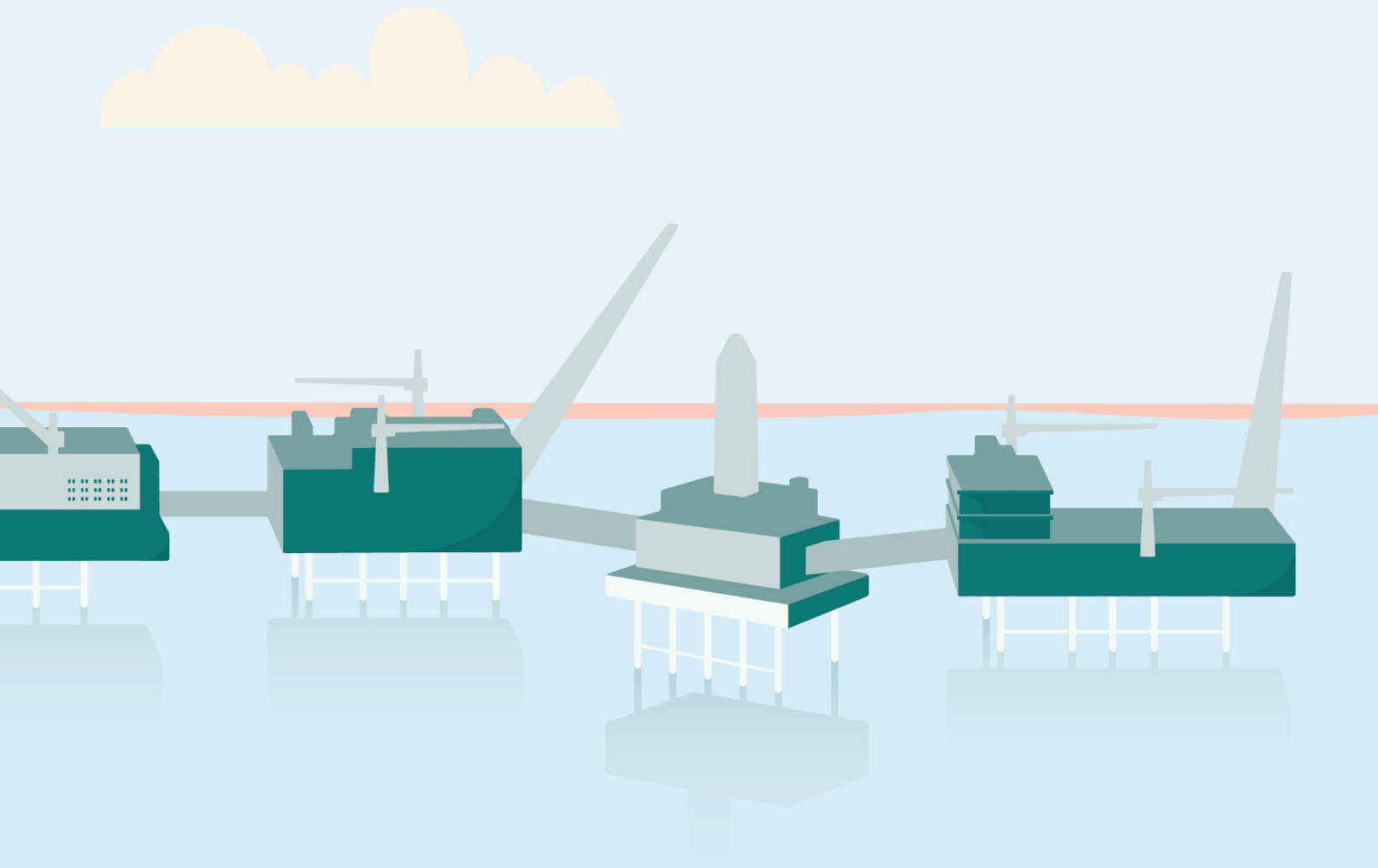


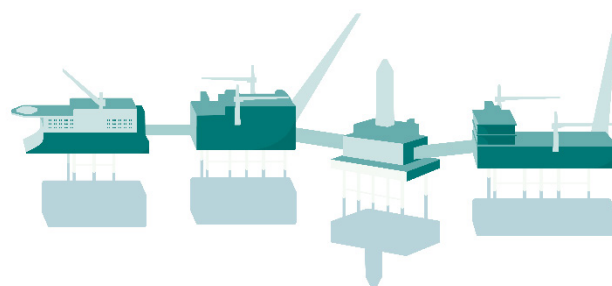


equinor



# 2019 Årsrapport

# Omslagsillustrasjoner



## Johan Sverdrup

Produksjonen fra rekordutbyggingen Johan Sverdrup startet i oktober 2019, og feltet produserer allerede mer enn 350,000 fat om dagen. Med kraftforsyning fra land er Johan Sverdrup et av de mest karboneffektive feltene i verden.



## Dogger bank havvindpark

Equinor har gått sammen med SSE Renewables for å levere verdens største havvindpark, Dogger Bank. Ferdig utbygd ventes Dogger Bank å produsere kraft nok til 4,5 millioner britiske hjem – en milepæl i Storbritannias overgang til fornybar energi.

# Vi er Equinor

Vi er et internasjonalt energiselskap som er dedikert til langsiktig verdiskaping i en lavkarbonframtid, inspirert av visjonen om å forme energiframtiden.

## Våre verdier er

Åpen  
Samarbeid  
Modig  
Omtenssom

Vi skaffer energi til 170 millioner mennesker. Hver dag.

Johan Sverdrup i Nordsjøen på norsk sokkel.



# Sikker drift, høy verdiskaping, lave karbonutslipp

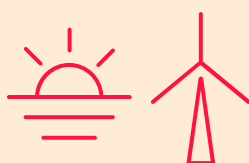
Vi fortsetter å følge vår strategi for sikker drift, høy verdiskaping og lave karbonutslipp gjennom å utvikle og maksimere verdier fra vår unike posisjon på norsk sokkel, den internasjonale olje- og gassvirksomheten, prosessering og handel samt vår voksende fornybarvirksomhet.

Nedenfor viser vi noen nøkkeltall for 2019.



2.074 mfoe

Egenproduksjon av olje og gass per dag (tusen fat oljeequivalenter)



1,8 TWh

Egenproduksjon av fornybar energi (terrawatt-timer)



2,5 TRIF

Samlet personskade frekvens (per million arbeidstimer)



0,6 SIF

Frekvens for alvorlige hendelser (per million arbeidstimer)



USD 9,3 mrd

Driftsresultat



9,5

CO<sub>2</sub>-intensitet for oppstrøms olje- og gassportefølje (100 % egenoperert, kg per foe)



USD 13,5 mrd

Kontantstrøm fra driften etter skatt



USD 3,8 mrd

Kapitaldistribusjon inklusive utbetalt utbytte og tilbake kjøp av aksjer



21.412

Ansatte i over 30 land

I Equinor er måten vi leverer på like viktig som hva vi leverer.



# Høydepunkter i 2019

## Januar:

---

Tildelt 29 letelisenser på norsk sokkel.

## Februar:

---

Danske Commodities, et selskap som handler med kraft og gass, ble et heleid datterselskap av Equinor.

## Mars:

---



Et rekordløft til havs fullførte Johan Sverdrup feltseier på norsk sokkel.

## April:

---



Havvindparken Arkona utenfor kysten av Tyskland ble formelt åpnet. Tildelt sju letelisenser på argentinsk sokkel. Investeringsbeslutningen ble tatt for Azeri-Central-East, Aserbajdsjan.

## Mai:

---

Økte eierandelen i Caesar Tonga i Mexicogolfen til 46 %. Huldraplattformen på norsk sokkel ble fjernet. PUD for andre fase av Johan Sverdrup-utbyggingen ble godkjent.

## Juni:

---

Tildelt fem letelisenser på britisk sokkel. Overtok etter OMV som operatør på Wistingfeltet i Barentshavet.

## Juli:

---



Startet produksjonen fra Trestakkfeltet. Lundintransaksjon økte Equinors direkte eierandel i Johan Sverdrup. Leverte vinnerbudet på den første storskala havvindauksjonen i delstaten New York.

## August:

---



Startet produksjonen fra Marinerfeltet på britisk sokkel.

## September:

---

Leverte vinnerbudet på Dogger Bank utenfor kysten av Storbritannia. Lanserte program for tilbakekjøp av aksjer for 5 milliarder USD. Statfjordfeltet feiret 40 år med produksjon. Startet produksjonen fra Utgardfeltet på norsk og britisk sokkel. Startet produksjonen fra Snefrid Nord på rekorddype 1.309 meter.

## Oktober:

---

Startet produksjonen fra Johan Sverdrup-feltet. Investeringsbeslutningen ble tatt for Hywind Tampen, en flytende havvindpark som skal forsyne Gullfaks- og Snørrefeltene i Norsdøen med fornybar kraft.

## November:

---

Kunngjorde salg av eierandelen i Eagle Ford landbaserte virksomhet i USA.

## Desember:

---

Økte eierandelen i Scatec Solar til 15,2 %. Investeringsbeslutningen ble tatt for North Komsomolskoye, Russland.

# Om rapporten

Dette dokumentet utgjør Equinor ASAs årsrapport i henhold til norske opplysningskrav i relevante lover, forskrifter og standarder for regnskapsåret 2019. Årsrapporten sendes og registreres ved Regnskapsregisteret i Brønnøysund.

Denne rapporten inneholder

- Styrets årsberetning (sidene 2-138 og 259-292)
- Konsernregnskapet for Equinor (side 141-212)
- Selskapsregnskapet for Equinor ASA (side 226-257) i henhold til Lov om årsregnskap
- Styrets erklæring om eierstyring og selskapsledelse i samsvar med Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse utgitt av NUES (side 101-138)
- Styrets erklæring om lederlønn for Equinors konsernledelse (side 128-136)
- Rapport om betalinger til myndigheter i samsvar med norske lover og forskrifter (side 274-290 og side 292)

Den finansielle rapporteringsterminologien som brukes i denne rapporten er i samsvar med International Financial Reporting Standards (IFRS), som er utgitt av The International Accounting Standards Board (IASB). Den er effektiv per 31. desember 2019 og er vedtatt av EU.

Dette dokumentet bør leses i sammenheng med Utsagn om framtiden på side 296.

Equinors årsrapport kan lastes ned fra Equinors nettsted på [www.equinor.com/reports](http://www.equinor.com/reports).

Referanser til dette dokumentet, eller andre dokumenter på Equinors nettsted, er tatt med som støtte der og inngår ikke i dette dokumentet.



Kalundborg, Danmark.



# Innholdsfortegnelse

- s3 Høydepunkter i 2019
- s4 Om rapporten

## Introduksjon

- s8 Melding fra styreleder
- s10 Konsernsjefens forord

## Strategisk rapport

- s15 2.1 Strategi og markedsoversikt
- s21 2.2 Vår virksomhet
- s28 2.3 Leting & Produksjon Norge
- s36 2.4 Leting & Produksjon Internasjonalt
- s44 2.5 Markedsføring, Midtstrøm & Prosessering
- s47 2.6 Annen virksomhet
- s51 2.7 Konsernforhold
- s58 2.8 Resultater fra drift
- s71 2.9 Gjennomgang av resultatene
- s78 2.10 Likviditet og kapitalressurser
- s82 2.11 Risikoanalyse
- s92 2.12 Sikkerhet, sikring og bærekraft
- s97 2.13 Våre medarbeidere

## Eierstyring og selskapsledelse


- s104 3.1 Implementering og rapportering
- s106 3.2 Virksomhet
- s106 3.3 Egenkapital og utbytte
- s107 3.4 Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående
- s108 3.5 Fri omsettelighet
- s108 3.6 Generalforsamling
- s109 3.7 Valgkomiteen
- s110 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen
- s122 3.9 Styrets arbeid
- s124 3.10 Risikostyring og internkontroll
- s127 3.11 Godtgjørelse til styret og bedriftsforsamlingen
- s128 3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen
- s136 3.13 Informasjon og kommunikasjon
- s136 3.14 Overtakelse
- s137 3.15 Ekstern revisor

## Regnskap og noter

- s141 4.1 Konsernregnskap Equinor
- s213 4.2 Tilleggsopplysninger for produksjonsvirksomheten for olje og gass
- s226 4.3 Selskapsregnskap Equinor ASA

## Tilleggsinformasjon

- s261 5.1 Aksjonærinformasjon
- s269 5.2 Non-GAAP måltall
- s274 5.3 Rettssaker
- s274 5.4 Rapport om betalinger til myndigheter
- s291 5.5 Erklæringer
- s294 5.6 Begrep og forkortelser
- s296 5.7 Utsagn om framtiden



Dudgeon havvindpark utenfor kysten av Norfolk, Storbritannia.



# Introduksjon

s8	Melding fra styreleder
s10	Konsernsjefens forord



«Vi mener at selskapet er godt forberedt til å håndtere usikkerheten i markedene framover og har kompetansen, kapasiteten og lederskapet som skal til for å skape nye forretningsmuligheter og verdier for våre aksjonærer.»

Jon Erik Reinhardsen

# Melding fra styreleder

Kjære medaksjonærer,

Den største omlaggingen av energisystemene i moderne tid er i gang, og Equinor er godt posisjonert for endringene som må komme. Styret mener at Equinor kan være et ledende selskap i energiomleggingen og bygge en robust og konkurransedyktig portefølje, samtidig som selskapet skaper betydelige verdier for aksjonærene.

Sikkerhet og sikring står øverst på styrets dagsorden. Styret får jevnlig oppdateringer på sikkerhetsrelaterte spørsmål fra administrasjonen, og det er første sak på hvert styremøte. Vi ser positiv utvikling innen mange områder, men selskapet trenger å styrke innsatsen enda mer for å forebygge alvorlige hendelser og personskader. Også i 2019 har alvorlige hendelser minnet oss om viktigheten av å ha et kontinuerlig og sterkt fokus på sikkerheten til våre ansatte.

Equinor fortsetter å forbedre seg og har sterke driftsprestasjoner. Høy produksjon og fortsatt sterk kostnads- og kapitaldisiplin bidro til solide resultater, til tross for lavere råvarepriser. Driftsresultatet var på 9,30 milliarder USD, sammenlignet med 20,1 milliarder USD i 2018.

Selskapet har en solid balanse og fokuserer på å opprettholde en konkurransedyktig kapitalfordeling. Vi økte kapitalfordelingen med 42% i 2019, inkludert effekten av det annonserte programmet for tilbakekjøp av aksjer. For fjerde kvartal 2019 foreslår vi et kvartalsutbytte på USD 0,27 per aksje, en økning på 4%, til generalforsamlingen. Den foreslåtte økningen er i tråd med utbyttepolitikken om å øke det årlige kontantutbyttet i takt med forventet langsiktig underliggende inntjening.

Selskapet forventer en sterk vekst i egenproduksjonen i 2020 på om lag 7% og en gjennomsnittlig årlig produksjonsvekst på 3% fra 2019 til 2026. Nye prosjekter som kom i produksjon i 2019, hadde en gjennomsnittlig balansepris på om lag 30 USD per fat. Equinor er også rustet for verdidrevet vekst innen fornybarområdet, og utvikler seg som en ledende global aktør innen havvind. I 2026 ventes produksjonskapasiteten å være på 4-6 GW<sup>1</sup>, som er om lag en tidobling av dagens kapasitet.

Equinor har tatt nye initiativer for å forlenge produksjonen på flere installasjoner på norsk sokkel. Selskapet videreutvikler også den internasjonale porteføljen og styrker stillingen i kjerneområder. Den internasjonale porteføljen leverer høy verdi, og vi venter at produksjonen vil øke med mer enn 3% i året i 2019 til 2026.

Klimaendring som en global utfordring vil dominere mange av debattene i 2020 og årene framover. Equinors felles uttalelse med Climate Action 100+ i april 2019 utgjør et startpunkt for vår investordialog hvor vi støtter målene i Parisavtalen. I det oppdaterte klimaveikartet vårt erkjenner vi behovet for betydelige endringer i energimarkedene, noe som betyr at også Equinors portefølje må endres for å beholde konkurransekraften. Vi kommer til å produsere mindre olje i en lavkarbonframtid, men verdiskapingen vil fortsatt være høy. Olje- og gassproduksjon med lave klimagassutslipp blir et enda sterkere konkurransefortrinn for oss. I tillegg gir lønnsom vekst innen fornybarfeltet betydelige nye muligheter til å skape attraktiv avkastning.

Våre markeder er volatile, og virkningene av Covid-19 og det kraftige fallet i oljeprisen i mars 2020, er sterke påminnelser om dette. For styret er det viktig at Equinor beholder stillingen som et robust selskap. Vi mener at selskapet er godt forberedt til å håndtere usikkerheten i markedene framover, og har kompetansen, kapasiteten og lederskapet som skal til for å skape nye forretningsmuligheter og verdier for våre aksjonærer.

Jeg vil takke alle ansatte for deres innsatsvilje og engasjement, og våre aksjonærer for deres fortsatte investering.

Jon Erik Reinhardsen  
Styreleder

<sup>1</sup> Medregnet vår 15,2% eierandel i Scatec Solar ASA





«Vi styrker posisjonen vår som industriledende innen karboneffektive operasjoner og til å skape lønnsom vekst fra en sterk og konkurransedyktig fornybarvirksomhet. Selskapet er godt posisjonert for langsiktig verdiskaping for våre aksjonærer, og for å være konkurransedyktig også i en lavkarbonframtid.»

Eldar Sætre

# Konsernsjefens forord

Kjære medaksjonær,

Equinor forplikter seg til en bærekraftig utvikling, og vi erkjenner at verdens energisystemer må gjennom dyptgripende endringer for at målene i Parisavtalen skal nås. Vi vet at verden må nå netto nullutslipp så snart som mulig, og at vi samtidig må levere nok energi til å dekke et voksende behov. Equinor er et ledende selskap i sin sektor og en pådriver i utviklingen mot en lavkarbonframtid. Som et bredt energiselskap styrker vi porteføljen for å støtte opp under en konkurransedyktig og robust forretningsmodell som skaper verdi på lang sikt, og som er i tråd med Parisavtalen.

Sikkerhet og sikring for våre medarbeidere og en høy integritet i operasjonene våre har den høyeste prioritet.

Personskadefrekvensen gikk ned i fjor, men vi så ikke samme positive utvikling i frekvensen for alvorlige hendelser. Vi må fortsette vår målrettede innsats for å hindre alvorlige hendelser og redusere antall personskader ytterligere. Den alvorlige arbeidsulykken på Heimdalplattformen i Nordsjøen i november er en sterk påminnelse om viktigheten av sikkerheten til våre medarbeidere. Følgene av orkanen Dorian som traff South Riding Point-terminalen på Bahamas illustrerer behovet for å være forberedt på en ny type hendelser.

I 2019 leverte vi solide resultater med et justert driftsresultat<sup>2</sup> på 13,5 milliarder dollar og 4,9 milliarder dollar etter skatt. Driftsresultatet var 9,30 milliarder dollar i 2019, sammenlignet med 20,1 milliarder dollar i 2018. Nedgangen var hovedsakelig knyttet til lavere væske- og gasspriser. Avkastningen på gjennomsnittlig sysselsatt kapital var 9%, og vi leverte 13,5 milliarder dollar i kontantstrøm fra drift etter skatt. Samtidig økte kapitaldistribusjonen med mer enn 40%, noe som gjenspeiler en opptrapping på 13% i kontantutbyttet og konkludering av utbytteaksjeprogrammet som planlagt, samt innføringen av programmet for tilbakekjøp av aksjer.

I fjor leverte Equinor en høy samlet egenproduksjon på 2,074 millioner fat oljeekvivalenter per dag og har en prosjektportefølje i verdensklasse med en gjennomsnittlig balansepris for olje på under 35 dollar fatet. Seks nye prosjekter kom i produksjon i 2019, blant annet Johan Sverdrup. Organiske investeringer<sup>3</sup> utgjorde 10 milliarder dollar i 2019.

Vi har en solid balanse og forventer vekst i den underliggende inntjeningen på lang sikt, drevet av en portefølje av høy kvalitet, samt en rekke forbedringstiltak på tvers av porteføljen. Med en antatt oljepris på 65 dollar fatet venter vi å øke avkastningen på gjennomsnittlig sysselsatt kapital til om lag 15% i 2023, og å levere en samlet organisk kontantstrøm fra 2020 til 2023 på om lag 30 milliarder dollar etter skatt og organiske investeringer.

Med de gode mulighetene i høykvalitetsprosjektene foran oss, forventer vi organiske investeringer på 10-11 milliarder dollar i snitt i 2020 og 2021, og om lag 12 milliarder dollar i snitt i de to påfølgende årene.

2019 markerte et taktskifte i fornybarvirksomheten vår. Vi tok investeringsbeslutningen for Hywind Tampen i Norge og vant muligheten til å bygge ut Empire Wind utenfor kysten av New York og Dogger Bank i Storbritannia, verdens største havvindprosjekt. Prosjekter som er under utvikling vil øke Equinors fornybarkapasitet med 2,8 gigawatt.

I det oppdatert klimaveikartet vårt har vi satt nye ambisjoner for klimaprestasjoner på kortere og lengre sikt. Vi styrker posisjonen vår som industriledende innen karboneffektive operasjoner og til å skape lønnsom vekst fra en sterk og konkurransedyktig fornybarvirksomhet. Selskapet er godt posisjonert for langsiktig verdiskaping for våre aksjonærer, og for å være konkurransedyktig også i en lavkarbonframtid. Resultatene våre bekrefter at vi er i rute med ambisjonene om økt avkastning, produktjonsvekst og en høy kontantstrøm i årene som kommer.

Vi vet at markedene våre er volatile og at vi alltid må være forberedt på uventede hendelser som kan påvirke virksomheten vår. Utbruddet av covid-19-viruset og det kraftige fallet i oljeprisen er begge eksempler på dette. Takket være en streng kostnadsdisiplin, tydelig kommersielt fokus og vesentlige forbedringstiltak gjennom flere år, er vi et mer robust selskap i dag med en betydelig forretningsmessig fleksibilitet til å håndtere volatilitet.

Eldar Sætre  
Konsernsjef  
Equinor ASA

<sup>2</sup> Se seksjon 5.2 for non-GAAP-måltall

<sup>3</sup> IFRS-investeringer for 2019 var på 14,8 milliarder dollar



# Strategisk rapport

s15	2.1	Strategi og markedsoversikt
s21	2.2	Vår virksomhet
s28	2.3	Leting & Produksjon Norge
s36	2.4	Leting & Produksjon Internasjonalt
s44	2.5	Markedsføring, Midtstrøm & Prosessing
s47	2.6	Annen virksomhet
s51	2.7	Konsernforhold
s58	2.8	Resultater fra drift
s71	2.9	Gjennomgang av resultatene
s78	2.10	Likviditet og kapitalressurser
s82	2.11	Risikoanalyse
s92	2.12	Sikkerhet, sikring og bærekraft
s97	2.13	Våre medarbeidere



## 2.1 Strategi og markedsoversikt



Digital feltarbeider, Kårstø, Norge.

### Equinors forretningsmiljø

#### Markedsoversikt

I 2019 var veksten i verdensøkonomien den svakeste siden den globale finanskrisen for ti år siden. Den økonomiske veksten, som er estimert til 2,6 %, gjenspeiler utfordringer som er felles for mange land, i tillegg til landspesifikke faktorer. Handelskonflikter og usikkerhet førte til stagnasjon i handelen og dro ned markedssentimentet og aktiviteten på verdensbasis. Geopolitiske spenninger, brexit og økende politisk usikkerhet har påvirket investeringene og ført til lavere forbrukerretterspørsel og svakere industriproduksjon. Sentralbankene reagerte på den svakere aktiviteten med en mindre streng pengepolitikk som forhindret en kraftigere nedkjøling.

Den estimerte veksten for USA er på 2,3 % for 2019. Investeringer og produksjonssektoren bidro i stor grad til den svake veksten gjennom året, som følge av økt proteksjonisme og politisk usikkerhet. Den private sektoren viste imidlertid motstandskraft, støttet av en økt sysselsetting og vedvarende lav rente. I Kina hadde usikkerhet og stadig høyere toll på eksport av varer til USA en negativ effekt på industriproduksjonen og investeringene gjennom året. Estimert økonomisk vekst i 2019 endte på 6,1 %. Det var et vanskelig år for eurosonen, med trusler om høyere toll på eksport til USA og brexit. Til tross for noe økning på slutten av året, er veksten for eurosonen anslått til beskjedne 1,2 %.

Framover kan tidlige tegn på en stabilisering i produksjonssektoren og handelen styrke forbindelsen mellom den motstandsdyktige forbrukersektoren og økt pengebruk i næringslivet. I tillegg ventes det at virkningene av pengepolitiske lettelsener i mange land i 2019 vil fortsette å gi effekt i den globale

økonomien i 2020. Det er imidlertid fortsatt en stor nedsiderisiko, blant annet muligheten for en ytterligere forverring av forholdet mellom USA og Kina, økende geopolitiske spenninger i tillegg til effektene av covid-19-utbruddet, og dette opprettholder et beskjedent vekstanslag for verdensøkonomien.

#### Oljepriser og raffineringmarginer

Snittprisen for datert brentolje i 2019 var 64,3 USD per fat, 10 % lavere enn 71,1 USD per fat i 2018. Prisene var mindre volatile enn i 2018, og holdt seg stort sett innenfor 60-70 USD per fat, til tross for flere forstyrrelser både i forsyning og etterspørsel gjennom året. Organisasjonen av oljeeksporterende land og deres allierte (Opec+) fortsatte tiltakene for å balansere et overforsynt marked, mens det var en svakere vekst i etterspørselen etter olje, påvirket av handelskonflikten mellom USA og Kina.

Selv om det i desember 2018 var enighet i gruppen Opec+ om å videreføre kuttene i oljeproduksjonen, startet 2019 med et overforsynt marked. Likevel tok prisene seg opp igjen fra rundt 50 USD per fat ved utgangen av desember 2018 til rundt 62 USD per fat ved utgangen av januar 2019. Den oppadgående trenden fortsatte gjennom første kvartal, og var understøttet av en ny runde med amerikanske sanksjoner mot Venezuela og Iran som fjernet mer av forsyningen fra markedet, i tillegg til kuttene som var avtalt i Opec+.

Prisen på datert brentolje nådde et toppunkt på over 70 USD per fat i april og mai. Dette skyldtes press på forsyninger som følge av økt spenning i Midtøsten, hovedsakelig i Saudi Arabia, etter at USA besluttet å ikke forlenge fritakene fra forbudet mot oljeimport fra Iran.

Prisene ble imidlertid svekket igjen og holdt seg rundt 64 USD per fat i juni og juli. Forlengelsen av kuttene fra Opec+ og vedvarende trusler i Midtøsten, samt angrep på tankskip i Hormuzstredet, nøytraliserte ikke en oppfattet effekt av økt global forsyning og den negative påvirkningen av handelskrigen mellom USA og Kina på veksten i oljeetterspørselen.

En av de store hendelsene i 2019 var angrepet på et oljeprosessanlegg i Saudi Arabia i september som reduserte den globale forsyningen med rundt 5 % (~5 millioner fat per dag). Etter en endagsopptur til 68,2 USD per fat, stabiliserte prisene seg imidlertid på rundt 60 USD per fat ved utgangen av september. Dette forsterket forestillingen om overforsyning og bekymringer som i hovedsak var rettet mot tegn på svakere vekst i etterspørselen.

Da handelssamtalene mellom USA og Kina begynte å gi positive signaler, tok prisene til å stige igjen i november, også understøttet av at mange raffinerier var ferdige med vedlikeholdsarbeid. Snittprisen på datert brentolje i november var 63,0 USD per fat.

2019 avsluttet på en oppadgående trend, med en snittpris på datert brentolje på 67,0 USD per fat i desember. Med utsikter til overforsyning også i 2020, besluttet de allierte i Opec+ på et møte i Wien tidlig i desember å forlenge og utvide kuttavtalen. Da datoen for handelsavtalen mellom USA og Kina var kunngjort, og ventet i januar, ønsket markedet 2020 velkommen med en frisk optimismebeølge med forventning om vekst i oljeetterspørselen.

Nylig har det vært prisvolatilitet utløst blant av endret dynamikk mellom medlemslandene i Opec+ og usikkerheten rundt etterspørsel grunnet covid-19-pandemien.

### Raffineringsmarginer

For et standard oppgradert raffineri i Nordvest-Europa var marginene noe sterkere enn i 2018. Marginene var svake i de to første månedene av 2019, men deretter økte de gradvis til et toppnivå i oktober, før de falt mot slutten av året. 2019 var preget av forberedelser til produksjon av IMO 2020-godkjent drivstoff, skipsdrivstoffet med lavt svovelinnhold som skulle i salg ved årsslutt. Dette førte til sterke marginer for drivstoffkomponenter med lavt svovelinnhold allerede fra juli, grunnet kjøp til lager. Dette igjen gav uvanlig sterke marginer for enkle raffinerier som bruker lett råolje med lavt svovelinnhold.

Marginene for bunkerolje med høyt svovelinnhold falt sakte fram til begynnelsen av oktober, da de kollapset. Det førte til svake marginer for raffinerier som bruker tung råolje med høyt svovelinnhold, og med en stor del av inntjeningen på bunkerolje med høyt svovelinnhold.

Marginene for nafta var svake gjennom året. Nafta, som er hovedråstoff i petrokjemiindustrien, ble rammet av svak etterspørsel etter petrokjemiprodukter, mye på grunn av handelskonflikten mellom USA og Kina. Bensinmarginene ble presset ned av høye lagernivåer i USA tidlig på året, men var på et normalnivå gjennom sommeren. Dieselmarginer var på et normalnivå og tilsvarte nivået i 2018. Et toppnivå i oktober skyldtes kjøp til lager av de som mente at marin diesel ville bli IMO 2020-drivstoffet. Raffineringsmarginer beregnes i forhold til fysisk datert brentolje, mens produktprisene er mer knyttet til

brentprisene i papirmarkedet på International Currency Exchange (ICE). En sterk datert Brent i forhold til ICE pleier å presse ned raffineringmarginene, og motsatt. En spesielt sterk datert Brent presset marginene ned i juni og i årets siste halvannen måned.

## Gassprisene

### Gasspriser – Europa

Prisene på National Balancing Point (NBP) i Storbritannia startet på 7,5 USD per mmbtu i begynnelsen av 2019, en nedgang på 8 % fra desember 2018. Rikelig tilgang på LNG, høy rørløsningskapasitet samt mildvær bidro til den nedadgående trenden i de europeiske prisene i første kvartal. I tillegg holdt vinterlagernivåene seg godt over femårssnittet. Sent i mars falt de asiatiske LNG-prisene til under NBP, 5,2 USD per mmbtu, og styrket incentivet til å sende LNG til Europa i stedet for Asia. De europeiske prisene fortsatte å falle i andre kvartal, og nådde 3,5 USD per mmbtu i juni. Rekordhøye temperaturer og starten på vedlikeholdssesongen ga noe støtte til NBP-prisene i juli, men i august falt prisene igjen. Til tross for en ny runde med vedlikehold på norske anlegg i september, manglet prisene støtte og holdt seg under 3,5 USD per mmbtu. NBP-prisene tok seg opp igjen mot slutten av året, på grunn av kaldere vær og usikkerhet knyttet til den russisk-ukrainske transittavtalen, og avsluttet året på 4,2 USD per mmbtu.

### Gasspriser – Nord-Amerika

Prisen på Henry Hub viste en nedadgående trend i 2019, og lå på 2,5 USD per mmbtu i snitt for året, sammenlignet med 3,1 USD per mmbtu i 2018. Høy produksjon av tørrgass, som følge av utvidet rørløsningskapasitet nordøst i landet og i Texas, presset prisen nedover. Lagernivåene steg til over femårssnittet for første gang på to år. Etterspørselsøkning har ikke klart å holde tritt med forsyningsveksten, til tross for at over 20 milliarder kubikkmeter (Bcm) ny LNG-eksportkapasitet kom i drift i 2019, og det var rekordetterspørsel etter gass til eksport i rørløsnings til Mexico og til gassfyrt kraftproduksjon.

### Globale priser på flytende naturgass (LNG)

I første kvartal startet LNG-prisen i Asia på 8,2 USD per mmbtu, men falt jevnt til 5,2 USD per mmbtu i mars. Rikelig forsyning på grunn av at nye LNG-anlegg trappet opp til installert kapasitet og mangel på umiddelbar etterspørsel, har lagt press på LNG-prisene. I andre og tredje kvartal fortsatte overforsyningen og førte til at store LNG-volumer ble tvunget til å gå til europeiske lagre. Som følge av dette falt prisene helt ned til 4,2 USD per mmbtu. I fjerde kvartal steg LNG-prisene i Asia da fyringssesongen begynte. Stor tilgang på kjernekraft i Japan og vintertemperaturer som var høyere enn normalt førte imidlertid til en snittpris på 5,8 USD per mmbtu i kvartalet, noe som er godt under snittprisen på 9,9 USD per mmbtu i fjerde kvartal 2018.

### Europeiske kraft- og CO<sub>2</sub>-priser

Kraftprisene i Vest-Europa (Storbritannia, Frankrike, Tyskland, Belgia, Nederland, Spania og Italia) var i snitt på 43,9 EUR/MWh i 2019, noe som var 20 % lavere enn i 2018. Mens 2019 startet sterkt med priser på rundt 61 EUR/MWh i januar, falt kraftprisene igjen som følge av mildere vær, en rask nedgang i underliggende brenselpriser, bedre tilgang på kjernekraft og en ytterligere økning i fornybarkapasiteten. Snittprisen hadde allerede falt til rundt 42 EUR/MWh i mars, og avsluttet året med en snittpris på 38 EUR/MWh i desember.



Prisen på utslipp av CO<sub>2</sub> i henhold til EUs klimavotesystem var fortsatt høy i 2019, med en snittpris på 24,9 EUR/tonn. Prisen nådde et toppunkt på 29,8 EUR/tonn i juli. Gjennom året var CO<sub>2</sub>-prisen rammet av volatilitet på grunn av usikkerhet rundt brexit og ulike energipolitiske kunngjøringer, som beslutningen om å fase ut kullfyrt kraftverkproduksjon i Tyskland innen 2038.

Selv om den høye CO<sub>2</sub>-prisen la press på kostnadene for kraftproduksjon, ble dette presset mer enn oppveid av de nedadgående trendene, som for eksempel temperaturer over gjennomsnittet, lave gasspriser og vekst i fornybar energi. Den høye CO<sub>2</sub>-prisen bidro likevel til å akselerere ytterligere skiftet fra kull til gass i europeisk kraftproduksjon, og dermed lavere CO<sub>2</sub>-utslipp fra sektoren.

## Equinors konsernstrategi

Equinor er et internasjonalt energiselskap som er dedikert til langsiktig verdiskaping i en lavkarbonframtid, inspirert av visjonen om å forme energiframtiden.

Equinor fortsetter å følge sin strategi for sikker drift, høy verdiskaping og lave karbonutslipp gjennom å utvikle og maksimere verdier fra sin unike posisjon på norsk sokkel, den internasjonale olje- og gassvirksomheten, prosessering og handel samt selskapets voksende fornybarvirksomhet.

Det ventes fortsatt volatilitet i energimarkedene knyttet til geopolitiske endringer, utfordringer med å erstatte olje- og gassreserver, konjunktursvingninger, strukturelle kostnadsendringer og en kraftigere driv mot lavkarbonenergi.

Selskapet venter svingninger i energiprisene både oppover og nedover. Equinors strategiske respons er å skape verdier ved å bygge opp en mer robust og mangfoldig portefølje med rikelig av muligheter, levert av medarbeidere som gis ansvar. For å oppnå dette, skal Equinor fortsette å konsentrere sin strategirealisering og -utvikling rundt følgende områder:

- **Norsk sokkel** – transformere norsk sokkel for å skape bærekraftig verdi i kommende tiår
- **Internasjonal olje og gass** - videreutvikle kjerneområder og modne fram nye vekstmuligheter
- **Nye energiløsninger** –verdidrevet vekst i fornybarvirksomheten
- **Midtstrøm og markedsføring** - sikre tilgang til attraktive markeder og øke verdiskapingen gjennom ulike økonomiske sykluser.

Equinors unike posisjon på norsk sokkel har satt selskapet i stand til å utvikle nye teknologier og ta dem i bruk i industriell skala. Equinor har i dag en rekke fortrinn som bidrar til verdiskaping (verdidrivere):

- **Unik driftskompetanse**
- **Utvinningsgrad i verdensklasse**
- **Ledende prosjektleveranser**
- **Tilgang til attraktive markeder**
- **Ledende posisjon innen digitalisering**

Sammen styrker disse verdidriverne selskapets konkurransekraft. Internasjonalt tar Equinor i økende grad rollen som operatør, noe som gjør at selskapet kan dra fordel av sine industrielle fortrinn. I all sin virksomhet forfølger Equinor muligheter som spiller på selskapets styrke.



Johan Sverdrup i Nordsjøen på norsk sokkel

Equinor former aktivt sin framtidige portefølje basert på følgende strategiske prinsipper:

- **Kapasitet til positiv kontantstrøm** - generere positiv kontantstrøm fra driften, selv ved lave olje- og gasspriser, for å opprettholde utbytte og investeringskapasitet gjennom konjunktursvingninger
- **Fleksibilitet i investeringsprogrammet** - sikre tilstrekkelig fleksibilitet i organiske investeringer for å kunne svare på nedgang i markedet og unngå tiltak som reduserer verdien, og alltid kunne prioritere prosjekter som ventes å levere en større verdi
- **Skape verdier gjennom konjunktursvingninger** - sørge for mulighet og kapasitet til å opptre motsyklisk for å skape verdi gjennom konjunktursvingninger
- **Lavt karbonavtrykk som konkurransefortrinn** - opprettholde konkurransefortrinn som et ledende selskap innen karboneffektiv olje- og gassproduksjon, og samtidig bygge opp en lavkarbonvirksomhet for å utnytte nye muligheter i energiomstillingen

Equinor har identifisert fire hovedområder som vil sette selskapet i stand til å realisere strategien:

- **Sikker drift:** Sikkerhet og sikring for våre medarbeidere og integritet i våre operasjoner er Equinors høyeste prioritet. I 2019 ble det gjennomført flere strategiske forbedringsinitiativ gjennom konsernprosjektet «Sikkerhet utover 2020». Målet har vært å styrke kulturen ytterligere og bedre resultatene ved å innarbeide et sikkerhets- og sikringsbasert tankesett, samt en proaktiv atferd på alle nivåer i organisasjonen. Equinor har fortsatt arbeidet med å styrke sikringskulturen og -evnen ved å innføre «Veikart mot 2020 for sikring», og en IT-strategi som tar sikte på å beskytte personell og eiendeler mot digitale trusler.
- **Teknologi og innovasjon:** Equinor anser teknologi og innovasjon som sentrale for å realisere strategien. Equinors teknologistrategi veileder selskapets arbeid med teknologiutvikling og -implementering og leverer teknologier som skal forme energiframtiden. Selv om Equinor driver forsknings- og utviklingsarbeid i selskapet på områder som gir et konkurransefortrinn, blir de fleste aktiviteter utført i samarbeid med eksterne for å sikre at Equinor utnytter det eksterne teknologiske økosystemet best mulig. Equinor fortsetter å investere i digitalisering for å realisere verdien i sine data. I 2019 ble 400 millioner USD tilført kontantstrømmen (før skatt) fra digitale initiativ, blant annet fra én måned tidligere produksjonsoppstart på Johan Sverdrup-feltet enn planlagt gjennom nye digitale løsninger og fra utvidet driftstid, muliggjort av våre integrerte operasjonssentre.
- **Gi ansvar til våre medarbeidere:** Equinor fremmer en kultur for samarbeid, innovasjon og sikkerhet basert på selskapets verdier. Et mangfoldig og inkluderende Equinor fortsetter å rekruttere og utvikle medarbeidere for å levere på sin ambisjon om å bygge opp en framtidsrettet portefølje.
- **Dialog med omverdenen:** Equinor engasjerer seg i dialog med omverdenen for å styrke industriell legitimitet, sin samfunnskontrakt, tillit og strategisk støtte hos nøkkelinteressenter. Dette engasjementet omfatter internt og eksternt samarbeid, partnerskap, og annen samhandling med leverandører, partnere, myndigheter,

interesseorganisasjoner og lokalsamfunn der Equinor har virksomhet.

Equinor opprettholder fortrinnet som et ledende selskap innen karboneffektiv olje- og gassproduksjon, samtidig som selskapet bygger opp en lavkarbonvirksomhet for å utnytte nye muligheter som oppstår i energiomstillingen. Selskapet mener at et lavere karbonavtrykk vil gjøre det mer konkurransedyktig i framtiden, og bærekraft er en del av Equinors strategiarbeid.

Equinors nye klimaveikart beskriver en rekke ambisjoner på kort, mellomlang og lang sikt, for å redusere egne klimagassutslipp og sikre en konkurransedyktig og robust forretningsmodell i energiomstillingen, i stand til å skape verdier på lang sikt, i tråd med Parisavtalen.



Peregrino produksjon- og lagerskip, brasiliansk sokkel.

Equinors ambisjon er å:

- redusere netto karbonintensitet, hele veien fra produksjon til forbruk, for produsert energi, med minst 50 % innen 2050,
- tidoble den fornybare energikapasiteten innen 2026, og utvikle seg som en global leder innen havvind, og
- styrke sin industriledende posisjon innen karboneffektiv produksjon og oppnå karbonnøytrale globale operasjoner innen 2030.

Equinor venter å nå ambisjonen om netto karbonintensitet, hovedsakelig gjennom betydelig vekst i fornybarvirksomheten og endringer i størrelse og sammensetning av olje- og gassporteføljen. I tillegg er driftseffektivitet og videre utvikling av ny virksomhet som karbonfangst, - bruk og -lagring samt hydrogen, ventet å bli viktige. Equinor kan også komme til å benytte seg av anerkjente mekanismer for kompensering av utslipp og naturlige karbonsluk som supplerende tiltak. For å oppnå karbonnøytrale globale operasjoner, vil hovedprioriteten være å minske klimagassutslippene fra Equinors egen drift.

Gjenværende utslipp ventes å bli kompensert for, enten gjennom kvotehandelssystemer, som EUs handelssystem for utslipp (EU ETS), eller effektive kompensingsmekanismer. Mer informasjon om dette finnes i seksjon 2.12 Sikkerhet, sikring og bærekraft.

### Norsk sokkel – transformere norsk sokkel for å skape bærekraftig verdi og lave karbonutslipp i flere tiår

I over 40 år har Equinor har hatt leteaktivitet, utviklet og produsert olje og gass på norsk sokkel. Norsk sokkel utgjør i 2019 om lag 60 % av Equinors egenproduksjon med 1,235 millioner fœe per dag. Norsk sokkel ventes å levere en betydelig kontantstrøm også framover, selv ved lavere olje- og gasspriser.

Samtidig tar Equinor sikte på å fortsette å forbedre effektiviteten, regulariteten, karbonutslippene og levetiden til felt som allerede er i produksjon. I 2019 oppdaterte Equinor klimaambisjonene for Norge. Norsk sokkel har et stort gjenværende ressurspotensial, og Equinor tar sikte på å redusere de absolutte klimagassutslippene fra egenopererte installasjoner til havs og fra landbaserte anlegg i Norge med 40 % innen 2030, 70 % innen 2040 og ned mot nær null innen 2050, sammenlignet med 2005. Ambisjonen for 2030 alene ventes å kreve investeringer på rundt 20 milliarder NOK for Equinor, i prosjekter innen energieffektivitet, elektrifisering, infrastrukturkonsolidering, digitalisering og nye verdikjeder, som karbonfangst og –lagring og hydrogen.

Equinor har besluttet å opprette en egen enhet for senfasefeltene på norsk sokkel. Formålet med den nye enheten er å hente ut det fulle potensialet i selskapets senfasefelt, gjennom å realisere ytterligere undergrunnsressurser, effektiv drift, kostnadseffektive levetidsforlengelser og reduserte fjerningskostnader.

Equinor fortsetter å legge til svært lønnsomme fat gjennom økt olje- og gassutvinning. Equinor gjør framskritt mot ambisjonen om en utvinningsgrad på 60 % for olje og 85 % for gass på egenopererte felt.

I juli avtalte Equinor med Lundin Petroleum AB å selge sin andel på 16 % i Lundin Petroleum mot en direkte andel på 2,6 % i Johan Sverdrup-feltet pluss et kontantvederlag. I oktober startet Equinor produksjonen fra Johan Sverdrup-feltet, foran plan og under opprinnelig kostnadsanslag. Med en produksjonsoppstrapping i verdensklasse produserer feltet allerede mer enn 350 tusen fœe per dag (100 %). De neste årene tar Equinor sikte på å sette flere store prosjekter i drift, blant annet Johan Sverdrup fase 2, Troll fase 3, Johan Castberg, Martin Linge og et oppgradert Njord, samt et stort antall undervannsutbygginger. Det ventes en samlet sterk volumvekst fram mot et mulig historisk høyt produksjonsnivå i 2026. Mer informasjon om anlegg i produksjon og prosjekter under utbygging på norsk sokkel finnes i seksjon 2.3 E&P Norway – Leting og produksjon Norge.

### Internasjonal olje og gass – videreutvikle kjerneområder og modne fram nye vekstmuligheter

Equinor har bygget opp sin internasjonale portefølje gjennom mer enn 25 år. Internasjonal olje- og gassproduksjon utgjorde om lag 40 % av Equinors egenproduksjon i 2019, med 0,839 millioner fœe per dag. I løpet av året gjorde Equinor betydelige framskritt i arbeidet med å utvide og redusere risikoen i den

internasjonale olje- og gassporteføljen, med vellykkede oppstarter av både Mariner- og Utgardfeltene i Storbritannia, lisensforlengelse for blokk 15 og 17 i Angola, tilgang til nye arealer både på land og til havs i Argentina, på britisk sokkel, utenfor kysten av Canada og i amerikansk del av Mexicogolfen, godkjent utbygging av ACE i Aserbajdsjan og beslutning om full feltutbygging i North Komsomolskoye i Russland. Store prosjekter i Equinors internasjonale prosjektportefølje omfatter blant annet Bay du Nord, Rosebank, Vito, Peregrino fase 2, Bacalhau (tidligere Carcará), BM-C-33, North Komsomolskoye, North Platte og blokk 17-satellitter i Angola.

I Argentina bygger Equinor opp et bredt energiselskap: landbasert produksjon i Vaca Muerta, åtte nye olje- og gasslisenser til havs i ulike bassenger, samt landbasert vind- og solkraft.

I USA styrket Equinor sin landbaserte portefølje gjennom salget av Eagle Ford og økte sin eierandel i Caesar Tonga i Mexicogolfen. Equinor fortsetter å fokusere på å øke og opprettholde lønnsomheten i den eksisterende porteføljen. Ved bruk av droneteknologi har Equinor oppnådd en betydelig reduksjon i metanutslippene fra den landbaserte virksomheten.

I Brasil opprettholder og utvider Equinor en konkurransedyktig portefølje med verdifulle eiendeler i alle utviklingsfaser, blant annet en sterk leteportefølje. Konseptet med produksjon- og lagerskip på Bacalhafeltet er et eksempel på prosjektoptimalisering, samtidig som karbonutslippene reduseres.

Equinor satser på vekst med kvalitet og venter at den internasjonale virksomheten skal utvides gradvis over lang tid, og bidra med en organisk kontantstrøm på 7 milliarder USD etter skatt og investeringer de neste fire årene, forutsatt en oljepris på 65 USD fatet. Equinor satser på å fortsatt levere forbedringer av kostnader, kontantstrøm og inntjening for å øke konkurransekraften på hele den internasjonale porteføljen. Equinor tar sikte på å redusere karbonintensiteten for den internasjonale porteføljen til et ambisjonsnivå på <10 kg CO<sub>2</sub> per fœe innen 2025. Mer informasjon om anlegg i produksjon og prosjekter under utvikling internasjonalt finnes i seksjon 2.4 E&P International – Leting og produksjon internasjonalt.

### Nye energiløsninger – verdidrevet vekst i fornybarvirksomheten

Fornybarmarkedet er i endring og vokser raskere enn noensinne, noe som gir muligheter for tiår med vekst. Equinor har en sterk fornybarportefølje i produksjon, og drar nytte av kjernekompetansen fra ledelse av komplekse olje- og gassprosjekter når havvindvirksomheten bygges ut. Equinor venter å øke fornybarkapasiteten til mellom 4 og 6 GW<sup>4</sup> (Equinors andel) innen 2026, hovedsakelig basert på dagens prosjektportefølje. Dette er om lag ti ganger høyere enn dagens kapasitet, noe som vil gi en årlig gjennomsnittlig vekst i kraftproduksjonen på mer enn 30 %. Fram mot 2035 venter Equinor å øke den installerte fornybarkapasiteten ytterligere til mellom 12 og 16 GW, avhengig av tilgang på attraktive prosjektmuligheter. Equinor venter å bruke 0,5-1 milliard USD i 2020-2021 og 2-3 milliarder USD i 2022-2023 (årlig brutto investering før prosjektfinansiering, Equinors andel, organisk

<sup>4</sup> Inklusive 15,2% eierandel i Scatec Solar ASA



netto investering 2022-2023 er under USD 1.5 milliard i året i snitt.)

### Ledende aktør i verden innen havvind

Fjoråret brakte med seg dyptgripende endringer i Equinors havvindportefølje. Med de nye prosjektene Dogger Bank (Storbritannia) og Empire Wind (USA) er Equinor på vei mot å bli globalt ledende innen havvind. Dogger Bank ventes å bli verdens største havvindutbygging, med en installert kapasitet på 3,6 GW og et totalt potensial på mer enn 20 GW – nok til å levere en tredjedel av Storbritannias kraftbehov. Empire Wind vil levere fornybar elektrisk kraft til en av de travleste byene i verden: New York. Med en kapasitet på 816 MW vil den levere kraft som tilsvarer behovet til én million hjem.

Equinor har ti års driftserfaring med flytende havvind. Inntil 80 % av verdens havvindpotensial vil trolig kreve flytende løsninger, og Equinor er godt posisjonert til å bygge ut flytende havvind i industriell skala. Equinors ambisjon er å oppnå kommersiell utbygging av flytende havvind innen 2030.

### Landbaserte fornybarmuligheter

Equinor tror på mangfold i havvindvirksomheten og forfølger flere vekstmuligheter. Med en fleksibel portefølje kan Equinor levere kraft fra en rekke fornybare energikilder, blant annet havvind, solkraft og landbasert vindkraft. Over tid regner Equinor med å bygge opp lønnsomme landbaserte posisjoner i utvalgte kraftmarkeder.

I desember 2019 kjøpte Equinor 6.500.000 aksjer i Scatec Solar, noe som tilsvarer 5,2 % av aksjene og stemmerettighetene. Etter transaksjonen eier Equinor totalt 18.965.400 aksjer i Scatec Solar, og eierandelen har økt til 15,2 % av aksjene og stemmerettighetene. Equinor deltar i to solkraftprosjekter i Sør-Amerika (Brasil og Argentina). Mer informasjon om eiendeler innen nye energiløsninger som er i produksjon og prosjekter under utvikling finnes i seksjon 2.6 Andre.

### Midtstrøm og markedsføring – sikre tilgang til attraktive markeder og øke verdiskapingen gjennom ulike økonomiske sykluser

Hovedformålet for midtstrøms- og nedstrømsvirksomheten til forretningsområdet Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP) er å prosessere og transportere Equinors olje- og gassproduksjon (inkludert Den norske stats petroleumsvolumer) på en konkurransedyktig måte til attraktive markeder, og realisere maksimal verdi på denne. I tillegg utvider MMP sin markedsføring av en voksende kraftportefølje. Hovedfokuset i 2019 har vært:

- Sikker og effektiv drift
- Sikre at Equinors egenproduksjon og volumer fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) kommer effektivt til attraktive markeder
- Bygge og opprettholde motstandskraft gjennom asset-backed trading (handel ved bruk av infrastruktur og finansielle instrumenter), posisjonering i verdikjeder og motsykliske tiltak
- Redusere karbonutslipp og karbonintensitet fra driften
- Optimalisere regionale verdikjeder for rørledningsgass og forfølge utvalgte handelsposisjoner for flytende naturgass (LNG)
- Forny skipsporteføljen ved å inngå kontrakter med skip som er mer effektive og har lavere utslipp

Etter at Equinors oppkjøp av Danske Commodities (DC) var sluttført 1. februar 2019, har Equinor og DC hentet ut flere synergier, blant annet er DC posisjonert som Equinors handelsrute til fornybarmarkedet. Tidlig på høsten trådte DC inn i det amerikanske kraftmarkedet, og basert på den vellykkede inntredenen i dette markedet, vurderer Equinor og DC å tre inn i flere kraftmarkeder. Mer informasjon om midt- og nedstrømvirksomheten vår finnes i seksjon 2.5 MMP – Markedsføring, midtstrøm og prosessering.

## Framtidsutsikter

Equinors planer tar hensyn til den nåværende forretnings situasjonen, samtidig som selskapet fortsetter å investere i høykvalitetsprosjekter. Equinor fortsetter innsatsen og fastholder forpliktelsen til å levere på strategien sin.

- Organiske investeringer<sup>5</sup> anslås til et årlig gjennomsnitt på 10-11 milliarder USD for 2020-2021 og om lag 12 milliarder USD i årlig gjennomsnitt for 2022-2023
- Equinor har til hensikt å fortsette å modne den store porteføljen av leteaktiva, og anslår at samlet aktivitetsnivå for letevirksomheten vil ligge på rundt 1,4 milliarder USD i 2020, eksklusive signaturbonuser og feltutviklingskostnader
- Equinors ambisjon er at produksjonsenhetskostnaden fortsatt skal ligge i øvre kvartil blant sammenlignbare selskaper
- I perioden 2019 – 2026 ventes produksjonsveksten<sup>6</sup> å komme fra nye prosjekter, og gi en årlig vekstrate (compound annual growth rate, CAGR) på om lag 3 %
- Produksjonen<sup>2</sup> i 2020 ventes å være om lag 7 % over 2019-nivå
- Planlagt vedlikeholdsaktivitet ventes å redusere kvartalsvis produksjon med rundt 20 tusen foe per dag i første kvartal 2020. Til sammen er det ventet at vedlikeholdet vil redusere egenproduksjonen med rundt 45 tusen foe per dag for året 2020
- Kapasiteten for egen fornybarproduksjon er ventet å øke til mellom 4 og 6 GW innen 2026 (inklusive eierandelen på 15,2% i Scatec Solar ASA).

Disse utsagnene 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 hendelser og avhenger av forhold som skal finne sted i framtiden. Utsettelse av produksjonen for å skape framtidig verdi, gassavtak, tidspunkt for når ny kapasitet settes i drift, driftsregularitet, innvirkningen av Covid-19, aktivitetsnivået i landbasert virksomhet i USA, samt usikkerhet rundt slutføring av kunnngjorte transaksjoner, utgjør de viktigste risikoelementene forbundet med den foregående produksjonsprognosen. Nærmere bestemt har det nylig vært betydelig usikkerhet skapt av Covid-19 pandemien i tillegg til endret dynamikk mellom Opec+ medlemmene. Vi kan ikke forutse konsekvensene av disse hendelsene. Ytterligere informasjon finnes i seksjon 5.7 Utsagn om framtiden.

<sup>5</sup> Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall.

<sup>6</sup> Produksjonsveiledningen gjenspeiler våre estimater av sikre reserver beregnet i henhold til det amerikanske tilsynet Securities and Exchange Commission (SEC) sine retningslinjer og ytterligere produksjon fra andre reserver som ikke er tatt med i estimatene av sikre reserver. Vekstraten er basert på historiske produksjonstall, hensyntatt porteføljustjusteringer.

## 2.2 Vår virksomhet

### Historie

#### 18. september 1972

Equinor, tidligere Statoil, ble grunnlagt ved et enstemmig stortingsvedtak, og stiftet som aksjeselskap under navnet Den norske stats oljeselskap AS. Som et heleid statlig selskap på den tiden var Equinors rolle i utgangspunktet å fungere som regjeringens kommersielle instrument i utviklingen av norsk olje- og gassindustri. Equinors virksomhet, som har vokst parallelt med norsk olje- og gassindustri, var i hovedsak konsentrert om leting, utvikling og produksjon av olje og gass på norsk sokkel.

#### 1979 – 1981

Statfjordfeltet ble funnet i Nordsjøen og ble satt i produksjon. I 1981 ble Equinor det første norske selskapet som fikk operatøransvar for et felt, på Gullfaks i Nordsjøen.



#### 1979- og 1990-tallene

Equinor vokste kraftig gjennom utbyggingen på norsk sokkel (Statfjord, Gullfaks, Oseberg, Troll og andre felt). Equinor ble også en viktig aktør i det europeiske gassmarkedet ved å inngå store salgskontrakter for utvikling og drift av gasstransportsystemer og terminaler. I disse tiårene var Equinor også involvert i raffinering og markedsføring i Skandinavia, og etablerte et omfattende nett av bensinstasjoner. Selskapet solgte seg helt ut av denne bransjen i 2012.

#### 2001

Equinor ble notert ved børsene i Oslo og New York, og ble et allmennaksjeselskap under navnet Statoil ASA, nå Equinor ASA, der en majoritet på 67 % av aksjene er eid av den norske stat.

#### 2007 - 2018

Equinors evne til å realisere potensialet på norsk sokkel fullt ut og vokse internasjonalt ble styrket gjennom fusjonen med Norsk Hydros olje- og gassdivisjon 1. oktober 2007. Equinors virksomhet vokste som følge av betydelige investeringer på norsk sokkel og internasjonalt. Equinor leverte verdens lengste flerfaserørledninger på gassfeltene Ormen Lange og Snøhvit, og den enorme Ormen Lange-utbyggingen ble fullført i 2007. Equinor utvidet også virksomheten til å omfatte blant annet Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Brasil, Nigeria, Storbritannia og den amerikanske delen av Mexicogolfen. Den landbaserte virksomheten i USA bidrar med den største internasjonale produksjonen utenfor Norge, og med Peregrinofeltet er Equinor den største internasjonale operatøren i Brasil.

#### 2018

Statoil ASA skiftet navn til Equinor ASA, etter at navneskiftet ble godkjent av generalforsamlingen 15. mai 2018. Navnet støtter opp under selskapets strategi og utvikling som et bredt energiselskap, i tillegg til å gjenspeile Equinors evolusjon og identitet som et selskap for kommende generasjoner.



#### 2019 – i dag

Equinors tilgang til råolje i form av egenvolumer og myndighets- og tredjepartsvolumer gjør Equinor til en stor selger av råolje. Equinor er også den nest største leverandøren av naturgass til det europeiske markedet. Prosessering, raffinering, havvind og karbonfangst og -lagring inngår også i virksomheten.

De siste årene har Equinor brukt sin ekspertise til å utforme og drive virksomheten i ulike miljøer for å utvikle oppstrømsvirksomhet utenfor tradisjonell offshoreproduksjon. Dette omfatter utvikling av skiferolje- og skifer gassprosjekter.

Som en del av Equinors strategi investerer selskapet aktivt i nye energiformer, som havvind og solkraft, for å utvide energiproduksjonen, styrke energisikkerheten og bekjempe klimaendringene.

Equinor har virksomhet i mer enn 30 land, og har per 31. desember 2019 21.412 ansatte over hele verden.

Equinors hovedkontor har adresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge, og telefonnummeret er +47 51 99 00 00.

## Equinors konkurranseposisjon

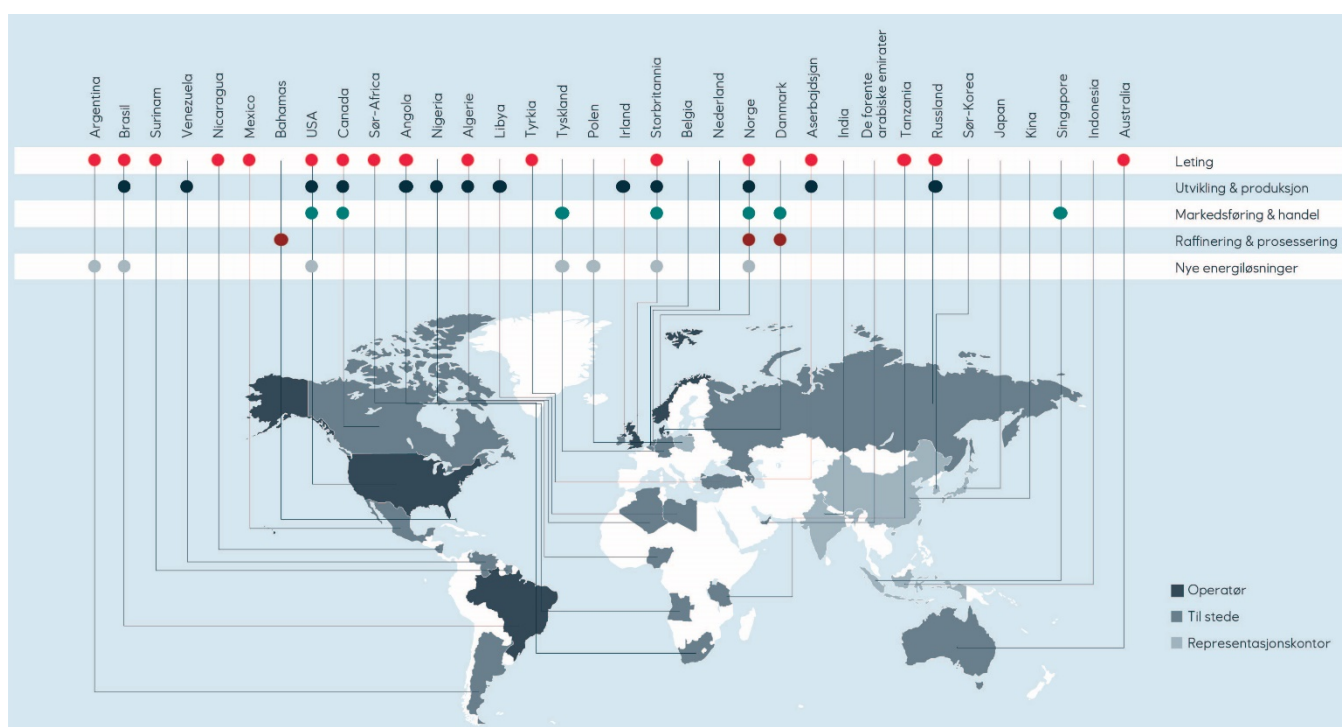
De viktigste konkurransefaktorene i olje- og gassindustrien er tilbud og etterspørsel etter olje og gass, lete- og produksjonskostnader, globale produksjonsnivåer, alternative drivstoffer samt miljø- og myndighetsreguleringer. Når Equinor erverver eiendeler og lisenser for leting, utvikling og produksjon, og innen raffinering, markedsføring og handel med råolje, gass og avledede produkter, konkurrerer Equinor med andre integrerte olje- og gasselskaper.

Equinor fortsetter å søke nye forretningsmuligheter innenfor havvind, solkraft, hydrogen og karbonfangst, -bruk og -lagring. Lavere kostnader og forbedret fornybarteknologi har raskt endret landskapet. Equinor er en aktør på fornybarfeltet.

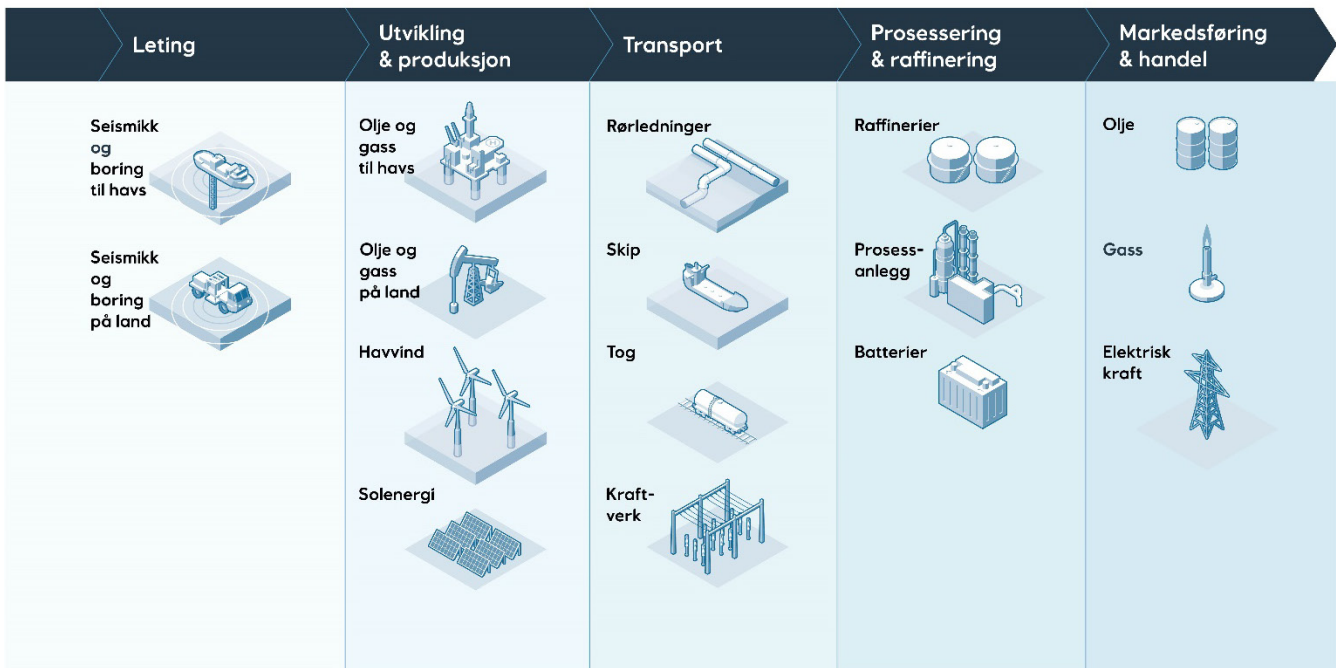
Equinors evne til å beholde konkurransekraften vil blant annet avhenge av et kontinuerlig fokus på kostnadsreduksjon og effektivisering. Den vil også avhenge av teknologisk innovasjon for å opprettholde reserve- og produksjonsvekst på lang sikt, samt evnen til å gripe muligheter innen nye områder og utnytte nye muligheter for digitalisering.

Informasjonen om Equinors konkurranseposisjon i den strategiske rapporten er basert på en rekke kilder, bl.a. rapporter fra investeringsanalytikere, uavhengige markedsundersøkelser og interne vurderinger av markedsandelen vår basert på offentlig tilgjengelig informasjon om markedsaktørens finansielle resultater og prestasjoner.

### Hvor vi er



## Verdikjeden vår



## Konsernstruktur

Equinor er et bredt internasjonalt energiselskap med en verdikjede som omfatter de fleste faser, fra leting etter hydrokarboner, gjennom utvikling, produksjon og prosessering til markedsføring og handel, og en voksende fornybarvirksomhet. Equinors virksomhet styres gjennom åtte forretningsområder: Utvikling & produksjon Norge (UPN), Utvikling & produksjon internasjonalt (DPI), Utvikling & produksjon Brasil (DPB), Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP), Nye energiløsninger (NES), Teknologi, prosjekter & boring (TPD), Leting (EXP) og Global strategi & forretningsutvikling (GSB). Forretningsområdene er delt inn i fire rapporteringssegmenter: E&P Norway, E&P International, MMP og Annen virksomhet. Mer informasjon finnes under Segmentrapportering senere i dette kapitlet.

Den 28. april 2018 kunngjorde Equinor endringer i forretningsområdestrukturen for å styrke selskapets evne til å levere i henhold til Equinors strategi for sikker drift, høy verdiskaping og lave karbonutslipp, mens Equinor utvikler seg til å bli et bredt energiselskap. DPB ble opprettet som et eget forretningsområde, og representerer et nytt geografisk kjerneområde med lovende olje- og gassbassenger på sokkelen med et betydelig ressursgrunnlag. Equinors virksomhet i USA ble integrert i DPI, ettersom virksomheten i USA har modnet de siste årene. Equinor satser på landbaserte ukonvensjonelle forretningsmuligheter over hele verden, og ser synergieffekter ved å ha de landbaserte aktivitetene i USA organisert i DPI.

**Utvikling & produksjon Norge (UPN)**

UPN styrer Equinors oppstrømsvirksomhet på norsk sokkel og leter etter og utvinner råolje, naturgass og NGL i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. UPN skal sørge for sikker og effektiv drift, og endre norsk sokkel for å levere bærekraftige verdier i mange tiår framover. UPN former framtiden på norsk

sokkel med en digital omlegging og løsninger for å oppnå et lavere karbonavtrykk og høye utvinningsrater.

**Utvikling & produksjon internasjonalt (DPI)**

DPI styrer Equinors oppstrømsvirksomhet i alle land utenom Norge og Brasil. DPI har virksomhet på seks kontinenter, og dekker leting etter og utvinning av råolje, naturgass og NGL på land og til havs, i tillegg til innføring av strenge sikkerhetsstandarder, teknologiske nyskapinger og miljøbevissthet. DPI har som mål å bygge opp en konkurransedyktig internasjonal portefølje – sikker drift, høy verdiskaping og lave karbonutslipp.

**Utvikling & produksjon Brasil (DPB)**

DPB styrer utviklingen og produksjonen av olje- og gassressurser i Brasil, som Equinor anser som et kjerneområde for langsiktig vekst. Equinor har en mangfoldig portefølje i Brasil med virksomhet i alle faser av utviklingen fra leting til produksjon. De fleste lisensene i Brasil er i dypvannsområder, og noen av dem ligger på mer enn 2.900 meters havdyp. Equinor har hatt produksjon i Brasil siden 2011, i Camposbassenget på Peregrinofeltet. DPB har til hensikt å utvikle en konkurransedyktig portefølje som skaper verdi ved økt kapasitet og forbedret utvinning fra modne felt, og samtidig redusere utslippene og ha sikkerhet som førsteprioritet.

**Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP)**

MMP arbeider for å maksimere verdiskapingen i Equinors globale midtstrøms- og markedsføringsvirksomhet. MMP har ansvaret for den globale markedsføringen og handelen av råolje, petroleumsprodukter, naturgass og elektrisk kraft, samt markedsføring av den norske stats naturgass og råolje fra norsk sokkel. MMP har også ansvaret for landanlegg og transport, i tillegg til utvikling av verdikjedene for å sikre leveranse fra Equinors oppstrømsproduksjon til markedet og maksimal verdiskaping.



### Nye energiløsninger (NES)

NES gjenspeiler Equinors langsiktige mål om å supplere selskapets olje- og gassportefølje med lønnsom fornybar energi og andre lavkarbon energiløsninger. NES har ansvaret for vindparker og karbonfangst og -lagring samt andre løsninger innen fornybar energi og lavkarbon energiløsninger. NES tar sikte på å gjøre dette ved å kombinere Equinors olje- og gasskompetanse, kapasitet innen prosjektleveranser og evne til å integrere teknologiske løsninger.

### Teknologi, prosjekter & boring (TPD)

TPD har ansvaret for feltutvikling, brønnleveranser, teknologiutvikling og anskaffelser i Equinor. TPD har som mål å levere trygg, sikker og effektiv feltutvikling, inkludert brønnkonstruksjon, basert på prosjektgjennomføring og teknologi i verdensklasse. TPD benytter innovative teknologier, digitale løsninger og karboneffektive konsepter for å forme en konkurransedyktig prosjektportefølje som er en pådriver i omleggingen av energinæringen. Bærekraftige verdier skapes sammen med leverandørene våre gjennom en forenklet, standardisert og formålstilpasset tilnærming.

### Leting (EXP)

EXP styrer Equinors letevirksomhet over hele verden med sikte på å posisjonere Equinor som et av verdens ledende leteselskap. Dette oppnås gjennom å få tilgang til nye områder med høyt potensial i prioriterte bassenger, global prioritering og boring av flere brønner i vekstområder og utforskede bassenger, utføre feltnær leting på norsk sokkel, og i andre utvalgte områder samt oppnå betydelige prestasjonsforbedringer generelt.

### Global strategi og forretningsutvikling (GSB)

GSB utarbeider konsernets strategi og styrer forretningsutviklingen samt fusjons- og oppkjøpsaktiviteter for Equinor. Ambisjonen til forretningsområdet GSB er å sikre nær forbindelse mellom konsernstrategi, forretningsutvikling og fusjons- og oppkjøpsaktiviteter for å aktivt fremme videreutviklingen av Equinor som selskap.

### Presentasjon

I de følgende seksjonene i rapporten blir driften rapportert i henhold til rapporteringssegment. Underliggende aktiviteter eller resultatområder presenteres etter hvordan rapporteringssegmentet organiserer sin drift. For ytterligere informasjon, se note 3 Segmentinformasjon til konsernregnskapet.

Etter krav fra det amerikanske tilsynet Securities and Exchange Commission (SEC) foretar Equinor sin rapportering om olje- og gassreserver og visse tilleggsopplysninger om olje og gass etter geografiske områder. Equinors geografiske områder er definert per land og kontinent og består av Norge, Eurasia utenom Norge, Afrika, USA og Amerika utenom USA. For ytterligere informasjon, se seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om

produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert) i kapitlet Regnskap og noter.

## Segmentrapportering

Forretningsområdene DPI og DPB er slått sammen til rapporteringssegmentet Leting & produksjon internasjonalt (E&P International). Grunnlaget for sammenslåingen er likheter innen økonomiske karakteristika, som eiendelens langsiktighet og kapitalintensivitet samt eksponering for svingende priser på olje- og gass, produkter, tjenester og produksjonsprosesser samt kundesammensetning, distribusjonsmetoder og rammebetingelser. Rapporteringssegmentene Leting & produksjon Norge (E&P Norway) og MMP utgjør henholdsvis forretningsområdene UPN og MMP. Forretningsområdene NES, GSB, TPD, EXP og Konsernstaber og -tjenester rapporteres inn under segmentet «Andre» på grunn av uvesentlighet.

Det meste av kostnadene i forretningsområdene GBS, TPD og EXP allokteres til rapporteringssegmentene E&P International, E&P Norway og MMP. Kostnader knyttet til forretningsområdet EXP allokteres i sin helhet til de relevante rapporteringssegmentet E&P. Kostnader knyttet til forretningsområdene TPD og GSB samt Konsernstaber og -tjenester allokteres delvis til de relevante rapporteringssegmentene for E&P og MMP.

Interne transaksjoner i olje- og gassvolumer skjer mellom våre rapporteringssegmenter før salg av slike volumer i markedet. For konserninterne transaksjoner har Equinor etablert en markedsbasert metode for prissetting i samsvar med kravene i gjeldende lover og forskrifter. Ytterligere informasjon finnes i seksjon 2.8 Resultater for drift, avsnitt Produksjonsvolumer og priser.

Equinor eliminerer internsalg ved fastsetting av de samlede resultatene for rapporteringssegmentene. Internsalg omfatter transaksjoner som er registrert i forbindelse med vår olje- og gassproduksjon i rapporteringssegmentene E&P Norway og E&P International, og i forbindelse med salg, transport eller raffinering av olje- og gassproduksjonen i rapporteringssegmentet MMP. Visse typer transportkostnader rapporteres både i segmentene MMP og E&P International.

Segmentet E&P Norway produserer olje og gass som selges internt til MMP-segmentet. En stor del av oljen som produseres av segmentet E&P International selges også gjennom MMP-segmentet. Resterende olje og gass fra segmentet E&P International selges direkte i markedet. I 2019 var gjennomsnittlig internpris for naturgass 4,46 USD per mmbtu. Gjennomsnittlig internpris var 5,65 USD per mmbtu i 2018. For olje solgt fra rapporteringssegmentet E&P Norway til rapporteringssegmentet MMP er internprisen gjeldende markedsbasert pris minus en kostnadsdekningsrate.

Følgende tabell viser finansiell informasjon for de fire rapporteringssegmentene, inkludert konserninterne eliminerings for toårsperioden fram til 31. desember 2019.

For ytterligere informasjon, se note 3 Segmentinformasjon til konsernregnskapet.

### Segmentresultater

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2019	2018
<b>Leting &amp; produksjon Norge</b>		
Sum inntekter	18.832	22.475
Resultat før finansposter og skattekostnad	9.631	14.406
Segmentets øvrige anleggsmidler <sup>1)</sup>	33.795	30.762
<b>Leting &amp; produksjon internasjonalt</b>		
Sum inntekter	10.325	12.399
Resultat før finansposter og skattekostnad	(800)	3.802
Segmentets øvrige anleggsmidler <sup>1)</sup>	37.558	38.672
<b>Markedsføring, midtstrøm &amp; prosessering</b>		
Sum inntekter	60.955	75.794
Resultat før finansposter og skattekostnad	1.004	1.906
Segmentets øvrige anleggsmidler <sup>1)</sup>	5.124	5.148
<b>Annen virksomhet (Andre)</b>		
Sum inntekter	624	280
Resultat før finansposter og skattekostnad	92	(79)
Segmentets øvrige anleggsmidler <sup>1)</sup>	4.214	353
<b>Eliminerings<sup>2)</sup></b>		
Sum inntekter	(26.379)	(31.355)
Resultat før finansposter og skattekostnad	(629)	103
Segmentets øvrige anleggsmidler <sup>1)</sup>	-	-
<b>Equinor konsern</b>		
Sum inntekter	64.357	79.593
Resultat før finansposter og skattekostnad	9.299	20.137
Segmentets øvrige anleggsmidler <sup>1)</sup>	80.691	74.934

1) Egenkapitalkonsoliderte investeringer, utsatte skattefordeler, pensjonsmidler og langsiktige finansielle poster er ikke allokert til segmentene. Bruksrettigheter i hht IFRS16 er inkludert i Annen virksomhet fra 2019.

2) Inkluderer eliminering av salg på tvers av segmentene og tilhørende urealisert profitt, hovedsakelig fra salg av råolje og produkter. Inntekten på tvers av segmentene er basert på estimerte markedspriser.

Den følgende tabellen viser totale salgsinntekter og andre inntekter fordelt per land:

2019 Sum inntekter henført til geografiske områder (i millioner USD)	Olje	Gass	Flytende naturgass	Raffinerte produkter	Annet	Totalt
Norge	25.106	9.525	4.674	6.334	611	46.250
USA	7.120	1.353	1.132	1.697	229	11.532
Danmark	0	12	0	2.580	191	2.783
Brasil	1.099	19	0	0	560	1.678
Andre områder	180	372	0	41	1.358	1.951
Sum inntekter og andre inntekter <sup>1)</sup>	33.505	11.281	5.807	10.652	2.949	64.194

1) Eksklusive resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer

2018 Sum inntekter henført til geografiske områder (i millioner USD)	Olje	Gass	Flytende naturgass	Raffinerte produkter	Annet	Totalt
Norge	30.221	11.953	5.969	8.299	1.971	58.412
USA	9.113	1.575	1.198	1.790	444	14.120
Danmark	0	0	0	2.533	22	2.556
Storbritannia	653	0	0	0	124	777
Andre områder	962	543	0	502	1.430	3.436
Sum inntekter og andre inntekter <sup>1)</sup>	40.948	14.070	7.167	13.124	3.991	79.301

1) Eksklusive resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer

## Forskning og utvikling

Equinor anser teknologi og innovasjon som sentrale for å realisere strategien. Vi forsker på, utvikler og tar i bruk innovative teknologier kontinuerlig for å skape muligheter og styrke verdien av Equinors eksisterende og framtidige eiendeler.

Teknologistrategien fastsetter retningen for å utvikle og ta i bruk teknologi for å nå Equinors ambisjoner. Vi prioriterer og framskynder utviklingen av teknologier av høy verdi for bred innføring i eksisterende og nye verdikjeder.

- Optimalisere produksjonen basert på eksisterende ressurser og nærfelt-funn
- Lavkarbonløsninger for olje og gass
- Finne og utvikle produktive bassenger og dypvannsområder
- Utnytte reservoarer med lav utvinningsgrad
- Utvikle muligheter innen fornybar energi

Vi benytter en rekke ulike verktøy for utvikling av nye teknologier:

- Intern forskning og utvikling
- Samarbeid med akademiske institusjoner, forskningsinstitusjoner og leverandører
- Prosjektrelatert utvikling som en del av våre feltutviklingsaktiviteter
- Direkte investering i teknologiske nystartede selskaper gjennom Equinor Technology Ventures investeringsaktiviteter
- Invitasjon til åpne innovasjonskonkurranser som en del av Equinor Innovate

Ytterligere informasjon finnes i note 7 Andre kostnader til konsernregnskapet.

## Nøkkel tall

(i millioner USD med mindre annet er opplyst)	For regnskapsåret				
	2019	2018	2017	2016	2015
<b>Finansiell informasjon</b>					
Sum inntekter	<b>64.357</b>	79.593	61.187	45.873	59.642
Driftskostnader	<b>(9.660)</b>	(9.528)	(8.763)	(9.025)	(10.512)
Driftsresultat	<b>9.299</b>	20.137	13.771	80	1.366
Årets resultat	<b>1.851</b>	7.538	4.598	(2.902)	(5.169)
Langsiktig finansiell gjeld	<b>24.945</b>	23.264	24.183	27.999	29.965
Netto rentebærende gjeld	<b>16.429</b>	11.130	15.437	18.372	13.852
Sum eiendeler	<b>118.063</b>	112.508	111.100	104.530	109.742
Sum egenkapital	<b>41.159</b>	42.990	39.885	35.099	40.307
Netto gjeld over sysselsatt kapital <sup>1)</sup>	<b>28,5%</b>	20,6%	27,9%	34,4%	25,6%
Netto gjeld over sysselsatt kapital justert <sup>1)</sup>	<b>23,8%</b>	22,2%	29,0%	35,6%	26,8%
Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE) <sup>2)</sup>	<b>9,0%</b>	12,0%	8,2%	-0,4%	4,1%
<b>Operasjonell informasjon</b>					
Egenproduksjon olje og gass (tusen foe/dag)	<b>2.074</b>	2.111	2.080	1.978	1.971
Sikre olje- og gassreserver (millioner foe)	<b>6.004</b>	6.175	5.367	5.013	5.060
Reserveerstatningsrate (årlig)	<b>0,75</b>	2,13	1,50	0,93	0,55
Reserveerstatningsrate (gjennomsnittlig over tre år)	<b>1,47</b>	1,53	1,00	0,70	0,81
Produksjonskostnader egenproduksjonsvolumer (USD/foe)	<b>5,3</b>	5,2	4,8	5,0	5,9
Gjennomsnittlig Brent oljepris (USD/fat)	<b>64,3</b>	71,1	54,2	43,7	52,4
<b>Aksjeinformasjon<sup>3)</sup></b>					
Utvannet resultat per aksje (i USD)	<b>0,55</b>	2,27	1,40	(0,91)	(1,63)
Aksjekurs på OSE (Norge) 31. desember (i NOK)	<b>175,50</b>	183,75	175,20	158,40	123,70
Aksjekurs på NYSE (USA) 31. desember (i USD)	<b>19,91</b>	21,17	21,42	18,24	13,96
Utbetalt utbytte per aksje (i USD) <sup>4)</sup>	<b>1,01</b>	0,91	0,88	0,88	0,90
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående (i millioner)	<b>3.326</b>	3.326	3.268	3.195	3.179

1) Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall for netto gjeld over sysselsatt kapital.

2) Se seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall for avkastning på gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital (ROACE).

3) Se seksjon 5.1 Aksjonærinformasjon for en beskrivelse av hvordan utbytte fastsettes og informasjon om tilbakekjøp av egne aksjer.

4) For 2019 ble det utbetalt utbytte for tredje og fjerde kvartal 2018 og utbytte for første og andre kvartal 2019. For 2018 ble det utbetalt utbytte for tredje og fjerde kvartal 2017 og første og andre kvartal 2018. Fra og med tredje kvartal 2015 ble utbytte erklært i USD. Utbytte i tidligere perioder ble erklært i NOK. Tall for 2015 er presentert ved hjelp av sluttkurs for NOK fra Norges Bank ved årsskiftet.

## 2.3 Leting & Produksjon Norge (E&P Norway)



Johan Sverdrup i Nordsjøen på norsk sokkel.

### Oversikt

Segmentet Leting & produksjon Norge dekker leting, feltutvikling og drift på norsk sokkel, som omfatter Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. E&P Norway skal sørge for sikker og effektiv drift samt maksimal utnyttelse av verdipotensialet på norsk sokkel.

For 2019 rapporterer Equinor produksjon på norsk sokkel fra 41 Equinor-opererte felt, ni partner-opererte felt samt egenkapitalkonsolidert produksjon fra Lundin Petroleum AB for de første åtte månedene av året.

#### Viktige hendelser og porteføljeutvikling i 2019 og tidlig i 2020:

- Equinor styrker posisjonen i Norskehavet og avtalte i en byttehandel med Faroe Petroleum 5. desember 2018 flere transaksjoner uten kontantvederlag med virkning fra 1. januar 2019. Transaksjonene øker Equinors andel i det hydrokarbonrike **Njord**området og reduserer andelen i felt utenfor selskapets kjerneområder.
- Equinor ble 15. januar 2019 tildelt **29** letelisenser (13 som operatør) på norsk sokkel i **Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2018** for modne områder.
- Olje- og energidepartementet godkjente 19. mai plan for utbygging og drift av **Johan Sverdrup fase 2**. Om lag en fjerdedel av oljen fra Johan Sverdrup-feltet vil bli produsert i fase to. Produksjonen ventes å starte sent i 2022.
- Den 30. august fullførte Equinor salget av en andel på 16 prosent i Lundin Petroleum for rundt 1,51 milliarder USD, og kjøpet av en andel på 2,6 prosent i Johan Sverdrup-feltet for 910 millioner USD. Etter transaksjonene har Equinor en eierandel på 4,9 prosent i Lundin og en direkte eierandel på 42,6 prosent i Johan Sverdrup-feltet.

- Oljeproduksjonen fra **Trestakk**feltet startet 15. juli. Oljefunnet i Norskehavet er bygd ut med en undervannsløsning knyttet opp mot Åsgard A.
- Gassproduksjonen fra **Utgard**feltet startet 16. september. Gass- og kondensatfeltet i Nordsjøen ligger på grensen mellom norsk og britisk sokkel og er bygd ut med en undervannsløsning med to brønner i en ny bunnramme. Gass og kondensat sendes gjennom en ny, 21 km lang rørledning til **Sleipner**feltet for prosessering og videre transport til markedet.

Produksjonen fra det enorme olje- og gassfeltet **Johan Sverdrup** i Nordsjøen startet 5. oktober. Feltet ventes å produsere i mer enn 50 år. Med kraftforsyning fra land har feltet rekordlave CO<sub>2</sub>-utslipp på 0,7 kg per fat.

Råolje sendes til Mongstad gjennom en egen 283 km lang rørledning, og gass sendes til prosessanlegget på Kårstø gjennom en 156 km lang rørledning via en undersjøisk oppkobling mot Statpipe-rørledningen.

- Den 11. oktober ble Olje- og energidepartementet overlevert plan for utbygging og drift av **Hywind Tampen**, en 88 MW flytende havvindpark som skal levere vindkraft til Snorre- og Gullfaksinstallasjonene i Tampenområdet av Nordsjøen.

Flytende havvind fra den banebrytende **Hywind Tampen**-utbyggingen vil redusere karbonavtrykket fra Snorre- og Gullfaksinstallasjonene.



- **Kraft fra land til installasjoner på sokkelen:** Med kraft fra land er Johan Sverdrup et av verdens mest karboneffektive felt. I fase to av feltutbyggingen blir det installert en områdeløsning som gjør det mulig å drive feltene Gina Krog, Ivar Aasen og Edvard Grieg, samt Johan Sverdrup fase 2, med kraft fra det landbaserte nettet. I oktober kunngjorde Equinor at lisenspartnerne i området arbeider for en delvis elektrifisering av Sleipnerfeltet, samt Gudrunfeltet og andre tilknyttede felt, og utnytte maksimalt den landbaserte kraftforsyningen til området. Kraftforsyning fra det landbaserte nettet vil redusere karbonavtrykket fra disse installasjonene til havs og bidra til å nå klimamålet i Parisavtalen.
- Den 1. desember overtok Equinor som operatør for **Wisting** i Barentshavet fra OMV. Equinor vurderer å bygge ut oljefunnet Wisting i en løsning med et produksjonsskip og undervannsbrønner.
- Equinor og partnerne gjorde **11** kommersielle funn på norsk sokkel i 2019.
- Den 9. januar 2020 kunngjorde Equinor og partnerne i **Statfjord** lisensen at produksjonen fra Statfjordfeltet i Nordsjøen forlenges til 2040. En planlagt oppgradering av de tre plattformene og modning av nye reserver til utvinning gjør dette mulig.
- Equinor ble 14. januar 2020 tildelt **23** lisenser (14 som operatør) på norsk sokkel i **Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2019** for modne områder.
- Behandlingskapasiteten for gass på **Troll C** ble utvidet da en ny kompressor ble satt i drift 30. januar 2020.



Gudrun i Nordsjøen på norsk sokkel.

## Store produserende felt og felt under utbygging hvor Equinor og Equinors lisenspartnere er operatør





## Felt i produksjon på norsk sokkel

Tabellen nedenfor viser gjennomsnittlig bokført produksjon per dag fram til 31. desember for årene 2019, 2018 og 2017 for E&P Norway. Produksjonen gikk ned i 2019 på grunn av naturlig nedgang, redusert eierandel i noen felt og en lavere fleksibel gassproduksjon, og ble delvis oppveid av nye felt i produksjon.

### Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon

Produksjonsområde	2019			For regnskapsåret 2018			2017		
	Olje og NGL		Naturgass	Olje og NGL		Naturgass	Olje og NGL		Naturgass
	tusen fat/dag	mill. m3/dag	tusen foe/dag	tusen fat/dag	mill. m3/dag	tusen foe/dag	tusen fat/dag	mill. m3/dag	tusen foe/dag
Equinor-opererte felt	461	98	1.079	470	99	1.090	505	100	1.136
Partneropererte felt	65	13	147	79	16	181	70	17	179
Egenkapitalkonsolidert produksjon	9	-	9	16	-	16	19	-	19
<b>Totalt</b>	<b>535</b>	<b>111</b>	<b>1.235</b>	<b>565</b>	<b>115</b>	<b>1.288</b>	<b>594</b>	<b>118</b>	<b>1.334</b>



Gina Krog i Nordsjøen på norsk sokkel.

Tabellene nedenfor viser den bokførte produksjonen på norsk sokkel per felt der Equinor deltok i løpet av året som ble avsluttet 31. desember 2019.

## Equinor-opererte felt, gjennomsnittlig daglig bokført produksjon

Felt	Geografisk område	Equinors eierinteresse i %	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig produksjon i 2019 tusen foe/dag
Troll Fase 1 (Gass)	Nordsjøen	30,58	1996	2030	165
Gullfaks	Nordsjøen	51,00	1986	2036	89
Oseberg	Nordsjøen	49,30	1988	2031	88
Åsgard	Norskehavet	34,57	1999	2027	79
Visund	Nordsjøen	53,20	1999	2034	73
Aasta Hansteen	Norskehavet	51,00	2018	2041	58
Tyrihans	Norskehavet	58,84	2009	2029	54
Snøhvit	Barentshavet	36,79	2007	2035	48
Kvitebjørn	Nordsjøen	39,55	2004	2031	40
Grane	Nordsjøen	36,61	2003	2030	37
Troll Fase 2 (Olje)	Nordsjøen	58,35	1996	2028	34
Troll Phase 2 (Oil)	Nordsjøen	30,58	1995	2030	33
Gina Krog	Nordsjøen	58,70	2017	2032	31
Johan Sverdrup	Nordsjøen	42,63	2019	2036-2037	31
Statfjord Unit	Nordsjøen	44,34	1979	2026	24
Gudrun	Nordsjøen	36,00	2014	2028-2032	23
Fram	Nordsjøen	45,00	2003	2024	20
Snorre	Nordsjøen	33,28	1992	2040	18
Mikkel	Norskehavet	43,97	2003	2024	17
Valemon	Nordsjøen	53,78	2015	2031	15
Kristin	Norskehavet	55,30	2005	2027-2033	11
Heidrun	Norskehavet	13,04	1995	2024-2025	10
Tordis area	Nordsjøen	41,50	1994	2040	10
Alve	Norskehavet	53,00	2009	2029	10
Morvin	Norskehavet	64,00	2010	2027	10
Norne	Norskehavet	60,00	1997	2026	8
Vigdis area	Nordsjøen	41,50	1997	2040	8
Sleipner Øst	Nordsjøen	59,60	1993	2028	6
Trestakk	Norskehavet	59,10	2019	2029	5
Urd	Norskehavet	63,95	2005	2026	5
Utgard	Nordsjøen	38,44 <sup>1)</sup>	2019	2028	4
Gungne	Nordsjøen	62,00	1996	2028	4
Byrding	Nordsjøen	70,00	2017	2024-2035	2
Sigyn	Nordsjøen	60,00	2002	2022	2
Statfjord Nord	Nordsjøen	21,88	1995	2026	2
Veslefrikk	Nordsjøen	18,00	1989	2025-2031	1
Sygna	Nordsjøen	30,71	2000	2026-2040	1
Statfjord Øst	Nordsjøen	31,69	1994	2026-2040	1
Gimle	Nordsjøen	65,13	2006	2023-2034	1
Tune	Nordsjøen	50,00	2002	2025-2032	1
Heimdal	Nordsjøen	29,44	1985	2021	0
Totalt for Equinor-opererte felt					1.079

## Partneropererte felt, gjennomsnittlig daglig bokført produksjon

Felt	Geografisk område	Equinors eierinteresse i %	Operatør	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig produksjon i 2019 tusen foe/dag
Ormen Lange	Norskehavet	25,35	A/S Norske Shell	2007	2040-2041	58
Skarv	Norskehavet	36,17	Aker BP ASA	2013	2029-2033	32
Ivar Aasen	Nordsjøen	41,47	Aker BP ASA	2016	2029-2036	25
Goliat	Barentshavet	35,00	Vår Energi AS	2016	2042	14
Ekofisk area	Nordsjøen	7,60	ConocoPhillips Skandinavia AS	1971	2028	13
Marulk	Norskehavet	33,00	Vår Energi AS	2012	2025	3
Vilje	Nordsjøen	0,00	Aker BP ASA	2008	2021	1
Ringhorne Øst	Nordsjøen	0,00	Vår Energi AS	2006	2030	0
Enoch	Nordsjøen	11,78	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	2007	2024	0
Totalt for partneropererte felt						147
Egenkapitalkonsolidert produksjon						
Lundin Petroleum AB		4,90 <sup>2)</sup>	Lundin Petroleum AB			9
Totalt E&P Norway inkludert andel av egenkapitalkonsolidert produksjon						1.235

- 1) Utgardfeltet i Nordsjøen strekker seg over skillelinjen mellom norsk og britisk sokkel. Volumene gjelder Equinors eierandel på 38,44 % i Utgardfeltet på norsk sokkel. (For volumer som gjelder Equinors eierandel på 38 % i Utgardfeltet på britisk sokkel, henvises det til seksjon 2.4 Leting & Produksjon Internasjonalt, E&P International.)
- 2) Den 7. juli solgte Equinor en eierandel på 16 % i Lundin for en direkte eierandel på 2,6 % i Johan Sverdrup-feltet og et kontantvederlag, og den siste transaksjonen ble sluttført 30 august. Volumene gjelder derfor de første åtte månedene av året

## Største felt i produksjon på norsk sokkel

### Equinor-opererte felt

**Johan Sverdrup** (Equinor 42,63 %) er et stort oljefelt med assosiert gass i Nordsjøen som er bygd ut med fire plattformer: en prosessplattform, en boreplattform, en stigerørsplattform og en boligplattform. Råolje sendes til Mongstad gjennom en egen 283 kilometer lang rørledning, og gass sendes til prosessanlegget på Kårstø gjennom en 156 kilometer lang rørledning via en undersjøisk oppkobling til Statpipe-rørledningen.

