 4,7 og 6,5 milliarder kroner per 31. desember 2010 og 2009. Se note 20 Pensjonsordninger for ansatte.

Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Sertifikater	3 671	0
Pengemarkedsfond	1 559	1 905
Finansielle investeringer	5 230	1 905

Kortsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2010 og 2009 anses å inngå i selskapets handelsportefølje, og balanseføres til markedsverdi. Endring i markedsverdi resultatføres. Kostpris for kortsiktige finansielle investeringer er henholdsvis 5,3 og 1,6 milliarder kroner per 31. desember 2010 og 2009.

15 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).

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Råolje	11 086	9 505
Petroleumsprodukter	3 454	2 316
Andre	481	155
Sum	15 021	11 976

16 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Kundefordringer	41 296	30 127
Andre fordringer	3 925	1 926
Kundefordringer og andre fordringer	45 221	32 053

17 Betalingsmidler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Bankinnskudd	2 360	123
Bundne midler, inklusiv margininnskudd	2 768	1 264
Tidsinnskudd	13 003	13 073
Betalingsmidler	18 131	14 460

Bundne midler 31. desember 2010 inkluderer margininnskudd på 2,8 milliarder kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der selskapet deltar. Tilsvarende var margininnskudd 31. desember 2009 på 1,3 milliarder kroner. Betingelser og vilkår relatert til margininnskudd er fastsatt av den enkelte børs.

18 Egenkapital og aksjonærer

Endring i egenkapital

(i millioner kroner)	2010	2009
Egenkapital 1. januar	174 870	182 466
Årets resultat	37 730	28 878
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	148	2 432
Omregningsdifferanser	2 227	-20 072
Årets ordinære utbytte	-19 890	-19 100
Fusjonsrelaterte justeringer	0	251
Verdi av aksjespareprogrammet	113	282
Kjøp egne aksjer	-108	-267
Annet	-165	0
Egenkapital 31. desember	194 925	174 870

I oktober 2010 overførte Statoil all aktivitet knyttet til eksternsalg av drivstoff og relaterte produkter til Statoil Fuel og Retail ASA (SFR). 22. oktober ble aksjene i SFR notert på Oslo Børs og Statoil solgte 46 % av aksjene til en verdi av 5,4 milliarder kroner fratrukket en emisjonskostnad på 0,2 milliarder kroner. Den balanseførte verdien relatert til egenkapital var 3,5 milliarder kroner. Etter gjennomføringen av salget forblir Statoil ASA hovedaksjonær som ved årsskiftet 2010.

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	7 113 863	2,50	17 784 657,50
Sum utestående aksjer	3 181 533 240	2,50	7 953 833 100,00

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 2010 (i %)

1	DEN NORSKE STAT (OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET)	67,00
2	FOLKETRYGDFONDET	3,05
3	BANK OF NEW YORK, ADR DEPARTEMENT*	2,51
4	CLEARSTREAM BANKING S.A.*	1,63
5	STATE STREET BANK*	1,08
6	JP MORGAN CHASE BANK*	0,94
7	THE NORTHERN TRUST	0,85
8	STATE STREET BANK*	0,81
9	BANK OF NEW YORK MELLON*	0,57
10	VITAL FORSIKRING ASA	0,53
11	STATE STREET BANK*	0,49
12	STATE STREET BANK*	0,48
13	BANK OF NEW YORK MELLON*	0,46
14	SIX SIS AG	0,37
15	DEN DANSKE BANK OPERATIONS	0,36
16	SKANDINAVISKA ENSKILDA BANK	0,35
17	BANK OF NEW YORK MELLON*	0,30
18	EUROCLEAR BANK	0,30
19	STATE STREET BANK*	0,29
20	BANK OF NEW YORK MELLON*	0,28

* Klientkontoer eller lignende

Medlemmer av styret, konsernledelsen og bedriftsforsamlingen eide følgende antall aksjer per 31. desember 2010:

Styremedlemmer		Konsernledelsen	
Svein Rennemo	10 000	Helge Lund (konsernsjef)	33 453
Marit Arnstad	0	Eldar Sætre	13 764
Barbara Judge	0	Margareth Øvrum	16 497
Bjørn Tore Godal	0	Rune Bjørnson	11 650
Grace Reksten Skaugen	400	Jon Arnt Jacobsen	15 037
Jakob Stausholm	2 600	Peter Mellbye	16 533
Roy Franklin	0	Øystein Michelsen	9 758
Lill-Heidi Bakkerud	330	Gunnar Myrebøe	8 851
Morten Svaan	1 651	Helga Nes	5 828
Einar Arne Iversen	2 995		
		Bedriftsforsamlingens medlemmer (samlet)	7 766

19 Langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Obligasjonslån	84 787	74 830
Usikrede lån	4 945	4 873
Finansiell leasingforpliktelse	3 307	3 114
Sum finansielle forpliktelser	93 039	82 817
Fratrukket kortsiktig andel	2 738	2 688
Sum langsiktig finansielle forpliktelser	90 301	80 129
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	5,04	5,19

Statoil ASA benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsiktige rentebærende gjeld. Effekten av langsiktige valutabytteavtaler er reflektert i ovenstående tabell. Størstedelen av selskapets langsiktige lån er fastrentelån. Rentebytteavtaler benyttes for å styre renterisikoen.

Den 17. august 2010 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende henholdsvis USD 1,25 milliarder med forfall i august 2017 og USD 0,75 milliarder med forfall i august 2040. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

Langsiktige finansielle forpliktelser inkluderer finansielle leiekontrakter. Mer informasjon er gitt i note 24 *Leieavtaler*.

Detaljer for de største obligasjonslånene:

Obligasjonslån	Fast rente	Opptreksår	Forfall (år)	I millioner kroner 31. desember	
				2010	2009
USD 1500 millioner	5,250 %	2009	2019	8 738	8 613
USD 1250 millioner	3,125 %	2010	2017	7 278	-
USD 900 millioner	2,900 %	2009	2014	5 251	5 174
USD 750 millioner	5,100 %	2010	2040	4 340	-
USD 500 millioner	3,875 %	2009	2014	2 914	2 870
USD 500 millioner	5,125 %	2004	2014	2 927	2 887
USD 500 millioner	6,500 %	1998	2028	2 900	2 859
USD 481 millioner	7,250 %	2000	2027	2 814	2 776
USD 300 millioner	7,750 %	1993	2023	1 757	1 733
EUR 1300 millioner	4,375 %	2009	2015	10 135	10 782
EUR 1200 millioner	5,625 %	2009	2021	9 297	9 887
EUR 500 millioner	5,125 %	1999	2011	3 903	4 148
GBP 800 millioner	6,875 %	2009	2031	7 224	7 421
GBP 225 millioner	6,125 %	1998	2028	2 040	2 096

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.

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

Selskapet har utestående totalt 28 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 NOK 83,9 milliarder til oppgjørskurs per 31. desember 2010.

Tilbakebetalingsprofil for langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	
2012	3 416
2013	2 815
2014	11 933
2015	11 556
Deretter	60 581
Sum	90 301

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 2010.

20 Pensjon og andre langsiktige ytelser til ansatte

Statoil ASA (heretter kalt Statoil) er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenestepensjon. Statoils pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

De vesentligste norske pensjonsordningene er fondert av Statoil Pensjon. Statoil Pensjon er en selvstendig stiftelse/pensjonskasse som omfatter ansatte i Statoil ASA og selskapets største norske datterselskaper. Formålet med Pensjonskassen er å yte alders- og uførepensjoner til medlemmer og etterlattepensjon til ektefelle, registrert partner, samboer og barn. Pensjonskassens midler holdes adskilt fra foretakets og konsernforetakenes midler og hefter ikke for deres forpliktelser. Statoil Pensjon står under tilsyn av Finanstilsynet og har konsesjon til å drive virksomhet som pensjonskasse.

Ansatte i Statoil er dekket av pensjonsordninger som gir rett til definerte fremtidige ytelser (ytelsesplaner). Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Kostnadene på ytelsesplanene innregnes over perioden de ansatte er i arbeid og opparbeider seg rett til pensjonsytelser (opptjeningstiden). Forpliktelsene i ytelsesplanene er beregnet av eksterne aktuar.