Et rekordløft fullførte **Johan Sverdrup** feltsenter i mars. Prosessplattformen på nesten 26 000 tonn er det tyngste løftet som er gjennomført til havs noensinne. Produksjonen fra feltet startet i oktober 2019.

Andre fase av Johan Sverdrup-feltet er under utbygging og består av en ny prosessplattform som skal knyttes opp mot feltsenteret og fem nye brønnrammer.

**Trollfeltet** (Equinor 30,58 %) i Nordsjøen er det største gassfeltet på norsk sokkel og et stort oljefelt. Feltet er knyttet opp mot plattformene Troll A, B og C. Trollgassen blir hovedsakelig produsert på Troll A og oljen hovedsakelig på Troll B og C. Fram, Fram H Nord og Byrding er knyttet opp mot Troll C.

Nye kompressorer har økt behandlingseffektiviteten for gass: én kompressor ble satt i drift på Troll B i september 2018, og én på Troll C i januar 2020. Tredje fase av **Trollfeltet** er under utbygging.

**Gullfaksfeltet** (Equinor 51 %) i Nordsjøen produserer olje og gass og er bygd ut med tre plattformer. Siden produksjonen startet på Gullfaks i 1986, er det bygd ut flere satellittfelt med undervannsbrønner som blir fjernstyrt fra Gullfaks A- og C-plattformene.

**Osebergområdet** (Equinor 49,30 %) i Nordsjøen produserer olje og gass. Utbyggingen består av Oseberg feltsenter og produksjonsplattformene Oseberg C, Oseberg Øst og Oseberg Sør. Olje og gass fra satellittfeltene blir transportert til Oseberg feltsenter for prosessering og videre transport. I oktober 2018 startet produksjonen fra Oseberg Vestflanken 2, som er Norges

første ubemannede plattform og fjernstyres fra Oseberg feltcenter.

**Åsgard** (Equinor 34,57 %) gass- og kondensatfelt i Norskehavet er bygd ut med Åsgard A produksjon- og lagerskip for olje, Åsgard B, som er en halvt nedsenkbar, flytende produksjonsplattform for gass og kondensat, og Åsgard C lagerskip for olje og kondensat. Åsgard C er også lager for olje som produseres på Kristin- og Tyrihansfeltene. I 2015 startet Equinor verdens første anlegg for gasskompresjon på havbunnen på Åsgardfeltet. Produksjonen fra Trestakkfeltet, som er knyttet opp mot Åsgard A, startet i juli.

**Visund** (Equinor 53,2 %, operatør) er et olje- og gassfelt i Nordsjøen som er bygd ut med en flytende, integrert bolig-, bore- og prosessplattform, Visund A, samt en havbunnsinstallasjon i den nordlige delen av feltet. Visund Nord økt oljeutvinning startet produksjonen i september 2018. Det er en havbunnsutbygging med to nye brønner i en ny brønnramme.

**Aasta Hansteen** (Equinor 51 %, operatør) er et gass- og kondensatfelt i Norskehavet som er bygd ut med en flytende sparplattform og to brønnrammer.

Med **Snefrid Nord-brønnen, som ligger 1309 meter under havoverflaten, er dette den dypeste feltutbyggingen på norsk sokkel noensinne.**

Gassproduksjonen startet i desember 2018. I september 2019 startet gassproduksjonen fra Snefrid Nord, som er en undervannsløsning med en brønn knyttet opp mot Aasta Hansteen-plattformen.

**Tyrihans** (Equinor 58,84 %, operatør) er et olje- og gassfelt i Norskehavet som er bygd ut med fem brønnrammer knyttet opp mot Kristinplattformen.

**Snøhvit** (Equinor 36,79 %, operatør) er et gass- og kondensatfelt som er bygd ut med flere brønnrammer. Snøhvit var den første utbyggingen i Barentshavet, og er forbundet med gassprosessanlegget på Melkøya ved Hammerfest gjennom en 160 kilometer lang rørledning. **Askeladd fase 1**, som er neste trinn i utbyggingen av Snøhvit, er påbegynt.

## Partner-opererte felt

**Ormen Lange** (Equinor 25,35 %, Shell er operatør) er et gassfelt på dypt vann i Norskehavet. Brønnstrømmen går til et landanlegg på Nyhamna for prosessering og eksport. Gassco ble operatør av Nyhamna 1. oktober 2017, med Shell som teknisk tjenesteyter.

**Skarv** (Equinor 36,17 %, Aker BP ASA er operatør) er et olje- og gassfelt i Norskehavet. Feltet er bygd ut med et produksjon- og lagerskip og fem bunnrammer med flere brønnsliiser i hver ramme.

**Ivar Aasen** (Equinor 41,47 %, Aker BP ASA er operatør) er et olje- og gassfelt i Nordsjøen. Feltet er bygd ut med en plattform med stålunderstell, boligkvarter og prosessanlegg. Feltet er knyttet opp mot Edvard Grieg-feltet, som tar imot delvis

prosessert olje og gass fra Ivar Aasen for videre prosessering og eksport.

**Goliat** (Equinor 35 %, Vår Energi AS, tidligere Eni Norge AS, er operatør) er det første oljefeltet som er utbygd i Barentshavet. Utbyggingen omfatter undervannsbrønner som er knyttet opp mot en sirkulær, flytende installasjon med produksjons- og lagersystemer. Oljen blir lastet over til skytteltankskip.

**Ekofiskområdet** (Equinor 7,60 %, ConocoPhillips Skandinavia AS er operatør) består av feltene Ekofisk, Tor, Eldfisk og Embla.

**Marulk** (Equinor 33 %, Vår Energi AS, tidligere Eni Norge AS, er operatør) er et gass- og kondensatfelt som er koblet til Norneskipet.

## Leting på norsk sokkel

Equinor har leteareal og leter aktivt etter nye ressurser i alle tre havområder på norsk sokkel: Norskehavet, Nordsjøen og Barentshavet.

Equinor ble tildelt 23 utvinningstillatelser (14 som operatør) i **Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2019 (TFO)** for modne områder, og fullførte flere oppkjøpstransaksjoner med andre selskaper.

Det har vært høy aktivitet på norsk sokkel i 2019. Equinor og partnerne fullførte 26 letebrønner, og gjorde elleve kommersielle funn og tre ikke-kommersielle funn gjennom året.

### Letebrønner boret<sup>1)</sup>

	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
<b>Nordsjøen</b>			
Equinor-operert	10	5	7
Partneroperert	2	2	0
<b>Norskehavet</b>			
Equinor-operert	4	4	4
Partneroperert	6	4	0
<b>Barentshavet</b>			
Equinor-operert	4	2	5
Partneroperert	0	1	1
<b>Totalt (brutto)</b>	<b>26</b>	<b>18</b>	<b>17</b>

1) Ferdigstilte brønner gjennom året, inkludert avgrensing av tidligere funn.

## Felt under utbygging på norsk sokkel

Equinors største utbyggingsprosjekter på norsk sokkel per 31. desember 2019<sup>7)</sup>:

**Askeladd** (Equinor 36,79 %, operatør) er neste trinn i utbyggingen av Snøhvitfeltet i Barentshavet. Utbyggingen

<sup>7)</sup> Nylig har det vært betydelig usikkerhet skapt av Covid-19 pandemien i tillegg til endret dynamikk mellom Opec+ medlemmene. Vi kan ikke forutse konsekvensene av disse hendelsene.

omfatter to bunnrammer, en 42 kilometer lang rørledning som knyttes opp mot **Snøhvit**, og boring av tre gassproduksjonsbrønner. Prosjektet ble godkjent i mars 2018. Gassproduksjonen ventes å starte sent i 2020.

**Hywind Tampen** (Equinor 33,28 % i Snorre og 51 % i Gullfaks, operatør). Plan for utbygging og drift av en 88 MW flytende havvindpark, som skal forsyne Snorre- og Gullfaksinstallasjonene i Tampenområdet av Nordsjøen med vindkraft, ble overlevert Olje- og energidepartementet 11. oktober. De elleve planlagte turbinene, som er basert på Equinors Hywind-teknologi, ventes å dekke om lag 35 % av det årlige kraftbehovet til de fem plattformene Snorre A, B og C og Gullfaks A og B. Vindparken ventes å komme i drift sent i 2022.

**Johan Castberg** (Equinor 50 %, operatør) er en utbygging av de tre oljefunnene Skrugard, Havis og Dravis, som ligger i Barentshavet rundt 240 kilometer nordvest for Hammerfest. Utbyggingen omfatter et produksjonsskip og en undervannsutbygging med 30 brønner, ti bunnrammer og to satellittstrukturer. Plan for utbygging og drift av feltet ble godkjent av norske myndigheter 28. juni 2018. Oljeproduksjonen ventes å starte sent i 2022.

**Johan Sverdrup, fase 2** (Equinor 42,6%, operatør) er et olje- og gassfunn i Nordsjøen. Plan for utbygging og drift av andre fase av Johan Sverdrup-feltet ble godkjent av Olje- og energidepartementet 19. mai. Utbyggingen omfatter en ny prosessplattform som skal kobles til feltet, fem bunnrammer og 28 brønner. Om lag en fjerdedel av oljen fra hele Johan Sverdrup-feltet vil bli produsert i andre fase. Oljeproduksjonen ventes å starte sent i 2022.

**Martin Linge** (Equinor 70 %, operatør) er et olje- og gassfelt nær den britiske sektoren av Nordsjøen. Reservoaret er komplekst med gass under høyt trykk og høye temperaturer. Med virkning fra 1. januar 2018 kjøpte Equinor Totals eierandel og overtok operatøransvaret for feltet. Utbyggingen omfatter en plattform med stålunderstell, prosess- og eksportanlegg samt kraftforsyning fra Kollsnes. Sammenkoblingen og ferdigstillingen av Martin Linge er en stor og kompleks oppgave, og oljeproduksjonen ventes å starte sent i 2020.

**Njord future** (Equinor 20 %, operatør) er en utbygging som skal gi sikker, pålitelig og effektiv utnyttelse av oljefunnene Njord og Hyme fram mot 2040. Utbyggingen omfatter en oppgradering av den flytende Njord A-plattformen, en optimal løsning for oljeeksport og boring av ti nye brønner. Som en del av oppgraderingen vil plattformen bli klargjort for å knytte opp de to nærliggende feltene **Bauge** og **Fenja**. Plan for utbygging og drift ble godkjent 20. juni 2017. Oljeproduksjonen ventes å starte sent i 2020.

**Snorre ekspansjon** (Equinor 33,28 %, operatør) ventes å øke oljeutvinningen fra Snorrefeltet og forlenge feltets levetid utover 2040. Olje- og energidepartementet godkjente plan for utbygging og drift 5. juli 2018. Konseptet består av seks bunnrammer, med fire brønnsisser på hver ramme. Hver brønnsisse kan brukes til enten produksjon eller injeksjon. Det skal bores 24 brønner, hvorav tolv er produksjonsbrønner og tolv injeksjonsbrønner. Oljeproduksjonen ventes å starte i 2021.

**Troll fase 3** (Equinor 30,58 %, operatør) skal øke gassutvinningen fra Troll-feltet og forlenge feltets levetid utover 2050. Plan for utbygging og drift ble godkjent av Olje- og energidepartementet 7. desember 2018. Undervannsutbyggingen omfatter to bunnrammer, åtte produksjonsbrønner, en 36 tomers eksportørledning og en ny prosessmodul på Troll A-plattformen. Gassproduksjonen fra fase 3 ventes å starte i 2021.

**Ærfugl** (Equinor 36,17 %, Aker BP er operatør) er en utbygging av gass- og kondensatfeltene Ærfugl og Snadd Ytre i Norskehavet, nær Skarv-feltet, som ligger om lag 200 km vest for Sandnessjøen. Feltet blir bygd ut i to faser og omfatter seks nye produksjonsbrønner, som skal kobles til **Skarv** produksjon- og lagerskip for prosessering og lagring av gassen. Olje- og energidepartementet godkjente plan for utbygging og drift 6. april 2018. Operatøren planlegger å starte gassproduksjonen fra feltet sent i 2020.

### Fjerning av installasjoner fra norsk sokkel

I henhold til Petroleumsloven har norske myndigheter innført strenge prosedyrer for fjerning og disponering av olje- og gassinstallasjoner til havs. Konvensjonen om beskyttelse av det marine miljøet i det nordøstlige Atlanterhavet (OSPAR-konvensjonen) fastsetter tilsvarende prosedyrer.

**Huldra** (Equinor 19,87 %, operatør) stengte ned produksjonen i september 2014, etter 13 år i produksjon. Arbeidet med permanent nedstengning av brønner ble fullført i 2017, og tungløftartøyet *Thialf* fjernet plattformen i mai, før den ble sendt til Vats for opphogging og gjenvinning.

**Ekofisk** (Equinor 7,6 %, ConocoPhillips Skandinavia AS er operatør). I den tredje fjerningskampanjen ble noen installasjoner fjernet i 2019.

Mer informasjon om fjerningsaktiviteter finnes under note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper til konsernregnskapet.



## 2.4 Leting & Produksjon Internasjonalt (E&P International)

### Oversikt

Equinor er til stede i flere av de viktigste olje- og gassprovinserne i verden. Rapporteringssegmentet Leting & produksjon internasjonalt (E&P International) dekker leting, utvikling og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel.

E&P International er til stede i opp mot 25 land, og hadde produksjon i 12 land i 2019. E&P International stod for 40 % av Equinors samlede egenproduksjon av væsker og gass i 2019, sammenlignet med 39 % i 2018. For informasjon om utviklingen innen sikre reserver, se seksjon 2.8 Resultater for drift under avsnittet Sikre olje- og gassreserver.



Peregrino fase 2 kobles sammen på brasiliansk sokkel.

### Viktige hendelser og porteføljeutvikling i 2019 og tidlig i 2020:

- 16. april ble Equinor tildelt sju nye lisenser i den første lisensrunden for **argentinsk sokkel**, fem som operatør og to som partner.
- 19. april godkjente Equinor og partnerne utbyggingen av plattformen Azeri Central East (ACE) i oljefeltet **Azeri Chirag Gunashli (ACG)** i Det kaspiske hav.
- 24. april kunngjorde Shell Offshore Inc et betydelig funn i **Blacktip**-prospektet på dypt vann i Mexicogolfen. Equinor har en eierandel på 19,1 % i lisensen.
- 30. mai godkjente myndighetene Equinors kjøp av en eierandel på 10 % i Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda, og det påfølgende salget av selskapets eierandeler på 3,5 % og 3 % til henholdsvis ExxonMobil og Petrogal i **blokk BM-S-8** i Santos-bassenget i Brasil. Disse transaksjonene ble avtalt i juli 2018. Etter transaksjonen eier Equinor en operatørandel på 40 % i naboblokkene BM-S-8 og Bacalhau North.
- 4. juni ble Equinor tildelt fem nye lisenser i den 31. lisensrunden for **britisk sokkel**, fire som operatør og en som partner.
- 12. august slutførte Equinor kjøpet av en eierandel på 22,45 % i oljefeltet **Caesar Tonga** fra Shell Offshore Inc. Equinors eierandel i feltet er nå på 46 %. Transaksjonen har virkning fra 1. januar 2019.

15. august startet Equinor produksjonen fra oljefeltet **Mariner**, selskapets første utbygging som operatør i britisk sektor av Nordsjøen. Det ventes at feltet vil produsere olje i mer enn 30 år og gi over 700 langtidsjobber. Mariner er et digitalt foregangsfelt, som bruker automatisert boring og en digital kopi av plattformen for å levere sikker og effektiv drift.



- 20. august ble et **vanninjeksjonsprosjekt** på **St. Malo-feltet** i amerikansk del av **Mexicogolfen** godkjent. Prosjektet omfatter to nye produksjonsbrønner, tre nye injeksjonsbrønner og injeksjonsutstyr på plattformdekket.
- 21. august undertegnet Equinor en avtale med Yacimientos Petroliferos Fiscales S.A. (YPF) om kjøp av en eierandel på 50 % og felles utforsking av blokk CAN 100, som ligger i det **nord-argentinske bassenget**.
- 16. september startet Equinor produksjonen fra gass- og kondensatfeltet **Utgard**, som strekker seg over skillelinjen mellom norsk og britisk sokkel i Nordsjøen. Gass og kondensat sendes i rør til Sleipnerfeltet på norsk side for prosessering og videre transport til markedet.
- 10. oktober ble Equinor tildelt leteareal i det **nordlige Carnarvon-bassenget** utenfor kysten av Vest-Australia som operatør.
- 29. november tok Equinor og Rosneft en investeringsbeslutning om første fase i fullfeltutbyggingen av **North Komsomolskoye**. Lisensen eies av SevKomNeftegaz LLC, hvor Equinor eier 33,33 % av aksjene.
- 6. desember fullførte Equinor salget av sin eierandel på 63 % samt operatøransvaret for den landbaserte virksomheten i skiferområdet **Eagle Ford** i Texas i USA til Repsol. Transaksjonen har virkning fra 1. oktober 2019.

Se note 4 Oppkjøp og nedsalg til konsernregnskapet for ytterligere informasjon om transaksjonene som er beskrevet ovenfor.

## Internasjonal produksjon

Bokført produksjon skiller seg fra egenproduksjon der hvor driften utføres i henhold til produksjonsdelingsavtaler (PSA) (se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser), samt i USA der bokført produksjon er angitt uten produksjonsavgift (royalty). For alle andre land er produksjonsavgift som er betalt i kontanter, medregnet i den bokførte produksjonen, og produksjonsavgift som betales i form av volum, ikke medregnet.

Egenproduksjon representerer volumer tilsvarende Equinors prosentvise eierandel i et spesifikt felt, og er høyere enn Equinors bokførte produksjon dersom feltet styres gjennom en produksjonsdelingsavtale, eller produksjonsavgiften ikke er medregnet i den bokførte produksjonen.

Equinors egenproduksjon utenfor Norge var på 40 % av selskapets samlede egenproduksjon av olje og gass i 2019. Equinors bokførte produksjon utenfor Norge var på 35 % av Equinors samlede bokførte produksjon i 2019.

Tabellen nedenfor viser den gjennomsnittlige daglige bokførte produksjonen av væske og gass i E&P International fram til 31. desember for årene 2019, 2018 og 2017.

### Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon

Produksjonsområde	For regnskapsåret								
	2019			2018			2017		
	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag	Olje og NGL tusen fat/dag	Naturgass mill. m3/dag	tusen foe/dag
Amerika	279	29	461	245	25	403	186	19	304
Afrika	137	4	165	168	6	209	197	6	233
Eurasia	29	3	45	21	3	40	26	3	46
Egenkapitalkonsolidert produksjon	3	0	4	0	-	0	5	-	5
<b>Totalt</b>	<b>447</b>	<b>36</b>	<b>676</b>	<b>434</b>	<b>35</b>	<b>652</b>	<b>415</b>	<b>27</b>	<b>588</b>

Tabellen nedenfor gir informasjon om feltene som bidro med produksjon i 2019, inkludert gjennomsnittlig egenproduksjon per felt.

## Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon

Felt	Geografisk område	Equinors eierinteresse i %	Operatør	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon i 2019 mfoe/dag
Amerika						526
Appalachian (APB) <sup>1) 3)</sup>	USA	Variierende	Equinor/andre <sup>4)</sup>	2008	HBP <sup>7)</sup>	200
Bakken <sup>1)</sup>	USA	Variierende	Equinor/andre <sup>5)</sup>	2011	HBP <sup>7)</sup>	69
Roncador	Brasil	25,00	Petróleo Brasileiro S.A.	2018	2025	45
Eagle Ford <sup>1)</sup>	USA	Variierende <sup>2)</sup>	Equinor/andre <sup>6)</sup>	2010	HPB <sup>7)</sup>	40
Peregrino	Brasil	60,00	Equinor Brasil Energia Ltda.	2011	2034 <sup>8)</sup>	37
Tahiti	USA	25,00	Chevron USA Inc.	2009	HBP <sup>7)</sup>	29
Caesar Tonga	USA	46,00	Anadarko U.S. Offshore LLC	2012	HBP <sup>7)</sup>	21
St. Malo	USA	21,50	Chevron USA Inc.	2014	HBP <sup>7)</sup>	21
Julia	USA	50,00	ExxonMobil Corporation	2016	HBP <sup>7)</sup>	14
Jack	USA	25,00	Chevron USA Inc.	2014	HBP <sup>7)</sup>	12
Hebron	Canada	9,01	ExxonMobil Canada Properties	2017	HBP <sup>7)</sup>	10
Stampede	US	25,00	Hess Corporation	2018	HBP <sup>7)</sup>	8
Hibernia/Hibernia Southern Extension <sup>9)</sup>	Canada	Variierende	Hibernia Management and Development Corporation Ltd.	1997	HBP <sup>7)</sup>	7
Big Foot	USA	27,50	Chevron USA Inc.	2018	HBP <sup>7)</sup>	5
Terra Nova	Canada	15,00	Suncor Energy Inc.	2002	HBP <sup>7)</sup>	5
Titan	USA	100,00	Equinor USA E&P Inc.	2018	HBP <sup>7)</sup>	3
Heidelberg	USA	12,00	Anadarko U.S. Offshore LLC	2016	HBP <sup>7)</sup>	2
Afrika						235
Block 17	Angola	23,33	Total E&P Angola Block 17	2001	2022-34 <sup>10)</sup>	97
In Salah	Algeria	31,85	Sonatrach <sup>11)</sup> BP Exploration (El Djazair) Limited Equinor In Salah AS	2004	2027	39
Agbami	Nigeria	20,21	Star Deep Water Petroleum Limited (et datterselskap av Chevron i Nigeria)	2008	2024	36
Block 15	Angola	13,33 <sup>12)</sup>	Esso Exploration Angola Block 15	2004	2026-32 <sup>12)</sup>	29
In Amenas	Algeria	45,90	Sonatrach <sup>11)</sup> BP Amoco Exploration (In Amenas) Limited Equinor In Amenas AS	2006	2027	16
Block 31	Angola	13,33	BP Exploration Angola	2012	2031	10
Murzuq	Libya	10,00	Akaku Oil Operations	2003	2035	8

Felt	Geografisk område	Equinors eierinteresse i %	Operatør	Oppstart	Utløpsdato for lisens	Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon i 2019 mfoe/dag
Eurasia						73
ACG	Aserbajdsjan	7,27	BP Exploration (Caspian Sea) Limited	1997	2049	39
Corrib	Irland	36,50	Vermilion Exploration and Production Ireland Limited	2015	2031	15
Kharyaga	Russland	30,00	Zarubezhneft-Production Kharyaga LLC	1999	2031	10
Utgard <sup>13)</sup>	Storbritannia	38,00	Equinor Energy AS	2019	HBP <sup>7)</sup>	5
Mariner	Storbritannia	65,11	Equinor UK Limited	2019	HBP <sup>7)</sup>	5
Barnacle <sup>14)</sup>	Storbritannia	44,34	Equinor UK Limited	2019	HBP <sup>7)</sup>	0
Totalt E&P International						835
Egenkapitalkonsolidert produksjon						
North Komsomolskoye	Russland	33,33	SevKomNeftegaz LLC	2018	2112	4
Totalt E&P International inkludert andel av egenkapitalkonsolidert produksjon						839

- 1) Equinors faktiske eierandel varierer etter brønner og område.
- 2) 6. desember 2019 fullførte Equinor salget av sin operatørandel på 63 % i Eagle Ford til Repsol.
- 3) Appalachian-bassenget omfatter Marcellus- og Utica-formasjonene.
- 4) Operatørene er Equinor USA Onshore Properties Inc, Chesapeake Operating INC., Southwestern Energy, Alta Resources Development LLC, Chief Oil & Gas LLC med flere.
- 5) Operatørene er Equinor Energy LP, Continental Resources INC, Oasis Petroleum North America LLC, Hess Corporation, EOG Resources INC med flere.
- 6) Operatørene er Equinor Texas Onshore Properties LLC og flere andre operatører.
- 7) Held by Production (HBP): Et selskaps rett til å eie og være operatør for en olje- og gasslisens utover opprinnelig periode.
- 8) Lisens BMC-7 utløper i 2034, og lisens BMC-47, som er knyttet til fase to av feltutbyggingen, utløper i 2040.
- 9) Equinors eierandel er 5,0% i Hibernia og 9,26% i Hibernia Southern Extension.
- 10) En lisens utløpsdato varierer fra felt til felt.
- 11) Det fulle navnet til Sonatrach er Société nationale de transport et de commercialisation d'hydrocarbures.
- 12) Lisensforlengelse til 2032 for alle felt og endring i eierandel til 12 % ble ratifisert 27. januar 2020 med virkning fra 1. oktober 2019.
- 13) Utgard-feltet strekker seg over skillelinjen mellom norsk og britisk sokkel. I denne seksjonen rapporterer vi bare Equinors andel på 38 % på britisk sokkel.
- 14) Produksjonen startet i desember 2019. Equinors andel av gjennomsnittlig daglig egenproduksjon var kun 0,21 tusen foe/dag i 2019.

## Amerika

### USA – Mexicogolfen

Oljefeltet **Titan** er et Equinor-operert felt som ligger i Mississippi Canyon og som produserer gjennom en flytende sparplattform.

Oljefeltene **Tahiti, Heidelberg, Caesar Tonga og Stampede** er partner-opererte felt som ligger i Green Canyon-området.

**Tahiti-** og **Heidelberg**feltene produserer gjennom flytende spar-plattformer. Den 12. august fullførte Equinor kjøpet av ytterligere en partner-operert andel på 22,45 % i oljefeltet **Caesar Tonga**, som ligger på dypt vann i Mexicogolfen, fra Anadarko Petroleum Corporation, med virkning fra 1. januar 2019. Caesar Tonga-feltet er koblet til den Anadarko-opererte sparplattformen Constitution. Oljefeltet **Stampede** produserer gjennom en strekkstagplattform med gassløft nede i brønnen.

Oljefeltene **Jack, St. Malo, Julia** og **Big Foot** er partner-opererte felt som ligger i Walker Ridge-området. **Jack-, St. Malo-** og **Julia**feltene er havbunnsutbygginger som er koblet til den Chevron-opererte regionale vertsplattformen Walker Ridge. I august 2019 besluttet Equinor å delta i et vanninjeksjonsprosjekt i bergarter fra den paleogene perioden, som ventes å øke den anslåtte totale utvinningsgraden i St. Malo. **Big Foot**-feltet produserer gjennom en strekkstagplattform med borerigg.

### USA – landbasert virksomhet

Siden selskapet startet med skifervirksomhet i USA i 2008, har Equinor fortsatt å optimalisere porteføljen gjennom kjøp og salg av areal. Den 6. desember 2019 fullførte Equinor en transaksjon for salg av hele sin eierandel i skiferområdet Eagle Ford. Gjennom dette salget har Equinor til hensikt å styrke sin landbaserte portefølje i USA.

Equinor har en eierandel i skifergassfeltet **Marcellus**, som ligger i **Appalachian**området nordøst i USA. Andelen blir hovedsakelig styrt gjennom et partnersamarbeid med Chesapeake Energy Corporation i Pennsylvania og Southwestern Energy i Vest-Virginia og det sørlige Pennsylvania. Siden 2012 har Equinor også vært operatør i Appalachianområdet i Ohio, der selskapet utvikler formasjonene Marcellus og Utica.

Equinor har en eierandel i skiferoljefeltet **Bakken**, der selskapet utvikler formasjonene Bakken og Three Forks. Equinor er operatør for mesteparten av sitt areal i Bakkenområdet, med en gjennomsnittlig eierandel på om lag 70 %.

I tillegg til de egenopererte olje- og gassfeltene er Equinor medeier i transportsystemer og anlegg for prosessering av olje og gass i Bakken- og Appalachianområdene i USA. Dette omfatter transportsystemer for råolje og naturgass, systemer for ferskvannsforsyning, oppsamlings- og deponeringsbrønner for saltvann, samt anlegg for behandling og prosessering av olje og gass for å sikre flyten fra Equinors oppstrømsproduksjon til markedene.

### Brasil

**Peregrino**feltet er et Equinor-operert tungoljefelt til havs som ligger i Camposbassenget. Oljen produseres fra to brønnhodeplattformer med boreanlegg, og transporteres til produksjon- og lagerskipet på Peregrino for prosessering og lasting over på skytteltankskip.

Produksjonen fra Peregrino startet i 2011. Som en del av fase to i utbyggingen av Peregrinofeltet er det bygget en tredje brønnhodeplattform, noe som vil forlenge feltets levetid. Det pågår installasjonsaktiviteter som ventes å være fullført ved utgangen av 2020.

Equinor har en eierandel i **Roncador**feltet, som har Petrobras som operatør og ligger i Camposbassenget. Feltet har vært i produksjon siden 1999. Det produseres hydrokarboner fra to halvt nedsenkbare plattformer og to produksjon- og lagerskip. Oljen lastes over på skytteltankskip, og gassen sendes gjennom rørledninger til land.

### Canada

Equinor har eierandeler i **Jeanne d'Arc**-bassenget utenfor kysten av provinsen Newfoundland and Labrador i de partner-opererte produserende oljefeltene **Terra Nova, Hebron, Hibernia** og **Hibernia Southern Extension**.

## Afrika

### Angola

Dypvannsblokkene 17, 15 og 31 bidro med 24 % av Equinors egenproduksjon av væsker utenfor Norge i 2019. Hver enkelt blokk styres gjennom en produksjonsdelingsavtale, som angir rettigheter og forpliktelser for deltakerne, deriblant mekanismer for deling av produksjonen med det statseide oljeselskapet i Angola, Sonangol.

**Blokk 17** har produksjon fra fire produksjon- og lagerskip: CLOV, Dalia, Girassol og Pazflor. Nye prosjekter på Dalia-, CLOV- og Pazflorfeltene er under utbygging for å motvirke produksjonsnedgang. I desember 2019 ble produksjonsdelingsavtalen forlengt til 2045 av lisenspartnerne og av reguleringsorganet, i påvente av endelig myndighetsgodkjenning. Som en del av avtalen om forlengelse, vil det statseide oljeselskapet Sonangol overta en eierandel på 5 % i blokken fra 2020, og ytterligere en eierandel på 5 % fra 2036.

**Blokk 15** har produksjon fra fire produksjon- og lagerskip: Kizomba A, Kizomba B, Kizomba C-Mondo og Kizomba C-Saxi Batuque. I 2019 ble produksjonsdelingsavtalen forlengt til 2032, og endelig godkjent av myndighetene 27. januar 2020, med virkning fra 1. oktober 2019. Som en del av forlengelsen av avtalen vil det statseide oljeselskapet Sonangol overta en eierandel på 10 % i blokken.

**Blokk 31** har produksjon fra et produksjon- og lagerskip fra PSVM-feltene.

Produksjon- og lagerskipene fungerer som produksjonsknutepunkt, og hvert av dem mottar olje fra mer enn ett felt gjennom flere brønner.

### Nigeria

Equinor har en 20,2 % eierandel i dypvannsfeltet **Agbami** som styres gjennom en produksjonsdelingsavtale, og ligger 110 km utenfor kysten av det sentrale Nigerdeltaet. Feltet er utbygd med havbunnsbrønner som er koblet til et produksjon- og lagerskip. Agbamifeltet strekker seg over to lisenser: OML 127 og OML 128, der Chevron er operatør gjennom en samordningsavtale. Equinor har en eierandel på 53,85 % i OML 128.

For informasjon om **Agbami** redetermineringsprosess, og tvisten mellom det nasjonale oljeselskapet i Nigeria (Nigerian National Petroleum Corporation, NNPC) og partnerne i Oil Mining Lease (OML) 128 om visse vilkår i produksjonsdelingsavtalen for OML 128, se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

Den 4. november innførte presidenten i Nigeria en ny skattelov, som innebærer at en produksjonsavgift vil bli en del av myndighetenes inntekter fra petroleumssektoren. Loven ble vedtatt av parlamentet og trådte i kraft i januar 2020, med tilbakevirkende kraft fra 4. november 2019. Produksjonsavgiften betales i form av volum.

### Algerie

**In Salah** er en gassutbygging på land. De nordlige feltene har vært i drift siden 2004. De sørlige feltene har vært i drift siden 2016, og er koblet til anleggene som allerede finnes på de nordlige feltene.

**In Amenas**-utbyggingen er en gassutbygging på land som inneholder betydelige væskevolumer. Infrastrukturen på In Amenas omfatter et gassbehandlingsanlegg med tre produksjonslinjer. Produksjonsanlegget er koblet til distribusjonssystemet til Sonatrach. I 2017 fikk Equinor og resten av partnerne forlenget lisensen med fem år fra 2022.

Separate produksjonsdelingsavtaler inneholder mekanismer for inntektsfordeling, styring av rettigheter og forpliktelser mellom partene, og fastsetter felles operatøransvar mellom Sonatrach, BP og Equinor for In Salah og In Amenas.



In Amenas, Algerie.

### Eurasia

#### Aserbajdsjan

Equinor har en eierandel på 7,27 % i oljefeltet **Azeri-Chirag-Gunashli (ACG)** utenfor kysten av Aserbajdsjan. Råolje sendes

til Sangachal-terminalen, der den blir prosessert før eksport. Equinor har en eierandel på 8,71 % i denne rørledningen. Utbyggingen av plattformen **Azeri Central East (ACE)** i Det kaspiske hav ble godkjent av partnerne i april 2019. Produksjonen fra den nye plattformen ventes å starte i 2023.

### Irland og Russland

Equinor har eierandeler i gassfeltet **Corrib** utenfor nordvestkysten av Irland, og i oljefeltet **Kharyaga** i Timan Pechora-bassenget på land nordvest i Russland. Kharyagafeltet styres gjennom en produksjonsdelingsavtale.

### Storbritannia

**Mariner** er et Equinor-operert tungoljefelt i Nordsjøen, og ligger om lag 150 kilometer øst for Shetland. Feltet omfatter en produksjons-, bore- og boligplattform med stålunderstell. Olje eksporteres ved lastning fra en flytende lagerenhet på feltet. Produksjonen fra feltet startet i august 2019. Equinor har en eierandel på 65,11 % i feltet.

**Utgard** er et Equinor-operert gass- og kondensatfelt som strekker seg over skillelinjen mellom norsk og britisk sokkel i Nordsjøen. Equinor har en eierandel på 38,44 % i norsk sektor og en eierandel på 38 % i britisk sektor. Produksjonen fra feltet startet i september 2019, og fjernstyres fra Sleipnerfeltet. Se seksjon 2.3 Leting & Produksjon Norge for mer informasjon.

**Barnacle** er et Equinor-operert oljefelt i Nordsjøen, og ligger om lag 2 kilometer fra skillelinjen mellom norsk og britisk sokkel i Nordsjøen. Barnacle inngår i en strategi over landegrensen for å maksimere Equinors konkurranseposisjon i Nordsjøen, og levere verdi på begge sider av grensen ved å ta ut ellers utnyttede ressurser i Storbritannia. Produksjonen fra feltet startet i desember 2019. Equinor har en eierandel på 44,34 % i feltet.

## Internasjonal leting

Equinor har økt sin leteboringsvirksomhet utenfor Norge sammenlignet med 2018, og boret letebrønner i Mexicogolfen og utenfor kysten av Storbritannia og Brasil, i tillegg til letebrønner på land i Argentina, Tyrkia, USA og Russland. Ved stadig å fokusere på tilgang til nye områder, har selskapet styrket sin leteportefølje ytterligere.

**Brasil** er et av kjerneområdene for Equinors letевirksomhet. I 2019 fullførte Equinor og partnerne to brønner, og Equinor har til hensikt å øke denne aktiviteten i 2020.

Equinor ble tildelt sju letelisenser, fem som operatør, i den første lisensrunden for **argentinsk sokkel**. Equinor og Yacimientos Petroliferos Fiscales S.A. (YPF) undertegnet også en avtale om felles utforsking av blokk CAN 100, som ligger i det nord-argentinske bassenget.

I 31. lisensrunde for **britisk sokkel** ble Equinor tildelt fem lisenser, fire som operatør og en som partner. Disse tildelingene i lisensrundene for nye områder gjør oss i stand til å tilføre nye muligheter til vår leteportefølje i et produktivt basseng, i tråd med vår strategi.

Equinor ble tildelt nytt leteareal i det nordlige Carnarvonbassenget utenfor kysten av Vest-**Australia** som

operatør, og styrket dermed posisjonen med en letemulighet i et påvist basseng.

Equinor undertegnet en avtale med Southwind Oil & Gas LLC, et datterselskap av Marathon Oil Company, om kjøp av en eierandel på 25 % på tvers av Southwinds landbaserte **Austin Chalk**-formasjon i Louisiana, USA.

Equinor styrket sin posisjon i amerikansk del av **Mexicogolfen** i 2019 etter å ha blitt tildelt 26 lisenser.

Equinor deltar med 49% i et prosjekt som utforsker kalksteinsformasjonen Domanik nær Samara i **Russland**. Tre pilotbrønner har blitt boret, og to av dem har blitt produksjonstestet. Det vil være nødvendig å bore flere brønner for å konkludere om prosjektet er kommersielt.

Equinor og partnerne fullførte 16 letebrønner og gjorde sju kommersielle og to ikke-kommersielle funn internasjonalt.

## Letebrønner boret<sup>1)</sup>

	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
<b>Amerika</b>			
Equinor-opererte	3	1	2
Partneropererte	4	4	4
<b>Afrika</b>			
Equinor-opererte	0	1	0
Partneropererte	0	0	0
<b>Andre regioner</b>			
Equinor-opererte	5	0	4
Partneropererte	4	0	1
<b>Totalt (brutto)</b>	<b>16</b>	<b>6</b>	<b>11</b>

1) Ferdigstilte brønner gjennom året, inkludert avgrensing av tidligere funn.

## Felt under utbygging internasjonalt<sup>8</sup>

### Amerika

#### USA – Mexicogolfen

**Vito utbyggingsprosjekt** (Equinor 36,89 %, Shell er operatør) er et oljefunn fra miocen-tiden som ligger i Mississippi Canyon-området. Utbyggingsprosjektet omfatter en lett, halvt nedsenkbar plattform og en brønnramme med åtte brønnsliiser. Brønnene vil ha en dybde på om lag 10.000 meter, og gassløft nede i brønnen for å støtte produksjonen. Prosjektet ble godkjent for utbygging i april 2018. Produksjonen ventes å starte i andre halvår 2021.

#### Brasil

**Peregrino fase 2** (Equinor 60 %, operatør) skal utvikle den sørvestlige delen av oljefeltet Peregrino i Camposbassenget, som ligger 85 km utenfor kysten av staten Rio de Janeiro i Brasil. Produksjonen fra Peregrino fase 1 startet i 2011, og andre fase av utbyggingen vil forlenge feltets produktive levetid. Lisensperioden løper til 2040. Femten oljeproduksjonsbrønner og sju vanninjeksjonsbrønner skal bores i det nye området fra en tredje brønnhodeplattform, som knyttes opp mot det eksisterende produksjon- og lagerskipet. Byggingen av modulene til den tredje brønnhodeplattformen til Peregrino ble fullført i løpet av høsten, og installasjoner på feltet startet i desember.

Utbyggingen av **Peregrinofeltet** i det rike Camposbassenget er Equinors største internasjonale prestasjon som operatør. I midten av januar 2020 var den tredje brønnhodeplattformen til Peregrino på plass på feltet, etter installasjon av *Sleipnir*, det største kranfartøyet i verden. Flotellet *Olympia* er koblet til plattformen, og i alt 880 personer skal jobbe til havs for å gjøre plattformen klar til drift senere på året. Når **Peregrino C** er satt i produksjon, vil den gi arbeid til 350 personer til havs og på land i Brasil.

Produksjonen ventes å starte sent i 2020.

### Eurasia

#### Russland

**North Komsomolskoye** (Equinor 33,33 %, SevKomNeftegas er operatør) er et komplekst oljefelt med tyktflytende olje som ligger i Vest-Sibir. I desember 2018 kjøpte Equinor Russia AS en eierandel i samarbeidsselskapet SevKomNeftegas LLC, som er operatør og har lisensen. Det ble utført testproduksjon i 2018 og 2019 for å øke reservoarforståelsen og fastslå utbyggingspotensialet. Beslutningen om første fase av fullfeltutbygging ble tatt i slutten av 2019, og utbyggingen går nå over i en prosjektgjennomføringsfase.

Se seksjon 2.11 Risikogjennomgang under «Risiko knyttet til vår virksomhet» for mer informasjon om risiko knyttet til vår virksomhet i Russland.

## Funn med potensiell utbygging

### Amerika

#### USA - Mexicogolfen

**North Platte** (Equinor 40 %, Total er operatør) er et paleogent oljefunn i Garden Banks-området. Feltet er ferdig utforsket med tre borede brønner og tre sidesteg.

#### Brasil

**Bacalhau** (tidligere Carcará) (Equinor 40 %, operatør) er et olje- og gassfunn som strekker seg over **BM-S-8** og **Bacalhau North** i Santos-bassenget, 185 km utenfor kysten av staten São Paulo i Brasil.

<sup>8</sup> Nylig har det vært betydelig usikkerhet skapt av Covid-19 pandemien i tillegg til endret dynamikk mellom Opec+ medlemmene. Vi kan ikke forutse konsekvensene av disse hendelsene.



**Bacalhau fase 1** modnes fram mot en investeringsbeslutning, og det vurderes en utbygging av Bacalhau i to faser for å utnytte verdipotensialet fullt ut.

**BM-C-33** (Equinor 35 %, operatør) omfatter olje- og gassfunnene **Pão de Açúcar**, **Gávea** og **Séat** i den sørvestlige delen av Campos-bassenget utenfor kysten av staten Rio de Janeiro i Brazil. Prosjektet modnes fram mot et konseptvalg. Det vurderes delvis gassinjeksjon og eksport av rikgass.

#### Canada

**Bay du Nord** (Equinor 58.5 %, operatør) er et oljefelt i Flemish pass-bassenget, som ble funnet av Equinor i 2013. Feltet ligger rundt 500 km nordøst for St. John's i Newfoundland og Labrador i Canada. Basert på erfaringen fra Johan Castberg-utbyggingen på norsk sokkel, vurderer Equinor å utvikle både Bay du Nord og det nærliggende **satellittfeltet Baccalieu** med et produksjon- og lagerskip og en undersjøisk oppkobling.

#### Afrika

##### Tanzania

**Blokk 2** (Equinor 65 %, operatør). Equinor gjorde flere store gassfunn i blokk 2 i det Indiske hav, utenfor den sørlige delen av Tanzania, i perioden 2012-2015. Det pågår samtaler med

Tanzanias myndigheter om et egnet juridisk, kommersielt og fiskalt rammeverk for en utvikling av funnene med en landbasert LNG-løsning. Utforskningslisensen for blokk 2 i Tanzania utløp i juni 2018, men basert på formell kommunikasjon fra relevante myndigheter i Tanzania, er blokken fortsatt i drift mens prosessen med myndighetene om utstedelse av en ny utforskningslisens for blokken pågår. Se også note 11 Immaterielle eiendeler til konsernregnskapet.

#### Eurasia

##### Aserbajdsjan

**Karabagh** (Equinor 50 %, operatør for avgrensingsbrønn). I mai 2018 undertegnet Equinor og det statseide oljeselskapet i Aserbajdsjan, Socar, en risk service-avtale knyttet til vurdering og utbygging av oljefeltet Karabagh gjennom en samarbeidsavtale. Feltet ligger 120 kilometer øst for Baku.

##### Storbritannia

**Rosebank** (Equinor 40 %, operatør) olje- og gassfelt ligger rundt 130 km nordvest for Shetlandsøyene, og er den største kjente forekomsten på britisk sokkel som ennå ikke er utbygd. I januar 2019 sluttførte Equinor kjøpet av Chevrons 40 % eierandel og overtok operatøransvaret for Rosebank. I mai 2019 ble Rosebank-lisensene forlenget med tre år av britiske olje- og gassmyndigheter.



Virksomhet i Appalachian-bassenget, Ohio, USA.

## 2.5 Markedsføring, Midtstrøm & Prosessering (MMP)

### Oversikt

Forretningsområdet Markedsføring, Midtstrøm og Prosessering har ansvaret for markedsføring, handel, prosessering og transport av råolje og kondensat, naturgass, våtgass (NGL) og raffinerte produkter, i tillegg til drift av Equinor-opererte raffinerier, terminaler og prosessanlegg. MMP har også ansvaret for handel med kraft og utslippskvoter, og for å utvikle løsninger for transport av naturgass og væsker (våtgass, oljeprodukter, kondensat og råolje) fra Equinors olje- og gassfelt, som omfatter rørledninger, skip, tankbiler og tog. Forretningsområdet MMP er inndelt i følgende resultatområder: marketing & trading, asset management og processing & manufacturing.

MMP har ansvaret for markedsføring, handel og transport av om lag 50 % av all norsk eksport av væske, som omfatter Equinors egne volumer, råolje og flytende naturgass fra eierandelene til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og volumer fra tredjepart. MMP har også ansvaret for markedsføring, handel og transport av Equinors og SDØEs gass, sammen med gass fra tredjepart. Dette utgjør om lag 70 % av all norsk gasseksport. For mer informasjon, se note 2 Vesentlige regnskapsstandarder til konsernregnskapet for Transaksjoner med den norske stat, og seksjon 2.7 Konsernforhold. Gjeldende lover og forskrifter for Statens deltakelse og SDØEs markedsføring og salg av olje og gass.



Melkøya utenfor Hammerfest, Norge.

#### Viktige hendelser i 2019 og tidlig 2020:

- **Danske Commodities** ble et heleid datterselskap av Equinor fra 1. februar 2019. Gjennom 2019 har integreringen gått bra, og aktiviteter knyttet til kraftkjøpsavtaler, kjøp av industrikraft og styring av gasslagerposisjoner er overført fra Equinor til Danske Commodities.
- **Orkanen Dorian** traff terminalen vår på øya Grand Bahama i september. Dette har medført betydelige oppryddingskostnader, og terminalen har vært ute av drift.
- MMP skal være en pådriver i **Equinors arbeid med å finne lavkarbonløsninger** fra februar 2020.
- Vedlikeholdsstans på **Mongstad** raffineriet ble forlenget på grunn av bytte av krakker.

#### Markedsføring og handel av naturgass, flytende naturgass (LNG) og kraft

MMP har ansvaret for salg av gass fra eierandelene til Equinor og SDØE (Statens direkte økonomiske engasjement). Equinors virksomhet for markedsføring og handel av naturgass utføres fra Norge og fra kontorene i Belgia, Storbritannia, Tyskland og USA. I februar 2019 sluttførte Equinor overtakelsen av energihandelsselskapet Danske Commodities (DC). DC er hovedsakelig aktiv i Europa, men har også en mindre handelsvirksomhet i USA og i Australia.

#### Europa

De største eksportmarkedene for gass fra norsk sokkel er Storbritannia, Tyskland, Frankrike, Nederland, Italia, Belgia og Spania. Basert på flytende naturgass fra Snøhvitfeltet og flytende naturgass fra tredjeparter, kan Equinor nå de globale gassmarkedene. Gassen selges gjennom bilaterale avtaler, og

på markedsplassene for gasshandel. Enkelte av Equinors langsiktige gassavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler som kan utløses av partene.

I forbindelse med prisrevisjonene som pågår tar Equinor i sitt årsregnskap høyde for mulige forpliktelser basert på Equinors beste vurdering. For ytterligere informasjon, se note 24 Voldgift knyttet til prisrevisjon.

Equinor er aktiv i både de fysiske markedene og på råvarebørser, som for eksempel Intercontinental Exchange (ICE). Equinor forventer å fortsette optimaliseringen av verdien av gassvolumene gjennom en blanding av bilaterale avtaler og handel via selskapets produksjon og infrastruktur for transport og foredling. MMP mottar en markedsføringsavgift fra DPN for gassen de selger på vegne av selskapet.

DC er aktive i både de fysiske markedene og på råvarebørsene for både gass og kraft som en egen enhet. Etter overtakelsen tar DC seg av all krafthandel og -optimalisering i Equinor.

## USA

Equinor Natural Gas LLC (ENG) er et heleid datterselskap i Stamford, Connecticut, som står for markedsføring og handel med gass til lokale distribusjonsselskaper, industrikunder og kraftprodusenter. ENG markedsfører også egenproduserte volumer fra Mexicogolfen, Eagle Ford og Appalachene, og transporterer en del av produksjonen fra Appalachene til New York City og inn i Canada til Toronto med omegn.

I tillegg har ENG inngått avtaler for langsiktig kapasitet ved regassifiseringsanlegget på Cove Point-terminalen i Maryland. Dette gir mulighet for levering av flytende naturgass fra Snøhvit-anlegget i Hammerfest. Selv om de globale gassprisene har falt betraktelig, er de fortsatt høye i forhold til gassprisene i USA. Av den grunn er nesten alle Equinors laster med flytende naturgass omdirigert fra USA til markeder med høyere priser, hovedsakelig i Europa.

## Markedsføring og handel av væsker

MMP har ansvaret for salg av selskapets og SDØEs råolje og våtgass, i tillegg til drift og kommersiell optimalisering av raffineriene og terminalene. Markedsføring og handel av væsker utføres fra Norge, Storbritannia, Singapore, USA og Canada. Hovedmarkedet for Equinors råolje er Nordvest-Europa.

MMP markedsfører også egne volumer fra E&P Internationals produserende felt i USA, Brasil, Angola, Nigeria, Algerie,

Aserbajdsjan og Storbritannia, i tillegg til volumer fra tredjepart. Verdiene maksimeres gjennom markedsføring, handel i det fysiske markedet og finansiell handel, og gjennom optimalisering av egen og leid kapasitet, som for eksempel raffinerier, prosessanlegg, terminaler, lagre, rørledninger, togvogner og skip.

## Foredling

Equinor eier og er operatør for raffineriet på Mongstad, inkludert et kraftvarmeverk. Det er et mellomstort raffineri, som ble bygget i 1975, med kapasitet til å destillere 226.000 fat råolje og kondensat per dag. Raffineriet er, via råoljeterminalen Mongstad Terminal DA, knyttet til felt på sokkelen gjennom tre oljerørledninger og en gassrørledning for våtgass (NGL), som kobler sammen Kollsnes og Sture (Vestprosess-rørledningen), og til Kollsnes via en gassrørledning. Mongstad kraftvarmeverk produserer varme og kraft av gass fra Kollsnes og fra raffineriet. Det har kapasitet til å produsere om lag 280 megawatt kraft og 350 megawatt prosessvarme. Equinor har besluttet å stanse driften og bygge om en del av kraftvarmeverket til en ny varmekilde for prosessvarme, som planlegges å komme i drift i 2020. Anlegget skal fortsette driften til den nye varmekilden kommer i drift.

Equinor har en eierandel i Vestprosess (34 %), som transporterer og behandler våtgass og kondensat. Gassco overtok som operatør for Vestprosess 1. januar 2018, med Equinor som teknisk driftsansvarlig.

Equinor eier og er operatør for Kalundborg-raffineriet i Danmark som har kapasitet til å foredle 108.000 fat råolje og kondensat per dag. Raffineriet er koblet til terminalen på Hedehusene ved København med en rørledning for bensin og en for diesel. De fleste produktene selges lokalt.

Equinor har en eierandel i metanolanlegget på Tjeldbergodden (82 %). Anlegget mottar naturgass fra felt i Norskehavet gjennom rørledningen Haltenpipe. I tillegg har Equinor en eierandel i Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA (50,9 %).

Tabellen nedenfor viser driftsstatistikken for anleggene på Mongstad, Kalundborg og Tjeldbergodden. Lavere gjennomstrømming i 2019 skyldes i hovedsak flere ikke-planlagte produksjonsstanser på Mongstad, sammenlignet med 2018. Redusert regularitet og utnyttelsesgrad sammenlignet med 2018 er påvirket av flere ikke-planlagte produksjonsstanser for Mongstad og Tjeldbergodden. I tillegg hadde Mongstad fire planlagte produksjonsstanser, Kalundborg hadde to og Tjeldbergodden hadde én i 2019.

Raffineri	Gjennomstrømming <sup>1)</sup>			Destilleringskapasitet <sup>2)</sup>			Regularitetsfaktor % <sup>3)</sup>			Utnyttelsesgrad % <sup>4)</sup>		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Mongstad	10,5	11,5	12,0	9,3	9,3	9,3	79,0	95,3	97,5	87,7	93,8	94,7
Kalundborg	5,0	5,3	5,5	5,4	5,4	5,4	98,0	94,1	99,7	85,4	90,3	90,4
Tjeldbergodden	0,9	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	93,9	94,3	99,4	93,9	94,3	99,4

1) Faktisk gjennomstrømming av olje, kondensat, våtgass, føde og blandingsråstoffer målt i millioner tonn. Gjennomstrømming kan være høyere enn destilleringskapasiteten ved anleggene på grunn av volumer av fyringsolje, parfin, nafta, diesel, biodiesel-tilsetningsstoffer og våtgass som ikke går gjennom råolje/kondensat destilleringsenheter.

2) Nominell destilleringskapasitet for olje og kondensat, og produksjonskapasitet for metanol, målt i millioner tonn.

3) Samlet regularitetsfaktor for alle prosesseringsenheter, med unntak for vedlikeholdstanser.

4) Samlet utnyttelsesgrad for alle prosesseringsenheter, strømningsdagsutnyttelse.



### Terminaler og lagre

Equinor er operatør for Mongstad råoljeterminal (Equinor 65 %). Råolje transporteres til Mongstad gjennom rørledninger fra norsk sokkel og med tankskip fra markedet. Mongstadterminalen har en lagerkapasitet på 9,4 millioner fat råolje.

Equinor er operatør for Sture råoljeterminal. Sture mottar råolje gjennom rørledninger fra Nordsjøen. Terminalen er en del av Oseberg Transportsystem (Equinor 36,2 %). Prosessanlegget på Sture stabiliserer råoljen, og skiller ut våtgasskomponenter (LPG-mix - propan og butan) og nafta.

Equinor er operatør for South Riding Point-terminalen (SRP), som ligger på øya Grand Bahama og består av to kaier for utskipping og ti lagertanker med en lagerkapasitet på 6,75 millioner fat råolje. Terminalen har anlegg for blanding av råoljer, inkludert tungoljer. I september 2019 ble SRP truffet av orkanen Dorian, som forårsaket skade på anlegget og oljesøl på land. Det er iverksatt en omfattende opprydding på og rundt terminalen, som vil fortsette i 2020. Det vil bli gjort en teknisk vurdering av terminalen for å avklare alternativer for reparasjon av terminalen.

Equinor UK har en eierandel i Aldbrough Gas Storage (Equinor 33,3 %) i Storbritannia, der SSE Hornsea Ltd er operatør.

Equinor Deutschland Storage GmbH har en eierandel i Etsel Gas Lager (Equinor 23,7 %) i den nordlige delen av Tyskland. Det har i alt 19 kaverner og sikrer regularitet i gassleveransene fra norsk sokkel.

### Rørledninger

Equinor er en betydelig skiper i gasstransportsystemet på norsk sokkel. De fleste gassrørledningene på norsk sokkel der tredjepartskunder har adgang eies av ett interessentskap, Gassled (Equinor 5 %), med regulert tredjepartsadgang. Operatør i Gassled er Gassco AS, som er heleid av den norske

staten. Se Gassalg og -transport fra norsk sokkel, seksjon 2.7 Konsernforhold, for mer informasjon.

Equinor er teknisk driftsansvarlig (TSP) for gassprosessanleggene på Kårstø og Kollsnes, i henhold til avtalen om teknisk driftsansvar mellom Equinor og Gassco AS. Equinor har også teknisk driftsansvar for hoveddelen av det Gassco-opererte gasstransportsystemet.

I tillegg har MMP ansvar for Equinors andeler i følgende rørledninger i det norske olje og gasstransportsystemet: Grane oljerørledning (Equinor 23,5 %), Kvitebjørn oljerørledning (Equinor 39,6 %), Troll oljerørledning I og II (Equinor 30,6 %), Edvard Grieg oljerørledning (Equinor 16,6 %), Utsirahøyden gassrørledning (Equinor 24,9 %), Valemon rikgassrørledning (Equinor 66,8 %), Haltenpipe rørledning (Equinor 19,1 %), Norpipe gassrørledning (Equinor 5 %) og Mongstad gassrørledning (Equinor 30,6 %).

Equinor har en eierandel i gassanlegget på Nyhamna (Equinor 30,1 %) i Aukra kommune gjennom det nylig etablerte samarbeidsselskapet for Nyhamna. Gassco er operatør for anlegget.

Rørledningen Polarled (Equinor 37,1 %), med Gassco som operatør, kobler felt i Norskehavet sammen med gassanlegget på Nyhamna.

Johan Sverdrup-rørledningene (eies av Johan Sverdrup-partnerne) for eksport av olje og gass fra Johan Sverdrup-feltet ble installert høsten 2018, og kom i drift da produksjonen fra feltet startet 5. oktober 2019. Råolje sendes fra Johan Sverdrup til Mongstad-terminalen gjennom en rørledning som er 283-kilometer lang og har en diameter på 36 tommer. Gass transporteres til prosessanlegget på Kårstø gjennom en 156-kilometer lang rørledning som har en diameter på 18 tommer, med undervannskobling til Statpipe-rørledningen.

## 2.6

## Annen virksomhet (Andre)

Rapporteringssegmentet Annen virksomhet (Andre) omfatter aktiviteter i Nye energiløsninger (NES), Global strategi og forretningsutvikling (GSB), Teknologi, prosjekter og boring (TPD) og Konsernstaber og støttefunksjoner. I tillegg er IFRS 16 Leieavtaler omfattet av rapporteringssegmentet Andre. Alle leieavtaler er presentert i segmentet Andre. For mer informasjon om effekten av IFRS 16 på segmentrapporteringen, se note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler i noter til konsernregnskapet.

## Nye energiløsninger (NES)

Forretningsområdet Nye energiløsninger gjenspeiler Equinors ønske om å gradvis supplere olje- og gassporteføljen med lønnsom fornybar energi og andre lavkarbon energiløsninger. Havvind, solkraft og karbonfangst og -lagring har vært viktige strategiske satsingsområder i 2019.

I 2019 deltok Equinor i havvind- og solkraftprosjekter med en samlet kapasitet på 1,3 gigawatt (GW), egen andel er 0,5 GW. Equinor er operatør for 0,75 GW. Egen fornybarproduksjon var 1,8 terrawatt-timer i 2019.



Hywind Scotland flytende havvindpilot, utenfor østkysten av Skottland.

### Viktige milepæler og porteføljeutvikling i 2019 og tidlig i 2020:

- **Hywind Demo** utenfor Karmøy ble solgt til Unitech AS, som ble ny eier og operatør 1. februar 2019.
- Equinor sluttførte kjøpet av **havvindlisensen OCS-A 0520 utenfor Massachusetts** i første kvartal 2019.
- **Arkona havvindpark**, der RWE er operatør, ble offisielt åpnet i april 2019.
- Equinor undertegnet kontrakt med New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA) for levering av **havvindprosjektet Empire Wind**, som vil ha en kapasitet på 816 MW.
- Kontrakter for utvikling av tre storskala havvindparker i **Doggerbankområdet**, Creyke Beck A, Creyke Beck B og Teesside A, ble tildelt i september 2019.
- Plan for utbygging og drift av den flytende havvindparken **Hywind Tampen** i Tampenområdet i Nordsjøen ble i oktober 2019 overlevert til Olje- og energidepartementet av Equinor og partnerne i Snorre- og Gullfakslisensene.
- I november 2019 solgte Equinor en eierandel på 25 % i **Arkona havvindpark** (AWE-Arkona-Windpark Entwicklunds-GMBH) til EIP Offshore Wind Germany I Holding GmbH.
- Equinor gikk sammen med YPF Luz for utbygging av **vindprosjektet Cañadón León** i Argentina.
- **Northern Lights**, et prosjekt for karbonfangst og -lagring, boret i mars 2020 ferdig en bekreftelsesbrønn for lagring av CO<sub>2</sub> sør for Trollfeltet i Nordsjøen.
- Tildelt leieavtale med Crown Estate for å doble kapasiteten til havvindparkene **Sheringham Shoal** og **Dudgeon** i Storbritannia.

### Havvind

#### Eiendeler i produksjon

Havvindparken **Sheringham Shoal** (Equinor 40 %, operatør), som ligger utenfor kysten av Norfolk, Storbritannia, har vært i drift siden september 2012. Vindparken er i full drift med 88 turbiner og en installert kapasitet på 317 megawatt (MW). Vindparkens årlige produksjon er på om lag 1,1 terawatt-timer (TWh).

Havvindparken **Dudgeon** (Equinor 35 %, operatør) ligger i Greater Wash-området utenfor den britiske østkysten, ikke langt fra Sheringham Shoal. Havvindparken har vært i drift siden november 2017, og produserer om lag 1,7 TWh per år fra 67 turbiner.



**Hywind Scotland** (Equinor 75 %, operatør) er en flytende havvindpilot basert på Hywindkonseptet, som er utviklet og eies av Equinor. Vindparken ligger i Buchan Deep-området, omkring 25 km utenfor Peterhead på østkysten av Skottland, Storbritannia. Equinor fullførte prosjektet i 2017, og har installert fem turbiner på 6 MW hver. Produksjonen er på om lag 0,14 TWh/år.

Havvindparken **Arkona** (Equinor 25%, RWE er operatør) ligger i tysk del av Østersjøen, mens drifts- og vedlikeholdsbasen ligger i Port Mukran på øya Rügen i Mecklenburg-Vorpommern. Den første kraften fra Arkona ble levert til nettet i september 2018, og alle de 60 turbinene har produsert vindkraft siden november 2018. Vindparken har en kapasitet på 385 MW, og har vært i full drift fra begynnelsen av 2019. Vindparkens årlige produksjon er på om lag 1,6 TWh. Etter nedsalget i november 2019 har Equinor en eierandel på 25 %.

### Mulige utbygginger

**Dogger Bank**-prosjektet (Equinor 50 %, felles operatøransvar med SSE) består av tre foreslåtte havvindparker 130 km utenfor kysten av Yorkshire, Storbritannia, Creyke Beck A og B og Teeside A, hver med en kapasitet på 1200 MW. I september 2019 ble alle tre prosjektene tildelt en Contract for Difference (CfD) fra britiske myndigheter, en subsidieordning som gir prosjektene en forutsigbar og langsiktig inntektsstrøm. Dette blir verdens største havvindutbygging med en samlet installert kapasitet på 3600 MW.

I 2018 søkte Equinor og partnerne om en leieavtale for å doble kapasiteten til havvindparkene **Dudgeon** (Equinor 35 %, operatør) og **Sheringham Shoal** (Equinor 40 %, operatør) utenfor Norfolk på østkysten av Storbritannia. Begge utvidelsesprosjektene har sikret seg tilkobling til det eksisterende kraftnettet via Norwich hovedtransformatorstasjon i Norfolk, og er tildelt leieavtale fra Crown Estate. Den høyeste samlede kapasiteten til begge prosjektene vil være på 719 MW.

I 2019 sluttførte Equinor avtaler med Polenergia om kjøp av en eierandel på 50 % i tre utviklingsprosjekter for havvind i Polen, **Bałtyk I, II og III**. Vindparkområdene ligger i Østersjøen, om lag 80, 27 og 40 kilometer fra land, med 20-40 meters havdyp. De tre prosjektene har en potensiell kapasitet på mer enn 2500 MW, og er i konseptutviklingsfasen.

Equinor ble i 2019 tildelt et havvindprosjekt på 816 MW som skal kobles til staten New York gjennom en langsiktig kontrakt med New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA) for grønne sertifikater. Prosjektet er kalt **Empire Wind**, og planlagt produksjonsstart er sent i 2024. Lisensen dekker et område på i alt 321 km<sup>2</sup> og er stort nok til å gi grunnlag for en eller flere vindkraftutbygginger med en samlet kapasitet på inntil 2000 MW. Lisensområdet ligger om lag 20 km sør for kysten av Long Island, New York.

Tidlig i 2019 ga Equinor vinnerbudet på 135 millioner USD for **lisens OCS-A 0520 utenfor kysten av Massachusetts** i amerikanske myndigheters salg av vindlisenser. Lisensområdet ligger 65 km sør for Cape Cod og 110 km øst for Long Island, New York. Området er på 521 km<sup>2</sup>, og er stort nok til å gi grunnlag for en eller flere vindkraftutbygginger med samlet kapasitet på over 2000 MW. Massachusetts-lisensen styrker Equinors strategiske posisjon i det nordøstlige USA.

Fra 2020 venter Equinor brutto kapitalinvesteringer på mellom 0,5 og 1 milliard USD i året. I årene 2022 og 2023 ventes brutto kapitalinvesteringer på mellom 2 og 3 milliarder USD i året. Mesteparten av investeringene ventes å gå til havvindprosjekter som Dogger Bank og Empire Wind.

### Landbasert fornybar energi

Solkraftanlegget **Apodi** (Equinor 43,75 %, Scatec Solar er operatør) ligger i Quixeré i staten Ceará i Brasil. Anlegget, som har en installert kapasitet på 162 MW, kom i kommersiell drift i november 2018 og ventes å levere rundt 0,34 TWh solkraft per år.

Equinor har en eierandel på 50 % i solkraftanlegget **Guanizul 2A** i Argentina. Scatec Solar skal være operatør for anlegget, som ligger i San Juan-regionen. Anlegget ventes å komme i drift i første halvår 2020, og vil ha en installert kapasitet på 117 MW.

I august 2019 inngikk Equinor og YPF Luz en avtale der et datterselskap av Equinor kjøper aksjer i selskapet Luz del León, som bygger ut vindkraftanlegget **Cañadón León** i provinsen Santa Cruz i Argentina. Det ventes at transaksjonen blir sluttført i første halvår 2020.

I desember 2019 kjøpte Equinor ytterligere 6.500.000 aksjer i Scatec Solar ASA, tilsvarende 5,2 % av aksjene og stemmerettighetene, for en samlet kjøpspris på 754 millioner kroner. Equinor eier nå til sammen 15,2 % av aksjene i selskapet, som er en integrert uavhengig solkraftprodusent med en portefølje på 1,9 gigawatt (GW) i produksjon og under utvikling.

### Karbonfangst og -lagring

Equinor har erfaring med **karbonfangst og -lagring** (CCS) fra olje- og gassvirksomheten til havs siden 1996, og har fortsatt å utvikle kompetanse gjennom forskning ved Teknologisenter Mongstad (TCM), verdens største anlegg for testing og forbedring av CO<sub>2</sub>-fangst. Equinor ønsker å benytte sin kompetanse og erfaring i andre CCS-prosjekter, både for å redusere karbonutslipp fra flere kilder og for å undersøke nye muligheter, bl.a. for økt utvinning og karbonnøytrale verdikjeder basert på hydrogen.

**Northern Lights** (Equinor 33,33 %, operatør). Sammen med Shell og Total utvikler Equinor infrastruktur for transport og lagring på norsk sokkel av CO<sub>2</sub> fra forskjellige landbaserte industrier. Løsningen som vurderes vil først ha en lagringskapasitet på om lag 1,5 millioner tonn CO<sub>2</sub> i året og kan skaleres opp til om lag 5 millioner tonn CO<sub>2</sub> i året.

Fangst og lagring av CO<sub>2</sub> kan bidra til å nå klimamålet fra Parisavtalen, og prosjektet inngår i norske myndigheters planer for demonstrasjon av fullskala fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub> i Norge.

I mars 2020 boret **Northern Lights** ferdig en bekræftelsesbrønn for lagring av CO<sub>2</sub> sør for Trollfeltet i Nordsjøen. Brønnen som er 2500 meter under havbunnen, vurderes brukt til injeksjon og lagring av CO<sub>2</sub>. For å stimulere utviklingen av framtidige prosjekter for fangst og lagring av CO<sub>2</sub>, har Equinor og partnerne besluttet å dele brønndataene fritt med eksterne parter.

Fra februar 2020 håndteres karbonfangst- og lagring av forretningsområdet Markedsføring, midtstrøm og prosessering.

### Equinor Energy Ventures Fund

Equinor Energy Ventures Fund, et fond for investering i attraktive og ambisiøse vekstselskaper innen lavkarbonløsninger og nye energiløsninger, har vært i funksjon siden februar 2016. Mer enn to tredjedeler av det opprinnelige venturefondbeløpet på 200 millioner USD er forpliktet. Fondet har nå 13 direkte investeringer innenfor ulike segmenter, og er eier med begrenset ansvar i tre finansielle venturekapitalfond på to kontinenter.

## Global strategi & forretningsutvikling (GSB)

Forretningsområdet Global strategi & forretningsutvikling (GSB) er Equinors senter for strategi og forretningsutvikling. GSB har ansvaret for Equinors globale strategiprosesser og identifiserer uorganiske forretningsutviklingsmuligheter, og gir støtte ved blant annet fusjoner og oppkjøp. Dette oppnås gjennom nært samarbeid på tvers av geografiske lokasjoner og forretningsområder. Equinors strategi spiller en viktig rolle som rettleiding for forretningsutvikling i konsernet.

GSB omfatter også flere konsernfunksjoner, blant annet Equinors bærekraftsfunksjon, som utarbeider selskapets strategiske svar på bærekraftsspørsmål og rapporterer Equinors bærekraftsresultater.

### Ferdigstilte prosjekter

Prosjekter med oppstart og ferdigstilling i 2019	Equinors eierandel	Operatør	Område	Type
Mariner	65,11%	Equinor UK Ltd	Nordsjøen	Olje
Johan Sverdrup fase 1	40,03%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje og assosiert gas
Utgard norsk sektor	38,44%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Gass og kondensat
Utgard britisk sektor	38,00%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Gass og kondensat
Trestakk	59,10%	Equinor Energy AS	Norskehavet	Olje og assosiert gass
Arkona havvindpark	25,00%	RWE Renewables International GmbH	Østersjøen, Tyskland	Vind
Snefrid Nord	51,00%	Equinor Energy AS	Norskehavet	Gass
Huldra avvikling	19,87%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Feltavvikling
Barnacle, tie-in til Statfjord B	44,34%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje og gass

## Teknologi, prosjekter og boring (TPD)

Forretningsområdet Teknologi, prosjekter og boring (TPD) har ansvaret for feltutvikling, brønnleveranser, teknologiutvikling og anskaffelser i Equinor.

**Forskning og teknologi** har ansvaret for forskning, utvikling og innføring av nye teknologier som skal dekke behovet til Equinors virksomhet, og for å yte faglig bistand til Equinors anlegg i drift på utvalgte teknologiområder.

**Prosjektutvikling** har ansvaret for planlegging, utvikling og gjennomføring av store feltutbygginger, modifikasjoner og feltavvikling der Equinor er operatør.

**Boring og brønn** har ansvaret for å designe brønner og for globale bore- og brønnoperasjoner på land og til havs (bortsett fra på land i USA).

**Anskaffelser og leverandørrelasjoner** har ansvaret for våre globale anskaffelsesaktiviteter og for styring av leverandørforhold med vår omfattende portefølje av leverandører.

Tabellene som følger viser større prosjekter der Equinor er operatør, samt prosjekter der Equinors lisenspartnere er operatør. Det er mer informasjon om prosjekter under utbygging i kapitlene om E&P Norway, E&P International, MMP og NES. Vår portefølje i verdensklasse omfatter ytterligere 30-35 prosjekter i tidligfase, som modnes fram mot en investeringsbeslutning.

## Prosjekter under utbygging

Pågående prosjekter med forventet oppstart og ferdigstillelse 2020-2024 <sup>3)</sup>	Equinors eierandel	Operatør	Område	Type
Gullfaks Shetland / Lista fase 2	51,00%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje
Guanizul 2A solkraftprosjekt <sup>1)</sup>	50,00%	Scatec Solar Argentina B.V.	San Juan, Argentina	Sol
St. Malo vanninjeksjon <sup>2)</sup>	21,50%	Union Oil Company of California	Mexicogolfen	Oil
Vigdis boosting-stasjon	41,50%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	0
Gudrun fase 2	36,00%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje og gass
Martin Linge	70,00%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje og gass
Njord future	27,50%	Equinor Energy AS	Norskehavet	Olje
Peregrino fase 2	60,00%	Equinor Brasil Energia Ltd	Camposbassenget, Brasil	Olje
Bauge, tie-in til Njord A	35,00%	Equinor Energy AS	Norskehavet	Olje og gass
Askeladd, tie-in til Snøhvit	36,79%	Equinor Energy AS	Barentshavet	Gass og kondensat
Ærfugl	36,17%	Aker BP ASA	Norskehavet	Gass og kondensat
Zinia fase 2, blokk 17 satellitt	23,33%	Total E&P Angola Block 17	Kongobassenget, Angola	Olje
CLOV fase 2, blokk 17 satellitt	23,33%	Total E&P Angola Block 17	Kongobassenget, Angola	Olje
Dalia fase 2, blokk 17 satellitt	23,33%	Total E&P Angola Block 17	Kongobassenget, Angola	Olje
Snorre expansion	33,28%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje
Troll fase 3	30,58%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Gass og olje
Vito	36,89%	Shell Offshore Inc	Mexicogolfen	Olje
Hywind Tampen, Snorre licence	33,28%	Equinor Energy AS	North Sea	Flytende havvind
Hywind Tampen, Gullfaks licence	51,00%	Equinor Energy AS	North Sea	Flytende havvind
Johan Castberg	50,00%	Equinor Energy AS	Barentshavet	Olje
Johan Sverdrup fase 2	42,63%	Equinor Energy AS	Nordsjøen	Olje og assosiert gass
North Komsomolskoye	33,33%	SevKomNeftegaz LLC	Vest-Sibir	Olje og gass
Ekofisk fjerningskampanje 3	7,60%	ConocoPhillips Skandinavia AS	Nordsjøen	Feltavvikling
Azeri Sentral Øst (Azeri Chirag Gunashli)	7,27%	BP Exploration (Caspian Sea) Ltd	Det kaspiske hav	Olje

1) Scatec Equinor Solutions Argentina S.A. er teknisk tjenesteyter.

2) Union Oil Company of California er et datterselskap av Chevron.

3) Nylig har det vært betydelig usikkerhet skapt av Covid-19 pandemien i tillegg til endret dynamikk mellom Opec+ medlemmene. Vi kan ikke forutse konsekvensene av disse hendelsene.

## Konsernstaber og støttefunksjoner

Konsernstaber og støttefunksjoner består av ikke-driftsrelaterte aktiviteter som støtter opp under Equinors virksomhet. Dette omfatter hovedkontor og sentrale funksjoner som leverer forretningsstøtte, blant annet finans og kontroll, konsernkommunikasjon, sikkerhet, revisjon, juridiske tjenester, og mennesker og lederskap (personal).

## 2.7 Konsernforhold

### Gjeldende lover og forskrifter

Equinor driver virksomhet i mer enn 30 land, og er underlagt og forpliktet til å overholde en rekke lover og forskrifter rundt om i verden.

Denne seksjonen gir en generell beskrivelse av det juridiske rammeverket i de ulike jurisdiksjonene Equinor har virksomhet i, og særlig de landene hvor Equinor har sin kjernevirksomhet. For mer informasjon om de jurisdiksjonene Equinor har virksomhet i, se seksjon 2.2 Vår virksomhet og 2.11 Risikoanalyse. Se også kapittel 3 Eierstyring og selskapsledelse for informasjon om Equinors hjemmehørighet og juridiske form, inkludert gjeldende vedtekter, informasjon om notering på Oslo Børs og New York Stock Exchange (NYSE) samt eierstyring og selskapsledelse.

#### Juridisk rammeverk for oppstrøms olje- og gassvirksomhet

Equinor er per i dag underlagt to hovedtyper av regimer som gjelder for petroleumsvirksomhet over hele verden:

- regimer for inntektsbeskatning av selskaper og
- produksjonsdelingsavtaler (PSA)

Equinor er også underlagt en lang rekke lover og forskrifter knyttet til helse, sikkerhet og miljø (HMS) som gjelder selskapets produkter og virksomhet. Relevante lover og forskrifter kan gjelde spesielt per jurisdiksjon, men omfatter også internasjonale forskrifter, konvensjoner og traktater, i tillegg til direktiver og forskrifter i EU.

#### Konsesjonsregimer

I et konsesjonsregime blir selskaper vanligvis tildelt lisenser fra myndighetene for å utvinne petroleum, i likhet med det norske systemet som er beskrevet under. Ofte blir lisensene tildelt prekvalifiserte selskaper etter budrunder. Kriteriene for evaluering av bud i disse regimene kan være nivået på tilbudt signaturbonus (budbeløp), minsteprogram for leting samt lokalt innhold. I bytte for det forpliktende budet vil de(n) budgiveren(e) som velges, motta retten til å lete etter, utvikle og produsere petroleum innenfor et nærmere angitt geografisk område i en begrenset tidsperiode. Vilklårene for lisensene er vanligvis ikke gjenstand for forhandling. Skatteregimet kan gi staten rett til produksjonsavgifter (royalties), overskuddsskatt eller særskilt petroleumsskatt.

#### PSA-regimer

Produksjonsdelingsavtaler blir normalt tildelt kontraktspartene etter budrunder som kunngjøres av myndighetene. De viktigste parametrene er et minsteprogram for leting og signaturbonuser, og fordeling av profittolje og skatt kan også være et budparameter.

I henhold til en PSA, vil vertslandets myndigheter beholde retten til hydrokarbonene i reservoaret. Kontraktøren mottar en andel

av produksjonen for utførte tjenester. Vanligvis er det kontraktøren som bærer lete- og utviklingskostnadene samt risikoen i forkant av et kommersielt funn, og har deretter rett til å få disse kostnadene dekket i produksjonsfasen. Den gjenværende andelen av produksjonen (profittandelen) blir deretter delt mellom staten og kontraktøren i henhold til en mekanisme som er fastsatt i produksjonsdelingsavtalen. Kontraktørens andel av produksjonen er vanligvis gjenstand for inntektsskatt. Det er i stor grad mulig å forhandle de skattemessige vilklårene i en PSA, og de er unike for hver enkelt PSA.

#### Norge

De viktigste lovene som regulerer Equinors petroleumsvirksomhet i Norge er petroleumsloven og petroleumsskatteloven.

Norge er ikke medlem av Den europeiske union (EU), men er med i Det europeiske frihandelsforbund (EFTA). EU og medlemsstatene i EFTA har inngått Avtalen om det europeiske økonomiske samarbeidsområdet, kalt EØS-avtalen, som tilrettelegger for at EU-lovgivning tas inn i nasjonal lovgivning i EFTA-landene (unntatt Sveits). Equinors forretningsvirksomhet er underlagt både EFTA-konvensjonen og EUs lover og forskrifter som er vedtatt i henhold til EØS-avtalen.

I henhold til petroleumsloven har Olje- og energidepartementet (OED) ansvaret for ressursforvaltning og forvaltning av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. OEDs hovedoppgave er å sikre at petroleumsvirksomheten foregår i henhold til gjeldende lov, politiske vedtak fattet av Stortinget og aktuelle statlige vedtak.

Stortingets rolle i forhold til viktige politiske spørsmål innen petroleumssektoren kan påvirke Equinor på to måter: for det første når staten opptretr som majoritetseier av Equinor-aksjer, og for det andre når staten opptretr som reguleringsmyndighet:

- Statens eierskap i Equinor forvaltes av OED, som vanligvis beslutter hvordan staten skal stemme på forslag framlagt for generalforsamlingen. Unntaksvis kan det imidlertid være påkrevd at staten ber Stortinget om godkjenning før det stemmes over et forslag. Dette vil vanligvis være tilfelle dersom Equinor utsteder nye aksjer og dette innebærer en betydelig utvanning av statens aksjepost, eller dersom aksjeutvidelsen krever et kapitalbidrag fra staten utover dens mandat. Dersom staten skulle stemme mot et forslag fra Equinor om aksjeutvidelse, vil dette hindre Equinor i å reise ny kapital på denne måten, noe som kan ha en vesentlig innvirkning på Equinors evne til å forfølge forretningsmuligheter. For nærmere informasjon om statens eierskap, se seksjon 2.11 Risikoanalyse, kapittel 3 Eierstyring og selskapsledelse, og Største aksjonærer i seksjon 5.1 Aksjonærinformasjon.

- Staten utøver viktig reguleringsmyndighet over Equinor og andre selskaper og foretak på norsk sokkel. Som del av virksomheten må Equinor, eller selskapets partnere, ofte søke staten om tillatelser og andre godkjenninger. Selv om Staten er majoritetseier i Equinor, får ikke Equinor fortrinnsrett ved tildeling av lisenser av, eller i henhold til regulatoriske regler som overholdes av, den norske stat.

De viktigste lovene som regulerer Equinors petroleumsvirksomhet i Norge og på norsk sokkel, er lov om petroleumsvirksomhet av 29. november 1996 ("petroleumsloven") med forskrifter, og lov om skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster mv. av 13. juni 1975 ("petroleumsskatteloven"). Petroleumsløven fastsetter prinsippet om at staten eier alle forekomster av undersjøisk petroleum på norsk sokkel, at staten har enerett til ressursforvaltning og at staten alene har myndighet til å gi tillatelse til petroleumsvirksomhet og fastsette vilkårene for dette. Rettighetshavere er pålagt å framlegge en plan for utbygging og drift (PUD) til OED for godkjenning. For felt av en viss størrelse må Stortinget akseptere PUD før den blir formelt godkjent av OED. Equinor er avhengig av at staten godkjenner selskapets lete- og utbyggingsprosjekter på norsk sokkel og søknader om produksjonsrater for de enkelte felt.

Utvinningsstillatelser er den viktigste typen tillatelse som gis etter petroleumsloven. En utvinningsstillatelse gir rettighetshaver enerett til å lete etter og utvinne petroleum innenfor et nærmere angitt geografisk område. Rettighetshaverne blir eiere av petroleum som utvinnes fra feltet som omfattes av tillatelsen. Utvinningsstillatelser tildeles vanligvis for en innledende leteperiode, som typisk er seks år, men som kan være kortere. Maksimumsperioden er ti år. I leteperioden må rettighetshavere oppfylle en fastsatt arbeidsforpliktelse som er beskrevet i tillatelsen. Dersom rettighetshaverne oppfylder forpliktelsene som er fastsatt for den innledende lisensperioden, kan de kreve at tillatelsen forlenges for den periode som ble fastsatt ved tildeling av tillatelsen, typisk 30 år.

Vilkårene for utvinningsstillatelsene fastsettes av OED. Utvinningsstillatelser tildeles grupper av selskaper som danner et interessentskap (joint venture) etter departementets skjønn. Deltakerne i interessentskapet er solidarisk ansvarlig overfor staten for forpliktelser som oppstår på grunnlag av petroleumsvirksomhet som drives i henhold til tillatelsen. OED fastsetter formen på samarbeidsavtaler og regnskapsavtaler.

Det styrende organ i interessentskapet er styringskomiteen. For tillatelser tildelt etter 1996 der Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) har en eierandel, kan staten gjennom Petoro AS nedlegge veto mot vedtak fattet av interessentskapets styringskomite som etter statens oppfatning ikke er i overensstemmelse med forpliktelsene i tillatelsen hva angår statens utnyttelsespolitikk eller økonomiske interesser. Denne vetoretten har aldri vært benyttet.

Andeler i utvinningsstillatelser kan overføres direkte eller indirekte dersom OED gir tillatelse til det og dersom Finansdepartementet gir tillatelse til skattebehandlingen. I de fleste tillatelser foreligger det ingen forkjøpsrett for andre rettighetshavere. Imidlertid har SDØE, eller eventuelt staten, likevel forkjøpsrett i alle tillatelser.

Ansvar for den daglige driften av et felt ligger hos en operatør oppnevnt av OED. Operatøren er i praksis alltid medlem av interessentskapet som eier utvinningsstillatelsen, selv om dette ikke er påkrevd rent juridisk. Vilårene for operatørens engasjement er fastsatt i samarbeidsavtalen.

Dersom viktige offentlige interesser står på spill, kan staten beordre operatører på norsk sokkel til å redusere utvinningen av petroleum. Sist gang staten beordret reduksjon i oljeproduksjonen, var i 2002.

Tillatelse fra OED er også påkrevd for å opprette anlegg for transport og utnyttelse av petroleum. Eierskap til de fleste anlegg for transport og utnyttelse av petroleum i Norge og på norsk sokkel er organisert som interessentskap. Deltakeravtalene har mye til felles med samarbeidsavtaler for produksjon.

Rettighetshaver skal legge fram en avslutningsplan for OED før en utvinningsstillatelse eller tillatelse til å etablere og bruke anlegg for transport og utnyttelse av petroleum utløper eller oppgis, eller bruken av et anlegg opphører endelig. På grunnlag av avslutningsplanen fatter OED vedtak om slutt disponering av anleggene.

For en oversikt over Equinors virksomhet og andeler i Equinors utvinningsstillatelser på norsk sokkel, se seksjon 2.3 E&P Norway – Leting & produksjon Norge.

### Salg og transport av gass fra norsk sokkel

Equinor selger gass fra norsk sokkel på vegne av seg selv og staten. Torr-gassen transporteres i hovedsak gjennom det norske gasstransportsystemet (Gassledrørledningen) til kunder i Storbritannia og det europeiske fastlandet, mens flytende naturgass (LNG) fraktes med skip til kunder over hele verden.

Det norske gasstransportsystemet består av rørledninger og terminaler som rettighetshaverne på norsk sokkel transporterer gassen sin gjennom, og eies av interessentskapet Gassled. Petroleumsløven av 29. november 1996 med tilhørende petroleumsforskrift fastsetter grunnlaget for ikke-diskriminerende tredjepartsadgang til transportsystemet Gassled.

Tariffene for utnyttelse av kapasitet i transportsystemet bestemmes ved hjelp av en formel som er nedfelt i en egen tarifforskrift som er fastsatt av OED. Tariffene betales på grunnlag av bestilt kapasitet i stedet for faktisk transportert volum.

For nærmere informasjon, se seksjon 2.5 MMP – Markedsføring, midtstrøm og prosessering, avsnitt Rørledninger.

### Statens deltakelse

I 1985 ble Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) opprettet. Gjennom dette har staten direkte deltakerinteresser i lisenser og petroleumsinstallasjoner på norsk sokkel. Dermed har staten eierinteresser i en rekke lisenser og petroleumsinstallasjoner hvor også Equinor har eierandeler. Petoro AS, et selskap som er heleid av staten, ble opprettet i 2001 for å forvalte SDØEs eiendeler.



Den norske stat har en koordinert eierskapsstrategi som har til formål å maksimere den samlede verdien av statens eierskapsinteresser i Equinor og den norske stats olje og gass. Dette er reflektert i Avsetningsinstruksen som er beskrevet nedenfor, som inneholder et generelt vilkår om at Equinor, i sin aktivitet på norsk kontinentalsokkel, skal ta hensyn til disse eierskapsinteressene i beslutninger som kan ha betydning for gjennomføringen av avsetningsordningen.

#### **SDØEs markedsføring og salg av olje og gass**

Equinor markedsfører og selger Den norske stats olje og gass sammen med Equinors egen produksjon. Ordningen er implementert av den norske stat.

På en ekstraordinær generalforsamling i 2001 vedtok staten som eiere på den tiden en instruks til Equinor som fastsetter spesifikke vilkår for markedsføring og salg av statens olje og gass (Avsetningsinstruksen).

Equinor er etter avsetningsinstruksen forpliktet til å markedsføre og selge statens olje og gass sammen med selskapets egen olje og gass. Det overordnede formålet med avsetningsordningen er å oppnå høyest mulig totalverdi for Equinors og statens olje og gass samt sikre en rettferdig fordeling av den totale verdiskapingen mellom den norske stat og Equinor.

Den norske stat kan når som helst bruke sin stilling som majoritetsaksjonær i Equinor til å trekke tilbake eller endre Avsetningsinstruksen.

#### **USA**

Petroleumsaktiviteter i USA er underlagt et omfattende regelverk fra flere føderale myndighetsorganer, i tillegg til stammelover og statlig og lokal lovgivning. Myndighetene i USA regulerer utviklingen av hydrokarboner i føderale områder, i den amerikanske delen av Mexicogolfen og andre havområder. Ulike føderale organer står for direkte regulering av deler av bransjen, mens andre generelle reguleringer knyttet til miljø, sikkerhet og fysisk kontroll gjelder for alle deler av bransjen. I tillegg til regelverket som er pålagt av de føderale myndighetene i USA, vil enhver aktivitet på amerikanske stammeterritorier (områder med delvis suverenitet for urbefolkningen) reguleres av myndigheter og organer i disse områdene. Noe som er viktig for Equinors interesser på landbaserte områder, er at hver enkelt stat har egne regler for alle aspekter ved utvikling av hydrokarboner innenfor sine statlige grenser. Videre er det en trend at også lokale myndigheter vedtar egne regelverk knyttet til hydrokarboner.

I USA blir eierinteresser i hydrokarboner sett på som privat eiendomsrett. I områder som eies av USA betyr dette at regjeringen eier mineralene i egenskap av å være grunneier. De føderale myndighetene, og hver stamme og stat, fastsetter vilkårene for sine egne leieavtaler, blant annet varigheten på leieavtalen, produksjonsavgifter, og andre vilkår. Mesteparten av landbaserte mineraler, inkludert hydrokarboner, i alle de statene hvor Equinor har landbaserte eierinteresser, tilhører privatpersoner.

For å kunne lete etter eller utvikle hydrokarboner, må et selskap inngå en leieavtale med relevante myndighetsorganer for føderale, statlige eller stammetilhørende landområder, og for private landområder med hver enkelt eier av mineralene som

selskapet ønsker å utvikle. For hver leieavtale beholder utleier en royaltyandel i (en mulig) produksjon fra det leide området. Leietaker eier en andel, og har rett til å lete etter og produsere olje og gass. Leietaker pådrar seg alle kostnader og forpliktelser, men vil kun dele den andelen av inntektene som gjenstår etter at alle kostnader og utgifter er dekket, og royaltyandelen utleier har rett til, er trukket fra.

Slike leieavtaler har vanligvis en første periode på et gitt antall år (fra ett til ti år) og en betinget andre periode som er knyttet til eiendommens produksjonsperiode. Dersom olje og gass blir produsert i lønnsomme mengder ved utgangen av den første periode, eller operatøren oppfyller andre forpliktelser som angitt i avtalen, vil leieavtalen typisk fortsette utover den første perioden (Held by Production "HBP"). Leieavtalene involverer ofte betaling av både en signaturbonus basert på størrelsen på utleid areal, og en royaltybetaling basert på produksjonen.

Hver enkelt stat har sine egne organer som regulerer aktiviteter knyttet til leting etter, samt utvikling og produksjon av olje og gass. Disse myndighetsorganene utsteder boretilatelser og kontrollerer transport via rørledning innenfor statens grenser. Myndighetsorganer som er spesielt viktige for Equinors landbaserte virksomhet omfatter: a) Railroad Commission of Texas, b) Pennsylvania Department of Environmental Protection's Office of Oil and Gas Management, c) Ohio Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas, d) West Virginia Department of Environmental Protection, og e) North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, Oil and Gas Division. I tillegg er det noen statlige funksjoner som håndterer transport via rørledning innenfor statens grenser, og hver stat har også sin egen avdeling som regulerer problemstillinger knyttet til helse, miljø og sikkerhet som oppstår i olje- og gassvirksomhet.

#### **Brasil**

I Brasil blir lisensene hovedsakelig tildelt i samsvar med et konsesjonsregime eller et produksjonsdelingsregime (sistnevnte særlig for pre-salt polygon-områder eller strategiske områder) av føderale myndigheter. Alle statseide og private oljeselskaper kan delta i budrundene, gitt at de følger budreglene og oppfyller kvalifikasjonskriteriene. Anbudsprotokollen som utstedes for hver budrunde inneholder et utkast til konsesjonsavtalen eller produksjonsdelingsavtalen som vinnerne må forholde seg til, uten å kunne forhandle om noen av vilkårene. Det vil si at alle avtalene som signeres i en budrunde inneholder de samme generelle vilkårene, og kun avviker på punkter som er lagt fram i budene. Det er ingen begrensninger på utenlandsk deltakelse, gitt at den utenlandske investoren stifter et selskap under brasiliansk lov for signering av avtalen, og følger de kravene som er etablert av National Agency of Oil, Natural Gas and Biofuels (ANP).

De nåværende kriteriene for evaluering av bud i konsesjonsregimet er: (a) signaturbonus, og (b) minsteprogram for leting. I de siste budrundene har deltakerne imidlertid også måttet tilby en viss prosentandel lokalt innhold som en fast forpliktelse. Selskaper kan by individuelt eller i konsortier, men må alltid oppfylle kvalifikasjonskriteriene for operatører og partnere.

Konsesjonsavtalene signeres av ANP på vegne av den føderale regjeringen. Generelt blir det gitt konsesjon for en samlet

periode på 35 år, der letefasen typisk varer i to til åtte år, mens produksjonsfasen kan vare 27 år fra feltet er erklært drivverdig. Konesjonsinnehavere har rett til å be om forlengelse av disse fasene, som må godkjennes av ANP.

I budrunder som involverer produksjonsdelingsregime, gir loven det halvstatlige brasilianske selskapet Petroleo Brasileiro S.A., Petrobras, fortrinnsrett til å være operatør på pre-salt-feltene med et minimum på 30 % eierandel. Dersom denne retten tøves, kan Petrobras fortsatt delta i budrunder og legge inn bud på de resterende 70 % på samme vilkår som gjelder for andre deltakere. På samme måte kan selskapene i konsesjonsbudrundene by enkeltvis eller sammen med andre selskaper. Vinnerne er forpliktet til å danne et konsortium med Pre-Sal Petroleo S.A. (PPSA), et statlig brasiliansk selskap, som er ansvarlig for å håndtere produksjonsdelingsavtalen og selge produksjonen som tilfaller staten som profittolje. PPSA har også rollen som styreleder i driftsutvalget med 50 % av stemmene, i tillegg til visse vetoretter og avgjørende stemme.

Det nåværende kriteriet for evalueringen av budene under produksjonsdelingsregimet er prosentandelen av profittoljen som tilbys. Vinneren blir det selskapet som tilbyr høyeste prosentandel til staten i samsvar med tekniske og økonomiske parametre som er etablert for hver blokk i anbudsdokumentene i en aktuell budrunde.

Produksjonsdelingskontraktene undertegnes av Ministry of Mines and Energy på vegne av føderale myndigheter. Generelt gjelder kontraktene for en samlet periode på 35 år, som ikke kan forlenges i henhold til gjeldende lov. Av de to fasene i kontrakten, letefasen og produksjonsfasen, kan letefasen forlenges, gitt at den samlede kontraktsperioden ikke overstiger 35 år.

For å kunne utføre leting etter og utvinning av olje- og gassreserver, må selskapene få en miljølisen, som utstedes av det statlige miljødirektoratet IBAMA (Federal Environmental Protection Agency), som, sammen med ANP, er ansvarlig for regelverket knyttet til sikkerhet og miljø i oppstrømsvirksomheten.

### **HMS-lovgivning for oppstrøms olje- og gassaktiviteter i Norge**

Equinors olje- og gassvirksomhet i Norge skal foregå på en forsvarlig måte og ivareta hensynet til sikkerhet for personell, miljø og de økonomiske verdier innretninger og fartøyer representerer. Petroleumsløven krever spesifikt at petroleumsvirksomheten skal foregå slik at et høyt sikkerhetsnivå kan opprettholdes og utvikles i takt med den teknologiske utviklingen. Equinor er også pålagt å til enhver tid ha en plan for håndtering av krisesituasjoner i Equinors petroleumsvirksomhet. I en krise kan Arbeids- og sosialdepartementet / Fiskeri- og kystdepartementet / Kystverket beslutte at andre parter for rettighetshavers regning skal stille de nødvendige ressurser til rådighet, eller på annet vis iverksette tiltak for å skaffe de nødvendige ressurser for å håndtere krisen.

### **Erstatningsansvar for forurensingsskade**

Petroleumsløven legger et strengt erstatningsansvar for forurensingsskade på alle rettighetshavere, og en rettighetshaver er ansvarlig for forurensing uten hensyn til skyld. Som rettighetshaver på norsk sokkel er Equinor derfor

underlagt et strengt erstatningsansvar etter petroleumsløven, når det gjelder tap eller skade lidd som følge av forurensing forårsaket av søl eller utslipp av petroleum fra en innretning som dekkes av en av Equinors lisenser.

Et krav mot rettighetshavere om kompensasjon knyttet til forurensingsskade skal først rettes til operatøren, som i henhold til vilkårene i samarbeidsavtalen, vil fordele kravet ut til de andre rettighetshaverne i henhold til deres eierandel i lisensen.

### **Utslippstillatelser**

Utstrømming og utslipp fra petroleumsvirksomhet i Norge reguleres av flere lover, blant annet petroleumsløven, lov om avgift på utslipp av CO<sub>2</sub>, særavgiftsloven, klimavotetloven og forurensingsloven. Utslipp av olje og kjemikalier i forbindelse med leting etter, utvikling og produksjon av olje og naturgass reguleres av forurensingsloven. I henhold til bestemmelsene i denne loven må operatøren søke om utslippstillatelse fra relevante myndigheter på vegne av lisensgruppen for å kunne slippe ut forurensende stoffer til vann. Videre fastslår petroleumsløven at brenning av gass ved fakling, utover det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner for å sikre normal drift, ikke er tillatt uten godkjenning fra OED. Alle operatører på norsk sokkel har plikt og ansvar for å etablere tilstrekkelige prosedyrer for overvåking og rapportering av ethvert utslipp til sjø. Miljødirektoratet, Oljedirektoratet og Norsk olje og gass har etablert en felles database for rapportering av utslipp til luft og sjø fra petroleumsvirksomheten, «Environmental Web» (EW). Alle operatører på norsk sokkel rapporterer utslippsdata direkte i databasen.

### **Lovgivning for reduksjon av karbonutslipp og -lagring**

Equinors virksomhet i Norge er underlagt utslippsavgifter og utslippskvoter som gis for Equinors større europeiske virksomhet i henhold til systemet for utslippshandel. Den avtalte styrkingen av EUs utslippshandelssystem kan føre til en betydelig reduksjon i samlede utslipp fra relevante energi- og industrianlegg, som omfatter Equinors installasjoner på norsk sokkel. Prisen på utslippskvoter ventes også å øke betydelig fram mot 2030.

Klimaløven, som kun gjelder for regjeringens gjennomføring av Stortingets klimarelaterte beslutninger og forventninger, kan også påvirke bransjens regelverk.

EU-direktivet 2009/31/EU om lagring av CO<sub>2</sub> er implementert i forurensingsloven og petroleumsløven. Fangst og lagring av CO<sub>2</sub> på Equinor-feltene Sleipner og Snøhvit styres av disse lovene.

### **HMS-lovgivning for oppstrøms olje- og gassvirksomhet i USA**

Equinors oppstrømsaktiviteter i USA er underlagt et omfattende lovverk på flere nivåer, både føderalt, statlig og lokalt. Equinor er underlagt disse lovene i en del av sine landbaserte aktiviteter i USA (herunder Equinors eiendeler i Texas, North Dakota, Montana, Ohio, og West Virginia), og gjennom virksomheten i Mexicogolfen.

The National Environmental Policy Act av 1969 er en overordnet lov som pålegger føderale organer å vurdere miljøeffekten av sine handlinger. Flere viktige føderale lover i USA dekker visse potensielle miljømessige effekter forbundet med utvinning av hydrokarboner. Disse inkluderer Clean Air Act, som omhandler luftkvalitet og utslipp til luft, Federal Water Pollution Control Act

(vanligvis kalt Clean Water Act), som omhandler vannkvalitet og utslipp til vann, Safe Drinking Water Act, som fastsetter standarder for drikkevann fra kran og regler for injeksjoner i undergrunnen, Resource Conservation and Recovery Act av 1976, som omhandler håndtering av farlig og fast avfall, Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act av 1980, som omhandler tilbakestilling av deponiområder og rapportering av utslipp, og Oil Pollution Act, som omhandler forebygging og beredskap ved akutte oljeutslipp.

Andre lover i USA er ressursspesifikke. Endangered Species Act av 1973 beskytter utryddelsestruede arter og kritiske habitater. Noen lover beskytter bestemte arter, blant annet Migratory Bird Treaty Act, Bald and Golden Eagle Protection Act og Marine Mammal Protection Act av 1972. Andre lover styrer planlegging av naturressurser og utvikling på føderale landområder og på den ytre kontinentalsokkelen, blant annet Mineral Leasing Act, the Outer Continental Shelf Lands Act, Federal Land Policy and Management Act av 1976, Mining Law av 1872, National Forest Management Act av 1976, National Park Service Organic Act, Wild and Scenic Rivers Act, the National Wildlife Refuge System Administration Act av 1966, the Rivers and Harbors Appropriation Act, og Coastal Zone Management Act av 1972.

De føderale myndighetene regulerer leting og produksjon til havs på den ytre kontinentalsokkelen (Outer Continental Shelf, OCS), som strekker seg fra grensen for statlige farvann (enten 3 eller 9 nautiske mil fra kysten, avhengig av stat) og fram til grensen for nasjonal jurisdiksjon, 200 nautiske mil fra land. The Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) styrer lisensprogrammer på OCS, gjennomfører ressursvurderinger, og gir lisenser til seismiske undersøkelser. The Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) regulerer all boring etter og produksjon av olje og gass på OCS. The Office of Natural Resources Revenue (ONRR) samler inn og fordelte ut leie og produksjonsavgift fra føderale og urinnvåner-områder på land og til havs.

Andre føderale lover dekker spesielle produkter og avfallstyper, og fokuserer på menneskelig helse og sikkerhet: Toxic Substances Control Act omhandler nye og eksisterende kjemikalier og produkter som inneholder slike kjemikalier, Hazardous Materials Transportation Act omhandler transport av farlige stoffer, Occupational Safety and Health Act av 1970 omhandler risiko på arbeidsplassen, Emergency Planning and Community Right-to-Know Act av 1986 omhandler beredskapsplanlegging og varsling om farlige og giftige kjemikalier.

De føderale og statlige myndighetene deler på myndigheten til å administrere enkelte føderale miljøprogrammer (f.eks. Clean Air Act og Clean Water Act). Statene har også en egen, noen ganger tydeligere, miljølovgivning. Fylker, byer og andre lokale myndigheter kan ha egne krav i tillegg til dette.

Equinor overvåker hele tiden endringer i lover og regler på alle nivåer, og engasjerer seg i forhold til sine interessegrupper gjennom bransjeorganisasjoner og med direkte kommentarer til foreslåtte lover og reguleringsregimer, for å sikre at virksomheten etterlever alle gjeldende lover og forskrifter. Især ble BSEEs regelverk for boring og produksjon grundig revidert etter utblåsningen og oljeutslippet på Deepwater Horizon i

2010. Det reviderte regelverket omfatter krav om bedre brønndesign, bedre design, testing og vedlikehold av utblåsningssikring, og flere faglærte inspektører. Dagens administrasjon jobber med å gjennomgå og revidere disse kravene, og Equinor jobber med relevante myndigheter og interessegrupper i bransjen for å sikre at Equinors virksomhet utføres i samsvar med gjeldende lover og regler.

### HMS-lovgivning for oppstrøms olje- og gassaktiviteter i Brasil

Equinors olje- og gassvirksomhet i Brasil må foregå på en forsvarlig måte og ivareta hensynet til sikkerhet og helse for personell og miljø. Den brasilianske petroleumsloven (Law No. 9,478/97) beskriver myndighetenes politiske mål for rasjonell bruk av landets energiresurser, blant disse beskyttelse av miljøet. I tillegg til petroleumsloven er Equinor også underlagt mange andre lover og forskrifter utstedt av ulike myndigheter. Disse inkluderer National Agency of Petroleum (ANP), Federal Environmental Agency (IBAMA), Federal Environmental Council (CONAMA) og det brasilianske sjøforsvaret. Alle disse organene har myndighet til å ilegge bøter ved brudd på de respektive reglene. Konesjons- og produksjonsdelingskontrakter pålegger også operatører og medlemmer av konsortiet forpliktelser som de står solidarisk ansvarlige for. De må, for egen regning og risiko, påta seg ansvar for og respondere på alle tap og skader som direkte eller indirekte er forårsaket av det aktuelle konsortiets drift og aktiviteter, uavhengig av skyld, til ANP, føderale myndigheter og tredjeparter.

Leting etter, samt boring og produksjon av olje og gass, avhenger av miljølisen som definerer vilkårene for gjennomføring av prosjektet og tiltak for å dempe og kontrollere miljøpåvirkningen. Equinor kan ilegges bøter, og lisensen kan til og med trekkes tilbake midlertidig, dersom disse vilkårene ikke etterleves.

I Brasil er Equinor også pålagt å ha et beredskapssystem i henhold til ANP Ordinance 44/2009, for å håndtere kritesituasjoner i selskapets petroleumsvirksomhet, i tillegg til oljevernberedskap på hvert felt, for å minimere miljøeffekten av enhver uventet miljøsituasjon som kan føre til utslipp av olje eller kjemikalier til sjø.

### Utslippstillatelser

Utslipp fra brasilianske petroleumsaktiviteter reguleres gjennom flere lover, blant annet CONAMA Resolution 393/2007 for produsert vann, CONAMA Resolution No. 357/2005 og CONAMA Resolution 430/2011 for avløpsvann (kloakk osv.) og IBAMA tekniske instruksjoner for boreavfall. I henhold til MiljøvernOEDs Ordinance No. 422/2011 skal utslipp av kjemikalier i forbindelse med leting etter samt utvikling og produksjon av olje og naturgass vurderes som en del av godkjeningsprosessen, og gjeldende operatør må søke om utslippstillatelse fra relevante myndigheter på vegne av lisensgruppen for å kunne slippe noen forurensende stoffer ut i vannet.

### Lovgivning for reduksjon av karbonutslipp

Selv om Equinors virksomhet i Brasil ikke er underlagt utslippsavgifter (CO<sub>2</sub>-grense) ennå, er det sendt et forslag til statlige myndigheter fra Brazilian Business Council for Sustainable Development (CEBDS) om en avgift på 10 USD per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Videre regulerer CONAMA No. 382/06

grenser for utslipp til luft (f.eks. NOx) fra alle faste kilder som har et samlet kraftforbruk over 100MW.

ANP Ordinance No. 249/00 tillater brenning av gass via fakling av sikkerhetsmessige årsaker for å sikre normal drift, men det er begrenset til 3 % av den månedlige produksjonen av assosiert gass. Ethvert tilleggsvolum må forhåndsgodkjennes.

Den brasilianske regjeringen undertegnet Parisavtalen i 2016. Landets ambisjon er å redusere klimagassutslippene sine med 37 % innen 2025 og med 43 % innen 2030, sammenlignet med nivået i 2005. På grunn av ønsket om økonomisk vekst og en forventet voksende energietterspørsel, vil utslippsreduksjonene knyttes til bedre kontroll over bruk av skog og land (Forest and Land Use). For å løse utfordringen knyttet til økende energietterspørsel, har den brasilianske regjeringen indikert at de vil akseptere en økning i samlet utslipp på kort sikt fra industri og energiproduksjon, selv om effektiviteten i energiproduksjon og utnyttelse ganske sikkert også vil være en viktig del av den brasilianske regjeringens tilnærming til saken i framtiden.

## Beskatning av Equinor

### Norge

Equinor betaler vanlig norsk selskapsskatt og en særskilt petroleumsskatt knyttet til selskapets sokkelvirksomhet i Norge. Selskapets overskudd, både fra olje- og naturgassvirksomhet på sokkelen og landbasert virksomhet, er underlagt norsk selskapsskatt. Den vanlige selskapsskatten er på 22 %. I tillegg kommer en særskilt petroleumsskatt på overskudd fra petroleumsutvinning og rørledningstransport på norsk sokkel. Den særskilte petroleumsskatten er på 56 % og beregnes på relevant inntekt i tillegg til den vanlige selskapsskatten, noe som gir en marginalskatt på 78 %. For nærmere informasjon se note 9 Skatter til konsernregnskapet.

Equinors internasjonale petroleumsvirksomhet skattlegges i henhold til lokal lovgivning.

### USA

Equinors virksomhet i USA er generelt underlagt selskaps-, ressurs- og produksjonskatt, verdiavgift og transaksjonsgebyr – som pålegges av føderale, delstatlige og lokale skattemyndigheter – og produksjonsavgifter som betales til føderale, delstatlige og lokale myndigheter samt, i noen tilfeller, private landeiere. Den føderale inntektsskatten i USA er på 21 %.

### Brasil

Uavhengig av gjeldende skatteregime for olje- og gassvirksomheten, kommer en selskapsskatt og trygdeavgift på skattbar inntekt med en samlet skattesats på 34 %. Et forenklet skatteregime med lavere effektiv skattesats er tilgjengelig for virksomheter med en bruttoinntekt som ligger under en terskel på 78 millioner brasilianske real per år.

Det er flere indirekte skatter, men eksport er fritatt.

Import av eiendeler er underlagt flere tollavgifter, men et særskilt regime er tilgjengelig for visse eiendeler som brukes i olje- og gassvirksomheten, og gir fritak fra føderale avgifter og lavere delstatlige avgifter.

Konsesjonsregimet omfatter vanligvis en produksjonsavgift på 10 %, og en særskilt deltakerskatt som varierer mellom 10 og 40 %, avhengig av tidspunkt, sted og produksjon. PSA-regimet omfatter vanligvis en produksjonsavgift på 15 %, et årlig kostnadsdekningstak på 80 % og en andel av myndighetenes overskudd det kan gis bud på.

### Regelverk for fornybar energivirksomhet

Equinors sterke posisjon innen fornybar energi består i dag av havvindparker i drift og utvikling i Storbritannia og i staten New York i USA. I begge jurisdiksjoner er lovgivningen strukturert rundt en leieavtale, der tillatelse til utvikling gis etter en rekke godkjenninger som i stor grad gjelder konsekvensanalyser for miljø og samfunnet. Myndighetene auksjonerer hver for seg en subsidiert kraftkjøpsavtale, enten gjennom grønne sertifikater eller differansekontrakter. I begge tilfeller bærer Equinor og partnerne risikoen ved utvikling, bygging og drift av vindparkene innenfor en fastsatt tidsramme.

## Datterselskaper og eierinteresser

### Større datterselskaper

Tabellen under viser større datterselskaper og egenkapitalkonsoliderte selskaper innenfor Equinor-konsernet pr. 31. desember 2019.

#### Vesentlige datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap

Navn	i %	Land	Navn	i %	Land
Danske Commodities AS	100	Norge	Equinor Insurance AS	100	Norge
Equinor Angola Block 15 AS	100	Norge	Equinor International Netherlands BV	100	Nederland
Equinor Angola Block 17 AS	100	Norge	Equinor Murzuq AS	100	Norge
Equinor Angola Block 31 AS	100	Norge	Equinor Natural Gas LLC	100	USA
Equinor Apsheron AS	100	Norge	Equinor New Energy AS	100	Norge
Equinor Brasil Energia Ltda.	100	Brasil	Equinor Nigeria AS	100	Norge
Equinor BTC (Group)	100	Norge	Equinor Nigeria Energy Company Ltd.	100	Nigeria
Equinor Canada Ltd. (Group)	100	Canada	Equinor Refining Norway AS	100	Norge
Equinor Danmark (Group)	100	Danmark	Equinor Russia AS	100	Norge
Equinor Dezassete AS	100	Norge	Equinor Tanzania AS	100	Norge
Equinor Energy AS	100	Norge	Equinor UK Ltd. (Group)	100	England
Equinor Energy Brazil AS	100	Norge	Equinor US Holding Inc. (Group)	100	USA
Equinor Energy do Brasil Ltda.	100	Brasil	Statholding AS (Group)	100	Norge
Equinor Energy Ireland Ltd.	100	Irland	Statoil Kharyaga AS	100	Norge
Equinor Holding Netherlands BV	100	Nederland	Wind Power AS	100	Norge
Equinor In Amenas AS	100	Norge	AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH <sup>1</sup>	25	Tyskland
Equinor In Salah AS	100	Norge	Roncador BV <sup>2</sup>	25	Nederland

1) Egenkapitalkonsoliderte enheter.

2) Roncador BV regnskapsføres som en felleskontrollert virksomhet og er proporsjonalt konsolidert.

### Fast eiendom

Equinor har eierinteresser i fast eiendom i mange land rundt om i verden. Imidlertid er ingen enkeltstående eiendom av vesentlig betydning. Equinors hovedkontor ligger i Forusbeen 50, 4035 Stavanger og har ca. 135.000 kvadratmeter kontorareal, og et kontorbygg på 65.500 kvadratmeter på Fornebu utenfor Oslo, hovedstaden i Norge. Begge bygningene er leid.

For en beskrivelse av vesentlige olje- og naturgassreserver, se Sikre olje- og gassreserver i seksjon 2.8 Resultater for drift, og seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert) senere i denne rapporten. For en beskrivelse av våre raffinerier, terminaler og behandlingsanlegg i drift, se seksjon 2.5 Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP).

For mer informasjon, se note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet.

### Transaksjoner med nærstående parter

Se note 25 Nærstående parter til konsernregnskapet for informasjon. Se også seksjon 3.4 Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående.

### Forsikring

Equinor har forsikringer som dekker fysisk skade på sine olje- og gassanlegg, tredjepartsansvar, yrkesskade og arbeidsgiveransvar, generelt ansvar, akutt forurensing og annet. Se også seksjon 2.11 Risikoanalyse under Risikofaktorer.



## 2.8 Resultater fra drift

### Sikre olje- og gassreserver

Sikre olje- og gassreserver var estimert til 6.004 millioner fat oljeekvivalenter (foe) ved utgangen av 2019, sammenlignet med 6.175 millioner foe ved utgangen av 2018.

Endringer i sikre reserver er vanligvis et resultat av revisjoner som følge av produksjonserfaring, utvidelser av sikre områder gjennom boring av nye brønner eller tilførsel av sikre reserver fra nye funn som følge av at nye utbyggingsprosjekter blir godkjent. Økningene eller reduksjonene er et resultat av kontinuerlige forretningsprosesser, og kan forventes fortsatt å tilføre nye sikre reserver i framtiden.

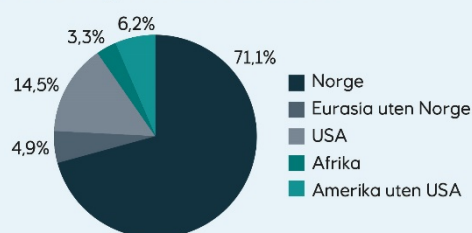
Sikre reserver kan også øke eller avta som følge av kjøp eller salg av petroleumsressurser, eller på grunn av faktorer utenfor ledelsens kontroll, som for eksempel endringer i olje- og gassprisene.

Endringer i olje- og gasspriser vil normalt påvirke hvor mye olje og gass som utvinnes. Høyere olje- og gasspriser vil vanligvis føre til at det utvinnes mer olje og gass, mens lavere priser normalt vil føre til en reduksjon. På felt som er underlagt produksjonsdelingsavtaler (PSA) og lignende avtaler, kan imidlertid høyere priser medføre rettighet til mindre volumer, mens lavere priser kan medføre rettighet til økte volumer. Slike endringer er vist i kategorien revisjoner og økt utvinning.

Prinsippene for bokføring av sikre gassreserver er begrenset til kontraktsfestede gassalg eller gass med tilgang til et robust gassmarked.

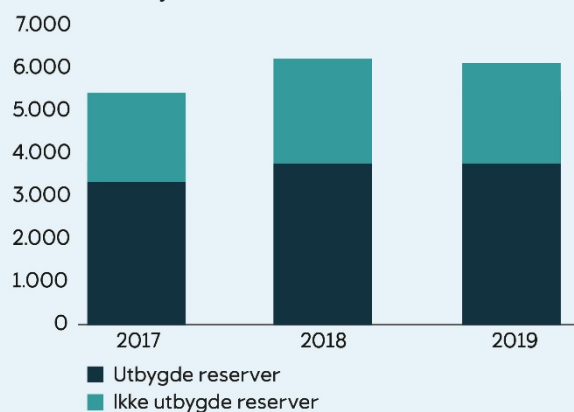
I Norge, Storbritannia og Irland anser Equinor reserver som sikre når en utbyggingsplan er levert, siden det er rimelig sikkert at en slik plan vil bli godkjent av myndighetene. Utenfor disse områdene blir reserver vanligvis bokført som sikre når godkjenning fra myndighetene er mottatt, eller når en slik godkjenning forventes i nær framtid. Framtidige borelokasjoner på land i USA bokføres vanligvis som sikre ikke-utbygde reserver når de er knyttet til en godkjent boreplan, og brønnene er planlagt boret innen fem år.

Fordeling av sikre reserver



Om lag 88 % av Equinors sikre reserver ligger i OECD-land. Norge er helt klart den viktigste bidragsyteren i denne kategorien, etterfulgt av USA og Canada. Av Equinors samlede sikre reserver er 5 % knyttet til produksjonsdelingsavtaler i land utenfor OECD, som for eksempel Aserbajdsjan, Angola, Algerie, Nigeria, Libya og Russland. Andre reserver utenfor OECD er knyttet til konsesjoner i Brasil og Russland, som til sammen utgjør 7 % av Equinors samlede sikre reserver.

Sikre reserver  
millioner fat oljeekvivalenter



## Endringer i sikre reserver i 2019

Samlet volum av sikre reserver gikk ned med 171 millioner fat oljeekvivalenter i 2019.

### Endring i sikre reserver

(millioner foe)	31. desember		
	2019	2018	2017
Revisjoner av tidligere anslag og økt utvinning	327	479	605
Utvidelser og funn	253	848	441
Kjøp av reserver	72	196	50
Salg av reserver	(125)	(2)	(38)
Sum økning i sikre reserver	527	1.521	1.059
Produksjon	(698)	(713)	(705)
Netto endring i sikre reserver	(171)	808	354



### Revisjoner og økt utvinning (IOR)

Revisjoner av tidligere bokførte reserver, inkludert effekten av økt utvinning, førte til en økning i sikre reserver på 327 millioner fat oljeekvivalenter (foe) i 2019. Dette skyldtes i hovedsak positive revisjoner på mange produserende felt som følge av økt produksjonseffektivitet, modning av nye brønner og andre prosjekter for økt utvinning, samt lavere usikkerhet på grunn av utvidet bore- og produksjonserfaring. Om lag 60 prosent av de samlede revisjonene gjelder felt på norsk sokkel, der produksjonen fra mange av de større feltene ikke avtar så raskt som tidligere antatt. Revisjoner og økt utvinning (IOR) omfatter også effekten av lavere råvarepriser, som reduserte sikre reserver med om lag 35 millioner foe på grunn av en noe kortere estimert økonomisk levetid på flere felt.

### Utvidelser og funn

Nye funn og utvidelser av områder hvor det tidligere er bokført sikre reserver, tilførte totalt 253 millioner foe i nye sikre reserver. Den største økningen var knyttet til North Komsomolskoye-feltet i Russland, hvor første trinn av fullfeltutbyggingen ble godkjent i

2019. Godkjenningen av utbyggingsfase to på feltene Ærfugl og Gudrun i Norge tilførte også reserver. I tillegg omfatter denne kategorien utvidelser av områder med sikre reserver ved boring av nye brønner i tidligere uborede deler av de landbaserte områdene i USA, samt utvidelser på noen produserende felt på norsk sokkel. Nye funn med sikre reserver som er bokført i 2019 forventes å starte produksjon innen fem år.

### Kjøp og salg av reserver

Totalt 72 millioner foe sikre reserver ble kjøpt i 2019. Her inngår en økt eierandel på 2,6 % i Johan Sverdrup-feltet gjennom en transaksjon med Lundin Petroleum AB (Lundin), kjøp av en eierandel på 22,45 % i Caesar-Tonga-feltet i Mexicogolfen fra Shell Offshore Inc og en bytteavtale med Faroe Petroleum, som øker Equinors eierandel i Njord-området i Norskehavet.

Salg av reserver i 2019 reduserte de sikre reservene med 125 millioner foe. Dette inkluderer avhendelsen av en eierandel på 16 % i Lundin, som gjør at alle sikre reserver som tidligere ble inkludert som egenkapitalkonsolidert produksjon i Norge er fjernet fra sikre reserver. I tillegg har Equinor solgt alle sine eierandeler i Eagle Ford-feltet i USA.

### Produksjon

Bokført produksjon i 2019 var på 698 millioner foe, en nedgang på 2 % sammenlignet med 2018.

### Utvikling av reserver

I 2019 ble om lag 426 millioner fat oljeekvivalenter modnet fra sikre ikke-utbygde reserver til sikre utbygde reserver. Oppstart av produksjonen fra Johan Sverdrup, Trestakk og Utgard i Norge og Storbritannia økte de sikre utbygde reservene med 305 millioner foe i løpet av 2019. De resterende 121 millioner foe av de modnede volumene er knyttet til aktiviteter i utbygde områder. I løpet av de siste fem årene har Equinor utviklet 2.012 millioner foe fra sikre ikke-utbygde reserver til sikre utbygde reserver.

## Utvikling av reserver i 2019

(millioner foe)	Sum	Utbygde	Ikke utbygde
<b>31. desember 2018</b>	6.175	3.733	2.442
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	327	178	149
Utvidelser og funn	253	65	188
Kjøp av petroleumsreserver	72	15	57
Salg av petroleumsreserver	(125)	(40)	(85)
Produksjon	(698)	(698)	-
Flyttet fra ikke utbygde til utbygde reserver	-	426	(426)
<b>31. desember 2019</b>	6.004	3.679	2.325

## Netto sikre utbygde og ikke utbygde reserver

Per 31. desember 2019	Olje og kondensat (mill. fat oe)	NGL (mill. fat oe)	Naturgass (mill. cf)	Sum (mill. fat oe)
<b>2019</b>	<b>2.575</b>	<b>337</b>	<b>17.355</b>	<b>6.004</b>
Utbygde	1.396	240	11.465	3.679
Ikke utbygde	1.178	97	5.889	2.325
<b>2018</b>	<b>2.558</b>	<b>393</b>	<b>18.094</b>	<b>6.175</b>
Utbygde	1.216	277	12.570	3.733
Ikke utbygde	1.342	116	5.524	2.442
<b>2017</b>	<b>2.302</b>	<b>379</b>	<b>15.073</b>	<b>5.367</b>
Utbygde	1.112	278	10.958	3.342
Ikke utbygde	1.191	101	4.115	2.025

## Sikre reserver

Per 31. desember 2019	Olje og kondensat (mill. fat oe)	Sikre reserver		Sum olje og gass (mill. fat oe)
		NGL (mill. fat oe)	Naturgass (mill. cf)	
<b>Utbygde</b>				
Norge	691	175	9.417	2.544
Eurasia uten Norge	49	-	178	81
Afrika	124	15	217	178
USA	278	49	1.645	621
Amerika uten USA	254	-	8	255
Sum utbygde sikre reserver	1.396	240	11.465	3.679
<b>Ikke utbygde</b>				
Norge	772	78	4.912	1.725
Eurasia uten Norge	175	-	228	215
Afrika	13	3	23	20
USA	104	16	726	250
Amerika uten USA	115	-	-	115
Sum ikke utbygde sikre reserver	1.178	97	5.889	2.325
Sum sikre reserver	2.575	337	17.355	6.004

Per 31. desember 2019 utgjorde alle sikre, ikke-utbygde reserver 2.325 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 74 % er knyttet til felt i Norge. Troll, Johan Sverdrup og Snøhvit, som alle har kontinuerlige utviklingsaktiviteter, samt noen felt som ikke har startet produksjon ennå, som for eksempel Johan Castberg og Martin Linge, er de feltene som har størst andel av sikre, ikke-utbygde reserver i Norge. Utenfor Norge er det North Komsomolskoye i Russland, Appalachian-bassenget i USA, Peregrino i Brasil, Mariner i Storbritannia, ACG i Aserbajdsjan og Vito i USA som er de største feltene med sikre, ikke-utbygde reserver.

Alle disse feltene er enten i produksjon, eller skal starte produksjonen innen de neste tre årene. For felt med sikre reserver der produksjonen ikke har startet ennå, er investeringsbeslutningene allerede tatt og investeringer i infrastruktur og anlegg har startet. Noen utbyggingsaktiviteter vil ta mer enn fem år å gjennomføre, men disse er hovedsakelig knyttet til trinnvise investeringer, som for eksempel boring av flere brønner fra eksisterende anlegg for å sikre fortsatt produksjon. På Martin Linge-feltet i Norge, som har vært under utbygging i mer enn fem år, er oljeproduksjonen forventet å starte i 2020. Ingen større utbyggingsprosjekter som krever en separat framtidig investeringsbeslutning av ledelsen, er inkludert i våre sikre reserver. For våre landbaserte områder i USA, Appalachian-bassenget og Bakken, er alle sikre, ikke-utbygde reserver begrenset til brønner som skal bores innen fem år.

I 2019 utgjorde påløpte utbyggingskostnader knyttet til eiendeler som inneholder sikre reserver 8.497 millioner USD,

hvorav 7.585 millioner USD var knyttet til ikke-utbygde sikre reserver.

Mer informasjon om sikre olje- og gassreserver er gitt i seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert).

### Reserveerstatning

Reserveerstatningsraten er definert som summen av endringer i sikre reserver dividert med produserte volumer i en gitt periode. Tabellen nedenfor viser årlig og tre års gjennomsnittlig reserveerstatningsrate for årene 2019, 2018 and 2017.

**Reserveerstatningsraten for 2019 var 0,75, og tilsvarende gjennomsnitt for de tre siste årene var 1,47.**

Reserveerstatningsraten er 0,69 i 2019 når egenkapitalkonsoliderte enheter ekskluderes.

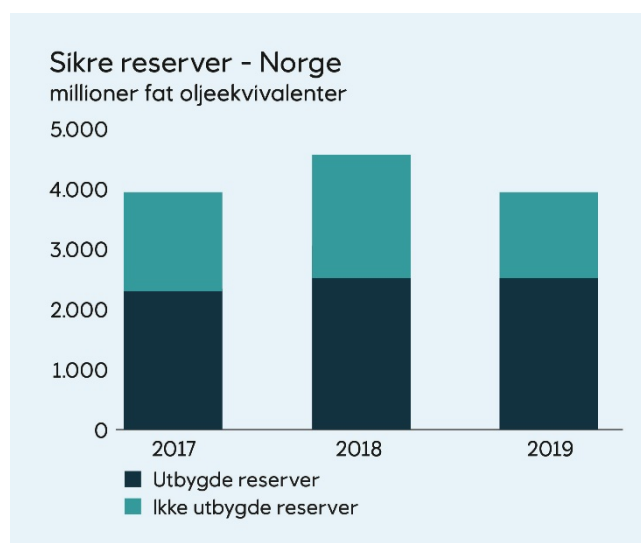
Den organiske reserveerstatningsraten, dvs eksklusive kjøp og salg, var 0,83 i 2019, sammenlignet med 1,86 i 2018. Tre års gjennomsnittlig organisk reserveerstatningsrate var 1,40 ved utgangen av 2019.

For mer informasjon om endringer i sikre reserver og usikkerheten i anslagene for sikre reserver, se henholdsvis seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass og 2.11 Risiko.

### Reserveerstatningsrate

(inkludert kjøp og salg)	31. desember		
	2019	2018	2017
Årlig	0,75	2,13	1,50
Tre års gjennomsnitt	1,47	1,53	1,00

### Sikre reserver per område



### Sikre reserver i Norge

I alt 4.270 millioner fat oljeekvivalenter er bokført som sikre reserver i 61 felt og feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel,

noe som utgjør 71 % av Equinors samlede sikre reserver. Av disse er 56 felt og feltområder i produksjon i dag, hvorav Equinor er operatør for 44<sup>9</sup>.

Produksjonserfaring, ytterligere boring og økt utvinning på flere av Equinors produserende felt i Norge bidro positivt til revisjonen av sikre reserver i 2019. To feltutbyggingsprosjekter tilførte også sikre reserver kategorisert som utvidelser og funn i 2019. Dette gjelder fase to-utbyggingen av Ærfugl og Gudrun. De økte råvareprisene reduserte de sikre reservene på noen få felt i Norge, men den samlede netto priseffekten på sikre reserver i Norge er en reduksjon på mindre enn 0,2 %.

Etter avhendelsen av en 16 % eierandel i Lundin, har ikke lenger Equinor bokført egenkapitalkonsoliderte sikre reserver i Norge.

Av de sikre reservene på norsk sokkel er 2.544 millioner fat oljeekvivalenter, eller 60 %, sikre utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området er 60 % gassreserver

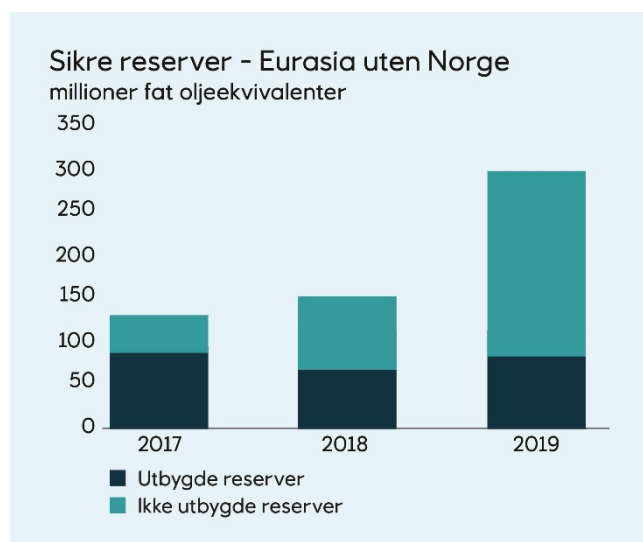
<sup>9</sup> Felt som har sikre reserver ved utgangen av 2019. Antall felt med produksjon i løpet av året som rapportert i avsnitt 2.3 Leting og produksjon Norge, kan være forskjellige avhengig av hvordan produksjonen er fordelt og aggregert per felt.

knyttet til store gassfelt, som for eksempel Troll, Snøhvit, Oseberg, Ormen Lange, Visund, Aasta Hansteen, Åsgard og Tyrihans. De resterende 40 % er væskereserver.

## Sikre reserver i Eurasia uten Norge

I dette området har Equinor sikre reserver som utgjør 296 millioner fat oljeekvivalenter knyttet til sju felt i Russland, Aserbajdsjan, Storbritannia og Irland. Eurasia uten Norge utgjør 5 % av Equinors samlede sikre reserver, der Russland er den største bidragsyteren etter at første fase i fullfeltutbyggingen av North Komsomolskoye ble godkjent. Dette er også den største tilveksten til de sikre reservene i dette området i 2019. Øvrig tilvekst er knyttet til godkjenning av byggingen av Azeri Central East (ACE)-plattformen på Azeri Chirag Gunashli-feltet i Aserbajdsjan og Barnacle-feltet i Storbritannia. Alle feltene i dette området er nå i produksjon. Av de sikre reservene i Eurasia er 81 millioner fat oljeekvivalenter, eller 27 %, sikre utbygde reserver.

Av de samlede sikre reservene i dette området er 76 % væske og 24 % gass.



## Sikre reserver i Afrika

Equinor bokførte sikre reserver på 198 millioner fat oljeekvivalenter knyttet til 28 felt og feltutbygginger i flere land i Vest- og Nord-Afrika, inkludert Algerie, Angola, Libya og Nigeria. Afrika står for 3 % av Equinors samlede sikre reserver. Angola er den største bidragsyteren til de sikre reservene i dette området, med 24 av de 28 feltene. Nedgangen i olje- og gassprisene i 2019 hadde en netto positiv effekt på de sikre reservene i produksjonsdelingsavtalene i dette området på om lag 5 %.

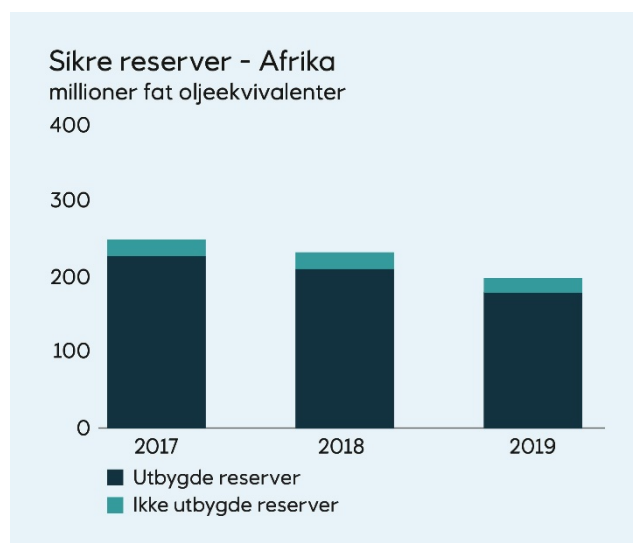
I Angola har Equinor sikre reserver i Blokk 15, Blokk 17 og Blokk 31, med produksjon fra alle tre blokkene.

I Algerie, Libya og Nigeria er alle feltene som har sikre reserver i produksjon.

For informasjon vedrørende Agbami redetermineringsprosess og konflikten mellom Nigerian National Petroleum Corporation og partnere i Oil Mining Lease (OML) 128 om visse vilkår i produksjonsdelingsavtalen, se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til

konsernregnskapet. Effekten av redetermineringsprosessen på sikre reserver er anslått å være mindre enn 10 millioner foe, og er ikke medregnet i våre estimater.

De fleste feltene i Afrika utenom Algerie er modne, og mange viser nedadgående produksjon eller har produksjonsdelingsavtaler som nærmer seg utløpsdato. Høy produksjon i 2019, kombinert med begrensede positive revisjoner, førte til ytterligere reduksjon av samlede sikre reserver i dette området. Produksjonsdelingsavtalen på blokk 15 i Angola ble i desember 2019 forlenget til 2032, og denne ble godkjent i januar 2020. På blokk 17 ble avtalen forlenget til 2045, betinget av endelig myndighetsgodkjenning. Disse forlengelsene var ikke reflektert i de sikre reservene i Angola ved utgangen av 2019, men vil bli inkludert fra 2020.



Av de samlede sikre reservene i Afrika er 178 millioner fat oljeekvivalenter, eller 90 %, utbygde reserver. Av de samlede sikre reservene i dette området er 78 % væske og 22 % gass.

## Sikre reserver i USA

I USA har Equinor sikre reserver som tilsvarer 870 millioner fat oljeekvivalenter i totalt 12 felt og feltutbygginger, hvorav ti er feltutbygginger til havs i Mexicogolfen, og to er på land i områder med tette formasjoner.

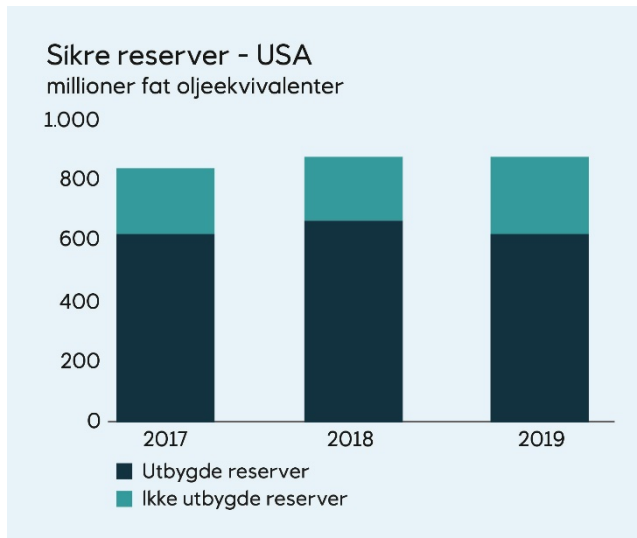
Ni av de ti feltene i Mexicogolfen er i produksjon. Vito, som ble godkjent for utbygging i 2018, er det eneste feltet i dette området som ennå ikke er satt i produksjon. De landbaserte feltene i Appalachian-bassenget og Bakken er alle i produksjon.

De største endringene i sikre reserver i USA i 2019 er knyttet til nye brønner som har utvidet områdene med sikre reserver i de landbaserte feltene i USA. Kjøpet av en eierandel på 22,45 % i Caesar Tonga-feltet i Mexicogolfen har tilført nye sikre reserver, mens avhendelsen av Equinors eierandel på 63 % i skifer-gassfeltet Eagle Ford har redusert de sikre reservene i området. Nedgangen i olje- og gassprisene har hatt en netto negativ effekt på om lag 5 % på de samlede sikre reservene i dette området, der omtrent to tredjedeler er knyttet til de landbaserte feltene i USA.



Av de samlede sikre reservene i USA er 621 millioner fat oljeekvivalenter, eller 71 %, utbygde reserver, fordelt på 51% væske og 49 % gass.

De sikre reservene i USA utgjør nå 14,5 % av Equinors totale sikre reserver, men USA er likevel skilt ut som eget geografisk område i tabellene siden de utgjorde 16 % i 2017.

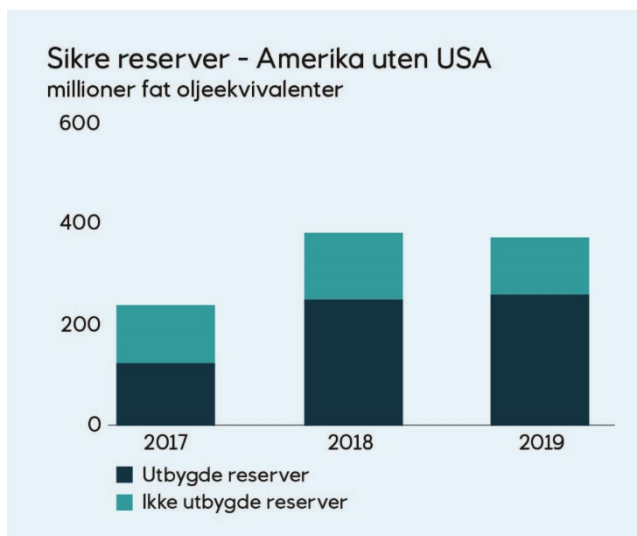


#### Sikre reserver i Amerika uten USA

I Amerika uten USA har Equinor sikre reserver som tilsvarer 370 millioner fat oljeekvivalenter i totalt seks felt og feltutbyggingsprosjekter. Fire av disse feltene ligger i Canada og to i Brasil.

I Canada er sikre reserver kun knyttet til feltutbygginger til havs, og alle de fire feltene er i produksjon. I Brasil er begge de to feltene med sikre reserver i produksjon. Nedgangen i olje- og gassprisene har ikke påvirket de sikre reservene i dette området i 2019.

Av de samlede sikre reservene i Amerika uten USA er 255 millioner fat oljeekvivalenter, eller 69 %, utbygde reserver. Mindre enn 1 % av de sikre reservene i dette området er gassreserver.



#### Utarbeidelse av reserveanslag

Equinors årlige prosess for rapportering av sikre reserver koordineres av en sentral enhet i selskapet, Corporate reserves management (CRM), som består av kompetente fagpersoner innen geovitenskap, reservoar- og produksjonsteknologi og økonomisk evaluering. Fagpersonene i CRM har i gjennomsnitt over 27 års erfaring fra olje- og gassindustrien. Enheten rapporterer til direktør for finans og kontroll i forretningsområdet Teknologi, prosjekter & boring, og er uavhengig av forretningsområdene for utvikling og produksjon. Alle reserveanslagene er utarbeidet av Equinors tekniske stab.

Selv om CRM gjennomgår informasjonen sentralt, er hver områdegruppe ansvarlig for at den følger kravene til SEC og Equinors konsernstandarder. Informasjon om sikre olje- og gassreserver, standardisert nåverdi av framtidig netto kontantstrøm samt annen informasjon knyttet til sikre olje- og gassreserver, samles inn fra de lokale områdegruppene og kontrolleres av CRM for å sikre ensartethet og samsvar med gjeldende standarder. Endelig informasjon for hvert område blir kvalitetskontrollert og godkjent av ansvarlig områdeleder, før den aggregeres til påkrevd rapporteringsnivå av CRM.

Aggregert informasjon sendes til aktuelle ledergrupper i forretningsområdene og til konsernledelsen for godkjenning.

Leder for CRM har hovedansvaret for utarbeidelsen av reserveanslagene. Den som i dag har denne stillingen har en bachelorgrad i geovitenskap fra Universitetet i Gøteborg, og en mastergrad i leting og utvinning fra Chalmers tekniske høgskole i Gøteborg. Hun har 34 års erfaring fra olje- og gassindustrien, 33 av dem fra Equinor. Hun er medlem av Society of Petroleum Engineering (SPE), og Technical Advisory Group to the UNECE Expert Group on Resource Management (EGRM).

#### DeGolyer and MacNaughton-rapporten

Rådgivingselskapet DeGolyer and MacNaughton har gjennomført en uavhengig vurdering av Equinors sikre reserver per 31. desember 2019, basert på data mottatt fra Equinor. Vurderingen omfatter 100 % av Equinors sikre reserver, inkludert egenkapitalkonsoliderte enheter. Netto samlede anslag over sikre reserver som er utarbeidet av DeGolyer and MacNaughton skiller seg ikke vesentlig fra de som er utarbeidet av Equinor.

## Netto sikre reserver

Per 31. desember 2019	Olje og kondensat (mill. foe)	NGL/LPG (mill. foe)	Naturgass (mill. cf)	Oljeekvivalenter (mill. foe)
Estimert av Equinor	2.575	337	17.355	6.004
Estimert av DeGolyer and MacNaughton	2.642	323	17.191	6.028

## Operasjonell statistikk

Samlede utbygde og ikke-utbygde olje- og gassområder der Equinor hadde andeler per 31. desember 2019 er oppgitt i tabellen under.

### Utbygde og ikke utbygde olje- og gassareal

Per 31. desember 2019 (i tusen acres)		Eurasia uten Norge		Afrika	USA	Amerika uten USA	Oseania	Sum
		Norge	Norge					
Utbyggt areal	- brutto <sup>1)</sup>	909	146	834	498	364	-	2.749
	- netto <sup>2)</sup>	352	43	268	192	61	-	918
Ikke utbyggt areal	- brutto <sup>1)</sup>	21.547	33.729	33.590	2.326	45.898	4.275	141.365
	- netto <sup>2)</sup>	9.402	13.885	14.976	1.129	21.890	4.275	65.557

1) Bruttoverdi gjenspeiler antall brønner der Equinor har eierskap.

2) Nettoverdien tilsvarer Equinor sine andeler i de samme brutto brønnene.

Equinors største konsentrasjon av ikke-utbygde nettoarealer ligger i Sør-Afrika, som har 20 % av Equinors samlede netto ikke-utbygde arealer, fulgt av Norge og Russland.

De største konsentrasjonene av utbygde nettoarealer i Norge ligger på Troll-feltet, i Oseberg-området og på feltene Snøhvit, Ormen Lange og Johan Sverdrup. I Afrika representerer gassutbyggingsprosjektene In Amenas og In Salah i Algerie de største konsentrasjonene av utbygde nettoarealer. Bakken (på land i USA) har den største konsentrasjonen av utbygde arealer i Amerika inkludert USA.

De største ikke-utbygde nettoarealene i Amerika inkludert USA ligger i Argentina, Surinam og Canada. I Eurasia uten Norge er det Russland som har de største ikke-utbygde arealene. I Oseania har vi ikke-utbygde arealer i Australia.

Equinor har arealer i en rekke konsesjonsområder, blokker og lisenser. Vilkårerne og betingelsene for avtalenes utløpsdato varierer betydelig fra område til område. Arbeidsprogrammene skal sikre at letepotensialet i ethvert område blir vurdert fullt ut før avtalens utløpsdato.

Areal knyttet til flere av disse konsesjonene, blokkene og lisensene utløper i løpet av de neste tre årene. Areal som allerede er vurdert som ulønnsomt kan tilbakeleveres før

gjeldende utløpsdato. I andre tilfeller kan Equinor bestemme seg for å søke om forlengelse hvis selskapet behøver mer tid til å vurdere potensialet i området fullt ut. Tidligere har Equinor vanligvis fått slike forlengelser.

Mesteparten av det ikke-utbygde arealet som utløper i løpet av de neste tre årene er knyttet til tidlige leteaktiviteter, der det ikke ventes produksjon i nær framtid. Utløpsfristen for disse lisensene, blokkene og konsesjonene vil derfor ikke ha vesentlig innvirkning på sikre reserver.

### Produktive olje- og gassbrønner

Antall brutto og netto produktive olje- og gassbrønner som Equinor har andeler i per 31. desember 2019 er vist i tabellen nedenfor.

Antall brutto og netto oljebrønner har økt i forhold til i fjor, hovedsakelig på grunn av fortsatt boring på det landbaserte Bakken-feltet i USA og flere produksjonsbrønner gjennom godkjenningen av North Komsomolskoye-feltet i Russland. Avhendelsen av Eagle Ford-feltet i USA reduserte antall brutto og netto olje- og gassbrønner.

Brutto antall produktive brønner var i alt 382 oljebrønner og 12 gassbrønner ved utgangen av 2019, med flere kompletteringer eller brønner med mer enn én gren.

## Antall produserende olje- og gassbrønner

Per 31. desember 2019		Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
Oljebrønner	- brutto <sup>1)</sup>	897	225	429	2.531	167	4.249
	- netto <sup>2)</sup>	300,8	42,0	68,6	661,7	46,4	1.119,5
Gassbrønner	- brutto <sup>1)</sup>	200	12	109	1.993	-	2.314
	- netto <sup>2)</sup>	88,4	4,2	41,7	386,7	-	521,1

1) Bruttoverdi gjenspeiler antall brønner der Equinor har eierskap.

2) Nettoverdien tilsvarer Equinor sine andeler i de samme brutto brønnene.

## Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner

Tabellene nedenfor viser antall netto produktive og tørre lete- og utviklingsbrønner for olje og gass som er komplettert eller nedstengt av Equinor i løpet av de siste tre årene. Produktive brønner inkluderer letebrønner der det er oppdaget hydrokarboner, og der boring eller komplettering er utsatt i påvente av videre vurdering. En tørr brønn er en brønn som anses ute av stand til å produsere i tilstrekkelige mengder til å rettferdiggjøre en komplettering som olje- eller gassbrønn.

Antall netto produktive og tørre olje- og gassbrønner boret <sup>1)</sup>	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
<b>År 2019</b>						
Netto produktive og tørre letebrønner boret	11,0	5,0	-	0,4	2,1	18,5
- Netto tørre letebrønner	5,9	4,0	-	-	0,3	10,2
- Netto produktive letebrønner	5,1	1,0	-	0,4	1,8	8,3
Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret	30,7	13,4	2,0	121,6	3,5	171,1
- Netto tørre utbyggingsbrønner	5,1	1,4	-	0,5	0,8	7,8
- Netto produktive utbyggingsbrønner	25,6	12,0	2,0	121,1	2,6	163,3
<b>År 2018</b>						
Netto produktive og tørre letebrønner boret	8,6	-	0,7	0,6	0,5	10,3
- Netto tørre letebrønner	4,5	-	0,7	0,6	0,5	6,2
- Netto produktive letebrønner	4,0	-	-	-	-	4,0
Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret	42,7	3,3	4,2	102,8	3,3	156,3
- Netto tørre utbyggingsbrønner	13,6	0,5	0,2	0,3	1,0	15,6
- Netto produktive utbyggingsbrønner	29,2	2,8	4,0	102,5	2,2	140,7
<b>År 2017</b>						
Netto produktive og tørre letebrønner boret	8,1	2,6	-	0,7	1,9	13,3
- Netto tørre letebrønner	3,5	2,1	-	-	1,9	7,5
- Netto produktive letebrønner	4,6	0,5	-	0,7	-	5,8
Netto produktive og tørre utbyggingsbrønner boret	37,5	5,0	4,3	103,2	2,3	152,2
- Netto tørre utbyggingsbrønner	10,1	-	0,1	-	0,1	10,3
- Netto produktive utbyggingsbrønner	27,4	5,0	4,2	103,2	2,2	142,0

1) Nettoverdien tilsvarer Equinor sine andeler i de samme brutto brønnene.

## Lete- og produksjonsboring som pågår

Tabellen nedenfor viser antall lete- og produksjonsbrønner med olje og gass som var under boring av Equinor per 31. desember 2019.

### Antall brønner under boring

Per 31. desember 2019		Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
Utbyggingsbrønner <sup>3)</sup>	- brutto <sup>1)</sup>	25	7	5	172	4	213
	- netto <sup>2)</sup>	12,1	1,5	2,1	34,0	0,6	50,3
Letebrønner	- brutto <sup>1)</sup>	2	3	1	2	8	16
	- netto <sup>2)</sup>	0,8	1,5	0,3	0,8	3,6	6,9

1) Bruttoverdi gjenspeiler antall brønner der Equinor har eierskap.

2) Nettoverdien tilsvarer Equinor sine andeler i de samme brutto brønnene.

3) Hovedsakelig brønner i landbaserte felt i USA.

## Leveranseforpliktelser

Equinor er ansvarlig for forvaltning, transport og salg av den norske statens olje og gass fra norsk sokkel på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Disse reservene selges sammen med Equinors egne reserver. Som en del av denne ordningen leverer Equinor gass til kunder under forskjellige typer salgavtaler. For å møte forpliktelsene, bruker vi en feltforsyningsplan som sørger for høyest mulig samlet verdi for Equinor og SDØEs felles portefølje av olje og gass.

Equinors og SDØEs leveringsforpliktelser under bilaterale avtaler for kalenderårene 2020, 2021, 2022 og 2023 uttrykt som summen av forventet uttak, utgjør henholdsvis 46,9, 41,8, 36,3 og 29,1 milliarder kubikkmeter gass. Antall bilaterale avtaler går stadig nedover, som følge av at våre kunder ber om stadig flere kortsiktige kontrakter, og større volumer blir omsatt på spot-markedet.

Gassreservene som Equinor hittil har bygd ut på norsk sokkel er mer enn tilstrekkelige til å dekke Equinors andel av leveranseforpliktelsene de neste fire årene.

Eventuelle volumer som gjenstår etter at leveringsforpliktelsene er innfridd, vil bli solgt på det åpne markedet.

## Produksjonsvolumer og priser

Forretningsoversikten er presentert med utgangspunkt i segmentinndelingen per 31. desember 2019, mens visse opplysninger om olje- og gassreserver er basert på geografiske områder for å samsvare med regelverket til Securities and Exchange Commission (SEC) i USA. For mer informasjon om utvinningsaktiviteter, se seksjonene 2.3 E&P Norway – Leting & produksjon Norge og 2.4 E&P International – Leting & produksjon internasjonalt.

Informasjon om olje- og gassreserver og visse andre tilleggsopplysninger om olje og gass er oppgitt per geografisk område, som er definert per land og kontinent og består av Norge, Eurasia unntatt Norge, Afrika, Amerika og Amerika uten USA.

For mer informasjon om opplysninger om olje- og gassreserver og visse andre tilleggsopplysninger basert på geografiske områder, se seksjon 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert).

## Produksjon

Tabellen nedenfor viser Equinors norske og internasjonale bokførte produksjon av olje og gass for periodene som er oppgitt. De oppgitte produksjonsvolumene er volum Equinor har rettighet til i henhold til betingelsene som er fastsatt i lisensavtaler og produksjonsdelingsavtaler.

Produksjonsvolumene inkluderer ikke produksjonsavgifter som

betales i form av petroleum eller gass eller som er brukt til brennstoff eller faking. Produksjonen er basert på Equinors forholdsmessige deltakelse i felt med flere eiere, og inkluderer ikke produksjon av den norske statens olje og gass. Produksjon av et uvesentlig kvantum bitumen er inkludert som oljeproduksjon. Våtgass omfatter både kondensert petroleumsgass og nafta. For mer informasjon om produksjonsvolumer, se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser.

### Bokført produksjon

	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsoliderte selskaper				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Subtotal	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika uten USA	Subtotal	
<b>Olje og kondensat (mill. foe)</b>											
2019	151	9	47	54	36	296	3	1	-	4	300
2018	155	8	57	48	29	298	5	-	-	5	303
2017	165	10	68	38	21	302	6	0	2	8	310
<b>NGL (mill. foe)</b>											
2019	41	-	3	12	-	57	-	-	-	-	57
2018	46	-	4	12	-	62	0	-	-	0	62
2017	48	-	4	9	0	61	-	-	-	-	61
<b>Naturgass (mill. cf)</b>											
2019	1.447	31	57	363	9	1.907	2	4	-	6	1.913
2018	1.502	39	84	318	5	1.949	4	-	-	4	1.953
2017	1.515	41	72	240	0	1.868	4	0	-	5	1.873
<b>Kombinert olje, kondensat, NGL og gass (mill. foe)</b>											
2019	450	15	60	131	38	693	3	1	-	5	698
2018	469	15	76	116	30	707	6	-	-	6	713
2017	483	17	85	90	21	696	6	0	2	9	705

Troll-feltet i Norge er eneste feltet som inneholder mer enn 15 % av totale sikre reserver basert på antall fat oljeequivalenter .

### Bokført produksjon

	2019	2018	2017
<b>Troll-feltet<sup>1)</sup></b>			
Olje og kondensat (mill. foe)	12	13	14
NGL (mill. foe)	2	2	2
Naturgass (mill. cf)	341	417	384
Kombinert olje, kondensat, NGL og gass (mill. foe)	74	89	85

1) Merk at Troll også er inkludert i kategorien Norge over.



## Operasjonelle data

Følgende tabell viser operasjonelle data for 2019, 2018 and 2017.

Operasjonelle data	31. desember				
	2019	2018	2017	19-18 endring	18-17 endring
<b>Priser</b>					
Gjennomsnittlig Brent blend oljepris (USD/bbl)	<b>64,3</b>	71,1	54,2	(9%)	31%
E&P Norway gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	<b>57,4</b>	64,3	50,2	(11%)	28%
E&P International gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	<b>54,5</b>	61,6	47,6	(12%)	29%
Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	<b>56,0</b>	63,1	49,1	(11%)	29%
Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)	<b>493</b>	513	405	(4%)	27%
Internpris for naturgass (USD/mmBtu)	<b>4,46</b>	5,65	4,33	(21%)	31%
Gjennomsnittlig fakturert gasspris - Europa (USD/mmBtu)	<b>5,79</b>	7,04	5,55	(18%)	27%
Gjennomsnittlig fakturert gasspris - USA (USD/mmBtu)	<b>2,43</b>	3,04	2,73	(20%)	11%
Referanseraffineringsmargin (USD per fat)	<b>4,1</b>	5,3	6,3	(23%)	(16%)
<b>Produksjon (tusen foe/dag)</b>					
E&P Norway bokført produksjon av væsker	<b>535</b>	565	594	(5%)	(5%)
E&P International bokført produksjon av væsker	<b>447</b>	434	415	3%	5%
Bokført produksjon av væsker	<b>983</b>	999	1.009	(2%)	(1%)
E&P Norway bokført gassproduksjon	<b>700</b>	722	740	(3%)	(2%)
E&P International bokført gassproduksjon	<b>228</b>	218	173	5%	26%
Bokført gassproduksjon	<b>928</b>	940	913	(1%)	3%
Sum bokført produksjon	<b>1.911</b>	1.940	1.922	(1%)	1%
<b>Egenproduksjon (tusen foe/dag)</b>					
E&P Norway egenproduksjon av væsker	<b>535</b>	565	594	(5%)	(5%)
E&P International egenproduksjon av væsker	<b>564</b>	567	545	(1%)	4%
Egenproduksjon av væsker	<b>1.099</b>	1.132	1.139	(3%)	(1%)
E&P Norway egenproduksjon av gass	<b>700</b>	722	740	(3%)	(2%)
E&P International egenproduksjon av gass	<b>275</b>	256	200	7%	28%
Egenproduksjon av gass	<b>975</b>	979	941	(0%)	4%
Sum egenproduksjon av væsker og gass	<b>2.074</b>	2.111	2.080	(2%)	1%
<b>Løfting (tusen foe/dag)</b>					
Løfting av væsker	<b>994</b>	1.002	1.012	(1%)	(1%)
Løfting av gass	<b>962</b>	975	936	(1%)	4%
Sum løfting av væsker og gass	<b>1.955</b>	1.976	1.948	(1%)	1%
<b>Produksjonshetskostnad (USD per foe)</b>					
Produksjonshetskostnad bokførte volumer	<b>5,8</b>	5,7	5,2	2%	10%
Produksjonshetskostnad egenproduserte volumer	<b>5,3</b>	5,2	4,8	2%	9%

## Salgspriser

Tabellen nedenfor presenterer realiserte salgspriser.

Realiserte salgspriser	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika
<b>For regnskapsåret 2019</b>				
Gjennomsnittlig salgspris olje og kondensat i USD per fat	64,0	61,1	64,3	55,9
Gjennomsnittlig salgspris flytende naturgass i USD per fat	33,0	-	30,1	16,6
Gjennomsnittlig salgspris gass i USD per mmBtu	5,8	4,6	5,5	2,4
<b>For regnskapsåret 2018</b>				
Gjennomsnittlig salgspris olje og kondensat i USD per fat	70,2	70,5	69,9	62,4
Gjennomsnittlig salgspris flytende naturgass i USD per fat	42,9	-	41,3	27,1
Gjennomsnittlig salgspris gass i USD per mmBtu	7,0	7,5	5,7	3,0
<b>For regnskapsåret 2017</b>				
Gjennomsnittlig salgspris olje og kondensat i USD per fat	54,0	53,6	53,5	46,0
Gjennomsnittlig salgspris flytende naturgass i USD per fat	35,8	-	33,2	20,9
Gjennomsnittlig salgspris gass i USD per mmBtu	5,6	5,3	5,2	2,7

## Salgsvolumer

Salgsvolumer inkluderer løftede bokførte volumer, salg av SDØEs volumer og markedsføring av tredjepartsvolumer. I tillegg til Equinors egne volumer, markedsfører og selger vi olje og gass som eies av den norske staten gjennom statens andel i utvinningstillatelser. Dette er kjent som Statens direkte økonomiske engasjement, eller SDØE. For mer informasjon, se

seksjon 2.7 Konsernforhold under SDØE markedsføring og salg av olje og gass.

Tabellen nedenfor viser informasjon om SDØEs og Equinors salgsvolumer av råolje og naturgass for periodene som er angitt.

Salgsvolumer	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
<b>Equinor<sup>1)</sup></b>			
Olje (mill. fat) <sup>2)</sup>	363	366	369
Gass (bcm)	55,8	56,5	54,3
Kombinert olje og gass (mfoe)	714	721	711
<b>Tredjepartsvolumer<sup>3)</sup></b>			
Olje (mill. fat) <sup>2)</sup>	325	359	302
Gass (bcm)	7,3	5,7	6,4
Kombinert olje og gass (mfoe)	371	394	342
<b>SDØE eiendeler eid av den norske stat<sup>4)</sup></b>			
Olje (mill. fat) <sup>2)</sup>	122	131	147
Gass (bcm)	38,0	43,7	44,0
Kombinert olje og gass (mfoe)	360	406	424
<b>Totalt</b>			
Olje (mill. fat) <sup>2)</sup>	809	855	819
Gass (bcm)	101,0	105,9	104,7
Kombinert olje og gass (mfoe)	1.445	1.521	1.477

- 1) Equinors volumer inkludert i tabellen over er basert på antagelsene om at de solgte volumene tilsvarte de løftede volumene i det respektive året. Volumer løftet av E&P International, men som ikke ble solgt av MMP, og volumer løftet av E&P Norway eller E&P International og som fortsatt ligger på lager eller er under transport vil gjøre at disse volumene er forskjellig fra salgsvolumene som er rapportert av MMP ellers i denne årsrapporten.
- 2) Salgsvolumer av råolje inkluderer flytende naturgass og kondensat. Alle salgsvolumer rapportert i tabellen over inkluderer levering til våre produksjonsanlegg.
- 3) Tredjepartsvolumer av råolje inkluderer både volumer kjøpt fra partnere i vår oppstrømsvirksomhet og andre laster kjøpt i markedet. Tredjepartsvolumene er kjøpt enten for salg til tredjeparter eller for egen bruk. Tredjepartsvolumer av naturgass inkluderer tredjeparts LNG volumer relatert til vår virksomhet ved Cove Point regassifiseringsterminal i USA.
- 4) Tabellinjen, SDØE eiendeler eid av den norske stat, inkluderer salg av både egenproduksjon og tredjepartsgass.

## 2.9 Gjennomgang av resultatene

Resultatanalysen under omfatter ikke enkelte poster som gjelder 2017 i forbindelse med endringer i opplysningskrav som ble vedtatt av SEC i 2019. En beskrivelse av disse postene i 2017 finnes i Equinors Annual Report on Form 20-F for året avsluttet 31. desember 2018, som ble sendt inn til SEC 15. mars 2018.

### Resultatanalyse konsern

Konsernets økonomiske resultater ble sterkt påvirket av lavere priser på olje og gass i 2019. Den gjennomsnittlige prisen på datert Brent -olje var 9 % lavere i 2019 sammenlignet med 2018, og gjennomsnittsprisen på gass i Europa og Nord-Amerika var henholdsvis 18 % og 20 % lavere. I tillegg bidro lavere oljevolumer og høyere nedskrivninger i rapporteringssegmentene i E&P til resultatnedgangen, sammenlignet med 2018. Nye felt på norsk sokkel og i rapporteringssegmentet E&P International førte til økte avskrivningskostnader i tillegg til høyere drifts- og vedlikeholdskostnader. Høy letevirksomhet og økte kostnader til feltutvikling. I 2019 hadde Equinor en bokført produksjon på 1,911 millioner foe per dag, noe som er en nedgang på 1 % sammenlignet med 2018. Årsresultatet ble 1,85 milliarder USD, som er en nedgang fra 7,5 milliarder USD i 2018.

**Samlet egenproduksjon av væsker og gass** var henholdsvis 2,074 millioner foe og 2,111 millioner foe per dag i 2019 og 2018. Nedgangen på 2 % i samlet egenproduksjon skyldtes hovedsakelig forventet naturlig nedgang og redusert fleksibel

gassproduksjon grunnet lavere priser. Nedgangen ble delvis motvirket av oppstart av nye felt på norsk sokkel og i rapporteringssegmentet E&P International, nye brønner i den landbaserte virksomheten i USA og porteføljeendringer.

**Samlet bokført produksjon av væsker og gass** var 1,911 millioner foe per dag i 2019, sammenlignet med 1,940 millioner foe i 2018. Samlet bokført produksjon av væsker og gass gikk ned med 1 % som følge av årsakene som er beskrevet ovenfor, i tillegg til høyere amerikansk produksjonsavgift drevet av høyere egenproduksjon i USA, som delvis ble motvirket av lavere negativ effekt fra produksjonsdelingsavtaler.

Den kombinerte effekten av produksjonsdelingsavtaler og amerikansk produksjonsavgift var henholdsvis 163 tusen foe og 171 tusen foe per dag i 2019 og 2018. Over tid vil de løftede og solgte volumene være lik bokført produksjon, men de kan være høyere eller lavere i visse perioder på grunn av forskjeller mellom kapasitet og tidspunkt for når fartøylene løfter våre volumer og den faktiske bokførte produksjonen i disse periodene.

Sammendratt konsernresultatregnskap (i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2019	2018	Endring
Salgsinntekter	62.911	78.555	(20%)
Resultatandel investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	164	291	(44%)
Andre inntekter	1.283	746	72%
<b>Sum inntekter</b>	<b>64.357</b>	<b>79.593</b>	<b>(19%)</b>
Varekostnad	(29.532)	(38.516)	(23%)
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(10.469)	(10.286)	2%
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(13.204)	(9.249)	43%
Letekostnader	(1.854)	(1.405)	32%
<b>Driftsresultat</b>	<b>9.299</b>	<b>20.137</b>	<b>(54%)</b>
Netto finansposter	(7)	(1.263)	99%
<b>Resultat før skattekostnad</b>	<b>9.292</b>	<b>18.874</b>	<b>(51%)</b>
Skattekostnad	(7.441)	(11.335)	(34%)
<b>Årets resultat</b>	<b>1.851</b>	<b>7.538</b>	<b>(75%)</b>

**Sum inntekter** utgjorde 64.357 millioner USD i 2019, sammenlignet med 79.593 USD i 2018.

Salgsinntektene kommer både fra salg av løftet råolje, naturgass og raffinerte produkter som er produsert og markedsført av Equinor, og fra salg av væsker og gass som er kjøpt fra tredjepart. Equinor markedsfører og selger i tillegg den norske statens andel av væsker fra norsk sokkel. Alt kjøp og salg av statens væskeproduksjon blir bokført som henholdsvis varekostnad [uten lagervariasjoner] og salgsinntekter, mens salg av statens andel av gass fra norsk sokkel blir bokført netto. For mer informasjon om salg, se tabellen Salgsvolum i seksjon 2.8 i denne rapporten.

**Salgsinntektene** var 62.911 USD i 2019, en nedgang på 20 % sammenlignet med 2018. Nedgangen skyldtes hovedsakelig lavere gjennomsnittspriser og lavere volum på væsker og gass.

**Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer** utgjorde 164 millioner USD i 2019, en nedgang fra 291 millioner USD i 2018, grunnet redusert overskudd fra hovedsakelig egenkapitalkonsoliderte investeringer. For nærmere informasjon se note 12 Egenkapitalkonsoliderte investeringer til konsernregnskapet.



Melkøya utenfor Hammerfest i Norge.

**Andre inntekter** utgjorde 1.283 millioner USD i 2019, sammenlignet med 746 millioner USD i 2018. Andre inntekter ble i 2019 positivt påvirket av en gevinst ved salg av eiendeler i Lundin og Arkona, i tillegg til en byttransaksjon med Faroe Petroleum. I 2018 ble andre inntekter positivt påvirket av en gevinst på salg av eiendeler, hovedsakelig knyttet til King Lear, Tommeliten og Norsear-rørledningen.

Som følge av faktorene som er forklart ovenfor, gikk **sum inntekter** ned med 19 % i 2019.

**Varekostnad** inkluderer innkjøpskostnad for væsker som kjøpes fra staten i henhold til eierinstruksen, og væsker og gass som kjøpes fra tredjepart. For ytterligere informasjon, se SDØEs markedsføring og salg av olje og gass under seksjon 2.7 Konsernforhold. Varekostnaden utgjorde 29.532 millioner USD i 2019, sammenlignet med 38.516 millioner USD i 2018. Nedgangen på 23 % i 2019 var hovedsakelig knyttet til lavere gjennomsnittspriser på og volumer av væsker og gass.

**Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader** utgjorde 10.469 millioner USD i 2019, sammenlignet med 10.286 millioner USD i 2018. Økningen på 2 % fra 2018 til 2019 var i hovedsak påvirket av høyere avsetninger i rapporteringssegmentet MMP knyttet til skade på oljeterminalen South Riding Point i Bahamas. Økte transportkostnader, hovedsakelig knyttet til væskevolumer, og høyere drifts- og vedlikeholdskostnader hovedsakelig knyttet til nye felt bidro også til økningen, som delvis ble motvirket av innføringen av IFRS 16<sup>10</sup> og valutakursutviklingen mellom NOK og USD.

**Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger** utgjorde 13.204 millioner USD, sammenlignet med 9.249 millioner USD i 2018. Økningen på 43 % i avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger i 2019 skyldes i hovedsak høyere netto nedskrivninger hovedsakelig knyttet til ukonvensjonelle landbaserte eiendeler i Nord-Amerika og eiendeler på norsk sokkel. Økte investeringer i segmentet E&P International, oppstart av nye felt og innføringen av IFRS 16 bidro også til økningen, som delvis ble motvirket av høyere estimat på sikre reserver på flere felt, ingen avskrivningseffekt på ett av feltene på norsk sokkel grunnet alle gjenværende sikre reserver allerede produsert i tidligere perioder, og en netto nedgang i produksjon.

Medregnet i summen for 2019 var netto nedskrivninger på 4.093 millioner USD, hvor mesteparten er knyttet til reduserte prisforutsetninger. Øvrige elementer er en negativ endring i produksjonsprofiler og -reserver, kostnadsøkninger og skade på oljeterminalen South Riding Point i Bahamas som følge av orkanen Dorian.

Medregnet i summen for 2018 var netto reversering av nedskrivninger på 604 millioner USD, hvor reversering av nedskrivninger utgjorde 1.398 millioner USD, hovedsakelig knyttet til driftsforbedringer, oppdaterte valutakursforutsetninger, økte forutsetninger knyttet til raffinerimarginer, og forlengelse av en produksjonsdelingsavtale. Reverseringen av nedskrivningene ble delvis motvirket av nedskrivninger på 794 millioner USD, hovedsakelig knyttet til langsiktige prisforutsetninger.

For nærmere informasjon, se note 3 Segmentinformasjon, og note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet.

<sup>10</sup> For mer informasjon, se note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler til konsernregnskapet.



## Letekostnader

(i millioner USD)	For regnskapsåret		Endring
	2019	2018	
Leteutgifter	1.584	1.438	10%
Utgiftsført, tidligere balanseførte leteutgifter	120	68	78%
Balanseført andel av årets leteutgifter	(507)	(390)	30%
Netto nedskrivninger / (reverseringer)	657	289	>100%
<b>Totale letekostnader</b>	<b>1.854</b>	<b>1.405</b>	<b>32%</b>

I 2019 var **letekostnadene** på 1.854 millioner USD, en økning på 32 % sammenlignet med 2018, da letekostnadene var på 1.405 millioner USD.

Økningen i letekostnader på 32 % i 2019 skyldes hovedsakelig høyere bore- og feltutviklingskostnader på grunn av høyere aktivitet, utgiftsføring av en høyere andel av tidligere balanseførte leteutgifter, og høyere netto nedskrivninger sammenlignet med 2018. Økningen ble delvis motvirket av balanseføring av en høyere andel letekostnader og lavere seismisk aktivitet sammenlignet med 2018. Det var utforskningsaktivitet i 58 brønner i 2019 sammenlignet med 36 brønner i 2018. Det ble ferdigstilt 42 brønner i 2019, hvorav 16 var kommersielle funn, mens det i 2018 ble ferdigstilt 24 brønner med 9 kommersielle funn.

**Driftsresultatet** utgjorde 9.299 millioner USD i 2019, sammenlignet med 20.137 millioner USD i 2018. Når det gjelder utviklingen i inntekter og kostnader beskrevet over, var nedgangen på 54 % i 2019 hovedsakelig drevet av lavere priser på væsker og gass, og lavere væskevolumer. Høyere netto nedskrivninger, hovedsakelig knyttet til ukonvensjonelle landbaserte felt i Nord-Amerika og felt på norsk sokkel, i tillegg til økte avsetninger i rapporteringssegmentet MMP knyttet til skadene på oljeterminalen South Riding Point, bidro til nedgangen. Nedgangen ble delvis motvirket av en netto gevinst på salg av eiendeler, hovedsakelig knyttet til rapporteringssegmentet E&P Norge i 2019.

**Netto finansposter** utgjorde et tap på 7 millioner USD i 2019. I 2018 viste netto finansposter et tap på 1.263 millioner USD. Det reduserte tapet på 1.256 millioner USD i 2019 skyldtes hovedsakelig gevinst på derivater knyttet til vår langsiktige låneportefølje på 473 millioner USD i 2019, sammenlignet med et tap på 341 millioner USD i 2018. I tillegg hadde vi en valutagevinst på 224 millioner USD i 2019, sammenlignet med et tap på 166 millioner USD i 2018.

**Skattekostnaden** var 7.441 millioner USD i 2019, noe som tilsvarer en effektiv skattesats på 80,1 %, sammenlignet med 11.335 millioner USD i 2018, tilsvarende en effektiv skattesats på 60,1 %. **Den effektive skattesatsen** i 2019 var i hovedsak påvirket av bokførte tap i land som ikke regnskapsfører utsatte skattefordeler, eller i land med lavere skattesatser enn gjennomsnittet, som delvis ble motvirket av en skattefri gevinst på avhendelser. For nærmere informasjon se note 9 Skattekostnad til konsernregnskapet.

Den effektive skattesatsen i 2018 var i hovedsak påvirket av positivt driftsresultat i enheter som ikke regnskapsfører utsatte skattefordeler, og en skattefri avhendelse av en eierandel på norsk sokkel. Den effektive skattesatsen var også påvirket av inntektsføring av tidligere ikke-innregnet utsatt skattefordel.

Den effektive skattesatsen beregnes som skattekostnad dividert på inntekt før skatt. Svingninger i den effektive skattesatsen fra år til år er vanligvis et resultat av ikke-skattbare poster (permanente forskjeller), og endringer i den relative sammensetningen av inntekter mellom norsk olje- og gassproduksjon, som skattlegges med en marginal skattesats på 78 %, og inntekter fra andre skatteregimer. Andre inntekter i Norge, inkludert den landbaserte delen av netto finansposter, skattlegges med 22 % (23 % i 2018), og inntekter i andre land skattlegges i henhold til gjeldende satser for inntektsskatt i de forskjellige landene.

I 2019 var **resultat etter skatt** 1.851 millioner USD, sammenlignet med 7.538 millioner USD i 2018.

Den betydelige nedgangen i 2019 skyldtes hovedsakelig nedgangen i driftsresultatet, som ble delvis motvirket av lavere skattekostnad og en positiv endring i netto finansposter, som forklart ovenfor.

Styret i Equinor foreslår for generalforsamlingen å øke utbyttet med 4 % til 0,27 USD per ordinære aksje for fjerde kvartal 2019.

Det **årlige ordinære utbyttet** for 2019 utgjorde totalt 3.479 millioner USD. Basert på det foreslåtte utbyttet, vil 1.780 millioner USD bli avsatt til annen egenkapital i morselskapet.

For 2018 utgjorde det årlige ordinære utbyttet et samlet beløp på henholdsvis 2.826 millioner USD, netto etter en utbytteaksjeutdeling på 338 millioner USD.

For nærmere informasjon se note 17 Egenkapital og utbytte til konsernregnskapet.

Styret bekrefter i samsvar med regnskapslovens §3-3a at forutsetningen for fortsatt drift er tilstede og at årsregnskapet er utarbeidet på dette grunnlag.

**IFRS 16 Leieavtaler**

Equinor implementerte IFRS 16 med virkning fra 1. januar 2019. Det vises til note 22 Leieavtaler and note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler for mer informasjon om standarden,

Equinors prinsipper og implementeringsvalg, og hvilken effekt implementeringen av IFRS 16 har.

## Resultater fra segmentene

### E&P Norway resultatanalyse

**Driftsresultatet** i 2019 var USD 9.631 millioner USD, sammenlignet med 14.406 millioner USD i 2018. Nedgangen på 4.775 millioner USD fra 2018 til 2019 skyldtes hovedsakelig lavere priser på væsker og gass og redusert produksjon av væsker og gassvolumer. I tillegg var nedskrivning av eiendeler på 1.284 millioner USD i 2019, sammenlignet med en reversering av nedskrivninger på 604 millioner USD i 2018.

#### E&P Norway - sammendratt resultatregnskap

(i millioner USD)	For regnskapsåret		Endring
	2019	2018	
Salgsinntekter	17.789	21.909	(19%)
Resultatandel investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	15	10	49%
Andre inntekter	1.028	556	85%
<b>Sum inntekter</b>	<b>18.832</b>	<b>22.475</b>	<b>(16%)</b>
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(3.284)	(3.270)	0%
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(5.439)	(4.370)	24%
Letekostnader	(478)	(431)	11%
<b>Driftsresultat</b>	<b>9.631</b>	<b>14.406</b>	<b>(33%)</b>

**Samlede salgsinntekter og andre inntekter** var 18.832 millioner USD i 2019 og 22.475 millioner USD i 2018.

Reduksjonen på 19% i salgsinntekter i 2019 skyldes hovedsakelig nedgang i priser på væsker og gass, samt lavere væske- og gassproduksjon.

**Andre inntekter** ble påvirket av gevinst ved salg av eiendeler på 977 millioner USD i 2019. I 2018 ble andre inntekter påvirket av en gevinst på salg av leterettigheter på 490 millioner.

**Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader** utgjorde 3.284 millioner USD i 2019, sammenlignet med 3.270 millioner USD i 2018. Kostnader knyttet til oppstart av nye felt ble motvirket av valutakursutviklingen mellom NOK og USD.

**Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger** utgjorde 5.439 millioner USD i 2019, sammenlignet med 4.370 millioner USD i 2018. Økningen skyldtes hovedsakelig nedskrivninger av eiendeler på 1.284 millioner USD i 2019<sup>11</sup>, sammenlignet med reversering av nedskrivninger på 604 millioner USD i 2018. Økningen ble delvis motvirket av produksjon fra felt uten

<sup>11</sup> Se note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet for mer informasjon om bakgrunnen for nedskrivningene.

**Gjennomsnittlig daglig produksjon av væsker og gass** var 1,235 millioner foe per dag i 2019 og 1,288 millioner foe per dag i 2018.

Det gjennomsnittlige totale produksjonsnivået i 2019 gikk i hovedsak ned på grunn av forventet naturlig nedgang, lavere produksjonseffektivitet og lavere fleksibelt gassuttak fra Troll, som delvis ble motvirket av positive bidrag fra nye brønner på felt i produksjon og de nye feltene Johan Sverdrup, Trestakk og Utgard.

Over tid vil løftede og solgte volumer være lik bokført produksjon, men de kan være høyere eller lavere i perioder på grunn av forskjeller mellom kapasitet og tidspunkt for når fartøyene løfter volumene og den faktiske bokførte produksjonen i disse periodene.

gjenværende sikre reserver i 2019 og netto nedgang i feltspesifikk produksjon.

**Letekostnadene** var på 478 millioner USD i 2019, sammenlignet med 431 millioner USD i 2018. Økningen fra 2018 til 2019 skyldes hovedsakelig høyere bore- og feltutviklingskostnader, primært grunnet høyere aktivitet. I 2019 var det utforskningsaktivitet i 28 brønner, hvorav 26 brønner ble ferdigstilt, mens det i 2018 var aktivitet i 23 brønner, hvorav 18 ble ferdigstilt.

### E&P International resultatanalyse

**Driftsresultatet** i 2019 var et tap på 800 millioner USD, sammenlignet med 3.802 millioner USD i overskudd i 2018. Den negative utviklingen var hovedsakelig forårsaket av nedskrivninger i 2019, lavere priser på væsker og gass og en positiv effekt i 2018 som følge av reduserte avsetninger knyttet til en redetermineringsprosess i Nigeria.

**Gjennomsnittlig daglig egenproduksjon av væsker og gass** (se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser) var på 839 tusen foe per dag i 2019, sammenlignet med 823 tusen foe per dag i 2018. Økningen på 2 % var drevet av nye brønner på de landbaserte feltene i USA, særlig i Appalachian-regionen, i tillegg til effekt av nye felt i Brasil, Storbritannia og utenfor kysten av Nord-Amerika. Økningen ble delvis motvirket av naturlig nedgang, særlig på modne felt i Angola.

**Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon av væsker og gass** (se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser) var på 676 tusen foe per dag i 2019, sammenlignet med 652 tusen foe per dag i 2018. Bokført produksjon i 2019 økte med 4 % grunnet høyere egenproduksjon, som beskrevet over, og redusert negativ effekt fra produksjonsdelingsavtaler, delvis motvirket av økte produksjonsavgifter (royalties) i USA grunnet høyere egenproduksjon. Den kombinerte effekten av

produksjonsdelingsavtaler og produksjonsavgifter i USA var på 163 tusen foe per dag i 2019 og 171 tusen foe per dag i 2018.

Over tid vil de loftede og solgte volumene være lik vår bokførte produksjon, men de kan være høyere eller lavere i perioder på grunn av forskjeller mellom kapasitet og tidspunkt for når fartøyene løfter våre volumer og den faktiske bokførte produksjonen i disse periodene. Se seksjon 5.6 Begrep og forkortelser for mer informasjon.

#### E&P International - sammendratt resultatregnskap

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2019	2018	Endring
Salgsinntekter	10.276	12.322	(17%)
Resultatandel investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	30	31	(4%)
Andre inntekter	19	45	(58%)
<b>Sum inntekter</b>	<b>10.325</b>	<b>12.399</b>	<b>(17%)</b>
Varekostnad	(34)	(26)	34%
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(3.352)	(3.006)	12%
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(6.361)	(4.592)	39%
Letekostnader	(1.377)	(973)	41%
<b>Driftsresultat</b>	<b>(800)</b>	<b>3.802</b>	<b>N/A</b>

E&P International oppnådde **sum inntekter** på 10.325 millioner USD i 2019, sammenlignet med 12.399 millioner USD i 2018.

**Salgsinntekter** gikk ned i 2019, hovedsakelig grunnet lavere realiserte priser på væsker og gass, delvis motvirket av høyere bokført produksjon. I 2018 ble salgsinntektene positivt påvirket med 774 millioner USD som følge av endring i avsetninger knyttet til en redetermineringsprosess i Nigeria. For informasjon om reversering av avsetninger, se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

**Andre inntekter** utgjorde 19 millioner USD i 2019, sammenlignet med 45 millioner USD i 2018. I 2019 var andre inntekter hovedsakelig relatert til en gevinst ved avhendelse av en lisensandel i Nicaragua. I 2018 var andre inntekter hovedsakelig knyttet til gevinst ved avhendelse av Alba-feltet.

Som følge av faktorene som er forklart ovenfor, gikk **sum inntekter** ned med 17 % i 2019.

**Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader** utgjorde 3.352 millioner USD i 2019, sammenlignet med 3.006 millioner USD i 2018. Økningen på 12 % fra 2018 til 2019 skyldtes i hovedsak porteføljendringer og høyere drifts- og transportkostnader knyttet til nye felt i drift og volumvekst i den landbaserte virksomheten i USA. I tillegg bidro netto tap på salg av eiendeler i 2019 til økningen. Økningen ble delvis motvirket av reduserte produksjonsavgifter som følge av lavere priser og relaterte volumer.

**Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger** utgjorde 6.361 millioner USD i 2019, sammenlignet med 4.592

millioner USD i 2018. Økningen på 39 % fra 2018 til 2019 skyldtes hovedsakelig nedskrivninger i 2019. Netto nedskrivninger i 2019 utgjorde 1.920 millioner USD. Dette var i størst grad knyttet til nedskrivning av ukonvensjonelle landbaserte eiendeler i Nord-Amerika, som følge av reduserte langsiktige prisforutsetninger, i tillegg til endrede driftsplaner for enkelte eiendeler. Netto nedskrivninger i 2018 utgjorde 154 millioner USD. Dette var i størst grad knyttet til nedskrivning av ukonvensjonelle landbaserte eiendeler i Nord-Amerika, som følge av reduserte langsiktige prisforutsetninger og redusert virkelig verdi på en eiendel. I tillegg økte avskrivningene hovedsakelig som følge av høyere investeringer, nye felt i drift og porteføljendringer, motvirket av høyere reserveanslag.

**Letekostnadene** var 1.377 millioner USD i 2019, sammenlignet med 973 millioner USD i 2018. Økningen fra 2018 til 2019 skyldtes hovedsakelig høyere bore- og feltutbyggingskostnader som følge av høyere aktivitet, en høyere andel av tidligere balanseførte utgifter ble kostnadsført, og netto nedskrivning av leteprospekter og signaturbonuser i 2019 på 656 millioner USD, sammenlignet med 280 millioner USD i 2018. Dette ble delvis utlignet av at en høyere andel av leteutgiftene ble balanseført, og en lavere andel seismiske kostnader. Det var utforskningsaktivitet i 30 brønner i 2019, hvorav 16 brønner ble ferdigstilt, sammenlignet med aktivitet i 13 brønner og 6 ferdigstilte brønner i 2018.

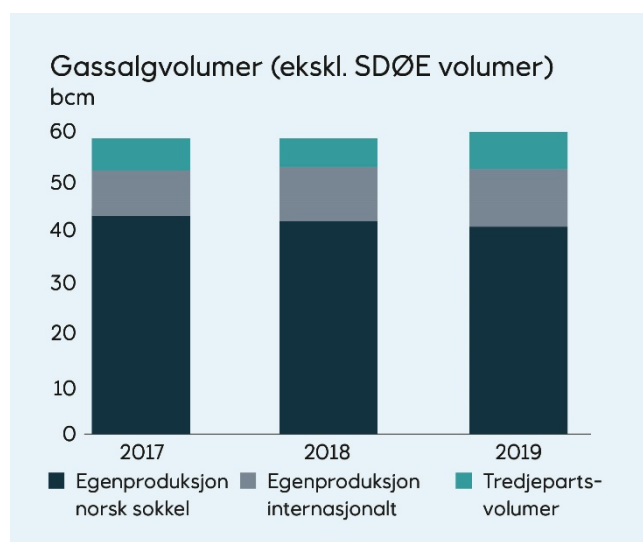
#### MMP resultatanalyse

**Driftsresultatet** var 1.004 millioner USD, sammenlignet med 1.906 millioner USD i 2018, noe som tilsvarer en nedgang på 47 %. Nedgangen skyldtes i hovedsak økte operasjonelle og

administrative kostnader knyttet til høyere transportkostnader for væskevolumer, høyere avsetninger og nedskrivninger knyttet til skadene på oljeterminalen South Riding Point på Bahamas, i tillegg til avsetninger til tapsbringende kontrakter i Nord-Amerika. Totale avsetninger utgjør 418 millioner USD, og nedskrivninger 206 millioner USD. Svake gasspriser og reduserte prosesseringsmarginer bidro også til nedgangen i 2019, sammenlignet med 2018. Nedgangen ble delvis motvirket av sterke resultater fra handel med råolje og væsker i 2019.