Som en følge av norske, nasjonale avtaler er Statoil medlem av Den Avtale Festede Førtdispensjon (AFP). Dagens AFP-ordning vil erstattes av en ny AFP ordning fra 1. januar 2011. Statoil kommer til å betale premier både for den nye og gamle ordningen i perioden fram til 31.12.2015. 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 de er 62 år. Pensjon fra den nye AFP-ordningen er livsvarig.

Statoil er forpliktet til å betale en prosentvis andel av ytelsene når en ansatt går av med pensjon med AFP. Denne forpliktelsen er definert som en ytelsesbasert plan. Når en ansatt går av med avtalefestet førtdispensjon tilbyr selskapet i tillegg en gavepensjon. Dette er en ytelsesplan som også er inkludert i pensjonsforpliktelsen for ytelsesplaner. Statoil har altså en kombinert tidligpensjonsforpliktelse til de ansatte uavhengig av pensjonsytelsen fra AFP. Av den grunn er ikke opphøret av gammel AFP ordning og etablering av ny AFP ordning sett på som et opphør av en pensjonsordning i selskapene i 2010.

Som en konsekvens av pensjonsreformen i Norge, ble det foretatt flere endringer i den norske pensjonslovgivningen i 2010. Statoil må tilbake sine pensjonsordninger til den nye lovgivningen. Den viktigste endringen er innføringen av fleksibel pensjonsalder fra 1. januar 2011.

Pensjonsforpliktelsene knyttet til ytelsesplanene er beregnet per 31. desember 2010 og 31. desember 2009. Nåverdien 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 historiske tall. Diskonteringsrenten på 4,25 prosent per 31. desember 2010 er basert på norske langsiktige statsobligasjoner projisert til en 22-års rente som tilsvarer gjennomsnittlig forfallstid for opptjente rettigheter.

Estimatavvik innregnes direkte i egenkapitalen, utenfor Resultatregnskapet, i den perioden de oppstår. Estimatavvik på sluttvederlagsavsetninger innregnes imidlertid i Resultatregnskapet i den periode de oppstår.

Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto underfinansiering. Beregnet arbeidsgiveravgift inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

Statoil har mer enn en ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller.

Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	2010	2009
Nåverdi av årets opptjening	3 308	2 644
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 562	2 418
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-2 489	-1 770
Amortisering av aktuarmessig gevinst og tap relatert til sluttvederlag	200	-242
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	3 581	3 050
Flerforetaksplaner	161	69
Sum netto pensjonskostnader	3 742	3 119

Pensjonskostnader inkluderer tilhørende arbeidsgiveravgift.

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

Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO)

(i millioner kroner)	2010	2009
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	52 256	54 122
Nåverdi av årets opptjening	3 308	2 644
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 562	2 418
Estimatavvik	1 988	-1 448
Utbetalte ytelser fra ordningene	-1 697	-1 412
Kjøp og salg av datterselskaper	-314	0
Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	1 182	-3 846
Andre endringer	0	-222
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	59 285	52 256

Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2010	2009
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	40 154	31 231
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	2 489	1 770
Estimatavvik	1 599	2 662
Innbetalt av selskapet (inklusive arbeidsgiveravgift)	3 900	4 805
Utbetalte ytelser fra ordningene	-425	-314
Kjøp og salg av datterselskaper	-107	0
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	47 610	40 154

Tabellene over for endring i brutto forpliktelse (PBO) og endringer i pensjonsmidler, inneholder ikke valutaeffekter. For mer informasjon om dette, se tabell Estimatavvik innregnet i egenkapitalen.

Endring i netto pensjonsforpliktelse

(i millioner kroner)	2010	2009
Netto pensjonsforpliktelse 1. januar	-12 101	-22 891
Årets pensjonskostnad	-3 581	-3 050
Estimatavvik innregnet i egenkapitalen	-190	3 868
Innbetalinger	3 900	4 805
Utbetalte ytelser fra ordningene	1 272	1 098
Kjøp og salg av datterselskaper	206	0
Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	-1 182	3 846
Andre endringer	0	223
Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	-11 676	-12 101

Over-/ (underfinansiering) 31. desember

(i millioner kroner)	2010	2009
Over-/ (underfinansiering) 31. desember	-11 676	-12 101
Spesifikasjon:		
Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler	5 087	2 665
Eiendeler innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap*	4 734	5 916
Forpliktelse innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelse	-21 497	-20 682

Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger

(i millioner kroner)	2010	2009
Sikrede pensjonsplaner	-42 522	-37 489
Usikrede pensjonsplaner	-16 764	-14 767
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	-59 286	-52 256

* Eiendel innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap vedrører fordring knyttet til sluttvederlag.

Estimatavvik innregnet i egenkapitalen

(i millioner kroner)	2010	2009
Ikke innregnet estimatavvik 1. januar	0	0
Årets estimatavvik på pensjonsmidlene	-1 599	-2 662
Årets estimatavvik på pensjonsforpliktelsen	1 989	-1 448
Årets estimatavvik - valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse*	-245	3 867
Innregnet i resultatregnskapet i løpet av året	-200	242
Omregningsdifferanse*	146	-3 064
Innregnet i egenkapitalen i løpet av året	-91	3 065
Ikke innregnet estimatavvik 31. desember	0	0

Statoil endret funksjonell valuta 1. januar 2009, for ytterligere informasjon se note 1 *Selskapet og grunnlag for presentasjonen* og note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper*.

* I tabellen over relaterer Årets estimatavvik -valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse seg til omregning av netto pensjonsforpliktelse i selskapet i NOK til funksjonell valuta USD. Linjen Omregningsdifferanse relaterer seg til omregning fra funksjonell valuta USD til norske kroner som presentasjonsvaluta.

Faktisk avkastning på pensjonsmidlene

(i millioner kroner)	2010	2009
Faktisk avkastning på pensjonsmidlene	4 088	4 432

Erfaringsestimatavvik

(i millioner kroner)	2010	2009
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	47 610	40 154
Brutto pensjonsforpliktelse inkludert fordring vedrørende sluttvederlag	59 286	52 256
Fordring fra datterselskap vedrørende sluttvederlag	4 734	5 916
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	64 020	58 172
Differanse mellom forventet og faktisk avkastning på pensjonsmidlene		
a) Beløp	-1 599	-2 662
b) I prosent av pensjonsmidlene	-3,36 %	-6,63 %
Erfaringsestimatavvik på pensjonsforpliktelsen		
a) Beløp	-91	-1 923
b) I prosent av pensjonsforpliktelsen	0,00 %	-3,31 %

I 2010 utgjorde akkumulert effekt av estimatavvik innregnet som andre endringer i egenkapitalen 10,3 milliarder kroner etter skatt (redusert egenkapital). I 2009 utgjør akkumulert effekt av estimatavvik innregnet som andre endringer i egenkapital 10,3 milliarder kroner etter skatt (redusert egenkapital).

Økonomiske forutsetninger for resultatелеmenter (i %)	2010	2009
Diskonteringsrente	4,75	4,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,00	5,75
Forventet lønnsvekst	4,25	4,00
Forventet vekst i løpende pensjoner	3,00	2,75
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	4,00	3,75

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanseelementer (i %)	2010	2009
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
Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år	15	15

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2010 var på henholdsvis 2,0%, 2,0%, 1,0%, 0,5% og 0,0% 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 31. desember 2009 var på henholdsvis 2,0%, 2,0%, 1,5%, 0,5% og 0,0% 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 AFP (Avtalefestet pensjon) er 50% for arbeidstakere på 62 år og 30% for gjenværende arbeidstakere fra 63 år til 66 år.

For ansatte i Norge er dødelighetstabellen K2005 inkludert minimumskravene fra Finanstilsynet (som reduserer dødeligheten med minst 15% for menn og 10% for kvinner for alle ansatte) benyttet som beste estimat på dødelighet. Uførhetstabellen, KU, utviklet av forsikringselskapet Storebrand, tilsvarer risiko for uførlighet for ansatte i Statoil.

Nedenfor presenteres et utvalg demografiske faktorer slik de er lagt til grunn 31. desember 2010. Tabellen viser sannsynligheten for at en ansatt i en gitt aldersgruppe skal bli utsatt for uførhet eller død i det kommende år, samt den forventede 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	N/A	N/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. Estimaterne er basert på relevante forhold 31. desember 2010. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i milliarder kroner)	Diskonterings-rente		Forventet lønnsvekst		Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %
Endring i								
Pensjonsforpliktelse 31. desember 2010	-2,73	2,92	1,81	-1,71	-0,68	0,69	1,63	-1,56
Nåverdi av årets opptjening for 2010	-0,20	0,21	0,18	-0,16	-0,07	0,07	0,09	-0,09

Pensjonsmidler

Virkelig verdi av pensjonsmidlene i ytelsesplanene er estimert 31. desember 2010 og 31. desember 2009. Den langsiktige avkastningsraten på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en tilsvarende langsiktig risikofri rente med justering for en risikopremie basert på midlenes faktiske investeringsprofil. Risikofri rente (norsk 10 års statsobligasjon projisert til en langsiktig rente) benyttes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Avkastning på pengemarkedsplasseringer beregnes ved å ta en reduksjon av avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsiktig avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Pensjonsfondets målsetning er å oppnå en langsiktig avkastning som bidrar til å dekke fremtidige pensjonsforpliktelser. Midlene forvaltes med ønske om å oppnå så høy avkastning som mulig, basert på prinsipper om forsvarlig risikostyring og i overensstemmelse med offentlig regelverk. Fondets avkastningsmål innebærer at det er nødvendig å investere i eiendeler med risiko. Risikoen reduseres gjennom å opprettholde en diversifisert portefølje. Diversifisering oppnås både gjennom forskjellige typer investeringer og gjennom å spre investeringene på lokasjoner. Derivater benyttes innen gitte rammer for å effektivisere forvaltningen av pensjonsmidlene.

Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

(i %)	2010	2009
Egenkapitalinstrumenter	40,1	39,6
Obligasjoner	38,1	39,4
Sertifikater	14,7	14,7
Eiendom	4,9	5,1
Andre eiendeler	2,2	1,2
Sum	100,0	100,0

Eiendommer eiet av Statoils pensjonskasse utgjør 2,3 milliarder kroner per 31. desember 2010 og 2,1 milliarder per 31. desember 2009 og disse blir leid ut til selskap i Statoil konsernet.

Statoils pensjonskasse investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å ligge mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser vektning av porteføljen og avkastningsforventning for finansporteføljen for 2011, forutsatt tilfredsstillende bufferkapital sammenlignet med risikonivået i referanseporteføljen, godkjent av styret i Statoils pensjonskasse.

Finansportefølje Statoils pensjonskasse

(Alle tall i %)	Porteføljevekt ¹⁾		Avkastningsforventning
Egenkapitalinstrumenter	40,00	(+/- 5)	X + 4
Obligasjoner	59,50	(+/- 5)	X
Sertifikater	0,50	(+15/-0.5)	X - 0,4
Sum finansportefølje	100,00		

1) Parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng
X = Langsiktig avkastning på obligasjoner

Forventet innbetaling fra selskapet relatert til 2010 er 2,3 milliarder kroner.

21 Avsetninger og annen gjeld

(i millioner kroner)	Andre forpliktelser	Annen gjeld	Totalt
Langsiktig andel av avsetninger 31. desember 2009	46	1 002	1 048
Kortsiktig andel av avsetninger 31. desember 2009	709	0	709
Avsetninger og annen gjeld 31. desember 2009	755	1 002	1 757
Tilgang nye avsetninger	453	66	519
Estimatendringer	780	0	780
Faktisk belastet avsetninger	-881	0	-881
Omregningsdifferanse	2	0	2
Avsetninger og annen gjeld 31. desember 2010	1 109	1 068	2 177
Kortsiktig andel av avsetninger 31. desember 2010	1 074	0	1 074
Langsiktig andel av avsetninger 31. desember 2010	33	1 068	1 101

22 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Leverandørgjeld	13 827	10 501
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	8 844	5 824
Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter	9 458	9 141
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	32 129	25 466

23 Kortsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2010	2009
Banklån og kassekreditt	32	44
Innkalt margin	5 680	4 654
Kortsiktig andel av langsiktige lån	2 541	2 494
Kortsiktig andel av finansiell leasing	197	194
Finansielle forpliktelser	8 450	7 386
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	1,94	2,04

Innkalt margin er kontanter mottatt for å sikre en andel av selskapets kreditteksponering.
Per 31. desember 2010 og 2009 hadde selskapet ingen kortsiktige trekk på tilgjengelige kreditt-fasiliteter.

24 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 6 milliarder ved utgangen av 2010 og den anses 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 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 2010 utgjorde netto leiekostnad 1,7 milliarder kroner (1,3 milliarder kroner i 2009) hvorav minsteleie utgjorde 1,7 milliarder kroner (1,3 milliarder kroner i 2009) og innbetalinger fra framleie utgjorde 40 millioner kroner (55 millioner kroner i 2009). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2010 eller 2009.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2010.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av regnskapsåret 31. desember 2010.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Operasjonelle framleieavtaler	Finansielle leieavtaler		
			Minsteleie	Diskonterings-element	Nåverdi av minsteleie
2011	1 948	-150	308	-13	295
2012	1 363	-150	308	-26	282
2013	1 105	-149	308	-38	270
2014	995	-149	308	-50	258
2015	890	-149	308	-61	247
Deretter	4 818	-1 493	3 079	-1 124	1 955
Sum fremtidig minsteleie	11 119	-2 240	4 619	-1 312	3 307

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

(i millioner kroner)	2010	2009
Skip	3 880	3 530
Akkumulerte avskrivninger	-875	-679
Sum balanseført verdi	3 005	2 851

25 Andre forpliktelser

Kontraktsmessige forpliktelser

Statoil ASA har kontraktsmessige forpliktelser i 2011 relatert til varige driftsmidler på 2 milliarder kroner.

Andre langsiktige forpliktelser

Statoil ASA har inngått avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings- og inngangskapasitet. 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 avtalte tjeneste eller råvare, uavhengig av faktisk bruk. Tabellen nedenfor viser nominelle minimumsforpliktelser for fremtidige år.

Selskapets forpliktelser overfor selskaper som bokføres etter egenkapitalmetoden er vist brutto i tabellen. For enkelte eiendeler som rørledninger der selskapet 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 2010:

(i millioner kroner)	
2011	4 577
2012	4 074
2013	3 953
2014	3 805
2015	3 246
Deretter	14 793
Sum	34 448

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, Egypt, Iran, Mosambik, Nederland, Nigeria, Norge, Storbritannia, Sveits og USA. Videre har Statoil ASA utstedt en garanti til dekning av dets pro-rata andel for forpliktelsen av et 50% eid selskap med driftssted i Storbritannia.

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 1,1 milliarder 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 2010.

Andre forpliktelser

Statoil ASA deltar i enkelte selskaper med delt ansvar ("DA'er") der eierne har ubegrenset ansvar for sin del av enhetens eventuelle forpliktelser, og deltar også i enkelte ansvarlige selskaper (ANS'er) der eierne i tillegg har solidaransvar. For ytterligere informasjon vises det til Note 13 Investeringer i datterselskaper og tilknyttede selskaper.

Statoil ASA er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettssaker, og det finnes for tiden flere 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 estimater. Det antas at verken selskapets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene.

26 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 deltakelse 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 81,4 milliarder kroner (176 millioner fat oljeekvivalenter), 74,3 milliarder kroner (204 millioner fat oljeekvivalenter) og 112,7 milliarder kroner (223 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2010, 2009 og 2008. Kjøp av naturgass fra staten beløp seg til 0,4 milliarder kroner i 2010, 0,3 milliarder kroner i 2009 og 0,4 milliarder kroner i 2008. En vesentlig del av beløpet inkludert i linjen i Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter i note 22 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 armlengde prinsippet og inkluderes i de relevante linjene i resultatregnskapet.

27 Hendelser etter regnskapsårets utgang

Det er ingen vesentlige hendelser etter regnskapsårets utgang.