I 2018 var driftsresultatet påvirket av en negativ lagereffekt på 132 millioner USD, svakere resultater fra handel med væsker og lavere prosesseringsmarginer. Nedgangen ble delvis motvirket av bedre LNG-resultater, salget av eierandeler i infrastruktur på 129 millioner USD, og netto endring i reversering av nedskrivninger på 154 millioner USD.

De samlede gassalgsvolumene var på 59,4 milliarder kubikkmeter (bcm) i 2019, og det er på samme nivå som de samlede gassalgsvolumene i 2018. Økningen i bokført produksjon internasjonalt og salg av tredjepartsgass ble utlignet av en reduksjon i bokført produksjon på norsk sokkel. Grafen viser ikke volumer som er solgt på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

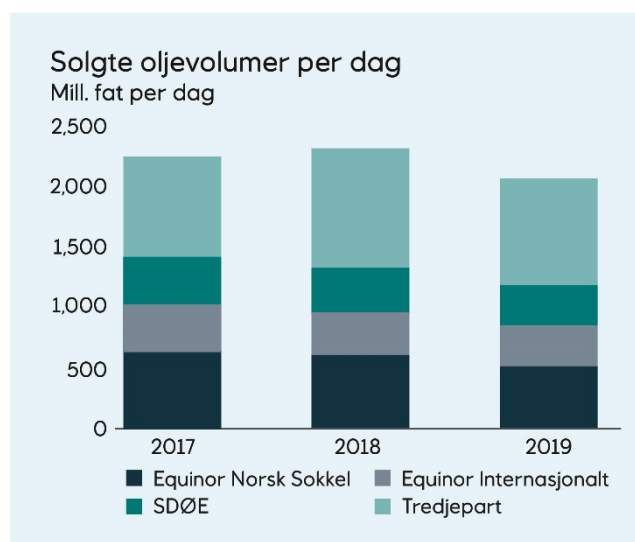


I 2019 var den gjennomsnittlige fakturerte prisen på salg av gass i Europa 5,79 USD per mmBtu, som er en nedgang på 18 % fra 7,04 USD per mmBtu i 2018. I 2018 gikk den gjennomsnittlige fakturerte prisen ved salg av gass i Europa opp med 27 % sammenlignet med 2017 (5,55 USD per mmBtu).

I 2019 var den gjennomsnittlige fakturerte prisen ved salg av gass i Nord-Amerika 2,43 USD per mmBtu, som er en nedgang på 20 % fra 3,04 USD per mmBtu i 2018. I 2018 gikk den gjennomsnittlige fakturerte prisen ved salg av gass i Nord-Amerika opp med 11 % i forhold til 2017 (2,73 USD per mmBtu).

All gass som Equinor produserer på norsk sokkel selges av MMP, og kjøpes fra E&P Norge på feltenes løftepunkt til en markedsbasert internpris med fradrag for kostnaden ved å føre gass fra feltet til markedet og en markedsføringsavgift. Vår pris for overføring av gass fra norsk sokkel var på 4,46 USD per mmBtu i 2019, som er en nedgang på 21 % sammenlignet med 5,65 USD per mmBtu i 2018. Prisen for overføring av gass fra norsk sokkel var 31 % høyere i 2018 enn i 2017 (4,33 USD per mmBtu).

Gjennomsnittlig salg av råolje, kondensat og våtgass utgjorde 2,1 mill. fat per dag i 2019, hvorav om lag 0,85 mill. fat var salg av våre egenproduserte volumer, 0,89 mill. fat var salg av tredjepartsvolumer og 0,33 mill. fat var salg av volumer kjøpt fra SDØE. Våre gjennomsnittlige salgsvolumer utgjorde 2,3 mill. fat per dag i 2018 og 2,2 mill. fat per dag i 2017. Gjennomsnittlige solgte tredjepartsvolumer utgjorde 0,98 og 0,83 mill. fat per dag i 2018 og 2017.



MMPs raffineringsmarginer var lavere for Mongstad og høyere for Kalundborg i 2019 sammenlignet med 2018. Equinors referansemargin var 4,1 USD per fat i 2019, sammenlignet med 5,3 USD per fat i 2018, en nedgang på 23 %.

## MMP - sammendratt resultatregnskap

(i millioner USD)	For regnskapsåret		Endring
	2019	2018	
Salgsinntekter	60.928	75.636	(19%)
Resultatandel investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	25	16	56%
Andre inntekter	2	142	(98%)
Sum inntekter	60.955	75.794	(20%)
Varekostnad	(54.454)	(69.296)	(21%)
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	(4.897)	(4.377)	12%
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(600)	(215)	>100%
Driftsresultat	1.004	1.906	(47%)

**Salgsinntekter og andre inntekter** utgjorde 60.955 millioner USD i 2019, sammenlignet med 75.794 millioner USD i 2018.

Nedgangen i **salgsinntekter** fra 2018 til 2019 skyldtes hovedsakelig en nedgang i prisene på alle produkter, i tillegg til lavere væskevolumer. Gjennomsnittlig pris på råolje i USD gikk ned med om lag 9% i 2019, sammenlignet med 2018.

**Andre inntekter** i 2019 var lavere, hovedsakelig grunnet en gevinst på salg av eiendeler på 133 millioner USD i 2018.

Som følge av faktorene som er beskrevet over, gikk salgsinntekter og andre inntekter ned med 20% fra 2018 til 2019.

**Varekostnader** utgjorde 54.454 millioner USD i 2019, sammenlignet med 69.296 millioner USD i 2018. Nedgangen fra 2018 til 2019 skyldtes i hovedsak en nedgang i prisen på alle produkter, i tillegg til reduserte væskevolumer.

**Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader** utgjorde 4.897 millioner USD i 2019, sammenlignet med 4.377 millioner USD i 2018. Økningen fra 2018 til 2019 skyldtes hovedsakelig økte transportkostnader for væsker og høyere kostnader til drift av anlegg, hovedsakelig grunnet bokføring av en avsetning knyttet til terminalen South Riding Point i 2019.

**Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger** utgjorde 600 millioner USD i 2019, sammenlignet med 215 millioner USD i 2018. Økningen i avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger fra 2018 til 2019 var hovedsakelig forårsaket av nedskrivninger knyttet til terminalen South Riding Point i 2019 og en høyere reversering av nedskrivninger i 2018, i tillegg til avskrivninger på en ny infrastruktureiendel. Netto reversering av nedskrivninger i 2018 var knyttet til raffineriene, grunnet en økning i forventede raffinerimarginer.

## Andre

Rapporteringssegmentet Andre omfatter aktiviteter innen Nye energiløsninger, Global strategi & forretningsutvikling, Teknologi, Prosjekter & boring, konsernstaber og støttefunksjoner og leieavtaler i henhold til IFRS 16. Alle leiekontrakter presenteres som en del av segmentet Andre. Se Note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler for mer informasjon om effekten av IFRS 16 på segmentrapporteringen.

I 2019 noterte rapporteringssegmentet Andre et netto driftsresultat på 92 millioner USD, sammenlignet med et driftstap på 79 millioner USD i 2018. En gevinst på salg av en eierandel i havvindparken Arkona er den enkeltposten som har hatt størst effekt på resultatet. Se Note 4 Oppkjøp og nedsalg for mer informasjon.



## 2.10

## Likviditet og kapitalressurser

Resultatanalysen under omfatter ikke enkelte poster som gjelder 2017 i forbindelse med endringer i opplysningskrav som ble vedtatt av SEC i 2019. En beskrivelse av disse postene i 2017 finnes i Equinors Annual Report on Form 20-F for året avsluttet 31. desember 2018, som ble sendt inn til SEC 15. mars 2018.

## Gjennomgang av kontantstrøm

Equinors kontantstrømgenerering i 2019 ble redusert med 5.800 millioner USD sammenlignet med 2018.

## Konsolidert kontantstrømoppstilling

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2019	2018
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	13.749	19.694
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	(10.594)	(11.212)
Kontantstrøm fra/(benyttet til) finansieringsaktiviteter	(5.496)	(5.024)
Netto økning/(reduksjon) i betalingsmidler	(2.341)	3.458

## Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter

De viktigste faktorene bak kontantstrøm tilført fra operasjonelle aktiviteter var produksjonsnivået og prisene på væsker og gass, som påvirker inntekter, varekostnader, betalte skatter og endringer i arbeidskapital.

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter gikk ned med 5.946 millioner USD i 2019, sammenlignet med 2018. Nedgangen skyldtes hovedsakelig lavere priser på væsker og gass, økte derivatbetalinger og en endring i arbeidskapital, som delvis ble motvirket av lavere skatteinnbetalinger.

## Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter gikk ned med 618 millioner USD i 2019, sammenlignet med 2018. Nedgangen skyldtes hovedsakelig lavere kjøp av virksomhet, lavere investeringskostnader og økte inntekter fra salg av eiendeler, som delvis ble motvirket av økte finansielle investeringer.

## Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter økte med 472 millioner USD i 2019, sammenlignet med 2018. Økningen skyldtes hovedsakelig at leiebetalingene under IFRS 16 presenteres som kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter, økt utbetaling av utbytte og tilbakekjøp av aksjer, som delvis ble motvirket av redusert tilbakebetaling av lån og høyere kontantstrøm fra garantivederlag knyttet til derivater.

## Finansielle eiendeler og gjeld

Det var økning i selskapets netto gjeldsgrad før justeringer ved utgangen av året fra 20,6 % i 2018 til 28,5 % i 2019, hovedsakelig på grunn av implementeringen av IFRS 16 Leieavtaler. Se seksjon 5.2 for non-GAAP-måltall for netto gjeldsgrad. Netto rentebærende gjeld gikk opp fra 11,1 milliarder USD til 16,4 milliarder USD. I løpet av 2019 ble Equinors totale egenkapital redusert fra 43,0 milliarder USD til 41,2 milliarder USD, hovedsakelig på grunn av lavere priser på væsker og gass samt redusert volum på væsker, høyere netto nedskrivninger og økt utdelt kapital. Equinor har betalt ut fire kvartalsvise utbytter i 2019. For fjerde kvartal 2019 vil styret foreslå for generalforsamlingen (GF) å øke utbyttet fra 0,26 USD til 0,27 USD per aksje. Se note 17 Egenkapital og utbytte til konsernregnskapet for mer informasjon.

Med nåværende likviditetsreserver, blant annet en fast rullerende kredittfasilitet på 5,0 milliarder USD og tilgang til ulike kapitalmarkeder, mener Equinor at selskapet har tilstrekkelig kapital tilgjengelig for å dekke sine likviditetsbehov, inkludert arbeidskapital. Finansieringsbehov oppstår som et resultat av Equinors ordinære forretningsvirksomhet. Equinor søker vanligvis å etablere finansiering på konsernnivå (morselskap), men prosjektfinansiering vil brukes der det anses hensiktsmessig. Equinor er opptatt av å ha tilgang til flere ulike finansieringskilder til enhver tid, på tvers av markeder og instrumenter, i tillegg til å sikre god relasjon til en liten gruppe internasjonale banker som leverer et bredt utvalg av banktjenester.

Kredittvurderinger av Equinor foretas av Moody's og Standard & Poors (S&P). Equinors nåværende langsiktige kredittvurdering er AA- med stabile utsikter og Aa2 med stabile utsikter fra henholdsvis S&P og Moody's. De kortsiktige kredittvurderingene er P-1 fra Moody's og A-1+ fra S&P. For å sikre finansiell fleksibilitet framover har Equinor til hensikt å holde selskapets finansielle nøkkeltall på et nivå som er forenlig med vår målsetting om å minst opprettholde Equinors langsiktige kredittvurdering innenfor A-kategorien på frittstående basis (Equinors totale kredittvurdering ovenfor, som hensyntar Statens eierskap, er ett trinn høyere fra Standard & Poor's og to trinn høyere fra Moody's sammenlignet med kredittvurderingene på frittstående basis).

Forvaltningen av finansielle eiendeler og forpliktelser tar hensyn til finansieringskilder, forfallsprofilen på langsiktige lån, renterisiko, valutarisiko og tilgjengelige likvide midler. Equinors langsiktige gjeld er etablert i ulike valutaer og blir vanligvis byttet til USD. I tillegg brukes rentederivater, spesielt rentebytteavtaler, for å styre renterisikoen for vår langsiktige gjeldsportefølje. Equinors finansiering og likviditetsaktiviteter administreres på konsernnivå.

Equinor har spredt likvide midler over en rekke finansielle instrumenter og motparter for å unngå å samle all risiko i bare én type investeringer eller i ett enkelt land. Per 31. desember 2019 var ca. 24 % av Equinors likvide midler plassert i eiendeler i USD, 28 % i NOK, 20 % i EUR, 6 % i GBP, 9 % i DKK og 13 % i SEK, før valutabytteavtaler og terminkontrakter. Omtrent 42 % av Equinors likvide midler var plassert i termininnskudd, 43 % i statsobligasjoner og lånesertifikater, 7% i pengemarkedsfond og

3 % i bank. Per 31. desember 2019 var ca. 3,9 % av Equinors likvide midler klassifisert som bundne midler (inkludert sikkerhetsinnskudd).

Equinors generelle prinsipp er å ha en likviditetsreserve i form av kontanter og kontantekvivalenter eller andre finansielle omløpsmidler i Equinors balanse, samt ubenyttede kredittfasiliteter og kredittlinjer, som sikrer at Equinor har tilstrekkelige finansielle ressurser til å dekke kortsiktige krav.

Equinor innhenter langsiktig kapital når konsernet har et behov for slik finansiering basert på selskapets forretningsvirksomhet, kontantstrømmer og nødvendig økonomisk fleksibilitet, eller når markedsforholdene vurderes som gunstige.

Konsernets lånebehov dekkes hovedsaklig gjennom utstedelse av verdipapirer med kort, mellomlang og lang horisont, herunder bruk av et US Commercial Paper Programme (grensen for programmet er 5,0 milliarder USD), og et Shelf Registration Statement som er registrert hos SEC i USA, samt gjennom utstedelser gjennom et Euro Medium Term Note (EMTN) Programme som er notert ved børsen i London. Kommitterte kredittfasiliteter og annen bevilget kreditt kan også benyttes. Etter effekten av valutabytteavtaler er størsteparten av Equinors gjeld i USD.

13. november 2019 utstedte Equinor 1 milliard USD i nye obligasjoner med 30 års løpetid. 5. september 2018 utstedte Equinor 1 milliard USD i nye obligasjoner med ti års løpetid. Alle obligasjonene er ubetinget garantert av Equinor Energy AS. Se konsernregnskapets note 18 Finansiell gjeld for mer informasjon.

## Finansielle indikatorer

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2019	2018
Brutto rentebærende gjeld <sup>1)</sup>	29.032	25.727
Netto rentebærende gjeld før justeringer	16.429	11.130
Netto gjeld på sysselsatt kapital <sup>2)</sup>	28,5%	20,6%
Netto gjeld på sysselsatt kapital justert, inkludert leasing forpliktelser <sup>3)</sup>	29,5%	
Netto gjeld på sysselsatt kapital justert <sup>3)</sup>	23,8%	22,2%
Betalingsmidler	5.177	7.556
Kortsiktige finansielle investeringer	7.426	7.041

1) Definert som langsiktig og kortsiktig finansiell gjeld.

2) Beregnet i henhold til IFRS balanser. Netto gjeld over sysselsatt kapital er netto gjeld delt på sysselsatt kapital. Netto gjeld er rentebærende gjeld minus betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer. Sysselsatt kapital er netto gjeld, aksjonærs kapital og minoritetsandeler.

3) For å beregne justert netto gjeld over sysselsatt kapital gjør Equinor justeringer for sysselsatt kapital som det ville blitt rapportert i henhold til IFRS. Midler som holdes som finansielle investeringer i Equinor Insurance AS anses ikke som umiddelbart tilgjengelig og har blitt lagt til netto gjeld, mens leasing-forpliktelser er blitt trukket ut av netto gjeld. Se seksjon 5.2 Netto gjeld over sysselsatt kapital for en avstemming av sysselsatt kapital og en forklaring på hvorfor Equinor finner denne målingen nyttig.

### Brutto rentebærende gjeld

Brutto rentebærende gjeld var 29,0 milliarder USD og 25,7 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2019 og 2018. Implementeringen av IFRS 16 har økt brutto rentebærende gjeld gjennom tillegg av leieforpliktelser på 4,2 milliarder USD fra 1. januar 2019. Nettoøkningen på 3,3 milliarder USD fra 2018 til 2019 skyldtes en økning i kortsiktig gjeld på 1,6 milliarder USD og økning i langsiktig gjeld på 1,7 milliarder USD. Den vektete gjennomsnittlige rentesatsen på årsbasis var 3,53 % og 3,67 % per 31. desember i henholdsvis 2019 og 2018. Equinors vektete gjennomsnittlige løpetid på gjelden var ni år per 31. desember 2019, og ni år per 31. desember 2018.

### Netto rentebærende gjeld

Netto rentebærende gjeld før justeringer utgjorde 16,4 milliarder USD og 11,1 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2019 og 2018. Økningen på 5,3 milliarder USD fra 2018 til 2019 var hovedsakelig knyttet til en økning i brutto rentebærende gjeld på 3,3 milliarder USD, som inkluderer effektene av implementeringen av IFRS 16 og en reduksjon i kontanter og kontantekvivalenter på 2,4 milliarder USD, som ble motvirket av en økning i kortsiktige finansielle investeringer på 0,4 milliarder USD.

### Netto gjeldsgrad

Netto gjeldsgrad før justeringer var 28,5 % og 20,6 % i henholdsvis 2019 og 2018.

Justert netto gjeldsgrad (non-GAAP finansielt måltall, se fotnote tre ovenfor) var 23,8 % og 22,2 % i henholdsvis 2019 og 2018.

Økningen på 7,9 prosentpoeng i netto gjeldsgrad før justeringer fra 2018 til 2019 skyldtes en økning i netto rentebærende gjeld med 5,3 milliarder USD i kombinasjon med en økning i sysselsatt kapital på 3,5 milliarder USD.

Økningen på 1,6 prosentpoeng i justert netto gjeldsgrad fra 2018 til 2019 skyldtes en økning i justert netto rentebærende gjeld med 0,6 milliarder USD i kombinasjon med en nedgang i justert sysselsatt kapital på 1,2 milliarder USD.

### Kontanter, kontantekvivalenter og kortsiktige investeringer

Kontanter og kontantekvivalenter var 5,2 milliarder USD og 7,6 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2019 og 2018. Se note 16 Kontanter og kontantekvivalenter i konsernregnskapet for informasjon vedrørende bundne midler. Kortsiktige finansielle investeringer, som er en del av Equinors likviditetsstyring, utgjorde 7,4 milliarder USD og 7,0 milliarder USD per 31. desember i henholdsvis 2019 og 2018.

## Investeringer

Investeringskostnadene i 2019, som defineres som tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper i note 3 Segmentinformasjon i konsernregnskapet, beløp seg til 14,8 milliarder USD, hvorav 9,9 milliarder USD var organiske investeringer<sup>12</sup>.

I 2018 var investeringskostnadene på 15,2 milliarder USD, hvorav organiske investeringer<sup>12</sup> utgjorde 9,9 milliarder USD. Se note 3 Segmentinformasjon i konsernregnskapet.

I 2017 var investeringskostnadene på 10,8 milliarder USD, hvorav organiske investeringer<sup>12</sup> utgjorde 9,4 milliarder USD. Se note 3 Segmentinformasjon i konsernregnskapet.

I Norge vil en betydelig del av investeringene i 2020 brukes på prosjekter som er under utbygging, blant annet Johan Castberg, Martin Linge og Johan Sverdrup fase 2, i tillegg til ulike utvidelser, modifikasjoner og forbedringer på felt i drift.

Internasjonalt anslås det at en betydelig andel av våre investeringer i 2020 vil brukes på følgende prosjekter, som er under utbygging eller planlegging: Peregrino i Brasil, og landbasert virksomhet og offshore-virksomhet i USA.

Innenfor fornybar energi ventes det at investeringene i 2020 vil brukes hovedsakelig på havvindprosjekter.

Equinor finansierer sine investeringskostnader både internt og eksternt. For mer informasjon om dette, se Finansielle eiendeler og gjeld tidligere i denne seksjonen.

Som det framgår av avsnittet De viktigste kontraktsmessige forpliktelser lenger ned i denne rapporten, har Equinor forpliktet seg til visse investeringer i framtiden. Jo lenger fram i tid, jo høyere er fleksibiliteten for å kunne endre investeringene. Denne fleksibiliteten er delvis avhengig av hvilke investeringer våre partnere i joint venture-selskapene er enige i å forplikte seg til. En stor del av investeringene i 2020 er forpliktet.

Equinor kan endre beløpet, tidspunktet eller fordelingen på segment eller prosjekt for sine investeringer, i påvente av utviklingen i eller som et resultat av en rekke faktorer utenfor selskapets kontroll.

<sup>12</sup> Se seksjon 5.2 om non-GAAP måltall

## De viktigste kontraktsmessige forpliktelser

Tabellen under oppsummerer våre viktigste kontraktsmessige forpliktelser, unntatt derivater og andre sikringsinstrumenter samt fjerningsforpliktelser, som stort sett ventes å gi kontantutbetalinger lenger enn fem år fram i tid.

Langsiktig finansgjeld i tabellen representerer våre viktigste betalingsforpliktelser, inkludert renteforpliktelser. Equinors forpliktelser overfor egenkapitalkonsoliderte selskaper er vist i tabellen under med Equinors proporsjonale andel. For eiendeler som er inkludert i Equinor-regnskapet gjennom felleskontroller virksomhet eller lignende ordninger er beløpene inkludert i tabellen med netto forpliktelser som skal betales av Equinor (Equinors forholdsmessige andel av forpliktelsen fratrukket Equinors eierandel i den aktuelle enheten).

### Viktigste kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner USD)	For regnskapsåret				Totalt
	Mindre enn 1 år	1-3 år	3-5 år	Mer enn 5 år	
	Betaling til forfall per periode <sup>1)</sup>				
Udiskontert langsiktig finansiell gjeld <sup>2)</sup>	2.567	4.370	6.238	19.016	32.191
Udiskonterte leieavtaler <sup>3)</sup>	1.210	1.483	673	1.241	4.607
Minimum andre langsiktige forpliktelser (nominell) <sup>4)</sup>	2.165	3.927	2.860	4.518	13.470
<b>Totale kontraktsfestede forpliktelser</b>	<b>5.942</b>	<b>9.780</b>	<b>9.771</b>	<b>24.775</b>	<b>50.268</b>

- 1) "Mindre enn 1 år" representerer 2020; "1-3 år" representerer 2021 og 2022; "3-5 år" representerer 2023 og 2024, mens "Mer enn 5 år" inkluderer forpliktelser for senere perioder.
- 2) Se note 18 Finansiell gjeld i Konsernregnskapet. Hovedforskjellene mellom tabellen og noten relateres til renter.
- 3) Se note 5 Finansiell risikostyring i konsernregnskapet.
- 4) Se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler i Konsernregnskapet.

Equinor hadde kontraktsmessige forpliktelser på 5.205 millioner USD per 31. desember 2019. Disse forpliktelsene gjenspeiler Equinors andel, og omfatter hovedsakelig konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

Equinors estimerte ytelsesbaserte pensjonsforpliktelser var på 8.363 millioner USD, og virkelig verdi på pensjonsmidlene utgjorde 5.589 millioner USD per 31. desember 2019. Selskapets bidrag er hovedsakelig knyttet til ansatte i Norge. For mer informasjon, se konsernregnskapets note 19 Pensjoner.

## Poster utenfor balansen

Equinor er part i forskjellige avtaler, som for eksempel kontrakter for prosessering- og transportkapasitet, som ikke er ført i balansen. For mer informasjon om dette, se De viktigste kontraktsmessige forpliktelser i seksjon 2.10 Likviditet og kapitalressurser. Equinor implementerte IFRS 16 Leieavtaler med virkning fra 1. januar 2019. Denne standarden krever at alle leieavtaler skal balanseføres, som beskrevet i note 23 Implementering av IFRS 16 i konsernregnskapet. Equinor er også part i visse garantier, forpliktelser og betingede forpliktelser som, i henhold til IFRS, ikke nødvendigvis er ført i balansen som forpliktelser. For mer informasjon, se konsernregnskapets note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

## 2.11 Risikoanalyse

### Risikofaktorer

Equinor er eksponert for risikofaktorer som, hver for seg eller kombinert, kan påvirke selskapets driftsmessige og økonomiske resultater. I denne delen drøftes noen av de viktigste risikofaktorene.

#### Risiko knyttet til virksomhet, strategi og drift

Denne delen beskriver de viktigste potensielle risikoene knyttet til Equinors virksomhet, strategi og drift:

**Prisene på olje og naturgass.** *Svingninger i prisene på olje og/eller naturgass påvirker våre økonomiske resultater. Generelt er det slik at Equinor ikke vil ha kontroll over de faktorene som påvirker prisene på olje og naturgass.*

Prisene på olje og naturgass har svingt mye de siste årene. Det er flere årsaker til disse svingningene, men grunnleggende markedskrefter utenfor Equinors eller andre tilsvarende markedsaktørers kontroll har hatt og vil fortsatt ha en effekt på olje- og gassprisene framover.

Faktorer som påvirker prisene på olje og naturgass er blant annet:

- økonomisk og politisk utvikling i ressursproduserende regioner
- tilbud og etterspørsel globalt og regionalt;
- evnen Organisasjonen av oljeeksporterende land (Opec) og/eller andre produsentland har til å påvirke globale produksjonsnivåer og priser;
- negative sosiale eller helsemessige situasjoner i et land, inkludert epidemi eller pandemi og tiltak som myndigheter eller frivillige organisasjoner iverksetter som en respons på en slik situasjon, og effektene av en slik situasjon på etterspørsel;
- prisene på alternative drivstoff som påvirker prisene som realiseres gjennom Equinors langsiktige gassalgskontrakter;
- reguleringer og tiltak fra myndigheter og internasjonale organisasjoner, herunder endringer i energi- og klimapolitikken;
- globale økonomiske forhold;
- krig eller andre internasjonale konflikter;
- endringer i befolkningsvekst og forbrukerpreferanser;
- pris og tilgjengelighet på ny teknologi;
- økt forsyning fra nye olje- og gasskilder; og
- værforhold.

Nylig har det vært en vesentlig prisvolatilitet utløst blant av endret dynamikk mellom medlemslandene i Opec+ og usikkerheten rundt etterspørsel grunnet pandemien Covid-19. Se også pandemien Covid-19 nedenfor.

En nedgang i prisene på olje og/eller naturgass vil kunne ha negativ innvirkning på Equinors virksomhet, driftsresultater, økonomiske stilling og likviditet og Equinors evne til å finansiere planlagte investeringer, herunder eventuelle reduksjoner i investeringskostnader, som igjen vil kunne føre til redusert erstatning av reserver.

En betydelig eller vedvarende periode med lave priser på olje og naturgass eller andre indikatorer vil, dersom den antas å ha innvirkning på lengre sikt, kunne føre til vurderinger av nedskrivning av konsernets olje- og naturgassaktiva. Slike vurderinger vil kunne gjenspeile ledelsens syn på langsiktige priser på olje og naturgass, og vil kunne føre til en nedskrivning som vil kunne ha en betydelig effekt på resultatene til Equinors virksomhet i perioden den finner sted. Endringer i ledelsens syn på langsiktige priser på olje og/eller naturgass eller ytterligere vesentlige reduksjoner i olje-, gass- og/eller produktpriser vil kunne ha negativ effekt på den økonomiske lønnsomheten til prosjekter som er planlagt eller under utvikling. Se også note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper til konsernregnskapet for en drøfting av viktige kilder til usikkerhet i ledelsens anslag og forutsetninger som påvirker Equinors innberettede størrelser på eiendeler, gjeld, inntekter og utgifter, og note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet for en drøfting av prisforutsetninger og sensitiviteter som påvirker nedskrivningsanalysen.

**Pandemien Covid-19.** *Pandemien Covid-19 kan påvirke etterspørselen etter, og forsyningen av, olje og gass, råvarepriser samt Equinors evne til å drive anleggene effektivt.*

Verdens helseorganisasjon (WHO) erklærte nylig at pandemien Covid-19 er en verdensomspennende krisesituasjon. Den har fått land og organisasjoner, inkludert Equinor, til å sette i verk tiltak for å begrense risikoen for samfunnet, ansatte og forretningsdriften. Pandemien fortsetter å tilta og utvikle seg, og på dette avgjørende tidspunktet er det krevende å forutsi det fulle omfanget og varigheten av den driftsmessige og økonomiske innvirkningen på Equinor. En fortsatt utvikling av pandemien og tiltak innført av helsemyndigheter for å begrense spredning, skaper usikkerhet knyttet til råvareprisene og etterspørselen etter og forsyningen av olje og gass, samt usikkerhet knyttet til viktige forutsetninger som anvendes i verdsettingen av eiendelene våre. Tiltak for å dempe utviklingen, og følgene av virusspredningen vil også kunne påvirke Equinors evne til å drive anleggene effektivt og opprettholde produksjonen på planlagte nivåer, i tillegg til å skape en risiko forbundet med gjennomføringen av Equinors prosjektportefølje.



**Sikre reserver og anslag over forventede reserver.** *Equinors råolje- og naturgassreserver er basert på anslag, og selskapets framtidige produksjon, inntekter og utgifter knyttet til reservene kan avvike fra disse anslagene.*

Påliteligheten i anslagene over sikre reserver avhenger av:

- kvaliteten på og omfanget av Equinors geologiske, tekniske og økonomiske data
- produksjonsytelsen fra Equinors reservoarer
- omfattende tekniske vurderinger og
- hvorvidt de rådende skatteregler og andre offentlige forskrifter, kontrakter og priser på olje, gass og annet vil være de samme som da anslagene ble gjort

Mange faktorer, forutsetninger og variabler som brukes til å anslå reserver ligger utenfor Equinors kontroll, og kan vise seg å være feil over tid. Resultatene av boring, testing og produksjon etter den datoen anslagene ble gjort kan gjøre det nødvendig med vesentlige opp- eller nedjusteringer i Equinors reservedata.

I tillegg er sikre reserver beregnet på grunnlag av kravene fra U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), og kan derfor være vesentlig forskjellig fra Equinors oppfatning om forventede reserver. Prisene som benyttes for sikre reserver, er definert av SEC og beregnes på grunnlag av et tolv måneders uvektet aritmetisk snitt av prisen første dag i måneden for hver måned i rapporteringsåret, noe som gir en framtidig pris som er sterkt knyttet til fjorårets prisnivå.

Svingninger i prisene på olje og gass vil ha direkte innvirkning på Equinors sikre reserver. For felt som er regulert av produksjonsdelingsavtaler, kan lavere pris føre til større rett til produksjonen og økte reserver for disse feltene. Motsatt kan et lavt prisnivå også gi lavere aktivitet, noe som medfører reduksjon i reserver. I produksjonsdelingsavtaler kan disse to effektene til en viss grad oppveie hverandre. I tillegg kan et lavere prisnivå føre til tidligere nedstenging fordi produksjonen ikke er lønnsom. Dette vil påvirke både felt med produksjonsdelingsavtaler og felt med konsesjoner.

**Global virksomhet.** *Equinor driver global virksomhet som innebærer flere ulike typer teknisk, kommersiell og landspesifikk risiko.*

Teknisk risiko i Equinors lettevirksomhet er knyttet til Equinors evne til å drive trygge og effektive seismikk- og boreoperasjoner, og til å finne drivverdige olje- og gassforekomster.

Teknisk risiko i Equinors virksomhet innenfor fornybar energi er knyttet til selskapets evne til å utforme og gjennomføre fornybarprosjekter, blant annet montering og installasjon av vindturbiner og solcellepaneler til våre vind- og solkraftanlegg, i tillegg til drift og vedlikehold.

Kommersiell risiko er knyttet til selskapets evne til å sikre tilgang til nye forretningsmuligheter i et usikkert, globalt og konkurransepreget miljø, og til å rekruttere og holde på dyktige medarbeidere.

Landspesifikk risiko er blant annet knyttet til helse, sikkerhet og sikring, politisk situasjon, etterlevelse av og innsikt i lokale lover,

regulatoriske krav og/eller lisensavtaler, og påvirkning på miljøet og lokalsamfunnene der Equinor har virksomhet.

Slik risiko kan ha negativ innvirkning på Equinors nåværende drift og økonomiske resultater, og, for selskapets olje- og gassvirksomhet, erstatningen av reserver på lang sikt.

**Reduksjon i reserver.** *Dersom Equinor ikke kjøper opp, oppdager og utvikler nye reserver, vil reservene og produksjonen falle vesentlig fra dagens nivå.*

Equinors framtidige produksjon avhenger av om selskapet lykkes i å kjøpe eller finne og utvikle nye reserver som tilfører verdi. Dersom selskapet ikke lykkes med dette, vil de samlede sikre reserver og produksjonen falle i fremtiden.

En vellykket gjennomføring av Equinors konsernstrategi for økt verdiskaping avhenger av at selskapet opprettholder sin langsiktige reserveerstatning. Dersom oppstrømsressursene ikke utvikles til sikre reserver i tide, vil Equinors reservegrunnlag og dermed framtidige produksjon gradvis falle, og framtidige inntekter vil bli redusert.

I en rekke ressursrike land kontrollerer nasjonale oljeselskaper en betydelig andel av olje- og gassreservene som ennå ikke er utviklet. I den grad nasjonale oljeselskaper velger å utvikle sine olje- og gassressurser uten internasjonale oljeselskapers deltakelse, eller dersom Equinor ikke klarer å inngå partnersamarbeid med nasjonale oljeselskaper, vil selskapets evne til å finne, kjøpe eller utvikle nye reserver være begrenset.

I tillegg består Equinors landbaserte portefølje i USA av betydelige uutnyttede ressurser som er avhengige av at selskapet lykkes i å utvikle disse. Lave olje- og/eller gasspriser over en lengre periode kan føre til at Equinor bestemmer seg for ikke å utvikle disse ressursene eller i det minste utsetter en utbygging i påvente av bedre priser.

**Helse, miljø og sikkerhet.** *Equinor er eksponert for mange ulike helse-, miljø- og sikkerhetsrisikoer som kan føre til betydelige tap.*

Lettevirksomhet, prosjektutvikling, drift og transport knyttet til olje og naturgass, samt utvikling og drift av fornybar energiproduksjon, kan være risikofylt. I tillegg er Equinors aktiviteter og drift påvirket av eksterne faktorer som krevende geografiske forhold, klimasoner og miljømessig sårbare områder.

Risikofaktorer som kan påvirke helse, miljø og sikkerhet inkluderer menneskelig svikt, driftsfeil, skadelige stoffer, oppførsel i undergrunnen, svikt i teknisk integritet, kollisjoner mellom fartøyer, naturkatastrofer, ugunstige værforhold og andre hendelser. Disse risikofaktorene kan blant annet føre til utblåsninger, strukturkollapser, ukontrollerte utslipp av hydrokarboner eller andre farlige stoffer, branner, eksplosjoner og vannforurensning som kan føre til skade på mennesker, tap av liv eller miljøskade.

Særlig er alle måter å transportere hydrokarboner på, herunder på vei, jernbane, sjø eller i rørledning, spesielt utsatt for ukontrollerte utslipp av hydrokarboner og andre farlige stoffer, og utgjør en betydelig risiko for mennesker og miljø.

Ettersom virksomhet har en iboende usikkerhet, er det ikke mulig å garantere at styringssystemet eller andre policyer og prosedyrer vil kunne identifisere alle aspekter av risiko knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Det er heller ikke mulig å si med sikkerhet at alle aktiviteter vil bli utført i samsvar med disse systemene.

### **Klimaendringer og overgang til en økonomi med lavere karbonbruk**

*Overgangen til en økonomi med lavere karbonbruk vil påvirke Equinors virksomhet, og medfører risiko knyttet til politikk, lover og forskrifter, marked, teknologi og omdømme.*

Risiko knyttet til endringer i politikk, lover og forskrifter: Equinor forventer og forbereder seg på lovendringer og politiske tiltak som tar sikte på å redusere klimagassutslippene. En strengere klimalovgivning og -politikk vil kunne påvirke Equinors økonomiske utsikter, inkludert verdien av selskapets eiendeler, enten direkte gjennom endringer i beskatning eller andre kostnader knyttet til drift eller prosjekter, eller indirekte gjennom endringer i forbrukeratferd eller teknologiutvikling. Equinor forventer at kostnadene ved klimagassutslipp vil øke fra dagens nivå og få større geografisk utbredelse enn i dag. Vi anvender en intern karbonpris på minst 55 USD per tonn CO<sub>2</sub>i investeringsanalyser. I land der faktisk eller anslått karbonpris er høyere enn 55 USD per tonn CO<sub>2</sub>, bruker vi faktisk eller forventet kostnad, som i Norge, der både CO<sub>2</sub>-avgift og EUs kvotehandelsordning (EU ETS) anvendes.

Annen risiko knyttet til lovgivning er risiko for rettstvister og mulige direkte reguleringer i samsvar med økende ambisjoner om karbonnøytralitet i ulike jurisdiksjoner, som EUs European Green Deal. Endringer i klimapolitikk kan også redusere tilgangen til mulige geografiske områder for framtidig leting og utvinning. Det kan ikke utelukkes drastiske endringer som kan utløses av alvorlige værhendelser som påvirker offentlig oppfatning og politiske beslutninger.

Markeds- og teknologisk risiko: En overgang til en lavkarbonøkonomi bidrar til usikkerhet knyttet til framtidig etterspørsel etter og priser på olje og gass, som beskrevet i avsnittet «Prisene på olje og naturgass». Denne typen prissensitivitet i prosjektporteføljen er illustrert med en sensitivitetstest av porteføljen, som beskrevet i seksjon 2.12. Økt etterspørsel etter og forbedret konkurransekraft på kostnader for fornybar energi, og innovasjon og teknologiske endringer som fører til videre utvikling og bruk av fornybar energi og lavkarbonteknologier, utgjør både trusler og muligheter for Equinor. Effekten av valgene Equinor tar når det gjelder å investere i og satse på forretningsmuligheter innen fornybar energi, er forbundet med risiko og usikkerhet.

Påvirkning på omdømme og økonomi: En økt bekymring for klimaendringer vil kunne skape økte forventninger til produsenter av fossilt brensel, og en mer negativ oppfatning av olje- og gassindustrien. Dette kan føre til rettstvister og risiko for nedslag, og kan også påvirke evnen til å rekruttere og beholde dyktige medarbeidere og legitimere vår virksomhet i enkelte jurisdiksjoner.

Alle disse risikofaktorene kan føre til økt kapitalkostnad. For eksempel har enkelte långivere nylig indikert at de vil tilpasse eller begrense sine utlånsaktiviteter basert på miljøparametre.

Equinors klimaveikart, herunder klimaambisjoner, er etablert for å håndtere risiko knyttet til klimaendringer. Det finnes ingen sikkerhet for at Equinor når sine klimaambisjoner. Om Equinors ambisjon om netto karbonintensitet nås, avhenger delvis av større endringer i konsumerterspørsel og teknologiske framskritt, som begge ligger utenfor Equinors kontroll. Skulle samfunnets behov og teknologisk innovasjon ikke endres parallelt med Equinors innsats for å oppnå betydelige reduksjoner i klimagassutslippene, vil Equinors evne til å nå sine klimaambisjoner svekkes.

**Fysiske virkninger av klimaendringer.** *Endringer i fysiske klimaparametere vil kunne påvirke Equinors virksomhet.*

Eksempler på parametre som vil kunne påvirke Equinors virksomhet er for eksempel stadig hyppigere og mer alvorlige ekstremværhendelser, et økende havnivå, endringer i havstrømmer og begrenset tilgang på vann. Det er også usikkerhet knyttet til omfang og tidshorisont for fysiske virkninger av klimaendring, noe som øker usikkerheten når det gjelder en mulig virkning på Equinor.

**Hydraulisk frakturering.** *Equinor er eksponert for risiko på grunn av bruken av hydraulisk frakturering.*

Equinors virksomhet i USA benytter hydraulisk frakturering, som er underlagt en rekke føderale, delstatlige og lokale lover. Dette gjelder også lovgivningen beskrevet under overskriften «Juridisk og regulatorisk risiko og risiko for manglende oppfyllelse av lovverk». Ved et tilfelle med migrasjon i undergrunnen av hydrauliske fraktureringsvæsker, eller et tilfelle med utslipp eller feilhåndtering av hydrauliske fraktureringsvæsker i forbindelse med slike operasjoner vil Equinor kunne holdes sivilrettslig og/eller strafferettslig ansvarlig og påføre selskapet betydelige kostnader, herunder for miljømessig tilbakestilling. Videre har ulike delstatlige og lokale myndigheter allerede innført eller vurderer økt regulatorisk kontroll med hydraulisk frakturering ved å stille flere krav til tillatelse, samt gjennom driftsmessige begrensninger, rapporteringskrav og midlertidige eller permanente forbud. Endringer i gjeldende lovregimer vil kunne gjøre det vanskeligere å komplettere olje- og naturgassbrønner i skiferformasjoner, medføre driftsforsinkelser, øke kostnader knyttet til etterlevelse eller leting og utvinning, noe som kan virke negativt inn på Equinors landbaserte virksomhet i USA og selskapets behov for fraktureringstjenester.

**Sikkerhetstrusler og fare for nettangrep.** *Equinor er eksponert for sikkerhetstrusler som kan ha store negative konsekvenser for Equinors driftsresultat og økonomiske stilling.*

Sikkerhetstrusler som terrorhandlinger, nettangrep og insidetrusler mot Equinors produksjons- og letevirsomhet, kontorer, rørledninger, transportmidler, digital infrastruktur, eller data- og informasjonssystemer, eller brudd på Equinors sikkerhetssystem, kan medføre tap. Vi ser særlig at nettangrep forekommer i økende omfang, og med stadig større raffinering og alvorlighetsgrad. Økende digitalisering og avhengighet av informasjonsteknologi og -systemer gjør at risikostyring knyttet til nettangrep blir høyt prioritert i mange bransjer, herunder energisektoren. Dersom disse risikofaktorene ikke blir håndtert, kan dette medføre personskade eller tap av liv, miljøskade, skade på eller ødeleggelse av brønner og produksjonsutstyr, rørledninger og andre eiendeler. Equinor kan blant annet bli

gjenstand for regulatoriske tiltak, rettslig ansvar, omdømmetap, betydelig inntektsfall, økte kostnader, driftsstans og tap av investeringer i berørte områder. Se også «Tilsyn, regulatorisk kontroll og finansiell rapportering – oppretting av vesentlig svakhet i internkontroll over finansiell rapportering.»

Særlig vil unnlattelse av å opprettholde og videreutvikle Equinors sikkerhetsbarrierer, som skal beskytte informasjonssystemene og den digitale infrastrukturen mot inngrep fra uvedkommende, kunne påvirke konfidensialitet, integritet og tilgjengelighet i selskapets informasjonssystemer og digitale infrastruktur, også slike som er av avgjørende betydning for virksomheten. Angrep på Equinors informasjonssystemer kan påføre selskapet betydelig økonomisk skade, blant annet som følge av vesentlige tap eller tap av liv grunnet slike angrep.

I tillegg kan manglende oppretting av den vesentlige svakheten i selskapets internkontroll over finansiell rapportering, grunnet mangler i kontroller knyttet til vår styring av brukertilganger til informasjonsteknologi (IT), øke eksponeringen for nettangrep mot våre informasjonssystemer.

**Krisehåndteringssystemer.** *Equinors krisehåndteringssystemer kan vise seg å være utilstrekkelige.*

Dersom Equinor ikke reagerer eller oppfattes som ikke å ha reagert på en passende måte på en ekstern eller intern krisesituasjon, eller dersom selskapets planer for å fortsette eller gjenoppta driften etter et avbrudd eller en hendelse ikke iverksettes, eller ikke iverksettes raskt nok, kan dette få alvorlige konsekvenser for selskapets virksomhet og omdømme. Manglende evne til å gjenopprette eller erstatte kritisk kapasitet kan forlenge konsekvensene av et avbrudd og få alvorlige følger for Equinors virksomhet. En krise eller et avbrudd kan oppstå som følge av en sikkerhetshendelse eller et nettangrep, eller dersom en risiko beskrevet under «Helse, miljø og sikkerhet» blir en realitet.

**Konkurransen og innovasjon.** *Equinor møter konkurranse fra andre selskaper på alle virksomhetsområder. Selskapet kan bli negativt påvirket dersom konkurrentene oppnår raskere framgang enn Equinor i utvikling og bruk av ny teknologi og nye produkter.*

Equinor kan oppleve økt konkurranse fra større aktører med større økonomiske ressurser og fra mindre aktører som er smidigere og mer fleksible, og fra et økende antall selskaper som anvender nye forretningsmodeller. Å få tilgang til kommersielle ressurser gjennom kjøp av lisenser, letevirksomhet eller utvikling av eksisterende felt er nøkkelen til å sikre langsiktig lønnsomhet for virksomheten, og manglende evne til å adressere dette kan virke negativt inn på framtidige resultater.

Teknologi og innovasjon er viktige konkurransefortrinn i Equinors bransje. Evnen til å opprettholde effektiv drift, utvikle og ta i bruk innovativ teknologi og digitale løsninger og søke lønnsomme lavkarbonløsninger for energi er viktige suksessfaktorer for framtidig virksomhet og resultatoppnåelse. Konkurrentene kan være i stand til å investere mer enn Equinor i utvikling eller kjøp av immaterielle rettigheter til teknologi, og Equinor kan bli negativt påvirket dersom selskapet blir hengende etter konkurrentene og bransjen generelt i utvikling eller bruken av

innovativ teknologi, inkludert digitalisering og lavkarbonløsninger.

**Prosjektutvikling og produksjonsvirksomhet.** *Equinors utviklingsprosjekter og produksjonsvirksomhet innebærer usikkerhetsmomenter og driftsrisiko som kan hindre selskapet i å oppnå fortjeneste og medføre betydelige tap.*

Olje- og gassprosjekter og fornybarprosjekter kan bli innskrenket, forsinket eller kansellert av mange årsaker, blant annet utstyrsangel eller utstyrsvikt, naturkatastrofer, uventede boreforhold eller reservoaregenskaper, uregelmessigheter i geologiske formasjoner, krevende grunnforhold, ulykker, mekaniske og tekniske problemer, utfordringer som skyldes ny teknologi eller et utilstrekkelig grunnlag for investeringsbeslutninger. Dette er særlig relevant for Equinors aktiviteter på store havdyp eller i andre krevende omgivelser. I landbasert virksomhet i USA kan lave regionale priser gjøre visse områder ulønnsomme, og Equinor kan komme til å redusere produksjonen til prisene tar seg opp. Vedvarende lave priser på olje, gass og kraft, kombinert med et høyt skattenivå og høy inntektsandel til staten i flere jurisdiksjoner, kan undergrave lønnsomheten i deler av Equinors virksomhet.

**Strategiske mål.** *Det kan hende Equinor ikke når sitt strategiske mål om vellykket utnyttelse av lønnsomme muligheter.*

Equinor vil fortsette å utnytte gode kommersielle muligheter for å skape verdier. Dette kan innebære oppkjøp av nye virksomheter eller eiendeler eller å gå inn i nye markeder. Dersom Equinor ikke lykkes i å forfølge og utnytte nye forretningsmuligheter, herunder innenfor nye energiløsninger, kan dette føre til økonomiske tap og hemme verdiskapingen.

Equinors evne til å oppnå dette strategiske målet avhenger av flere faktorer, blant annet evnen til å:

- opprettholde Equinors null-skade sikkerhetskultur,
- identifisere passende muligheter,
- bygge opp en betydelig og lønnsom fornybar-portefølje i henhold til forventet tidsplan,
- oppnå selskapets ambisjoner om å redusere netto karbonintensitet og ha global karbonnøytral drift i henhold til forventet tidsplan;
- framforhandle gunstige betingelser,
- konkurrere effektivt i den økende globale konkurransen om tilgang til nye muligheter,
- utvikle nye markedsmuligheter eller erverve eiendeler eller virksomhet på en smidig og effektiv måte,
- effektivt integrere ervervede eiendeler eller virksomheter i Equinors drift,
- sørge for finansiering, om nødvendig; og
- etterleve lover og regelverk.

Equinor forventer betydelige investeringer og kostnader når selskapet søker å utnytte forretningsmuligheter på nye og eksisterende markeder. Nye prosjekter og oppkjøp kan være eksponert for andre typer risiko enn Equinors eksisterende portefølje. Som følge av dette kan nye prosjekter og oppkjøp føre til uforutsette forpliktelser, tap eller kostnader, eller at Equinor må revidere prognosene for både enhetsproduksjonskostnader og produksjon. Videre kan jakten på oppkjøp eller nye forretningsmuligheter lede økonomiske ressurser og ledelsesressurser vekk fra selskapets daglige drift

og mot integrering av oppkjøpte virksomheter eller eiendeler. Equinor vil kunne trenge mer gjelds- eller egenkapitalfinansiering for å foreta eller gjennomføre framtidige oppkjøp eller prosjekter, og en slik finansiering, om den finnes, vil kanskje ikke være tilgjengelig på vilkår som er tilfredsstillende for Equinor, og det kan, når det gjelder egenkapital, vanne ut Equinors inntjening per aksje.

**Transportinfrastruktur.** *Lønnsomheten i Equinors olje-, gass- og kraftproduksjon i avsidesliggende områder kan påvirkes av begrensninger i transportinfrastruktur.*

Equinors evne til lønnsom utnyttelse av oppdagede petroleumsressurser avhenger blant annet av infrastruktur som kan transportere olje og gass til mulige kjøpere til en kommersiell pris. Olje transporteres med fartøy, jernbane eller rørledning til raffinerier, og naturgass transporteres til prosessanlegg og sluttbrukere via rørledning eller med fartøy (for flytende naturgass). Equinors evne til å utnytte fornybarmuligheter kommersielt avhenger av tilgjengelig infrastruktur for overføring av elektrisk kraft til potensielle kjøpere til en kommersiell pris. Elektrisk kraft overføres via kraftlinjer og fordelingslinjer. Equinor må sikre tilgang til et kraftsystem med tilstrekkelig kapasitet til å overføre den elektriske kraften til kundene. Equinor kan mislykkes i sine bestrebelse på å sikre transport, overføring og markeder for hele sin potensielle produksjon.

### **Internasjonale politiske, sosiale og økonomiske forhold.**

*Equinor har interesser i regioner der politisk, sosial og økonomisk ustabilitet kan påvirke virksomheten negativt.*

Equinor har eiendeler og virksomheter i ulike regioner i verden, der negativ politisk, sosial og økonomisk utvikling kan forekomme. Slik utvikling og tilhørende sikkerhetstrusler må overvåkes kontinuerlig. Politisk ustabilitet, sivile konflikter, streiker, opprør, terror- og krigshandlinger og andre negative og fiendtlige handlinger mot Equinors ansatte, anlegg, transportsystemer og digitale infrastruktur (nettangrep) kan medføre skade på mennesker og forstyrre eller begrense selskapets virksomhet og forretningsmuligheter, føre til produksjonsnedgang og på annen måte virke negativt inn på Equinors virksomhet, drift, resultater og økonomiske stilling.

Storbritannias utgang fra EU (Brexit) har skapt usikkerhet med hensyn til Storbritannias framtidige forhold til EU. Denne usikkerheten påvirker særlig Equinor, siden den angår framtidig energi- og handelspolitikk og bevegelse av mennesker.

Equinor har også investeringer i Argentina, der nylig vedtatte valutakurs- og prisreguleringer kan ha negativ effekt på Equinors virksomhet.

**Medarbeidere.** *Equinor vil kanskje ikke klare å sikre riktig nivå på ansattes kompetanse og kapasitet.*

Ettersom energiindustrien er en langsiktig virksomhet, må den ha et langsiktig perspektiv på arbeidsstyrkens kapasitet og kompetanse. Usikkerheten omkring oljeindustriens framtid, i lys av potensielt lavere priser på olje og naturgass, endringer i klimapolitikk og klimadebatten som påvirker oppfatningen av bransjen, utgjør en risiko når det gjelder å sikre riktig nivå på arbeidsstyrkens kompetanse og kapasitet gjennom konjunkturene.

**Forsikringsdekning.** *Det er ikke sikkert at Equinors forsikringsdekning gir tilstrekkelig beskyttelse mot tap.*

Equinor har forsikringer som dekker fysisk skade på selskapets eiendeler, tredjepartsansvar, yrkesskade og arbeidsgiveransvar, generelt ansvar, akutt forurensing og annet. Equinors forsikringsdekning innbefatter egenandeler som må dekkes før forsikringen blir utbetalt, og er gjenstand for øvre grenser, unntak og begrensninger. Det er ikke sikkert at dekningen vil gi Equinor tilstrekkelig vern mot ansvar for alle mulige konsekvenser og skader. Usikrede tap kan ha vesentlig negativ innvirkning på Equinors økonomiske stilling.

### **Juridisk og regulatorisk risiko og risiko for manglende oppfyllelse av lovverk**

**Internasjonale politiske og juridiske faktorer.** *Equinor er eksponert for dynamiske politiske og juridiske faktorer i landene hvor vi har virksomhet.*

Equinor har eiendeler i flere land med en økonomi i vekst eller omstilling, og som helt eller delvis mangler velfungerende og pålitelige rettssystemer, der håndhevelse av kontraktsmessige rettigheter er uviss eller forvaltningsmessige og regulatoriske rammevilkår plutselig kan endres. Equinors lete- og utvinningsvirksomhet for olje og gass i disse landene foregår ofte i samarbeid med nasjonale oljeselskaper og er underlagt betydelig statlig styring. De siste årene har myndigheter og nasjonale oljeselskaper i enkelte regioner begynt å utøve større myndighet og pålegge energiselskapene strengere betingelser. Myndighetenes inngrep i slike land kan anta mange ulike former, for eksempel:

- restriksjoner på leting, utvinning, import og eksport,
- tildeling av eller avslag på andeler i felt for leting og utvinning,
- pålegg om spesifikke forpliktelser med hensyn til seismikk og/eller boring,
- pris- og valutaregulering,
- økninger i skatt eller produksjonsavgift, også med tilbakevirkende kraft,
- nasjonalisering eller ekspropriering av Equinors eiendeler,
- ensidig oppsigelse eller endring av Equinors lisens- eller kontraktsrettigheter,
- reforhandling av kontrakter,
- forsinket betaling og
- valutarestriksjoner eller devaluering av valuta.

Sannsynligheten for at disse hendelsene inntreffer og den generelle effekten på Equinor varierer stort fra land til land og er vanskelig å forutsi. Dersom slike risikofaktorer blir en realitet, kan det føre til store kostnader for Equinor, nedgang i Equinors produksjon og potensielt store negative følger for selskapets virksomhet og økonomiske stilling.

### **Den norske stats politikk og føringer kan påvirke Equinors virksomhet.**

Den norske stat styrer forvaltningen av hydrokarbonressurser på norsk sokkel gjennom lovgivning, som lov om petroleumsvirksomhet, og lover og forskrifter om skatt, miljø og sikkerhet. Den norske stat tildeler lisenser for leting, utviklingsprosjekter, utvinning og transport, og godkjenner produksjonsrater på enkeltfelt. I henhold til lov om petroleumsvirksomhet, kan den norske stat, dersom viktige

offentlige interesser står på spill, pålegge operatører på norsk sokkel å redusere petroleumsproduksjonen.

Den norske stat har en direkte deltakelse i petroleumsvirksomheten gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). I produksjonslisensene der SDØE har en eierandel, har staten under visse omstendigheter myndighet til å instruere petroleumslicensinnehaverens handlinger. Se også avsnitt 2.7.

Dersom den norske stat skulle endre lover, forskrifter, regler eller praksis i tilknytning til energisektoren eller olje- og gassindustrien (blant annet som reaksjon på bekymringer knyttet til miljø, sosiale forhold eller forvaltning), eller treffe andre tiltak i forbindelse med sin virksomhet på norsk sokkel, kan dette påvirke Equinors lete-, utbyggings- og produksjonsvirksomhet og driftsresultater internasjonalt og/eller på norsk sokkel.

**Lover og forskrifter om helse, miljø og sikkerhet.** Etterlevelse av lover og forskrifter for helse, miljø og sikkerhet som gjelder for Equinors virksomhet, kan innebære betydelig økte kostnader for Equinor. Innføring av eller endringer i slike lover og forskrifter kan øke disse kostnadene eller gjøre det krevende å etterleve kravene.

Equinor pådrar seg, og forventer å fortsette å pådra seg, vesentlige kapital-, drifts-, vedlikeholds- og opprettingskostnader knyttet til etterlevelse av stadig mer komplekse lover og forskrifter for vern av miljø og menneskers helse og sikkerhet, også som reaksjon på bekymringer knyttet til klimaendringer, herunder:

- høyere priser på klimagassutslipp,
- kostnader til å forebygge, kontrollere, eliminere eller redusere visse typer utslipp til luft og sjø,
- oppretting av miljøforurensing og negative konsekvenser forårsaket av Equinors virksomhet,
- nedstengningsforpliktelser og relaterte kostnader og
- kompensasjon til personer og/eller enheter som krever erstatning som følge av Equinors virksomhet.

Spesielt er Equinors virksomhet i økende grad ansvarlig for tap eller skade som oppstår på grunn av forurensning forårsaket av utslipp av petroleum fra petroleumsanlegg.

Equinors investeringer i produserende eiendeler på land i USA er gjenstand for økende reguleringer som kan påvirke drift og lønnsomhet. I USA har føderale etater truffet tiltak for å oppheve, utsette eller revidere forskrifter som anses som altfor besværlige for oppstrømssektoren for olje og gass, blant annet knyttet til kontroll av metanutslipp. Equinor støtter føderal regulering av metanutslipp, og har som mål å drive sin virksomhet i henhold til alle gjeldende krav. Equinor deltar også i frivillige tiltak for å redusere utslipp (One Future og APIs Environmental Partnership), og har innført et klimaveikart for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> og metan. Equinor kan pådra seg høyere driftskostnader i den grad nye eller reviderte reguleringer medfører skjerpede krav eller ytterligere krav til datainnsamling.

Etterlevelse av lover, forskrifter og forpliktelser knyttet til klimaendringer og andre lover og forskrifter om helse, miljø og

sikkerhet kan medføre betydelige investeringer, redusert lønnsomhet som følge av endringer i driftskostnader og negative effekter på inntekter og strategiske vekstmuligheter. Strengere klimaendringsreguleringer kan imidlertid også medføre forretningsmuligheter for Equinor. For mer informasjon om juridiske og regulatoriske risikofaktorer knyttet til klimaendringer, se risikofaktorer som er beskrevet under overskriften «Klimaendringer og overgang til en økonomi med lavere karbonbruk» under «Risiko knyttet til virksomhet, strategi og drift» i dette kapittelet.

#### **Tilsyn, regulatorisk kontroll og finansiell rapportering.**

*Equinor har virksomhet i mange land, og produktene markedsføres og omsettes over hele verden. Equinor er eksponert for risiko knyttet til tilsyn, kontroll og sanksjoner for brudd på lover og forskrifter på overnasjonalt, nasjonalt og lokalt nivå. Dette kan blant annet være lover og forskrifter knyttet til finansiell rapportering, skatt, bestikkelser og korrupsjon, handel med verdipapirer og råvarer, bedrageri, konkurranse- og antitrustlover, sikkerhet og miljø og arbeids- og ansettelsesforhold.*

Brudd på gjeldende lover og forskrifter kan medføre juridisk ansvar, høye bøter og andre sanksjoner for manglende etterlevelse.

Equinor er underlagt tilsyn av Petroleumstilsynet (Ptil), som fører tilsyn med alle sider ved Equinors virksomhet, fra leteboring, utbygging og drift til opphør og fjerning. Tilsynets reguleringsmyndighet omfatter hele den norske sokkelen samt petroleumsrelaterte anlegg på land i Norge. Etter hvert som virksomheten vokser internasjonalt, kan Equinor bli underlagt tilsyn fra eller krav om rapportering til andre reguleringsmyndigheter, og slikt tilsyn kan resultere i revisjonsrapporter, pålegg og granskninger.

Equinor er notert både på Oslo Børs og New York Stock Exchange (NYSE), og er et rapporteringsselskap i henhold til regler og forskrifter hos US Securities and Exchange Commission (SEC). Equinor må etterleve forpliktelsene fra disse reguleringsmyndighetene, og brudd på disse forpliktelsene kan medføre juridisk ansvar, bøter eller andre sanksjoner.

Equinor er også underlagt regnskapsmessig kontroll fra tilsynsmyndigheter som Finanstilsynet og US Securities and Exchange Commission (SEC). Kontroller som utføres av disse myndighetene kan medføre endringer i tidligere regnskap og framtidige regnskapsprinsipper. I tillegg vil feil i vår eksterne rapportering i forhold til å rapportere data nøyaktig og i overensstemmelse med gjeldende standarder kunne resultere i regulatoriske tiltak, juridisk ansvar og skade vårt omdømme.

#### **Vesentlig svakhet i internkontrollen av finansiell**

**rapportering.** *Unnlatelse av å rette opp den vesentlige svakheten vil kunne føre til at selskapets internkontroll av finansiell rapportering fortsetter å være ineffektiv og potensielt påvirke aksjekursen.*

Selskapets ledelse og eksterne revisorer har kommet til den konklusjonen at vår internkontroll av finansiell rapportering ikke var effektiv per 31. desember 2019, grunnet kontrollmangler i gjennomføringen av kontroller knyttet til informasjonsteknologi (IT)-styring av brukertilganger, som beskrevet under seksjon



3.10 Risikostyring og internkontroll, som sammenlagt utgjør en vesentlig svakhet i vår internkontroll av finansiell rapportering. Ledelsen vår gjør en aktiv innsats for å få ryddet opp og ta tak i denne vesentlige svakheten, men det er ingen sikkerhet for når en slik oppretting vil være ferdigstilt, eller for at flere vesentlige svakheter ikke vil forekomme i framtiden. Disse manglene førte ikke til en vesentlig feilframstilling i konsernregnskapet. Fram til de er rettet, vil manglene imidlertid kunne føre til en vesentlig feilframstilling i konsernregnskapet i framtiden som ikke ville forhindre eller bli avdekket i tide. Unnlattelse av å rette opp den vesentlige svakheten vil kunne føre til at internkontrollen av finansiell rapportering fortsetter å være ineffektiv og vil også kunne føre til at investorer mister tiltro til rapportert finansiell informasjon og potensielt påvirke aksjekursen. Se 3.10 Risikostyring og internkontroll.

### **Lover mot korrupsjon og bestikkelser, menneskerettighetspolicy og Equinors etiske regelverk.**

*Manglende etterlevelse av lover mot bestikkelse og korrupsjon og andre gjeldende lover, herunder manglende oppfyllelse av Equinors etiske krav, herunder vår menneskerettighetspolicy, eksponerer Equinor for juridisk ansvar og kan skade selskapets omdømme, virksomhet og aksjonærverdi.*

Equinor har virksomhet i land hvor korrupsjon utgjør en risiko, og hvor man også kan ha svak beskyttelse av menneskerettigheter, svake rettsinstitusjoner og mangel på sentralisert kontroll og åpenhet. Videre spiller myndighetene en viktig rolle i energisektoren gjennom eierskap til ressursene, deltakelse, lisensordninger og lokale forhold, noe som gir stor grad av kontakt med offentlige tjenestemenn. Equinor er underlagt lovgivning mot korrupsjon og bestikkelse i flere jurisdiksjoner, herunder den norske straffeloven, amerikanske Foreign Corrupt Practices Act og UK Bribery Act. Brudd på gjeldende lovgivning mot korrupsjon og bestikkelse kan eksponere Equinor for granskning fra flere myndighetsorganer, og potensielt medføre strafferettslig og/eller sivilrettslig ansvar med betydelige bøter. Tilfeller av brudd på lover og forskrifter mot korrupsjon og bestikkelser samt brudd på Equinors etiske retningslinjer kan skade selskapets omdømme, konkurransevne og aksjonærverdi. På samme måte kan manglende overholdelse av vår menneskerettighetspolicy skade vårt omdømme og «social licence to operate».

**Internasjonale sanksjoner og handelsrestriksjoner.** *Equinors aktiviteter kan påvirkes av internasjonale sanksjoner og handelsrestriksjoner.*

I 2019 var det flere endringer i sanksjoner og internasjonale handelsrestriksjoner. Equinor søker å overholde gjeldende sanksjoner og handelsrestriksjoner. Equinor har en bred portefølje med prosjekter over hele verden, noe som kan eksponere selskapets virksomhet og økonomi for politiske og økonomiske risikofaktorer, deriblant aktiviteter i markeder eller sektorer som er underlagt sanksjoner og internasjonale handelsrestriksjoner.

Sanksjoner og handelsrestriksjoner er komplekse, blir mindre forutsigbare og iverksettes ofte på svært kort varsel. I 2019 ble det for eksempel innført nye handelsrestriksjoner i tilknytning til Tyrkia, der Equinor har virksomhet. Equinors forretningsportefølje er i endring og hele tiden gjenstand for vurdering. Med tanke på den aktuelle trenden når det gjelder

bruk av handelsrestriksjoner er det derfor mulig at Equinor vil beslutte å delta i ny virksomhet i markeder eller sektorer hvor sanksjoner og handelsrestriksjoner er særlig relevante.

Selv om Equinor er opptatt av å etterleve sanksjoner og handelsrestriksjoner i sin forretningsvirksomhet, og treffer tiltak for å sikre at disse etterleveres i den grad det er mulig, er det ingen garanti for at et Equinor-selskap, konsulent, styremedlem, medarbeider, ansatt eller agent for Equinor ikke bryter slike sanksjoner og handelsrestriksjoner. Ethvert slikt brudd, om enn lite i økonomisk forstand, kan føre til betydelige sivilrettslige og/eller strafferettslige reaksjoner, og kan ha stor negativ innvirkning på Equinors virksomhet, driftsresultater og økonomiske stilling.

I det følgende drøftes Equinors interesser i enkelte jurisdiksjoner:

Equinor deltar fortsatt i forretningsaktiviteter i Russland, og selskapet har eierandeler i flere ulike olje- og gassprosjekter i Russland, både på land og til havs. Noen av disse prosjektene er resultat av et strategisk samarbeid med Rosneft Oil Company (Rosneft), som ble startet i 2012. I hvert av disse prosjektene har Rosneft en majoritetsandel. En mindre del av prosjektene ligger i arktiske farvann og/eller dypvannsområder. Handelsrestriksjoner og sanksjoner som er iverksatt av Norge, EU og USA rammer flere sektorer i Russland, inkludert finans- og energisektoren, og er også rettet mot Rosneft. Dette påvirker dermed måten Equinor driver sin virksomhet på i Russland. Videre er fortsatt framdrift i Equinors prosjekter i Russland til dels avhengig av ulike tillatelser fra myndighetene samt den framtidige utviklingen når det gjelder sanksjoner og handelskontroller. Selv om Equinor viderefører og utvider sin virksomhet i Russland innenfor eksisterende sanksjoner og handelskontroller, er det mulig at en framtidig politisk utvikling kan påvirke Equinors evne til å videreføre og ferdigstille prosjektene som forutsett.

I Venezuela har Equinor en eierandel på 9,67 % i samarbeidsselskapet Petrocedeno, der majoriteten eies av statsoljeselskapet i Venezuela, Petróleos de Venezuela SA (PDVSA). Equinor har i tillegg en andel på 51 % i en gasslisens utenfor kysten av Venezuela. Siden 2017 er det vedtatt forskjellige internasjonale sanksjoner og handelskontroller rettet mot enkeltpersoner i Venezuela, i tillegg til myndighetene i landet og PDVSA. I januar 2019 ble PDVSA, og følgelig også datterselskapet Petrocedeno, blokkert (satt på SDN-listen) av US Office of Foreign Asset Control. De internasjonale sanksjonene og handelskontrollene som er iverksatt begrenser i stor grad måten Equinor kan drive sin virksomhet på i Venezuela, og kan, isolert sett, eller i kombinasjon med andre faktorer, ha en ytterligere negativ påvirkning på Equinors posisjon og evne til å fortsette sine forretningsprosjekter i Venezuela.

**Opplysningsplikt i henhold til paragraf 13(r) i Exchange Act** **Equinor gir følgende opplysninger i henhold til paragraf 13(r) i den amerikanske børsloven Exchange Act. Equinor er part i avtalene med National Iranian Oil Company (NIOC), nærmere bestemt en utbyggingskontrakt for South Pars gassfase 6, 7 og 8 (offshoredel), en letekontrakt for Anaran-blokken og en letekontrakt for Khorramabad-blokken, som alle ligger i Iran. Equinors driftsforpliktelser etter disse avtalene er avsluttet, og lisensene er forlatt.**

**Kostnadsgjenvinningsprogrammet for disse kontraktene ble fullført i 2012, med unntak av kostnadsgjenvinning for skatt og forpliktelser til trykdeordningen Social Security Organisation (SSO).**

Fra 2013 til 2018, etter nedleggelsen av Equinor-kontoret i Iran, har Equinors virksomhet fokusert på et endelig oppgjør med iranske skatte- og trygdemyndigheter i tilknytning til ovennevnte avtaler.

I et brev fra US State Department datert 1. november 2010 ble Equinor informert om at selskapet ikke ble ansett for å være et selskap det var knyttet bekymringer til, ut fra dets tidligere virksomhet i Iran.

Equinor har hatt som intensjon å gjøre opp sine historiske forpliktelser i Iran, samtidig som gjeldende sanksjoner og handelsrestriksjoner mot Iran overholdes. Siden november 2018 har Equinor ikke utført aktiviteter i Iran, eller vært i stand til å løse skattekrav fra iranske myndigheter. Det er ikke gjort noen utbetalinger til iranske myndigheter i 2019.

**Felleskontrollert virksomhet og kontraktører.** Mange av Equinors aktiviteter gjennomføres i felleskontrollert virksomhet og sammen med kontraktører og underleverandører, noe som kan begrense Equinors innflytelse og kontroll over slik virksomhet. Dette gjør Equinor eksponert for finansiell risiko, drifts- og sikkerhetsrisiko og risiko for manglende etterlevelse av lovverk dersom operatører, samarbeidspartnere eller kontraktører ikke oppfyller sine forpliktelser.

Operatører, samarbeidspartnere og kontraktører kan være ute av stand eller uvillige til å kompensere Equinor for kostnader som er påløpt på deres vegne eller på vegne av den felleskontrollerte virksomheten. Equinor er også eksponert for håndhevelse av krav fra myndigheter eller fordringshavere ved eventuelle hendelser i virksomhet vi ikke har operasjonell kontroll over.

**Internasjonal skattelovgivning.** Equinor er eksponert for mulige negative endringer i skatteregimet i de enkelte jurisdiksjonene hvor Equinor driver virksomhet.

Endringer i skattelovgivningen i land hvor Equinor driver virksomhet kan få stor negativ effekt på selskapets likviditet og driftsresultat.

**Markedsrisiko, finansiell risiko og likviditetsrisiko**  
**Valutakurser.** Equinors virksomhet er eksponert for valutasingninger som kan påvirke resultatet av selskapets virksomhet negativt.

En stor andel av Equinors inntekter og kontantinnbetalinger er i USD, og salget av gass og raffinerte produkter er i hovedsak oppgitt i euro (EUR) og britiske pund (GBP). Videre betaler Equinor en stor andel av inntektsskatten, driftskostnadene, investeringene og utbytteutbetalingene i norske kroner (NOK). Mesteparten av Equinors langsiktige gjeld er eksponert mot USD. Følgelig kan endringer i valutakursene mellom USD, EUR, GBP og NOK ha vesentlig innvirkning på Equinors finansielle resultater. Se også "Finansiell risiko".

**Likviditet og renter.** Equinor er eksponert for likviditets- og renterisiko.

Equinor er eksponert for likviditetsrisiko, som er risiko for at Equinor ikke vil være i stand til å oppfylle sine økonomiske forpliktelser når de forfaller. Equinors største utbetalinger inkluderer kvartalsvise utbyttebetalinger og seks årlige betalinger av norsk petroleumsskatt. Kilder til likviditetsrisiko inkluderer, men er ikke begrenset til, forretningsavbrudd og svingninger i råvarepriser og i prisene på finansmarkedene.

Equinor er eksponert for renterisiko, som er muligheten for at endringer i renter vil påvirke framtidig kontantstrøm eller virkelig verdi på selskapets finansielle instrumenter, i hovedsak langsiktig gjeld og tilhørende derivater. Equinors obligasjoner er normalt utstedt med fast rente i ulike lokale valutær (blant annet USD, EUR og GBP). Obligasjonslånene blir normal konvertert til flytende USD-rente ved å benytte rente- og valutabytteavtaler.

Det forventes at London Inter-bank Offered Rate (LIBOR) blir avvirket og erstattet med alternative referanserenter innen utgangen av 2021. Equinor er eksponert for LIBOR blant annet i rentederivatkontrakter, obligasjoner med flytende renter, låneavtaler og -fasiliteter, hvor flertallet, etter det Equinor tror, vil få alternative referanserenter eller beregningsmåter når LIBOR avvikes. Equinor følger nøye med på denne overgangen.

**Handels- og forsyningsvirksomhet.** Equinor er eksponert for risikofaktorer knyttet til handels- og forsyningsvirksomhet

Equinor er engasjert i handel og kommersiell virksomhet i de fysiske markedene. Equinor benytter finansielle instrumenter som terminkontrakter, opsjoner, unoterte terminkontrakter, bytteavtaler og differansekontrakter knyttet til råolje, petroleumspotensialer, naturgass og elektrisk kraft for å håndtere prisvariasjoner og -volatilitet. Equinor benytter også finansielle instrumenter til å håndtere valuta- og renterisiko. Handelsvirksomhet har elementer av prognose i seg, og Equinor bærer risikoen for bevegelser i markedet, risikoen for tap dersom prisene utvikler seg i strid med forventningene, risikoen for at motparten ikke oppfyller sine forpliktelser og risikoen knyttet til transport av væsker.

**Finansiell risiko.** Equinor er eksponert for finansiell risiko.

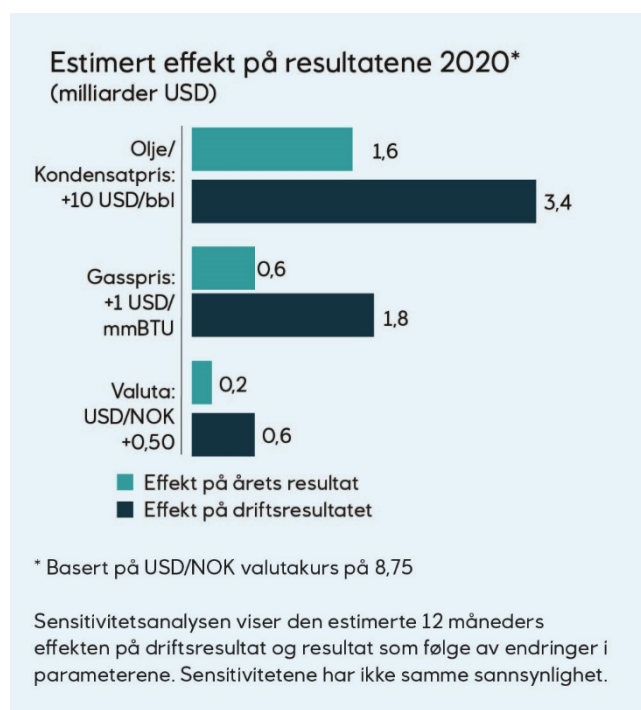
De viktigste faktorene som påvirker Equinors drifts- og finansresultater er blant annet prisene på olje/kondensat og naturgass, trender i valutakurser, hovedsakelig mellom USD, EUR, GBP og NOK, Equinors produksjonsvolumer for olje og naturgass (som i sin tur avhenger av bokførte volumer i henhold til produksjonsdelingsavtaler der dette gjelder) og tilgjengelige petroleumreserver, i tillegg til Equinors egen og partnernes kompetanse og samarbeid i forbindelse med å utvinne olje og naturgass fra disse reservene, samt endringer i Equinors portefølje av eiendeler som skyldes kjøp og salg.

Equinors drifts- og finansresultater blir også påvirket av trender i den internasjonale oljebransjen, herunder mulige tiltak fra statlige og andre myndigheters side i jurisdiksjoner hvor Equinor driver virksomhet, mulige nye eller videreførte tiltak fra medlemmene i Organisasjonen av oljeeksporterende land (Opec) og/eller andre produsentland som påvirker prisnivåer og volumer, raffineringsmarginer, kostnader til oljefeltservice,

forsyninger og utstyr, konkurranse om letemuligheter og operatøransvar samt deregulering av naturgassmarkedene, som alle sammen kan medføre betydelige endringer i eksisterende markedsstrukturer og det generelle nivået på og volatiliteten i priser og prisforskjeller.

Tabellen under viser årlige, gjennomsnittlige priser på Brent Blend råolje, gjennomsnittlige salgspriser for naturgass, referanseramarginer for raffinering og valutakursen på USD/NOK for 2019 og 2018.

Årlige gjennomsnitt	2019	2018
Gjennomsnittlig Brent blend oljepris (USD per fat)	64,3	71,1
Gjennomsnittlig fakturert gasspris - Europa (USD/mmBtu)	5,8	7,0
Referanseraffineringsmargin (USD per fat)	4,1	5,3
USD/NOK gjennomsnittlig daglig valutakurs	8,8	8,1



Illustrasjonen over indikerer den årlige effekten på resultatet for 2020 gitt visse endringer i prisen på råolje/kondensat, kontraktpriser for naturgass og valutakursen USD/NOK. Den estimerte prissensitiviteten for Equinors resultater for hver av faktorene er anslått ut fra forutsetningen om at alle andre faktorer er uendret. De estimerte effektene av de negative endringene i disse faktorene ventes ikke å være vesentlig asymmetriske i forhold til effektene som vises i illustrasjonen.

Vesentlige nedjusteringer av Equinors råvareprisforutsetninger kan føre til nedskrivninger av visse produksjons- og utbyggingsfelt i porteføljen. Se note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet for sensitivitetsanalyse knyttet til nedskrivningene.

Valutasvingninger kan også ha en betydelig innvirkning på driftsresultatene. Equinors inntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig benevnt i eller drevet av USD, mens en stor del av driftsutgiftene, investeringene og inntektsskatten påløper i norske kroner. Generelt kan en økning i verdien på USD i forhold til norske kroner ventes å øke Equinors rapporterte driftsresultat.

Historisk har Equinors inntekter i stor grad kommet fra utvinning av olje og naturgass på norsk sokkel. Norge krever 78 % marginalskatt på inntekter fra olje- og gassvirksomhet til havs (en symmetrisk skatteordning). For nærmere informasjon se seksjon 2.7 Konsernforhold under Beskatning av Equinor. Equinors inntektsvolatilitet dempes som følge av den betydelige andelen av selskapets norske offshoreinntekter som skattlegges med 78 % i lønnsomme perioder, og den betydelige skattefordelen som skapes i selskapets norske offshorevirksomhet i eventuelle perioder med tap.

For tiden kommer mesteparten av det utbyttet Equinor ASA mottar fra norske selskaper. Utbytte fra norske selskaper og lignende selskaper hjemmehørende i EØS for skatteformål, der mottaker har mer enn 90 % av aksjene og stemmene, er unntatt fra beskatning i sin helhet. Når det gjelder øvrig utbytte er 3 % av utbyttet som mottas gjenstand for standard inntektsskatteprosent på 22 %, noe som gir en effektiv skattesats på 0,66 %. Utbytte fra selskaper i lavskatteland hjemmehørende i EØS som ikke er i stand til å vise at de er reelt etablert og driver reelle forretningsaktiviteter i EØS, og utbytte fra selskaper i lavskatteland og porteføljeinvesteringer under 10 % utenfor EØS, vil være gjenstand for en standard inntektsskattesats på 22 % basert på hele det mottatte beløpet.

Se også note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring til konsernregnskapet.

### Rapportering vedrørende markedsrisiko

Equinor bruker finansielle instrumenter til å styre råvarepriserisiko, renterisiko, valutarisiko og likviditetsrisiko. Betydelige aktiva- og gjeldsbeløp rapporteres som finansielle instrumenter.

Se note 25 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko til konsernregnskapet for informasjon om slike posisjoners karakter og omfang, og for kvalitativ og kvantitativ rapportering av risikoene forbundet med disse instrumentene.

### Risikofaktorer knyttet til statlig eierskap

Denne delen omhandler noen av de potensielle risikofaktorene knyttet til Equinors virksomhet som kan følge av statens rolle som majoritetseier og Equinors engasjement i forhold til SDØE.

**Den norske stats kontroll.** *Interessene til Equinors majoritetseier, Den norske stat, er ikke alltid sammenfallende med interessene til Equinors øvrige aksjonærer, og dette kan*

påvirke Equinors aktiviteter, inkludert selskapets beslutninger knyttet til norsk sokkel.

Stortinget og staten har besluttet at statens aksjer i Equinor og SDØEs andel i lisenser på norsk sokkel skal forvaltes i henhold til en samordnet eierstrategi for statens olje- og gassinteresser. Ifølge denne strategien har staten pålagt Equinor å fortsette å markedsføre statens olje og gass sammen med Equinors egen olje og gass som én enkelt økonomisk enhet. I henhold til denne samordnede eierstrategien krever staten at Equinor, i sin virksomhet på norsk sokkel, tar hensyn til statens interesser i alle beslutninger som kan påvirke markedsføringen av Equinors egen og statens olje og gass.

Per 31. desember 2019 var staten direkte eier av 67 % av Equinors ordinære aksjer, og staten har dermed i realiteten makt til å påvirke utfallet av enhver aksjonærvotestemme, herunder å endre vedtektene og velge samtlige medlemmer til bedriftsforsamlingen som ikke er ansattvalgt. Statens interesser i disse og andre saker og faktorene staten vurderer i forbindelse med sin stemmegivning, særlig når det gjelder den samordnede eierstrategien for SDØE og Equinor-aksjer eid av staten, kan avvike fra interessene til Equinors øvrige aksjonærer.

Dersom statens samordnede eierstrategi ikke blir implementert og fulgt i framtiden, er det sannsynlig at Equinors mandat til fortsatt å selge statens olje og gass sammen med egen olje og gass som én enkelt økonomisk enhet, vil komme i fare. Skulle mandatet til å selge SDØEs olje og gass falle bort, vil dette kunne ha en negativ effekt på Equinors posisjon i markedene hvor selskapet driver sin virksomhet.

## Risikostyring

Som drøftet over medfører Equinors aktiviteter risiko, og risikostyring er derfor en integrert del av Equinors forretningsvirksomhet. Equinors risikostyring innebærer å identifisere, analysere, evaluere og styre risiko i all virksomhet for å skape verdier og unngå ulykker, alltid med mål om å ivareta Equinors interesser på best mulig måte.

For å finne optimale løsninger, baserer Equinor sin risikostyring på en metode for risikostyring av virksomheten (Enterprise Risk Management, ERM), hvor:

- det fokuseres på verdipåvirkningen for Equinor, inkludert oppside- og nedsiderisiko, og
- risikoen styres i samsvar med Equinors krav, med stor vekt på å unngå hendelser knyttet til HMS og forretningsintegritet (som ulykker, svindel og korrupsjon).

Risikostyring er en integrert del av enhver leders ansvar. Generelt skjer risikostyring i forretningslinjen, men det er enkelte risikofaktorer som styres på selskapsnivå for å sikre optimale løsninger. Risikofaktorer som styres på selskapsnivå omfatter risiko knyttet til prisen på olje og naturgass, rente- og valutarisiko, risikodimensjonen i strategiarbeidet, prioriteringsprosesser og kapitalstrukturdiskusjoner.

ERM er en helhetlig metode, der det tas hensyn til sammenhenger mellom ulike risikofaktorer og den naturlige beskyttelsen som ligger i Equinors portefølje. Denne framgangsmåten gjør at Equinor kan redusere antall risikostyringstransaksjoner og unngå suboptimalisering. Enkelte risikofaktorer knyttet til driften kan delvis forsikres, og er forsikret gjennom Equinors eget forsikringselskap som opererer på det norske og internasjonale forsikringsmarkedet. Equinor vurderer også jevnlig prissikringsmuligheter for olje og gass for å styrke finansiell robusthet og øke fleksibiliteten.

Risiko er integrert i selskapets målstyringssystem (IT-verktøy), hvor Equinors formål, visjon og strategi omsettes til strategiske mål, risikofaktorer, tiltak og KPI-er. Dette gjør at risikofaktorer kan sammenholdes med strategiske mål og resultater, slik at risiko blir en integrert del av et helhetlig beslutningsgrunnlag. Equinors risikostyringsprosess er basert på ISO31000 Risikostyring – prinsipper og retningslinjer. En standardisert prosess gjennom hele Equinor gjør at risikofaktorene kan sammenlignes og legger til rette for mer effektive beslutninger. Prosessen skal sikre at risikofaktorer blir identifisert, analysert, evaluert og styrt. Generelt sett må risikojusterende tiltak gjennomgå en kost-nytte-evaluering (unntatt visse typer sikkerhetsrelatert risiko som kan være underlagt særlige forskrifter).

Equinors risikostyringsutvalg (CRC) ledes av konserndirektør for økonomi og finans, og er ansvarlig for å definere, utvikle og vurdere Equinors retningslinjer og metode knyttet til risiko. Utvalget er også ansvarlig for å føre tilsyn med og utvikle Equinors risikostyring av virksomheten, og foreslå hensiktsmessige tiltak for å justere risikoen.

## 2.12

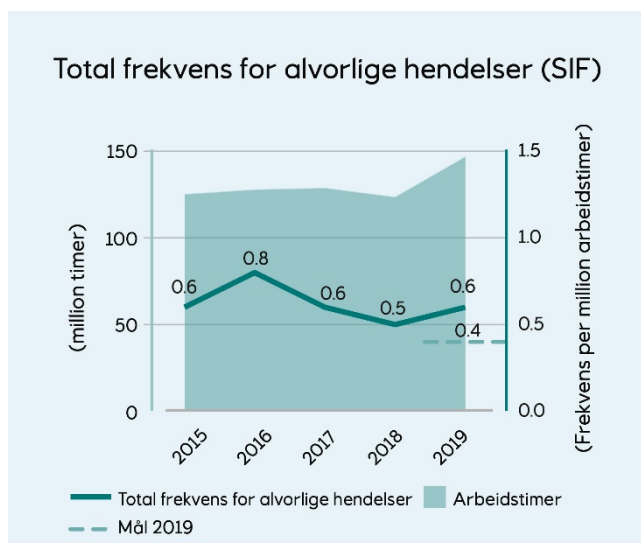
## Sikkerhet, sikring og bærekraft

**Sikkerhet og sikring**

Arbeidet vårt med sikkerhet og sikring styres av forpliktelsen vår til å forhindre skade på menneskers helse, sikkerhet og sikring samt på miljø. «Alltid sikker» er en av tre grunnpillarer i Equinors strategi, og ambisjonen vår er å være industriledende innen sikkerhet og sikring. Vår styringstilnærming går ut på å beskytte mennesker og miljø gjennom design, løpende gjennomganger av tekniske og ikke-tekniske barrierer, proaktivt vedlikeholdsarbeid, periodiske risikovurderinger og beredskapsopplæring, samt gjennom samarbeid med våre partnere og kontraktører. For å bedre resultatene evaluerer vi jevnlig monitoreringsindikatorer, går gjennom og lærer av hendelser, gjennomfører verifikasjonsaktiviteter og iverksetter forbedringstiltak ved behov.

I 2019 ble det innført initiativer for å bedre sikkerheten gjennom det konserndekkende forbedringsprosjektet «Safety beyond 2020». Målet har vært å styrke sikkerhetskulturen og -resultatene ytterligere ved å innarbeide risikobevisthet og en proaktiv atferd på alle nivåer i organisasjonen. Prosjektet bygger på de allerede innførte forventningene i «Jeg er sikkerhet», som understreker at individer har et personlig ansvar for sikkerheten. Det er definert fire hovedområder for forbedring: synlig sikkerhet, lederskap og atferd, sikkerhetsindikatorer samt læring og oppfølging.

I 2019 opplevde vi ingen storulykker eller hendelser med tap av menneskeliv<sup>13</sup>. Den totale frekvensen for alvorlige hendelser (SIF), som inkluderer hendelser med potensielle konsekvenser, endte på 0,6 hendelser per million arbeidstimer i 2019, en økning fra 0,5 i 2018.



<sup>13</sup> Det pågår en gransking av hendelsen som oppstod etter at orkanen Dorian traff øya Grand Bahama og South Riding Point-terminalen vår, og klassifisering er ikke besluttet.

Vi så en fortsatt nedgang i antall alvorlige olje- og gasslekkasjer (med en lekkasjerate på  $\geq 0,1$  kg per sekund) for fjerde året på rad, og vi nådde målet om maksimum ti lekkasjer. Antall oljeutslipp per år gikk ned sammenlignet med året før. Nærmere 90 % av det totale antallet var utslipp med volumer på mindre enn et fat, men det skjedde et stort oljeutslipp på 8744 kubikkmeter på land ved South Riding Point-terminalen som følge av at orkanen Dorian traff øya Grand Bahama i september 2019.

Equinor står overfor en stor trussel om målrettede terrorangrep på noen lokasjoner, og i tillegg er voldskriminalitet en bekymring for personell på noen av anleggene og kontorstedene. Over hele verden er faren for nettangrep stor, og den ventes å fortsette å øke. Vi fortsetter å ta tak i disse truslene gjennom en styrket sikkingskultur og en organisasjon som søker å håndtere all risiko knyttet til sikring av personell, eiendeler og informasjon.

**Helse og sikkerhet for personellet**

Helse og arbeidsmiljø er en integrert del av vår innsats for å beskytte personell ved å fokusere på håndtering av risikofaktorer som kjemikalier, støy, ergonomiske arbeidsplasser og psykososiale forhold. For å redusere de negative konsekvensene og realisere bærekraftige og varige positive konsekvenser, følger vi med på psykososiale forhold og gjør tiltak ved behov. For 2019 endte den samlede personskade frekvensen per million arbeidstimer (TRIF) på 2,5, noe som er en forbedring fra 2018. De tre siste årene har vi hatt en jevn og betydelig forbedring i antall tilfeller med arbeidsrelatert sykdom. Til tross for en liten økning i arbeidsrelatert sykdom fra 2018 til 2019, er antall tilfeller av arbeidsrelatert sykdom fremdeles lav for 2019. Psykososiale forhold er en stor bidragsyter til denne utviklingen, sammen med støy og ergonomiske forhold.

**Klimaendringer**

Klimaendring er en av hovedutfordringene i vår tid og en klar oppfordring til å handle. Equinor anerkjenner funnene til FNs klimapanel om at menneskelig aktivitet bidrar til global oppvarming, med negativ virkning på naturen, mennesker og samfunnet for øvrig.

Equinor erkjenner at verdens energisystemer må gjennom en dyptgripende endring for å framskynde avkarboniseringen. Samtidig må man sikre tilgang på rimelig og ren energi for alle og realisere FNs bærekraftsmål.

«Lavkarbon» er en av de strategiske hovedpillarene som styringen av Equinor er basert på, og vi integrerer klimahensyn i beslutningstaking, sensitivitetstesting av porteføljen, insentiver og rapportering. I 2019 gikk Equinor gjennom sine klimaambisjoner og lanserte et nytt klimaveikart på Kapitalmarkedsdagen 6. februar 2020. For å sikre en konkurransedyktig og tilpasningsdyktig forretningsmodell i



energiovergangen, og bidra til å møte den todeltede samfunnsutfordringen om å levere energi med lavere utslipp, tar Equinor sikte på å:

- redusere netto karbonintensitet på produsert energi, fra produksjon til forbruk, med minst 50 % innen 2050,
- øke kapasiteten for fornybar kraftproduksjon med en faktor på 10 innen 2026, og utvikle seg som en ledende aktør i verden innen havvind, og
- styrke vår industriledende posisjon på karboneffektiv produksjon og søke å oppnå karbonsøytrale globale operasjoner innen 2030.

Equinors klimaveikart setter nye ambisjoner på kort, mellomlang og lang sikt for å redusere klimagassutslippene og forme porteføljen vår. For å nå ambisjonene må vi styrke samarbeidet med myndigheter, kunder og industrisektorer for å øke tempoet i overgangen og levere løsninger i tilstrekkelig omfang.

### Industriledende karboneffektivitet – karbonsøytrale operasjoner

Equinor tar sikte på å redusere CO<sub>2</sub>-intensiteten for vår globale egenopererte olje- og gassproduksjon til under 8 kg CO<sub>2</sub> per fat oljeequivalenter (foe) innen 2025, fem år tidligere enn den forrige ambisjonen. Vi tar også sikte på å oppnå karbonsøytrale globale operasjoner for våre egenopererte scope 1<sup>14</sup> og 2<sup>15</sup> utslipp innen 2030. Hovedprioriteten vil være å redusere klimagassutslipp fra egne operasjoner. Forutsatt positive investeringsbeslutninger i lisensene, vil disse investeringene ha en nøytral til positiv netto nåverdi, i tillegg til å styrke konkurransekraften i fremtiden. Gjenværende utslipp vil bli kompensert for gjennom kvotehandelsystemer, som EUs kvotehandelsordning, eller mekanismer av høy kvalitet for kompensering av utslipp, som for eksempel naturlige karbonsluk. Ved å sette seg denne ambisjonen bekrefter Equinor sin vedvarende støtte til karbonprising og etablering av globale markeds mekanismer for karbon, som skissert i Parisavtalen.