London, 14. mars 2011

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


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 2010, resultatregnskap og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger. Konsernregnskapet består av balanse per 31. desember 2010, resultatregnskap, oppstilling over innregnede inntekter og kostnader, endringer i egenkapital og kontantstrømmer for regnskapsåret avsluttet per denne datoen 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 rettviseende 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 rettviseende 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 rettviseende bilde av selskapets finansielle stilling per 31. desember 2010 og av dets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen 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 rettviseende bilde av konsernets finansielle stilling per 31. desember 2010 og av dets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.

Uttalelse om øvrige forhold

Konklusjon om årsberetningen


Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen 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 begrenset revisjon 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 bokføringskikk i Norge.

Stavanger, 14. mars 2011

Ernst & Young AS



Erik Mamelund
statsautorisert revisor

HMS-regnskap

Vi jobber for å sikre sikker drift som beskytter mennesker, miljøet, samfunnet og materielle eiendeler. Vårt mål er å bruke naturressursene på en effektiv måte, og vi vil levere energi som støtter en bærekraftig utvikling. Vi mener at alle ulykker kan forebygges.

Vi forplikter oss til å

- Innarbeide HMS i all vår forretningsvirksomhet
- Forbedre HMS-resultatene i alle våre aktiviteter.
- Bidra til utviklingen av bærekraftige energisystemer og bærekraftig teknologi.
- Vise hvor viktig HMS er ved å gå foran gjennom praktisk lederskap og adferd
- Ha åpenhet rundt alle HMS-saker, og involvere våre interessenter aktivt

Vårt HMS styringssystem er en integrert del av Statoils totale styringssystem, og er beskrevet i vår styrende dokumentasjon.

Vårt mål er null skade

Et nøkkelelement i vårt HMS styringssystem er rapportering og prestasjonsstyring i samsvar med vår styrende dokumentasjon og myndighetskrav. Prestasjonsindikatorer på HMS er etablert og sammenlignet med historiske verdier. Intensjonen er å dokumentere kvantitativ utvikling over tid og bruke denne informasjonen i beslutningsarbeid og kontinuerlig forbedring.

HMS-data samles inn av hver resultatenheter og rapporteres til konsernledelsen. Konsernsjefen legger frem HMS-resultatene med vurderinger for styret sammen med konsernets kvartalsvise finansielle resultater. Disse resultatene publiseres både internt og eksternt. Kvartalsvis HMS-statistikk sammenstilles og gjøres tilgjengelig på vår hjemmeside i vår resultatrapport. Resultatenhetene utarbeider mer spesifikk HMS-statistikk og -analyser som brukes til eget forbedringsarbeid.

Resultater

HMS-regnskapet viser utviklingen i HMS-måleindikatorer de siste fem årene. Ressursbruk, utslipp og avfallsvolum for utvalgte Statoil-opererte landanlegg og for Statoil-operert aktivitet på norsk kontinentalsokkel er vist i egne miljødataplansjer.

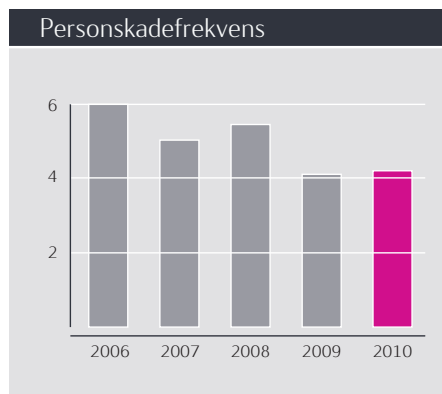
I 2010 utgjorde vår virksomhet over 140 millioner arbeidstimer (inkludert leverandører). Disse timene danner grunnlaget for de frekvensbaserte indikatorene i HMS-regnskapet. Leverandører utfører en betydelig del av oppdragene som Statoil står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

Statoils sikkerhetsresultater med hensyn til alvorlige hendelser har vist en positiv trend det siste året. Alvorlig hendelsesfrekvens gikk ned fra 2009 (1,9) til 2010 (1,4). Det var ingen dødsfall i Statoil i 2010.

Det har vært en økning i personskadefrekvensen i 2010 (4,2) sammenlignet med 2009 (4,1). Personskadefrekvensen for leverandører ved utgangen av 2010 var 4,8, og for ansatte i Statoil var personskadefrekvensen 3,3. Fraværsskadefrekvensen (skader som medfører fravær fra arbeid) var 1,8 i 2010, en økning fra 2009 (1,6).

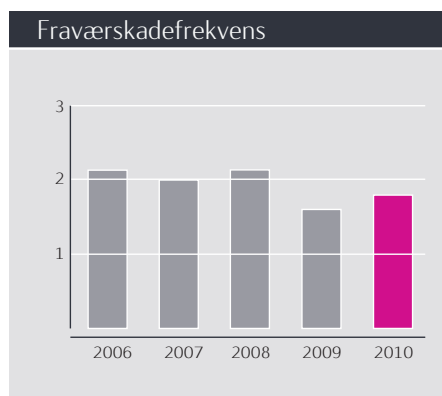
Resultatindikatorer for HMS

Statoils måleindikatorer innen HMS



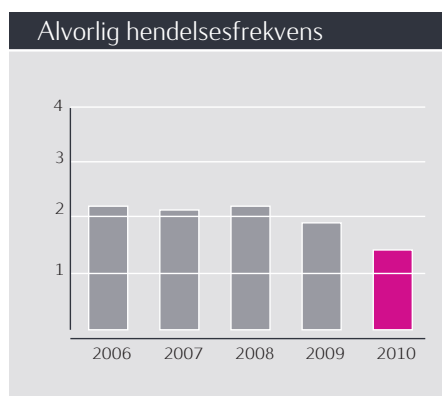
Definisjon: Antall dødsfall, antall fraværsskader, antall tilfeller av alternativt arbeid og andre skader som krever behandling fra kvalifisert helsepersonell pr. million arbeidstimer.

Utvikling: Personskedefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) økte fra 4,1 i 2009 til 4,2 i 2010. For Statoil-ansatte økte frekvensen fra 2,9 i 2009 til 3,3 i 2010, og for våre kontraktører var personskedefrekvensen 4,8 i 2010, det samme som i 2009.



Definisjon: Antall dødsfall og antall fraværsskader pr. million arbeidstimer.

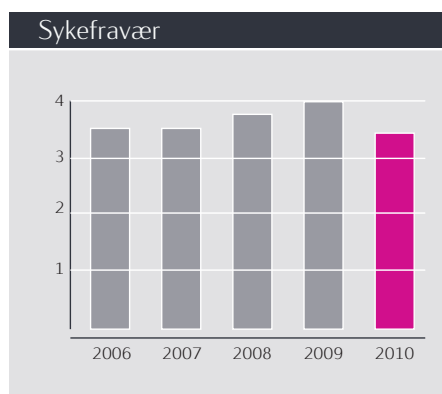
Utvikling: Fraværskedefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) økte fra 1,6 i 2009 til 1,8 i 2010. Frekvensen for Statoilansatte økte fra 1,4 i 2009 til 2,0 i 2010, og for våre kontraktører var fraværskedefrekvensen 1,7 i 2010, det samme som i 2009.



Definisjon: Antall alvorlige hendelser (inkludert tilløp) pr. million arbeidstimer (1).

Utvikling: Alvorlig hendelsesfrekvens (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) gikk ned fra 1,9 i 2009 til 1,4 i 2010.

(1) 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, og dette danner grunnlaget for oppfølging i form av varsling, granskning, rapportering, analyse, erfaringsoverføring og forbedring.

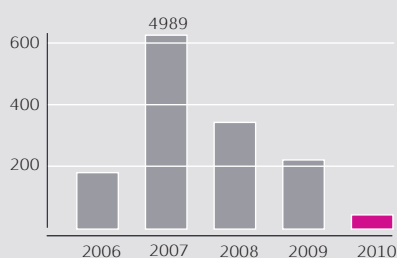


Definisjon: Antall timer med sykefravær i prosent av planlagte arbeidstimer (Statoil-ansatte) (2).

Utvikling: Sykefraværet i Statoil gikk ned fra 4,0 % til 3,6 % i 2010. Hovedbidraget til denne reduksjonen var sykefraværet i Statoil ASA Norge hvor nivået lå stabilt på 4,0 % i flere år, men gikk ned til 3,5 % i 2010.

(2) I 2010 kalkulerte Statoil sykefraværprosent fra planlagte arbeidstimer. Sykefraværprosent de foregående år har vært kalkulert fra planlagte arbeidsdager.

Oljeutslipp

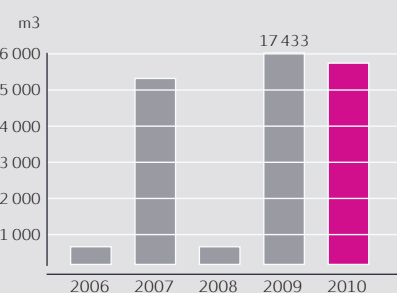


Definisjon: Utsiktede oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (i kubikkmeter) (3).

Utvikling: Antall utsiktede utslipp i 2010 var 374, sammenlignet med 435 i 2009. Volumet sank fra 219 kubikkmeter i 2009 til 44 kubikkmeter i 2010. Økningen i 2009 data i forhold til fjorårets rapport skyldes sent identifisert utslipp fra en deponibrønn.

(3) Alle utsiktede utslipp som når ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet inngår i figuren.

Andre utslipp



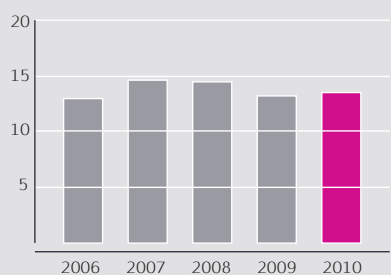
Definisjon: Andre utsiktede utslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (i kubikkmeter) (4).

Utvikling: Antall andre utslipp var 144 i 2010, sammenlignet med 143 i 2009. Volumet gikk ned fra 17433 kubikkmeter til 5709 kubikkmeter i 2010.

I 2010 har Statoil hatt lekkasjer relatert til borekaks og slam fra deponibrønner. Det er iverksatt flere tiltak for å unngå fremtidige lekkasjer. Disse er spesielt relatert til implementering av injiseringsprosedyrer, monitorering og fortolkning av data fra disse brønnene. I tillegg har det blitt etablert en rådgivningsgruppe og et tverrfaglig team som jobber med forbedring relatert til tidlig identifisering av potensielle lekkasjer. Økningen i 2009 data i forhold til fjorårets rapport skyldes sent identifiserte utslipp fra to deponibrønner.

(4) Alle utsiktede utslipp av kjemikalier, produsert vann, ballastvann og forurenset vann som når ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet inngår i figuren. Tall på konsernnivå fra og med 2009 er verifisert av eksterne revisorer.

Utslipp av CO₂

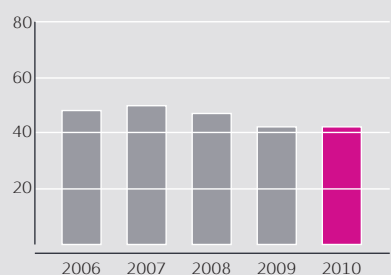


Definisjon: Totalt utslipp av karbondioksid (CO₂) i millioner tonn fra Statoil-operert virksomhet (5).

Utvikling: Utslipp av CO₂ gikk opp fra 13,1 millioner tonn i 2009 til 13,4 millioner tonn i 2010. Hovedårsaken til økt utslipp av karbondioksid er oppstart av Mongstad Energiverk.

(5) Utslipp av karbondioksid inkluderer karbondioksid fra energi- og varmeproduksjon, faking (inkludert brønntesting/brønnprensning), restutslipp fra CO₂-fangst og renseanlegg og prosessutslipp.

Utslipp av NO_x

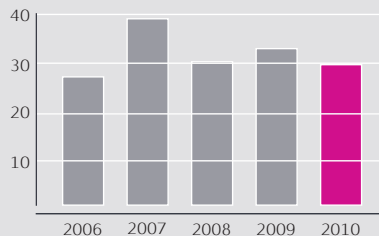


Definisjon: Totalt utslipp av nitrogenoksider (NO_x) i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (6).

Utvikling: Utslipp av NO_x var 42,3 tusen tonn i 2010, det samme som i 2009.

(6) Utslipp av nitrogenoksider omfatter NO_x fra energi- og varmeproduksjon i eget anlegg, transport av produkter, faking (inkludert brønntesting/brønnprensning) og renseanlegg.

Utslipp av CH4

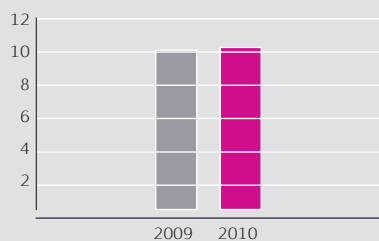


Definisjon: Totalt utslipp av metan (CH4) i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (7).

Utvikling: Utslipp av CH4 gikk ned fra 32,9 tusen tonn i 2009 til 29,6 tusen tonn i 2010. Hovedårsaken til nedgang i utslipp av metan fra 2009 til 2010 er reduserte utslipp fra Åsgard A- og B-plattformene.

(7) CH4-utslipp inkluderer CH4 fra energi- og varmemproduksjon i eget anlegg, fakling (inkludert brønntesting/brønnprensning), kaldventilering, diffuse utslipp samt lagring og lasting av råolje. Tall på konsernnivå fra og med 2009 er verifisert av eksterne revisorer.

Global warming potential (GWP)



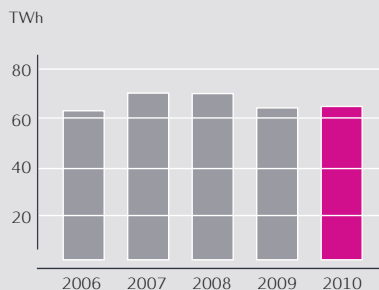
Definisjon: Statoils andel av utslipp av klimagasser fra Statoil-operert virksomhet og aktiviteter operert av andre virksomheter (8).

Utvikling: GWP økte fra 10,0 millioner tonn CO2-ekvivalenter i 2009 til 10,2 millioner tonn CO2-ekvivalenter i 2010.

(8) Måleenheten er "tonn av karbondioksid-ekvivalenter". Denne indikatoren beregnes på grunnlag av Statoils andel av utslipp karbondioksid og metan ved følgende formel:

$$[1 * \text{utslipp av CO}_2] + [21 * \text{utslipp av CH}_4]$$

Energiforbruk

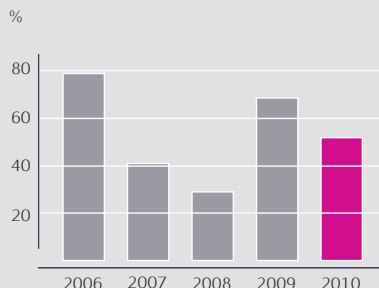


Definisjon: Totalt energiforbruk i terawattimer (TWh) for Statoil-operert virksomhet (9).

Utvikling: Totalt energiforbruk er på et stabilt nivå, men har en liten økning fra 63,6 TWh i 2009 til 64,5 TWh i 2010.

(9) Energiforbruk inkluderer energi fra forbrenningsbasert kraft- og varmemproduksjon, ubenyttet energi som følge av fakling (inkludert brønntest/brønnprensning og ventilering), energi solgt/levert til tredjepart og brutto energi (elkraft og varme) importert fra leverandør.

Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall

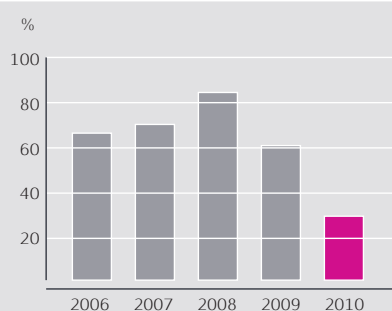


Definisjon: Gjenvinningsgraden omfatter ikke-farlig avfall fra Statoil-operert virksomhet, og angir mengden ikke-farlig avfall til gjenvinning delt på total mengde ikke-farlig avfall (10).