Våre nye klimaambisjoner innebærer at våre egenopererte anlegg til havs og på land i Norge skal redusere de absolutte klimagassutslippene med 40 % innen 2030, 70 % innen 2040 og til nær null innen 2050. I 2030 betyr det årlige kutt på over 5 millioner tonn, som tilsvarer om lag 10 % av Norges totale CO<sub>2</sub>-utslipp. En reduksjon på 40 % innen 2030 skal nås gjennom store industritiltak, blant annet energieffektivitet, digitalisering og lansering av flere elektrifiseringsprosjekter. Det ventes at 2030-ambisjonen vil kreve investeringer på om lag 5,7 milliarder USD for Equinor og partnerne.

CO<sub>2</sub>-intensiteten (oppstrøms) for Equinor-opererte felt i 2019 var på 9,5 kg CO<sub>2</sub>/foe, noe som er betydelig lavere enn bransjesnittet på 18 kg CO<sub>2</sub>/foe. Scope 1-klimagassutslipp var 14,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2019. Dette er en nedgang på 2 % fra 2018, og skyldes hovedsakelig revisjonsstanser i midtstrømssegmentet.

<sup>14</sup> Direkte klimagassutslipp fra virksomhet som organisasjonen eier og/eller har kontroll over.

<sup>15</sup> Indirekte klimagassutslipp fra energi importert fra tredje part, oppvarming, kjøling og damp som er forbrukt innen organisasjonen.

### CO<sub>2</sub>-intensitet (oppstrømsvirksomhet) (KPI)

(kg CO<sub>2</sub> per fat, produksjon fra Equinor-opererte felt (100%-basis))



[1] Etablert som en konserndekkende nøkkelindikator i 2015.

[2] IOGPs 'Annual Environmental Performance Indicators Report', IOGP medlemenes årlige datainnsamling for oppstrøms olje- og gassaktiviteter.

Vi reduserte CO<sub>2</sub>-utslippene med 303.000 tonn i 2019, hovedsakelig som følge av mange små energieffektiviseringsprosjekter. Hittil har vi oppnådd om lag 0,9 millioner av det tidligere 2030-målet<sup>16</sup> om en utslippsreduksjon på 3 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år.

Vi undersøker mulighetene for ytterligere elektrifisering av felt til havs. I 2019 startet produksjonen fra Johan Sverdrup-feltet, som er drevet med kraft fra land, noe som gjør det til et av de mest karboneffektive feltene i verden. I andre fase av feltutbyggingen blir det installert en områdeløsning som gjør at feltene Gina Krog, Ivar Aasen og Edvard Grieg, samt andre fase av Johan Sverdrup, kan drives av kraft fra land. Lisenspartnerne i området har også blitt enige om å arbeide for delvis elektrifisering av Sleipnerfeltet, sammen med Gudrunplattformen og andre tilknyttede felt.

Hywind Tampen-prosjektet ble besluttet utbygd i 2019. Det skal installeres flytende vindturbiner som kan generere fornybar kraft til å dekke om lag 35 % av kraftbehovet på Snorre- og Gullfaksfeltene i Tampenområdet på norsk sokkel. Reduksjonen i CO<sub>2</sub>-utslipp anslås til over 200.000 tonn per år.

Vår egenopererte faklingsintensitet i 2019 var 0,25 % av produserte hydrokarboner, noe som er litt over ambisjonen om 0,2 % i 2020, hovedsakelig grunnet økt fakling på Bakken og Mariner. Dette er betydelig lavere enn gjennomsnittet i bransjen, som er på 1,1 %<sup>17</sup>. Equinor vil fortsette arbeidet med å redusere fakling, for å nå ambisjonen om null rutinemessig fakling innen 2030.

Metan er den nest viktigste klimagassen som bidrar til klimaendring. Vi har anslått metanintensiteten<sup>18</sup> for egenoperert oppstrøms- og midtstrømsvirksomhet til å være så lav som ca. 0,03 %. Equinor vil fortsette innsatsen for å nå ambisjonen om en metanintensitet på «nær null».

Naturlige klimaløsninger, spesielt bevaring av tropisk regnskog og andre landbaserte løsninger, kan bidra med inntil en

<sup>16</sup> Innen 2030 tar Equinor sikte på å oppnå årlige CO<sub>2</sub>-utslipp som er 3 millioner tonn lavere enn de ville ha vært om det ikke ble gjennomført reduserende tiltak mellom 2017 og 2030.

<sup>17</sup> International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) i sin rapport Environmental Performance Indicators for 2018.

<sup>18</sup> Samlede metanutslipp fra våre opp- og midtstrømsaktiviteter dividert på markedsført gass, begge på en 100% operert basis.

tredjedel av klimatiltakene som verden behøver de neste tiårene. Vi planlegger å investere i bevaring av tropisk regnskog som et effektivt tiltak for å bekjempe klimaendring. I 2019 samarbeidet vi med Emergent og Architecture for REDD+ Transactions (ART) om å opprette naturbaserte klimaløsninger med høy integritet for privatmarkedet.

### En ledende aktør i verden innen havvind

De siste årene har ført med seg dyptgripende endringer i Equinors havvindportefølje. Med de nye prosjektene Dogger Bank (Storbritannia) og Empire Wind (USA), er vi på vei til å bli en ledende aktør i verden innen havvind. Dogger Bank blir verdens største havvindutbygging, og Empire Wind vil levere fornybar kraft som tilsvarer forbruket til én million hjem i New York by.

Som en del av vårt klimaveikart venter vi en produksjonskapasitet fra fornybarprosjekter på 4 til 6 GW (Equinors eierandel) i 2026, og en ytterligere økning i installert fornybarkapasitet til 12 til 16 GW fram mot 2035.

I 2019 var Equinors egenproduksjon av fornybar energi (basert på eierandel) på 1,8 TWh, sammenlignet med 1,3 TWh i 2018. Se seksjon 2.6 for mer informasjon.

### Framskynde avkarboniseringen

Samtidig som det er avgjørende for Equinor å være i fremste rekke i energiomleggingen, kan vi bare lykkes dersom andre bransjer, leverandører, myndigheter og forbrukere kommer sammen for å finne felles løsninger. Det er derfor Equinor har forpliktet seg til å ta tydelige grep for å bidra til framskynde avkarboniseringen. Vår ambisjon om å redusere netto karbonintensitet med minst 50 % innen 2050, er et grunnlag for et videre samarbeid med interessenter om å finne løsninger som reduserer utslipp gjennom hele verdikjeden.

Netto karbonintensitet står for netto klimagasser fra energiprodukter og -tjenester levert av Equinor, fra produksjon til forbruk, dividert på energien selskapet har produsert. Indikatoren måler scope 1, 2 og 3 klimagassutslipp, fratrukket negative utslipp fra tredjeparts karbonfangst, -bruk og -lagring og naturlige karbonsluk. Det ventes at ambisjonen for netto karbonintensitet vil bli nådd, først og fremst gjennom en betydelig vekst i fornybar energi og endringer i størrelse og sammensetning av olje- og gassporteføljen. Driftseffektivitet, karbonfangst, -bruk og -lagring samt hydrogen vil også være viktig, og anerkjente kompensierende tiltak og naturlige karbonsluk kan brukes som supplement<sup>19</sup>.

Vi mener at nye teknologier og innovasjon vil gi morgendagens løsninger på energi- og klimautfordringene. Derfor er Equinors forsknings- og utviklingsprosjekter helt vesentlige. Equinors nåværende ambisjon er å øke lavkarbonandelen (fornybar energi, lavkarbonløsninger og energieffektivitet) av utgiftene til forskning og utvikling til 25 % i 2020. I 2019 var andelen på om lag 20 %.

<sup>19</sup> Equinors oppnåelse av ambisjonen for netto karbonintensitet avhenger delvis av omfattende samfunnsendringer i forbrukerbehov og teknologiske framskritt, og hver av disse er utenfor Equinors kontroll. Skulle samfunnsbehov og teknologisk innovasjon ikke endre seg parallelt med Equinors innsats for betydelige reduksjoner i klimagassutslippene, vil Equinors mulighet til å nå klimaambisjonene sine bli svekket.

### Klimarelatert forretningsrisiko og porteføljerobusthet

Vår virksomhet må kunne ha tilpasningsevne i forhold til oppside- og nedsiderisiko som klimaendring fører med seg. Det innebærer mulig strengere klimarelaterte krav, endret etterspørsel etter olje og gass, teknologier som kan endre markedet, samt fysiske virkninger av klimaendring. Det finnes en detaljert oversikt over klimarelaterte risikofaktorer i foregående seksjon 2.11 Risikofaktorer. Vi fortsetter å rapportere om klimarelatert risiko og muligheter i tråd med anbefalingene fra arbeidsgruppen Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).

Vi krever at karbonintensitet og muligheter for utslippsreduksjoner vurderes i alle potensielle prosjekter, i hver beslutningsfase - fra leting og forretningsutvikling til prosjektutvikling og drift. I tillegg krever vi at alle prosjekter inkluderer en karbonpris på minst 55 USD per tonn, for å kunne tåle forventet høyere karbonavgifter.

Siden 2015 har vi foretatt en årlig sensitivitetstest av porteføljen mot energiscenariene som er beskrevet i rapporten World Energy Outlook (WEO) fra Det internasjonale energibyrået (IEA). WEO-rapporten for 2019 beskriver tre scenarier: «Current Policies», «Stated Policies» og «Sustainable Development». Disse scenariene har ulike forutsetninger for olje-, gass- og CO<sub>2</sub>-priser, som vi anvender i sensitivitetstesten av porteføljen vår. Resultatene blir sammenlignet med resultatene fra bruk av våre egne økonomiske planforutsetninger. IEAs «Sustainable Development»-scenario er et «godt under 2 grader»-scenario (1,7-1,8 grader). I henhold til rapporten fra FN's klimapanel om påvirkningen av et 1,5-graders scenario, må imidlertid etterspørselen etter olje og gass være betydelig lavere enn i et 2-graders scenario, og det utgjør dermed en større nedside for Equinor enn det som er anslått i «Sustainable Development»-scenariet. For å ta hensyn til denne usikkerheten, har vi lagt til en sensitivitet til IEA-prisen der vi anvender en gradvis nedgang i oljeprisen fra 2020 og fram til en langsiktig oljeprisforutsetning på 50 USD fatet nås i 2040, noe som er 9 USD lavere per fat enn den langsiktige oljeprisen på 59 USD fatet i «Sustainable Development»-scenariet. I «Current Policies» og «Stated Policies» scenariene vil vi kunne forvente en økning i porteføljeverdien, men i «Sustainable Development»-scenariet (både med IEAs prisforutsetninger og vår forutsetning om 50 USD fatet) vil det kunne bli en betydelig verdireduksjon. Som beskrevet i seksjon 2.11 Risikoanalyse – Risikofaktorer – Risiko knyttet til virksomhet, strategi og drift – Prisene på olje og naturgass, vil en betydelig eller vedvarende periode med lave priser på olje og naturgass eller andre indikatorer, dersom den antas å ha innvirkning på lengre sikt, kunne føre til vurderinger av nedskrivning av konsernets olje- og naturgassaktiva. Se også note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper til konsernregnskapet for en drøfting av viktige kilder til usikkerhet i ledelsens anslag og forutsetninger som påvirker Equinors innberettede størrelser på eiendeler, gjeld, inntekter og utgifter, og note 10 Varige driftsmidler til konsernregnskapet for en drøfting av prisforutsetninger og sensitiviteter som påvirker nedskrivningsanalysen. Ytterligere detaljer om sensitivitetstesten av porteføljen finnes i bærekraftsrapporten vår 2019 Sustainability Report.

Konsernledelsen og styret drøfter ofte klimarelatert oppside- og nedsiderisiko, samt vår strategiske respons på disse. I 2019 drøftet styret klimaspørsmål spesielt i sju av sine åtte ordinære styremøter. Klimarelaterte risikofaktorer ble også vurdert i tilknytning til spesifikke investeringsbeslutninger. Styrets utvalg

for sikkerhet, bærekraft og etikk drøftet klimarelaterte temaer i alle sine møter i 2019.

### Samarbeid

Vi samarbeider med andre energiselskaper og forretningspartnere for å finne nyskapende og kommersielt gjennomførbare måter å redusere utslipp på gjennom hele verdikjeden for olje og gass. Vi har gått sammen med 12 andre olje- og gasselskaper i Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) for å bidra til å utforme bransjens klimarespons. For å stimulere til teknologiutvikling er vi også partner i investeringsfondet OGCI Climate Investments, som er på over én milliard USD.

For å styrke arbeidet med å redusere metanutslipp, har vi sluttet oss til One Future Coalition, Climate and Clean Air Coalition's Oil and Gas Methane Partnership og Guiding Principles on Reducing Methane Emissions Across the Natural Gas Value Chain. Vi ønsker også velkommen det konstruktive engasjementet med investorer som deltar i Climate Action 100+.

I løpet av 2019 har Equinor foretatt en omfattende gjennomgang av sine medlemskap i næringsforeninger som har en posisjon innen klima- og energipolitikk.

### Skape verdier for samfunnet

Å skape verdier for samfunnet er et av de tre prioriterte bærekraftstiltakene i Equinor. Vi tar sikte på å bidra til utvikling av lokalsamfunn der vi har langsiktig drift. Vi samarbeider med interessegrupper og partnere for å finne gjensidige fordeler og varige løsninger på felles utfordringer, og vi er i dialog med lokalsamfunn for å forklare våre handlinger og håndtere forventninger.

Equinor skaper verdier som bidrar til bærekraftig utvikling av samfunn gjennom:

- Å gi tilgang til rimelig, pålitelig, bærekraftig og moderne energi
- Å skape verdi for aksjonærer
- Våre aktiviteter innen innovasjon, forskning og utvikling
- Å ansette og utvikle personell og fremme mangfold og inkludering i vår arbeidsstyrke
- Kjøp av varer og tjenester
- Å skape muligheter for samfunnsmessig og økonomisk utvikling på tvers av verdikjeden gjennom betalinger til myndigheter, skape lokale arbeidsplasser, lokale innkjøp av varer og tjenester
- Å styre våre samfunnspåvirkninger og -resultater og bidra til ringvirkninger

I løpet av 2019 har vi hatt samarbeid med lokalt næringsliv, leverandører og andre interessegrupper for å støtte store prosjektutbygginger i våre kjerneområder, som Johan Sverdrup-feltet på norsk sokkel og Marinerfeltet på britisk sokkel. Hywind Tampen-prosjektet vil bidra til å videreutvikle flytende havvindteknologi, og redusere kostnader ved framtidige flytende havvindutbygginger, noe som vil gi nye industrielle muligheter for leverandørindustrien.

I Brasil har Equinor sammen med Shell utvidet Mar Atento-prosjektet til seks kommuner langs kysten. Om lag 300 flere fiskere fikk beredkapsopplæring for å bidra ved eventuelle oljeutslipp.

Som en del av vår langsiktige forpliktelse til å skape verdier for samfunnet, er det viktig å utvikle ferdigheter og kapasitet i samfunnene der vi har virksomhet. En stor del av våre

sponsormidler, donasjoner og samfunnsinvesteringer går til kapasitetsbygging innen vitenskap, teknologi, ingeniørfag og matematikk, i samarbeid med akademiske institusjoner og vitensentre, og gjennom Morgendagens helter-programmet.

I 2019 fortsatte vi å styrke mangfoldet og inkluderingen i Equinor som beskrevet i seksjon 2.13 Våre medarbeidere i denne rapporten.

### Miljøkonsekvenser og ressurseffektivitet

Ansvarelig styring knyttet til avfall, utslipp til luft og sjø og konsekvenser for biologisk mangfold og økosystemer er av stor betydning for Equinor. Vi har forpliktet oss til å utnytte ressursene effektivt.

Som en stor olje- og gassoperatør til havs, og en stadig større leverandør av havvindkraft, er ansvarlig forvaltning av havområdene viktig for oss. Equinor var med på å etablere FNs Global Compact Action-plattform for bærekraftig virksomhet i havet. I 2019 bidro Equinor til utvikling av Ocean Opportunities Report og FNs Global Impact-prinsipper for bærekraftig virksomhet i havet, som ble lansert i september 2019. Equinor har forpliktet seg til å følge disse ni prinsippene.

Andre fokusområder i 2019 var:

- Bedre håndtering av produsert og behandlet vann fra våre anlegg til havs og på land i Norge
- Minimere bruk av ferskvann og redusere avfallsvann i landbasert virksomhet i USA
- Bedre håndtering av boreavfall
- Bedre styring av vår påvirkning på det biologiske mangfoldet og økosystemet
- Forberedelse til en mulig leteboring i Australbukta, inkludert en miljøplan som, etter en offentlig høringsperiode, ble overlevert og senere i 2019 godkjent av det australske myndighetsorganet National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority

NOx-utslippene har gått ned med 2 % fra 2018 til 2019, hovedsakelig som følge av redusert borevirksomhet på land i USA. SOx-utslippene økte med 22 %, noe som hovedsakelig skyldtes nedetid i svovelfjerningsanlegget under en revisjonsstans på Mongstad-raffineriet. Rutinemessige utslipp av olje til vann har økt med 9 % siden 2018, hovedsakelig som følge av høyere volumer av produsert vann fra brønner. Utslipp av ikke-flyktige organiske forbindelser ble redusert med 13 %, hovedsakelig som følge av en nedgang i lasting av oljevolumer på norsk sokkel.

Mengden av farlig avfall økte med 30 % fra 2018 til 2019, fordi store volumer av prosessvann fra Trollfeltet ble sendt gjennom rørledninger til land og sendt med skip til eksterne kontraktører som avfall, i stedet for å bli håndtert på våre egne anlegg. Mengden av ikke-farlig avfall økte med 29 %, i hovedsak på grunn av at store mengder forurenset jord fra grunnarbeid og tankrengjøring på Kalundborg-raffineriet.

Mengden av borekaks fra vår landbaserte virksomhet i USA, som er unntatt fra regelverket for behandling av farlig avfall i USA, økte med 53 % i 2019. Økningen skyldtes i hovedsak at borekaks ble fraktet til avfallsdeponier i stedet for å samles i avfallsgroper på stedet. Håndteringen av slikt avfall varierer med lokasjon og landeiers preferanser, og fører til variasjoner fra år til år i mengden av slikt avfall. Mengden av flytende avfall unntatt fra regelverket har økt med 17 % siden 2018 på grunn av økte mengder av produsert vann fra brønnene.

Forbruket av ferskvann og kjemikalier til brønnoppsprekking gikk ned med henholdsvis 8 % og 15 % på grunn av redusert brønnoppsprekingsaktivitet på Bakken og Eagle Ford i 2019.

### Menneskerettigheter

Sikkerheten til medarbeidere og andre som berøres av aktivitetene, inkludert arbeidere hos leverandørene, står sentralt i vår virksomhet. Vår strategiske forpliktelse til «alltid sikker» innebærer også en forventning om å respektere de internasjonalt anerkjente menneskerettighetene til personer som berøres av våre aktiviteter.

Våre retningslinjer for menneskerettigheter er utarbeidet i samsvar med FNs veiledende prinsipper for næringsliv og menneskerettigheter. Retningslinjene omfatter de mest relevante menneskerettighetsforhold knyttet til våre aktiviteter og rollen som arbeidsgiver, forretningspartner og kjøper, samt vår tilstedeværelse i lokalsamfunn. Vi uttrykker vår forpliktelse til å skape et trygt, sunt og sikkert arbeidsmiljø, og behandle ansatte og de som berøres av våre aktiviteter på en rettferdig måte og uten diskriminering.

Etter en konserndekkende gjennomgang av framdriften i innføringen av retningslinjene for menneskerettigheter, ble det opprettet et prosjekt for å styrke prosesser og kunnskaper om menneskerettigheter i selskapet.

Konsernledelsen fortsatte å utvikle sin tilnærming til menneskerettighetene gjennom hele 2019, og konsernsjefen holdt foredrag om menneskerettigheter på det årlige Thorolf Rafto Challenge-arrangementet på Handelshøyskolen i Bergen. Menneskerettigheter er også blitt drøftet og vurdert på to møter i styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk og på ett møte der hele styret var samlet.

I 2019 innførte vi en risikovurderingsmetode for menneskerettigheter, som gir oss mulighet til å rapportere risiko for personer på en konsistent måte gjennom risikostyringssystemet vårt.

I 2019 har vi fortsatt arbeidet med bevisstgjøring og opplæring i menneskerettigheter på tvers av selskapet. Over 500 personer har gjennomført målrettede klasseromskurs om dette temaet. E-læringsprogrammet om menneskerettigheter er blitt revidert og er nå tilgjengelig på tre språk. Vi har opprettet en egen side om menneskerettigheter på vår hjemmeside, der våre retningslinjer for menneskerettigheter er oversatt til sju språk som er aktuelle for vår forretningsvirksomhet.

Det er viktig for oss å ha en god dialog med interessegrupper som kan berøres av vår virksomhet for å informere om våre aktiviteter og forretningsplaner. Klagemekanismer er en viktig del av våre prosesser for dialog med interessegrupper. Lokale klagemekanismer finnes for vår virksomhet i Brasil og Tanzania samt Empire Wind-prosjektet i USA. I tillegg blir alle seismiske undersøkelser og våre fornybarprosjekter dekket av lokale klagemekanismer. Vi hadde utstrakt dialog med interessegrupper i forbindelse med miljøplanen for en mulig letebrønn i Australbukta. Tett dialog med fiskerinæringen har vært viktig for vår virksomhet i Brasil, og under forberedelsene til utbygging av havvindparken Dogger Bank. I tillegg til disse tiltakene har Equinor en etikkhjelpelinje der alle våre ansatte og tredjeparter kan melde inn eventuelle bekymringer.

Forsyningskjeden er fortsatt et viktig fokusområde for arbeidet vårt med menneskerettigheter. Equinors menneskerettighetsforventninger til leverandører ble lansert i 2019. I tillegg fortsatte vi med gjennomgang hos mer enn 50 leverandører i 16 land. Disse vurderingene har gjort oss i stand til å avdekke gap og forbedringsområder i samarbeid med leverandørene, for å sikre at potensiell skade på personer reduseres eller elimineres.

Våre konkrete tiltak for å forhindre moderne slaveri er beskrevet i vår årlige «UK Modern Slavery Statement», som er tilgjengelig på vår hjemmeside.

### Åpenhet, etikk og antikorrupsjon

Equinor er et globalt selskap med tilstedeværelse i deler av verden der korrupsjon utgjør en stor risiko. Med en strategi som framskynder internasjonaliseringen og øker investeringene i nye energimarkeder, var 2019 et år med fortsatt fokus på etikk og antikorrupsjon. Equinor har forpliktet seg til å utføre sin virksomhet på en etisk, samfunnsansvarlig og transparent måte. Vi har en åpen dialog om etiske spørsmål, både internt og eksternt.

Equinors antikorrupsjonsprogram oppsummerer de standarder, krav og prosedyrer vi har innført for å følge gjeldende lover og forskrifter og opprettholde våre høye etiske standarder. Våre konserndekkende retningslinjer sørger for at risiko for bestillinger og korrupsjon identifiseres og tiltak iverksettes for å redusere risiko i alle deler av organisasjonen, og at bekymringer meldes inn. I 2019 har vi hatt spesielt fokus på å innarbeide hvitvasking av penger som tema på våre antikorrupsjonskurs for å øke bevisstgjøringen om risiko for hvitvasking i organisasjonen. Vår opplæring om etikk og antikorrupsjon i 2019 omfattet både generelle og målrettede kurs gjennom en kombinasjon av e-læring og arbeidsmøter.

Vi rapporterer våre betalinger til myndigheter per land, per prosjekt og per juridisk enhet, se seksjon 5.4 Rapport om betalinger til myndigheter. Siden 2018 har vi offentliggjort vår globale skattestrategi, som ligger på Equinors hjemmeside. Denne rapporteringen er i tråd med vår forpliktelse til å drive virksomheten på en transparent måte.

I 2019 fortsatte vi arbeidet med å øke bevisstgjøringen om etikkhjelpelinjen gjennom interne informasjonskanaler og opplæring. Antall rapporterte saker var i alt 194 i 2019.

Equinor har et langvarig forhold til FNs Global Compact, World Economic Forums «Partnering Against Corruption Initiative» og Transparency International.

Equinor har støttet Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) i mange år ved å delta i styrer og utvalg og være en aktiv deltaker i arbeidsgrupper. En representant fra Equinor er valgt som medlem av EITIs internasjonale styre. I 2019 var Equinor til stede i ti land som støtter EITI.

### Andre relevante rapporter

Mer informasjon om Equinors retningslinjer, styringstilnærming og resultater innen sikkerhet, sikring og bærekraft finnes i Equinor ASAs bærekraftsrapport 2019 Sustainability Report.



## 2.13 Våre medarbeidere

### Medarbeiderutvikling

Etter hvert som Equinor utvikler seg til å bli et bredt energiselskap og trapper opp bruken av digitale løsninger, er evnen til å utvikle våre medarbeidere svært viktig for å levere i henhold til vår forretningsstrategi. I 2019 har vi arbeidet mye med å bygge opp en kultur med livslang læring, der våre ansatte utvikler nye ferdigheter raskere for å møte endrede jobbkraav.

Vi fortsetter å bruke jobbrotasjon av medarbeidere på tvers av selskapet som et viktig verktøy for å fremme opplæring på arbeidsplassen. I alle akademiene i Equinor University har vi intensivert våre formelle læringsaktiviteter, spesielt innen sikkerhet og digitalisering. Vi mer enn tredoblet våre digitale læringsaktiviteter i 2019, blant annet med innføringen av «Digital Leadership» som er rettet mot våre ledere. I tillegg økte vi læringsaktivitetene kraftig på tvers av selskapet ved å bruke e-læring og virtuell klasseromsundervisning som et fleksibelt, tilgjengelig og kostnadseffektivt verktøy for å øke deltakelsen.



Integrert operasjonsstøttesenter på Sandsli utenfor Bergen, Norge.

### Unge talenter

Vi fortsetter å investere i våre unge talenter gjennom våre programmer for nyutdannede akademikere og lærlinger. I 2019 ønsket vi 182 nyutdannede akademikere og 157 lærlinger velkommen til selskapet. Gjennom våre aktiviteter for å rekruttere og tiltrekke oss nye medarbeidere ønsker vi å øke mangfoldet blant unge talenter som tas inn, og vår ambisjon i 2019 var å oppnå en 50-50-balanse med hensyn til kjønn og ikke-norsk bakgrunn. I 2019 iverksatte vi tiltak for å nå dette målet med en 43-57-fordeling mellom rekrutterte kvinnelige og mannlige nyutdannede akademikere, og en 45-55-fordeling mellom rekrutterte nyutdannede akademikere med ikke-norsk og norsk bakgrunn.



Bakken, Williston, Nord-Dakota, USA.

#### Fast ansatte og prosentdel kvinner i Equinorkonsernet

Geografisk område	Antall ansatte			Kvinner		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Norge	18.128	17.762	17.632	31%	31%	30%
Resten av Europa	1.359	978	947	23%	25%	25%
Afrika	73	79	78	36%	38%	37%
Asia	70	75	69	49%	53%	52%
Nord-Amerika	1.199	1.191	1.174	31%	32%	33%
Sør-Amerika	583	439	345	30%	32%	35%
Australia	-	1	-	0%	0%	0%
<b>Totalt</b>	<b>21.412</b>	<b>20.525</b>	<b>20.245</b>	<b>30%</b>	<b>31%</b>	<b>30%</b>
Ikke-OECD	823	701	599	32%	35%	37%



## Samlet bemanning etter region, ansettelsesforhold og nyansatte i Equinor-konsernet i 2019

Geografisk område	Fast ansatte	Konsulenter	Total arbeidskraft <sup>1)</sup>	Konsulenter (%)	Deltidsansatte (%)	Nyansatte
Norge	18.128	1.013	19.141	5%	3%	801
Resten av Europa	1.359	57	1.416	4%	2%	487
Afrika	73	5	78	6%	0%	2
Asia	70	17	87	20%	0%	12
Nord-Amerika	1.199	117	1.316	9%	0%	104
Sør-Amerika	583	22	605	4%	0%	162
Australia	-	-	-	0%	0%	-
<b>Totalt</b>	<b>21.412</b>	<b>1.231</b>	<b>22.643</b>	<b>5%</b>	<b>3%</b>	<b>1.568</b>
Ikke-OECD	823	45	868	5%	NA	177

1) Leverandøransatte, definert som personell fra tredjepart som yter tjenester i vår virksomhet på land og til havs, er ikke medregnet. Disse ble anslått til å utgjøre ca. 38.200 i 2019.



Våre personaldata gjelder fast ansatte som er direkte ansatt i selskapet. Equinor definerer konsulenter som innleid personell som hovedsakelig arbeider ved våre kontorer. Midlertidig ansatte og leverandøransatte, definert som personell fra tredjepart som yter tjenester i vår virksomhet på land og til havs, er ikke inkludert i tabellen som viser arbeidsstyrken. Disse ble anslått til å utgjøre 38.200 i 2019. Informasjonen om selskapets personalpolitikk gjelder Equinor ASA og datterselskapene.

## Like muligheter

### Mangfold og inkludering i arbeidsstyrken

Vår ambisjon er at Equinor skal ha et inkluderende arbeidsmiljø, der alle kan være seg selv på jobb, dele sine synspunkter og utvikle seg og trives i trygge omgivelser. Dette innebærer å arbeide aktivt for at alle skal ha like muligheter i Equinor

Det å omfavne mangfold og fremme inkluderingskultur er fundamentale deler av våre verdier – åpen, samarbeid, modig og omtenksum – og en integrert del av våre forventninger til

ledere. Dette innebærer å arbeide aktivt for at alle skal ha like muligheter i Equinor.

I 2019 fortsatte vi arbeidet med å styrke mangfold og inkludering i Equinor ved å integrere det i våre viktigste personalprosesser, som for eksempel rekruttering, planlegging av etterfølgere, prestasjonsstyring og lederutvikling. Vi følger nøye med på mangfoldet i arbeidsstyrken vår, på alle nivåer og lokasjoner, og oppmuntrer til og støtter tiltak fra ansatte som bidrar til en mangfolds- og inkluderingskultur. I 2019 innførte vi retningslinjer for å styrke støtten til ressursgrupper blant ansatte i Equinor, blant annet Women in Equinor, Differently Aabled og LHBTQ+-grupper.

Mangfold for oss omfatter alder, kjønn, nasjonalitet, erfaring, kompetanse, utdanning, kulturell bakgrunn, religion, etnisitet, seksuell legning og funksjonshemninger – alt som bidrar til å forme våre tanker og perspektiver. Inkludering for oss betyr at alle i Equinor føler at de er en del av ett team, kan være seg selv på jobb og blir hørt, slik at de kan yte sitt beste. Vi mener at verdien av mangfold kun blir utnyttet dersom vi har en inkluderingskultur hvor alle føler at de trygt kan bidra.

I 2019 innførte Equinor en konserndekkende prestasjonsindikator (KPI) for mangfold og inkludering, som måles på team-nivå. KPI-en er basert på en mangfolds-indeks og en inkluderings-indeks. Mangfolds-indeksen er fleksibel og helhetlig, slik at teamene kan fokusere på ulike sider ved mangfold for å oppnå den balansen som skaper mest verdi for dem. Mangfolds-KPIen måler framgangen i hvert forretningsområde når det gjelder mangfold i teamene. Inkluderings-indeksen måles gjennom vår konserndekkende medarbeiderundersøkelse (global people survey, GPS), og måler ansattes oppfatning av inkludering i deres team. Vår ambisjon er at alle teamene i Equinor skal være mangfoldige og inkluderende innen 2025.

For å støtte vår forpliktelse til å skape en likeverdig og inkluderende arbeidsplass, deltar Equinor i flere Gender Equality Indexes, som arbeider for økt innsyn i rapporteringen av miljømessige, sosiale og forretningsetiske forhold fra offentlige selskaper. I 2019 delte vi informasjon om våre ansattes kjønnsprofil og deltok i Bloomberg Gender-Equality Index, og den norske SHE-indeksen, der Equinor ble rangert som nr. ti av de 91 største norske selskapene.

Vi arbeider hele tiden med å redusere ubevisst forutinntatthet. I 2019 ble det holdt klasseromskurs og e-læring om ubevisst forutinntatthet på tvers av organisasjonen, inkludert alle ledergruppene på øverste nivå og våre eksterne rekrutteringsfirmaer. Vi vil fortsette opplæringen om dette viktige temaet i 2020.

Vi har som mål å oppnå en kjønnsbalanse og mangfold i alle lederutviklingsaktiviteter, blant annet ved vurdering av talenter, etterfølgere og ledere, lederutviklingskurs og innplassering av de øverste lederne. Som en del av dette arbeidet følger vi nøye med på stillinger og fagområder som er dominert av ansatte av ett kjønn. I 2019 har det vært en økning både i andelen kvinnelige ledere på ulike nivåer og ledere med ikke-norsk bakgrunn, noe som viser at vår tilnærming bidrar til økt mangfold.

I samsvar med våre verdier og for å gjøre selskapet mer attraktivt som arbeidsgiver innførte vi en minimumsstandard for foreldrepermisjon til alle ansatte i Equinor-konsernet og en helseforsikring for alle ansatte i Equinor ASA, med virkning fra januar 2019. Alle ansatte i konsernet som skal bli foreldre gjennom fødsel eller adopsjon tilbys minst 16 ukers lønnet permisjon. Helseforsikringsordningen, som er et tillegg til den offentlige helsetjenesten, tilbyr tilgang til private spesialister, legeundersøkelser og behandlinger, og er lik helseforsikringsordningene som allerede tilbys i våre datterselskaper. Vi forventer at ordningen vil ha en positiv påvirkning på ansattes helse, og har tro på at begge tiltakene støtter vårt arbeid med mangfold og inkludering og gjør oss mer attraktiv som arbeidsgiver.

## Fagforeninger og ansattrepresentanter

### Samarbeidsforhold

Vi har tro på involvering av våre medarbeidere i utviklingen av selskapet. I alle land der vi er til stede involverer vi våre ansatte og/eller deres aktuelle representanter i henhold til lokal lovgivning og praksis. Dette varierer fra formelle organer med ansattrepresentanter til arbeidstakermedvirkning gjennom gruppe- eller allmøter.

I 2019 fortsatte vi det nære samarbeidet med ansattrepresentanter gjennom formelle og uformelle samtaler, på aktuelle nivåer og områder av virksomheten. I det europeiske samarbeidsutvalget (European Works Council) diskuterte vi saker som for eksempel Equinors strategi, menneskerettigheter, sikkerhet, digitalisering, GDPR og arbeidsmåter i framtiden. I mai 2019 fornyet vi fagforeningsavtalen i Brasil, som dekker våre arbeidere på land og på sokkelen, og inneholder et tillegg med nærmere regler for sokkelarbeidere.

Informasjon om fagforeningstilhørighet finnes i våre bærekraftresultater på Equinor.com.



# Eierstyring og selskapsledelse

s104	3.1	Implementering og rapportering
s106	3.2	Virksomhet
s106	3.3	Egenkapital og utbytte
s107	3.4	Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående
s108	3.5	Fri omsettelighet
s108	3.6	Generalforsamling
s109	3.7	Valgkomiteen
s110	3.8	Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen
s122	3.9	Styrets arbeid
s124	3.10	Risikostyring og internkontroll
s127	3.11	Godtgjørelse til styret og bedriftsforsamlingen
s128	3.12	Godtgjørelse til konsernledelsen
s136	3.13	Informasjon og kommunikasjon
s136	3.14	Overtakelse
s137	3.15	Ekstern revisor





## 3.0 Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

Equinors styre følger aktivt standarder for god eierstyring og selskapsledelse, og vil sikre at Equinor enten følger Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse (Anbefalingen), eller forklarer eventuelle avvik fra denne. Anbefalingen er tilgjengelig på nettsiden [www.nues.no](http://www.nues.no).

Anbefalingen er delt inn i 15 hovedtemaer og denne redegjørelsen av styret dekker hvert av disse og forklarer hvordan Equinor følger Anbefalingen. Redegjørelsen beskriver grunnlaget og prinsippene for Equinors struktur for eierstyring og selskapsledelse. Mer detaljert faktainformasjon er tilgjengelig på våre nettsider, i denne årsrapporten og i bærekraftrapporten vår.

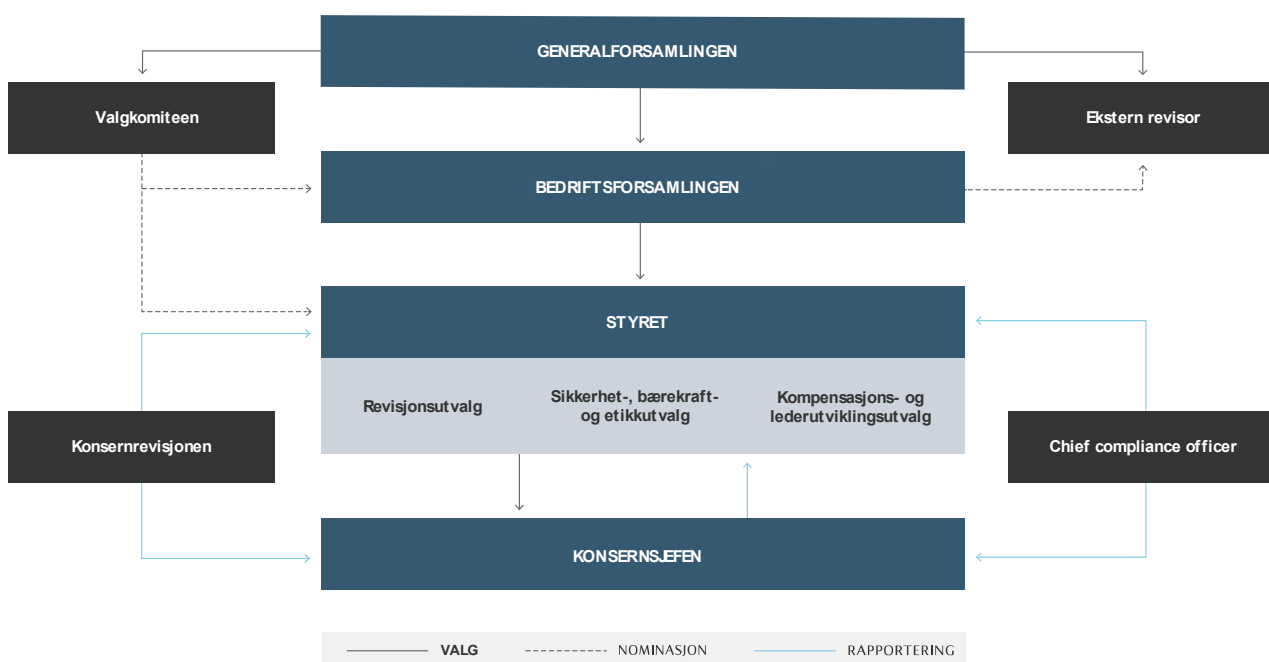
Informasjonen om eierstyring og selskapsledelse som kreves oppgitt i henhold til § 3-3b av regnskapsloven er oppgitt i redegjørelsen på følgende måte:

1. En redegjørelse av anbefalinger og regelverk om foretaksstyring som foretaket er omfattet av eller for øvrig velger å følge: Beskrevet i denne innledningen, og også i seksjon 3.1 Implementering og rapportering.
2. Opplysninger om hvor anbefalinger og regelverk som nevnt i nr. 1 er offentlig tilgjengelige: Beskrevet i denne innledningen.
3. En begrunnelse for eventuelle avvik fra anbefalinger og regelverk som nevnt i nr. 1: Det er to avvik fra Anbefalingen,

ett i seksjon 3.6 Generalforsamling og det andre i seksjon 3.14 Overtakelser. Årsakene til disse avvikene er forklart under de respektive punktene i redegjørelsen.

4. En beskrivelse av hovedelementene i foretakets, og for regnskapspliktige som utarbeider konsernregnskap eventuelt også konsernets, systemer for internkontroll og risikostyring knyttet til regnskapsrapporteringsprosessen: Beskrevet i seksjon 3.10 Risikostyring og internkontroll.
5. Vedtektsbestemmelser som helt eller delvis utvider eller fraviker bestemmelser i allmennaksjeloven kapittel 5: Beskrevet i seksjon 3.6 Generalforsamling.
6. Sammensetningen av styre, bedriftsforsamling, representantskap og kontrollkomité, eventuelle arbeidsutvalg for disse organene, samt en beskrivelse av hovedelementene i gjeldende instruksjer og retningslinjer for organenes og eventuelle utvalgs arbeid: Beskrevet i seksjon 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen og seksjon 3.9 Styrets arbeid.
7. Vedtektsbestemmelser som regulerer oppnevning og utskiftning av styremedlemmer: Beskrevet i seksjon 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen under undertittelen Styret.
8. Vedtektsbestemmelser og fullmakter som gir styret adgang til å beslutte at foretaket skal kjøpe tilbake eller utstede egne aksjer eller egenkapitalbevis: Beskrevet i seksjon 3.3 Egenkapital og utbytte.

### Nominasjon, valg og rapportering i Equinor ASA



### 3.1 Implementering og rapportering

#### Introduksjon

Equinor ASA er et norsk børsnotert allmennaksjeselskap med hovednotering på Oslo Børs, og grunnlaget for Equinor-konsernets struktur for eierstyring og selskapsledelse er basert på norsk lov. Våre American Depositary Receipts (ADR), som representerer våre aksjer, er også notert på New York Stock Exchange (NYSE), og er underlagt kravene fra NYSE og gjeldende rapporteringskrav fra US Securities and Exchange Commission, SEC (det amerikanske finanstilsynet).

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

Styrets arbeid er grunnlagt på en klart definert fordeling av roller og ansvar mellom aksjonærene, styret og selskapets ledelse.

Følgende prinsipper ligger til grunn for Equinors tilnærming til eierstyring og selskapsledelse:

- Alle aksjonærer skal behandles likt.
- Equinor skal sørge for at alle aksjonærer har tilgang til oppdatert, pålitelig og relevant informasjon om selskapets virksomhet.
- Equinor skal ha et styre som er uavhengig (ifølge definisjonen i norske standarder) av konsernledelsen. Styret legger vekt på å forebygge interessekonflikt mellom aksjonærene, styret og selskapets ledelse.
- Styret skal basere sitt arbeid på gjeldende prinsipper for god eierstyring og selskapsledelse.

Eierstyring og selskapsledelse i Equinor gjennomgås og diskuteres jevnlig av styret, og teksten i dette kapittel 3 er også drøftet på et styremøte.

Selskapets system for eierstyring og selskapsledelse er nærmere beskrevet på nettsiden [www.equinor.com/eierstyring](http://www.equinor.com/eierstyring), hvor aksjonærer og andre interessegrupper kan lese om tema de har spesiell interesse for og lett navigere seg fram til tilhørende dokumentasjon.

#### Vedtekter

Gjeldende vedtekter for Equinor ble vedtatt på generalforsamlingen 15. mai 2018.

#### Sammendrag av Equinors vedtekter:

##### Selskapets navn

Selskapets navn er Equinor ASA. Equinor er et norsk allmennaksjeselskap.

##### Forretningskontor

Selskapets forretningskontor er i Stavanger kommune, registrert i Foretaksregisteret med organisasjonsnummer 923 609 016.

##### Selskapets formål

Selskapets formål er å drive leting etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede produkter og andre energiformer, samt annen virksomhet. Virksomheten kan også drives gjennom deltakelse i eller i samarbeid med andre selskaper.

##### Aksjekapital

Equinors aksjekapital er kr 8.346.653.047,50 fordelt på 3.338.661.219 ordinære aksjer.

##### Aksjenes pålydende

De ordinære aksjenes pålydende verdi er kr 2,50.

##### Styre

Ifølge Equinors vedtekter skal styret ha 9–11 medlemmer. Styrets medlemmer, herunder leder og nestleder, velges av bedriftsforsamlingen for inntil to år.

##### Bedriftsforsamling

Equinor har en bedriftsforsamling på 18 medlemmer som vanligvis velges for to år. Generalforsamlingen velger 12 medlemmer og fire varamedlemmer, og seks medlemmer og tilhørende varamedlemmer velges av og blant selskapets ansatte.

##### Generalforsamling

Ordinær generalforsamling holdes hvert år innen utgangen av juni måned. Den ordinære generalforsamlingen skal behandle og beslutte sin godkjenning av årsregnskap og årsberetning, herunder utdeling av utbytte, samt eventuelle andre saker som etter lov eller vedtekter hører under generalforsamlingen.

Dokumenter som gjelder saker som skal behandles av generalforsamlingen, trenger ikke sendes til alle aksjeeierne dersom dokumentene er tilgjengelige på selskapets nettside. En aksjeeier kan kreve å få tilsendt slike dokumenter.

Aksjeeiere kan avgi sin stemme skriftlig, herunder ved bruk av elektronisk kommunikasjon, i løpet av en fastsatt periode før generalforsamlingen. For å tillate forhåndsstemming må styret fastsette nærmere retningslinjer. Styret i Equinor vedtok retningslinjer for slik forhåndsstemming i mars 2012, og disse retningslinjene er beskrevet i innkallingen til ordinære generalforsamlinger.

##### Markedsføring av petroleum på vegne av den norske stat

Ifølge vedtektene skal selskapet forestå markedsføring og avsetning av petroleum som produseres fra SDØEs deltagerandeler i utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel, samt petroleum som staten mottar som produksjonsavgift sammen med sin egen produksjon. Generalforsamlingen i Equinor vedtok en instruks for slik markedsføring 25. mai 2001, senest endret ved fullmakt fra generalforsamlingen 15. mai 2018.

### Valgkomiteen

Valgkomiteens oppgaver er:

- å avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen;
- å avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av medlemmer til valgkomiteen;
- å avgi innstilling til generalforsamlingen om honorarer til medlemmene av bedriftsforsamlingen og valgkomiteen;
- å avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til styret; og
- å avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om honorarer til styrets medlemmer.

Generalforsamlingen kan vedta instruks for valgkomiteen.

Vedtektene er tilgjengelige på våre nettsider:

[www.equinor.com/vedtekter](http://www.equinor.com/vedtekter)

### Samsvar med NYSEs børsregler

Equinors primære børsnotering er på Oslo Børs, men selskapets ADR er notert på NYSE. I tillegg er Equinor en utenlandsk privat utsteder som er underlagt rapporteringskravene til US Securities and Exchange Commission.

ADR representerer selskapets underliggende ordinære aksjer som er notert på NYSE. Equinors praksis for eierstyring og selskapsledelse følger kravene i norsk lov, men selskapet er også underlagt NYSEs børsregler.

Som utenlandsk privat utsteder er Equinor fritatt for de fleste NYSE-krav til eierstyring og selskapsledelse som amerikanske selskaper må følge. Equinor er imidlertid forpliktet til å opplyse om hvordan selskapets praksis på området skiller seg vesentlig fra den praksis som gjelder for amerikanske selskaper etter NYSEs regler. En redegjørelse for disse forskjellene følger her:

#### Retningslinjer for eierstyring og selskapsledelse

NYSE-reglene krever at amerikanske selskaper vedtar og kunngjør sine retningslinjer for eierstyring og selskapsledelse. Equinors prinsipper for eierstyring og selskapsledelse er utarbeidet av ledelsen og styret i henhold til Anbefalingen og gjeldende lov. Bedriftsforsamlingen fører tilsyn med styret og ledelsen.

#### Styremedlemmers uavhengighet

NYSE-reglene krever at amerikanske selskaper har et flertall av "uavhengige styremedlemmer". NYSEs definisjon av "uavhengig styremedlem" angir fem spesifikke krav til uavhengighet og krever også en bekreftelse fra styret på at styremedlemmet ikke har noen vesentlig tilknytning til selskapet.

I henhold til norsk selskapslov består Equinors styre av medlemmer som er valgt av aksjonærer og ansatte. Styret i Equinor har bestemt at samtlige aksjonærvalgte styremedlemmer etter styrets skjønn er uavhengige. I sin vurdering av uavhengighet fokuserer styret blant annet på at det ikke er noen interessekonflikt mellom aksjonærene, styret og selskapets ledelse. Vurderingen er ikke strengt basert på NYSEs fem spesifikke krav, men tar hensyn til alle relevante forhold som etter styrets oppfatning kan påvirke et styremedlems

uavhengighet. Styremedlemmene som velges av og blant selskapets ansatte, vil ikke bli vurdert som uavhengige etter NYSE-reglene fordi de er ansatt i Equinor. Ingen av de ansattvalgte styremedlemmene er direktører i selskapet.

For nærmere informasjon om styret, se 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen.

#### Styreutvalg

Ifølge norsk selskapslov har styret ansvar for selskapets ledelse. Equinor har et revisjonsutvalg, et utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk og et kompensasjons- og lederutviklingsutvalg. Utvalgene er ansvarlige for å forberede visse saker for styret. Revisjonsutvalget og kompensasjons- og lederutviklingsutvalget opererer i henhold til instruks som i stor grad er sammenlignbare med utvalgenes gjeldende vedtekter som kreves av NYSE-reglene. De rapporterer regelmessig til styret og er under tilsyn av styret. For nærmere informasjon om styrets utvalg, se 3.9 Styrets arbeid.

Equinor oppfylder NYSE-reglenes plikt til å ha et revisjonsutvalg som oppfylder kravene i Rule 10A-3 i den amerikanske børsloven US Securities Exchange Act of 1934.

Revisjonsutvalget i Equinor har et medlem som er valgt av de ansatte. Equinor anvender unntaket fra uavhengighetskravene i Rule 10A-3(b)(1)(iv)(C) i US Securities Exchange Act of 1934 for det ansattvalgte styremedlemmet. Etter Equinors oppfatning vil anvendelsen av dette unntaket ikke i vesentlig grad påvirke revisjonsutvalgets evne til å handle selvstendig eller oppfylle de øvrige kravene til revisjonsutvalg i Rule 10A-3. De øvrige medlemmene av revisjonsutvalget oppfylder kravene til uavhengighet etter Rule 10A-3.

Revisjonsutvalget vurderer blant annet kvalifikasjonene og uavhengigheten til selskapets eksterne revisor. I henhold til norsk lov velges imidlertid revisor av generalforsamlingen i selskapet.

Equinor har ikke et styreutvalg for nominasjon/eierstyring og selskapsledelse. I stedet fylles rollene som foreskrives for et utvalg for nominasjon/eierstyring og selskapsledelse etter NYSE-reglene i hovedsak av bedriftsforsamlingen og valgkomiteen som velges av generalforsamlingen. NYSE-reglene krever at kompensasjonsutvalget i amerikanske selskaper skal bestå av uavhengige medlemmer, avgi innstilling om godtgjørelse til toppledelsen og ta stilling til rådgiveres uavhengighet når de blir engasjert. Som en utenlandsk privat utsteder er Equinor fritatt for å følge disse reglene og kan følge hjemlandets regler. Equinor anser at samtlige medlemmer av kompensasjonsutvalget er uavhengige (i henhold til Equinors rammeverk, som allerede nevnt ikke er identisk med NYSE-reglene). Equinors kompensasjonsutvalg kommer med anbefalinger til styret om godtgjørelse til ledelsen, inkludert konsernsjefen. Kompensasjonsutvalget evaluerer sine egne resultater og har fullmakt til å engasjere eksterne rådgivere. Valgkomiteen, som velges av generalforsamlingen, gir anbefalinger om styrekandidater og deres godtgjørelse til bedriftsforsamlingen. Valgkomiteen kommer også med anbefalinger til generalforsamlingen om kandidater til bedriftsforsamlingen og valgkomiteen og godtgjørelse til disse.

### Aksjonærgodkjenning av ordninger for aksjebasert godtgjørelse

NYSE-reglene krever at alle ordninger for aksjebasert godtgjørelse, med enkelte unntak, skal legges fram for avstemming blant aksjonærene. Etter norsk selskapslov er godkjenning av ordninger for aksjebasert godtgjørelse vanligvis forbeholdt styret, selv om aksjeemisjon og fullmakt til å kjøpe tilbake aksjer må godkjennes av den ordinære generalforsamlingen i Equinor.

**Avvik fra Anbefalingen:** Ingen

## 3.2 Virksomhet

Equinor er et internasjonalt energiselskap med hovedkontor i Stavanger, Norge. Konsernet har virksomhet i mer enn 30 land, og har ca. 21.000 ansatte over hele verden. Equinor ASA er et allmennaksjeselskap som er organisert i henhold til norsk lov og underlagt lov om allmennaksjeselskaper (allmennaksjeloven). Staten er den største aksjonæren i Equinor ASA, med en direkte eierandel på 67 %. Equinor er ledende operatør på norsk sokkel, med en internasjonal virksomhet i vekst.

Equinor er blant verdens største selgere av råolje og kondensat og er den nest største leverandøren i det europeiske gassmarkedet. Selskapet har også en betydelig virksomhet innenfor prosessering og raffinering, bidrar til utvikling av nye energiressurser, og har internasjonale aktiviteter innen vindkraft samt en ledende posisjon innenfor innføring av teknologi for CO<sub>2</sub>-fangst og -lagring (CCS).

### Formål, strategier og risikoprofiler

Equinors formål er definert i selskapets vedtekter ([www.equinor.com/vedtekter](http://www.equinor.com/vedtekter)). Equinor skal drive leting etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede produkter og andre energiformer, samt annen virksomhet. Virksomheten kan også drives gjennom deltakelse i, eller i samarbeid med, andre selskaper.

Equinors visjon er å bidra til å «forme energiframtiden». Styret og administrasjonen har utarbeidet en konsernstrategi for å levere i henhold til denne visjonen. Den er omformulert til konkrete mål som skal sikre en samordnet gjennomføring av strategien i hele selskapet. Equinors konsernstrategi er presentert i seksjon 2.1 Strategi og markedsoversikt.

I arbeidet for å nå vår visjon og strategi legger vi vekt på å holde høyeste standard for selskapsstyring og å dyrke en verdibasert prestasjonskultur som belønner eksemplarisk etisk praksis, respekt for miljøet samt personlig og felles integritet. Equinor vurderer kontinuerlig gjeldende internasjonale standarder for beste praksis når selskapets retningslinjer skal utarbeides og innføres, fordi vi mener det er en tydelig sammenheng mellom å holde høy kvalitet på vår selskapsstyring og å skape aksjonærverdier.

I Equinor er måten vi leverer på like viktig som hva vi leverer. Equinorboken, som gjelder alle ansatte i selskapet, fastsetter standarder for vår atferd, vår leveranse og vårt lederskap.

Våre verdier er veiledende for atferden til alle Equinor-ansatte. Våre konsernverdier er: modig, åpen, samarbeid og omtanke.

Både våre verdier og etiske retningslinjer behandles som en integrert del av vår virksomhet. Våre etiske retningslinjer for atferd er nærmere beskrevet i seksjon 3.10 Risikostyring og internkontroll.

Vi fokuserer også på å håndtere påvirkningen av vår virksomhet på mennesker, samfunn og miljø, i tråd med våre konserndekkende retningslinjer for helse, sikkerhet, sikring, menneskerettigheter, etikk og bærekraft, inkludert selskapets samfunnsansvar. Områder som er dekket av disse retningslinjene omfatter arbeidslivsstandarder, åpenhet og antikorruptsjon, lokale ansettelser og anskaffelser, helse og sikkerhet, arbeidsmiljø, sikring og bredere miljøspørsmål. Disse tiltakene og retningslinjene er nærmere beskrevet i seksjon 2.12 Sikkerhet, sikring og bærekraft samt i Equinors bærekraftrapport.

Equinors risikoprofil er en sammensatt oversikt over risikofaktorer og støtter dagens og framtidige vurderinger av porteføljen. Målet er å oppnå en portefølje som er robust og verdiskapende gjennom konjunkturer. Risiko er en integrert del av styrets strategidiskusjoner og investeringsbeslutninger. Styret vurderer jevnlig Equinors strategi, risikoprofil og målsetting, som en del av dets årsplan. Det henvises også til seksjon 3.9 Styrets arbeid og 3.10 Risikostyring og internkontroll.

**Avvik fra Anbefalingen:** Ingen

## 3.3 Egenkapital og utbytte

### Aksjonærens egenkapital og kapitalstruktur

Per 31. desember 2019 var selskapets egenkapital på 41.139 millioner USD (ekskl. 20 millioner USD i aksjeposter uten bestemte innflytelse/minoritetsinteresser), det vil si 34,9 % av selskapets samlede eiendeler. Netto gjeldsgrad var 23,8 %<sup>20</sup>. Betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer utgjorde 12.603 millioner USD. Styret anser dette som hensiktsmessig ut fra selskapets behov for soliditet med hensyn til uttalte mål, strategi og risikoprofil.

En eventuell økning av selskapets aksjekapital må godkjennes av generalforsamlingen. Dersom styret skulle gis mandat for å øke selskapets aksjekapital, ville et slikt mandat være begrenset til et definert formål. Dersom generalforsamlingen skal vurdere styremandater med tanke på aksjeemisjon for forskjellige formål, må generalforsamlingen vurdere hvert mandat for seg.

### Utbyttepolitikk

Det er Equinors ambisjon å øke det årlige kontantutbyttet, målt i USD per aksje, i takt med den langsiktige underliggende inntjeningen. Equinor kunngjør utbytte hvert kvartal. Styret godkjenner 1. - 3. kvartals utbytte på grunnlag av fullmakt fra generalforsamlingen, mens generalforsamlingen godkjenner utbyttet for 4. kvartal (og for året under ett) på grunnlag av et forslag fra styret. Når styret bestemmer de foreløpige utbytteutbetalingene og anbefaler samlet utbytt nivå for året, skal det tas hensyn til forventet kontantstrøm,

<sup>20</sup> Dette er et non-GAAP måltall. Sammenligningstall og avstemming mot IFRS er vist i tabellen Beregning av sysselsatt kapital og netto gjeld over sysselsatt kapital som vist i seksjon 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall.

investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet. I tillegg til kontantutbytte vil Equinor også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes avkastning.

Aksjonærene kan under generalforsamlingen stemme for å redusere, men kan ikke øke, utbyttet for fjerde kvartal som er foreslått av styret. Equinor kunngjør utbytteutbetalingene i forbindelse med kvartalsresultatene. Utbetaling av det kvartalsvise utbyttet forventes å finne sted ca. fire måneder etter kunngjøringen av hvert kvartalsvise utbytte.

Equinor fastsetter utbyttet i USD. Utbytte per aksje i NOK vil bli beregnet og kommunisert fire virkedager etter oppgjørsgdag for aksjonærer på Oslo Børs.

Styret vil foreslå for generalforsamlingen at det for fjerde kvartal 2019 betales et utbytte på 0,27 USD per aksje.

#### Tilbakekjøp av egne aksjer for påfølgende sletting

I tillegg til å betale kontantutbytte, vil Equinor også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes totalavkastning. For å kunne kjøpe tilbake aksjer må styret få fullmakt fra generalforsamlingen, som må fornyes årlig. På generalforsamlingen 15. mai 2019 fikk styret fullmakt til, på vegne av selskapet, å erverve aksjer i Equinor ASA i markedet med samlet pålydende verdi på inntil 187.500.000 NOK. Laveste beløp som kan betales per aksje er 50 NOK, mens høyeste beløp som kan betales per aksje er 500 NOK. Innenfor disse grensene har styret fullmakt til å bestemme til hvilken pris og på hvilket tidspunkt et eventuelt kjøp skal finne sted. Aksjer ervervet i henhold til denne fullmakten kan bare disponeres til sletting gjennom en reduksjon av selskapets aksjekapital, i henhold til allmennaksjeloven § 12-1. Det er også en forutsetning for tilbakekjøp og sletting av aksjer at statens eierandel i Equinor ASA ikke endres. Følgelig vil det i den generalforsamling som skal beslutte sletting av de tilbakekjøpte aksjer også bli fremmet forslag om en innløsning av en andel av statens aksjer, slik at statens eierandel i selskapet opprettholdes. Fullmakten er gyldig til neste ordinære generalforsamling, men ikke lenger enn til 30. juni 2020. Den 4. september 2019 godkjente styret et program for tilbakekjøp av aksjer for inntil 5 milliarder USD over en periode som varer til utgangen av 2022, under forutsetning av årlig fornying av fullmakten fra generalforsamlingen. Den første transjen av programmet på om lag 1,5 milliarder USD startet 5. september 2019, og den første transjen ble fullført 4. februar 2020 med kjøp av 26.721.259 aksjer i markedet til en gjennomsnittspris på 170,88 NOK.

#### Kjøp av egne aksjer til bruk i forbindelse med aksjespareprogrammet

Siden 2004 har Equinor 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 Equinor gir hvert år styret fullmakt til å kjøpe aksjer i Equinor ASA i markedet for å fortsette aksjespareprogrammet. Fullmakten er gyldig til neste generalforsamling, men ikke lenger enn til 30. juni det påfølgende året.

På generalforsamlingen 15. mai 2019 fikk styret fullmakt til, på vegne av selskapet, å erverve egne aksjer med samlet pålydende verdi på inntil 35.000.000 NOK til bruk i konsernets

aksjespareprogram for egne ansatte. Denne fullmakten er gyldig fram til neste generalforsamling, men ikke lenger enn til 30. juni 2020.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

## 3.4 Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående

Likebehandling av aksjeeiere er ett av kjerneprinsippene i Equinors styring og ledelse. Equinor har én aksjeklasse, og hver aksje gir én stemme på generalforsamlingen. Vedtektene inneholder ingen begrensninger i stemmeretten, og alle aksjer har de samme rettighetene. Hver aksje har pålydende verdi på 2,50 kroner. Tilbakekjøp av aksjer som benyttes i aksjespareprogrammet for ansatte (eller eventuelt for etterfølgende sletting), gjennomføres via Oslo Børs.

#### Den norske stat som majoritetseier

Staten er majoritetsaksjonær i Equinor, og har også store eierinteresser i andre norske selskaper. Pr. 31. desember 2019 hadde staten en eierinteresse på 67 % (eksklusive Folketrygdfondets eierandel på 3,27 %). Denne eierstrukturen betyr at Equinor deltar i transaksjoner med mange aktører som er under samme eierstruktur, og derfor oppfyller definisjonen på nærstående parter. Alle slike transaksjoner anses utført på uavhengige vilkår. Statens eierandel i Equinor forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Det er en uttrykt statlig eierskapspolitikk at staten stiller seg bak prinsippene i Anbefalingen, og den norske regjeringen har signalisert en forventning om at selskaper hvor staten har en eierinteresse følger Anbefalingen. Prinsippene er presentert i statens årlige eierberetning.

Kontakten mellom staten som eier og Equinor foregår på linje med det 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 det for all samhandling mellom staten og Equinor er et klart skille mellom de ulike rollene staten innehar.

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

#### Salg av statens olje og gass

I henhold til selskapets vedtekter er det Equinors oppgave å markedsføre og selge statens andel av olje- og naturgassproduksjonen på norsk sokkel sammen med selskapets egen produksjon. Staten har en felles eierskapsstrategi for å maksimere den samlede verdien av sine eierinteresser i Equinor og egne olje- og gassinteresser. Denne strategien er nedfelt i avsetningsinstruksjonen som pålegger Equinor i sin virksomhet på norsk sokkel å legge vekt på disse samlede eierinteressene ved beslutninger som kan ha betydning for gjennomføringen av salg.

Det statseide selskapet Petoro AS ivaretar de forretningsmessige forhold knyttet til den norske stats direkte



engasjement i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel og virksomhet i tilknytning til dette.

### Andre transaksjoner

I forbindelse med ordinære forretningsaktiviteter som rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumprodukter, har Equinor også jevnlig transaksjoner med enheter som selskapet har eierinteresser i. Disse transaksjonene utføres på uavhengige vilkår.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

## 3.5 Fri omsettelighet

Equinors hovednotering er på Oslo Børs. Våre ADR omsettes på NYSE. Hver Equinor ADR representerer én underliggende ordinær aksje.

Equinors vedtekter inneholder ingen form for begrensninger når det gjelder eierskap, omsetning eller stemmegiving knyttet til aksjene og depotbevisene.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

## 3.6 Generalforsamling

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

Neste generalforsamling holdes 14. mai 2020 i Stavanger. Siden Equinor har et stort antall aksjonærer med en vid geografisk spredning, tilbyr selskapet muligheten til å følge generalforsamlingen via overføring på selskapets nettside. Generalforsamlingen holdes på norsk, med simultanoversettelse til engelsk. På Equinors generalforsamling 15. mai 2019 var 77,85 % av aksjekapitalen representert, enten ved forhåndsstemmer, personlig oppmøte eller ved fullmakt.

Hoveddrammen for innkalling til og avholdelse av generalforsamling i Equinor er som følger:

I henhold til selskapets vedtekter skal den ordinære generalforsamlingen holdes innen utgangen av juni hvert år. Innkalling til generalforsamling og saksdokumenter offentliggjøres på Equinors nettsider, og innkalling sendes til alle aksjonærer med kjent adresse minst 21 dager før møtet. Alle aksjonærer som er registrert i Verdipapirsentralen (VPS) vil motta invitasjon til generalforsamlinger. Andre dokumenter til Equinors generalforsamlinger vil gjøres tilgjengelig på Equinors nettsider. En aksjonær kan 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, dvs. senest 28 dager før møtet. Aksjonærer som ikke har anledning til å møte personlig, kan stemme ved fullmakt.

Som beskrevet i innkallingen til generalforsamling kan aksjonærene i en fastsatt periode før generalforsamlingen stemme skriftlig, også gjennom elektronisk kommunikasjon.

Generalforsamlingen åpnes og ledes vanligvis av bedriftsforsamlingens leder. Dersom det skulle være uenighet rundt enkeltsaker hvor bedriftsforsamlingens leder er nært knyttet til en av de involverte partene, eller av andre grunner ikke regnes som upartisk, vil det utpekes en annen møteleder for å sikre uavhengighet til sakene som behandles.

Følgende beslutninger vedtas på generalforsamlingen:

- Godkjenning av årsberetningen, regnskapet og eventuelt utbytte som er foreslått av styret og anbefalt av bedriftsforsamlingen.
- 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.
- Behandling av eventuelle andre saker som er satt opp på sakslisten i møteinnkallingen.

Alle aksjer har lik stemmerett på generalforsamlinger. Beslutninger på generalforsamlingene fattes vanligvis med simpelt flertall. Imidlertid kreves det, i henhold til norsk lov, kvalifisert flertall ved visse beslutninger, inkludert beslutninger om å fravike fortrinnsretter i forbindelse med en eventuell aksjeemisjon, godkjenning av en fusjon eller fisjon, endringer i vedtektene 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.

Dersom aksjer er registrert av en mellommann i VPS, se § 4-10 i allmennaksjeloven, og den reelle eieren ønsker å stemme for slike aksjer, må den reelle eieren omregistrere aksjene i en egen VPS-konto i den reelle eierens eget navn før generalforsamlingen. Dersom innehaveren kan dokumentere at dette er gjort og at vedkommende har en faktisk aksjonærinteresse i selskapet, vil selskapet tillate aksjonæren å stemme for aksjene. Beslutninger om stemmeretter for aksjonærer og fullmektiger tas av den som åpner møtet, men beslutningene kan omgjøres av generalforsamlingen med simpelt flertall.

Møtereferat fra generalforsamlinger vil være tilgjengelig på Equinors nettsider rett etter møtet.

Ekstraordinær generalforsamling vil bli holdt for å behandle og fatte vedtak i en bestemt sak dersom bedriftsforsamlingen, lederen av bedriftsforsamlingen, revisor eller aksjonærer som representerer minst 5 % av aksjekapitalen, krever det. Styret skal sørge for at ekstraordinær generalforsamling blir holdt innen én måned etter at slikt krav er fremmet.

Visse typer generalforsamlingsvedtak er beskrevet i følgende seksjoner:

**Aksjeemisjon**

Dersom Equinor foretar en aksjeemisjon, herunder av bonusaksjer, må vedtektene endres. Dette krever samme flertall som andre vedtektsendringer (dvs. to tredjedeler av de avgitte stemmene og to tredjedeler av aksjekapitalen). Videre har aksjonærene etter norsk lov fortrinnsrett til å tegne seg for nye aksjer som utstedes av Equinor. Fortrinnsretten til å tegne seg for nye aksjer kan frafalles ved vedtak fattet av generalforsamlingen med samme prosentvise flertall som trengs for vedtektsendring. Med et flertall på to tredjedeler som beskrevet over kan generalforsamlingen gi styret fullmakt til å gjennomføre en emisjon og frafalle aksjonærenes fortrinnsrett i forbindelse med slik emisjon. Fullmakten kan gjelde for inntil to år, og pålydende verdi av aksjene i emisjonen kan ikke overstige 50 % av den nominelle aksjekapitalen på tidspunktet da fullmakten ble gitt.

Emisjon med fortrinnsrett for aksjonærer som er amerikanske statsborgere eller bosatt i USA, kan fordre at Equinor må sende inn en registrering i USA i henhold til amerikansk verdipapirlovgivning. Dersom Equinor beslutter ikke å sende inn slik registrering, kan dette forhindre aksjonærenes utøvelse av fortrinnsretten.

**Retten til innløsning eller gjenkjøp av aksjer**

Equinors vedtekter gir ikke fullmakt til innløsning av aksjer. Når det ikke foreligger fullmakt, kan generalforsamlingen likevel vedta innløsning av aksjer med to tredjedels flertall på visse vilkår. Slik innløsning av aksjer vil imidlertid i praksis avhenge av samtykke fra samtlige aksjonærer som får sine aksjer innløst.

Et norsk selskap kan kjøpe sine egne aksjer dersom generalforsamlingen har gitt fullmakt til det med godkjenning fra minst to tredjedeler av det totale antallet avgitte stemmer samt to tredjedeler av aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen. Den totale pålydende verdi av slike egne aksjer som eies av selskapet, kan ikke overstige 10 % av selskapets totale aksjekapital og kan bare erverves dersom selskapets frie egenkapital ifølge siste godkjente balanse er høyere enn vederlaget som skal betales for aksjene. Etter norsk lov kan fullmakt fra generalforsamlingen om gjenkjøp av aksjer kun gis for en periode på inntil 18 måneder.

**Fordeling av eiendeler ved oppløsning av selskapet**

Etter norsk lov kan et selskap oppløses ved generalforsamlingsvedtak fattet av et to tredjedels flertall av de avgitte stemmene og et to tredjedels flertall av den totale aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen. Disse aksjene rangeres likt med hensyn til eventuell kapitalavkastning ved avvikling eller på annen måte.

**Avvik fra Anbefalingen:**

Ifølge Anbefalingen skal styret og lederen av valgkomiteen være til stede på generalforsamlinger. Equinor har ikke ansett det som nødvendig å kreve at alle medlemmene av styret er til stede. Styrelederen, lederen av valgkomiteen, så vel som lederen av bedriftsforsamlingen, vår eksterne revisor, konsernsjefen og andre medlemmer av ledelsen er imidlertid alltid til stede på generalforsamlinger.

## 3.7 Valgkomiteen

I henhold til vedtektene skal valgkomiteen bestå av fire medlemmer som enten er aksjonærer eller representere aksjonærene. Valgkomiteens oppgaver er angitt i vedtektene, og komiteens instruks er fastlagt av generalforsamlingen.

Valgkomiteen har som 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.
- Bedriftsforsamlingen om valg av leder og nestleder til bedriftsforsamlingen.

Valgkomiteen ønsker å sikre at det blir tatt hensyn til aksjonærenes synspunkter når det blir foreslått kandidater til de styrende organer i Equinor ASA. Valgkomiteen sender en oppfordring til Equinors største aksjonærer om å komme med forslag til aksjonærvalgte kandidater til bedriftsforsamling og styre, i tillegg til medlemmer til valgkomiteen. Aksjonærene oppfordres også til å komme med innspill til valgkomiteen angående sammensetningen og kompetansen i Equinors styrende organer med tanke på Equinors strategi og framtidige utfordringer og muligheter. Fristen for å komme med innspill fastsettes vanligvis til begynnelsen/midten av januar for at disse kan bli tatt med i vurderingen av de forestående nominasjoner. I tillegg har alle aksjonærer en mulighet til å sende inn forslag gjennom en elektronisk postkasse på Equinors nettsider. I valgprosessen for styret deler styret resultatene fra den årlige, normalt eksternt tilrettelagte styreevalueringen med valgkomiteen, med innspill både fra ledelsen og styret. Det holdes individuelle møter mellom valgkomiteen og hvert av styremedlemmene, inkludert de ansattvalgte i styret. Styrelederen og konsernsjefen inviteres til å delta på minst ett møte i valgkomiteen før komiteen gir sin endelige anbefaling, men uten å ha stemmerett. Valgkomiteen benytter jevnlig eksternt ekspertise i sitt arbeid og begrunner sine anbefalinger av kandidater.

Medlemmene av valgkomiteen velges av generalforsamlingen. Leder av valgkomiteen og ett annet medlem velges blant de aksjonærvalgte medlemmene av bedriftsforsamlingen. Medlemmene av valgkomiteen velges vanligvis for to år av gangen.

Personlige varamedlemmer for ett eller flere av valgkomiteens medlemmer kan velges etter samme kriterier som beskrevet ovenfor. Et varamedlem møter vanligvis i stedet for det faste medlemmet dersom medlemmets verv avsluttes før utløpet av valgperioden.

Equinors valgkomité består av følgende medlemmer per 31. desember 2019, og er valgt for perioden fram til generalforsamlingen i 2020:

- Tone Lunde Bakker (leder), General Manager, Swedbank Norge (også leder av bedriftsforsamlingen i Equinor).
- Elisabeth Berge, departementsråd i Olje- og energidepartementet fram til 1. desember 2019 (med personlig varamedlem Bjørn Ståle Haavik, ekspedisjonssjef og leder av økonomi- og administrasjonsavdelingen i Olje- og energidepartementet).
- Jarle Roth, konsernsjef i Umoe AS (også medlem av bedriftsforsamlingen i Equinor).
- Berit L. Henriksen, selvstendig næringsdrivende som rådgiver.

Styret anser samtlige medlemmer av valgkomiteen for å være uavhengige av ledelsen og styret i Equinor. Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelsen til valgkomiteen.

Valgkomiteen hadde 14 ordinære møter og fem telefonmøter i 2019.

Mer informasjon om valgkomiteen og dens mandat er tilgjengelig på [www.equinor.com/valgkomiteen](http://www.equinor.com/valgkomiteen).

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

## 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen

### Bedriftsforsamlingen

Ifølge allmennaksjeloven skal selskaper med over 200 ansatte velge en bedriftsforsamling med mindre noe annet er avtalt mellom selskapet og flertallet av de ansatte.

I samsvar med Equinors vedtekter skal bedriftsforsamlingen normalt bestå av 18 medlemmer, hvorav 12 medlemmer samt fire varamedlemmer innstilles av valgkomiteen og velges av generalforsamlingen. De representerer et bredt tverrsnitt av selskapets aksjonærer og interessegrupper. Seks medlemmer med varamedlemmer og tre observatører velges av og blant våre ansatte. Disse ansatte sitter ikke i ledelsen. 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 å uttale seg på møter i bedriftsforsamlingen, med mindre bedriftsforsamlingen i enkeltsaker beslutter å avvike fra dette. Alle medlemmene av bedriftsforsamlingen bor i Norge. Medlemmene av bedriftsforsamlingen har ikke tjenestekontrakter med selskapet eller dets datterselskaper som gir dem fordeler når de trer ut av sine verv.

Per 31. desember 2019 hadde bedriftsforsamlingen følgende medlemmer og observatører:

Navn	Yrke	Bosted	Fødsels- år	Stilling	Familie- relasjoner til konsernledelsen, styret eller bedrifts- forsamlingens medlemmer	Aksjer for medlemmer per 31.12.2019	Aksjer for medlemmer per 11.03.2020	Første gang valgt	Utløpsdato for gjeldende periode
Tone Lunde Bakker	General Manager, Swedbank Norge	Oslo	1962	Leder, aksjonærvalgt	Nei	0	0	2014	2020
Nils Bastiansen	Direktør for aksjer i Folketrygdfondet	Oslo	1960	Nestleder, aksjonærvalgt	Nei	0	0	2016	2020
Jarle Roth	Konsernsjef, Umoe AS	Bærum	1960	Aksjonærvalgt	Nei	500	500	2016	2020
Greger Mannsverk	Daglig leder, Kimek AS	Kirkenes	1961	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2002	2020
Finn Kinserdal	Førsteamanuensis og instituttleder på Norges Handelshøyskole (NHH)	Bergen	1960	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2018	2020
Kari Skeidsvoll Moe	Juridisk direktør i Trønderenergi AS	Trondheim	1975	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2018	2020
Ingvald Strømnen	Professor ved Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet (NTNU)	0	1950	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2006	2020
Rune Bjerke	Styreleder, Vipps	Oslo	1960	Aksjonærvalgt	Nei	0	3050	2007	2020
Birgitte Ringstad Vartdal	Adm.dir. Golden Ocean Management AS til november 2019	Oslo	1977	Aksjonærvalgt	Nei	250	250	2016	2020
Siri Kalvig	Adm.dir. Nysnø Klimainvesteringer AS	Stavanger	1970	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2010	2020
Terje Venold	Uavhengig rådgiver med ulike styreverv	Bærum	1950	Aksjonærvalgt	Nei	250	250	2014	2020
Kjersti Kleven	Medeier i John Kleven AS	Ulsteinvik	1967	Aksjonærvalgt	Nei	0	0	2014	2020
Sun Maria Lehmann	Tillitsvalgt, Tekna/Nito, Prosjektleder Geofysikk	Trondheim	1972	Ansattvalgt	Nei	5633	5987	2015	2021
Oddvar Karlsen	Tillitsvalgt, Industri Energi, Foreningsleder	Brattholmen	1957	Ansattvalgt	Nei	604	757	2019	2021
Berit Søggen Sandven	Tillitsvalgt, Tekna/Nito, overingeniør fiskalmåling	Kalandseidet	1962	Ansattvalgt	Nei	3665	3905	2019	2021
Terje Enes	Tillitsvalgt, SAFE. Fagansvarlig, mekanisk vedlikehold	Stavanger	1958	Ansattvalgt	Nei	5058	1056	2017	2021
Lars Olav Grøvik	Tillitsvalgt, Tekna, Rådgiver Petech	Bergen	1961	Ansattvalgt	Nei	7104	7481	2017	2021
Frode Mikkelsen	Tillitsvalgt, Industri Energi	Hauglandshel- la	1957	Ansattvalgt	Nei	393	513	2019	2021
Per Helge Ødegård	Tillitsvalgt, Lederne, fagansvarlig, driftsprosess	Porsgrunn	1963	Ansattvalgt, observatør	Nei	901	1103	1994	2021
Peter B. Sabel	Tillitsvalgt, Tekna, Rådgiver enterprise data	Stavanger	1968	Ansattvalgt, observatør	Nei	0	0	2019	2021
Anne Kristi Horneland	Tillitsvalgt, Industri Energi	Hafsrjord	1956	Ansattvalgt, observatør	Nei	6768	7080	2006	2021
Total						31.126	31.932		

Valg av ansattvalgte medlemmer av bedriftsforsamlingen ble holdt tidlig i 2019. Med virkning fra 16. mai 2019 ble Oddvar Karlsen, Frode Mikkelsen, Sun Maria Lehmann (tidligere observatør) og Berit Søgne Sandven (tidligere varamedlem) valgt til medlemmer, og erstatter Steinar Kåre Dale, Anne Kristi Horneland, Hilde Møllerstad og Dag-Rune Dale. Lars Olav Grønvik og Terje Enes ble gjenvalgt som medlemmer av bedriftsforsamlingen. Peter B. Sabel (tidligere varamedlem) og Anne Kristi Horneland (tidligere medlem) ble valgt til nye observatører og erstatter Sun Maria Lehmann og Dag Unnar Mongstad. Per Helge Ødegård ble gjenvalgt som observatør. Steinar Kåre Dale, Dag-Rune Dale (begge var tidligere medlemmer), Ingvild Berg Martiniussen, Lisbeth Dybvik, Vidar Frøseth, Nils Kåre Rovik, Kjetil Gjerstad, Raymond Midtgård, Porfirio Esquivel og Terje Herland ble valgt til nye varamedlemmer. Tove Bjordal ble gjenvalgt som varamedlem.

Bedriftsforsamlingens oppgaver er definert i allmennaksjeloven § 6–37. Bedriftsforsamlingen velger medlemmer til styret og styrets leder og kan stemme over hver enkelt nominerte kandidat for seg. Det er også bedriftsforsamlingens ansvar å føre tilsyn med styrets og konsernsjefens ledelse av selskapet, fatte beslutninger om investeringer av betydelig omfang sett i forhold til selskapets ressurser, og fatte beslutninger som involverer rasjonalisering og/eller omlegging av driften som vil medføre større endringer eller omlegging av arbeidsstyrken.

Bedriftsforsamlingen hadde fire ordinære møter i 2019. Styrelederen deltok på alle fire møter og konsernsjefen på tre møter (konserndirektøren for økonomi og finans (CFO) deltok på konsernsjefens vegne på ett av møtene). Andre medlemmer av ledelsen var også representert på møtene.

Prosedyren for arbeidet i bedriftsforsamlingen, samt en oppdatert oversikt over dens medlemmer, er tilgjengelig på [www.equinor.com/bedriftsforsamling](http://www.equinor.com/bedriftsforsamling).

## Styret

I samsvar med våre vedtekter skal styret bestå av 9–11 medlemmer valgt av bedriftsforsamlingen. Styrets leder og nestleder velges også av bedriftsforsamlingen. For tiden består Equinors styre av 11 medlemmer. I henhold til norsk lov er selskapets ansatte representert med tre styremedlemmer.

De ansattvalgte styremedlemmene har, i motsetning til de aksjonærvalgte styremedlemmene, tre varamedlemmer som deltar på styremøtene dersom et ansattvalgt styremedlem ikke kan møte. Den daglige ledelsen er ikke representert i styret. Styremedlemmene velges for en periode på inntil to år, vanligvis for ett år av gangen. Det foreligger ingen tjenestekontrakter for styremedlemmer som gir dem fordeler når de trer ut av sine verv.

Styret vurderer sin sammensetning med hensyn til kompetanse, kapasitet og mangfold som hensiktsmessig for å ivareta selskapets mål og viktigste utfordringer samt alle aksjonærenes felles interesser. Styret anser også at det består av personer som har vilje og evne til å arbeide som et team, slik at styret arbeider effektivt som et kollegialt organ. Minst ett av styremedlemmene er kvalifisert til å være "revisjonsutvalgets finansielle ekspert", som definert i kravene fra US Securities and Exchange Commission, SEC. Alle de aksjonærvalgte styremedlemmene anses som uavhengige. Syv styremedlemmer er menn, fire er kvinner og tre styremedlemmer har en annen nasjonalitet enn norsk og er bosatt utenfor Norge.

Styret avholdt åtte ordinære styremøter og to ekstraordinære styremøter i 2019. Gjennomsnittlig møtedeltakelse var 98,15 %.

Informasjon om styremedlemmene og styrets utvalg, inkludert informasjon om kompetanse, erfaring, andre styreverv, uavhengighet, aksjeeierskap og lån, er tilgjengelig i det følgende og på våre nettsider [www.equinor.com/styret](http://www.equinor.com/styret).



## Styremedlemmer per 31. desember 2019:

**Jon Erik Reinhardsen****Født:** 1956**Verv:** Aksjonærvalgt styreleder og leder av styrets kompensasjons- og lederutviklingsutvalg.**Periode:** Styreleder i Equinor ASA siden 1. september 2017. Er på valg i 2020.**Uavhengig:** Ja**Andre styreverv:** Styremedlem i Oceaneering International Inc., Telenor ASA og Awilhelmsem AS**Antall aksjer i Equinor ASA:** 4.584 (per 31.12.2019)**Lån i Equinor:** Ingen**Erfaringsbakgrunn:** Reinhardsen var konsernsjef i Petroleum Geo-Services (PGS) fra 2008 til august 2017. PGS leverer globale geofysiske tjenester og reservoartjenester. I perioden 2005 til 2008 arbeidet Reinhardsen i Alcoa, en av verdens største aluminiumprodusenter med hovedkontor i USA, som President Growth, Alcoa Primary Products, og han var i denne perioden basert i New York. Fra 1983 til 2005 hadde Reinhardsen en rekke ulike stillinger i Aker Kværner-gruppen, herunder konserndirektør i Aker Kværner ASA, assisterende konsernsjef og konserndirektør i Aker Kværner Oil & Gas AS i Houston og konserndirektør i Aker Maritime ASA.**Utdannelse:** Reinhardsen har en mastergrad (cand. real.) i anvendt matematikk og geofysikk fra Universitetet i Bergen. Han har også deltatt på det internasjonale ledelsesprogrammet ved Institute for Management Development (IMD) i Lausanne, Sveits.**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.**Annet:** I 2019 deltok Reinhardsen på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, fem møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og ett ordinært og ett ekstraordinært møte i revisjonsutvalget. Reinhardsen er norsk statsborger og bosatt i Norge.**Jeroen van der Veer****Født:** 1947**Verv:** Aksjonærvalgt styreleder og medlem av styrets revisjonsutvalg og medlem av styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk.**Periode:** Nestleder av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2019, og medlem av styret siden 18. mars 2016. Er på valg i 2020.**Uavhengig:** Ja**Andre styreverv:** Styreleder i Royal Philips og Royal Boskalis Westminster NV, leder for «Supervisory Council» for Technical University of Delft og medlem av styrene i Platform Talent voor Technologie og Prorum AG.**Antall aksjer i Equinor ASA:** 3.000 (per 31.12.2019)**Lån i Equinor:** Ingen**Erfaringsbakgrunn:** van der Veer var konsernsjef i det internasjonale olje- og gasselskapet Royal Dutch Shell Plc (Shell) fra 2004 til 2009, da han gikk av med pensjon. van der Veer fortsatte deretter som medlem av styret i Shell fram til 2013. Han begynte i Shell i 1971, og har erfaring fra alle deler av selskapets virksomhet samt betydelig kompetanse innen eierstyring og selskapsledelse.**Utdannelse:** van der Veer har en mastergrad i maskinteknikk fra Delft University of Technology i Nederland og en mastergrad i økonomi fra Erasmus University, Rotterdam, Nederland. I 2005 ble han utnevnt til æresdoktor ved University of Port Harcourt i Nigeria.**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.**Annet:** I 2019 deltok van der Veer på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, seks ordinære og ett ekstraordinært møte i revisjonsutvalget og to ordinære og ett ekstraordinært møte i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. van der Veer er nederlandsk statsborger og bosatt i Nederland.



### Bjørn Tore Godal

**Født:** 1945

**Verv:** Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

**Periode:** Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. september 2010. Er på valg i 2020.

**Uavhengig:** Ja

**Andre styreverv:** Ingen.

**Antall aksjer i Equinor ASA:** Ingen (per 31.12.2019)

**Lån i Equinor:** Ingen

**Erfaringsbakgrunn:** Godal var stortingsrepresentant i femten år fra 1986 til 2001 og på ulike tidspunkt handels- og skipsfartsminister, forsvarsminister og utenriksminister i til sammen åtte år mellom 1991 og 2001. Fra 2007 til 2010 var han spesialrådgiver i internasjonale energi- og klimaspørsmål i Utenriksdepartementet. Fra 2003 til 2007 var han Norges ambassadør til Tyskland, og fra 2002 til 2003 var han seniorrådgiver ved Institutt for statsvitenskap ved Universitetet i Oslo. I perioden 2014 til 2016 ledet Godal det regjeringsoppnevnte Afghanistanutvalget, som var ansvarlig for å evaluere og trekke lærdommer av Norges sivile og militære innsats i Afghanistan i perioden 2001 til 2014.

**Utdannelse:** Godal er utdannet cand. mag. fra Universitetet i Oslo med fagene statsvitenskap, historie og sosiologi.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** I 2019 deltok Godal på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter, fem møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og fire ordinære og ett ekstraordinært møte i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Godal er norsk statsborger og bosatt i Norge.



### Rebekka Glasser Herlofsen

**Født:** 1970

**Verv:** Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av styrets revisjonsutvalg.

**Periode:** Medlem av styret i Equinor ASA siden 19. mars 2015. Er på valg i 2020.

**Uavhengig:** Ja

**Andre styreverv:** Styremedlem i Norwegian Hull Club (NHC) og SATS. Gjennom rollen som chief financial officer (CFO) i Wallenius Wilhelmsen ASA er Herlofsen styremedlem og leder av styret i ulike selskaper innen Wallenius Wilhelmsen-konsernet.

**Antall aksjer i Equinor ASA:** Ingen (per 31.12.2019)

**Lån i Equinor:** Ingen

**Erfaringsbakgrunn:** I april 2017 tiltrådte Herlofsen som CFO i Wallenius Wilhelmsen ASA, et internasjonalt rederi. Før hun startet i Wallenius Wilhelmsen ASA, var hun CFO i rederiet Torvald Klaveness fra 2012. Hun har bred finansiell og strategisk erfaring fra flere selskaper og styreverv. Herlofsen begynte sin karriere i Nordic Investment Bank, Enskilda Securities, hvor hun arbeidet med konsernfinansiering fra 1995 til 1999 i Oslo og London. De neste ti årene arbeidet hun i det norske rederiet Bergesen d.y. ASA (senere BW Group), hvor hun blant annet ledet selskapets arbeid med fusjoner og oppkjøp, strategi- og selskapsplanlegging og satt i selskapets toppledelse.

**Utdannelse:** Herlofsen er utdannet siviløkonom og autorisert finansanalytiker ved Norges Handelshøyskole (NHH) og har gjennomført et lederutviklingsprogram for toppledere ved IMD Business School i Sveits.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** I 2019 deltok Herlofsen på syv ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og seks ordinære og ett ekstraordinært møte i revisjonsutvalget. Herlofsen er norsk statsborger og bosatt i Norge.



### Wenche Agerup

**Født:** 1964

**Verv:** Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av kompensasjons- og lederutviklingsutvalget.

**Periode:** Medlem av styret i Equinor ASA siden 21. august 2015. Er på valg i 2020.

**Uavhengig:** Ja

**Andre styreverv:** Styremedlem i seismikkselskapet TGS ASA. Gjennom rollen som direktør i Telenor for Group Holdings er Agerup styremedlem og styreleder i ulike selskaper i Telenor-konsernet.

**Antall aksjer i Equinor ASA:** 2.677 aksjer (per 31.12.2019)

**Lån i Equinor:** Ingen

**Erfaringsbakgrunn:** Agerup er direktør for Group Holdings i Telenor ASA. Agerup var tidligere konserndirektør (Corporate Affairs) og juridisk direktør i Telenor ASA fra 2015 til 2018, og før det konserndirektør for stabs- og støttefunksjoner og juridisk direktør i Norsk Hydro ASA fra 2010 til 2015. Hun har siden 1997 hatt flere ulike lederroller i Hydro, blant annet innenfor selskapets fusjons- og oppkjøpsvirksomhet, forretningsområdet Alumina, Bauxitt and Energy, som fabrikk sjef ved Hydros fabrikk anlegg i Årdal, og som prosjektleder for et interessentskap (joint venture) i Australia hvor Hydro samarbeidet med det australske, børsnoterte selskapet UMC.

**Utdannelse:** Agerup ble uteksaminert som jurist fra Universitetet i Oslo og har en mastergrad i bedriftsøkonomi fra Babson College, USA.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** I 2019 deltok Agerup på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og fem møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget. Agerup er norsk statsborger og bosatt i Norge.



### Anne Drinkwater

**Født:** 1956

**Verv:** Aksjonærvalgt styremedlem, leder av styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk og medlem av styrets revisjonsutvalg.

**Periode:** Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2018. Er på valg i 2020.

**Uavhengig:** Ja

**Andre styreverv:** Styremedlem i Balfour Beatty plc.

**Antall aksjer i Equinor ASA:** 1.100 (per 31.12.2019)

**Lån i Equinor:** Ingen

**Erfaringsbakgrunn:** Drinkwater var ansatt i BP fra 1978 til 2012, og har hatt en rekke ulike lederstillinger i selskapet. Fra 2009 til 2012 var hun konsernsjef i BP Canada. Hun er engelsk statsborger, har omfattende internasjonal erfaring og har blant annet hatt ansvar for virksomhet i USA, Norge, Indonesia, Midtøsten og Afrika. Drinkwater har gjennom sin karriere opparbeidet seg en dyp forståelse av olje- og gasssektoren, og hun har erfaring fra både operasjonelle roller og roller med mer utpreget forretningsansvar.

**Utdannelse:** Drinkwater har en Bachelor of Science i Applied Mathematics and Statistics ved Brunel University London.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** I 2019 deltok Drinkwater på åtte ordinære styremøter, ett ekstraordinært styremøte, seks ordinære og ett ekstraordinært møte i revisjonsutvalget og fire ordinære og ett ekstraordinært møte i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Drinkwater er britisk statsborger og bosatt i USA.



### Jonathan Lewis

**Født:** 1961

**Verv:** Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av kompensasjons- og lederutviklingsutvalget og utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

**Periode:** Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2018. Er på valg i 2020.

**Uavhengig:** Ja

**Andre styreverv:** Medlem av styret i Capita plc.

**Antall aksjer i Equinor ASA:** Ingen (per 31.12.2019)

**Lån i Equinor:** Ingen

**Erfaringsbakgrunn:** Lewis har siden desember 2017 vært konsernsjef i Capita plc, og har 30 års erfaring fra store, multinasjonale selskaper innen teknologisk industri. Lewis kom til Capita plc fra Amec Foster Wheeler plc, et globalt konsulent-, ingeniør- og konstruksjonsselskap, hvor han var ansatt fra 1996 til 2016. Lewis har tidligere hatt en rekke styreverv, blant annet innen teknologi og i olje- og gasssektoren.