Utvikling: Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall gikk ned fra 68,7 % i 2009 til 51,9 % i 2010. Nedgang i gjenvinningsgrad for ikke-farlig avfall skyldes en økning i boreaktivitet på land, der boreavfall blir sendt til deponi.

(10) 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.

Gjenvinningsgrad farlig avfall



Definisjon: Gjenvinningsgraden omfatter farlig avfall fra Statoil-operert virksomhet, og angir mengden farlig avfall til gjenvinning delt på total mengde farlig avfall (11).

Utvikling: Gjenvinningsgraden på farlig avfall gikk ned fra 61,1 % i 2009 til 28,7 % i 2010 på grunn av en forandring i norsk rapporteringspraksis for slop og oljeholdig vann. Tidligere ble totalt volum av oljeholdig vann sendt til onshore behandlingsanlegg for farlig avfall og klassifisert som gjenvunnet fraksjon. Nå blir kun olje og fast stoff klassifisert som gjenvunnet, mens rensset vann blir sluppet til sjø i samsvar med utslippstillatelse for behandlingsanleggene og klassifisert som deponert fraksjon og ikke som gjenvunnet fraksjon.

(11) 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.

Miljødata

NORSK KONTINENTALSOKKEL ¹⁾

ENERGI	
Diesel	2 000 GWh
Elektrisk kraft	425 GWh
Brenngass	32 100 GWh
Fakkellgass	3 680 GWh

RÅSTOFFER ²⁾	
Olje/kondensat	82 mill. Sm ³
Gass ³⁾	112 mrd. Sm ³
Produsert vann	120 mill. Sm ³

HJELPESTOFFER	
Kjemikalier prosess/produksjon	57 300 tonn
Kjemikalier boring/brønn	219 000 tonn

VANNFORBRUK	
Ferskvann	334 000 m ³



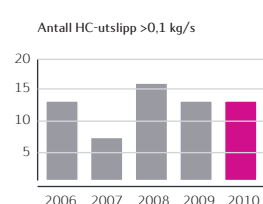
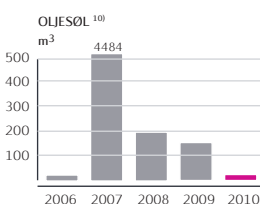
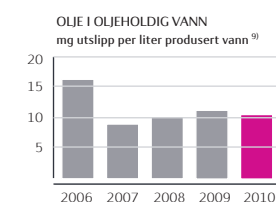
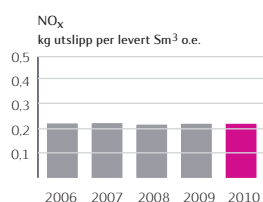
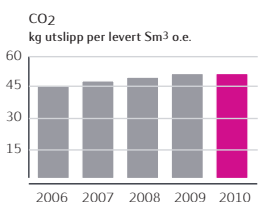
PRODUKTER	
Olje/kondensat	82 mill. Sm ³
Gass for salg	81 mrd. Sm ³

UTSLIPP TIL LUFT	
CO ₂	8,3 mill. tonn
nmVOC ⁴⁾	25 300 tonn
Metan ⁴⁾	15 800 tonn
NO _x	36 000 tonn
SO ₂	213 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	5 750 kg

UTSLIPP TIL VANN	
Produsert vann	102 mill. Sm ³
Olje i oljeholdig vann ⁵⁾	1 160 tonn
Utsiktede utslipp	
Utsiktede utslipp olje	23 m ³
Andre utsiktede utslipp	5 690 m ³
Kjemikalier: ⁶⁾	
Prosess/produksjon	27 600 tonn
Boring og brønn	46 200 tonn

AVFALL ⁷⁾	
Ikke-farlig avfall til deponi	2 090 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	11 400 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	85 %
Farlig avfall til deponi ⁸⁾	145 000 tonn
Farlig avfall til gjenvinning ⁸⁾	30 300 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall ⁸⁾	17 %

ANNET	
Produsert vann injisert til grunn	25 mill. m ³



- ¹⁾ Inklusiv britisk del av Statfjord
- ²⁾ Inkluderer tredjepartsprosessering av produksjon på Signy og Skirre
- ³⁾ Inklusiv brenngass (2,9 mrd. Sm³), fakkellgass (0,3 mrd. Sm³) og injisert gass blant annet til trykkstøtte (28,3 mrd. Sm³)
- ⁴⁾ Inklusiv diffuse utslipp, fakkell og energi produksjon
- ⁵⁾ Inkluderer olje fra prouset vann, drenasjevann, ballastvann og jetting
- ⁶⁾ Inklusiv 65 500 tonn vann og grønne kjemikalier/stoff
- ⁷⁾ Inkludert avfall fra basedriften på land.
- ⁸⁾ Økning av farlig avfall til deponi og reduksjon i mengde gjenvinnet sammenlignet med 2009 pga. endret registreringspraksis hvor rensat vann inngår i mengde til deponi.
- ⁹⁾ Historikken viser dispergert olje for 2006 og oljeindeks fra 2007, og reflekterer endring i myndigheters rapporteringskrav.
- ¹⁰⁾ Økningen i 2009 data skyldes identifisert utslipp fra deponibrønn

SNØHVIT LNG ANLEGG

ENERGI	
Elektrisk kraft	190 GWh
Fakkellgass	746 GWh
Brenngass	3 610 GWh
Diesel	0,30 GWh

RÅSTOFFER	
Gass Snøhvit	5 960 mill. Sm ³
Kondensat Snøhvit	0,83 mill. Sm ³

HJELPESTOFFER	
Amin	90,0 m ³
Hydraulikkvæske ¹⁾	29,0 m ³
Lut	250 m ³
Monoetylenglykol	14,1 m ³
Øvrige kjemikalier	81,5 m ³

VANNFORBRUK	
Ferskvann	124 000 m ³

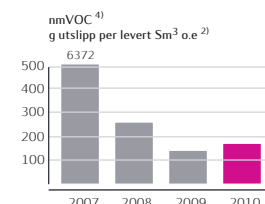
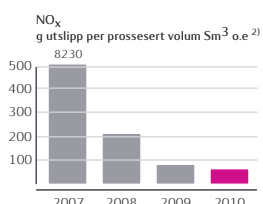
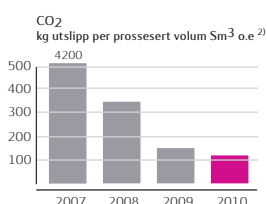


PRODUKTER	
LNG	8,14 mill. Sm ³
LPG	0,48 mill. Sm ³
Kondensat	0,90 mill. Sm ³

UTSLIPP TIL LUFT	
CO ₂	1 020 000 tonn
NO _x	543 tonn
H ₂ S	6,41 tonn
SO ₂	5,07 tonn
nmVOC ⁴⁾	1 430 tonn
Metan	2 950 tonn

UTSLIPP TIL VANN	
Vann fra renselanlegg og åpent avløp	87 500 m ³
Amin	221 kg
Ammonium	267 kg
BTEX ³⁾	58,5 kg
Fenol	13,3 kg
Hydrokarboner	24,1 kg
Totalt organisk karbon (TOC)	1 310 kg
Tungmetaller ³⁾	0,90 kg

- ¹⁾ Hjelpstoffene inkluderer hydraulikkvæske brukt i Hammerfest LNG Offshore/subsea del System 18
- ²⁾ Beregning av o.e. for produsert LNG/LPG skjer ved bruk av OLF-faktor for NGL: 1 tonn NGL = 1,9 Sm³ o.e.
- ³⁾ For BTEX og metaller er halve grenseverdier rapportert inn på grunn av at HFLNG ikke klarer å detektere disse substansene.
- ⁴⁾ Nye DIAL-krav inkludert diffuse utslipp fra faling gav høyere utslipp av nmVOC i 2010



UTSLIKTEDE UTSLIPP	
Utsiktede utslipp olje	0 m ³
Andre utsiktede utslipp	3,76 m ³