**Utdannelse:** Lewis har utdannelse fra Stanford Executive Program (SEP) ved Stanford University Graduate School of Business, en PhD, Reservoir Characterisation, Geology/Sedimentology fra University of Reading samt en Bachelor of Science, Geology fra Kingston University.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** I 2019 deltok Lewis på åtte ordinære styremøter, ett ekstraordinært styremøte, fem møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget, tre ordinære og ett ekstraordinært møte i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk og tre møter i revisjonsutvalget. Lewis er britisk statsborger og bosatt i Storbritannia.



### Finn Bjørn Ruyter

**Født:** 1964

**Verv:** Aksjonærvalgt styremedlem og medlem av styrets revisjonsutvalg og kompensasjons- og lederutviklingsutvalg.

**Periode:** Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2019. Er på valg i 2020.

**Uavhengig:** Ja

**Andre styreverv:** Styremedlem i Vistin Pharma ASA, Fortum Oslo Varme AS, Sysco AS, Eidsiva Energi AS og flere datterselskaper i Hafslund E-CO AS.

**Antall aksjer i Equinor ASA:** 620 aksjer (per 31.12.2019)

**Lån i Equinor:** Ingen

**Erfaringsbakgrunn:** Ruyter har vært konsernsjef i Hafslund E-CO AS siden juli 2018. Han var konsernsjef i Hafslund ASA fra januar 2012, og chief financial officer (CFO) i selskapet fra 2010 til 2011. I 2009 og 2010 var han chief operating officer (COO) i det filippinske vannkraftverket SN Aboitiz Power. Fra 1996 til 2009 var han ansatt i Elkem, der han ledet krafthandelsvirksomheten, og fra 1999 også energidivisjonen i selskapet. Fra 1991 til 1996 arbeidet Ruyter med energihandel i Norsk Hydro.

**Utdannelse:** Sivilingeniør fra NTNU og MBA fra Handelshøyskolen BI.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** I 2019 deltok Ruyter på fire ordinære styremøter, ett ekstraordinært styremøte, tre møter i revisjonsutvalget og to møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget. Ruyter er norsk statsborger og bosatt i Norge.



### Per Martin Labråten

**Født:** 1961

**Verv:** Ansattvalgt styremedlem og medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

**Periode:** Medlem av styret i Equinor ASA siden 8. juni 2017. Er på valg i 2021.

**Uavhengig:** Nei

**Andre styreverv:** Styremedlem i fagforbundet Industri Energi (IE) og innehar en rekke verv som følge av dette.

**Antall aksjer i Equinor ASA:** 1.995 (per 31.12.2019)

**Lån i Equinor:** Ingen

**Erfaringsbakgrunn:** Labråten har arbeidet som prosessstekniker på Osebergfeltet i Nordsjøen. Han er nå tillitsvalgt på heltid som leder av Industri Energis Equinor-avdeling.

**Utdannelse:** Labråten er utdannet fagarbeider i prosess/kjemi.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** I 2019 deltok Labråten på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og fire ordinære og ett ekstraordinært møte i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Labråten er norsk statsborger og bosatt i Norge.



### Hilde Møllerstad

**Født:** 1966

**Verv:** Ansattvalgt styremedlem og medlem av styrets revisjonsutvalg.

**Periode:** Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2019. Er på valg i 2021.

**Uavhengig:** Nei

**Andre styreverv:** Leder av etisk råd i Tekna og medlem av valgkomiteen for Tekna Privat.

**Antall aksjer i Equinor ASA:** 7.515 (per 31.12.2019)

**Lån i Equinor:** Ingen

**Erfaringsbakgrunn:** Møllerstad har vært ansatt i Equinor siden 1991 og arbeider med petroleumsteknologi i Utvikling og produksjon internasjonalt. Møllerstad har hatt flere tillitsverv i Tekna Equinor siden 1993, og hun var medlem av bedriftsforsamlingen i Equinor fra 2013 til 2019. Hun var styremedlem i Tekna Privat fra 2012 til 2017.

**Utdannelse:** Sivilingeniør fra NTNU og har gjennomført Project Management Essential (PME) ved Handelshøyskolen BI/NTNU.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** I 2019 deltok Møllerstad på fire ordinære styremøter, ett ekstraordinært styremøte og tre møter i revisjonsutvalget. Møllerstad er norsk statsborger og bosatt i Norge.



### Stig Læg Reid

**Født:** 1963

**Verv:** Ansattvalgt styremedlem og medlem av utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

**Periode:** Medlem av styret i Equinor ASA siden 1. juli 2013. Er på valg i 2021.

**Uavhengig:** Nei

**Andre styreverv:** Ingen.

**Aksjer i Equinor:** 1.995 (per 31.12.2019)

**Lån i Equinor:** Ingen

**Erfaringsbakgrunn:** Læg Reid var ansatt i ÅSV og Norsk Hydro fra 1985. Han har jobbet som konstruktør og prosjektingeniør innen primæraluminium til 2005, og innen plattformvektestimering fra 2005. Han er i dag tillitsvalgt på heltid som leder av NITO i Equinor.

**Utdannelse:** Læg Reid har en Bachelor i maskin fra Oslo ingeniørhøgskole (OIH).

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre styremedlemmer, medlemmer av konsernledelsen eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** I 2019 deltok Læg Reid på åtte ordinære styremøter, to ekstraordinære styremøter og fire ordinære og ett ekstraordinært møte i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Læg Reid er norsk statsborger og bosatt i Norge.

De siste endringene i styrets sammensetning skjedde med virkning fra 1. juli 2019 da Finn Bjørn Ruyter ble valgt av bedriftsforsamlingen i juni. Jeroen van der Veer erstattet Roy Franklin som nestleder i styret fra 1. juli 2019. Ansattvalgt medlem Hilde Møllerstad ble valgt med virkning fra 1. juli 2019 og erstattet Ingrid Elisabeth Di Valerio.



### Konsernledelsen

Konsernsjefen har det overordnede ansvaret for daglig drift i Equinor og utnevner konsernledelsen. Konsernsjefen er ansvarlig for å utarbeide Equinors forretningsstrategi og framlegge den for styret til vedtak, for iverksetting av forretningsstrategien, og for å fremme en resultatorientert, verdibasert kultur.

Medlemmer av konsernledelsen har et felles ansvar for å sikre og fremme Equinors konserninteresser og gi konsernsjefen et best mulig grunnlag for å fastsette selskapets retning, ta beslutninger og gjennomføre og følge opp forretningsvirksomhet. I tillegg er hvert medlem av konsernledelsen leder for et eget forretningsområde eller en stabsfunksjon.

#### Medlemmer av Equinors konsernledelse per 31. desember 2019:



**Eldar Sætre**

**Født:** 1956

**Stilling:** Konsernsjef i Equinor ASA siden 15. oktober 2014.

**Eksterne verv:** Styremedlem i Strømberg Gruppen AS og Trucknor AS.

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 82.418

**Lån fra Equinor:** Ingen

**Erfaring:** Sætre begynte i Equinor i 1980. Han var konserndirektør for økonomi og finans (CFO) fra oktober 2003 til desember 2010, og konserndirektør for Markedsføring, prosessering og fornybar energi fra 2011 til 2014.

**Utdannelse:** Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH), Bergen.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Sætre er norsk statsborger og bosatt i Norge.



**Lars Christian Bacher**

**Født:** 1964

**Stilling:** Konserndirektør for økonomi og finans (CFO) i Equinor ASA siden 1. august 2018.

**Eksterne verv:** Ingen

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 31.137

**Lån fra Equinor ASA:** Ingen

**Erfaring:** Bacher begynte i Equinor i 1991 og har hatt en rekke lederstillinger, blant annet som plattformsjef på Norne- og Statfjord-feltene. Han har vært produksjonsdirektør for Gullfaks og områdedirektør for Tampen. Bacher ledet arbeidet med fusjonen av offshore-anleggene til Norsk Hydro og Equinor. Han var landdirektør for Equinors virksomheten i Canada inntil han ble konserndirektør for Utvikling og produksjon internasjonalt i september 2012.

**Utdannelse:** Sivilingeniør i kjemiteknikk fra Norges tekniske høgskole (NTH), og har høyere avdeling i finans fra Norges Handelshøyskole (NHH).

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Bacher er norsk statsborger og bosatt i Norge.



**Jannicke Nilsson**

**Født:** 1965

**Stilling:** Konserndirektør for sikker og effektiv drift (COO) i Equinor ASA siden 1. desember 2016.

**Eksterne verv:** Styremedlem i Odfjell SE

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 47.906

**Lån fra Equinor:** Ingen

**Erfaring:** Nilsson begynte i Equinor i 1999 og har hatt en rekke sentrale lederstillinger i oppstrømsvirksomheten i Norge, blant annet som direktør for technical excellence i Teknologi, prosjekter og boring, direktør for Drift Nordsjøen, direktør for Modifikasjoner og prosjektportefølje Bergen, og plattformsjef på Oseberg Sør. I august 2013 ble hun utnevnt til leder for STEP-programmet (Equinor technical efficiency programme), der hun fikk ansvaret for en prosjektportefølje som leverte effektiviseringsgevinster på 3,2 milliarder USD per år fra 2016.

**Utdannelse:** Mastergrad i kybernetikk og prosessautomasjon, og en bachelorgrad i automasjon fra Rogaland distriktshøgskole/Universitetet i Stavanger.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Nilsson er norsk statsborger og bosatt i Norge.



**Pål Eitrheim**

**Født:** 1971

**Stilling:** Konserndirektør for Nye energiløsninger (NES) i Equinor fra 17. august 2018.

**Eksterne verv:** Ingen

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 13.302

**Lån fra Equinor:** Ingen

**Erfaring:** Eitrheim begynte i Equinor i 1998. Han har hatt en rekke lederstillinger i Equinor i Aserbajdsjan, Washington DC, konsernsjefens kontor, konsernstrategi og Brasil. I 2013 ledet han sekretariatet for granskingen av terrorangrepet mot gassanlegget i In Amenas i Algerie. Han ledet Equinors oppstrømsvirksomhet i Brasil fra 2014 til 2017, og var direktør for anskaffelser (CPO) i perioden 2017 til 2018.

**Utdannelse:** Mastergrad i sammenlignende politikk fra Universitetet i Bergen og University College Dublin, Irland.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Eitrheim er norsk statsborger og bosatt i Norge.



**Torgrim Reitan**

**Født:** 1969

**Stilling:** Konserndirektør for Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI) i Equinor ASA siden 17. august 2018.

**Eksterne verv:** Ingen

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 50.984

**Lån fra Equinor:** Ingen

**Erfaring:** Fra 1. august 2015 til 17. august 2018 var Reitan konserndirektør for Utvikling og produksjon USA (DPUSA). Før dette var han konserndirektør for økonomi og finans (CFO). Han har hatt flere lederstillinger i Equinor, blant annet som direktør for Trading og operasjoner i forretningsområdet Naturgass fra 2009 til 2010, direktør for Prestasjonsledelse og analyse fra 2007 til 2009 og direktør for Prestasjonsledelse, skatt og fusjoner & oppkjøp (M&A) fra 2005 til 2007. Fra 1995 til 2004 hadde Reitan ulike stillinger innen Naturgass og i konsernfunksjoner i Equinor.

**Utdannelse:** Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH).

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Reitan er norsk statsborger og bosatt i Norge.



**Anders Opedal**

**Født:** 1968

**Stilling:** Konserndirektør for Teknologi, prosjekter og boring (TPD) i Equinor siden 15. oktober 2018.

**Eksterne verv:** Ingen

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 27.614

**Lån fra Equinor:** Ingen

**Erfaring:** Opedal begynte i Equinor i 1997 som petroleumsingeniør i Statfjords driftsorganisasjon. Før dette arbeidet han for Schlumberger og Baker Hughes. Han har hatt en rekke stillinger i Equinor i Boring og brønn, Anskaffelser og Prosjekter. Han var direktør for anskaffelser (CPO) i Equinor fra 2007 til 2010. Fra 2011 var han direktør for Prosjekter i Teknologi, prosjekter og boring (TPD) med ansvar for Equinors prosjektportefølje på rundt 300 milliarder kroner. Han var Equinors konserndirektør for sikker og effektiv drift (COO) før han ble direktør for Utvikling og produksjon internasjonalt, Brasil. Fra august 2018 fungerte Opedal som konserndirektør for Utvikling og produksjon Brasil (DPB).

**Utdannelse:** MBA fra Heriot-Watt University og sivilingeniør fra Norges tekniske høgskole (NTH), Trondheim.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Opedal er norsk statsborger og bosatt i Norge.



**Tim Dodson**

**Født:** 1959

**Stilling:** Konserndirektør for Leting (EXP) i Equinor ASA siden 1. januar 2011.

**Eksterne verv:** Ingen

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 36.586

**Lån fra Equinor ASA:** Ingen

**Erfaring:** Dodson har vært ansatt i Equinor siden 1985 og har hatt sentrale lederstillinger i selskapet, blant annet som direktør for Global leting, Leting og produksjon Norge samt Teknologivirksomheten.

**Utdannelse:** Bachelorgrad i geologi og geografi fra University of Keele.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Dodson er britisk statsborger og bosatt i Norge.



**Margareth Øvrums**

**Født:** 1958

**Stilling:** Konserndirektør for Utvikling og produksjon Brasil (DPB) i Equinor ASA siden oktober 2018.

**Eksterne verv:** Styremedlem i FMC Corporation (USA) og medlem av valgkomiteen i Storebrand ASA.

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 67.749

**Lån fra Equinor:** Ingen

**Erfaring:** Øvrums har vært ansatt i Equinor siden 1982. Hun har hatt sentrale lederstillinger i selskapet, blant annet som konserndirektør for Helse, miljø og sikkerhet, konserndirektør for Teknologi og prosjekter og konserndirektør for Teknologi og ny energi. Øvrums var selskapets første kvinnelige plattformsjef, på Gullfaksfeltet. Hun har vært produksjonsdirektør for Veslefrikk og direktør for Driftsstøtte på norsk sokkel. Øvrums ble medlem av konsernledelsen i 2004. Fra september 2011 var hun konserndirektør for Teknologi, prosjekter og boring (TPD).

**Utdannelse:** Sivilingeniør fra Norges tekniske høgskole (NTH), med spesialisering i teknisk fysikk.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Øvrums er norsk statsborger og bosatt i Brasil.



**Arne Sigve Nylund**

**Født:** 1960

**Stilling:** Konserndirektør for Utvikling og produksjon Norge (UPN) i Equinor ASA siden 1. januar 2014.

**Eksterne verv:** Styremedlem i Norsk Olje & Gass.

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 19.785

**Lån fra Equinor:** Ingen

**Erfaring:** Nylund var ansatt i Mobil Exploration Inc. fra 1983 til 1987. Siden 1987 har han hatt flere sentrale lederstillinger i Equinor.

**Utdannelse:** Maskiningeniør fra Stavanger Ingeniørhøgskole med tilleggsutdanning i driftsteknologi fra Rogaland distriktshøgskole/Universitetet i Stavanger (UiS). Bedriftsøkonom fra Norges Handelshøgskole (NHH).

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller medlemmer av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Nylund er norsk statsborger og bosatt i Norge.



**Al Cook**

**Født:** 1975

**Stilling:** Konserndirektør for Global strategi og forretningsutvikling (GSB) i Equinor ASA siden 1. mai 2018.

**Eksterne verv:** Styremedlem i The Power of Nutrition

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 2.173

**Lån i Equinor ASA:** Ingen

**Erfaring:** Cook begynte i Equinor i 2016 som direktør i Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI). Han kom fra BP, der han var leder for konsernsjefens kontor. Cook begynte i BP i 1996, og hadde en rekke prosjektlederstillinger og kommersielle stillinger i Nordsjøen og Mexicogolfen. Han arbeidet deretter i feltoperasjoner i Nordsjøen fra 2002 til 2005, blant annet som plattformsjef. Fra 2005 ledet han IGB2-prosjektet i Vietnam og var direktør for BP Vietnam. Cook var fra 2009 til 2014 BPs direktør for utvikling av Shah Deniz-feltet i Aserbajdsjan og byggingen av Southern Gas Corridor.

**Utdannelse:** Mastergrad i naturvitenskap fra St. John's College, Cambridge University, og International Executive Programme ved INSEAD.

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Cook er britisk statsborger og bosatt i Storbritannia.



**Irene Rummelhoff**

**Født:** 1967

**Stilling:** Konserndirektør for Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP) i Equinor ASA siden 17. august 2018.

**Eksterne verv:** Nestleder i styret i Norsk Hydro ASA.

**Antall aksjer i Equinor ASA per 31. desember 2019:** 34.040

**Lån i Equinor ASA:** Ingen

**Erfaring:** Rummelhoff begynte i Equinor i 1991. Hun har hatt en rekke lederstillinger innenfor internasjonal forretningsutvikling, leting og nedstrømvirksomheten i Equinor. Fra juni 2015 var hun konserndirektør for Nye energiløsninger (NES).

**Utdannelse:** Sivilingeniør i petroleumsgEOFag fra Norges tekniske høgskole (NTH).

**Familierelasjoner:** Ingen familierelasjoner til andre medlemmer av konsernledelsen, medlemmer av styret eller av bedriftsforsamlingen.

**Annet:** Rummelhoff er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Equinor har gitt lån til Equinor-ansatte ektefeller av visse konserndirektører som en del av den generelle låneordningen for Equinor-ansatte. Ansatte i lønnsgruppe 12, eller høyere, kan ta opp billån fra Equinor i samsvar med standardiserte bestemmelser fastsatt av selskapet. Maksimum standard billån er begrenset til kostnaden av bilen, inkludert registreringsavgift, men kan ikke overskride 300.000 NOK. Ansatte på individuelle lønnsavtaler har rett på et billån på opp til 575.000 NOK (VP og SVP), eller 475.000 NOK (andre stillinger). Billånet er rentefritt, men rentefordelen må innrapporteres som lønn. Fast ansatte i Equinor ASA kan også søke om forbrukslån på opp til 350.000 NOK. Renten på forbrukslånet tilsvarer normrenten som fastsettes av Finansdepartementet og gjelder til enhver tid for "rimelige lån" fra arbeidsgiveren, dvs. laveste rente en arbeidsgiver kan tilby uten at det utløser beskatning av skattefordel for den ansatte.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

### 3.9 Styrets arbeid

Styret er ansvarlig for den overordnede forvaltningen av Equinor-konsernet og for å føre tilsyn med den daglige ledelse og konsernets forretningsaktiviteter. Dette betyr at styret er ansvarlig for å etablere kontrollsystemer og sikre at virksomheten drives i samsvar med gjeldende lover og regler, selskapets verdigrunnlag slik det er beskrevet i Equinor-boken og de etiske retningslinjene samt eiernes forventninger til god eierstyring og selskapsledelse. Styret legger vekt på å ivareta interessene til alle aksjonærer, men også interessene til selskapets øvrige interessegrupper.

Styret behandler saker av stor viktighet eller av ekstraordinær karakter, og kan i tillegg be administrasjonen om å legge fram alle typer saker for behandling. En viktig oppgave for styret er å utnevne konsernsjef og fastsette hans/hennes arbeidsinstruks og ansettelsesvilkår.

Styret har vedtatt en generisk årlig sakliste for styrearbeidet som blir revidert med jevne mellomrom. Faste saker på styrets sakliste er sikring, sikkerhet, bærekraft og klima, selskapets strategi, forretningsplaner, mål, kvartals- og årsresultater, årsrapporter, etikk, ledelsens månedlige resultatrapportering, 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, to årlige gjennomganger av de viktigste risikofaktorer og risikospørsmål og en årlig gjennomgang av styrets styrende dokumentasjon. I tillegg har styret i 2019 hatt grundige gjennomganger av andre tema, blant annet digitalisering. I begynnelsen av hvert styremøte har konsernsjefen eget møte med styret for å diskutere viktige saker i selskapet. Til slutt i alle styremøter har styret en lukket del av møtet der kun styremedlemmer deltar i diskusjonene og vurderer møtet.

Styrets arbeid baseres på en instruks som beskriver styrets ansvar, oppgaver og saksbehandling, og bestemmer hvilke saker som skal behandles av styret, inkludert prosedyrer for behandling av saker hvor enkeltmedlemmer av styret eller en nærstående part har store personlige eller økonomiske interesser. Instruksen beskriver også konsernsjefens

arbeidsoppgaver og plikter overfor styret. Styrets instruks er tilgjengelig på våre nettsider [www.equinor.com/styret](http://www.equinor.com/styret). I tillegg til styret deltar konsernsjefen, konserndirektøren for økonomi og finans (CFO), konserndirektøren for sikker og effektiv drift (COO), kommunikasjonssjefen, selskapets juridiske direktør og direksjonssekretæren på alle styremøtene. Øvrige medlemmer av konsernledelsen og øverste ledelse deltar på styremøter i forbindelse med bestemte saker.

Nye styremedlemmer deltar på et innføringsprogram der det blir holdt møter med sentrale personer i ledelsen, de gis en innføring i Equinors virksomhet, og relevant informasjon om selskapet og styrets arbeid blir gjort tilgjengelig gjennom selskapets nettbaserte styreportal.

Styret foretar en årlig egenevaluering med innspill fra forskjellige kilder og vanligvis med ekstern tilrettelegging. Evalueringsrapporten diskuteres i et styremøte og gjøres tilgjengelig for valgkomiteen som innspill til utvalgets arbeid.

Hele styret, eller deler av det, besøker jevnlig forskjellige Equinor-anlegg og kontorsteder i Norge og globalt, og minst annethvert år reiser også alle styremedlemmer på et lengre styrebesøk til et av Equinors kontorer/anlegg i utlandet. Ved besøk på Equinors utenlandske anlegg legger styret vekt på betydningen av å få bedre innsikt i og mer kunnskap om sikkerhet og sikring i Equinors aktiviteter, Equinors tekniske og kommersielle aktiviteter så vel som selskapets lokale organisasjoner. I 2019 besøkte styret Equinors virksomheter i Norge, inkludert Mongstad-raffineriet. Styreleder besøkte også flere norske og internasjonale lokasjoner, blant annet Hammerfest, Aberdeen og Stamford.

#### Krav til styremedlemmer og konsernledelsen

I våre etiske retningslinjer, som er godkjent av styret, og som gjelder for både ledelsen, ansatte og styremedlemmer, må enkeltpersoner opptre upartisk i alle forretningsaktiviteter og ikke gi andre selskaper, organisasjoner eller enkeltpersoner utilbørlige fordeler. Det legges vekt på åpenhet, og alle situasjoner som kan medføre en faktisk eller tenkt interessekonflikt skal diskuteres med den enkeltes leder. Alle eksterne styreverv, eller øvrige betydelige oppdrag som innehas eller utføres av Equinor-ansatte må godkjennes av Equinor.

Styrets instruks legger til grunn at styret og konsernsjefen ikke kan delta i diskusjoner eller beslutninger i saker som er av spesiell personlig betydning for dem, eller for deres nærstående partner, på en slik måte at hver enkelt må anses å ha vesentlig personlig eller økonomisk interesse i saken. Hvert av styremedlemmene og konsernsjefen er personlig ansvarlig for å sikre at de ikke er inhabile når det gjelder diskusjon av en bestemt sak. Medlemmer av styret må oppgi eventuelle interesser de eller deres nærstående parter kan ha når det gjelder utfallet av en bestemt sak. Styret må godkjenne enhver avtale mellom selskapet og et medlem av styret eller konsernsjefen. Styret må også godkjenne enhver avtale mellom selskapet og en tredjepart som et medlem av styret eller konsernsjefen kan ha vesentlige interesser i. Alle medlemmene av styret skal også kontinuerlig vurdere om det finnes forhold som kan undergrave den generelle tilliten til deres uavhengighet. Det påhviler hvert styremedlem å være spesielt oppmerksom når de gjør slike vurderinger i forbindelse med styrets behandling av transaksjoner, investeringer og



strategiske beslutninger. Styremedlemmet skal umiddelbart gi beskjed til styrets leder dersom det finnes eller oppstår slike omstendigheter, og styrelederen vil deretter avgjøre hvordan saken skal håndteres.

Equinors styre har tre utvalg: revisjonsutvalget, kompensasjons- og lederutviklingsutvalget, og utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk. Utvalgene behandler saker som skal opp i styret, og deres fullmakt er begrenset til å gi anbefalinger angående slike saker. Utvalgene består utelukkende av styremedlemmer, og svarer kun overfor styret når det gjelder hvordan de utfører sine arbeidsoppgaver. Referater fra møter i underutvalgene sendes til hele styret, og lederen i det enkelte utvalg informerer styret jevnlig om utvalgets arbeid på styremøtene. Utvalgenes sammensetning og arbeid er nærmere beskrevet nedenfor.

## Revisjonsutvalget

Styret velger minst tre av sine medlemmer til revisjonsutvalget og oppnevner én av dem til leder. De ansattvalgte styremedlemmene kan nominere ett medlem til revisjonsutvalget.

Ved utgangen av 2019 besto revisjonsutvalget av Jeroen van der Veer (leder), Rebekka Glasser Herlofsen, Anne Drinkwater, Finn Bjørn Ruyter og Hilde Møllerstad (ansattvalgt styremedlem).

Equinors konserndirektør for økonomi og finans, juridisk direktør, leder for regnskap og leder for internrevisjon, samt representanter fra ekstern revisor deltar jevnlig på revisjonsutvalgets møter.

Revisjonsutvalget er et av styrets utvalg og har som formål å være et saksforberedende organ vedrørende styrets tilsynsfunksjon når det gjelder regnskapsrapporteringen og effektiviteten i selskapets internkontrollsystem. Det utfører også øvrige oppgaver som utvalget blir tildelt i henhold til instruksen for revisjonsutvalget som er vedtatt av styret. Revisjonsutvalget skal bistå styret i dets tilsynsansvar i slike spørsmål som:

- Godkjenne internrevisjonsplanen på vegne av styret.
- Føre tilsyn med regnskapsrapporteringsprosessen, herunder olje- og gassreserver, bedragerisaker og gjennomgang av implementering av regnskapsprinsipper og retningslinjer.
- Føre tilsyn med effektiviteten i selskapets internkontroll, internrevisjon og risikostyringsystemer.
- Ha kontinuerlig kontakt med ekstern revisor når det gjelder årsregnskapet.
- Vurdere og føre tilsyn med uavhengigheten til selskapets internrevisor og uavhengigheten til ekstern revisor, ref. revisorloven kap. 4 og spesielt hvorvidt andre tjenester enn revisjon levert av ekstern revisor eller revisjonsfirmaet er en trussel mot ekstern revisors uavhengighet.

Revisjonsutvalget skal føre tilsyn med implementering og etterlevelse av Equinors etiske retningslinjer og overvåker etterlevelseshetene knyttet til korrupsjon i forbindelse med finansielle saker, som er nærmere beskrevet i bestemmelsene nevnt her. Revisjonsutvalget fører også tilsyn med innføring og etterlevelse av Equinors globale skattestrategi.

Konsernrevisjon rapporterer administrativt til konsernsjefen i Equinor og funksjonelt til lederen for styrets revisjonsutvalg.

I henhold til norsk lov velges ekstern revisor av aksjonærene på generalforsamlingen på grunnlag av et forslag fra bedriftsforsamlingen. Revisjonsutvalget avgir en erklæring til generalforsamlingen om forslaget.

Revisjonsutvalget møtes minst fem ganger i året, og både styret og revisjonsutvalget har møter med intern revisor og ekstern revisor regelmessig uten at selskapets ledelse er til stede.

Revisjonsutvalget har også fått i oppgave å vurdere omfanget av revisjonen og karakteren av eventuelle andre tjenester enn revisjon som er levert av eksterne revisorer.

Revisjonsutvalget skal sørge for at selskapet har etablert prosedyrer for å ta imot og behandle klager knyttet til regnskap, internkontroll eller revisjon, samt prosedyrer for konfidensielle og anonyme meldinger via etikkhjelpelinjen fra ansatte om saker som gjelder regnskap eller revisjon eller andre forhold som anses å utgjøre brudd på konsernets regler for etisk adferd, vesentlig brudd på amerikansk verdipapirlovgivning på føderalt eller delstatsnivå, vesentlig brudd på forpliktelser eller tilsvarende vesentlig brudd på amerikanske eller norske lovpålagte bestemmelser. Revisjonsutvalget er utpekt som selskapets "compliance"-komité for det formål som er beskrevet i Part 205 i Title 17 i "U.S. Code of Federal Regulations".

I forbindelse med utførelsen av sine oppgaver kan revisjonsutvalget undersøke alle aktiviteter og forhold knyttet til selskapets virksomhet. I denne forbindelse kan revisjonsutvalget be konsernsjefen eller eventuelle andre ansatte om å gi tilgang til informasjon, anlegg og personell og eventuell annen bistand utvalget ber om. Revisjonsutvalget har fullmakt til å utføre eller ta initiativ til alle de undersøkelser eller granskninger som vurderes som nødvendige for å utføre sine arbeidsoppgaver, og kan bruke selskapets internrevisjon eller granskingsenhet, ekstern revisor eller eksterne rådgivere i den forbindelse. Kostnadene til slikt arbeid skal dekkes av konsernet.

Revisjonsutvalget er kun ansvarlig overfor styret for utførelsen av sine oppgaver. Arbeidet i revisjonsutvalget vil under ingen omstendigheter endre styrets og de individuelle styremedlemmers ansvar, og styret har det hele og fulle ansvar for revisjonsutvalgets oppgaver.

Revisjonsutvalget holdt seks ordinære møter og ett ekstraordinært møte i 2019. Møtedeltakelsen var på 97,14 prosent.

Styret har besluttet at et medlem av revisjonsutvalget, Jeroen van der Veer, kvalifiserer som "audit committee financial expert", som definert i Item 16A av Form 20-F. Styret har også konkludert med at Jeroen van der Veer, Rebekka Glasser Herlofsen, Anne Drinkwater og Finn Bjørn Ruyter er uavhengige ifølge Rule 10A-3 i Securities Exchange Act.

Instruksen til styrets revisjonsutvalg er tilgjengelig på våre nettsider [www.equinor.com/revisjonsutvalget](http://www.equinor.com/revisjonsutvalget).

### Kompensasjons- og lederutviklingsutvalget

Kompensasjons- og lederutviklingsutvalget er et av styrets utvalg og bistår styret i spørsmål knyttet til lederlønn og lederutvikling. Utvalgets viktigste ansvarsområder er:

(1) å innstille, som et saksforberedende organ, overfor styret i alle saker som gjelder prinsipper og rammeverk for lederlønninger, kompensasjonsstrategier og -konsepter, konsernsjefens kontrakt og vilkår samt lederutvikling, ledervurdering og planer for lederes etterfølgere;

(2) å være informert om og rådgje administrasjonen i arbeidet med videreutvikling av Equinors kompensasjonsstrategi for toppledere og utforming av formålstjenlige kompensasjonskonsepter for toppledere; og

(3) å gjennomgå Equinors kompensasjonskonsepter for å ivareta eiernes langsiktige interesser.

Utvalget består av opptil fem styremedlemmer. Ved utgangen av 2019 besto utvalget av Jon Erik Reinhardsen (leder), Bjørn Tore Godal, Wenche Agerup, Jonathan Lewis og Finn Bjørn Ruyter. Ingen av utvalgets medlemmer sitter i selskapets ledelse. Samtlige medlemmer er uavhengige.

Direktør for mennesker og ledelse deltar på møter i kompensasjons- og lederutviklingsutvalget.

Utvalget hadde fem møter i 2019, og møtedeltakelsen var på 100 prosent.

For en nærmere beskrivelse av kompensasjons- og lederutviklingsutvalgets formål og oppgaver, se instruksjonen til utvalget på våre nettsider [www.equinor.com/kompensasjonsutvalget](http://www.equinor.com/kompensasjonsutvalget).

### Utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk

Utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk er et av styrets utvalg og bistår styret i saker knyttet til sikkerhet, sikring, bærekraft, klima og etikk.

I sin virksomhet er Equinor forpliktet til å etterleve gjeldende lover og forskrifter og opptre på en ansvarlig måte i forhold til etikk, klima, sikkerhet og samfunn. Utvalget er nedsatt for å støtte vårt engasjement i så henseende, og det bistår styret med å føre tilsyn med selskapets retningslinjer, systemer og prinsipper for sikkerhet, sikring, bærekraft, klima og etikk, med unntak av spørsmål av "finansiell karakter". Utvalget gjennomgår også den årlige Bærekraftrapporten.

Målet med å etablere og opprettholde et utvalg som skal jobbe med sikkerhet, sikring, bærekraft, klima og etikk, er å sikre at styret har sterkt fokus på og kunnskap om disse komplekse, viktige områdene som er i konstant utvikling.

Ved utgangen av 2019 ble utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk ledet av Anne Drinkwater, og de andre medlemmene var Jeroen van der Veer, Bjørn Tore Godal, Jonathan Lewis, Stig Læg Reid (ansattvalgt styremedlem) og Per Martin Labråten (ansattvalgt styremedlem).

Direktør for sikkerhet, juridisk direktør, konserndirektør for sikker og effektiv drift, direktør for bærekraft, direktør for konsernrevisjon og chief compliance officer deltar jevnlig på møter i utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk.

Utvalget for sikkerhet, bærekraft og etikk hadde fire ordinære møter i 2019, inkludert et besøk hos CHC Helikopter Service AS på Sola i juni. I tillegg ble det holdt et ekstraordinært møte i september. Møtedeltakelsen var på 93 prosent i gjennomsnitt.

For en nærmere beskrivelse av målsetningene, oppgavene og sammensetningen av utvalget, se våre nettsider på [www.equinor.com/sbeutvalget](http://www.equinor.com/sbeutvalget).

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

## 3.10 Risikostyring og internkontroll

### Risikostyring

Styret fokuserer på å sikre forsvarlig kontroll med selskapets internkontroll og generelle risikostyring. To ganger i året får styret en presentasjon av og drøfter de viktigste risikofaktorer og risikospørsmål Equinor står overfor. Styret er også forelagt de viktigste risikofaktorer relatert til investeringsbeslutninger. Styrets revisjonsutvalg bistår styret og opptre som forberedende organ i forbindelse med overvåking av selskapets systemer for internkontroll, internrevisjon og systemer for risikostyring. Styrets utvalg for sikkerhet, bærekraft og etikk overvåker og vurderer sikkerhets, bærekraft og klimarisiko som er relevante for Equinors aktiviteter, og begge utvalgene rapporterer jevnlig til hele styret.

Risikostyringen i Equinor skal sikre at virksomheten vår er trygg og i samsvar med våre krav. Vår generelle tilnærming til risikostyring består i en kontinuerlig vurdering og styring av risiko knyttet til verdikjeden vår for å bidra til at selskapet når sine viktigste mål, nemlig å skape verdier og unngå uønskede hendelser.

Selskapet har et eget risikostyringsutvalg som ledes av konserndirektøren for økonomi og finans. Utvalget møtes om lag fire til seks ganger i året for å gi råd og anbefalinger om Equinors risikostyring. Mer informasjon om selskapets risikostyring presenteres i seksjon 2.11 i Form 20-F.

All risiko er knyttet til Equinors verdikjede - fra tilgang, utvikling, prosjektutførelse og drift til markedet. I tillegg til de økonomiske konsekvensene disse risikofaktorene kan ha for Equinors kontaktstrømmer, har vi også etablert prosedyrer og systemer for å redusere hendelser relatert til sikkerhet, sikring og integritetshendelser (som for eksempel bedrageri og korrupsjon), samt innvirkning på omdømmet som følge av problemer knyttet til menneskerettigheter, arbeidstakerstandarder og åpenhet. De fleste av disse risikofaktorene styres av linjelederne for våre hovedforretningsområder. Enkelte typer driftsrisiko er forsikret av vårt eget forsikringselskap, som opererer i norske og internasjonale forsikringsmarkeder.

## Kontroller og prosedyrer

Denne seksjonen omhandler kontroller og prosedyrer for selskapets finansielle rapportering.

### Evaluering av rapporteringskontroller og -prosedyrer

Ledelsen i Equinor har, i samarbeid med konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans, vurdert effektiviteten i utformingen og gjennomføringen av selskapets kontroller og prosedyrer for rapportering opp mot kravene i US Securities Exchange Act Rule 13a-15(b) ved utgangen av perioden som omfattes av Form 20F. Basert på denne vurderingen har konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans kommet til den konklusjon at, som følge av en vesentlig svakhet i internkontrollen av den finansielle rapporteringen som beskrevet nedenfor, var kontrollene og prosedyrene for rapportering per 31. desember 2019 ikke effektive.

Ved utformingen og evaluering av rapporteringskontrollene og -prosedyrene erkjente ledelsen, i samarbeid med konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans, at enhver kontroll eller prosedyre, uansett hvor godt den er utformet og gjennomført, bare kan gi en rimelig sikkerhet for at formålene med kontrollen vil bli oppnådd, og at ledelsen nødvendigvis må utvise skjønn i vurderingen av mulige kontroller og prosedyrer. Grunnet de iboende begrensningene i alle kontrollsystemer, kan ingen evaluering av kontroller gi absolutt sikkerhet for at alle kontrollproblemer og alle tilfeller av misligheter i selskapet har blitt avdekket.

### Ledelsens rapport om internkontrollen av finansiell rapportering

Ledelsen i Equinor har ansvaret for å etablere og opprettholde tilstrekkelig finansiell internkontroll. Vår internkontroll av den finansielle rapporteringen er en prosess som, under oppsyn av konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans, er utformet for å gi rimelig sikkerhet for påliteligheten av den finansielle rapporteringen og utarbeidelsen av Equinors regnskaper for ekstern rapportering, i henhold til International Financial Reporting Standards (IFRS) vedtatt av Den europeiske union (EU). Regnskapsprinsippene som konsernet anvender er også i overensstemmelse med IFRS utgitt av International Accounting Standards Board (IASB).

Equinors internkontroll av den finansielle rapporteringen omfatter retningslinjer og prosedyrer for å føre en oversikt som, på et rimelig detaljnivå, nøyaktig og korrekt gjenspeiler transaksjoner og disponering av eiendeler, gir en rimelig sikkerhet for at transaksjonene er registrert på den måten som kreves for utarbeidelse av regnskapet i henhold til IFRS, og for at omsetning og utgifter kun regnskapsføres i samsvar med fullmakt gitt av ledelsen og styret i Equinor. Equinors internkontroll skal også gi en rimelig sikkerhet for at man kan forhindre eller avdekke i tide ethvert uautorisert innkjøp, bruk eller disponering av Equinors eiendeler som kan ha en vesentlig innvirkning på regnskapet.

Grunnet dens iboende begrensninger kan det hende at internkontrollen av den finansielle rapporteringen ikke forhindrer eller avdekker alle tilfeller av feilinformasjon.

I første kvartal 2019 kjøpte Equinor 100 % av aksjene i Danske Commodities (DC), et dansk energihandelsselskap. Vi er i ferd med å evaluere internkontrollen av den finansielle

rapporteringen for DC, og har derfor holdt DC utenfor vår evaluering av effektiviteten i vår internkontroll av finansiell rapportering per 31. desember 2019, slik SECs retningslinjer gir anledning til. De samlede eiendelene i DC per 31. desember 2019 utgjorde 1,1 % av Equinors samlede eiendeler per denne dato, og inntekter forbundet med DC i perioden fra oppkjøpet og fram til 31. desember 2019 utgjorde 0,4 % av Equinors inntekter for regnskapsåret 2019.

### Vesentlig svakhet

Ledelsen i Equinor har vurdert effektiviteten av internkontrollen av finansiell rapportering på grunnlag av Internal Control - Integrated Framework (2013), utstedt av Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). Basert på denne vurderingen er ledelsens konklusjon at Equinors internkontroll av finansiell rapportering per 31. desember 2019 ikke var effektiv, grunnet kontrollmangler i styringen av brukertilganger innen informasjonsteknologi-området (IT). Som følge av dette har vår internkontroll av finansiell rapportering en vesentlig svakhet.

#### Kontroller for styring av IT brukertilganger

Styringen av IT brukertilganger er ment å sikre at tilgangen til finansielle applikasjoner og data er tilstrekkelig begrenset til rett personell. Ledelsen har avdekket kontrollmangler i generelle IT-kontroller av datasystemer som støtter den finansielle rapporteringsprosessen vår. Det er især avdekket kontrollmangler i håndteringen av kontroller forbundet med styring av brukertilganger for en rett ansvarsfordeling og en tilstrekkelig begrensning av brukertilgang og privilegert tilgang til finansielle applikasjoner, data og programmer til rett personell i selskapet. Manglene er hovedsakelig forbundet med utilstrekkelige kontroller når tilgang innvilges og manglende utførelse av kontrollgjennomganger som dekker ansvarsfordeling og sensitiv og kritisk tilgang.

Disse IT-manglene førte ikke til en vesentlig feilinformasjon i konsernregnskapet. Sammenlagt virket imidlertid manglene inn på effektiviteten til IT-applikasjoners og IT-avhengige kontroller og skapte en mulighet for at en vesentlig feilinformasjon i konsernregnskapet ikke ville forhindres eller avdekkes i tide, og derfor har en plan for å rette manglene blitt satt i verk.

Ledelsen har analysert den vesentlige svakheten og utført ytterligere analyser, og som mottiltak innført kontroller og prosedyrer i utarbeidelsen av konsernregnskapet vårt. Vi har kommet til den konklusjonen at konsernregnskapet vårt i ethvert vesentlig henseende gir en balansert framstilling av vår finansielle stilling, resultatene av driften og kontantstrømmen i og for de periodene som er lagt fram. Bortsett fra den vesentlige svakheten som er beskrevet ovenfor, har ikke Equinors ledelse avdekket noen andre mangler som har fått ledelsen til å komme til den konklusjonen at Equinors internkontroll av finansiell rapportering ikke var effektiv.

### Attestasjonsrapport fra det uavhengige revisjonsfirmaet

Effektiviteten i internkontrollen av finansiell rapportering per 31. desember 2019 er revidert av Ernst & Young AS, et uavhengig revisjonsfirma som også reviderer konsernregnskapet i denne årsrapporten. Deres rapport om internkontrollen av finansiell rapportering avgir en negativ konklusjon om effektiviteten i vår internkontroll av finansiell rapportering per 31. desember 2019.

### Plan for å rette opp vesentlig svakhet

Ledelsen vår gjør en aktiv innsats for å få ryddet opp og ta tak i den vesentlige svakheten som er nevnt ovenfor ved å sette i verk følgende tiltak:

- Gi ytterligere opplæring i risiko og internkontroll til relevant personell for å styrke kompetansen på aktuelle nivåer på tvers av organisasjonen.
- Forbedre håndteringen av styringen av IT brukertilganger og utbredelsen av kritiske tilganger som gis IT-brukere.
- Øke koordinerings- og monitoreringsaktiviteter rettet mot utføringen av kontroller i styringen av IT brukertilganger.

Ledelsen mener at den nevnte planen effektivt vil rette de manglene som utgjør den vesentlige svakheten. Når planen for å rette manglene er innført, kan ledelsen komme til å sette i verk ytterligere tiltak eller endre planen som er beskrevet ovenfor.

### Endringer i internkontrollen av finansiell rapportering

Utover den vesentlige svakheten som er beskrevet ovenfor, var det ingen endringer i vår internkontroll av finansiell rapportering i løpet av året 2019 som i vesentlig grad har påvirket, eller som det er rimelig å anta at vil påvirke i vesentlig grad, vår internkontroll av finansiell rapportering.

## Etiske retningslinjer

### Etikk – Equinors tilnærming

Equinor er av den oppfatning at ansvarlig og etisk adferd er en forutsetning for en bærekraftig virksomhet. Equinors etiske retningslinjer er basert på selskapets verdier og viser at Equinor tilstreber høye etiske standarder i all sin virksomhet.

### Våre etiske retningslinjer

De etiske retningslinjene beskriver Equinors krav til forretningspraksis og forventet atferd. De gjelder for Equinors styremedlemmer, ansatte og innleid personell. Retningslinjene er delt inn i fem hovedkategorier: Slik gjør vi det i Equinor, Våre medarbeidere, Regler for forretningspraksis, Leverandører og samarbeidspartnere og Våre samfunn.

De etiske retningslinjene er godkjent av styret.

Equinor tilstreber å samarbeide med andre som deler selskapets engasjement for etikk og etterlevelse. Risiko håndterer vi gjennom inngående kunnskap om leverandører, forretningspartnere og markeder. Equinor forventer at leverandører og forretningspartnere overholder gjeldende lov, respekterer internasjonalt aksepterte menneskerettigheter og lever opp til etiske standarder som er i overensstemmelse med Equinors etiske krav når de utfører arbeid for eller sammen med Equinor. I joint venture-selskaper og partnersamarbeid som ikke styres av Equinor, arbeider Equinor i god tro for å oppfordre til at retningslinjer og prosedyrer for etikk og antikorrupsjon som samsvarer med selskapets standarder, blir innført. Equinor vil ikke tolerere noen brudd på de etiske retningslinjene. Disiplinærtiltak kan innebære avskjed og rapportering til rette myndigheter.

### Opplæring i og bekreftelse av de etiske retningslinjene

Equinor gjennomfører opplæring i de etiske retningslinjene og annen mer omfattende opplæring i spesifikke spørsmål, for

eksempel antikorrupsjon, rettferdig konkurranse og rapportering for å forklare hvordan retningslinjene får anvendelse og beskrive de redskapene vi stiller til rådighet for å håndtere risiko. E-læringskurs om de etiske retningslinjene er obligatorisk for alle Equinor-ansatte og innleid personell.

Alle Equinor-ansatte må hvert år bekrefte elektronisk at de forstår og vil følge de etiske retningslinjene. Formålet med denne bekreftelsen er å minne hver enkelt om plikten til å følge Equinors verdier og etiske krav, og skaper et miljø med åpen dialog omkring etiske spørsmål, både internt og eksternt.

### Antikorrupsjonsprogram

Equinor er imot alle former for korrupsjon, inkludert bestikkelse, tilretteleggingsbetaling og påvirkningshandel. Vi har innført et antikorrupsjonsprogram for hele selskapet for å sikre at vår nulltoleranse for korrupsjon blir gjennomført. Dette omfatter obligatoriske prosedyrer som er i samsvar med gjeldende lover og forskrifter, samt opplæring i aktuelle spørsmål som gaver, representasjon og interessekonflikt. Et globalt nettverk av compliance officers, som støtter integreringen av etikk- og antikorrupsjonshensyn i Equinors forretningsvirksomhet, utgjør en viktig del av programmet.

Equinor arbeider kontinuerlig med sine partnere og leverandører om etikk og antikorrupsjon, og har startet en dialog med flere partnere om felles risikofaktorer vi står overfor, og hvilke tiltak som kan iverksettes for å redusere dem. Equinors Joint Venture Anti-Corruption Compliance Programme beskriver Equinors styring av korrupsjonsrisiko hos tredjepart i partner-opererte samarbeidsprosjekter.

I 2019 fokuserte vi på målrettet opplæring for å sikre oppfølging av Joint Venture Anti-Corruption Compliance Program. I løpet av året forbedret vi også arbeidsprosessen for bekjempelse av hvitvasking ved å integrere den i opplæringen om antikorrupsjon, og holdt arbeidsseminarer om temaet for å øke bevisstgjøringen om hvitvaskingsrisiko i organisasjonen. Det ble gjennomført en konserndekkende bevisstgjøringskampanje om våre etiske retningslinjer i november/desember 2019.

### Åpen dialog og håndtering av bekymringer

Equinor fokuserer på å ha en åpen dialog om etiske spørsmål. De etiske retningslinjene krever at alle som har mistanke om brudd på retningslinjene, eller annen uetisk atferd, skal melde fra om dette. Ansatte oppfordres til å diskutere sine bekymringer med sin leder. Equinor erkjenner at det ikke alltid er enkelt å melde fra, og derfor er det flere interne kanaler for varsling, blant annet gjennom avdelingen for mennesker og ledelse eller etikk- og etterlevelsesfunksjonen i juridisk avdeling. Det er også mulig å uttrykke bekymring gjennom den eksterne etikkhjelpelinjen som er åpen hele døgnet og gir mulighet for anonym rapportering og toveiskommunikasjon. Equinor har regler for at gjengjeldelse ikke skal forekomme for personer som i god tro melder fra om etiske eller juridiske saker.

Nærmere informasjon om Equinors regler og krav knyttet til de etiske retningslinjene er tilgjengelig på <https://www.equinor.com/no/about-us/ethics-and-compliance-in-equinor.html>.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

## 3.11 Godtgjørelse til styret og bedriftsforsamlingen

### Godtgjørelse til styret

Godtgjørelse til medlemmer av styret og underutvalgene fastsettes av bedriftsforsamlingen basert på en anbefaling fra valgkomiteen. Medlemmene mottar en fast årlig godtgjørelse, men varamedlemmer (velges bare for de ansattvalgte i styret) mottar honorar for hvert møte de deltar på. Det fastsettes egne satser for henholdsvis styrets leder, nestleder og andre medlemmer. Det bestemmes også egne satser for styrets underutvalg, med en tilsvarende differensiering mellom lederen og øvrige medlemmer i hvert utvalg. De ansattvalgte medlemmene av styret mottar samme godtgjørelse som de aksjonærvalgte medlemmene.

Styret mottar sin godtgjørelse i form av pengeutbetalinger. Styremedlemmer som bor utenfor Skandinavia og utenfor Europa, mottar en egen reisegodtgjørelse for hvert møte de deltar på. Godtgjørelsen er ikke avhengig av styremedlemmets prestasjon, og ikke knyttet til opsjonsprogrammer eller lignende ordninger. Ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet. Dersom aksjonærvalgte medlemmer av styret og/eller selskaper de har tilknytning til tar på seg oppdrag for Equinor i tillegg til styrevervet, vil hele styret bli informert om dette.

Den samlede godtgjørelsen til styret, inkludert godtgjørelse til styrets tre underutvalg, var på 853.816 USD (7.516.726 kroner) i 2019.

Detaljert informasjon om individuell godtgjørelse til medlemmer av styret i 2019, og antall aksjer hver enkelt eier, er oppgitt i tabellen under.

Medlemmer av styret 2019 (tall i tusen USD unntatt antall aksjer)	Ytelser totalt	Antall aksjer pr. 31. desember 2019
Jon Erik Reinhardsen (styreleder)	110	4.584
Jeroen van der Veer (nestleder) <sup>1)</sup>	101	3.000
Roy Franklin (nestleder) <sup>2)</sup>	52	i.a.
Wenche Agerup	56	2.677
Bjørn Tore Godal	67	-
Rebekka Glasser Herlofsen	62	-
Anne Drinkwater	100	1.100
Jonathan Lewis	93	-
Finn Bjørn Ruyter <sup>3)</sup>	37	620
Per Martin Labråthen	56	1.995
Stig Lægreid	56	1.995
Hilde Møllerstad <sup>3)</sup>	32	7.515
Ingrid Elisabeth Di Valerio <sup>4)</sup>	31	i.a.
<b>Totalt</b>	<b>854</b>	<b>23.486</b>

1) Nestleder fra og med 1. juli 2019.

2) Nestleder og styremedlem til og med 30. juni 2019.

3) Styremedlem fra 1. juli 2019.

4) Styremedlem til og med 30. juni 2019.

### Godtgjørelse til bedriftsforsamlingen

Godtgjørelsen til bedriftsforsamlingen fastsettes av generalforsamlingen, basert på en anbefaling fra valgkomiteen. Medlemmene mottar en fast årlig godtgjørelse, men varamedlemmer mottar honorar for hvert møte de deltar på. Det fastsettes egne satser for henholdsvis bedriftsforsamlingens leder, nestleder og andre medlemmer. De ansattvalgte medlemmene av bedriftsforsamlingen mottar samme

godtgjørelse som de aksjonærvalgte medlemmene. Bedriftsforsamlingen mottar godtgjørelsen som kontantutbetaling.

Den samlede godtgjørelsen til bedriftsforsamlingen var i 2019 på 132.052 USD (1.162.546 NOK).

Avvik fra Anbefalingen: Ingen



## 3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen

I 2019 var samlet godtgjørelse til konsernledelsen USD 10.267.863. Styrets fullstendige erklæring om godtgjørelse til ledende ansatte følger.

Kun følgende deler av teksten i seksjon 3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen er en del av Equinors årsrapport på Form 20-F som registreres hos amerikanske børsmyndigheter: tabellen som oppsummerer de viktigste elementene i Equinor lederlønn; beskrivelsen av pensjons- og forsikringsordninger, sluttvederlagsordninger og andre fordeler; beskrivelsen om prestasjonsstyring og resultatvurdering som grunnlag for variabel lønn og tabellen som oppsummerer de viktigste mål og KPIer for hvert perspektiv; tabellen som oppsummerer godtgjørelse til hvert medlem av konsernledelsen; beskrivelsen av selskapets resultatmodifikator; og beskrivelsen om aksjeandel, inkludert sammendragstabellen.



**Jon Erik Reinhardsen**  
Styreleder

### Erklæring fra styreleder

#### Erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Equinors konsernledelse

Equinors belønningssystemer og betingelser er tett forankret i selskapets verdigrunnlag, personalpolitikk og prestasjonsorienterte rammeverk. Belønningssystemene for ledere skal sikre at vi tiltrekker oss og beholder de rette personene – personer som er forpliktet til å levere i henhold til selskapets forretningsstrategi og som evner å tilpasse seg et forretningsmiljø i endring. Styret legger stor vekt på å tilby selskapets øverste ledelse betingelser som bidrar til selskapets forretningsstrategi, langsiktige interesser og bærekraft, og at belønningen er konkurransedyktig, men ikke markedsledende. Godtgjørelsen til lederne skal også være rettferdig og i samsvar med viktige interessenters målsetninger.

Styret har gjennomgått selskapets belønningssystemer og har konkludert at vår belønningssystemer fungerer som tilsiktet og er transparent, og avvik er forklart i henhold til gjeldende retningslinjer og god forretningskikk.

Stavanger, 11. mars 2020  
Jon Erik Reinhardsen

I henhold til allmennaksjeloven § 6-16 a, vil styret legge fram følgende erklæring vedrørende belønning av Equinors konsernledelse på den ordinære generalforsamlingen i 2020.

## Belønningspolitikk og belønningskonsept for regnskapsåret 2020

### Belønningspolitikk og prinsipper

Selskapets etablerte belønningspolitikk og belønningskonsept som beskrevet i fjorårets erklæring vil bli videreført i regnskapsåret 2020.

Belønningskonseptet er en integrert del av vårt verdibaserte rammeverk for prestasjonsstyring og skal:

- Bidra til selskapets forretningsstrategi, langsiktige interesser og bærekraft
- Styrke interessefellesskapet mellom selskapets ansatte og dets eiere
- Gjenspeile selskapets totale prestasjoner og økonomiske resultat
- Gjenspeile vår globalt konkurransedyktige markedsstrategi og lokale markedsforhold
- Belønne og anerkjenne både "Hva" vi leverer og "Hvordan" vi leverer i like stor grad

- Differensiere basert på ansvar og prestasjoner
- Bli sett på som rettferdig, transparent, konsistent og ikke-diskriminerende
- Fremme samarbeid og laginnsats
- Være i samsvar med våre verdier og våre standarder for sikkerhet, sikring og bærekraft
- Fremme kontinuerlig forbedring og et bærekraftig kostnadsnivå

### Belønningskonseptet for konsernledelsen

Equinors godtgjørelser for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fast lønn: grunnlønn og eventuelt fast lønnstillegg
- Variabel lønn: årlig variabel lønn (AVP) og langtidsinsentivordning (LTI)
- Andre ytelser: hovedsakelig pensjon, forsikring og aksjespareprogram
- Selskapets resultatmodifikator og terskelverdi for variabel lønn

Tabellen på neste side illustrerer hovedelementene i selskapets belønningspolitikk og -rammeverk.

## Hovedelementer – Equinors lederlønnskonsept

Belønningselement	Målsetting	Belønningsnivå	Prestasjonskriterier
<b>Grunnlønn</b>	Tiltrekke og beholde de rette medarbeiderne gjennom å tilby konkurransedyktige, men ikke markedsledende betingelser.	Vårt grunnlønnsnivå er i tråd med og differensiert i henhold til den enkeltes ansvar og prestasjoner. Målsettingen er å være konkurransedyktig i markedene selskapet opererer i.	Grunnlønnen er vanligvis gjenstand for årlig vurdering basert på en evaluering av den enkeltes prestasjoner, se "Variabel lønn" nedenfor.
<b>Fastlønnstillegg</b>	Fastlønnstillegg anvendes som et supplerende fastlønnselement for at vi skal være konkurransedyktig i markedet.	Det henvises til lønnstabellen. Fire av konserndirektørene mottar et fastlønnstillegg i stedet for pensjonsopptjening over 12G <sup>21</sup> , beskrevet under avsnittet om pensjon og forsikringsordninger.	Det er ikke knyttet prestasjonskriterier til fastlønnstillegget. Fastlønnstillegget medregnes ikke i pensjonsgivende inntekt.
<b>Variabel lønn</b>	Motivere til en sterk prestasjonskultur. Belønne årlig oppnåelse av forretningsmessige mål, både «Hva» som er levert og «Hvordan».	Medlemmer av konsernledelsen er berettiget til en årlig variabel lønn på 0–50 % av fastlønnen. Målbonus <sup>22</sup> er 25 %. Terskelverdi prinsippene og resultatmodifikatoren skal gjelde. (Se forklaringer nedenfor.) Selskapet forbeholder seg retten til å kreve tilbake variable elementer i godtgjørelsen som er gitt for oppnådde resultater, dersom det i ettertid viser seg at informasjon om resultatene er feilaktig presentert.	Oppnåelse av årlige leveransmål («Hvordan» og «Hva» som skal leveres) for å skape langsiktig og bærekraftig verdi for aksjonærene. Vurdering av mål definert i den enkeltes prestasjonskontrakt, inkludert mål knyttet til utvalgte KPI-er fra den balanserte måltavlen danner grunnlaget for den variable lønnen.
<b>Langtidsinsentiv (LTI)</b>	Styrke det langsiktige interessefellesskapet mellom selskapets øverste ledere og aksjonærer, samt beholde ansatte i nøkkelstillinger.	LTI blir beregnet i prosent av deltakernes fastlønn. Selskapet kjøper aksjer tilsvarende netto årsbeløp på vegne av deltakeren. Aksjene er bundet i tre år, og frigjøres deretter til deltakerens disposisjon. Dersom bindingstiden ikke overholdes, må lederen betale tilbake bruttoverdien av de bundne aksjene, begrenset oppad til bruttoverdien av det tildelte beløpet.  Nivået på den årlige langtidsinsentivbelønningen ligger i området 25–30 % av fastlønnen.  Terskelprinsippene gjelder for den årlige tildelingen. Selskapets resultatmodifikator gjelder ikke for LTI i Equinor ASA.	I Equinor ASA reflekterer deltakelse i langtidsinsentivprogrammet og størrelsen på det årlige LTI-elementet nivå og tyngde for stillingen og er ikke direkte knyttet til vedkommende sine prestasjoner.
<b>Terskel</b>	Finansiell terskel for betaling av variabel lønn og LTI-tildeling. Terskelen er innført for å sikre at variabel lønn ikke utbetales eller at den reduseres dersom selskapets økonomiske resultater og stilling er svake.	Terskelen har følgende veiledende parametere:  1) kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter etter skatt og før arbeidskapitalposter 2) netto gjeldsgrad og -utvikling og 3) selskapets samlede operasjonelle og finansielle resultater  Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter etter skatt og før arbeidskapitalposter som er høyere enn 12 milliarder USD, og netto gjeldsgrad lavere enn 30 %, vil vanligvis ikke føre til reduksjon i bonus.	Styret i Equinor gjennomfører en skjønnsmessig vurdering av selskapets totale prestasjoner, for å vurdere om terskelen skal komme til anvendelse. Disse parametere og kriteriene er retningsgivende, og vil utgjøre en del av en bredere vurdering av bonusnivået.
<b>Selskapets resultatmodifikator</b>	Styrke koplingen mellom variabel lønn og selskapets resultater.	Selskapets resultatmodifikator avgjør hvor stor bonusandel som vil bli utbetalt, varierende mellom 50 % og 150 %.  Anvendelse av selskapets resultatmodifikatorkonsept besluttes av den årlige generalforsamlingen	Selskapets resultater vurderes opp mot to kriterier som vektes likt: relativ avkastning til aksjeeierne (TSR) og relativ avkastning på sysselsatt kapital (ROACE).  Anvendelse av modifikatoren avhenger av en skjønnsmessig vurdering av selskapets totale resultater.
<b>Pensjons- og forsikringsordninger</b>	Tilby konkurransedyktige betingelser etter avsluttet ansettelsesforhold.	Selskapet tilbyr en tjenestepensjonsordning og forsikringsordning som er tilpasset lokale markeder. Det henvises til avsnittet om pensjons- og forsikringsordninger nedenfor.	Ikke relevant.
<b>Aksjespareprogram</b>	Styrke interesse-fellesskapet mellom ansatte og aksjeeiere og belønne verdiskaping over tid.	Aksjespareprogrammet tilbys alle ansatte i konsernet, forutsatt at det ikke foreligger noen restriksjoner basert på lokal lovgivning eller forretningsmessige krav. Deltakerne tilbys å kjøpe Equinor-aksjer i markedet for inntil 5 % av sin årlige grunnlønn.	En bonusaksje per kjøpt aksje tildeles dersom aksjene er beholdt i minst to år og deltakeren fortsatt er ansatt i selskapet.

<sup>21</sup> G er grunnbeløpet i folketrygden i Norge.

<sup>22</sup> Målbonus gjenspeiler tilfredsstillende leveranser i henhold til avtalte mål.

### Pensjons- og forsikringsordninger

Konserndirektørene omfattes av den generelle tjenestepensjonsordningen i Equinor ASA, som er en innskuddsbasert ordning med et innskuddsnivå på 7 % inntil 7,1 G og 22 % over 7,1 G. En ytelsesbasert ordning er beholdt for en gruppe skjermede arbeidstakere. For nye konserndirektører som tiltrer etter 13. februar 2015, gjelder et tak på pensjonsgrunnlag på 12 G. I stedet for pensjonsopptjening for lønn over 12 G gis et fastlønns tillegg.

Konserndirektører som tiltrådte konsernledelsen før 13. februar 2015, vil beholde pensjonsopptjening for lønn over 12 G på grunnlag av forpliktelser i tidligere inngåtte avtaler.

Konsernsjefen og tre konserndirektører har individuelle avtaler om tidligpensjon med selskapet.

Konsernsjefen og en av konserndirektørene har individuelle pensjonsvilkår i henhold til en tidligere standardordning som ble innført i oktober 2006. Disse er på gitte vilkår berettiget til en pensjon på 66 % av pensjonsgivende inntekt ved en pensjonsalder på 62 år. Ved beregning av medlemstid i Equinors pensjonsordning har de rett til et halvt år ekstra medlemstid for hvert år den enkelte har tjenestegjort som konserndirektør.

I 2017 ble det avtalt at konsernsjefen ikke skulle benytte seg av sin kontraktsmessige rett til å gå av med pensjon ved fylte 62 år. Sætre beholder retten til tidligpensjon, med ni måneders varsling til styrelederen, og med støtte fra styret. Sætre vil senest gå av med pensjon ved fylte 67 år.

I tillegg har to av Equinors konserndirektører individuelle avtaler om tidligpensjon fra 65 år og et førtidspensjonsnivå på 66 % av pensjonsgivende inntekt.

De individuelle pensjonsvilkårene for konserndirektørene som er beskrevet ovenfor, er resultater av forpliktelser i henhold til tidligere inngåtte avtaler.

Equinor har innført et generelt tak på pensjonsopptjening for lønn over 12 G for alle nyansatte i selskapet fra 1. september 2017.

I tillegg til pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor, tilbys konserndirektørene som er ansatt i morselskapet uføre- og etterlattepensjon i henhold til Equinors generelle pensjonsordning/ ytelsespensjonsordning. Medlemmene av konsernledelsen er omfattet av de generelle forsikringsordningene som gjelder i Equinor.

### Sluttvederlagsordninger

Konsernsjefen og konserndirektørene har rett til sluttvederlag tilsvarende seks månedslønner, gjeldende etter oppsigelsestiden på seks måneder, dersom de anmodes av selskapet om å fratru sine stillinger. Tilsvarende sluttvederlag skal også betales dersom partene blir enige om at arbeidsforholdet skal opphøre og konserndirektøren leverer sin oppsigelse etter skriftlig avtale med selskapet. Annen inntekt ervervet av konserndirektøren i sluttvederlagsperioden medfører en forholdsmessig reduksjon. Dette gjelder inntekter fra alle arbeidsforhold eller fra næringsvirksomhet hvor konserndirektøren er aktiv eier.

Retten til sluttvederlag er betinget av at konsernsjefen eller konserndirektøren ikke gjør seg skyldig i grovt mislighold eller grov forsømmelse av sin arbeidsplikt, illojalitet eller annet vesentlig brudd på tjenesteplikter.

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

### Andre ytelser

Medlemmer av konsernledelsen har i tillegg naturalytelser som fri bil og fri elektronisk kommunikasjon. De kan også delta i aksjespareprogrammet som beskrevet over.

### Prestasjonsstyring og resultatvurdering som grunnlag for variabel lønn

Regulering av individuell lønn og utbetaling av variabel lønn foretas med utgangspunkt i prestasjonsevalueringer av måloppnåelse som følges opp gjennom selskapets prestasjonsstyringssystem.

Prestasjonsmålene evalueres i to dimensjoner; «Hva» vi leverer, og «Hvordan» vi leverer. «Hva» vi leverer (forretningsleveranse) defineres i selskapets rammeverk for prestasjonsstyring «Ambisjon til handling», som omfatter strategiske mål, prestasjonsindikatorer (KPI-er) og tiltak for hvert av de fem perspektivene: Sikkerhet, sikring og bærekraft, Mennesker og organisasjon, Drift, Marked og Finans. Equinor setter ambisiøse mål for å inspirere og motivere til sterk innsats og prestasjon.

Mål for «Hvordan» vi leverer er basert på våre kjerneverdier og ledelsesprinsipper, og omfatter atferden som kreves og forventes for å oppnå leveransmålene. Vi tror på å utvikle en sterk ledelse og en kultur som er basert på våre verdier, som bidrar til selskapets langsiktige, bærekraftige framgang. Konsernsjefen og konserndirektørene har satt seg individuelle mål for «Hvordan de leverer», med prioriterte tema som for eksempel sikkerhet, bærekraft og klima, fordeling av ansvar, kontinuerlig forbedring, mangfold og inkludering samt samarbeid.

Prestasjonsvurderingen er helhetlig og innebærer både måling og vurdering. Ettersom KPI-målene kun er indikatorer, anvendes skjønn. Det blir tatt hensyn til vesentlige endringer i forutsetningene samt ambisjonsnivå for de aktuelle målene, hvor bærekraftige de oppnådde resultatene er og strategiske bidrag.

Denne balanserte tilnærmingen med et bredt sett av mål knyttet til både «Hva» og «Hvordan»-dimensjonene, samt en helhetlig prestasjonsevaluering, reduserer sannsynligheten for at belønningspolitikken stimulerer til overdreven risikotaking eller at den på annen måte har utilsiktede konsekvenser.

I prestasjonskontraktene til konsernsjefen og finansdirektøren er ett av flere mål knyttet til selskapets relative avkastning for aksjeeierne (TSR). Nivået på den variable lønnen blir bestemt ut fra en totalvurdering av oppnåelsen av ulike mål, inkludert, men ikke begrenset til selskapets relative avkastning til aksjeeierne.

I 2019 var hovedmålene og KPI-ene for forretningsleveranse for hvert perspektiv slik som beskrevet nedenfor. Hvert perspektiv ble i tillegg støttet av omfattende planer og tiltak.

Strategiske mål		Resultatvurdering for 2019
<b>Sikkerhet, sikring og bærekraft</b>	Strategiske mål og tiltak omfatter sikkerhet, sikring og bærekraft.	Utviklingen av den samlede personskedefrekvensen (TRIF) er positiv, og viste en forbedring fra nivået i 2018. Den endte på rekordlave 2,5, og var i samsvar med målet. I 2018 var resultatet for TRIF 2,8. I løpet av de siste årene har det vært betydelige reduksjoner i antall olje- og gasslekkasjer, og denne utviklingen fortsatte i 2019. Antall olje- og gasslekkasjer i 2019 endte på 10, som var målet, sammenlignet med 12 faktiske olje- og gasslekkasjer i 2018. Frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) gikk noe opp og endte på 0,6, sammenlignet med 0,5 året før, og nådde ikke målet på 0,4. En stor del av SIF-resultatene er knyttet til potensielle hendelser, mens faktisk SIF er på et relativt lavt nivå. CO <sub>2</sub> -intensitet for oppstrømporteføljen endte på 9,5 kg/foe (fat oljeekvivalenter) i 2019, som er noe over 2018-nivået. Økningen i CO <sub>2</sub> -intensitet ble påvirket negativt av å utsette produksjon av gassvolumer for å oppnå høyere priser. Equinors CO <sub>2</sub> -intensitet er nesten halvparten av gjennomsnittsnivået i selskaper som er medlemmer av The International Association of Oil & Gas Producers (IOGP).
<b>Mennesker og organisasjon</b>	Strategiske mål og tiltak omfatter en verdibasert og høyt presterende organisasjon.	Resultatet for medarbeiderutvikling var over målet for 2019, og viste en solid forbedring innen læringsaktiviteter (fra 70.000 læredager i 2018 til 84.500 i 2019). I tillegg var det en stor økning innen e-læring, sammenlignet med året før. Mye av denne forbedringen skyldtes økt tilgang på læringsaktiviteter og mer satsing på utvikling av digitale ferdigheter. Det interne arbeidsmarkedet og antall formelle rotasjoner har vært stabile. Økt bruk av kompetansesentre har ført til økt fleksibilitet i arbeidsstyrken og utvikling av bredere kompetanse gjennom verdikjeden.
<b>Drift</b>	Strategiske mål og tiltak omfatter pålitelig og kostnadseffektiv drift samt endring av olje- og gassindustrien.	Produksjonen i 2019 var 2.074 tusen foe/dag, noe som var litt lavere enn i 2018, da produksjonen var den høyeste i Equinors historie. Resultatene måles mot en produksjon justert for historisk produksjon knyttet til solgte eiendeler på 2.092 tusen foe/dag i 2018. Produksjonen i 2019 var hovedsakelig påvirket av nedsalg og utsatt gassproduksjon grunnet lavere priser i 2019, i forhold til de langsiktige prognosene. Seks felt kom i produksjon i 2019, inkludert Johan Sverdrup- og Marinerfeltene. Produksjonseffektiviteten på 87,5 % var lavere enn målet, og var sterkt påvirket av noen få eiendeler. Det var imidlertid flere eiendeler med en produksjonseffektivitet på over 94 %. De faste driftskostnadene og salgs- og administrasjonskostnadene per foe økte og nådde ikke målet, siden de var påvirket av oppstartskostnader på nye felt samt tap av produksjon fra solgte eiendeler.
<b>Marked</b>	Strategiske mål og tiltak omfatter en fleksibel og robust energi-portefølje.	Investeringskostnadene ble redusert i løpet av året ved å fortsette med effektiviseringstiltakene og en kontinuerlig prioritering. Organiske investeringer endte på 10 milliarder USD, noe som er bedre enn målet for 2019 på om lag 11 milliarder USD. Prognosene for organiske investeringer ble redusert til 10-11 milliarder USD i løpet av året, og resultatet er i den lavere delen av de oppdaterte prognosene. Verdiskapingen fra letevirsomheten har vært god og nådde målsettingen, selv om noen brønner med stort potensial er utsatt til 2020. Verdiskapingen på norsk sokkel har vært høy gjennom høy funnrate og høy verdi på funnene som ligger nær eksisterende infrastruktur. Ressurserstatningsraten endte på 0 %, som er under målsettingen på 100 %, og var påvirket av nedsalg og utsettelse av brønner med stort potensial til 2020. Reserveerstatningsraten endte på 76 %, og var under målet på 100 %. Den organiske reserveerstatningsraten var 83 %. Equinor har også sikret seg tilgang til attraktive nye arealer i 2019.
<b>Finans</b>	Strategiske mål og tiltak omfatter kapasitet til positiv kontantstrøm, lønnsomhet og konkurransekraft.	Med hensyn til relativ total avkastning til aksjonærene ble Equinor rangert på 10. plass blant sammenlignbare selskaper, en posisjon i 4. kvartil, noe som var under målsettingen om å være over gjennomsnittet. Den relative totale avkastningen var påvirket av lave gasspriser i Europa. For den relative avkastningen på sysselsatt kapital (ROACE) ble Equinor rangert på 4. plass blant sammenlignbare selskaper, noe som var bedre enn målsettingen for 2019.

### Styrets vurdering av konsernsjefens prestasjoner

I sin vurdering av konsernsjefens prestasjoner og følgelig hans variable årslønn for 2019, har styret understreket at leveransene i viktige områder har vært både over, på og under de målsettinger som ble satt. Den samlede personskedefrekvensen (TRIF) er på det beste nivået i selskapets historie. Frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) endte imidlertid ikke i henhold til målet, og er et område for kontinuerlig fokus. Vi ser en sterk leveranse innen medarbeiderutvikling. Investeringskostnadene er ytterligere redusert som følge av effektiviseringstiltak og streng prioritering. Verdiskapingen fra leting viste en positiv utvikling i 2019, og nådde målet. Produksjonen er under rekordnivået i 2018, og var hovedsakelig påvirket av nedsalg og utsatt gassproduksjon grunnet lave priser. Produksjonsnivået endte noe under målet om å ha en produksjon justert for historisk produksjon knyttet til solgte eiendeler på samme nivå som i 2018. Produksjonseffektiviteten var under målet, og var negativt påvirket av noen få felt. Kostnadsutviklingen (faste driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader per fat oljeekvivalenter) nådde ikke målet og trenger et fortsatt høyt fokus i tiden framover. Mens relativ total avkastning til aksjonærene (TSR) var under målet, var den relative avkastningen på sysselsatt kapital (ROACE) bedre enn målet. Konsernsjefen har vært en sterk rollemodell for bærekraftig utvikling, og for overgangen til nye energikilder, både innenfor og utenfor selskapet.



**KPI-er for konsernsjefen for 2020**

Forretningsleveranse-dimensjonen («Hva») for konsernsjefens variable lønn (prestasjonsår 2020) og grunnlønnjustering i 2021 baseres på vurdering i forhold til følgende KPI-er:

Sikkerhet, sikring og bærekraft

- Frekvens for alvorlige hendelser
- CO<sub>2</sub>-intensitet for oppstrømporteføljen

Marked

- Produksjonshetskostnaden

Resultater

- Relativ totalavkastning for aksjonærene
- Relativ ROACE (avkastning på sysselsatt kapital)

## Gjennomføring av belønningspolitikken og -prinsippene i 2019

### Innledning

- Belønningspolitikken og -prinsippene som ble gjennomført i 2019, var i henhold til erklæringen som ble fremlagt for generalforsamlingen 15. mai 2019.
- Basert på en vurdering av selskapets generelle resultater i 2018, besluttet styret uavkortet tildeling av langtidsinsentiver (LTI) i 2019, i samsvar med prinsippene for terskelverdien.
- Den generelle lønnsøkningen i 2019 for medlemmer av konsernledelsen som er ansatt av Equinor ASA var i tråd med rammen for den generelle lønnsøkningen i selskapet.

### Selskapets modifikator for variabel lønn for prestasjonsåret 2019

Selskapets resultatmodifikator avhenger av resultatet på to kriterier, avkastning på sysselsatt kapital (ROACE) og samlet avkastning til aksjeeierne (TSR), hvor Equinors resultat på begge parametere måles i forhold til 11 sammenlignbare selskaper<sup>23</sup>. For 2019 var resultatene for Equinor som følger: relativ ROACE nummer 4 og relativ TSR nummer 10 i gruppen av sammenlignbare selskaper. Dette gir et ROACE-resultat i 2. kvartil og et TSR-resultat i 4. kvartil, som gir en modifikator på 0,83 for 2019.

### Vilkår for medlemmer av konsernledelsen

Konsernsjef Eldar Sætres lønn ble økt med 3,5 % (315.768 kroner) til 9.337.713 kroner, med virkning fra 1. september 2019.

Konsernsjefen vil fortsatt delta i en variabel lønnsordning med et målnivå på 25 % (maks 50 %) av fastlønn og selskapets langtidsinsentivordning for 2020 med en bruttoverdi på 30 % av fastlønn. Pensjonsvilkårene er uendret, som beskrevet i avsnittet om pensjon og forsikringsordninger.

### Avvik fra myndighetenes retningslinjer

Konserndirektøren for forretningsområdet Global strategi og forretningsutvikling (GSB), Alasdair Cook, er ansatt av Equinor UK Ltd.

Alasdair Cook tiltrådte denne stillingen i 2018, og styret besluttet da at avvik fra myndighetenes retningslinjer var formålstjenlig på grunn av lokale markedsforhold. Han beholdt sin variable lønn og sin kompensasjon som alternativ til pensjonsopptjening fra sin forrige stilling:

- Variabel lønnsordning med målnivå på 40 % av grunnlønn (maks 80 %). Prinsippene for terskelverdi og selskapets resultatmodifikator på 0,5-1,5 kommer til anvendelse.
- Langtidsinsentivordning på 70 % av grunnlønn, og anvendelse av 3 års gjennomsnittlig resultatmodifikator (0,5-1,5).
- Kontantkompensasjon i stedet for pensjonsopptjening

Dette individuelle avviket innebærer ikke noen endring i selskapets generelle belønningskonsept for konserndirektører, som er forklart i tabellen ovenfor «Hovedelementer – Equinors lederlønnskonsept».

## Beslutningsprosessen

Beslutningsprosessen for etablering eller endring av belønningspolitikk og konsepter, og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til konsernledelsen, følger bestemmelsene i allmennaksjeloven §§ 5-6 og 6-16 a) samt styrets instruks. Styrets instruks er tilgjengelig på [www.equinor.com/styret](http://www.equinor.com/styret).

Styret har etablert et eget kompensasjons- og lederutviklingsutvalg. Kompensasjons- og lederutviklingsutvalget er et saksforberedende organ for styret. Utvalgets hovedoppgave er å bistå styret i dets arbeid med lønns- og arbeidsvilkår for Equinors konsernsjef, og hovedprinsipper og strategi for belønning og lederutvikling av selskapets øverste ledere. Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige ansettelsesvilkår.

Kompensasjons- og lederutviklingsutvalget er kun ansvarlig overfor styret i Equinor ASA for utførelse av sine oppgaver. Styret eller det enkelte styremedlems ansvar endres ikke som følge av utvalgets arbeid.

For videre detaljer om rolle og ansvar for kompensasjons- og lederutviklingsutvalget, se utvalgets instruks på [www.equinor.com/kompensasjonsutvalget](http://www.equinor.com/kompensasjonsutvalget).

<sup>23</sup> Anadarko er ikke lenger med i gruppen av sammenlignbare selskaper som følge av at Occidental Petroleum kjøpte selskapet i 2019.

## Kompensasjon og aksjeeierskap til konsernledelsen

Fast godtgjørelse										2018 Skattbar kompensasjon <sup>9)</sup>	Antall aksjer pr. 31. desember 2019
Medlemmer av konsernledelsen (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) <sup>1), 2)</sup>	Fast-lønn <sup>3)</sup>	Fastlønns-tillegg <sup>4)</sup>	LTI <sup>5)</sup>	Bonus <sup>6)</sup>	Andre skattepliktige ytelser	2019 Skattbar kompensasjon	Ikke skattepliktige natural-ytelser	Estimert pensjonskostnad <sup>7)</sup>	Nåverdi av pensjonsforpliktelse <sup>8)</sup>		
Eldar Sætre <sup>10)</sup>	1.070	0	307	282	78	1.737	0	0	14.655	2.069	82.418
Margareth Øvrums <sup>11)</sup>	700	0	106	116	102	1.023	83	0	7.581	914	67.749
Timothy Dodson	455	0	104	117	42	718	49	149	5.323	829	36.586
Irene Rummelhoff	450	76	122	123	27	797	0	29	1.454	895	34.040
Arne Sigve Nylund	489	0	115	118	31	753	0	136	5.268	876	19.785
Lars Christian Bacher	473	0	106	111	3	694	51	133	3.025	869	31.137
Jannicke Nilsson	407	62	101	90	28	688	33	36	1.436	820	47.906
Torggrim Reitan <sup>11)</sup>	486	0	106	111	36	739	39	127	2.974	1.064	50.984
Pål Eitrheim <sup>9)</sup>	374	60	97	97	18	646	0	23	1.160	292	13.302
Anders Opedal <sup>9)</sup>	500	78	126	136	15	854	0	27	1.456	429	27.614
Alasdair Cook <sup>9), 12)</sup>	800	0	173	203	145	1.320	44	0	0	853	2.173

- 1) Alle beløp i tabellen er presentert i USD basert på gjennomsnittlige valutakurser. 2019: NOK/USD = 0,1136, GBP/USD = 1,2760, BRL/USD = 0,2755. (2018: NOK/USD = 0,1231, GBP/USD = 1,3350, BRL/USD = 0,2562.) Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjente ytelser.
- 2) Alle medlemmer av konsernledelsen har mottatt kompensasjon i NOK unntatt Alasdair Cook som har mottatt kompensasjon i GBP, og Margareth Øvrums som har mottatt kompensasjon både i BRL og NOK.
- 3) Fastlønn består av grunnlønn, fastlønns-element, feriepenger, kontantgodtgjørelse (Alasdair Cook) og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.
- 4) Fastlønns-tillegg består av kompensasjon for bortfall av pensjonsopptjening over 12G (grunnbeløpet i folketrygden).
- 5) I langtidsinsentivordningen (LTI-ordningen) ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Equinoraksjer, inkludert en bindingsperiode. LTI-elementet presenteres i tildelingsåret for medlemmer av konsernledelsen ansatt i Equinor ASA. Alasdair Cook deltar i Equinors internasjonale langtidsinsentivordning som beskrevet i kapitlet Gjennomføring av belønningspolitikken og -prinsippene i 2019.
- 6) Bonus inkluderer feriepenger for medlemmer av konsernledelsen som er bosatt i Norge.
- 7) Estimert pensjonskostnad er beregnet basert på aktuariemessige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt (hovedsakelig grunnlønn) pr. 31. desember 2018 og er innregnet som pensjonskostnad i resultatregnskapet for 2019.
- 8) Eldar Sætre, Arne Sigve Nylund, Margareth Øvrums og Timothy Dodson er medlemmer av den lukkede ytelsesordningen, mens de øvrige medlemmene av konsernledelsen, som er ansatt i Equinor ASA, er medlem av selskapets innskuddsordning.
- 9) Inkluderer beløp for medlemmer av konsernledelsen i 2018 som også er medlemmer i 2019. Alle konserndirektørene har vært medlemmer av konsernledelsen hele året i 2019. Følgende konserndirektører var medlemmer av konsernledelsen bare deler av 2018: Alasdair Cook ble utnevnt til konserndirektør den 1. mai 2018. Anders Opedal og Pål Eitrheim ble begge utnevnt til konserndirektører den 17. august 2018.
- 10) Estimert nåverdi av Eldar Sætres pensjonsforpliktelse er basert på avgang med pensjon fra 67 år. Eldar Sætre har rett til å gå av med pensjon på et tidligere tidspunkt.
- 11) Kompensasjonen til Margareth Øvrums inkluderer også Equinors betingelser for internasjonal utstasjonering. 2018 Skattbar lønn for Torggrim Reitan inkluderer kompensasjon i henhold til Equinors betingelser for internasjonal utstasjonering.
- 12) Alasdair Cooks fastlønn inkluderer 72 tusen USD som er en kompensasjon i stedet for pensjonsopptjening.

Det er ikke gitt lån fra selskapet til medlemmer av konsernledelsen.

## Resultatmodifikator

### Innledning

Etter den opprinnelige godkjenningen av generalforsamlingen i 2016 ble det innført en resultatmodifikator som skal benyttes ved beregning av variabel lønn. Det tas sikte på videreføring av resultatmodifikatoren i 2020. Relativ avkastning til aksjeeierne er anbefalt som ett av kriteriene i modifikatoren. Forslaget er oversendt generalforsamlingen for godkjenning, i samsvar med bestemmelsene i Lov om allmennaksjeselskap § 5-6 tredje ledd siste punktum ref. § 6-16 a, første ledd, tredje punktum nr. 3.

### Bakgrunn

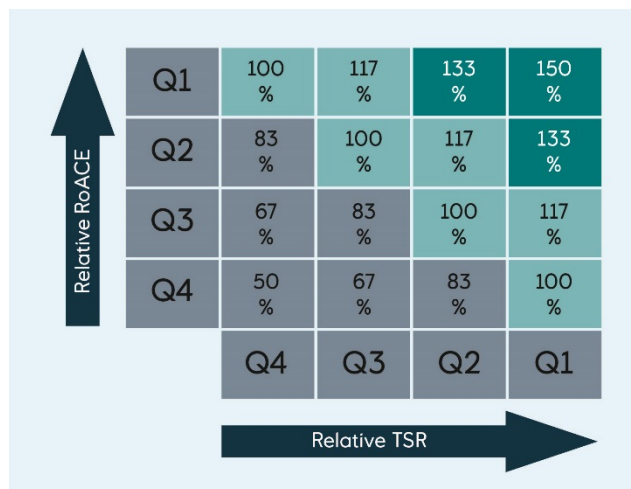
Equinor har en årlig variabel lønnsordning (AVP) for medlemmer av konsernledelsen. Ordningen er beskrevet i avsnitt om belønningssystem og belønningssystem for konsernledelsen. Det er også andre ledere og ansatte i definerte faglige stillinger som kvalifiserer også for individuell variabel lønn i henhold til selskapets retningslinjer.

Resultatmodifikatoren er innført for å styrke koplingen mellom selskapets samlede finansielle resultater og individuell variabel lønn. Statens retningslinjer for fastsettelse av lønn til ledende ansatte understreker også at «det skal være en klar sammenheng mellom de mål som ligger til grunn for den variable lønnen og selskapets mål.»

### Forslag

Basert på dette vil resultatmodifikatoren bli videreført i 2020. Resultatmodifikatoren vil bli vurdert mot to likevektede faktorer: relativ samlet avkastning til aksjeeierne (TSR) og relativ avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE). TSR og ROACE benyttes nå også som prestasjonsindikatorer i konsernets prestasjonsstyringsystem.

Resultatene av disse to prestasjonsindikatorer sammenlignes med våre konkurrenter og fastslår vår relative posisjon. En posisjon i Q1 betyr at Equinor er i øverste kvartil blant sammenlignbare selskaper. En posisjon i Q4 betyr at Equinor sin prestasjon er i nederste kvartil. I år med sterke leveranser på relativ TSR og ROACE vil matrisen føre til at variabel lønn blir modifisert med en faktor høyere enn 1 og, tilsvarende blir den lavere enn 1 i svake år. Kombinasjonen av rangering for begge mål vil fungere som en "multiplikator" i samsvar med retningslinjen i matrisen nedenfor.



Ved å benytte relative tall vil effekten av svingende oljepris bli redusert. Innenfor rammene av 50–150 % er matrisen retningsgivende og multiplikatoren (prosent) kan justeres dersom olje- eller gasspriseffektene, eller annet utenfor selskapets kontroll, anses å gi skjeve resultater i et gitt år.

Under forutsetning om godkjenning av generalforsamlingen i 2020, vil resultatmodifikatoren bli videreført i beregninger av årlig variabel lønn for medlemmer av konsernledelsen i opptjeningsåret 2020, med innvirkning på variabel lønn i 2021. Modifikatoren vil også bli benyttet i andre variable lønnsordninger under konsernledernivå. Videre benyttelse av resultatmodifikatoren vil også bli vurdert og vedtatt dersom dette anses hensiktsmessig.

Årlig variabel lønn for medlemmer av konsernledelsen vil være begrenset til rammen på 50 % av fastlønn, uavhengig av utfallet av resultatmodifikatoren. Eventuelle avvik fra denne rammen vil bli forklart i styrets årlige erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Equinors konsernledelse.

### Aksjeandel

Nedenfor vises antall Equinor-aksjer eid av medlemmene av styret og konsernledelsen og/eller eid av deres nærstående. Hvert medlem av styret og bedriftsforsamlingen eide mindre enn 1 % hver av de utestående Equinor-aksjene.

Aksjeandeler i Equinor (inkludert aksjeandeler for «nære bekjente»)	Per 31. desember 2019	Per 11. mars 2020
<b>Medlemmer i konsernledelsen</b>		
Eldar Sætre	82,418	84,297
Lars Christian Bacher	31,137	31,137
Jannicke Nilsson	47,906	48,248
Anders Opedal	27,614	28,106
Torgrim Reitan	50,984	50,984
Alasdair Cook	2,173	3,057
Tim Dodson	36,586	37,684
Margareth Øvrum	67,749	69,185
Arne Sigve Nylund	19,785	19,785
Pål Eitrheim	13,302	13,302
Irene Rummelhoff	34,040	34,870
		0
<b>Medlemmer i styret</b>		
		0
Jon Erik Reinhardsen	4,584	4,584
Jeroen van der Veer	3,000	6,000
Bjørn Tore Godal	0	0
Wenche Agerup	2,677	2,677
Rebekka Glasser Herlofsen	0	0
Jonathan Lewis	0	0
Finn Bjørn Ruyter	620	620
Per Martin Labråten	1,995	2,153
Hilde Møllerstad	4,859	7,515
Stig Lægreid	1,995	1,995

Hvert medlem av bedriftsforsamlingen eide mindre enn 1 % hver av de utestående Equinor-aksjene per 31. desember 2019 og per 11. mars 2020. Til sammen eide medlemmer av bedriftsforsamlingen 31.126 aksjer per 31. desember 2019 og til sammen 31.932 aksjer per 11. mars 2020. Informasjon om aksjeeierskapet til hvert av medlemmene av bedriftsforsamlingen er oppgitt i seksjon 3.8 Bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen.

Stemmeretten til medlemmene av styret, konsernledelsen og bedriftsforsamlingen avviker ikke fra stemmeretten til ordinære aksjonærer.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

### 3.13 Informasjon og kommunikasjon

Equinors rapportering er basert på åpenhet og ivaretar kravet om likebehandling av aktørene i verdipapirmarkedet. Equinor har fastsatt retningslinjer for selskapets rapportering av finansiell og annen informasjon, og formålet med retningslinjene er å sikre at rask og korrekt informasjon om selskapet gjøres tilgjengelig for våre aksjonærer og samfunnet generelt.

En finansiell kalender og aksjonærinformasjon er tilgjengelig på nettsiden [www.equinor.com/finansiellkalender](http://www.equinor.com/finansiellkalender).

Enheten Investor Relations har det faglige ansvaret for å koordinere selskapets kommunikasjon med kapitalmarkedene og

for relasjonene mellom Equinor 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 Equinors verdipapirer er notert. Investor Relations rapporterer direkte til konserndirektøren for økonomi og finans.

Selskapets ledelse holder regelmessige presentasjoner for investorer og analytikere. Selskapets kvartalspresentasjoner overføres direkte på vår nettside. Investor Relations kommuniserer med eksisterende og potensielle aksjonærer gjennom presentasjoner, møter på tomannshånd, konferanser, nettsider, finansielle medier, telefon, post og e-post. Relevante rapporter og annen relevant informasjon er tilgjengelig på selskapets nettside [www.equinor.com/investor](http://www.equinor.com/investor).

All informasjon som sendes ut til selskapets aksjeeiere publiseres på selskapets nettside samtidig som den blir sendt ut til aksjeeierne.

Avvik fra Anbefalingen: Ingen

### 3.14 Overtakelse

Styret slutter seg til prinsippene om likebehandling av alle aksjonærer, og Equinors vedtekter setter ingen grenser for aksjerverv. Equinor har ingen mekanismer som beskytter selskapet mot overtakelse i sine vedtekter, og har heller ikke iverksatt andre tiltak som begrenser muligheten til å kjøpe aksjer i selskapet. Staten eier 67 % av aksjene, og omsetteligheten av disse aksjene er gjenstand for beslutning i Stortinget.

Styret 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.

#### **Avvik fra Anbefalingen:**

I henhold til Anbefalingen skal styret etablere retningslinjer for hvordan det vil opptre i tilfelle av et overtakelsestilbud. Styret har ikke etablert slike retningslinjer på grunn av selskapets eierstruktur og de årsakene som er nevnt ovenfor. I tilfelle av et bud som drøftet i punkt 14 i Anbefalingen, vil styret, i tillegg til å følge relevant lovgivning, forsøke å følge henstillingene i Anbefalingen. Styret har ingen andre eksplisitte grunnprinsipper eller skriftlige retningslinjer for hvilke prosedyrer som skal følges i tilfelle av et overtakelsesbud. Styret er ellers enig i det som er uttrykt i Anbefalingen når det gjelder dette tema.

## 3.15 Ekstern revisor

Vårt eksterne offentlig registrerte revisorfirma (ekstern revisor) er uavhengig av Equinor og er valgt av generalforsamlingen. Vårt eksterne offentlig registrerte revisorfirma Ernst & Young AS skal følge standardene til Public Company Accounting Oversight Board (USA). Ernst & Young AS skal også utarbeide en rapport i henhold til lover, forskrifter og revisjonsstandarder og -praksis etter god revisjonsskikk i Norge, inkludert International Standards on Auditing (ISA), som omfatter uttalelser om konsernregnskapet og selskapsregnskapet for Equinor ASA. Rapportene er beskrevet i seksjon 4.1.

Godtgjørelsen til ekstern revisor godkjennes av generalforsamlingen.

I henhold til instruksjonen 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 legger ekstern revisor fram en plan for gjennomføring av revisjonsarbeidet for revisjonsutvalget. Ekstern revisor er til stede på styremøter som behandler utarbeidelsen av årsregnskapet.

Ekstern revisor deltar også på møter i revisjonsutvalget. Revisjonsutvalget behandler alle rapporter fra ekstern revisor før styrebehandling. Revisjonsutvalget har møter minst fem ganger i året, og både styret og revisjonsutvalget har regelmessige møter med intern og ekstern revisor uten at ledelsen er til stede.

Revisjonsutvalget vurderer og gir innstilling til styret, bedriftsforsamlingen og generalforsamlingen når det gjelder

valg av ekstern revisor. Utvalget har ansvar for å sikre at ekstern revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de landene Equinor er børsnotert. Ekstern revisor er underlagt amerikansk lovgivning, som krever at ansvarlig partner ikke kan inneha hovedansvaret for oppdraget i mer enn fem år på rad.

I evalueringen av ekstern revisor legges det vekt på firmaets kvalifikasjoner, kapasitet, tilgjengelighet lokalt og internasjonalt, i tillegg til honorarets størrelse.

#### **Retningslinjer og prosedyrer for forhåndsgodkjenning i revisjonsutvalget**

I henhold til revisjonsutvalgets instruks har styret gitt revisjonsutvalget fullmakt til å forhåndsgodkjenne oppdrag som skal utføres av ekstern revisor. I forbindelse med denne forhåndsgodkjenningen har revisjonsutvalget gitt nærmere retningslinjer. Revisjonsutvalget har utarbeidet retningslinjer for ledelsen for forhåndsgodkjenning av oppdrag som skal utføres av ekstern revisor.

Alle revisjonsrelaterte og andre tjenester som utføres av ekstern revisor må forhåndsgodkjennes av revisjonsutvalget. Gitt at forslaget til tjenester er tillatt i henhold til retningslinjer fra SEC i USA, blir det vanligvis gitt forhåndsgodkjenning på ordinære møter i revisjonsutvalget. Lederen av revisjonsutvalget har fullmakt til å forhåndsgodkjenne tjenester som er i samsvar med retningslinjer gitt av revisjonsutvalget som angir nærmere hva slags tjenester som er godkjent. Det er en forutsetning 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.

#### **Godtgjørelse til ekstern revisor 2017 – 2019**

I konsernregnskapet og i morselskapets årsregnskap er ekstern 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.

Den 15. mai 2019 vedtok generalforsamlingen Ernst & Young AS som Equinors revisor, som dermed erstattet KPMG AS. Tabellen under viser samlet godtgjørelse knyttet til profesjonelle tjenester levert av Equinors revisor Ernst & Young AS for regnskapsåret 2019, og KPMG AS for regnskapsårene 2017, 2018 og inntil 15. mai 2019.



### Godtgjørelse til revisor

(i millioner USD, ekskl. mva)	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
Revisjonshonorar Ernst & Young (revisor 2019)	4,7		
Revisjonshonorar KPMG (revisor 2018 og 2017)	2,8	7,1	6,1
Revisjonsrelaterte tjenester Ernst & Young (revisor 2019)	0,5		
Revisjonsrelaterte tjenester KPMG (revisor 2018 og 2017)	1,2	1,0	0,9
Skattehonorar Ernst & Young (revisor 2019)	0,2		
Skattehonorar KPMG (revisor 2018 og 2017)	0,0	0,0	0,0
Andre tjenester Ernst & Young (revisor 2019)	0,9		
Andre tjenester KPMG (revisor 2018 og 2017)	0,0	0,0	0,0
<b>Sum</b>	<b>10,3</b>	<b>8,1</b>	<b>7,0</b>

Alle honorarer i tabellen er godkjent av revisjonsutvalget.

**Revisjonshonorar** defineres som honorar for vanlig revisjonsarbeid som må utføres hvert år for å legge fram en revisjonsberetning om Equinors konsernregnskap, internkontroll over årlig rapportering og rapporter om årsregnskapet. Det omfatter også andre revisjonstjenester, som er tjenester som det bare er ekstern revisor som kan gi, for eksempel revisjon av engangstransaksjoner og anvendelse av nye regnskapsprinsipper, revisjon av vesentlige og nylig gjennomførte systemkontroller og begrenset vurdering av kvartalsregnskapene.

**Revisjonsrelaterte tjenester** omfatter andre kontrolltjenester og tilknyttede tjenester levert av revisor, men som ikke er begrenset til tjenester som bare kan utføres av ekstern revisor som undertegner revisjonsberetningen, og som er relatert til

gjennomføringen av revisjonen eller kontrollen av selskapets årsregnskap, for eksempel aktsomhetsvurdering i forbindelse med oppkjøp, revisjon av pensjons- og fordelsplaner, konsultasjoner vedrørende finansregnskaps- og rapporteringsstandarder.

**Andre tjenester** omfatter tjenester, om noen, levert av revisor innenfor rammen av Sarbanes-Oxley Act, dvs. visse avtalte prosedyrer.

I tillegg til tallene i tabellen over kom revisjonshonorar og honorar for revisjonsrelaterte tjenester knyttet til Equinor-opererte lisenser for årene 2019, 2018 og 2017 på henholdsvis 0,5 millioner USD, 0,9 millioner USD og 0,8 millioner USD.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

# Regnskap og noter

s141	4.1	Konsernregnskap Equinor
s213	4.2	Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass
s226	4.3	Selskapsregnskap for Equinor ASA



## 4.1 Konsernregnskap Equinor

### Uavhengig revisors beretning

Til generalforsamlingen i Equinor ASA

#### Uttalelse om revisjonen av årsregnskapet

##### Konklusjon

Vi har revidert årsregnskapet for Equinor ASA som består av selskapsregnskap og konsernregnskap. Selskapsregnskapet består av balanse per 31. desember 2019, resultatregnskap, oppstilling over totalresultat 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 2019, resultatregnskap, oppstilling over totalresultat, oppstilling over endringer i egenkapitalen og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger.

Etter vår mening

- er årsregnskapet avgitt i samsvar med lov og forskrifter
- gir selskapsregnskapet et rettviseende bilde av selskapets finansielle stilling per 31. desember 2019 og av selskapets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret avsluttet per denne datoen i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapskikk i Norge
- gir konsernregnskapet et rettviseende bilde av konsernets finansielle stilling per 31. desember 2019 og av konsernets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.

##### Grunnlag for konklusjonen

Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder de internasjonale revisjonsstandardene (ISA-ene). Våre oppgaver og plikter i henhold til disse standardene er beskrevet i avsnittet *Revisors oppgaver og plikter ved revisjonen av årsregnskapet*. Vi er uavhengige av selskapet og konsernet i samsvar med de relevante etiske kravene i Norge knyttet til revisjon slik det kreves i lov og forskrift. Vi har også overholdt våre øvrige etiske forpliktelser i samsvar med disse kravene. Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

##### Sentrale forhold ved revisjonen

Sentrale forhold ved revisjonen er de forhold vi mener var av størst betydning ved revisjonen av årsregnskapet for 2019. Disse forholdene ble håndtert ved revisjonens utførelse og da vi dannet oss vår mening om årsregnskapet som helhet, og vi konkluderer ikke særskilt på disse forholdene. Vår beskrivelse av hvordan vi revisjonsmessig håndterte hvert forhold omtalt nedenfor, er gitt på den bakgrunnen.

Vi har også oppfylt våre forpliktelser beskrevet i avsnittet *Revisors oppgaver og plikter ved revisjonen av årsregnskapet* når det gjelder disse forholdene. Vår revisjon omfattet følgende handlinger utformet for å håndtere vår vurdering av risiko for vesentlige feil i årsregnskapet. Resultatet av våre revisjonshandlinger, inkludert handlingene rettet mot forholdene omtalt nedenfor, utgjør grunnlaget for vår konklusjon på revisjonen av årsregnskapet.

##### Gjenvinnbart beløp av produksjonsanlegg olje- og gaseiendeler inkludert anlegg under utbygging

Pr. 31. desember 2019 har konsernet regnskapsført produksjonsanlegg olje- og gaseiendeler, samt eiendeler under utbygging, på henholdsvis 179 063 millioner USD og 10 371 millioner USD som varige driftsmidler. Vi refererer til Note 10 i konsernregnskapet for noteopplysninger.

Som opplyst i note 2 i konsernregnskapet, innebærer fastsettelse av gjenvinnbart beløp av eiendelene betydelig skjønn. I fastsettelsen av gjenvinnbart beløp benyttes forventede kontantstrømmer for å reflektere den iboende usikkerheten i forhold til tidspunkt og beløp i de forutsetningene som brukes i estimeringen av de fremtidige kontantstrømmene. Disse eiendelenes driftsmessige produktivitet og eksterne faktorer kan ha vesentlig innvirkning på de estimerte fremtidige kontantstrømmene og dermed også gjenvinnbart beløp for eiendelene. Forutsetningene som brukes i beregningen av fremtidige kontantstrømmer omfatter fremtidige priser, fremtidige forventede produksjonsvolum og kapital- og driftsutgifter i tillegg til anvendt diskonteringsrente. Disse sentrale forutsetningene er langsiktige og kan påvirkes av fremtidige økonomiske omstendigheter og markedsf forhold.

Vi anser derfor vurderingen av gjenvinnbart beløp av produksjonsanlegg olje- og gaseiendeler inkludert anlegg under utbygging, å være et sentralt forhold i revisjonen, da beløpene i balansen er vesentlige og som følge av kompleksiteten og usikkerheten i estimatene og forutsetningene ledelsen har anvendt i kontantstrømmodellene.

Vi har opparbeidet en forståelse av utformingen og testet utførelsen av kontrollene selskapet har i prosessen for å evaluere vurderingen av gjenvinnbart beløp av produksjonsanlegg olje- og gasseiendeler, inkludert eiendeler under utvikling. Dette omfattet også en forståelse av vurdering av utformingen og testing av utførelsen av kontroller knyttet til ledelsens gjennomgang av forutsetninger og andre relevante faktorer i nedskrivningsvurderinger.

Handlingene omfattet også, der nedskrivningsvurderinger ble gjennomført, å involvere verdsettelsesspesialister for å bistå i vurderingen av ledelsens metode, testingen av matematisk nøyaktighet i modellene og vurderingen av hvorvidt diskonteringsrenten syntes rimelig sammenlignet med eksterne kilder samt etterregningen av bruksverdien for eiendelene som ble vurdert. For eiendeler som tidligere var nedskrevet, vurderte vi faktiske resultater mot prognosene som var anvendt i historiske nedskrivningsanalyser og ledelsens analyser av reverseringer av tidligere nedskrivninger.

For å vurdere input til de diskonterte kontantstrømmodellene sammenlignet vi blant annet drifts- og kapitalkostnader med godkjente driftsbudsjetter fra operatør eller ledelsesprognoser, gjennomgikk ledelsens metodikk for å fastsette fremtidige korte- og langsiktige råvarepriser og sammenlignet disse forutsetningene med anerkjente analytikerens prognoser og prognoser utført av andre internasjonale oljeselskaper. Vi sammenholdt også ledelsens estimater på inntektsskatter mot gjeldende skatteregler og, i den grad det var aktuelt, sammenlignet vi reservevolumer i nedskrivningsmodellene med eksterne verifikasjoner av forventede reserver.

### Estimerte nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Total avsetning for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser utgjorde 14 719 millioner USD pr. 31. desember 2019 og er presentert som avsetninger i balansen i konsernregnskapet. Note 2 og 20 i konsernregnskapet gir informasjon om nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

Estimering av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser involverer betydelig skjønn med hensyn til de forutsetninger som er brukt i estimatet, den iboende kompleksiteten og usikkerheten i estimerte fremtidige kostnader i tillegg til det begrenset historisk erfaring å sammenligne estimerte fremtidige kostnader med. Viktige forutsetninger brukt i estimatet er diskonteringsrente, og fremtidige forventede kostnader, herunder underliggende faktorer som hvor lang tid det vil ta å fjerne installasjonene, dagsrater for rigger, marine operasjoner og tungløftslektre og valutakurser.

Vi anser estimerte fjerningsforpliktelser for å være et sentralt forhold i revisjonen som følge av de vesentlige beløpene i regnskapet og kompleksiteten og usikkerheten i estimatene og forutsetningene brukt i ledelsens kontantstrømmodeller.

Vi har opparbeidet en forståelse av selskapets prosess, vurdert utformingen av og testet utførelsen av kontrollene konsernet har for å fastsette nåverdien av de estimerte fremtidige nedstengnings- og fjerningskostnadene i henhold til lokale forhold og krav. Dette omfattet også kontroller over ledelsens gjennomgåelse av forutsetninger brukt i beregningen av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsen.

Våre revisjonshandlinger for å teste ledelsens estimat for avsetning for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, omfattet blant annet, å vurdere fullstendigheten i avsetningen ved å forespørre relevant personale og sammenligne vesentlige tilganger i varige driftsmidler med ledelsens vurdering av nye fjerningsforpliktelser regnskapsført i perioden. Vi vurderte også metodene som ble benyttet og utførte en sensitivitetsanalyse av ledelsens forutsetninger for å vurdere hvilke forutsetninger som hadde størst påvirkning på estimatet.

Som en del av våre handlinger sammenlignet vi dagsrater for rigger, operasjoner til sjøs og tungløftslektre med ekstern markedsinformasjon eller eksisterende kontrakter. Med hensyn til hvor lang tid fjerningen vil ta, sammenlignet vi mot historisk informasjon på stikkprøvebasis. Vi sammenlignet tidspunkt for fjerning med ledelsens reserveestimer og diskonteringsrente mot eksterne markedsdata. Vi involverte våre verdsettelseseksperter for å bistå med å teste modellene som understøtter avsetningen for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, herunder sensitivitetsvurderinger.

### Tilgangskontroller for IT systemer

Konsernet konkluderte med at det foreslå en vesentlig svakhet i internkontrollen knyttet til finansiell rapportering pr. 31. desember 2019 da selskapets tilgangskontroller knyttet til IT systemer ikke fungerte tilfredsstillende for å sikre tilstrekkelig arbeidsdeling som ivaretok brukertilganger og privilegerte tilganger til finansielle applikasjoner som understøtter utarbeidelsen av konsernregnskapet. Den vesentlige svakheten i internkontrollen påvirker konsernets kontroller knyttet til finansielle applikasjoner og relaterte forretningskontroller, og påvirker tilnærmet alle regnskapslinjer.

Betydelig skjønn måtte utøves for å identifisere og utføre ytterligere revisjonshandlinger knyttet til IT applikasjonene og for relevante regnskapslinjer som ble påvirket av de ikke fungerende kontrollene, og for å vurdere om revisjonshandlingene var hensiktsmessige og om revisjonsbevisene som ble innhentet var tilstrekkelige. Revisjon av de vesentlige områdene av regnskapet som ble påvirket av den vesentlige svakheten i internkontrollen relatert til brukertilganger er vurdert som et sentralt forhold ved revisjonen som følge av betydelig skjønn og involvering av medarbeidere med IT kompetanse var påkrevd for å utforme og utføre det økte omfanget av revisjonshandlinger knyttet til IT applikasjonene og for å vurdere om revisjonshandlingene var hensiktsmessige og om revisjonsbevisene som ble innhentet var tilstrekkelige.

Vi involverte medarbeidere med IT kompetanse for å gjennomføre ytterligere revisjonshandlinger knyttet til brukere med tilgang til IT applikasjoner, inkludert handlinger for å vurdere brukere med tilganger hvor det kunne være mangelfull arbeidsdeling og brukere med



kritiske og sensitive tilganger. Vi økte også omfanget av testing av applikasjonskontroller. Videre vurderte vi betydningen av svakheten i tilgangskontrollene for relevante regnskapslinjer i forhold til kompleksiteten i forretningsprosessene påvirket av IT systemene. Dette inkluderte lavere grenser i utvalgtesting, økt utvalg for eksempel relatert til innhenting av ekstern dokumentasjon og eksterne bekreftelser, og utarbeidelse av revisjonshandlinger for relevante regnskapslinjer, eksempelvis kjøp og salg av olje og gass, sammenlignet med hva vi ville ha gjort dersom konsernets tilgangskontroller hadde fungert tilfredsstillende.

### Øvrig informasjon

Øvrig informasjon omfatter informasjon i selskapets årsrapport bortsett fra årsregnskapet og den tilhørende revisjonsberetningen. Styret og konsernsjefen (ledelsen) er ansvarlig for den øvrige informasjonen. Vår uttalelse om revisjonen av årsregnskapet dekker ikke den øvrige informasjonen, og vi attesterer ikke den øvrige informasjonen.

I forbindelse med revisjonen av årsregnskapet er det vår oppgave å lese den øvrige informasjonen med det formål å vurdere hvorvidt det foreligger vesentlig inkonsistens mellom den øvrige informasjonen og årsregnskapet eller kunnskap vi har opparbeidet oss under revisjonen, eller hvorvidt den tilsynelatende inneholder vesentlig feilinformasjon. Dersom vi konkluderer med at den øvrige informasjonen inneholder vesentlig feilinformasjon, er vi pålagt å rapportere det. Vi har ingenting å rapportere i så henseende.

### Ledelsens ansvar for årsregnskapet

Ledelsen er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet i samsvar med lov og forskrifter, herunder for at det gir et rettviseende bilde i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapskikk i Norge for selskapsregnskapet, og i samsvar med International Financial Reporting Standards (IFRS) som fastsatt av EU for konsernregnskapet. Ledelsen er også ansvarlig for slik intern kontroll som den finner nødvendig for å kunne utarbeide et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

Ved utarbeidelsen av årsregnskapet må ledelsen ta standpunkt til selskapets evne til fortsatt drift og opplyse om forhold av betydning for fortsatt drift. Forutsetningen om fortsatt drift skal legges til grunn for årsregnskapet med mindre ledelsen enten har til hensikt å avvikle selskapet eller legge ned virksomheten, eller ikke har noe annet realistisk alternativ.

### Revisors oppgaver og plikter ved revisjonen av årsregnskapet

Vårt mål er å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet som helhet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil, og å avgis en revisjonsberetning som inneholder vår konklusjon. Betryggende sikkerhet er en høy grad av sikkerhet, men ingen garanti for at en revisjon utført i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder ISA-ene, alltid vil avdekke vesentlig feilinformasjon. Feilinformasjon kan skyldes misligheter eller feil og er å anse som vesentlig dersom den enkeltvis eller samlet med rimelighet kan forventes å påvirke de økonomiske beslutningene som brukerne foretar på grunnlag av årsregnskapet.

Som del av en revisjon i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder ISA-ene, utøver vi profesjonelt skjønn og utviser profesjonell skepsis gjennom hele revisjonen. I tillegg

- identifiserer og anslår vi risikoen for vesentlig feilinformasjon i årsregnskapet, enten det skyldes misligheter eller feil. Vi utformer og gjennomfører revisjonshandlinger for å håndtere slike risikoer, og innhenter revisjonsbevis som er tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon. Risikoen for at vesentlig feilinformasjon som følge av misligheter ikke blir avdekket, er høyere enn for feilinformasjon som skyldes feil, siden misligheter kan innebære samarbeid, forfalskning, bevisste utelatelser, uriktige fremstillinger eller overstyring av intern kontroll;
- opparbeider vi oss en forståelse av den interne kontrollen som er relevant for revisjonen, for å utforme revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets interne kontroll;
- vurderer vi om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimaterne og tilhørende noteopplysninger utarbeidet av ledelsen er rimelige;
- konkluderer vi på om ledelsens bruk av fortsatt drift-forutsetningen er hensiktsmessig og, basert på innhentede revisjonsbevis, hvorvidt det foreligger vesentlig usikkerhet knyttet til hendelser eller forhold som kan skape betydelig tvil om selskapets evne til fortsatt drift. Dersom vi konkluderer med at det foreligger vesentlig usikkerhet, kreves det at vi i revisjonsberetningen henleder oppmerksomheten på tilleggsopplysningene i årsregnskapet. Hvis slike tilleggsopplysninger ikke er tilstrekkelige, må vi modifisere vår konklusjon. Våre konklusjoner er basert på revisjonsbevis innhentet frem til datoen for revisjonsberetningen. Etterfølgende hendelser eller forhold kan imidlertid medføre at selskapets evne til fortsatt drift ikke lenger er til stede;
- vurderer vi den samlede presentasjonen, strukturen og innholdet i årsregnskapet, inkludert tilleggsopplysningene, og hvorvidt årsregnskapet gir uttrykk for de underliggende transaksjonene og hendelsene på en måte som gir et rettviseende bilde;
- innhenter vi tilstrekkelig og hensiktsmessig revisjonsbevis vedrørende den finansielle informasjonen til enhetene eller forretningsområdene i konsernet for å kunne gi uttrykk for en mening om konsernregnskapet. Vi er ansvarlige for å fastsette strategien for, følge opp og gjennomføre konsernrevisjonen, og vi har et udelt ansvar for konklusjonen på revisjonen av konsernregnskapet.

Vi kommuniserer med styret blant annet om det planlagte omfanget av revisjonen, tidspunktet for vårt revisjonsarbeid og eventuelle vesentlige funn i vår revisjon, herunder vesentlige svakheter i den interne kontrollen som vi avdekker gjennom vårt arbeid.

Vi avgir en uttalelse til styret om at vi har etterlevd relevante etiske krav til uavhengighet, og kommuniserer med dem alle relasjoner og andre forhold som med rimelighet kan tenkes å kunne påvirke vår uavhengighet, og der det er relevant, om tilhørende forholdsregler.

Av de forholdene vi har kommunisert med styret, tar vi standpunkt til hvilke som var av størst betydning for revisjonen av regnskapet for den aktuelle perioden, og som derfor er sentrale forhold ved revisjonen. Vi beskriver disse forholdene i revisjonsberetningen med mindre lov eller forskrift hindrer offentliggjøring av forholdet, eller dersom vi, i ekstremt sjeldne tilfeller, beslutter at forholdet ikke skal omtales i beretningen siden de negative konsekvensene ved å gjøre dette med rimelighet må forventes å oppveie allmennhetens interesse av at forholdet blir omtalt.

### **Uttalelse om øvrige lovmessige krav**

#### **Konklusjon om årsberetningen og redegjørelsene om foretaksstyring og samfunnsansvar**

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen, i redegjørelsen om eierstyring og selskapsledelse og bærekraftrapporten 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 nødvendige i henhold til internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000 «Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenklet revisorkontroll av historisk finansiell informasjon», mener vi at ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringskikk i Norge.

Stavanger, 19. mars 2020

ERNST & YOUNG AS

/s/ Erik Mamelund

statsautorisert revisor

## KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret		
		2019	2018	2017
Salgsinntekter	3	<b>62.911</b>	78.555	60.971
Resultatandel investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	12	<b>164</b>	291	188
Andre inntekter	4	<b>1.283</b>	746	27
<b>Sum inntekter</b>	<b>3</b>	<b>64.357</b>	79.593	61.187
Varekostnad		<b>(29.532)</b>	(38.516)	(28.212)
Driftskostnader		<b>(9.660)</b>	(9.528)	(8.763)
Salgs- og administrasjonskostnader		<b>(809)</b>	(758)	(738)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	10, 11	<b>(13.204)</b>	(9.249)	(8.644)
Letekostnader	11	<b>(1.854)</b>	(1.405)	(1.059)
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>(55.058)</b>	(59.456)	(47.416)
<b>Driftsresultat</b>	<b>3</b>	<b>9.299</b>	20.137	13.771
Renter og andre finanskostnader		<b>(1.450)</b>	(1.040)	(903)
Andre finansposter		<b>1.443</b>	(224)	552
<b>Netto finansposter</b>	<b>8</b>	<b>(7)</b>	(1.263)	(351)
<b>Resultat før skattekostnad</b>		<b>9.292</b>	18.874	13.420
Skattekostnad	9	<b>(7.441)</b>	(11.335)	(8.822)
<b>Årets resultat</b>		<b>1.851</b>	7.538	4.598
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		<b>1.843</b>	7.535	4.590
Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser		<b>8</b>	3	8
Ordinært resultat per aksje (i USD)		<b>0,55</b>	2,27	1,40
Utvannet resultat per aksje (i USD)		<b>0,55</b>	2,27	1,40
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående (i millioner)		<b>3.326</b>	3.326	3.268
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære aksjer utestående, utvannet (i millioner)		<b>3.334</b>	3.335	3.288

## KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER TOTALRESULTAT

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret		
		2019	2018	2017
Årets resultat		<b>1.851</b>	7.538	4.598
Aktuarmessige gevinster/(tap) på ytelsesbaserte pensjonsordninger	19	<b>427</b>	(110)	172
Skatt på andre inntekter og kostnader		<b>(98)</b>	22	(38)
Inntekter og kostnader som ikke vil bli reklassifisert til konsernresultatregnskapet		<b>330</b>	(88)	134
Omregningsdifferanser		<b>(51)</b>	(1.652)	1.710
Gevinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg		<b>0</b>	64	(64)
Andel innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	12	<b>44</b>	(5)	(40)
Inntekter og kostnader som kan bli reklassifisert til konsernresultatregnskapet		<b>(7)</b>	(1.593)	1.607
Andre inntekter og kostnader		<b>323</b>	(1.681)	1.741
Totalresultat		<b>2.174</b>	5.857	6.339
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		<b>2.166</b>	5.855	6.331
Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser		<b>8</b>	3	8

## KONSERNBALANSE

(i millioner USD)	Note	31. desember	
		2019	2018
<b>EIENDELER</b>			
Varige driftsmidler	10, 22	<b>69.953</b>	65.262
Immaterielle eiendeler	11	<b>10.738</b>	9.672
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	12	<b>1.442</b>	2.863
Utsatt skattefordel	9	<b>3.881</b>	3.304
Pensjonsmidler	19	<b>1.093</b>	831
Finansielle derivater	26	<b>1.365</b>	1.032
Finansielle investeringer	13	<b>3.600</b>	2.455
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	13	<b>1.214</b>	1.033
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>93.285</b>	86.452
<b>Varelager og andre fordringer</b>			
Varelager	14	<b>3.363</b>	2.144
Kundefordringer og andre fordringer	15	<b>8.233</b>	8.998
Finansielle derivater	26	<b>578</b>	318
Finansielle investeringer	13	<b>7.426</b>	7.041
Betalingsmidler	16	<b>5.177</b>	7.556
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>24.778</b>	26.056
<b>Sum eiendeler</b>		<b>118.063</b>	112.508
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>			
Aksjonærs egenkapital		<b>41.139</b>	42.970
Ikke-kontrollerende eierinteresser		<b>20</b>	19
<b>Sum egenkapital</b>	17	<b>41.159</b>	42.990
<b>Finansiell gjeld</b>			
Finansiell gjeld	18, 22	<b>24.945</b>	23.264
Utsatt skatt	9	<b>9.410</b>	8.671
Pensjonsforpliktelser	19	<b>3.867</b>	3.820
Avsetninger og annen gjeld	20	<b>17.951</b>	15.952
Finansielle derivater	26	<b>1.173</b>	1.207
<b>Sum langsiktig gjeld</b>		<b>57.346</b>	52.914
<b>Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger</b>			
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	21	<b>10.450</b>	8.369
Betalbar skatt		<b>3.699</b>	4.654
Finansiell gjeld	18, 22	<b>4.087</b>	2.463
Skyldig utbytte	17	<b>859</b>	766
Finansielle derivater	26	<b>462</b>	352
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>		<b>19.557</b>	16.605
<b>Sum gjeld</b>		<b>76.904</b>	69.519
<b>Sum egenkapital og gjeld</b>		<b>118.063</b>	112.508

## KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i millioner USD)	Aksjekapital	Annen innskutt egenkapital	Opptjent egenkapital	Omregnings- differanser	Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapital- konsoliderte investeringer	Aksjonærs egenkapital	Ikke- kontrollerende eierinteresser	Sum egenkapital
<b>31. desember 2016</b>	1.156	6.607	32.573	(5.264)	0	35.072	27	35.099
Årets resultat			4.590			4.590	8	4.598
Andre inntekter og kostnader			71	1.710	(40)	1.741		1.741
Totalresultat								6.339
Utbytte	24	1.333	(2.891)			(1.534)		(1.534)
Andre egenkapitaltransaksjoner		(8)	0			(8)	(10)	(18)
<b>31. desember 2017</b>	1.180	7.933	34.342	(3.554)	(40)	39.861	24	39.885
Årets resultat			7.535			7.535	3	7.538
Andre inntekter og kostnader			(24)	(1.652)	(5)	(1.681)		(1.681)
Totalresultat								5.857
Utbytte	5	333	(3.064)			(2.726)		(2.726)
Andre egenkapitaltransaksjoner		(19)	0			(19)	(8)	(27)
<b>31. desember 2018</b>	1.185	8.247	38.790	(5.206)	(44)	42.970	19	42.990
Årets resultat			1.843			1.843	8	1.851
Andre inntekter og kostnader			330	(51)	44	323		323
Totalresultat								2.174
Utbytte			(3.453)			(3.453)		(3.453)
Tilbakekjøp av aksjer		(500)				(500)		(500)
Andre egenkapitaltransaksjoner		(15)	(29)			(44)	(7)	(52)
<b>31. desember 2019</b>	1.185	7.732	37.481	(5.258)	0	41.139	20	41.159

Se note 17 Egenkapital og utbytte for ytterligere informasjon.



## KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret		
		2019	2018	2017
Resultat før skattekostnad		<b>9.292</b>	18.874	13.420
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	10	<b>13.204</b>	9.249	8.644
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	11	<b>777</b>	357	(8)
(Gevinst)/tap på valutatransaksjoner		<b>(224)</b>	166	(127)
(Gevinst)/tap fra salg av eiendeler og virksomheter	4	<b>(1.187)</b>	(648)	395
(Økning)/reduksjon i andre poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		<b>1.016</b>	(526)	(884)
(Økning)/reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	26	<b>(595)</b>	409	19
Mottatte renter		<b>215</b>	176	148
Betalte renter		<b>(723)</b>	(441)	(622)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital		<b>21.776</b>	27.615	20.985
Betalte skatter		<b>(8.286)</b>	(9.010)	(5.766)
(Økning)/reduksjon i arbeidskapital		<b>259</b>	1.090	(417)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		<b>13.749</b>	19.694	14.802
Kjøp av virksomheter <sup>1)</sup>	4	<b>(2.274)</b>	(3.557)	0
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler		<b>(10.204)</b>	(11.367)	(10.755)
(Økning)/reduksjon i finansielle investeringer		<b>(1.012)</b>	1.358	592
(Økning)/reduksjon i derivater finansielle instrumenter		<b>298</b>	238	(439)
(Økning)/reduksjon i andre rentebærende poster		<b>(10)</b>	343	79
Salg av eiendeler og virksomheter	4	<b>2.608</b>	1.773	406
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter		<b>(10.594)</b>	(11.212)	(10.117)
Ny finansiell gjeld	18	<b>984</b>	998	0
Nedbetaling finansiell gjeld	22	<b>(2.419)</b>	(2.875)	(4.775)
Betalt utbytte	17	<b>(3.342)</b>	(2.672)	(1.491)
Tilbakekjøp av aksjer	17	<b>(442)</b>	0	0
Netto endring kortsiktige lån og annet		<b>(277)</b>	(476)	444
Kontantstrøm fra/(benyttet til) finansieringsaktiviteter	18	<b>(5.496)</b>	(5.024)	(5.822)
Netto økning/(reduksjon) i betalingsmidler		<b>(2.341)</b>	3.458	(1.137)
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		<b>(38)</b>	(292)	436
Betalingsmidler ved årets begynnelse (netto etter kassakredittrekk)	16	<b>7.556</b>	4.390	5.090
Betalingsmidler ved årets utgang (netto etter kassakredittrekk)	16	<b>5.177</b>	7.556	4.390

1) Netto etter fradrag av anskaffede betalingsmidler.

Betalingsmidler inkluderer kassakredittrekk på 0 millioner USD per 31. desember 2019, 2018 og 2017.

Betalte renter i kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er eksklusive aktiverte renter på 480 millioner USD per 31. desember 2019, 552 millioner USD per 31. desember 2018 og 454 millioner USD per 31. desember 2017. Aktiverte renter er inkludert i Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler i kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter.

# Noter til konsernregnskapet

## 1 Organisasjon

Equinor 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.

Equinor ASAs aksjer er notert på Oslo Børs (Norge) og New York Stock Exchange (USA).

Equinor-konsernets virksomhet består i hovedsak av leting etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede produkter og andre energiformer.

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

Equinors konsernregnskap for 2019 ble godkjent av styret i henhold til vedtak av 16. mars 2020.

## 2 Vesentlige regnskapsprinsipper

### Overensstemmelseserklæring

Det konsoliderte regnskapet for Equinor ASA og dets datterselskaper ("Equinor") er avlagt i samsvar med Internasjonale Regnskapsstandarder (IFRSer) som fastsatt av Den europeiske unionen (EU), og med IFRSer utgitt av International Accounting Standards Board (IASB) som er gjeldende per 31. desember 2019.

### Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

I årsregnskapet er historisk kost prinsippet lagt til grunn, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor. Regnskapsprinsippene som beskrives i denne noten gjelder på balansedagen hvis ikke annet er sagt. Disse prinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette konsernregnskapet, bortsett fra i tilfeller som nevnt i relevante noter, basert på implementeringen av nye regnskapsstandarder og frivillige prinsippendringer i 2019 og implementeringen av IFRS 15 Driftsinntekter fra kontrakter med kunder og IFRS 9 Finansielle Instrumenter i 2018. Enkelte sammenligningstall er omarbeidet for å stemme overens med presentasjonen i inneværende år. På grunn av avrunding, kan sum og delsum i årsregnskapet være ulik totalen av tallene som framgår i enkelte tabeller i notene.

Driftsrelaterte kostnader i konsernresultatregnskapet er presentert som en kombinasjon av funksjon og art i samsvar med bransjepraksis. Varekostnad, samt avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger, er presentert på egne linjer basert på art, mens driftskostnader, salgs- og administrasjonskostnader og letekostnader er presentert basert på funksjon. Betydelige kostnader som lønn, pensjoner, osv. er presentert basert på art i notene til konsernregnskapet.

### Endring i vesentlige regnskapsprinsipper i rapporteringsperioden

#### IFRS 16 Leieavtaler

Med virkning fra 1. januar 2019 implementerte Equinor IFRS 16 Leieavtaler. Det vises til note 22 Leieavtaler og note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler for informasjon om standarden, samt om Equinors prinsipp- og implementeringsvalg, og implementeringseffekten av IFRS 16.

#### Øvrige endringer i standarder og fortolkninger av standarder

Øvrige endringer i standarder og fortolkninger av standarder med virkning fra 1. januar 2019 og implementert av Equinor, var ikke vesentlige for Equinors konsernregnskap på implementeringstidspunktet.

#### Frivillig endring i regnskapsprinsipp (salgsmetoden)

Med virkning fra 1. januar 2019 endret Equinor sitt prinsipp for regnskapsføring av salgsinntekt fra produksjon av olje- og gasseiendeler der Equinor deler eierinteresser med andre selskaper. I stedet for å innregne salgsinntekt basert på Equinors eierskap i produserende felt, innregner Equinor nå salgsinntekt på bakgrunn av løftede og solgte volumer i perioden (salgsmetoden). Denne prinsippendringen ble gjort på bakgrunn av en agenda-beslutning i IFRS' fortolkningskomite (IFRIC) vedrørende emnet «Salg av produksjon fra en partner i en felleskontrollert driftsordning (IFRS 11)» som ble sluttført i mars 2019. Virkningen på Equinors konsernregnskap ved implementeringen var uvesentlig.

#### Utgitte, ikke implementerte standarder, tolkninger av standarder, og endringer i standarder

På balansedagen er følgende nye regnskapsstandarder, endringer i standarder og fortolkninger av standarder som er relevant for Equinor vedtatt, men ikke trådt i kraft:

**Endringer i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger**

Endringer i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger, utgitt i oktober 2018 og med virkning fra 1. januar 2020, innebærer klargjøringer i definisjonen av en virksomhet. Endringene etablerer også en valgfri test for identifisering av konsentrasjon av virkelig verdi som, hvis testen anvendes og kravene oppfylles, vil konkludere med at en oppkjøpt gruppe aktiviteter og eiendeler ikke utgjør en virksomhet. Endringene skal anvendes på relevante transaksjoner som skjer på eller etter implementeringsdatoen, og Equinor vil implementere endringene i tråd med dette.

**Andre standarder, endringer i standarder og fortolkninger av standarder**

Øvrige standarder, endringer i standarder og fortolkninger av standarder som er utgitt, men ikke trådt i kraft, forventes ikke å være vesentlige for Equinors konsernregnskap, eller forventes ikke å være relevante for Equinor på implementeringstidspunktet.

**Konsolidering**

Konsernregnskapet omfatter regnskapet til morselskapet Equinor ASA og datterselskaper, og inkluderer Equinors eierinteresser i felleskontrollert virksomhet og tilknyttede foretak.

**Datterselskaper**

Foretak vurderes å være kontrollert av Equinor, og blir konsolidert i konsernregnskapet, når Equinor har kontroll over foretaket, mulighet til å påvirke avkastningen gjennom sin kontroll over foretaket, og er eksponert for eller har rettigheter til variabel avkastning fra sitt engasjement i foretaket.

Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende, inkludert urealiserte interne gevinster og tap, er eliminert.

Ikke-kontrollerende eierinteresser presenteres på egen linje innenfor egenkapitalen i konsernbalansen.

**Felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger, felleskontrollert virksomhet og tilknyttede foretak**

En ordning der Equinor er deltaker med langsiktig eierinteresse defineres som felleskontrollert når deling av kontroll er kontraktmessig avtalt, noe som bare foreligger når beslutninger om relevante aktiviteter krever enstemmighet mellom partene som deler kontrollen. Slike felleskontrollerte ordninger klassifiseres enten som felleskontrollerte driftsordninger eller felleskontrollert virksomhet.

Partene som har felles kontroll over en felleskontrollert driftsordning har rettigheter med hensyn til eiendelene og plikter med hensyn til forpliktelsene som er knyttet til deres respektive andel av den felleskontrollerte ordningen. I vurderingen av om vilkårene i den kontraktmessige avtalen og andre fakta og omstendigheter fører til en klassifisering som felleskontrollert driftsordning, vurderer Equinor særlig karakteristika ved produktene og markedene til ordningen, og om substansen i avtalene medfører at partene har rettigheter til det alt vesentlige av ordningens eiendeler. Equinor innregner sin andel av eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader i felleskontrollerte driftsordninger i samsvar med prinsippene som gjelder for slike eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader.

Oppkjøp av eierandeler i felleskontrollerte driftsordninger med aktivitet som utgjør en virksomhet, bokføres i henhold til relevante krav for virksomhetssammenslutning.

De av Equinors lete- og utvinningslisenser som faller inn under virkeområdet til IFRS 11 Felleskontrollerte ordninger er klassifisert som felleskontrollerte driftsordninger. En betydelig andel av Equinors felles lete- og produksjonsaktivitet i enheter uten begrenset ansvar drives i ordninger som ikke er felleskontrollerte, enten fordi det ikke er krav om enstemmighet mellom de involverte partene, eller fordi ingen enkeltstående gruppe deltakere har felles kontroll over virksomheten. Lisensbasert aktivitet hvor kontroll kan oppnås gjennom avtaler mellom flere enn en kombinasjon av involverte parter ansees å ligge utenfor virkeområdet til IFRS 11, og slike aktiviteter innregnes linje for linje i tråd med Equinors eierandel. For tiden er det ikke vesentlige forskjeller i Equinors regnskapsføring av lisensaktiviteter i enheter uten begrenset ansvar, enten de ligger innenfor eller utenfor virkeområdet til IFRS 11.

Felleskontrollerte virksomheter hvor Equinor har rettigheter knyttet til ordningens netto eiendeler, regnskapsføres etter egenkapitalmetoden. For tiden omfatter dette flertallet av Equinors investeringer i Nye energiløsninger (NES), som inngår i segmentet «Andre».

Investeringer i foretak hvor Equinor ikke har kontroll eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsippavgjørelser, samt Equinors deltakelse i felleskontrollerte virksomheter, klassifiseres som tilknyttede foretak og regnskapsføres etter egenkapitalmetoden. Egenkapitalmetoden innebærer at investeringer blir ført i balansen til kostpris med tillegg av Equinors andel av endring i enhetens netto eiendeler etter oppkjøpet, med fratrukk for mottatte kapitalutdelinger og eventuelle nedskrivninger av investeringen. Den delen av utdelt utbytte fra en egenkapitalkonsolidert investering som overstiger investeringens bokførte verdi i konsernbalansen, inngår som resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer i konsernresultatregnskapet. I påfølgende regnskapsperioder vil Equinor bare reflektere den andel av netto resultatandel fra investeringen som overstiger det allerede resultatførte utbyttet. Goodwill kan forekomme og utgjør det beløp som Equinors investering overstiger netto markedsverdi av det tilknyttede foretakets eller den felleskontrollerte virksomhetens identifiserbare eiendeler og forpliktelser med. Slik goodwill innregnes som del av den angjeldende investeringen. Konsernresultatregnskapet reflekterer Equinors andel av resultat etter skatt for en egenkapitalkonsolidert investering, med justering for avskrivning, amortisering og eventuell

nedskrivning av enhetens eiendeler basert på deres markedsverdi på oppkjøpstidspunktet. Der det er vesentlige forskjeller i regnskapsprinsipper, gjøres justeringer i regnskapet slik at de anvendte prinsippene til en egenkapitalkonsolidert investering er i tråd med Equinors regnskapsprinsipper. Vesentlige urealiserte gevinster på transaksjoner mellom Equinor og en egenkapitalkonsolidert investering elimineres for Equinors andel av denne enheten. Urealiserte tap elimineres også, med mindre transaksjonen innebærer bevis for at overdratte eiendeler må nedskrives. Equinor vurderer egenkapitalkonsoliderte investeringer for nedskrivning når hendelser eller endrede forhold tilsier at bokført verdi ikke er gjenninnbar.

### Equinor som operatør for felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger

Indirekte kostnader som personalkostnader akkumuleres i kostnadspooler. Slike kostnader blir allokert med utgangspunkt i påløpte timer til forretningsområder og Equinor-opererte felleskontrollerte driftsordninger under IFRS 11 og lignende ordninger (lisenser) utenfor virkeområdet til IFRS 11. Kostnader allokert til de andre partnernes andeler i felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger reduserer kostnadene i konsernresultatregnskapet. Kun Equinors andel av resultatposter og balanseposter relatert til Equinor-opererte felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger er reflektert i Equinors resultatregnskap og balanse. Regnskapsføring av leieavtaler i felleskontrollerte driftsordninger og lignende ordninger beskrives nærmere i Note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler i avsnittet vedrørende «Skille mellom operatører og felleskontrollerte virksomheter som leietakere, inkludert vurderinger rundt framleie», og avhenger av hvorvidt Equinor og alle deltakerne i en lisens deler primæransvaret for leiebetalingene.

### Segmentrapportering

Equinor identifiserer driftssegmenter (forretningsområder) basert på de deler av konsernet som regelmessig gjennomgås av øverste beslutningstaker, konsernledelsen. Equinor rapporterer forretningsområder samlet når disse tilfredsstiller gitte kriterier for sammenslåing.

Regnskapsprinsippene som beskrevet i denne noten gjelder også for finansiell informasjon som er inkludert i segmentrelaterte noteopplysninger i dette konsernregnskapet, med unntak av informasjon vedrørende IFRS 16 Leieavtaler. Note 3 Segmentinformasjon gir nærmere informasjon om regnskapsføring av leieavtaler i rapporteringssegmentene.

### Omgjøring 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 konsernregnskapet som gevinst eller 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 konsernregnskapets 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. Lån fra Equinor ASA til datterselskap med annen funksjonell valuta enn morselskapet, og der oppgjør verken er planlagt eller sannsynlig i overskuelig framtid, ansees som del av morselskapets nettoinvestering i datterselskapet. Omregningsdifferanser som oppstår på slike lån innregnes mot egenkapitalen i konsernregnskapet.

### Presentasjonsvaluta

Ved utarbeidelse av konsernregnskapet blir resultat, balanse og kontantstrømoppstilling for hvert datterselskap omregnet fra funksjonell valuta til USD, som er presentasjonsvaluta for Equinors konsernregnskap. Når et datterselskap har en annen funksjonell valuta enn USD, omregnes eiendeler og gjeld til USD basert på kursen på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på kursen på transaksjonstidspunktet. Differanser ved omregning fra funksjonell valuta til presentasjonsvaluta føres for seg mot egenkapitalen. Ved salg av en virksomhet blir det akkumulerte omregningsbeløpet som tidligere er innregnet mot egenkapitalen reklassifisert til resultatregnskapet og inkludert som en del av salgsggevinst eller -tap.

### Virksomhetssammenslutninger

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

### Prinsipper for inntektsføring

Equinor presenterer 'Inntekter fra kundekontrakter' og 'Andre salgsinntekter' på en enkelt linje, 'Salgsinntekter' i konsernresultatregnskapet.

### Inntekter fra kundekontrakter

Inntekter fra kundekontrakter blir regnskapsført når leveringsforpliktelsene for varer eller tjenester i hver enkelt kundekontrakt er oppfylt. Inntekten som innregnes er det beløpet som selskapet forventer å motta som godtgjørelse knyttet til disse varene og tjenestene. Inntektene fra salg av råolje, naturgass og petroleumsprodukter samt andre varer blir regnskapsført når kunden tar kontroll over varene, normalt når eiendomsretten overføres ved varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen. Hvert slikt salg representerer normalt en leveringsforpliktelse, som når det gjelder naturgass gjennomføres over tid i henhold til levering av de fysiske kvantum.

Salg og kjøp av råvarer, når disse ikke gjøres opp på nettobasis fordi de er vurdert å være finansielle instrumenter eller inngår i en separat handelsstrategi, vises brutto i resultatregnskapet som inntekter fra kundecontrakter og varekostnad. Salg av Equinors egenproduserte olje- og gassvolumer vises alltid brutto som inntekter fra kundecontrakter.

Inntekter knyttet til olje- og gassproduksjon fra felt hvor Equinor har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres basert på Equinors løftede og solgte volumer i perioden (salgsmetoden). Dersom det er løftet og solgt et større volum enn det Equinors eierandel tilsier, blir det avsatt for kostnadene knyttet til overløftet. Dersom det er løftet og solgt mindre enn det Equinors eierandel tilsier, utsettes kostnadsføringen knyttet til underløftet.

Inntekter regnskapsføres eksklusive toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje ("royalty in-kind").

#### Andre salgsinntekter

Poster som representerer en form for salgsinntekt, eller som er nær knyttet til inntekter fra kundecontrakter, presenteres som andre salgsinntekter hvis de ikke kvalifiserer som inntekter fra kundecontrakter. Disse postene med andre salgsinntekter inkluderer skatt betalt i form av fysisk leveranse ('in kind') i henhold til visse produksjonsdelingsavtaler (PSAer), og nettoeffekten av råvaretrading og råvarebaserte derivater knyttet til salgskontrakter eller til inntektsrelatert risikostyring.

Inntekter fra kundecontrakter og Andre salgsinntekter vises i konsernresultatregnskapet som en linje, Salgsinntekter.

#### Transaksjoner med Den norske stat

Equinor markedsfører og selger Den norske stats andel av olje- og gassproduksjon fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltakelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom SDØE. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført som henholdsvis varekostnad og inntekter fra kundecontrakter. Equinor selger, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statsens produksjon av naturgass. Disse salgene, og de relaterte utgifter refundert av Den norske stat, er regnskapsført netto i konsernregnskapet. Salg av naturgass i navnet til et av Equinors datterselskaper vises også netto (uten SDØEs andel) i konsernresultatregnskapet, men slik aktivitet vises brutto i konsernbalansen.

#### 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.

#### Forskning og utvikling

Equinor driver forskning og utvikling både gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensvirksomhet og for egen regning og risiko. Equinors egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling og de totale utgiftene ved egne prosjekter vurderes med hensyn på balanseføring i tråd med de relevante IFRS-reglene. I etterfølgende perioder rapporteres eventuelle balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

#### Inntektsskatt

Skattekostnad i konsernregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i konsernresultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er innregnet direkte mot egenkapitalen.

Betalbar skatt er beløpet som skal betales basert på skattepliktig inntekt i regnskapsperioden, inklusive justeringer av betalbar skatt for tidligere år. Usikre skatteposisjoner og mulige skattekrav vurderes individuelt. Sannsynlige framtidige utbetalinger (knyttet til potensielle skattekrav, inkludert straffeskatt) inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Framtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt (knyttet til omstridte skattekrav) reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sannsynlig. Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i netto finansposter i konsernregnskapet. Friinntekten på norsk sokkel innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets skattemelding og påvirker betalbar skatt.

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, samt på gjenværende framførbare skattemessige underskudd og skattekreditter, 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 eller i praksis vedtatte skattesatser. Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha framtidig skattepliktig inntekt slik at fordelene kan utnyttes. For å balanseføre utsatte skattefordeler basert på forventning om framtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet, underbygget av faktorer som eksisterende kontrakter, framtidig produksjon av sikre olje- og gassreserver, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer, forventede valutakursendringer og lignende forhold. Ved første gangs innregning av en fjerningsforpliktelse eller en leieavtale i regnskapet, innregnes samtidig en utsatt skatteforpliktelse og en tilsvarende utsatt skattefordel, og disse regnskapsføres i tråd med annen utsatt skatt.

### Lete- og utbyggingsutgifter

Equinor benytter "successful efforts"-metoden for å regnskapsføre leteutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter knyttet til å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og til å bore og utstyre letebrønner balanseføres som lete- og evalueringskostnader og inngår i linjen for Immaterielle eiendeler inntil brønnen er ferdig og resultatene vurdert, eller det foreligger andre potensielle nedskrivningsindikatorer. Utgifter knyttet til leteboring som har påvist potensielt sikre olje- og gassreserver balanseføres som immaterielle eiendeler i evalueringsfasen for funnet. Denne evalueringen blir normalt ferdigstilt innen ett år etter boreslutt. Hvis evaluering viser at en letebrønn ikke har påvist sikre reserver, blir de balanseførte kostnadene vurdert for fraregning eller testet for nedskrivning. Geologiske og geofysiske utgifter, samt andre lete- og evalueringsutgifter, kostnadsføres løpende.

Balanseførte leteutgifter knyttet til letebrønner offshore som påviser sikre reserver, inkludert utgifter til kjøp av andeler i letelisenser, overføres fra balanseførte leteutgifter og anskaffelseskost – olje- og gass leterettigheter (under immaterielle eiendeler) til varige driftsmidler på tidspunktet for sanksjonering av utbyggingsprosjektet. Når ingen sanksjonering er påkrevd for landbaserte brønner, skjer overføring av balanseførte leteutgifter og anskaffelseskost – olje- og gass leterettigheter (under immaterielle eiendeler) til varige driftsmidler når hver brønn er produksjonsklar.

Ved kjøp av andeler i letelisenser ("farm-in"-avtaler) hvor Equinor har avtalt å dekke en andel av selgerens lete- og/eller framtidige utbyggingsutgifter ("carried interests"), blir disse utgiftene regnskapsført på samme måte som egne lete- og utbyggingsutgifter etter hvert som lete- og utbyggingsarbeidet gjennomføres. Når kjøper tilsvarende påtar seg å dekke framtidige lete- og utbyggingsutgifter som en del av vederlaget, regnskapsfører Equinor nedsalg i eierandeler i letelisenser ("farm-out"-avtaler) med kontinuitet, uten regnskapsføring av gevinster og tap.

Ved etter-skatt baserte avhendelser av eiendeler på norsk sokkel inkluderes tilbakeføring av tidligere beregnede og regnskapsførte utsatte skatteforpliktelser knyttet til disse eiendelene i gevinstberegningen. Brutto gevinst føres deretter i sin helhet under andre inntekter i konsernregnskapet.

Vederlag fra salget av en ikke-utbygd del av en landbasert eiendel reduserer eiendelens bokførte beløp. Den del av salgsvederlaget som eventuelt overstiger eiendelens bokførte beløp reflekteres i konsernresultatregnskapet under andre inntekter.

Bytte av eierandeler i letelisenser og lisenser under vurdering regnskapsføres ved at balanseført verdi på eiendelen som byttes bort videreføres på eiendelen som mottas i bytte, uten regnskapsføring av gevinst eller tap.

### 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, letekostnader overført fra immaterielle eiendeler, og eventuelle lånekostnader henført til eiendeler som kvalifiserer for slik balanseføring. Betinget vederlag som inngår i anskaffelsen av en eiendel eller gruppe av like eiendeler måles opprinnelig til virkelig verdi. Senere endringer i virkelig verdi som ikke kun skyldes tidsforløp, reflekteres i bokført verdi av eiendelen eller gruppen av eiendeler, med mindre eiendelen er verdiforringet. Varige driftsmidler omfatter også kostnader pådratt i henhold til betingelsene i PSAer i enkelte land, og som 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, i første rekke av eiendelene som avgis, med mindre hverken den mottatte eller avgitte eiendelens virkelige verdi kan måles pålitelig.

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner inkluderer utgifter for å erstatte eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene der en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at framtidige økonomiske fordeler vil tilflyte Equinor. Utgifter ved inspeksjoner og ettersyn i tilknytning til større vedlikeholdsprogram som planlegges og gjennomføres med mer en ett års jevnlig mellomrom, balanseføres og avskrives over perioden fram til neste planlagte inspeksjon og vedlikeholdsarbeid. Alle andre utgifter til vedlikehold kostnadsføres i den perioden de påløper.

Balanseførte leteutgifter, utgifter knyttet til å bygge, installere eller ferdigstille infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner, samt feltspesifikke transportsystemer for olje og gass, balanseføres som produksjonsanlegg for olje og gass innenfor varige driftsmidler. Når slike balanseførte utgifter er beregnet for vesentlig større volumer enn reservene knyttet til allerede utbygde og produserende brønner, avskrives de etter produksjonsenhetsmetoden basert på totale sikre reserver som forventes utvunnet fra området i løpet av konsesjons- eller avtaleperioden. Produksjonsbrønner avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver, og balanseført kjøpesum for sikre reserver avskrives i henhold til produksjonsenhetsmetoden basert på totale sikre reserver. I sjeldne tilfeller der bruken av sikre reserver som avskrivningsgrunnlag ikke reflekterer mønsteret for hvordan eiendelens framtidige økonomiske fordeler forventes å bli forbrukt, anvendes mer hensiktsmessige reserve-estimer. Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives normalt lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av varige driftsmidler med en kostpris som er betydelig i forhold til det totale driftsmiddelet avskrives separat. For oppstrømsrelaterte driftsmidler 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 et varig driftsmiddel blir fraregnet dersom den 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 driftskostnader i den perioden eiendelen fraregnes.

#### **Eiendeler klassifisert som 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 anses bare oppfylt når salget er svært sannsynlig, det vil si at eiendelen er tilgjengelig for umiddelbart salg i sin nåværende tilstand, og at ledelsen har forpliktet seg til salget, som må forventes å kvalifisere for innregning som fullført salg innen ett år fra tidspunktet for klassifisering. Forpliktelser direkte knyttet til eiendelene klassifisert som holdt for salg og som forventes å inngå i salgstransaksjonen blir også klassifisert separat. Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler klassifisert som holdt for salg blir ikke avskrevet eller amortisert fra klassifiseringstidspunktet. Netto eiendeler og gjeld som inngår i en avhendingsgruppe klassifisert som holdt for salg vurderes til laveste av balanseført verdi og virkelig verdi fratrukket salgsutgifter.

#### **Leieavtaler**

Equinors regnskapsprinsipper for leieavtaler er endret som følge av implementeringen av IFRS 16 leieavtaler den 1. januar 2019. Regnskapsprinsipper som er anvendt gjennom året 2019, inkludert relevante prinsippvalg, beskrives i note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler.

#### **Immaterielle eiendeler inkludert goodwill**

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer anskaffelseskost for leterettigheter, utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler.

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Eiendelene omklassifiseres til varige driftsmidler når utbyggingsbeslutning foreligger.

Goodwill innregnes når summen av overført vederlag og innregnet beløp knyttet til ikke-kontrollerende eierinteresser overstiger virkelig verdi av oppkjøpte identifiserbare eiendeler og forpliktelser overtatt i en virksomhetssammenslutning på oppkjøpstidspunktet. Goodwill ved oppkjøp allokteres til hver kontantgenererende enhet (KGE) eller gruppe av kontantgenererende enheter som forventes å dra nytte av synergieffektene av sammenslutningen. Etter førstegangs innregning måles goodwill til kostpris med fradrag for eventuelle akkumulerte nedskrivningsbeløp. Ved oppkjøp gjennomført på et etter skatt-grunnlag i tråd med reglene på norsk sokkel innregnes en utsatt skatteforpliktelse i regnskapet basert på forskjellen mellom oppkjøpskost og det overførte grunnlag for skattemessige avskrivninger. Motposten til slike utsatt skatt-beløp vises som goodwill, som allokteres til den KGE eller gruppe av KGEer som omfatter det skattemessige avskrivningsgrunnlaget som den utsatte skatten er beregnet på grunnlag av.

#### **Finansielle eiendeler**

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

Equinor klassifiserer finansielle eiendeler i følgende tre kategorier ved førstegangsinnregning: Finansielle investeringer til amortisert kost, til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, og til virkelig verdi med verdiendringer til egenkapitalen, basert på vurdering av kontraktsbetingelsene og den anvendte forretningsmodellen. Visse langsiktige investeringer i andre enheter, som ikke kvalifiserer til innregning etter egenkapitalmetoden eller konsolidering, innregnes til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet.

Betalingsmidler omfatter kontanter, innskudd i banker og tilsvarende institusjoner, og kortsiktige særlig likvide investeringer som kan konverteres til fastsatte kontantbeløp, er eksponert for uvesentlig risiko for endringer i virkelig verdi, og med løpetid på tre måneder eller kortere fra ervervstidspunktet. Kortsiktige særlig likvide investeringer med opprinnelig løpetid på mer enn tre måneder klassifiseres som kortsiktige finansielle investeringer. Betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer innregnes til amortisert kost eller til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet.

Kundefordringer bokføres til opprinnelig beløp med fradrag for avsetning for tap, som er beregnet på grunnlag av forventningsverdi.

Nedskrivning av Equinors finansielle eiendeler måles og innregnes basert på forventede tap.

En del av Equinors finansielle investeringer styres samlet som en investeringsportefølje for Equinors forsikringselskap (captive) og eies for å overholde særskilte kapitaldekningskrav. Investeringsporteføljen styres og vurderes på basis av virkelig verdi i samsvar med gjeldende investeringsstrategi. Porteføljen regnskapsføres til virkelig verdi med gevinster og tap innregnet over resultatregnskapet.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom deres gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen eller de av andre årsaker forventes oppgjort innen dette, eller dersom de holdes for omsetningsformål. Finansielle eiendeler og finansielle

forpliktelser vises hver for seg i konsernbalansen med mindre Equinor både juridisk har rett til og påviselig har til hensikt å gjøre opp fordringer på og forpliktelser til en og den samme motpart netto. I så fall nettoføres disse i balansen.

Finansielle eiendeler fraregnes i balansen når eiendelene selges, eller den kontraktsmessige forpliktelsen utløper, blir oppfylt eller kansellert. Gevinster og tap som oppstår som følge av salg, oppgjør eller kansellering av finansielle eiendeler innregnes som henholdsvis renteinntekter og andre finansielle poster eller renter og andre finansieringskostnader innenfor netto finansposter.

### 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. Lager av boreutstyr og reservedeler bokføres etter metoden for veid gjennomsnitt.

### Nedskrivning

#### Nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler bortsett fra goodwill

Individuelle eiendeler eller grupper av eiendeler testes for nedskrivning dersom hendelser eller endrede forhold indikerer at den balanseførte verdien kan overstige gjenvinnbart beløp. Eiendeler grupperes som kontantgenererende enheter (KGEer), som er den minste identifiserbare gruppen av eiendeler som genererer inngående kontantstrømmer som i all vesentlighet er uavhengige av inngående kontantstrømmer fra andre grupper av eiendeler. Olje- og gassfelt eller installasjoner anses normalt som separate KGEer. Hvert ukonvensjonelle skiferområde vurderes som en KGE når ingen inngående kontantstrøm fra deler av området er pålitelig identifiserbar som i all vesentlighet uavhengig av inngående kontantstrøm fra andre deler av området. Ved nedskrivningsvurderinger blir bokført verdi av KGEer bestemt på samme grunnlag som det gjenvinnbare beløp. I Equinors virksomhet kreves det skjønn for å vurdere hva som utgjør en KGE. Utvikling i produksjon, infrastrukturløsninger, markeder, produktprising, ledelsesbeslutninger og andre faktorer kan over tid føre til endringer i KGEer, som for eksempel inndeling av en opprinnelig KGE i flere.

Ved vurderingen av om en eiendel må nedskrives, sammenlignes eiendelens bokførte verdi med gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er den høyeste verdi av eiendelens virkelige verdi fratrukket salgsutgifter og eiendelens bruksverdi. Virkelig verdi fratrukket salgsutgifter bestemmes basert på sammenlignbare transaksjoner gjennomført på armlengdes avstand, eller basert på Equinors estimat av oppnåelig pris for eiendelen i en transaksjon mellom velinformerte og frivillige markedsdeltakere. Slike estimater av virkelig verdi blir i hovedsak basert på diskonterte kontantstrømmer der markedsdeltakeres antatte forutsetninger legges til grunn, men kan også reflektere markedsmultipler fra sammenlignbare transaksjoner eller uavhengige tredjepart-verdssettelse. Bruksverdi beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. De estimerte framtidige kontantstrømmene som legges til grunn i bruksverdiestimater blir basert på rimelige og dokumenterbare forutsetninger og representerer ledelsens beste estimat på de ulike økonomiske forhold som vil foreligge i eiendelens gjenværende utnyttbare levetid, slik disse framgår av Equinors nyeste godkjente langtidsprognose. I utarbeidelsen av langsiktige prognoser anvender Equinor en metode for jevnlig oppdateringer av forutsetninger og økonomiske forhold som gjennomgås av ledelsen og oppdateres minst en gang i året. For eiendeler og KGEer med forventet levetid eller produksjon av forventede olje- og gassreserver ut over en periode på fem år, inkludert planlagt produksjon fra landbaserte skifereieendeler med lang utbyggings- og produksjonshorisont, inkluderer estimatene forventet produksjon, og de tilhørende kontantstrømmene inkluderer prosjekt- eller eiendelsspesifikke estimater for den relevante perioden. Slike estimater utarbeides på grunnlag av konsistent anvendte konsernprinsipper og -forutsetninger.

Ved en nedskrivningsvurdering basert på bruksverdi blir de framtidige forventede kontantstrømmer risikostjustert i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskontert ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, basert på Equinors gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt. Bruken av diskonteringsrente etter skatt 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 framkommet ved anvendelse av en diskonteringsrente før skatt.

Balanseførte leteutgifter og anskaffelseskost for leterettigheter for olje og gass, eller balanseført verdi for KGEen som slike tilhører, vurderes med hensyn på nedskrivning når forhold eller hendelser tilsier at balanseført beløp kan overstige gjenvinnbart beløp, og minimum en gang i året. Letebrønner 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, forblir balanseført i evalueringsperioden for funnet. Deretter vil det foretas en nedskrivningsvurdering hvis ingen utbyggingsbeslutninger er planlagt i nær framtid, og det heller ikke er konkrete planer for framtidig boring i lisensen.

Ved utgangen av hver regnskapsperiode vurderes det om det foreligger indikasjoner på at tidligere regnskapsførte nedskrivninger ikke lenger er relevante eller er redusert. Hvis det foreligger slike indikasjoner, estimeres det gjenvinnbare beløp. Nedskrivninger reverseres bare i den grad det har skjedd endringer i estimatet som legges til grunn for å bestemme en eiendels gjenvinnbare beløp siden forrige nedskrivning ble regnskapsført. Når dette er tilfelle, økes eiendelens bokførte verdi til dens gjenvinnbare beløp. Dette kan ikke overstige det beløp som ville vært bokført, etter avskrivning, hvis det ikke hadde vært gjennomført nedskrivninger av eiendelen i tidligere år.

Tap ved verdifall og reversering av slike tap klassifiseres i konsernresultatregnskapet som letekostnader eller avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger, på bakgrunn av postens art som henholdsvis balanseførte leteutgifter (immaterielle leteeiendeler) eller anlegg under utbygging og produksjonsanlegg (varige driftsmidler og andre immaterielle eiendeler).

### Nedskrivning av goodwill

Goodwill testes årlig for tap knyttet til verdifall, eller oftere dersom det foreligger hendelser eller endrede forhold som indikerer mulig verdifall. Eventuelt verdifall identifiseres ved å vurdere gjenvinnbart beløp for den KGE, eller den gruppe av enheter, som goodwillen er tilordnet. Dersom gjenvinnbart beløp for KGEen, eller for gruppen av enheter, er lavere enn balanseført verdi, blir tapet ved verdifallet innregnet i konsernresultatregnskapet. Ved testing for nedskrivning av goodwill som opprinnelig ble regnskapsført som motpost til en beregnet avsetning for utsatt skatt i en etter skatt-transaksjon på norsk sokkel, vil det gjenværende utsatt skattebeløpet bli hensyntatt i nedskrivningsvurderingen. Nedskrivning av goodwill blir ikke reversert.

### Finansielle forpliktelser

Finansielle forpliktelser innregnes første gang til virkelig verdi når Equinor blir part i kontrakten. Den påfølgende målingen av finansielle forpliktelser avhenger av hvilken kategori de er klassifisert inn i. Kategoriene som er relevante for Equinor er enten finansiell forpliktelse til virkelig verdi over resultatet eller finansiell forpliktelse målt til amortisert kost ved effektiv rente-metoden. Sistnevnte kategori omfatter Equinors langsiktige banklån og obligasjonslån.

Finansielle forpliktelser klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, eller hvis de er holdt for omsetningsformål. 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 eller renter og andre finanskostnader innenfor netto finansposter.

### Tilbakekjøp av aksjer

Når Equinor enten har kjøpt inn egne aksjer under et aksjetilbakekjøpsprogram, eller har gitt en tredjepart en ugjenkallelig ordre om å anskaffe Equinor-aksjer i markedet, innregnes slike aksjer som reduksjon av egenkapitalen som egne aksjer. Den gjenværende delen av en ugjenkallelig kjøpsordre for slike aksjer avsettes i regnskapet og klassifiseres som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld.

### Finansielle derivater

Equinor benytter finansielle derivater for å styre eksponering som oppstår ved svingninger i valutakurser, renter og råvarepriser. Slike finansielle derivater innregnes til virkelig verdi ved kontraktsinngåelse og blir målt til virkelig verdi med verdiendring over resultatet i etterfølgende perioder. Resultateffekten av råvarebaserte finansielle derivater inngår i konsernregnskapet under andre salgsinntekter, da det alt vesentlige av slike derivater er knyttet til salgskontrakter eller salgsinntektsrelatert risikostyring. Resultateffekten av andre finansielle derivater 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. Finansielle derivater for omsetning (trading) klassifiseres alltid som kortsiktige.

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 er inngått og som fortsatt innehas med det formål å motta eller levere en ikke-finansiell gjenstand i samsvar med Equinors forventede innkjøps-, salgs- eller bruksbehov ("eget bruk"). Disse regnskapsføres ikke som finansielle instrumenter. Slike salg og kjøp av fysiske volumer vises i konsernresultatregnskapet som henholdsvis inntekter fra kundekontrakter og varekostnader. Dette gjelder et betydelig antall av Equinors kontrakter for kjøp og salg av råolje og naturgass, som innregnes ved levering.

For kontrakter om å selge en ikke-finansiell gjenstand som kan gjøres opp netto i kontanter, men som ender med fysisk leveranse selv om kontrakten ikke kvalifiserer som «eget bruk» før levering, inkluderes endringer i virkelig verdi før oppgjør i gevinst / -tap på råvarederivater. Påfølgende resultat ved fysisk oppgjør vises separat og inkluderes under andre salgsinntekter. Faktiske fysiske leveranser som Equinor gjennomfører under slike kontrakter inkluderes til kontraktspris i inntekter fra kundekontrakter.

Derivater innebygd i vertskontrakter som ikke er finansielle eiendeler som omfattes av IFRS 9, regnskapsføres som separate derivater, og innregnes til virkelig verdi med verdiendring over resultatet, 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 indeksert til det relevante aktive markedet. En prisformel indeksert basert på andre markeder eller produkter vil imidlertid medføre innregning av et separat derivat i regnskapet. Hvis det ikke finnes noe aktivt marked for råvaren eller den ikke-finansielle gjenstanden som kontrakten omfatter, vurderer Equinor kjennetegnene til et slikt 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 noen av Equinors langsiktige gassalgskontrakter.

### Pensjonsforpliktelser

Equinor har pensjonsplaner for ansatte som enten gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet (ytelsesplaner), eller til en innskuddsbasert pensjon, der en del av innskuddene er innskudd over drift, der forpliktelsen øker med en lovet avkastning som skal godtgjøres over driften, og som settes lik den faktiske avkastning på midler investert i den ordinære

innskuddsplanen. For ytelsesplaner er det beløpet den ansatte vil motta avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og framtidig lønnsnivå.

Equinors forholdsmessige andel av flerforetaks- ytelsesplaner innregnes som forpliktelse i balansen i den grad tilstrekkelig informasjon er tilgjengelig og forpliktelsen kan estimeres pålitelig.

Equinors netto pensjonsforpliktelse knyttet til ytelsesplaner beregnes separat for hver plan ved å estimere det framtidige 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 tilnærmet løpetid for Equinors forpliktelser. Diskonteringsrenten som benyttes for hoveddelen av forpliktelsene er basert på norske obligasjoner med fortrinnsrett, som vurderes å være foretaksobligasjoner av høy kvalitet. Kostnadene ved pensjonsplanene utgiftsføres over perioden der ansatte utfører tjenester og opparbeider rett til å motta ytelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar.

Netto renteelement for ytelsesplaner beregnes ved å anvende fastsatt diskonteringsrente på forpliktelsens og pensjonsmidlenes nåverdi i begynnelsen av perioden, og hensynta alle vesentlige endringer i løpet av året. Dette netto renteelementet innregnes i konsernregnskapet som en del av Netto finansposter. Forskjellen mellom netto renteinntekt og faktisk avkastning innregnes direkte mot egenkapitalen.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes ved planendringer (innføring eller tilbaketrekking av, eller endringer i, en ytelsesplan) eller når avkorting (betydelig reduksjon foretatt av foretaket i antallet ansatte som omfattes av en ordning) finner sted, eller når relaterte omstrukturingskostnader eller sluttvederlag blir innregnet. Forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene blir målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger, og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i konsernregnskapet.

Aktuarmessige gevinster og tap innregnes i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader i den perioden gevinsten eller tapet oppstår. Aktuarmessige gevinster og tap knyttet til sluttvederlagsavsetning innregnes i konsernregnskapet i perioden de oppstår. Da morselskapet Equinor ASAs funksjonelle valuta er amerikanske dollar, vil den vesentligste delen av Equinors pensjonsforpliktelser være betalbar i utenlandsk valuta (dvs. norske kroner). Aktuarmessige gevinster og tap knyttet til morselskapets pensjonsforpliktelser inkluderer følgelig effekten av valutaomregning.

Innskudd til pensjonsplaner som er innskuddsplaner kostnadsføres etter hvert som tilskuddsbeløpene opptjenes av de ansatte.

Innskuddsplaner over driften hos morselskapet Equinor ASA innregnes som pensjonsforpliktelser med faktisk verdi av de driftsbaserte innskuddene og lovet avkastning på rapporteringstidspunktet. Innskudd over driften innregnes i resultatregnskapet som periodisk pensjonskostnad, mens endringer i virkelig verdi av innskuddsplaner over driften innregnes i resultatregnskapet under netto finansposter.

Pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og allokert til forretningsområder og felleskontrollerte driftsordninger (lisenser) der Equinor er operatør med utgangspunkt i påløpte timer, og innregnet i resultatregnskapet basert på funksjon.

### Tapsbringende kontrakter

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

### Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres når Equinor 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. Forpliktelsen innregnes med nåverdien av de estimerte framtidige utgiftene i henhold til lokale krav og betingelser. Estimater baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet, for å komme fram til beste estimat. Diskonteringsrenten som anvendes ved beregning av fjerningsforpliktelser er en risikofri rente som hensyntar relevant valuta og tidshorison for de underliggende kontantstrømmene, justert for kredittpremie som reflekterer Equinors egen kreditt risiko. Forpliktelsen knyttet til en ny installasjon, som for eksempel en olje- og gassinstallasjon eller transportsystem, oppstår normalt når installasjonen bygges eller installeres. Forpliktelser kan også oppstå i løpet av driftsperioden gjennom endring i lovgivningen eller ved en beslutning om å opphøre med virksomheten, eller være knyttet til Equinors løpende bruk av rørledningssystemer der fjerningsforpliktelser påhviler skiperne. Forpliktelsene inngår i avsetninger i konsernbalansen.

Når forpliktelsen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen, og avskrives deretter sammen med denne. Endring i nåverdien av et estimat for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktelsen med tilsvarende justering av eiendelen. Når en reduksjon i nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene knyttet til en produserende eiendel overstiger eiendelens bokførte verdi, bokføres det resterende beløp som en reduksjon av avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger i resultatregnskapet. Når en eiendel har nådd slutten av sin bruksperiode, blir alle påfølgende endringer i

fjerningsforpliktelsene løpende regnskapsført under driftskostnader i resultatregnskapet. Avsetninger for fjerning knyttet til Equinors aktivitet som skiper av volumer gjennom tredjeparts transportsystemer utgiftsføres når kostnadene påløper.

#### Måling av virkelig verdi

Noterte priser i aktive markeder er det beste bevis for virkelig verdi, og Equinor anvender derfor slike så langt det lar seg gjøre. Finansielle instrumenter notert i aktive markeder vil normalt omfatte finansielle instrumenter med noterte markedspriser innhentet fra relevante børser eller oppgjørssentraler. Virkelig verdi av noterte finansielle eiendeler og forpliktelser og finansielle derivater fastsettes med referanse til midtkurs ved balansedagens utløp.

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 for et annet instrument som er i det vesentligste det samme, diskonterte kontantstrømsberegninger og prisingsmodeller med tilhørende interne forutsetninger. I verdsettelsesmetodene tar Equinor også hensyn til motpartens og egen kredittrisiko. Dette gjøres enten via diskonteringsrenten som benyttes, eller ved direkte å justere de beregnede kontantstrømmene. Når Equinor bokfører elementer av langsiktige råvarebaserte kontrakter til virkelig verdi baseres dermed verdsettelsen så langt som mulig på noterte terminpriser og underliggende indekser i kontraktene, samt forventninger til terminpriser og marginer når det ikke foreligger tilgjengelige observerbare markedspriser. Virkelig verdi av rente- og valutabytteavtaler baseres på relevante noteringer fra aktive markeder, på tilsvarende noterte instrumenter og andre hensiktsmessige verdsettelsesmetoder.

#### Viktige områder for skjønnsanvendelse og kilder til estimeringsusikkerhet

##### 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 beløpene som er innregnet i konsernregnskapet.

##### Inntektsføring - brutto eller netto presentasjon av SDØE-volumer

Som beskrevet over i avsnittet Transaksjoner med Den norske stats markedsfører og selger Equinor Den norske stats andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført brutto som henholdsvis varekostnad og inntekter fra kundekontrakter. Equinor har i vurderingen av brutto eller netto presentasjon vurdert om kontroll over de statsgenererte volumene overføres til Equinor før videresalg til tredjeparter. Equinor styrer bruken av volumene, og selv om visse fordeler fra salgene i ettertid tilflytter staten, kjøper Equinor volumene fra staten og oppnår det alt vesentlige av gjenværende fordeler. På dette grunnlag er det konkludert med at Equinor opptrer som prinsippal i disse salgene.

Equinor selger også Den norske stats produksjon av naturgass i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko. Dette gassalget og relaterte utgifter som refunderes fra staten regnskapsføres netto i Equinors regnskap. I denne vurderingen har Equinor konkludert med at eierskap til gassen ikke blir overført fra SDØE til Equinor. Selv om Equinor er gitt rett til å styre bruken av volumene, tilflytter alle fordeler fra salget av disse volumene staten. På denne bakgrunn ansees ikke Equinor å være prinsippal i salgene av SDØEs naturgassvolumer.

##### Skillet mellom operatører og felleskontrollerte virksomheter som leietakere knyttet til anvendelsen av IFRS 16 Leieavtaler

Ved implementeringen og anvendelsen av IFRS 16 Leieavtaler er skillet mellom operatører og felleskontrollerte virksomheter som leietakere, inkludert vurderinger rundt framleie, ansett å være av vesentlig betydning. Dette innebærer en stor grad av skjønn med vesentlig virkning på beløpsstørrelsene for eiendeler og gjeldsposter innregnet som leieavtaler. Denne vurderingen og den involverte skjønnsutøvelsen diskuteres nærmere i Note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler.

##### Regnskapsføring av oppkjøp

Vurderingen av om et oppkjøp inngår under definisjonen av en virksomhetssammenslutning krever skjønnsanvendelse fra sak til sak. Oppkjøp evalueres under de relevante IFRS-kriteriene for å avgjøre om transaksjonen representerer en virksomhetssammenslutning eller kjøp av en eiendel, og konklusjonen kan påvirke konsernregnskapet vesentlig både i transaksjonsperioden og når det gjelder framtidige perioders driftsresultat. På bakgrunn av foreliggende fakta har kjøp av lete- og evalueringlisenser hvor utbygging ikke er besluttet hovedsakelig blitt konkludert å gjelde kjøp av eiendeler.

Equinor anvender oppkjøpsmetoden ved regnskapsføring av virksomhetssammenslutninger, og anvender prinsippene fra oppkjøpsmetoden ved kjøp av en eierinteresse eller økt eierinteresse i en felleskontrollert driftsordning med aktivitet som utgjør en virksomhet. Anvendelse av oppkjøpsmetoden kan i seg selv innebære betydelig skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsipper, blant annet når det gjelder å fastslå og å måle hele vederlaget i transaksjonen, inkludert elementer av betinget salgsvederlag, samt å identifisere alle materielle og immaterielle eiendeler og gjeld som er overtatt, fastslå deres virkelige verdi, avgjøre utsatt skatt-elementer, og fordele kjøpsprisen i tråd med dette, inkludert beregning og allokering av goodwill.

##### Hovedkilder til estimeringsusikkerhet

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 antas å være rimelige ut fra de gitte omstendigheter, og som danner grunnlag for å foreta vurderinger av balanseførte

verdier på eiendeler og gjeldsposter når disse ikke er lett tilgjengelige basert på andre kilder. Faktiske resultater kan avvike fra disse estimatene. Estimaten og de underliggende forutsetningene evalueres løpende med hensyn til dagens og forventede framtidige markedsforhold.

Equinor er eksponert for endringer i en rekke underliggende økonomiske faktorer som påvirker totalresultatet, slik som pris på olje og naturgass, raffineringsmarginer, kurser på utenlandsk valuta og rentesatser samt finansielle instrumenter hvor virkelig verdi utledes fra endringer i disse faktorene. I tillegg påvirkes Equinors resultater av produksjonsnivået, som på kort sikt påvirkes av for eksempel vedlikeholdsarbeid. På lang sikt påvirkes resultatene av suksessraten for leteaktivitet og feltutbyggingsaktiviteter.

Nedenfor beskrives forhold som er vesentlige for å forstå hovedkildene til den estimeringsusikkerhet som inngår ved utarbeidelsen av dette konsernregnskapet, og som innebærer en betydelig risiko for en vesentlig justering av den balanseførte verdien av eiendeler og forpliktelser i løpet av det neste regnskapsåret, og som derfor i vesentlig grad kan påvirke virksomhetens rapporterte resultat og finansielle stilling.

### Sikre olje- og gassreserver

Sikre olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på bokført verdi av produserende olje- og gasseiendeler, særlig for eiendeler som går mot slutten av sin utnyttbare levetid. Endringer i de sikre reservene, for eksempel som følge av prisendringer, kan ha en vesentlig virkning på beregningen av produksjonshetsavskrivninger. 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. Estimaten 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 fra operatørens side forventes startet innen rimelig tid.

Sikre reserver deles inn i sikre utbygde og sikre ikke utbygde reserver. Sikre utbygde reserver vil bli utvunnet fra eksisterende brønner med eksisterende utstyr og driftsmetoder, eller der kostnaden av nødvendig utstyr er relativt liten sammenlignet med kostnadene for en ny brønn. Sikre ikke utbygde reserver vil bli utvunnet fra nye brønner eller områder der boring ikke ennå er foretatt, eller fra eksisterende brønner når en relativt stor del av kapitalutgifter er påkrevd for ferdigstillelse. Brønnlokasjoner der boring ikke er gjennomført kan klassifiseres som sikre ikke utbygde reserver når det er utarbeidet en utbyggingsplan som indikerer at boring etter planen vil skje innen fem år, med mindre særlige omstendigheter forsvarer en lengre tidshorison. Slike særlige omstendigheter vil for eksempel omfatte felt som krever store innledende investeringer i offshore infrastruktur, slik som for mange felt på norsk sokkel, hvor boring av brønner er planlagt å fortsette over en mye lengre periode enn fem år. For ukonvensjonelle reservoarer, der løpende boring av nye brønner utgjør en betydelig del av investeringene, som for eksempel for landeiendeler i USA, er sikre reserver alltid begrenset til sikre brønnlokasjoner som etter planen skal bores i løpet av fem år.

Equinors eksperter har estimert Equinors sikre olje- og gassreserver på basis av bransjestandarder og regler og kriterier for tilleggsopplysninger regulert av det amerikanske kredittilsynet (Securities and Exchange Commission – SEC, regulations S-K og S-X), samt det amerikanske Financial Accounting Standards Board (FASB) sine krav til tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass. Reserveestimatene baseres på anvendelse av 12 måneders prisgjennomsnitt, samt på eksisterende økonomiske forhold og driftsmetoder, og med en stor grad av sikkerhet (minst 90 % sannsynlighet) for at reservene vil bli utvunnet.

Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, samt kapasitet på installerte anlegg. For framtidige utbyggingsprosjekter inkluderes bare sikre reserveestimerer når det eksisterer en tilstrekkelig forpliktelse til prosjektfinansiering og gjennomføring, og når relevante godkjennelser er mottatt fra regulatorer og myndigheter eller vil bli mottatt med rimelig grad av sikkerhet. 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. Equinors reserver er vurdert av en uavhengig tredjepart, og resultatet av denne vurderingen er ikke vesentlig forskjellig fra Equinors egne estimerer.

### Forventede olje- og gassreserver

Forventede olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på bokført verdi av olje- og gasseiendeler, utsatte skattefordeler og noen tilknyttede forpliktelser. Endringer i de forventede reservene, for eksempel som følge av prisendringer, vil påvirke nedstengnings- og fjerningsforpliktelsesbeløp samt testing for tap ved verdifall, som igjen kan påvirke resultatregnskapet og bokførte verdier av oppstrømseiendeler vesentlig dersom dette medfører nedskrivninger. Forventede olje- og gassreserver er estimerte gjenværende kommersielt utvinnbare volumer fra produserende felt eller fra prosjekter besluttet for utbygging, basert på Equinors vurdering av framtidige økonomiske forhold. Utvinnbare olje- og gassvolumer er alltid usikre størrelser og forventet verdi er det veide snittet, eller statistiske midtpunkt, av mulige utfall. Forventede reserver er derfor normalt større enn sikre reserver som er i tråd med SECs regelverk. Forventede olje- og gassreserver estimeres av Equinors eksperter på basis av bransjestandarder og er klassifisert i henhold til det norske Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem. Reserveestimerer blir benyttet ved testing av oppstrømseiendeler ved nedskrivningsvurdering 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 driftstillatelsesbegrensninger.



Påliteligheten i disse estimatene avhenger på ethvert tidspunkt av både kvalitet og kvantitet på de tekniske og økonomiske data og effektiviteten ved utvinningen og prosesseringen av hydrokarbonene. Slike estimater er generelt mindre pålitelige tidlig i feltenes levetid eller der tilgjengelige data er begrenset som følge av en nylig gjennomført endring i produksjonsmetode.

For ukonvensjonelle reserver utgjør forventede reserver olje- og gassvolumer som kan utvinnes både fra eksisterende brønner og fra boring av framtidige brønner, og dette er ikke begrenset til sikre lokasjoner. Generelt sett er derfor reservevolumene i disse reservoarene mer avhengig av framtidige investeringer, sammenlignet med konvensjonelle felter med større innledende investeringer i sentrale anlegg. Ved endrede forventninger til framtidige råvarepriser kan derfor framtidig utbygging av ukonvensjonelle reservoarer og utvinning av tilhørende reserver enklere justeres ved å legge til eller fjerne framtidige brønner fra boreplanene.

#### **Letekostnader og kjøpte leterettigheter**

Equinor balansefører midlertidig utgifter til boring av letebrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Equinor 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 bli fraregnet eller nedskrevet i perioden kan i betydelig grad påvirke bokført verdi av disse eiendelene og dermed også periodens driftsresultat.

#### **Nedskrivning/reversering av nedskrivning**

Equinor har betydelige investeringer i varige driftsmidler og immaterielle eiendeler. Endrede omstendigheter eller forventninger med hensyn til en eiendels framtidige bruk eller inntjening kan være en indikasjon på verdifall og kan medføre at eiendelens balanseførte verdi 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.

Slike vesentlige forutsetninger innebærer endringsrisiko på bakgrunn av de iboende volatile egenskapene til makroøkonomiske faktorer som framtidige råvarepriser eller diskonteringsrente, og usikkerhet når det gjelder eiendelsspesifikke faktorer som reserveestimerer samt driftsbeslutninger som påvirker produksjonsprofil og aktivitetsnivå for våre olje- og gaseiendeler. Ved estimering av gjenvinnbart beløp anvendes forventet kontantstrøms-metode for å reflektere iboende tids- og beløpsusikkerhet knyttet til forutsetningene anvendt i den estimerte framtidige kontantstrømmen.

Balanseførte letekostnader, eller den KGE som disse tilhører, vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseført beløp overstiger gjenvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilsier dette, og minimum en gang i året. Hvis evaluering av en letebrønn 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 framtid, og det heller ikke er konkrete planer om videre boring på lisensen. Nedskrivning av letebrønner reverseres i den grad betingelsene for nedskrivning ikke lenger er til stede.

Når gjenvinnbare beløp er basert på estimerte framtidige kontantstrømmer som reflekterer Equinors eller markedsdeltakers forutsetninger om fremtiden og er neddiskontert til nåverdi, er estimatene komplekse. Testing for tap ved verdifall krever at det etableres langsiktige forutsetninger knyttet til økonomiske faktorer som framtidige markedspriser, raffineringmarginer, valutakurser, driftsmidlets framtidige produktivitet, diskonteringsrente, tidsmessig effekt av skattemessige reguleringer, politisk risiko, landrisiko og andre faktorer som er nødvendige for å kunne estimere relevante framtidige kontantstrømmer. Langsiktige forutsetninger blir etablert på konsernnivå. Det er en stor grad av begrunnet skjønn involvert når disse forutsetningene etableres og når andre relevante faktorer fastsettes, slik som terminkurver, estimert framtidig produksjon og estimert avhendingsverdi for eiendeler.

#### **Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser**

Equinor har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Det krever betydelig skjønnsutøvelse og innebærer en iboende risiko for vesentlige justeringer å fastlegge passende avsetninger for slike forpliktelser. Kostnadene knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktivitetene krever oppdatering som følge av endringer i gjeldende regelverk og tilgjengelig 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. Estimaten 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 fjerningstidspunktet. Disse faktorene kan variere betydelig avhengig av kompleksiteten i forutsatt fjerningskonsept. I tillegg kan endringer i diskonteringsrente og valutakurser påvirke estimatene i vesentlig grad. Både den første innregningen av en nedstengnings- og fjerningsforpliktelse med tilhørende balanseførte utgifter, og den etterfølgende justeringen av disse balansepostene, involverer dermed betydelig skjønn.

### Inntektsskatt

Equinor betaler årlig betydelige beløp i skatt i ulike skattejurisdiksjoner verden rundt, og regnskapsfører betydelige endringer i utsatte skatteeiendeler og skattegjeld. Det kan være usikkerhet knyttet til tolkning av gjeldende lover og forskrifter som angår tall i Equinors skattemeldinger, som leveres i et stort antall skatteregimer. I usikre skattesaker kan det ta flere år å fullføre diskusjonene med relevante skattemyndigheter eller å nå fram til en rettslig løsning for de angjeldende skatteposisjonene.

Bokførte beløp for inntektsskattebaserte eiendeler og forpliktelser er basert på Equinors fortolkning av gjeldende lover, forskrifter og relevante rettsavgjørelser. Kvaliteten på estimatene, inkludert det mest sannsynlige utfallet av usikre skattesaker, avhenger av korrekt anvendelse av til tider meget kompliserte regelverk, identifisering og implementering av endringer i regelverket, samt når det gjelder utsatte skattefordeler, ledelsens evne til å forutse framtidig inntjening fra aktiviteter der framførbare underskudd vil kunne redusere framtidig inntektsskatt.

### Covid-19 viruspandemien

Verdens helseorganisasjon (WHO) har erklært at koronavirus-pandemien (covid-19) er en verdensomspennende krisesituasjon. Den har fått land, organisasjoner og Equinor til å sette i verk tiltak for å begrense risikoen for samfunnet, ansatte og forretningsdriften. Pandemien fortsetter å tilta og utvikle seg, og på dette avgjørende tidspunktet er det krevende å forutsi det fulle omfanget og varigheten av den driftsmessige og økonomiske innvirkningen på Equinor. En fortsatt utvikling av pandemien og tiltak innført av helsemyndigheter for å begrense spredning, skaper usikkerhet knyttet til viktige forutsetninger som anvendes i verdsettelsen av eiendelene våre og målingen av forpliktelsene våre. Disse forutsetningene inkluderer råvarepriser, endringer i etterspørselen etter og forsyningen av olje og gass, og anvendt diskonteringsfaktor.

## 3 Segmentinformasjon

Equinors virksomhet styres gjennom følgende forretningsområder: Utvikling & produksjon Norge (UPN), Utvikling & produksjon Brasil (DPB), Utvikling & produksjon internasjonalt (DPI), Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP), Nye energiløsninger (NES), Teknologi, prosjekter & boring (TPD), Leting (EXP) og Global strategi & forretningsutvikling (GSB).

Forretningsområdene Utvikling & produksjon er ansvarlige for den kommersielle utviklingen av olje- og gassporteføljen innenfor sine respektive geografiske områder; UPN på norsk sokkel, DPB i Brasil og DPI for alle områder utenom UPN og DPB.

Leteaktiviteter forvaltes av et eget forretningsområde som har et globalt ansvar på tvers av konsernet for leting etter og vurdering av nye ressurser. Leteaktiviteter er allokert til og presentert i de respektive utviklings- og produksjonsområdene.

Teknologi, prosjekter og boring er ansvarlig for den globale prosjektporteføljen, brønnleveranser, ny teknologi og anskaffelser i hele Equinor. Aktivitetene er allokert til og presentert i de forretningsområdene som er mottaker av leveransene.

Forretningsområdet MMP er ansvarlig for markedsføring og handel av olje og gass (råolje, kondensat, våtgass (NGL), naturgass, flytende naturgass (LNG) og oljeprodukter), kraft og utslippsrettigheter, i tillegg til transport, prosessering og foredling av produktene ovenfor, drift av raffinerier, terminaler, prosesseringsanlegg og kraftverk.

Forretningsområdet NES er ansvarlig for vindparker, karbonfangst og -lagring i tillegg til andre fornybare- og lavkarbonenergiløsninger.

Forretningsområdene DPI og DPB er slått sammen til ett rapporteringssegment; Leting & produksjon internasjonalt (E&P International). Sammenslåingen til ett rapporteringssegment er foretatt på grunnlag av likheter innenfor økonomiske karakteristika, produkter, tjenester og produksjonsprosesser, samt kundesammensetning, distribusjonsmetoder og rammebetingelser. Rapporteringssegmentene Leting & produksjon Norge (E&P Norway) og MMP utgjør henholdsvis forretningsområdene UPN og MMP. Forretningsområdene NES, GSB, TPD, EXP og konsernstaber og -tjenester er sammenslått i segmentet «Andre» da disse forretningsområdene er uvesentlige. Det meste av kostnadene i disse forretningsområdene allokteres til rapporteringssegmentene E&P International, E&P Norway og MMP.

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

Nedenfor presenteres segmentdata for årene 2019, 2018 og 2017. Grunnlaget for segmentenes inntjening er Resultat før finansposter og skattekostnad. I tabellene under er utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle poster ikke allokert til segmentene.