AVFALL	
Ikke-farlig avfall til deponi	464 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	572 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	55 %
Farlig avfall til deponi	515 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	962 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	65 %

TJELDBERGODDEN

ENERGI	
Diesel	2,13 GWh
Elektrisk kraft	227 GWh
Brenngass	1 500 GWh
Fakkelgass	125 GWh

RÅSTOFFER	
Rikgass	461 000 tonn

HJELPESTOFFER	
Lut	289 tonn
Syre	66 tonn
Andre kjemikalier	21 tonn

Vannforbruk	
Ferskvann	509 000 m ³



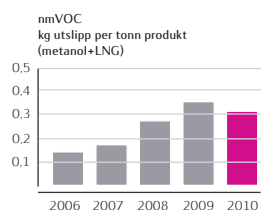
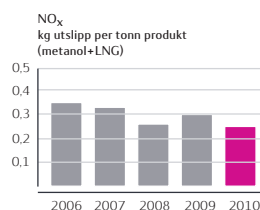
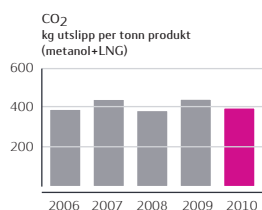
PRODUKTER	
Metanol	797 000 tonn
Oksygen	16 600 tonn
Nitrogen	36 300 tonn
Argon	14 900 tonn
LNG	9 780 tonn

UTSLIPP TIL LUFT	
CO ₂	319 000 tonn
nmVOC	251 tonn
Metan	581 tonn
NO _x	198 tonn
SO ₂	0,81 tonn
Utilsiktede utslipp av HC-gass	6,3 tonn

UTSLIPP TIL VANN	
Kjølevann	185 mill. m ³
Totalt organisk karbon (TOC)	2,37 tonn
Suspendert stoff - SS	0,45 tonn
Total - N	1,46 tonn

UTILSIKTEDE UTSLIPP	
Utilsiktede utslipp olje	0,01 m ³
Andre utilsiktede utslipp	0,11 m ³

AVFALL	
Ikke-farlig avfall til deponi	3 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	127 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	62 %
Farlig avfall til deponi	162 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	22 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	12 %



MONGSTAD

ENERGI	
Elektrisk kraft	510 GWh
Fyrgass og damp	7 790 GWh
Fakkelgass ¹⁾	494 GWh

RÅSTOFFER	
Råolje	7 000 000 tonn
Andre prosessråstoffer	3 270 000 tonn
Blandekomponenter	361 000 tonn

HJELPESTOFFER	
Syre	539 tonn
Lut	1 780 tonn
Tilsetningsstoffer	1 680 tonn
Prosesskjemikalier ²⁾	7 820 tonn

VANNFORBRUK	
Ferskvann	4 620 000 m ³



PRODUKTER	
Propan	9 850 000 tonn
Nafta	Butan
Bensin	Cassolje
Jet drivstoff	Koks/svovel

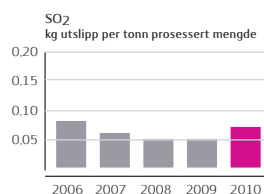
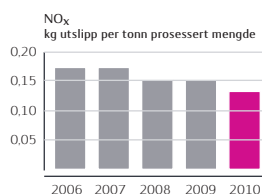
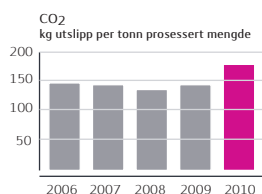
UTSLIPP TIL LUFT	
CO ₂	1 880 000 tonn
SO ₂	681 tonn
NO _x	1 280 tonn
nmVOC raffineri + energiverk	6 180 tonn
nmVOC terminal	315 tonn
Metan	5 380 tonn
Utilsiktede utslipp av HC-gass	19 tonn

UTSLIPP TIL VANN	
Olje i oljeholdig vann	3 tonn
Fenol	1 tonn
Total Nitrogen	39 tonn
Totalt organisk karbon (TOC)	92 tonn
Suspendert stoff - SS	44 tonn

UTILSIKTEDE UTSLIPP	
Utilsiktede utslipp olje ³⁾	2 m ³
Andre utilsiktede utslipp ⁴⁾	0 m ³

AVFALL ⁵⁾	
Ikke-farlig avfall til deponi	166 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	5 730 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall ⁶⁾	97 %
Farlig avfall til deponi	658 tonn
Farlig avfall til gjenvinning ⁷⁾	4 300 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	87 %

ENERGI	
Produsert elektrisk kraft	1 140 GWh



¹⁾ Økning i faking i 2010 er på grunn av aktiviteter relatert til oppstart av energiverket.

²⁾ Økningen i prosesskjemikalier fra 2009 til 2010 er i stor grad på grunn av bruken av ammonium brukt i SNCR-prosessen som hadde oppstart i 2010.

³⁾ Alle utslipp er nettoverdier til land - ingen til vann.

⁴⁾ Alle utslipp er nettoverdier til land - ingen til vann.

⁵⁾ Data på farlig avfall inkluderer ikke data fra Mongstad Energiverk.

⁶⁾ Økningen i Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall er på grunn av at deponi av ikke-farlig avfall var forbudt i 2010 og erstattet av forbrenning med energitvinnning.

⁷⁾ Mengden farlig avfall har blitt redusert fra 2009 til 2010. I 2009 eksporterte Statoil Mongstad over 7800 tonn slam til Europa for forbrenning med energitvinnning. Det var ingen lignende eksport i 2010. I tillegg har cracker katalysator blitt omdefinert til ikke-farlig avfall. Mongstad eksporterte 2064 tonn cracker katalysator i 2010 som ikke-farlig avfall.

⁸⁾ Inkluderer både raffineri og energiverket for 2010.

STURE PROSESSANLEGG

ENERGI	
Elektrisk kraft	162 GWh
Fakkelgass	1,36 GWh
Brenngass	312 GWh
Diesel	0,15 GWh

RÅSTOFFER	
Råolje	20,6 mill. Sm ³

HJELPESTOFFER	
Saltsyre	7,08 tonn
Natronlut	98,3 tonn
Metanol	370 m ³

VANNFORBRUK	
Ferskvann	616 000 m ³



PRODUKTER	
LPG	712 000 Sm ³
Nafta	428 000 Sm ³

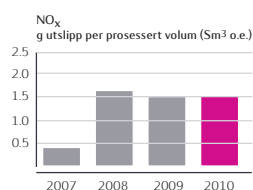
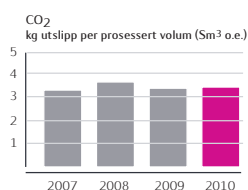
RÅOLJEEKSPORT	18,9 mill. Sm ³
----------------------	----------------------------

UTSLIPP TIL LUFT	
CO ₂	71 100 tonn
NO _x	31,4 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	0 tonn
nmVOC	3 170 tonn
Metan	288 tonn

UTSLIPP TIL VANN	
Vann fra rensanlegg og åpent avløp	436 000 m ³
Totalt organisk karbon (TOC)	61,5 tonn
Hydrokarboner	0,91 tonn

UTILSIKTEDE UTSLIPP	
Utsiktede utslipp olje	1,25 m ³
Andre utsiktede utslipp	0 m ³

AVFALL	
Ikke-farlig avfall til deponi	6,8 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	208 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	97,0 %
Farlig avfall til deponi	0 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	42,8 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	100,0 %



KALUNDBORG

ENERGI	
Elektrisk kraft	180 GWh
Damp	150 GWh
Fyring	2 340 GWh
Fakkelgass	66,7 GWh

RÅSTOFFER	
Råolje	4 420 000 tonn
Andre prosessråstoff	3 370 tonn
Blandekomponenter	256 000 tonn

HJELPESTOFFER	
Syre	571 tonn
Lut	973 tonn
Tilsetningsstoffer	767 tonn
Prosesskjemikalier	436 tonn
Ammoniakk, flytende	2 810 tonn

VANNFORBRUK	
Ferskvann	1 730 000 m ³



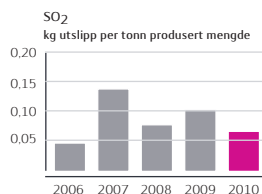
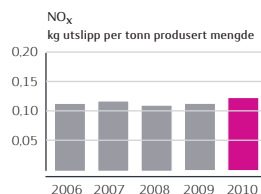
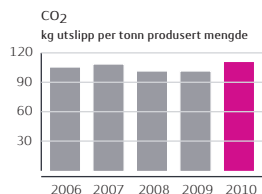
PRODUKTER	
Nafta	4 490 000 tonn
Bensin	80 600 tonn
Jet drivstoff	1 380 000 tonn
LPG (butan, propan)	142 000 tonn
Gassolje	80 200 tonn
Fyringsolje	1 610 000 tonn
ATS (gjødsel)	435 000 tonn
Drivstoff	7 500 tonn
	756 000 tonn

UTSLIPP TIL LUFT	
CO ₂	492 000 tonn
SO ₂	302 tonn
NO _x	543 tonn
Metan	2 090 tonn
nmVOC	4 790 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	0 tonn

UTSLIPP TIL VANN	
Olje	5,40 tonn
Fenol	0,01 tonn
Suspendert stoff	8,02 tonn
Nitrogen	11,5 tonn

UTILSIKTEDE UTSLIPP	
Utsiktede utslipp olje	1,10 m ³
Andre utsiktede utslipp	1,05 m ³

AVFALL	
Ikke-farlig avfall til deponi	23 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	329 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	93,4 %
Farlig avfall til deponi	0 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	1 680 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	100 %



KOLLSNES PROSESSANLEGG ¹⁾

ENERGI

Elektrisk kraft	1 660 GWh
Fakkelgass	115 GWh
Brenngass	203 GWh
Diesel	0.60 GWh

RÅSTOFFER

Rikgass Troll A	23.2 mrd Sm ³
Rikgass Troll B	2.28 mrd Sm ³
Rikgass Troll C	3.15 mrd Sm ³
Rikgass Kvitebjørn	6.30 mrd Sm ³
Rikgass Visund	1.14 mrd Sm ³

HJELPESTOFFER

Monetylenglykol	737 m ³
Lut	31 m ³
Øvrige kjemikalier	130 m ³

VANNFORBRUK

Ferskvann	103 000 m ³
-----------	------------------------



PRODUKTER

Gass	36.4 mrd. Sm ³
NGL	2.01 mill. Sm ³

UTSLIPP TIL LUFT

CO ₂	65 700 tonn
NO _x	35 tonn
CO	49 tonn
nmVOC	546 tonn
Metan	1 280 tonn

UTSLIPP TIL VANN

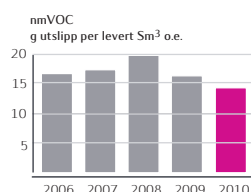
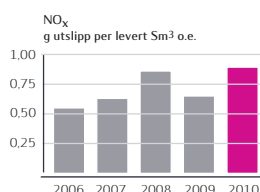
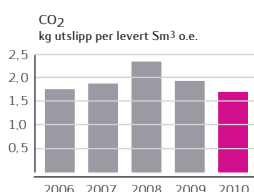
Vann fra rensesanlegg og åpent avløp	116 000 m ³
Totalt organisk karbon (TOC)	2.09 tonn
Monetylenglykol	1.72 tonn
Metanol	0.06 tonn
Hydrokarboner	0.02 tonn
Ammonium	0.01 tonn
Fenol	0.01 tonn

UTILSIKTEDE UTSLIPP

Utsiktede utslipp olje	0.01 m ³
Andre utsiktede utslipp	1.22 m ³

AVFALL

Ikke-farlig avfall til deponi	27 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	568 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	96 %
Farlig avfall til deponi	62 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	591 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	90 %



¹⁾ Gassco AS er operatør for Kollsnes, men Statoil er ansvarlig for teknisk drift (TSP).

KÅRSTØ GASSBEHANDLINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT ¹⁾

ENERGI ²⁾

Fyrgass	4 720 GWh
Elektrisk kraft kjøpt	666 GWh
Diesel	5 GWh
Fakkelgass	199 GWh

RÅSTOFFER ³⁾

Rikgass (PP)	20.1 mill. tonn
Kondensat (PP)	2.30 mill. tonn

HJELPESTOFFER

Saltsyre	404 tonn
Natriumhydroksyd	387 tonn
Ammoniak	15.1 tonn
Metanol	9.2 tonn
Andre kjemikalier	7.4 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann	0.8 mill m ³
-----------	-------------------------



PRODUKTER

Tørrgass	16.6 mill tonn
Propan	2.30 mill tonn
I-butan	0.47 mill tonn
N-butan	0.90 mill tonn
Nafta	0.65 mill tonn
Kondensat	1.16 mill tonn
Etan	0.81 mill tonn
Elektrisk kraft solgt	58 GWh

UTSLIPP TIL LUFT ⁴⁾

SO ₂	5.80 tonn
NO _x	707 tonn
nmVOC	1 770 tonn
Metan	1 460 tonn
CO ₂	1 050 000 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	0 tonn

UTSLIPP TIL VANN

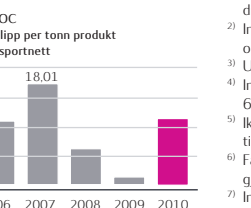
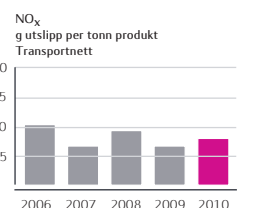
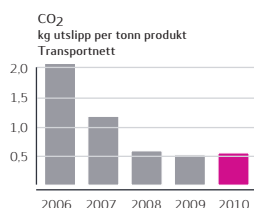
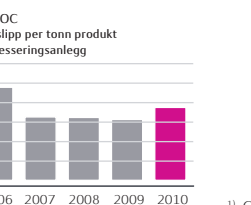
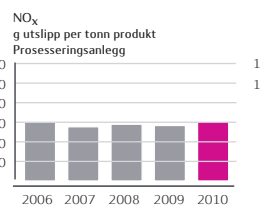
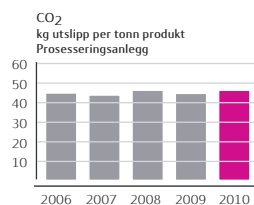
Kjølevann	389 mill m ³
Vann fra rensesanlegg	1.01 mill m ³
Olje i oljeholdig vann	0.42 tonn
Totalt organisk karbon (TOC)	6.10 tonn

UTILSIKTEDE UTSLIPP ⁷⁾

Utsiktede utslipp olje	0 m ³
Andre utsiktede utslipp	1.20 m ³

AVFALL ^{5) 6)}

Ikke-farlig avfall til deponi	377 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	2 040 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	84.4 %
Farlig avfall til deponi	49 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	897 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	94.8 %



¹⁾ Gassco AS er operatør for anlegget, og Statoil er ansvarlig for teknisk drift (TSP)

²⁾ Inkludert energi fra Draupner: 68 GWh fra brenngass, 2 GWh fra diesel og 6 GWh fra fakkel.

³⁾ Untatt gasstransport fra Draupner 27.5 mill. tonn

⁴⁾ Inkludert utslipp fra Draupner: SO₂: 0.15 tonn, NO_x: 22 tonn, nmVOC: 62 tonn, Metan: 272 tonn, CO₂: 14 537 tonn

⁵⁾ Ikke-farlig avfall inkludert fra Draupner: 2.6 tonn til deponi, 106 tonn til gjenvinning

⁶⁾ Farlig avfall inkludert for Draupner: 25 tonn til deponi, 52 tonn til gjenvinning

⁷⁾ Inkluderer utsiktede utslipp av 1.2 m³ brannskum på Draupner

Innstilling fra bedriftsforsamlingen

Vedtak:

I møte 24. mars 2011 har bedriftsforsamlingen behandlet årsregnskapet for 2010 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, 24. mars 2011



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, Eldfrid Irene Hognestad, Stig Læg Reid, Per Martin Labråthen, Anne K.S. Horneland, Jan-Eirik Feste, Per Helge Ødegård, Anne Synnøve Hebnes, Oddbjørn Viken, Frøde Solberg.