Grunnlaget for presentasjon av segmentene er IFRS, som for konsernet, unntatt IFRS 16 Leieavtaler og linjen Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer. Alle IFRS 16 Leieavtaler er presentert i segmentet Andre. Leiekostnaden for perioden er belastet de ulike segmentene basert på de underliggende leiebetalingene med en tilsvarende kreditering i segmentet Andre. Leiekostnader som er belastet lisenspartnere, er vist som annen inntekt i segmentet Andre. Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer i E&P og MMP-segmentene inkluderer de av periodens leiekostnader som er belastet aktiviteter som aktiveres med en tilsvarende negativ tilgang i segmentet Andre. Linjen Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer innbefatter ikke bevegelser relatert til endringer i fjerningsforpliktelser.

(i millioner USD)	E&P Norway	E&P International	MMP	Andre	Eliminerings	Sum
<b>Før regnskapsåret 2019</b>						
Eksternt salg, annet salg og andre inntekter	1.048	2.127	60.491	527	0	64.194
Salg mellom segmenter	17.769	8.168	439	4	(26.379)	0
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	15	30	25	93	0	164
<b>Sum inntekter</b>	<b>18.832</b>	<b>10.325</b>	<b>60.955</b>	<b>624</b>	<b>(26.379)</b>	<b>64.357</b>
Varekostnad	(1)	(34)	(54.454)	(1)	24.958	(29.532)
Andre kostnader og salgs- og administrasjonskostnader	(3.284)	(3.352)	(4.897)	272	793	(10.469)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(5.439)	(6.361)	(600)	(804)	0	(13.204)
Letekostnader	(478)	(1.377)	0	0	0	(1.854)
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>(9.201)</b>	<b>(11.124)</b>	<b>(59.951)</b>	<b>(533)</b>	<b>25.750</b>	<b>(55.058)</b>
<b>Resultat før finansposter og skattekostnad</b>	<b>9.631</b>	<b>(800)</b>	<b>1.004</b>	<b>92</b>	<b>(629)</b>	<b>9.299</b>
Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer	7.316	5.855	788	823	0	14.782
<b>Balanseinformasjon</b>						
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	3	321	90	1.028	0	1.442
Segmentets øvrige anleggsmidler	33.795	37.558	5.124	4.214	0	80.691
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene						11.152
<b>Totale anleggsmidler</b>						<b>93.285</b>

# Regnskap og noter

## Konsernregnskap

(i millioner USD)	E&P Norway	E&P International	MMP	Andre	Eliminerings	Sum
<b>For regnskapsåret 2018</b>						
Eksternt salg, annet salg og andre inntekter	588	3.181	75.487	45	0	79.301
Salg mellom segmenter	21.877	9.186	291	2	(31.355)	0
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	10	31	16	234	0	291
<b>Sum inntekter</b>	<b>22.475</b>	<b>12.399</b>	<b>75.794</b>	<b>280</b>	<b>(31.355)</b>	<b>79.593</b>
Varekostnad	2	(26)	(69.296)	(0)	30.805	(38.516)
Andre kostnader og salgs- og administrasjonskostnader	(3.270)	(3.006)	(4.377)	(288)	653	(10.286)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(4.370)	(4.592)	(215)	(72)	0	(9.249)
Letekostnader	(431)	(973)	0	0	0	(1.405)
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>(8.069)</b>	<b>(8.597)</b>	<b>(73.888)</b>	<b>(360)</b>	<b>31.458</b>	<b>(59.456)</b>
<b>Resultat før finansposter og skattekostnad</b>	<b>14.406</b>	<b>3.802</b>	<b>1.906</b>	<b>(79)</b>	<b>103</b>	<b>20.137</b>
Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer	6.947	7.403	331	519	0	15.201
<b>Balanseinformasjon</b>						
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	1.102	296	92	1.373	0	2.863
Segmentets øvrige anleggsmidler	30.762	38.672	5.148	353	0	74.934
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene						8.655
<b>Totale anleggsmidler</b>						<b>86.452</b>

(i millioner USD)	E&P Norway	E&P International	MMP	Andre	Eliminerings	Sum
<b>For regnskapsåret 2017</b>						
Eksternt salg, annet salg og andre inntekter	(23)	1.984	58.935	102	0	60.999
Salg mellom segmenter	17.586	7.249	83	1	(24.919)	0
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	129	22	53	(16)	0	188
<b>Sum inntekter</b>	<b>17.692</b>	<b>9.256</b>	<b>59.071</b>	<b>87</b>	<b>(24.919)</b>	<b>61.187</b>
Varekostnad	0	(7)	(52.647)	(0)	24.442	(28.212)
Andre kostnader og salgs- og administrasjonskostnader	(2.954)	(2.804)	(3.925)	(235)	418	(9.501)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(3.874)	(4.423)	(256)	(91)	0	(8.644)
Letekostnader	(379)	(681)	0	0	0	(1.059)
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>(7.207)</b>	<b>(7.915)</b>	<b>(56.828)</b>	<b>(326)</b>	<b>24.860</b>	<b>(47.416)</b>
<b>Resultat før finansposter og skattekostnad</b>	<b>10.485</b>	<b>1.341</b>	<b>2.243</b>	<b>(239)</b>	<b>(59)</b>	<b>13.771</b>
Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer	4.869	5.063	320	543	0	10.795
<b>Balanseinformasjon</b>						
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	1.133	234	134	1.050	0	2.551
Segmentets øvrige anleggsmidler	30.278	36.453	5.137	390	0	72.258
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene						9.102
<b>Totale anleggsmidler</b>						<b>83.911</b>

Se note 4 Oppkjøp og nedsalg for informasjon vedrørende transaksjoner som har påvirket segmentene.

Se note 10 Varige driftsmidler for informasjon om nedskrivninger som har påvirket segmentene.

Se note 11 Immaterielle eiendeler for informasjon om nedskrivninger som har påvirket segmentene.

Se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler for informasjon vedrørende forpliktelser som har påvirket segmentene.

#### Geografisk inndeling av inntekter fra kundekontrakter

Equinor har aktivitet i mer enn 30 land. Ved geografisk inndeling av Eksternt salg, annet salg og andre inntekter for 2019, basert på landet hvor det juridiske selskapet som står for salget er hjemmehørende, henføres 75 % til norske selskaper og 18 % til selskaper i USA. For 2018 var tilsvarende fordeling 75 % til norske selskaper og 18 % til selskaper i USA og for 2017 henholdsvis 74 % og 17 %.

## Anleggsmidler per land

(i millioner USD)	31. desember		
	2019	2018	2017
Norge	40.292	34.952	34.588
USA	17.776	19.409	19.267
Brasil	8.724	7.861	4.584
Storbritannia	5.657	4.588	4.222
Canada	1.672	1.546	1.715
Aserbajdsjan	1.598	1.452	1.472
Angola	1.564	1.874	2.888
Danmark	984	407	266
Tanzania	964	957	960
Algerie	915	986	1.114
Andre land	1.986	3.764	3.732
<b>Sum anleggsmidler<sup>1)</sup></b>	<b>82.133</b>	<b>77.797</b>	<b>74.809</b>

1) Ekskludert utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle eiendeler.

## Inntekter fra kundekontrakter og andre driftsinntekter

(in USD million)	2019	2018	2017
Råolje	33.505	40.948	29.519
Naturgass <sup>1)</sup>	11.281	14.070	11.420
- Europeisk gass	9.366	11.675	9.739
- Nordamerikansk gass	1.359	1.581	1.248
- Annet inkludert LNG	556	814	433
Raffinerte produkter	10.652	13.124	11.423
Flytende naturgass	5.807	7.167	5.647
Transport	967	1.033	
Annet salg	445	903	2.963
<b>Sum inntekter fra kundekontrakter</b>	<b>62.657</b>	<b>77.246</b>	<b>60.971</b>
Over/underløfting		137	
Skatt betalt i form av produserte mengder	344	865	
Råvarederivater oppgjort med fysisk leveranse <sup>2)</sup>	(1.086)	488	
Gevinst/(tap) på råvarederivater	732	(216)	
Andre inntekter	265	36	
<b>Sum andre driftsinntekter</b>	<b>254</b>	<b>1.309</b>	
<b>Salgsinntekter</b>	<b>62.911</b>	<b>78.555</b>	<b>60.971</b>

1) Retrospektivt anvendt oppdelingen av Naturgass-inntekter.

2) Retrospektivt reklassifisert Råvarederivater oppgjort med fysisk leveranse til Sum andre inntekter, tidligere presentert som Naturgass inkludert i Sum inntekter fra kundekontrakter og andre inntekter.

Transportelementet inkludert i salgskontrakter med kunder ble i 2017 inkludert i Råolje, Raffinerte produkter og Flytende naturgass. Annen transport var inkludert i Annet salg. I 2018 og 2019 er dette rapportert under Transport. Elementene som er inkludert i Sum andre driftsinntekter, var i 2017 inkludert i Annet salg.



## 4 Oppkjøp og nedsalg

### 2019

#### Kjøp av eierinteresser i Rosebank feltet i UK

I første kvartal 2019 gjennomførte Equinor en transaksjon om kjøp av Chevrons 40 % opererte eierinteresse i Rosebank feltet. Equinor betalte et kontantvederlag på 71 millioner USD på gjennomføringstidspunktet og det vil bli foretatt en endelig justering. Betalingen av gjenværende vederlag er avhengig av at visse betingelser inntreffer og er regnskapsført til virkelig verdi på transaksjonsdatoen. Transaksjonen er regnskapsført som et eiendelskjøp. Den virkelige verdien av den kjøpte lete-eiendelen er regnskapsført i segmentet E&P International.

#### Kjøp av 100 % av aksjene i det danske energihandelselskapet Danske Commodities

I første kvartal 2019 gjennomførte Equinor en avtale om kjøp av 100 % av aksjene i et dansk energihandelselskap Danske Commodities (DC) for et kontantvederlag på 465 millioner euro (535 millioner USD). I tillegg regnskapsførte Equinor på transaksjonsdagen en ubetydelig gjeld, til virkelig verdi, knyttet til et betinget vederlag som er avhengig av DCs resultater de neste årene. Eiendeler og gjeld som kjelder kjøpet er regnskapsført i samsvar IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Kjøpet medførte en økning av anleggsmidler på 13 millioner USD, omløpsmidler på 836 millioner USD, kortsiktig gjeld på 749 millioner USD og utsatt skatt på 2 millioner USD. Transaksjonen har blitt regnskapsført i segmentet MMP og resulterte i en goodwill på 437 millioner USD som reflekterer forventede synergier ved oppkjøpet, kompetanse og tilgang til energimarkeder. I fjerde kvartal 2019 ble oppkjøpsallokeringen endelig og medførte ingen vesentlige endringer i forhold til opprinnelig regnskapsføring.

#### Kjøp av havvind-lisens i USA

I første kvartal 2019 betalte Equinor vinnerbudet på en auksjon på 135 millioner USD for en rettighet til å utvikle en vindfarm innenfor en havvind-lisens OCS-A 0520, i et havområde utenfor Commonwealth Massachusetts. Transaksjonen er regnskapsført som et eiendelskjøp. Ved gjennomføring ble kjøpet regnskapsført i segmentet Andre som en økning av Immaterielle eiendeler.

#### Bytte av eierandeler i Norskehavet og i Nordsjøområdet på norsk sokkel

I andre kvartal 2019 gjennomførte Equinor og Faroe Petroleum en byttetransaksjon i Norskehavet og i Nordsjøområdet på norsk sokkel. Byttet hadde ingen kontanteffekt på den effektive datoen som var 1. januar 2019. Eiendelen og gjelden relatert til de kjøpte eierinteressene er regnskapsført etter prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Kjøpet medførte økte eiendeler på 280 millioner USD, herav goodwill på 82 millioner USD og økt gjeld på 97 millioner USD. I tredje kvartal 2019 var kjøpsallokeringen endelig og den medførte ingen vesentlige endringer fra den opprinnelige oppkjøpsallokeringen. En gevinst på 137 millioner USD på de solgte eierinteressene ble regnskapsført på linjen Andre inntekter i Konsernresultatregnskapet. Transaksjonen er unntatt fra skatteplikt og er regnskapsført i segmentet E&P Norway.

#### Kjøp og salg av Equinor-opererte eierinteresser i Bacalhau (tidligere Carcara) feltet i Brasil

I andre kvartal 2019 gjennomførte Equinor og Barra Energia (Barra) en transaksjon hvor Equinor kjøpte Barras 10 % eierandel i BM-S-8 lisens i det brasilianske Santos basseng. Ved gjennomføringen solgte Equinor 3,5 % til ExxonMobil og 3 % til Galp for å få like eierandeler i BM-S-8 og Bacalhau (tidligere Carcara Nord). Det totale vederlaget for Barras 10 % eierandel var 415 millioner USD, og kjøpet ble regnskapsført som et eiendelskjøp. Det totale vederlaget for de solgte eierandelene er på samme vilkår som de kjøpte eierandelene og utgjør 269 millioner USD. Verdien av netto kjøpte leteeiendeler medførte en økning i immaterielle eiendeler på 146 millioner USD på transaksjonstidspunktet. Netto kontantvederlag fra transaksjonen er 101 millioner USD. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet E&P International.

#### Kjøp av eierinteresser i Caesar Tonga feltet i Mexicogolfen

I tredje kvartal 2019 mottok Equinor myndighetsgodkjenning og gjennomførte forkjøpsretten til ytterligere 22,45 % eierinteresse i Caesar Tonga oljefeltet fra Shell Offshore Inc. Det totale vederlaget, inkludert vederlag for interimperioden, var 813 millioner USD i kontanter. Eiendelene og gjelden for de kjøpte eierinteressene er regnskapsført etter prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Kjøpet medførte økte eiendeler på 850 millioner USD og økt gjeld på 37 millioner USD. Transaksjonen økte Equinors eierinteresse fra 23,55 % til 46,00 %. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet E&P International.

#### Kjøp av eierinteresser i Johan Sverdrup feltet og salg av aksjer i Lundin Petroleum AB

I tredje kvartal 2019 gjennomførte Equinor en avtale om å selge 16 % av aksjene i Lundin Petroleum AB (Lundin) mot en direkte eierinteresse på 2,6 % i Johan Sverdrup feltet og kontantvederlag. Vederlaget for aksjene i Lundin var 14.510 millioner svenske kroner (1.508 millioner USD) på gjennomføringstidspunktet, mens vederlaget for eierinteressene i Johan Sverdrup var 981 millioner kroner inkludert oppgjør for interimperioden.

Salget av 16 % av aksjene i Lundin ble gjennomført 5. august 2019 og Equinor regnskapsførte en gevinst på 837 millioner USD inkludert resirkulering av gevinster/tap som tidligere var ført mot egenkapitalen og en endring av virkelig verdi på de gjenværende 4,9 % av aksjene (etter at Lundin har innløst de kjøpte aksjene). Gevinsten knyttet til salget er presentert på linjen Andre inntekter i segmentet E&P Norway. Etter salget regnskapsføres de gjenværende aksjene til virkelig verdi med verdiendringer over resultatregnskapet og er klassifisert som langsiktige Finansielle investeringer i Konsernbalansen.

Kjøpet av 2,6 % eierinteresse i Johan Sverdrup feltet ble gjennomført den 30. august 2019. De kjøpte eierinteressene er regnskapsført etter prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Kjøpet medførte økte eiendeler på 1.580 millioner USD, inkludert goodwill på 612 millioner USD, økt utsatt skatt på 612 millioner USD og andre endringer på 13 millioner USD. Kjøpet er regnskapsført i segmentet E&P Norway.

Begge transaksjonene er fritatt for skatt.

### **Salg av aksjer i Arkona havvind-park**

I fjerde kvartal 2019 gjennomførte Equinor et salg av 25 % av aksjene i AWE-Arkona-Windpark Entwicklunds- GMBH til EIP Offshore Wind Germany I Holding GMBH for totalt 475 millioner euro (526 million USD) inkludert oppgjør for interimperioden. Etter transaksjonen eier Equinor 25 % av aksjene i Arkona havvindpark. RWE Renewables vil fortsatt være operatør med 50 % eierinteresse. En gevinst på 212 millioner USD har blitt regnskapsført under linjen Andre inntekter i Konsernresultatregnskapet i segmentet Andre.

### **Salg av eierinteresser i Eagle Ford eiendel på land i USA**

I fjerde kvartal 2019 gjennomførte Equinor et salg av alle sine eierinteresser i Eagle Ford-eiendelen på land. I salget inngikk Equinors aksjer i Edwards Lime Gathering LLC. Totalt vederlag utgjorde 352 millioner USD. Et uvesentlig tap har blitt regnskapsført under linjen Driftskostnader i Konsernresultatregnskapet. Tapet er regnskapsført i segmentet E&P International.

### **Investeringer i eierinteresse på land i Argentina**

Den 18. desember 2019 inngikk Equinor en avtale om å kjøpe 50 % eierinteresse i SPM Argentina S.A (SPM) fra Schlumberger Production Management Holding Argentina B.V. SPM eier 49 % i Bandurria Sor blokken på land i Argentina og blokken er i sen pilotfase av utbyggingen. Vederlaget før justeringer er 177,5 millioner USD. Vederlaget vil bli justert for kontantstrømmer, inkludert kontantstrømmer relatert til arbeidskapital og gjeld, fra 1. januar 2020 til gjennomføring av transaksjonen. Ved gjennomføring er det forventet at kjøpet vil bli regnskapsført etter egenkapitalmetoden. Gjennomføring er forventet i første kvartal 2020 og investeringen vil bli regnskapsført i segmentet E&P International.

## **2018**

### **Kjøp av eierinteresser i Martin Linge-feltet og Garantiana funnet**

I første kvartal 2018 gjennomførte Equinor og Total en avtale om kjøp av Totals eierandeler i Martin Linge-feltet (51 %) og Garantiana-funnet (40 %) på norsk sokkel. Equinors eierandel i Martin Linge-feltet økte fra 19 % til 70 %. Equinor betalte et kontantvederlag på 1.541 millioner USD til Total og overtok begge operatørskapene. Eiendeler og gjeld knyttet til den oppkjøpte delen av Martin Linge-feltet og Garantiana-funnet ble regnskapsført basert på prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Transaksjonen medførte at Equinors varige driftsmidler økte med 1.418 millioner USD, immaterielle eiendeler med 116 millioner USD, goodwill med 265 millioner USD, utsatt skatt med 265 millioner USD og øvrige eiendeler med 7 millioner USD. Eierne har felles kontroll over virksomheten og Equinor innregner fortsatt linje for linje i tråd med Equinors eierandel. Kjøpet ble regnskapsført i segmentet E&P Norway.

### **Kjøp av Cobalt International Energys andel i North Platte-funnet i Mexicogolfen**

I første kvartal 2018 leverte Equinor og Total et felles vinner-bud i en konkursauksjon for noen av Cobalts eiendeler i North Platte-funnet med en samlet kjøpesum på 339 millioner USD. Kjøpet ble slutført i april 2018. Etter dette har Total operatørskapet og en andel på 60 % i North Platte og Equinor har en andel på 40 %. Verdien av de kjøpte leterettighetene har blitt regnskapsført i segmentet E&P International og medførte at verdien av de immaterielle eiendelene økte med 246 millioner USD. I tillegg inkluderer kjøpesummen et betinget vederlag begrenset oppad til 20 millioner USD.

### **Oppkjøp av andeler i Roncador-feltet**

I andre kvartal 2018 gjennomførte Equinor og Petrobras en transaksjon der Equinor kjøpte en andel på 25 % av Petrobras' andel i Roncador, et oljefelt i Campos-bassenget i Brasil. Et kontantvederlag på 2,133 millioner USD ble betalt, i tillegg ble det avsatt for et betinget vederlag på 392 millioner USD. Eiendeler og gjeld knyttet til den oppkjøpte delen av Roncador feltet ble regnskapsført basert på prinsippene i IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger. Transaksjonen medførte at Equinors varige driftsmidler økte med 2.550 millioner USD, immaterielle eiendeler med 392 millioner USD og avsetninger med 808 millioner USD. Allokeringen av oppkjøpsprisen ble ferdigstilt i annet kvartal 2019 uten vesentlige endringer i forhold til opprinnelig oppkjøpsanalyse. Verdien er justert i tråd med ny informasjon mottatt i fjerde kvartal 2018. På nåværende tidspunkt er verdien av det samlede vederlag og allokering av kjøpesummen foreløpige. Eiere har felles kontroll over virksomheten og virksomhetsaktiviteter innregnes linje for linje i tråd med Equinors eierandel. Kjøpet ble regnskapsført i segmentet E&P International.

### **Kjøp og salg av Equinor-opererte eierinteresser i Bacalhau (tidligere Carcara) feltet i Brasil**

I fjerde kvartal 2016 kjøpte Equinor en 66 % eierandel og overtok operatørskap i den brasilianske lisensen BM-S-8 i Santos-bassenget utenfor kysten av Brasil fra Petr leo Brasileiro S.A. ("Petrobras"). Verdien av de kjøpte leterettighetene medførte at verdien av de immaterielle eiendelene økte med 2.271 millioner USD på gjennomføringstidspunktet.

I fjerde kvartal 2017 leverte et konsortium bestående av Equinor (operatør, 40 %), ExxonMobil (40 %) og Galp (20 %) vinnerbudet (67,12 % av «profit oil») for Bacalhau lisensen (tidligere Carcara Nord) i Santos-bassenget. Equinors andel av den forhåndsbestemte signaturbonusen som ble betalt av konsortiet i desember 2017 var 350 millioner USD og ble regnskapsført som en immateriell eiendel.

I fjerde kvartal 2017 kjøpte Equinor Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) sin 10 % eierandel i lisensen BM-S-8 i Santos-bassenget og utvidet den samlede opererte eierandelen til 76 %. Verdien av de kjøpte leterettighetene medførte at verdien av de immaterielle eiendelene økte med 362 millioner USD på transaksjonsdatoen.

I andre kvartal 2018 gjennomførte Equinor et nedsalg av 39,5 % av sin andel på 76 % i BM-S-8, kunngjort i oktober 2017. 36,5 % eierandel i lisensen ble solgt til ExxonMobil og 3 % til Galp for et samlet vederlag på 1.493 millioner USD. Transaksjonen hadde ingen effekt på Konsernresultatregnskapet. Kontantstrøm fra salget var 1.016 millioner USD. Transaksjonene ble regnskapsført i segmentet E&P International.

#### Salget av to funn på norsk sokkel

I fjerde kvartal 2018 gjennomførte Equinor salget av en operatørandel på 77,8 % i King Lear-funnet på den norske sokkelen til Aker BP for et samlet beløp på 250 millioner USD og en partneroperert andel i Tommeliten-funnet til PGNiG for et samlet beløp på 220 millioner USD. En gevinst på 449 millioner USD ble inntektsført og presentert som Andre inntekter i segmentet E&P Norway i konsernregnskapet. Transaksjonen var unntatt fra skatteplikt i henhold til det norske regelverket for Norsk petroleumsskatt.

### 2017

#### Salg av eierandel i oljesandvirksomhet Kai Kos Dehseh

I første kvartal 2017 gjennomførte Equinor en avtale om salg av sin 100 % eierandel i oljesandprosjektene Kai Kos Dehseh (KKD) til Athabasca Oil Corporation. Det samlede vederlaget i transaksjonen bestod av et kontantvederlag på 431 millioner CAD (328 millioner USD), 100 millioner ordinære aksjer i Athabasca Oil Corporation og en serie med betingede vederlag. Aksjene og det betingede vederlaget ble regnskapsført til virkelig verdi på gjennomføringstidspunktet på totalt 185 millioner CAD (142 millioner USD). Equinor bokførte et tap på 351 millioner USD i forbindelse med salget, presentert som driftskostnader, og inkluderer omregningsdifferanser reklassifisert til konsernresultatregnskapet fra inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital. I segmentrapporteringen er tapet presentert i segmentet E&P International.

#### Forlengelse av Azeri-Chirag-Deepwater Gunashlis produksjonsdelingsavtale

I tredje kvartal 2017 ble Azeri-Chirag-Deepwater Gunashlis (ACGs) produksjonsdelingsavtale utvidet med 25 år. Transaksjonen ble regnskapsført i E&P International i fjerde kvartal etter at avtalen ble ratifisert av parlamentet (Milli Majlis) i Aserbajdsjan. Som en del av den nye avtalen vil Equinors eierandel bli justert fra 8,56 % ned til 7,27 %. De internasjonale partnerne vil betale totalt 3,6 millioner USD til Statens oljefond i Aserbajdsjan. Equinors andel er omtrent 349 millioner USD som vil bli betalt over 8 år.

## 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring

#### Generell informasjon relevant for finansiell risiko

Equinors forretningsaktiviteter medfører eksponering for finansiell risiko. Equinor benytter en helhetlig tilnærming til vurdering og styring av risiko. Equinor tar hensyn til korrelasjoner mellom de viktigste markedsrisikoene og de naturlige sikringene som er tilstede i Equinors portefølje. Denne tilnærmingen gir Equinor mulighet til å redusere antallet sikringstransaksjoner og dermed redusere transaksjonskostnader og unngå sub-optimalisering.

Konsernrisikokomiteen som ledes av konserndirektør for økonomi og finans (CFO), er ansvarlig for å definere, utvikle og evaluere retningslinjer for håndtering av risiko. CFO er, i samarbeid med konsernrisikokomiteen, også ansvarlig for å overvåke og utvikle Equinors overordnede risikostyring og å foreslå passende risikoutjevne tiltak på konsernnivå.

Fullmakter i handelsorganisasjoner innen råolje, raffinerte produkter, naturgass og kraft er relativt små sammenlignet med Equinors totale markedsrisiko.

#### Finansiell risiko

Equinors aktiviteter eksponerer Equinor for markedsrisiko (inkludert råvarepriserisiko, valutarisiko, renterisiko og aksjepriserisiko), likviditetsrisiko og kredittrisiko.

#### Markedsrisiko

Equinor opererer i verdensmarkedene for råolje, raffinerte produkter, naturgass og kraft, og er eksponert for markedsrisikoer knyttet til endringer i prisene på hydrokarboner, valutakurser, rentesatser og kraftpriser som kan påvirke inntekter og kostnader ved drift, investeringer og finansiering. Risikoene styres hovedsakelig på kortsiktig basis, med fokus på hvordan Equinor best kan oppnå optimal risikojustert avkastning innenfor gitte fullmakter. Langsiktige eksponeringer styres på konsernnivå, mens kortsiktige eksponeringer generelt styres basert på handelsstrategier og mandater.

For mer informasjon om sensitivitetsanalyse av markedsrisiko, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

### Råvarepriserisiko

Equinors mest betydelige langsiktige råvarerisiko (olje og naturgass) er relatert til framtidige markedspriser hvor Equinors risikopolisy er å være eksponert for både positive og negative prisbevegelser. For å styre kortsiktig råvarepriserisiko 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 kraft. Equinors bilaterale gassalgspottefølje er eksponert mot ulike prisindekser og mot en kombinasjon av lange og kortsiktige prispunkter.

Derivater knyttet til råolje og øvrige petroleumsprodukter har normalt løpetid på under ett år, og handles hovedsakelig på Inter Continental Exchange (ICE) i London, på New York Mercantile Exchange (NYMEX), i det ikke-børsnoterte (OTC) Brent-markedet og i markedet for bytteavtaler knyttet til råolje og raffinerte produkter. Derivater knyttet til naturgass og kraft har normalt løpetid på under tre år, og er hovedsakelig OTC fysiske terminkontrakter og opsjoner, NASDAQ OMX Oslo terminkontrakter, samt NYMEX og ICE futures.

### Valutarisiko

Equinors kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter relatert til olje- og gassalg, driftsutgifter og investeringer er hovedsakelig i USD, mens skatt og utbytte til aksjonærer på Oslo Børs, samt en andel av driftsutgifter og investeringer er i norske kroner. Equinors valutastyring er hovedsakelig knyttet til å sikre betalinger i norske kroner. Dette betyr at Equinor regelmessig kjøper norske kroner, hovedsakelig i spotmarkedet, men også ved bruk av konvensjonelle derivatinstrumenter med levering på et framtidig tidspunkt.

### Renterisiko

Obligasjonslånene er vanligvis utstedt med fast rente i ulike lokale valutaer (blant annet USD, EUR og GBP). Obligasjonslånene blir normalt konvertert til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutabytteavtaler. Equinor styrer renterisiko på obligasjonsgjeld basert på risiko- og avkastningshensyn fra et helhetlig risikostyringsperspektiv. Dette betyr at andel på fast/flytende renteeksponering kan variere over tid. For mer detaljert informasjon om Equinors langsiktige gjeldsportefølje se note 18 Finansiell gjeld.

### Aksjepriserisiko

Equinors forsikringsselskap (captive) eier børsnoterte aksjer som en del av sin portefølje. I tillegg har Equinor noen andre noterte og ikke noterte aksjer som hovedsakelig eies for langsiktige strategiske formål. Ved å eie disse eiendelene er konsernet eksponert for aksjepriserisiko, definert som risikoen for reduksjon i aksjeprisen, som kan medføre en reduksjon i den bokførte verdien av Equinors eiendeler innregnet i balansen. Risikoen i porteføljen eid av Equinors forsikringsselskap er styrt, med målet å opprettholde en moderat risikoprofil, gjennom geografisk diversifisering og bruk av brede referanseindekser.

### Likviditetsrisiko

Likviditetsrisiko er risikoen for at Equinor ikke er i stand til å gjøre opp sine finansielle forpliktelser når de forfaller. Formålet med likviditetsstyring er å sikre at Equinor til enhver tid har tilstrekkelige midler tilgjengelig for å dekke sine finansielle forpliktelser.

Equinors største utbetalinger inkluderer kvartalsvise utbyttebetalinger og seks årlige betalinger av norsk petroleumsskatt. Hvis prognosen for likviditetsutvikling viser at likvide eiendeler er under definerte minimumsnivåer, vil opptak av langsiktig finansiering bli vurdert.

Kortsiktige finansieringsbehov blir vanligvis dekket av 5,0 milliarder USD via US Commercial Paper Programme (CP) som er dekket av en rullerende kredittfasilitet på 5,0 milliarder USD, støttet av Equinors 21 viktigste kjernebanker, med forfall i 2022. Kredittfasiliteten er ubrukt per 31. desember 2019 og gir sikker tilgang til finansiering, understøttet av beste mulige kortsiktige rating.

For langsiktig finansiering bruker Equinor alle de største kapitalmarkedene (USA, Europa og Asia). Equinors policy er å ha en forfallsstruktur på obligasjonsgjelden, der nedbetaling ikke overstiger 5 % av sysselsatt kapital i hvert av de nærmeste fem år. Equinors langsiktige gjeld har en gjennomsnittlig løpetid på cirka ni år.

For mer informasjon om Equinors langsiktige gjeld, se note 18 Finansiell gjeld.

Tabellen nedenfor viser forfallsprofilen til Equinors finansielle forpliktelser basert på udiskonterte kontraktsmessige kontantstrømmer.

(i millioner USD)	2019		31. desember			2018	
	Finansielle forpliktelser	Leieavtaler	Finansielle derivater	Finansielle forpliktelser	Leieavtaler	Finansielle derivater	
År 1	13.388	1.210	204	11.958	61	271	
År 2 og 3	4.370	1.483	606	5.504	120	677	
År 4 og 5	6.238	673	175	4.919	123	203	
År 6 til 10	8.449	892	479	10.611	150	611	
Etter 10 år	10.567	349	370	9.570	48	725	
<b>Totalt spesifisert</b>	<b>43.012</b>	<b>4.607</b>	<b>1.835</b>	<b>42.562</b>	<b>502</b>	<b>2.488</b>	

Sammenligningstallene knyttet til leiekontrakter gjelder finansielle leieavtaler i henhold til IAS 17. For merinformasjon se note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler.

### Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at Equinors kunder eller motparter kan påføre Equinor finansielle tap ved ikke å overholde sine forpliktelser. Kredittrisiko oppstår gjennom kreditteksponering knyttet til kundefordringer samt fra finansielle investeringer, finansielle derivater og innskudd i finansinstitusjoner.

Før transaksjoner inngås med nye motparter, krever Equinors kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og er tildelt en intern kredittrating. Den interne kredittratingen reflekterer Equinors vurdering av motpartens kredittrisiko, og er basert på kvantitative og kvalitative analyser av finansiell og annen relevant forretningsinformasjon. Alle etablerte motparter revurderes jevnlig.

Equinor bruker flere instrumenter for å avlaste og kontrollere kredittrisiko, både per motpart og på porteføljenivå. Hovedinstrumentene inkluderer bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetalinger og depositum.

Equinor har forhåndsdefinerte grenser for porteføljens løpende absolutte kredittrisiko 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 Equinor er geografisk diversifisert på en rekke motparter innen olje- og energisektoren, i tillegg til større olje- og gassbrukere samt finansielle motparter. Størstedelen av Equinors eksponering er med selskaper med "investment grade"-rating.

Tabellen nedenfor viser Equinors balanseførte verdi av finansielle eiendeler og finansielle derivater inndelt etter Equinors vurdering av motpartens kredittrisiko. 2 % av kundefordringer og andre fordringer har passert forfall med 30 dager. De forfalte fordringene består hovedsakelig av joint venture-fordringer i påvente av avklaring av disputter knyttet til eierandelinteresser fra partnere innen ukonvensjonelle operasjoner i USA. Avsetninger basert på forventet kredittapsmodell er gjort for å dekke forventede tap. Kun ikke-børsnoterte instrumenter er inkludert i finansielle derivater.

(i millioner USD)	Langsiktige finansielle fordringer	Kundefordringer og andre fordringer	Langsiktige finansielle derivater	Kortsiktige finansielle derivater
<b>31. desember 2019</b>				
Investment grade med klassifisering A eller høyere	682	2.089	962	201
Annen investmentgrade	80	4.778	403	368
Lavere kredittvurdering eller ikke klassifisert	296	508	0	9
<b>Sum finansielle eiendeler</b>	<b>1.057</b>	<b>7.374</b>	<b>1.365</b>	<b>578</b>
<b>31. desember 2018</b>				
Investment grade med klassifisering A eller høyere	460	1.811	682	100
Annen investmentgrade	150	5.412	350	183
Lavere kredittvurdering eller ikke klassifisert	244	1.265	0	35
<b>Sum finansielle eiendeler</b>	<b>854</b>	<b>8.488</b>	<b>1.032</b>	<b>318</b>

For mer informasjon vedrørende Kundefordringer og andre fordringer, se note 15 Kundefordringer og andre fordringer.

Per 31. desember 2019 er 585 millioner USD innkrevd som sikkerhetsstillelse for å redusere deler av Equinors kreditteksponering. Per 31. desember 2018 var 213 millioner USD innkrevd som sikkerhetsstillelse. Sikkerhetsstillelsen er kontanter mottatt som sikkerhet for å redusere kreditteksponering i tilknytning til positive virkelige verdier fra rentebytteavtaler, rente-valutabytteavtaler og valutabytteavtaler. Kontanter er innkrevd som sikkerhet i samsvar med hovedavtaler med ulike motparter når den positive virkelige verdien for de ulike swappene er over en avtalt grense.

I henhold til vilkår i ulike nettooppgjøringsordninger for finansielle derivater er det per 31. desember 2019 utlignet 2.187 millioner USD, mens 603 millioner USD presentert som finansielle forpliktelser ikke oppfyller kriteriene for motregning. Per 31. desember 2018 var 119 millioner USD utlignet, mens 655 millioner USD ikke var utlignet. Mottatt sikkerhetsstillelse og ikke utlignet beløp under nettooppgjøringsavtaler reduserer kreditteksponeringen for finansielle derivater presentert i tabell ovenfor, da de ved en eventuell misligholdssituasjon for motparten kan kreves nettooppgjort. For kundefordringer og andre fordringer under liknende nettooppgjøringsordninger er det per 31. desember 2019 utlignet 1.309 millioner USD mens det per 31. desember 2018 var utlignet 557 millioner USD.



**Kapitalstyring**

Hovedmålene med Equinors kapitalstyringspolitikk er å opprettholde en sterk finansiell posisjon og sikre tilstrekkelig økonomisk fleksibilitet. Equinors fokus er å opprettholde kredittvurderingen i A-kategorien på frittstående basis (unntatt løft for eierskap av den norske stat). Non-GAAP-måltallet netto justert rentebærende gjeld (ND) over sysselsatt kapital (CE) ett av flere viktige nøkkeltall i vurderingen av Equinors finansielle robusthet.

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Netto justert rentebærende gjeld, inkludert gjeld tilknyttet leieavtaler (ND1)	17.219	
Netto justert rentebærende gjeld (ND2)	12.880	12.246
Sysselsatt kapital, inkludert gjeld tilknyttet leieavtaler (CE1)	58.378	
Sysselsatt kapital (CE2)	54.039	55.235
Netto gjeld på sysselsatt kapital justert, inkludert gjeld tilknyttet leieavtaler (ND1/CE1)	29,5%	-
Netto gjeld på sysselsatt kapital justert (ND2/CE2)	23,8%	22,2%

ND1 er definert som selskapets kortsiktige og langsiktige finansielle forpliktelser fratrukket kontantbeholdning og kortsiktige finansielle plasseringer, justert for innkalt margin og for likviditetsposisjoner fra konsernets forsikringsselskap (henholdsvis 791 millioner USD og 1.261 millioner USD i 2019 og 2018). I tillegg kommer justeringer for balanser relatert til SDØE (henholdsvis 0 millioner USD og 146 millioner USD i 2019 og 2018). Sysselsatt kapital (CE1) er definert som selskapets totale egenkapital (inkludert minoritetsinteresser) og ND1. ND2 er definert som ND1 justert for leieforpliktelser (henholdsvis USD 4.339 millioner og 0 millioner i 2019 og 2018). Sysselsatt kapital (CE2) er definert som selskapets totale egenkapital (inkludert minoritetsinteresser) og ND2.

**6 Godtgjørelse**

(i millioner USD, unntatt gjennomsnittlig antall ansatte)	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
Lønnskostnader <sup>1)</sup>	2.766	2.863	2.671
Pensjonskostnader	446	463	469
Arbeidsgiveravgift	413	409	387
Andre lønnskostnader og sosiale kostnader	330	318	290
Sum lønnsrelaterte kostnader	3.955	4.052	3.818
Gjennomsnittlig antall ansatte <sup>2)</sup>	21.400	20.700	20.700

1) Lønnskostnader inneholder bonuser, sluttpakker og kostnader i forbindelse med utstasjonering i tillegg til grunnlønn.

2) Deltidsansatte utgjør 4 % for 2019 og 3 % for hvert av årene 2018 og 2017.

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og delvis viderebelastet partnerne i Equinor-opererte lisenser basert på påløpte timer.

## Kompensasjon til styret og konsernledelsen

(i tusen USD) <sup>1)</sup>	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
Kortsiktige ytelser	10.958	12.471	11.067
Pensjonsytelser	661	667	636
Andre langsiktige ytelser	18	21	25
Aksjebasert avlønning	147	197	175
Sum	11.782	13.356	11.902

1) Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjening i perioden.

For detaljer vedrørende godtgjørelse til konsernledelsen, se note 4 Godtgjørelse i selskapsregnskapet til Equinor ASA.

Per 31. desember 2019, 2018 og 2017 er det ikke gitt lån til medlemmer av styret eller konsernledelsen.

**Aksjebasert avlønning**

Equinors aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Equinor gjennom månedlige lønnstrekk og tilskudd fra Equinor. Dersom aksjene beholdes i kjøpsåret samt i de to påfølgende hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Equinor, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for Equinor i 2019-, 2018- og 2017-programmene, inkludert tilskudd fra Equinor og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 73 millioner USD, 72 millioner USD og 62 millioner USD. Beregnet kostnad for Equinor for 2020-programmet (avtaler inngått i 2019) utgjør 74 millioner USD. Gjenstående beløp per 31. desember 2019, som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode, utgjør 158 millioner USD.

## 7 Andre kostnader

**Godtgjørelse til revisor**

(i millioner USD, ekskl. mva)	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
Revisjonshonorar Ernst & Young (revisor 2019)	4,7		
Revisjonshonorar KPMG (revisor 2018 og 2017)	2,8	7,1	6,1
Revisjonsrelaterte tjenester Ernst & Young (revisor 2019)	0,5		
Revisjonsrelaterte tjenester KPMG (revisor 2018 og 2017)	1,2	1,0	0,9
Skattehonorar Ernst & Young (revisor 2019)	0,2		
Skattehonorar KPMG (revisor 2018 og 2017)	0,0	0,0	0,0
Andre tjenester Ernst & Young (revisor 2019)	0,9		
Andre tjenester KPMG (revisor 2018 og 2017)	0,0	0,0	0,0
Sum	10,3	8,1	7,0

I tillegg til tallene i tabellen over er det betalt revisjonshonorar og revisjonsrelatert honorar knyttet til Equinor-opererte lisenser på 0,5 millioner USD, 0,9 millioner USD og 0,8 millioner USD for årene 2019, 2018 og 2017.

Den 15. mai 2019 vedtok generalforsamlingen å velge Ernst & Young AS som Equinors revisor, som dermed erstattet KPMG AS.

**Utgifter til forskning og utvikling**

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 300 millioner USD, 315 millioner USD og 307 millioner USD i henholdsvis 2019, 2018 og 2017. Utgiftene er delvis finansiert av partnerne på Equinor-opererte lisenser. Equinors andel av utgiftene har blitt kostnadsført i resultatregnskapet.

## 8 Finansposter

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
Valutagevinst/(tap) finansielle derivater	132	149	(920)
Annen valutagevinst/(tap)	92	(315)	1.046
<b>Netto gevinst/(tap) utenlandsk valuta</b>	<b>224</b>	<b>(166)</b>	<b>126</b>
Mottatt utbytte	75	150	63
Verdipapirgevinst/(tap) finansielle investeringer	245	(72)	108
Renteinntekter verdipapirer og betalingsmidler	124	45	64
Renteinntekter langsiktige finansielle eiendeler	21	27	24
Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter	280	132	228
<b>Renteinntekter og andre finansielle poster</b>	<b>746</b>	<b>283</b>	<b>487</b>
<b>Gevinst/(tap) finansielle derivater</b>	<b>473</b>	<b>(341)</b>	<b>(61)</b>
Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater	(987)	(922)	(1.004)
Rentekostnader finansielle leieavtaler	(126)	(23)	(26)
Balanseførte lånekostnader	480	552	454
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	(456)	(461)	(413)
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader	(360)	(185)	86
<b>Renter og andre finanskostnader</b>	<b>(1.450)</b>	<b>(1.040)</b>	<b>(903)</b>
<b>Netto finansposter</b>	<b>(7)</b>	<b>(1.263)</b>	<b>(351)</b>

Equinors største finansposter relaterer seg til eiendeler og gjeld kategorisert som virkelig verdi over resultatet samt amortisert kost. For mer informasjon om kategorisering av finansielle instrumenter, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko. For mer informasjon om knyttet til implementering av IFRS 16, se note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler.

Linjen Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater, inneholder hovedsakelig rentekostnader fra kategorien finansielle forpliktelser til amortisert kost på 861 millioner USD, 868 millioner USD og 1.084 millioner USD og netto rente på tilknyttede derivater inkludert i kategorien virkelig verdi over resultatet, netto rentekostnad på 129 millioner USD, netto rentekostnad 55 millioner USD og netto renteinntekt 80 millioner USD for henholdsvis 2019, 2018 og 2017.

Linjen Gevinst/(tap) finansielle derivater inkluderer hovedsakelig virkelig verdi endring på derivater knyttet til renterisiko. En gevinst på 457 millioner USD, et tap på 357 millioner USD og tap på 77 millioner USD fra kategorien virkelig verdi over resultatet er inkludert for henholdsvis 2019, 2018 og 2017.

Linjen Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader inkluderer en inntekt på 319 millioner USD i 2017 relatert til bortfall av en betinget forpliktelse.

Valutagevinst/(tap) finansielle derivater inkluderer endringer i virkelig verdi på valutaderivater knyttet til likviditets- og valutarisiko. Linjen Netto gevinst/(tap) på utenlandsk valuta inkluderer et netto tap på utenlandsk valuta på 74 millioner USD, et netto tap på 422 millioner USD og en netto gevinst på 427 millioner USD fra kategorien virkelig verdi over resultatet for henholdsvis 2019, 2018 og 2017.

## 9 Skatter

### Spesifikasjon av skattekostnad

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
Årets betalbare skatt	(7.892)	(10.724)	(7.680)
Korreksjon av tidligere års skatter	69	(49)	(124)
Betalbar skatt	(7.822)	(10.773)	(7.805)
Årets endring i midlertidige forskjeller	410	(1.359)	(904)
Innregning av tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel	0	923	0
Endring i skattelovgivning	(6)	(28)	(14)
Korreksjon av tidligere års skatter	(23)	(99)	(100)
Utsatt skatt	381	(563)	(1.017)
Skattekostnad	(7.441)	(11.335)	(8.822)

## Avstemming mellom nominell skattesats og effektiv skattesats

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
Resultat før skattekostnad	9,292	18,874	13,420
Beregnet skatt etter nominell sats <sup>1)</sup>	(2,284)	(5,197)	(3,827)
Beregnet norsk særskatt <sup>2)</sup>	(5,499)	(8,189)	(5,945)
Skatteeffekt av friinntektsfradrag <sup>3)</sup>	632	736	784
Skatteeffekt av permanent forskjell knyttet til nedsalg	380	400	(85)
Skatteeffekt av permanent forskjell som skyldes forskjellig funksjonell valuta og skattevaluta	8	116	(229)
Skatteeffekt av øvrige permanente forskjeller	395	337	291
Skatteeffekt av tvist med finansdepartementet i Angola <sup>4)</sup>	0	0	496
Innregning av tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel <sup>5)</sup>	0	923	0
Endring av ikke innregnet utsatt skattefordel	(974)	72	(169)
Endring i skattelovgivning	(6)	(28)	(14)
Korreksjon av tidligere års skatter	47	(148)	(224)
Annet inkludert kurseffekter	(139)	(357)	100
<b>Skattekostnad</b>	<b>(7,441)</b>	<b>(11,335)</b>	<b>(8,822)</b>
<b>Effektiv skattesats</b>	<b>80,1%</b>	<b>60,1%</b>	<b>65,7%</b>

- 1) Vektet gjennomsnitt av nominelle skattesatser var 24,6 % i 2019, 27,5 % i 2018 og 28,5 % i 2017. Satsene er påvirket av inntektsfordelingen mellom skatteregimer med lavere nominell skattesats og skatteregimer med høyere nominell skattesats. Endringen i vektet gjennomsnittlig nominell skattesats fra 2018 til 2019 og fra 2017 til 2018 skyldes også reduksjonen i nominell norsk skattesats fra 24 % i 2017 til 23 % i 2018 til 22 % i 2019.
- 2) Satsen for norsk særskatt etter petroleumsskatteloven er 56 % i 2019, 55 % i 2018 og 54 % i 2017.
- 3) Ved beregning av 56 % særskatt på resultat fra norsk kontinentalsokkel gis det en friinntekt basert på investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. Friinntekten kommer til fradrag i fire år fra og med året investeringen er foretatt. For investeringer i 2019 er friinntektssatsen på 5,2 % per år, mens den for 2018 er 5,3 % per år, for 2017 er 5,4 % per år og for 2016 er 5,5 % per år. Overgangsregler gjelder for investeringer etter 5. mai 2013 som er dekket av blant annet planer for utbygging og drift (PUD-er) eller planer for anlegg og drift (PAD-er) innsendt til Olje- og energidepartementet før 5. mai 2013. For disse investeringene er satsen 7,5 % per år. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset framføringsadgang. Per 31. desember 2019 utgjør ikke regnskapsført friinntekt 1.678 millioner USD. Tilsvarende tall for 2018 var 1.780 millioner USD.
- 4) I juni 2017 signerte Equinor en avtale med Angolas finansdepartement som avsluttet tvisten knyttet til tidligere utlignet tillegg av profittolje og skatter. Avtalen avgjorde hvordan profittolje skal fordeles, samt hvordan skatt på petroleumsinntekt (PIT) skal utlignes, for Equinors deltakelse i blokk 4, blokk 15, blokk 17 og blokk 31 på angolansk sokkel for årene 2002 til og med 2016.
- 5) Tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel på 923 millioner USD ble innregnet i rapporteringssegmentet E&P International i 2018. Utsatt skattefordel er innregnet basert på forventning om tilstrekkelig skattemessig overskudd gjennom reversering av skatteøkende midlertidige forskjeller eller framtidig skattbar inntekt i henhold til forretningsplaner.

## Spesifikasjon av utsatt skattefordel og utsatt skatt

(i millioner USD)	Fremførbare skattemessige underskudd	Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler	Fjerningsforpliktelser	Leieforpliktelser <sup>1)</sup>	Pensjoner	Derivater	Annet <sup>1)</sup>	Sum
Utsatt skatt 31. desember 2019								
Utsatt skattefordel	5.173	369	9.397	1.898	733	108	1.612	19.291
Utsatt skatt	0	(24.115)	(0)	(0)	(13)	(119)	(573)	(24.820)
Netto fordel/(forpliktelse) 31. desember 2019								
	5.173	(23.746)	9.397	1.898	720	(11)	1.040	(5.530)
Utsatt skatt 31. desember 2018								
Utsatt skattefordel	5.761	351	8.118	0	785	95	1.095	16.205
Utsatt skatt	(0)	(20.987)	0	0	(14)	(96)	(476)	(21.573)
Netto fordel/(forpliktelse) 31. desember 2018								
	5.761	(20.636)	8.118	0	771	(1)	620	(5.367)

1) For 2019 er utsatt skatt vedrørende leieforpliktelser inkludert i en egne kolonne Leieforpliktelser, mens utsatt skatt vedrørende leieforpliktelser for 2018 ikke er reklassifisert på grunn av uvesentlighet og er inkludert i Annet.

## Årets endring i netto utsatt skatt var:

(i millioner USD)	2019	2018	2017
Netto utsatt skatt 1. januar	5.367	5.213	4.231
Innregnet i resultatregnskapet	(381)	563	1.017
Innregnet mot totalresultatet	98	(22)	38
Omregningsdifferanser og annet	446	(386)	(73)
Netto utsatt skatt 31. desember	5.530	5.367	5.213



Utsatt skattefordel og utsatt skatt motregnes når de relaterer seg til det samme skattesystemet og det foreligger juridisk grunnlag for motregning. Etter motregning av utsatt skattefordel og utsatt skatt per skattesystem, presenteres disse slik i balansen:

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Utsatt skattefordel	3.881	3.304
Utsatt skatt	9.410	8.671

Utsatt skattefordel er innregnet basert på forventning om tilstrekkelig skattemessig overskudd gjennom reversering av skatteøkende midlertidige forskjeller eller framtidig skattbar inntekt. Per 31. desember 2019 og 31. desember 2018 var utsatt skattefordel på henholdsvis 3.881 millioner USD og 3.304 millioner USD hovedsakelig regnskapsført i Norge, Angola, Brasil, Storbritannia og Canada. Herav er henholdsvis 995 millioner USD og 1.868 millioner USD regnskapsført i enheter som har hatt skattemessig tap i inneværende eller foregående periode. Disse tapene skyldes hovedsakelig akselererte skattemessige avskrivninger og oppstartskostnader relatert til olje- og gasseiendeler i utbyggingsfasen. Tapene vil bli utnyttet gjennom reversering av skatteøkende midlertidige forskjeller og annen skattbar inntekt fra olje- og gassproduksjon når eiendelene kommer i produksjon.

#### Ikke innregnet utsatt skattefordel

(i millioner USD)	31. desember			
	2019		2018	
	Grunnlag	Skatt	Grunnlag	Skatt
Skattereduserende midlertidige forskjeller	2.550	1.138	2.439	1.123
Fremførbare skattemessige underskudd	18.259	4.366	14.802	3.940
Sum	20.809	5.504	17.241	5.062

Rundt 11 % av framførbare skattemessige underskudd, som det ikke er innregnet utsatt skattefordel på i balansen, har ubegrenset framføringsadgang. Majoriteten av de resterende ikke innregnede skattemessige underskuddene utløper i perioden etter 2030. Ikke innregnet utsatt skattefordel 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 for å underbygge at framtidige skattemessige resultater vil medføre at fordelene vil kunne benyttes.

Ved årsslutt 2019 utgjorde ikke innregnet utsatte skattefordeler i USA, Angola og Irland henholdsvis 3.788 millioner USD, 833 millioner USD og 191 millioner USD av totalt ikke innregnet utsatte skattefordeler på 5.504 millioner USD. Tilsvarende tall for 2018 var 3.480 millioner USD i USA, 884 millioner USD i Angola og 109 millioner USD i Irland av en total på 5.062 millioner USD.

## 10 Varige driftsmidler

(i millioner USD)	Maskiner, inventar og transportmidler	Produksjonsanlegg olje og gass	Foredlings- og produksjonsanlegg på land	Bygninger og tomter	Anlegg under utbygging	Bruksretts-eiendel <sup>4)</sup>	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2018	3.596	166.766	8.660	932	14.961	0	194.916
Implementering IFRS 16 Leieavtaler <sup>5)</sup>	(813)	(184)	0	0	0	4.989	3.992
Anskaffelseskost 1. januar 2019	2.783	166.582	8.660	932	14.961	4.989	198.908
Tilgang ved virksomhetssammenslutning	1	1.706	5	0	381	0	2.093
Tilganger og overføringer	44	16.023	300	(16)	(4.448)	426	12.330
Avgang til anskaffelseskost	(7)	(4.911)	(0)	(7)	(59)	(35)	(5.020)
Omregningsdifferanser	(2)	(337)	(44)	(0)	(464)	(41)	(888)
Anskaffelseskost 31. desember 2019	2.818	179.063	8.920	909	10.371	5.339	207.422
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2018	(2.802)	(119.589)	(6.613)	(465)	(185)	0	(129.654)
Implementering IFRS 16 leieavtaler <sup>5)</sup>	511	106	0	0	0	(617)	0
Akkumulerte av- og nedskrivninger 1. januar 2019	(2.291)	(119.483)	(6.613)	(465)	(185)	(617)	(129.654)
Avskrivning	(120)	(8.555)	(298)	(25)	0	(752)	(9.750)
Nedskrivning	(6)	(2.430)	(178)	(3)	(707)	(26)	(3.350)
Reversering av nedskrivning	0	120	0	0	0	0	120
Overføringer	13	(134)	(0)	13	26	42	(40)
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang	7	4.540	0	5	0	24	4.576
Omregningsdifferanser	1	616	38	(0)	(26)	(1)	628
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2019	(2.395)	(125.327)	(7.051)	(475)	(892)	(1.329)	(137.469)
Bokført verdi 31. desember 2019	423	53.736	1.870	434	9.479	4.011	69.953
Estimert levetid (år)	3 - 20	PEM <sup>1)</sup>	15 - 20	20 - 33 <sup>2)</sup>		1 - 19 <sup>3)</sup>	

(i millioner USD)	Maskiner, inventar og transportmidler, inkludert skip	Produksjonsanlegg olje og gass	Foredlings- og produksjonsanlegg på land	Bygninger og tomter	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2017	3.470	157.533	8.646	866	18.140	188.656
Tilgang ved virksomhetssammenslutning	76	2.473	0	48	1.370	3.968
Tilganger og overføringer	90	13.017	328	32	(3.322)	10.144
Avgang til anskaffelseskost	(12)	(505)	(0)	(1)	(366)	(884)
Omregningsdifferanser	(28)	(5.752)	(314)	(13)	(861)	(6.967)
<b>Anskaffelseskost 31. desember 2018</b>	<b>3.596</b>	<b>166.766</b>	<b>8.660</b>	<b>932</b>	<b>14.961</b>	<b>194.916</b>
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2017	(2.853)	(113.781)	(6.200)	(439)	(1.746)	(125.019)
Avskrivning	(137)	(9.249)	(426)	(29)	0	(9.841)
Nedskrivning	0	(762)	0	0	(32)	(794)
Reversering av nedskrivning	155	1.087	0	0	156	1.398
Overføringer	(0)	(1.799)	(229)	(1)	1.067	(961)
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang	12	602	0	0	366	980
Omregningsdifferanser	21	4.312	242	4	5	4.583
<b>Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2018</b>	<b>(2.802)</b>	<b>(119.589)</b>	<b>(6.613)</b>	<b>(465)</b>	<b>(185)</b>	<b>(129.654)</b>
<b>Bokført verdi 31. desember 2018</b>	<b>794</b>	<b>47.177</b>	<b>2.048</b>	<b>467</b>	<b>14.776</b>	<b>65.262</b>
Estimert levetid (år)	3 - 20	PEM <sup>1)</sup>	15 - 20	20 - 33 <sup>2)</sup>		

1) Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper vedrørende avskrivninger etter produksjonsenhetsmetoden (PEM).

2) Tomter avskrives ikke.

3) Lineær avskrivning over kontraktperioden.

4) Se note 22 Leieavtaler.

5) Se note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler.

Bokført verdi av eiendeler overført til Varige driftsmidler fra Immaterielle eiendeler utgjorde 213 millioner USD og 161 millioner USD i henholdsvis 2019 og 2018.

Se note 4 Oppkjøp og nedsalg vedrørende tilgang ved virksomhetssammenslutning.

## Nedskrivninger/reversering av nedskrivninger

(i millioner USD)	Varige driftsmidler	Immaterielle eiendeler <sup>3)</sup>	Sum
<b>31. desember 2019</b>			
Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging <sup>1)</sup>	3.230	608	3.838
Goodwill <sup>1)</sup>	-	164	164
Andre immaterielle eiendeler <sup>1)</sup>	-	41	41
Anskaffelseskost relatert til leterettigheter olje og gass <sup>2)</sup>	-	49	49
Netto nedskrivning/(reversering)	3.230	863	4.093
<b>31. desember 2018</b>			
Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging <sup>1)</sup>	(604)	237	(367)
Anskaffelseskost relatert til leterettigheter olje og gass <sup>2)</sup>	-	52	52
Netto nedskrivning/(reversering)	(604)	289	(315)

- 1) Produksjonsanlegg og anlegg under utbygging, goodwill og andre immaterielle eiendeler er gjenstand for nedskrivningsvurdering i henhold til IAS 36. Netto kostnadsførte nedskrivninger etter IAS 36 beløp seg til 4.043 millioner USD i 2019 sammenlignet med netto reversering av tidligere kostnadsførte nedskrivninger på 367 millioner USD i 2018, inkludert nedskrivning av anskaffelseskost leterettigheter olje og gass (immaterielle eiendeler).
- 2) Anskaffelseskostnader knyttet til leteaktiviteter som er gjenstand for nedskrivningsvurdering etter «successful efforts»-metoden (IFRS 6).
- 3) Se note 11 Immaterielle eiendeler.

Ved vurdering av behov for nedskrivning blir eiendelens balanseførte verdi sammenliknet med eiendelens gjenvinnbare verdi. Eiendelens gjenvinnbare verdi er det høyeste av virkelig verdi fratrukket salgskostnader (FVL COD) og eiendelens bruksverdi (VIU).

Reell diskonteringsrente ved beregning av bruksverdi er 6 % etter skatt og er utledet fra Equinors vektete gjennomsnittlige kapitalkostnad. En avledet før-skatt diskonteringsrente ligger i intervallet 15-25 % for E&P Norge og 4-9 % for E&P International og MMP avhengig av eiendelsspesifikke forskjeller, som for eksempel skattemessig behandling, varighet og kontantstrømprofil. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for ytterligere informasjon om nedskrivning av varige driftsmidler.

Tabellen nedenfor viser de eiendeler som er nedskrevet (reversert) per område, den vurderingsmetoden som er benyttet for å komme fram til gjenvinnbar verdi, netto nedskrivninger (reverseringer) og bokført verdi etter nedskrivning.

(i millioner USD)	Verdsettelses metode	2019		2018	
		Bokført beløp etter nedskrivninger	Netto nedskrivning/ (reversering)	Bokført beløp etter nedskrivninger	Netto nedskrivning/ (reversering)
31. desember					
Leting & produksjon Norge	VIU	4.406	1.119	1.966	(201)
	FVLCOD	0	0	1.232	(402)
Nord-Amerika - ukonvensjonell	VIU	7.509	1.631	5.771	762
	FVLCOD	0 <sup>1)</sup>	610	0	0
Nord-Amerika - konvensjonell offshore Mexicogulfen	VIU	1.079	292	3.989	(246)
	FVLCOD	0	0	0	0
Nord-Afrika	VIU	0	0	451	(126)
	FVLCOD	0	0	0	0
Europa og Asia	VIU	645	(18)	0	0
	FVLCOD	0	0	0	0
Markedsføring, midtstrøm & prosessering	VIU	65	178	403	(155)
	FVLCOD	0	0	0	0
Bruksrettseiendel	VIU	0	26	0	0
	FVLCOD	0	0	0	0
Sum		13.704	3.838	13.813	(367)

1) Eiendel er avhendet.

#### Leting & produksjon Norge

I 2019 ble det bokført nedskrivninger på 1.119 millioner USD. Nedskrivningsvurderingene var forårsaket av kostnadsøkninger og nedjusterte prisforutsetninger. Nedskrivningsbeløpet er påvirket av hvordan friinntekt inkluderes i estimert nåverdi før skatt.

I 2018 ble det bokført reversering av tidligere nedskrivninger på 604 millioner USD hovedsakelig på grunn av endringer i de langsiktige valuta-forutsetningene.

#### Nord-Amerika - ukonvensjonell

I 2019 ble det kostnadsført nedskrivninger på 2.241 millioner USD, hvorav 608 millioner USD er klassifisert som Letekostnader, hovedsakelig som følge av nedjusterte langsiktige prisforutsetninger og redusert virkelig verdi av en eiendel.

I 2018 ble det kostnadsført nedskrivninger på 762 millioner USD, hvorav 237 millioner USD er klassifisert som Letekostnader, hovedsakelig som følge av nedjusterte langsiktige prisforutsetninger og redusert virkelig verdi av en eiendel.

#### Nord-Amerika – konvensjonell offshore Mexicogulfen

I 2019 ble det inntektsført nedskrivninger på 292 millioner USD på grunn av reduserte reserveestimer.

I 2018 ble det inntektsført en netto reversering av tidligere nedskrivninger på 246 millioner USD på grunn av forbedrede produksjonsprofiler og ulike driftsmessige forbedringer delvis motvirket av negative endringer i reserveestimer.

#### Nord-Afrika

I 2019 ble det ikke regnskapsført nedskrivninger eller reverseringer i Nord-Afrika.

I 2018 ble det inntektsført en reversering av tidligere nedskrivning på 126 millioner USD på grunn av forlenget lisensperiode.

#### Markedsføring, midtstrøm & prosessering (MMP)

I 2019 ble det kostnadsført nedskrivning på 178 millioner USD på grunn av ødeleggelse på South Point oljeterminal på Bahamas etter orkanen Dorian.

I 2018 ble det inntektsført reversering av tidligere nedskrivning på 155 millioner USD på grunn av forutsetning om forbedret raffineri margin.

Estimer vedrørende eiendelens bruksverdi og neddiskonterte kontantstrømmer som benyttes for å bestemme gjenvinnbar verdi, er basert på interne forutsetninger om kostnader, produksjonsprofiler og råvarepriser. Kortsiktige råvarepriser (2020/2021/2022) er estimert ved å benytte observerbare markedspriser for 2020 og lineær projisering mot intern prisforutsetning for 2023.

Prisforutsetninger som er benyttet for beregning av nedskrivninger er som følger (priser benyttet ved beregning av nedskrivninger i 2018 for de respektive årene er vist i parentes):

År reelle priser <sup>1)</sup>	2020	2025	2030
Brent Blend - USD/fat	59 (68)	77 (78)	80 (82)
NBP - USD/mmBtu	4.2 (7.7)	7.0 (8.2)	7.5 (8.2)
Henry Hub - USD/mmBtu	2.4 (3.2)	3.1 (4.1)	3.6 (4.1)

1) Basisår 2019.

De langsiktige prisforutsetningene ble oppdatert i tredje kvartal 2019.

### Sensitiviteter

Råvareprisene har historisk sett vært volatile. Vesentlig ytterligere nedjustering av Equinors forutsetninger om råvarepriser ville resulterte i nedskrivninger av enkelte produksjonseiendeler og anlegg under utbygging i Equinors portefølje. Ved en ytterligere nedjustering av priser over eiendelenes fulle levetid på 30 %, noe som vurderes til å være en rimelig mulig endring, kunne nedskrivningsbeløpet ligge i området rundt 15 milliarder USD før skatt. Sensitiviteten, laget for illustrasjonsformål basert på en forenklet metode, forutsetter at det ikke er endringer i andre faktorer enn priser. En prisreduksjon på 30 % vil imidlertid sannsynligvis resultere i endrede forretningsplaner så vel som endring i andre estimater som inngår i beregningen av gjenvinnbart beløp. Endringer i disse faktorene ville sannsynligvis i vesentlig grad redusere det faktiske nedskrivningsbeløpet sammenlignet med det som er vist over for illustrasjonsformål. Endringer som kunne forventes, ville være redusert kostnadsnivå i olje- og gassindustrien så vel som motvirkende valutaeffekter, hvilket historisk har vist seg å være tilfelle ved vesentlige endringer i råvareprisene. Den illustrerte sensitiviteten kan derfor verken anses for å representere beste estimat for en forventet nedskrivning eller et estimat for effekten på driftsinntekter eller driftsresultat i et slikt scenario. En vesentlig og langvarig reduksjon i olje- og gasspriser ville også resultere i motvirkende tiltak fra Equinor og lisenspartnere da reduserte olje- og gasspriser vil påvirke boreplaner og produksjonsprofiler for nye og eksisterende anlegg. Å kvantifisere effekten av dette er vurdert til ikke å være praktisk gjennomførbart fordi det vil kreve detaljerte tekniske, geologiske og økonomiske vurderinger basert på et hypotetisk scenario og ikke basert på eksisterende forretningsplaner eller utbyggingsplaner.

## 11 Immaterielle eiendeler

(i millioner USD)	Balansførte leteutgifter	Anskaffelseskost leterettigheter olje og gass	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2018	2.685	5.854	565	797	9.901
Tilgang ved virksomhetssammenslutning	0	0	1.070	10	1.080
Tilganger	515	900	0	155	1.571
Avgang til anskaffelseskost	(7)	(361)	0	(0)	(367)
Overføringer	(71)	(143)	0	0	(213)
Kostnadsføring av tidligere balansførte leteutgifter	(120)	(657)	0	0	(777)
Nedskrivning av goodwill	0	0	(164)	0	(164)
Omregningsdifferanser	11	5	(12)	(1)	3
<b>Anskaffelseskost 31. desember 2019</b>	<b>3.014</b>	<b>5.599</b>	<b>1.458</b>	<b>962</b>	<b>11.033</b>
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2018				(229)	(229)
Amortisering og nedskrivning				(60)	(60)
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang				(6)	(6)
Omregningsdifferanser				1	1
<b>Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2019</b>				<b>(295)</b>	<b>(295)</b>
<b>Bokført verdi 31. desember 2019</b>	<b>3.014</b>	<b>5.599</b>	<b>1.458</b>	<b>667</b>	<b>10.738</b>



(i millioner USD)	Balanseførte leteutgifter	Anskaffelseskost leterettigheter olje og gass	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2017	2.715	5.363	339	419	8.836
Tilgang ved virksomhetssammenslutning	0	116	265	392	773
Tilganger	392	917	0	(7)	1.302
Avgang til anskaffelseskost	(272)	(89)	0	(4)	(364)
Overføringer	(13)	(148)	0	0	(161)
Kostnadsføring av tidligere balanseførte leteutgifter	(68)	(289)	0	0	(357)
Omregningsdifferanser	(70)	(17)	(39)	(2)	(128)
<b>Anskaffelseskost 31. desember 2018</b>	<b>2.685</b>	<b>5.854</b>	<b>565</b>	<b>797</b>	<b>9.901</b>
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2017				(215)	(215)
Amortisering og nedskrivning				(13)	(13)
Akkumulerte av- og nedskrivninger på årets avgang				(2)	(2)
Omregningsdifferanser				1	1
<b>Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2018</b>				<b>(229)</b>	<b>(229)</b>
<b>Bokført verdi 31. desember 2018</b>	<b>2.685</b>	<b>5.854</b>	<b>565</b>	<b>568</b>	<b>9.672</b>

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

Se note 4 Oppkjøp og nedsalg vedrørende tilgang ved virksomhetssammenslutning.

I 2019 ble immaterielle eiendeler påvirket av nedskrivninger av signaturbonuser og oppkjøpskostnader med 608 millioner USD i området Nord Amerika - ukonvensjonell og netto nedskrivninger av oppkjøpskostnader knyttet til leteaktiviteter med 49 millioner USD, hovedsakelig som et resultat av tørre brønner og ikke-kommersielle funn i Europa og Asia og Sub Sahara.

I 2018 ble immaterielle eiendeler påvirket av netto nedskrivninger av signaturbonuser og oppkjøpskostnader med 237 millioner USD i området Nord Amerika - ukonvensjonell og nedskrivninger av oppkjøpskostnader knyttet til leteaktiviteter med 52 millioner USD, hovedsakelig som et resultat av tørre brønner og ikke-kommersielle funn i Sør-Amerika, Mexicogulven og E&P Norway.

I 2019 ble Andre immaterielle eiendeler påvirket av nedskrivninger på 41 millioner USD.

Equinors letelisen Block 2 i Tanzania utgikk formelt i juni 2018, men basert på kommunikasjon med relevante myndigheter i Tanzania, fortsetter driften mens prosessen med videreføring av letelisen for de eksisterende lisenshaverne pågår. Block 2 forblir eiendel i balansen i E&P International segmentet per 31. desember 2019.

Nedskrivningskostnad og reversering av tidligere nedskrivninger framkommer som Letekostnader og Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger på bakgrunn av eiendelens natur som henholdsvis balanseførte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler. Tap ved nedskrivning og reversering av nedskrivning er basert på estimater av eiendelens gjenvinnbare verdi på bakgrunn av endringer i estimater av gjenværende reserver, kostnadsanslag og markedsmessige forhold. Se note 10 Varige driftsmidler for ytterligere informasjon om grunnlag for nedskrivningsvurderinger.

Tabellen under viser aldersfordeling av balanseførte leteutgifter.

(i millioner USD)	2019	2018
Mindre enn 1 år	1.274	392
1-5 år	1.056	1.406
Mer enn 5 år	684	887
<b>Sum</b>	<b>3.014</b>	<b>2.685</b>

Tabellen under viser spesifikasjon av årets letekostnader.

(i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
Leteutgifter	1.584	1.438	1.234
Kostnadsførte leteutgifter balanseført tidligere år	777	357	(8)
Balanseførte leteutgifter	(507)	(390)	(167)
<b>Letekostnader</b>	<b>1.854</b>	<b>1.405</b>	<b>1.059</b>

## 12 Egenkapitalkonsoliderte investeringer

(i millioner USD)	Lundin Petroleum AB	Andre tilknyttede selskaper	Sum
Netto investeringer 31. desember 2018	1.100	1.763	2.862
Resultatandel fra andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	15	149	164
Endring innbetalt kapital	0	188	188
Utbetalinger fra selskapene	(51)	(223)	(273)
Andre inntekter og kostnader	(13)	3	(10)
Nedsalg, nedskrivning og reduksjon av innbetalt kapital	(1.051)	(393)	(1.444)
<b>Netto Investeringer 31. desember 2019</b>	<b>0</b>	<b>1.487</b>	<b>1.487</b>
Inkludert i egenkapitalkonsoliderte investeringer	0	1.441	1.441
Andre langsiktige fordringer i egenkapitalkonsoliderte investeringer	0	46	46

Stemmeberettiget andel korresponderer med eierandelen for de tilknyttede selskapene.

I 2019 solgte Equinor 16,0 % av aksjene i Lundin Petroleum AB. Equinors gjenværende eierandel etter salget i Lundin Petroleum AB er 4,9 % og er bokført som en finansiell investering til virkelig verdi.

## 13 Finansielle eiendeler og langsiktige forskuddsbetalinger

### Langsiktige finansielle investeringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Obligasjoner	1.629	1.261
Børsnoterte aksjer	1.261	530
Unoterte aksjer	710	664
<b>Finansielle investeringer</b>	<b>3.600</b>	<b>2.455</b>

Obligasjoner og børsnoterte aksjer knytter seg til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap og andre noterte og ikke noterte aksjer som hovedsakelig eies for langsiktige strategiske formål, som i hovedsak er regnskapsført til virkelig verdi over resultatet.

### Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle fordringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Rentebærende fordringer	413	345
Forskuddsbetalinger og andre ikke-rentebærende fordringer	800	688
<b>Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer</b>	<b>1.214</b>	<b>1.033</b>

Rentebærende fordringer knytter seg hovedsakelig til lån til ansatte samt prosjektfinsiering av tilknyttede selskaper.

### Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Tidsinnskudd	4.158	4.129
Rentebærende verdipapirer	3.268	2.912
<b>Finansielle investeringer</b>	<b>7.426</b>	<b>7.041</b>

Per 31. desember 2019 inkluderer kortsiktige finansielle investeringer 377 millioner USD knyttet til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap som i hovedsak er regnskapsført til virkelig verdi over resultat. Regnskapsført beløp per 31. desember 2018 var på 896 millioner USD.

For informasjon om finansielle instrumenter per kategori, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

## 14 Varelager

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Råolje	2.137	1.173
Petroleumsprodukter	572	345
Naturgass	277	274
Annet	377	351
Sum	3.363	2.144

Linjen Annet består i hovedsak av bore- og brønnutstyr.

Nedskrivning av varelager fra anskaffelseskost til virkelig verdi medførte en kostnad på 147 millioner USD i 2019 og 164 millioner USD i 2018.

## 15 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Kundefordringer fra kundekontrakter	5.624	6.267
Andre kortsiktige fordringer	1.189	1.800
Fordringer felleskontrollerte virksomheter (lisenser)	429	390
Fordringer egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskap og andre nærstående parter	132	31
Sum finansielle kundefordringer og andre fordringer	7.374	8.488
Ikke finansielle kundefordringer og andre fordringer	859	510
Kundefordringer og andre fordringer	8.233	8.998

Kundefordringer fra kundekontrakter er presentert netto, fratrukket en uvesentlig avsetning for forventet tap.

For mer informasjon vedrørende kredittkvaliteten på Equinors motparter, se note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring. For informasjon om valutasensitivitet, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

## 16 Betalingsmidler

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Bankinnskudd	1.666	1.140
Tidsinnskudd	604	2.068
Pengemarkedsfond	700	2.255
Rentebærende verdipapirer	1.656	1.590
Bundne midler, inklusiv margininnskudd	552	501
Betalingsmidler	5.177	7.556

Bundne midler per 31. desember 2019 og 2018 inkluderer margininnskudd på henholdsvis 414 millioner USD og 365 millioner USD, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der konsernet deltar. Betingelser og vilkår relatert til margininnskudd er fastsatt av den enkelte børs.

## 17 Egenkapital og utbytte

Per 31. desember 2019 utgjør Equinors aksjekapital 8.346.653.047,50 NOK (1.184.547.766 USD) bestående av 3.338.661.219 aksjer pålydende 2,50 NOK. Aksjekapital per 31. desember 2018 utgjorde 8.346.653.047,50 NOK (1.184.547.766 USD) bestående av 3.338.661.219 aksjer pålydende 2,50 NOK.

Equinor ASA har én aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett. Aksjeeiere har rett på å motta det til enhver tid foreslåtte utbyttet og har en stemmerett per aksje på selskapets generalforsamling.

Et midlertidig toårig utbytteaksjesprogram ble vedtatt av Equinors generalforsamling i mai 2016. Programmet ble avsluttet som planlagt, og de siste utstedte aksjene i utbytteaksjesprogrammet ble utstedt i første kvartal 2018 basert på utbytte fra tredje kvartal 2017.

I løpet av 2019 er det foretatt oppgjør av utbytte for tredje og fjerde kvartal 2018 og for første og andre kvartal 2019. Vedtatt, men ikke oppgjort utbytte, er presentert som skyldig utbytte i konsernbalansen. Den konsoliderte oppstillingen av endringer i egenkapital viser vedtatt utbytte i perioden (opptjent egenkapital). Vedtatt utbytte i 2019 relaterer seg til fjerde kvartal 2018 og de tre første kvartalene i 2019.

Den 5. februar 2020 foreslo styret et utbytte for fjerde kvartal 2019 på 0,27 USD per aksje (betinget av generalforsamlingens godkjenning). Equinor-aksjen vil handles ex utbytte den 15. mai 2020 på OSE og for eiere av American Depositary Receipts (ADRs) på NYSE. Record date (eierregisterdato) vil være 18. mai 2020 på OSE og NYSE. Forventet utbetalingsdato er den 29. mai 2020.

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Vedtatt utbytte	3.453	3.064
USD per aksje eller ADS	1,0400	0,9200
Utbytte betalt som kontantoppgjør	3.342	2.672
USD per aksje eller ADS	1,0100	0,9101
NOK per aksje	8,9664	7,4907
Utbytteaksjer	0	338
Antall utstedte aksjer (i millioner)	0,0	15,5
<b>Totalt oppgjort utbytte</b>	<b>3.342</b>	<b>3.010</b>

### Program for tilbakekjøp av aksjer

I september 2019 lanserte Equinor et program for tilbakekjøp av aksjer for inntil 5 milliarder USD, der den første delen av programmet på om lag 1,5 milliarder USD ble avsluttet 4. februar 2020. For den første transjen har Equinor inngått en ikke-diskresjonær avtale med en tredjepart for kjøp av aksjer for inntil 500 millioner USD i markedet, mens aksjer for om lag 1,0 milliarder USD vil innløses fra den norske stat i henhold til en avtale med Olje- og energidepartementet på neste årlige generalforsamling, for å opprettholde samme prosentvise eierandel i Equinor. Per 31. desember 2019 er 442 millioner USD av ordren på 500 millioner USD ervervet i det åpne markedet, hvorav 442 millioner USD er gjort opp.

Den første transjen på 500 millioner USD (både ervervet og gjenværende ordre) er bokført som egne aksjer som en reduksjon av egenkapitalen på grunn av den ugjenkallelige avtalen med tredjeparten. Den resterende ordren på den første transjen påløper og klassifiseres som annen kortsiktig gjeld. Innløsning av statens andel blir bokført etter vedtak på den ordinære generalforsamlingen i mai 2020.

Antall aksjer	2019
Aksjer tilbakekjøpsprogrammet 1. januar	-
Tilbakekjøp aksjer	23.578.410
Kansellering	-
<b>Aksjer tilbakekjøpsprogrammet 31. desember</b>	<b>23.578.410</b>

## Ansattes aksjespareprogram

Antall aksjer	2019	2018
Aksjespareprogrammet 1. januar	10.352.671	11.243.234
Ervervet	3.403.469	2.740.657
Tildelt ansatte	(3.681.428)	(3.631.220)
Aksjespareprogrammet 31. desember	10.074.712	10.352.671

Det ble det ervervet og allokert aksjer til egne ansatte gjennom deltakelse i aksjespareprogrammet for 68 millioner USD i 2019 og 68 millioner USD i 2018. For ytterligere informasjon, se note 6 Godtgjørelse.

## 18 Finansiell gjeld

## Langsiktig finansiell gjeld

## Finansiell gjeld til amortisert kost

	Vektet gjennomsnittlig rentesats i % <sup>1)</sup>		Balanse i millioner USD per 31. desember		Virkelig verdi i millioner USD per 31. desember <sup>2)</sup>	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Usikrede obligasjonslån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	4,14	4,14	13.308	13.088	14.907	13.657
Euro (EUR)	2,25	2,10	8.201	8.928	8.992	9.444
Britiske pund (GBP)	6,08	6,08	1.815	1.760	2.765	2.532
Norske kroner (NOK)	4,18	4,18	342	345	389	388
Sum			23.666	24.121	27.053	26.021
<b>Usikrede lån</b>						
Japanske yen (JPY)	4,30	4,30	92	91	123	119
Sum			92	91	123	119
Langsiktige obligasjonslån og banklån			23.758	24.212	27.175	26.140
Fratrukket kortsiktig andel			2.004	1.322	2.036	1.321
Sum			21.754	22.889	25.139	24.819
Leieavtaler <sup>3)</sup>			4.339	432		
Fratrukket kortsiktig andel			1.148	57		
Langsiktig finansiell gjeld			24.945	23.264		

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

2) Virkelig verdi er kalkulert i eksterne modeller som baserer seg på markedsobservasjoner fra ulike kilder klassifisert som nivå 2 i virkelig verdi hierarkiet. For mer informasjon om virkelig verdi-hierarkiet, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimaling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

3) For mer informasjon om sammenligningstall for leieavtaler, se note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler.

Usikrede obligasjonslån på 13.308 millioner USD er utstedt i USD og usikrede obligasjonslån utstedt i andre valutaer på 9.404 millioner USD er konvertert til USD. Ett lån på 954 millioner USD er utstedt i EUR og ikke konvertert. Tabellen reflekterer ikke den økonomiske effekten av valutabytteavtaler for forskjellige valutaer til USD. Se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimaling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko for ytterligere informasjon.



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

I 2019 utstedte Equinor følgende obligasjoner:

Utstedelsesdato	Beløp i millioner USD	Rentesats i %	Forfallsdato
13. november 2019	1.000	3,250	November 2049

Av konsernets totale utestående usikrede obligasjonslån, inneholder 37 obligasjonslån bestemmelser som gir konsernet rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Balanseført verdi av disse lånene utgjør 23.024 millioner USD til vekslingskurs per 31. desember 2019.

Mer informasjon om rullende kredittfasilitet, forfallsprofil for udiskontert kontantstrøm og styring av renterisiko er gitt i note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring.

#### Tilbakebetalingsprofil for langsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
År 2 og 3	4.156	4.003
År 4 og 5	5.680	3.736
Etter 5 år	15.109	15.525
Sum tilbakebetaling av langsiktig gjeld	24.945	23.264
Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år - inklusiv kortsiktig andel)	9	9
Vektet gjennomsnittlig rentesats (% - inklusiv kortsiktig andel)	3,53	3,67

Mer informasjon vedrørende leieforpliktelser er gitt i note 22 Leieavtaler.

#### Kortsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Innkalt margin	585	213
Langsiktig finansiell gjeld med forfall innen 1 år	3.152	1.380
Annet inklusiv US Commercial paper program og kassekreditt	350	870
Kortsiktig finansiell gjeld	4.087	2.463
Vektet gjennomsnittlig rentesats	2,39	1,62

Innkalt margin og annen kortsiktig gjeld er kontanter mottatt for å sikre en andel av konsernets kreditteksponering og utestående beløp knyttet til US Commercial paper (CP) program. Utstedelse under CP-programmet utgjorde 340 millioner USD per 31. desember 2019 og 842 millioner USD per 31. desember 2018.

Langsiktig finansiell gjeld med forfall innen 1 år inkluderer kortsiktig andel av leieforpliktelser. For mer informasjon vedrørende leieforpliktelser, se note 22 Leieavtaler.

## Avstemming av kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter mot finansielle poster i balanseoppstillingen

(i millioner USD)	Langsiktig finansiell gjeld	Kortsiktig finansiell gjeld	Finansielle fordringer Innkalt margin 1)	Annen innskutt egenkapital / Egne aksjer	Ikke- kontrollerende eierinteresser	Skyldig utbytte	Sum
31. desember 2018	23.264	2.463	(591)	(196)	19	766	25.725
Overføring til kortsiktig andel <sup>2)</sup>	(3.152)	3.152	-	-	-	-	-
Effekt av valutakursendringer	(108)	-	-	-	-	7	(101)
Vedtatt utbytte	-	-	-	-	-	3.453	3.453
Kontantstrømmer fra/(benyttet til) finansieringsaktiviteter <sup>2)</sup>	984	(2.585)	(32)	(514)	(7)	(3.342)	(5.496)
Andre endringer <sup>2)</sup>	3.957	1.057	(11)	2	8	(25)	4.988
31. desember 2019	24.945	4.087	(634)	(708)	20	859	28.569

1) Finansielle fordringer knyttet til innkalt margin er inkludert i kundefordringer og andre fordringer i balanseoppstillingen. Se note 15 Kundefordringer og andre fordringer for ytterligere informasjon.

2) Leieavtaler er inkludert i kolonner for langsiktig finansiell gjeld og kortsiktig finansiell gjeld. Se note 22 Leieavtaler for ytterligere informasjon.

(i millioner USD)	Langsiktig finansiell gjeld	Kortsiktig finansiell gjeld	Finansielle fordringer Innkalt margin 1)	Annen innskutt egenkapital / Egne aksjer	Ikke- kontrollerende eierinteresser	Skyldig utbytte	Sum
31. desember 2017	24.183	4.091	(272)	(191)	24	729	28.564
Overføring til kortsiktig andel	(1.380)	1.380	-	-	-	-	-
Effekt av valutakursendringer	(556)	2	-	-	-	(1)	(555)
Vedtatt utbytte	-	-	-	-	-	3.064	3.064
Utbytteaksjer	-	-	-	-	-	(338)	(338)
Kontantstrømmer fra/(benyttet til) finansieringsaktiviteter	998	(2.949)	(331)	(64)	(7)	(2.672)	(5.025)
Andre endringer	20	(61)	11	59	2	(16)	15
31. desember 2018	23.264	2.463	(591)	(196)	19	766	25.725

1) Finansielle fordringer knyttet til innkalt margin er inkludert i kundefordringer og andre fordringer i balanseoppstillingen. Se note 15 Kundefordringer og andre fordringer for ytterligere informasjon.

## 19 Pensjoner

Equinor ASA og en rekke av dets datterselskaper har innskuddsbasert pensjonsordning som hovedordning, hvor innbetalt premie utgjør årets pensjonskostnad i resultatregnskapet. I tillegg inneholder innskuddsordningen i Equinor ASA enkelte ufonderte elementer. Disse innskuddsplanene over drift reguleres likt som avkastningen for hovedinnskuddsordningen og er vurdert til virkelig verdi og innregnes som pensjonsforpliktelser. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for mer informasjon om regnskapsmessig behandling av innskuddsplanene over drift rapportert i Equinor ASA.

Equinor ASA har i tillegg en ytelsesbasert pensjonsordning. Den ytelsesbaserte ordningen ble lukket i 2015 for nyansatte og for ansatte med mer enn 15 år igjen til ordinær pensjonsalder. Equinors pensjonsytelser er generelt basert på minst 30 års tjenestetid med opptil 66 % av sluttlønn, inkludert en antatt offentlig støtte som skal gis fra den norske folketrygden. De norske selskapene i konsernet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenestepensjon, og Equinors pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne loven.

Ytelsesbaserte pensjonsordninger i Norge administreres og finansieres gjennom Equinor Pensjon. Equinor Pensjon er en selveiende stiftelse hvor ansatte i Equinors norske selskaper er dekket. Equinor Pensjons midler holdes atskilt fra foretakets og konsernforetakenes midler. Equinor Pensjon står under tilsyn av Finanstilsynet og har konsesjon til å drive virksomhet som pensjonskasse.

Equinor er medlem av den offentlige Avtalefestede Førstidspensjonsavtalen (AFP), hvor premien beregnes på basis av de ansattes inntekter opptil 7,1 G (Grunnbeløp i Folketrygden). Premien må betales for alle ansatte fram til fylte 62 år. Pensjonsutbetaling fra administrator av AFP-ordningen er livsvarig. Equinor har vurdert at forpliktelsen til denne flerforetakstytelsesordningen kan estimeres med tilstrekkelig pålitelighet for regnskapsføring. Følgelig har selskapet innregnet sin forholdsmessige estimerte andel av AFP-ordningen som en ytelsesplan som er inkludert i pensjonsforpliktelser for ytelsesplaner.

Nåverdien av bruttoforpliktelsen, med unntak av den ufonderte innskuddsordningen, samt årets pensjonsopptjening og kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening, er beregnet basert på en lineær opptjeningsmodell. Forventningene til gjennomsnittlig lønnsøkning, pensjonsregulering og regulering av folketrygdens grunnbeløp er underbygget med gjeldende avtaler, historiske observasjoner, forventninger til framtidige pensjonsforutsetninger og forholdet mellom disse forutsetningene. Diskonteringsrenten per 31. desember 2019 for ytelsesbaserte ordninger i Norge er basert på en 7-årig OMF-rente (obligasjon med fortrinnsrett) ekstrapolert til en rente som tilsvarer varigheten av forfallstid for opptjente rettigheter, beregnet til 15,8 år ved utgangen av 2019. Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto finansiering og inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

Equinor har mer enn én ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller. Planer utenfor Norge er uvesentlige og er derfor ikke særskilt opplyst om. Tabellene i denne noten viser brutto pensjonskostnader før allokering til lisenspartnerne. Konsernresultatregnskapet viser netto pensjonskostnader etter allokering til lisenspartnerne.

### Netto pensjonskostnader

(i millioner USD)	2019	2018	2017
Nåverdi av årets opptjening	206	214	242
Tap/(gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring	3	20	15
Amortisering av aktuariemessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	(0)	0	(1)
Innskuddsplaner over drift	56	55	51
Ytelsesplaner	265	289	308
Innskuddsplaner	182	173	162
Sum netto pensjonskostnader	446	462	469

I tillegg til pensjonskostnadene i tabellen ovenfor, er finansposter fra ytelsesplaner innregnet i konsernregnskapet som en del av Netto finansposter. Rentekostnader og endringer i virkelig verdi av innskuddsplaner over driften utgjorde 260 millioner USD i 2019, og 167 millioner USD i 2018. Renteinntekter er innregnet med 142 millioner USD i 2019, og 127 millioner USD i 2018.

(i millioner USD)	2019	2018
<b>Brutto pensjonsforpliktelse</b>		
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	8.176	8.286
Nåverdi av årets opptjening	206	214
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	263	182
Aktuarmessige (gevinster)/tap - økonomiske forutsetninger	(23)	174
Aktuarmessige (gevinster)/tap - erfaring	6	(27)
Utbetalte ytelser fra ordningene	(236)	(219)
Tap/(gevinst) ved avkorting, oppgjør eller planendring	0	(1)
Fripoliser	(14)	(18)
Omregningsdifferanse	(71)	(469)
Endring i forpliktelse på innskuddsplaner over drift	56	55
<b>Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember</b>	<b>8.363</b>	<b>8.176</b>
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidler</b>		
Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar	5.187	5.687
Renteinntekt på pensjonsmidler	143	136
Avkastning på pensjonsmidler (unntatt renteinntekter)	384	(135)
Innbetalt av selskapet	127	49
Utbetalt ytelser fra ordningene	(195)	(217)
Fripoliser og personforsikring	(13)	(18)
Omregningsdifferanse valuta	(44)	(315)
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember</b>	<b>5.589</b>	<b>5.187</b>
<b>Netto pensjonsforpliktelser 31. desember</b>	<b>(2.774)</b>	<b>(2.990)</b>
Spesifikasjon:		
Eiendel innregnet som langsiktige pensjonsmidler (fondert ordning)	1.093	831
Forpliktelse innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser (ufondert ordning)	(3.867)	(3.821)
<b>Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger</b>	<b>8.363</b>	<b>8.176</b>
Fonderte pensjonsplaner	4.496	4.359
Ufonderte pensjonsplaner	3.867	3.817
Faktisk avkastning på pensjonsmidler	527	1

Equinor hadde aktuarmessig gevinst i 2019 som skyldes endring i økonomiske forutsetninger. Det aktuarmessige tapet i 2018 skyldtes hovedsakelig økt forventet vekst i løpende pensjoner og økt forventet lønnsvekst.

#### Aktuarmessige tap og gevinster innregnet i totalresultatet

(i millioner USD)	2019	2018	2017
Årets netto aktuarmessige (tap)/gevinster innregnet i totalresultatet gjennom året	401	(282)	331
Årets aktuarmessige (tap)/gevinster for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse	27	172	(158)
Skatteeffekt på aktuarmessige (tap)/gevinster innregnet i totalresultatet	(98)	22	(38)
<b>Innregnet i konsolidert totalresultat</b>	<b>330</b>	<b>(88)</b>	<b>135</b>
<b>Akkumulerte aktuarmessige (tap)/gevinster innregnet i totalresultatet etter skatt</b>	<b>(812)</b>	<b>(1.141)</b>	<b>(1.053)</b>

## Aktuarmessige forutsetninger

	Økonomiske forutsetninger for resultatelementer i %		Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer i %	
	2019	2018	2019	2018
Diskonteringsrente	2,75	2,50	2,25	2,75
Forventet lønnsvekst	2,75	2,25	2,25	2,75
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,00	1,75	1,50	2,00
Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp	2,75	2,25	2,25	2,75
Vektet gjennomsnittlig durasjon for pensjonsforpliktelsen			15,8	15,9

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

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2019 var på henholdsvis 0,3 % og 3,3 % i kategoriene ansatte fra 50 til 59 år og 60 til 67 år, og 0,2 % og 3,2 % i 2018. For aldersgruppen 60 til 67 år representerer andelen en forventet sannsynlighet for frivillig avgang med tidlig uttak av pensjon.

For planer i Norge er dødelighetstabell K 2013 i kollektiv pensjonsforsikring, utarbeidet av Finanstilsynet, brukt som beste estimat på dødelighet.

Uføretabeller for planer i Norge er utarbeidet av aktuar i 2013 og representerer beste estimat for planer i Norge.

## 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 2019.

(i millioner USD)	Diskonteringsrente		Forventet lønnsvekst		Forventet vekst i løpende pensjoner		Forventet levetid	
	0.50 %	-0.50 %	0.50 %	-0.50 %	0.50 %	-0.50 %	+ 1 år	- 1 år
Endring i:								
Pensjonsforpliktelse 31. desember 2019	(596)	675	213	(202)	518	(471)	298	(325)
Nåverdi av årets opptjening for 2020	(21)	24	11	(10)	15	(14)	7	(8)

Sensitiviteten i de finansielle resultatene til hver av de vesentlige forutsetningene er estimert basert på antagelsen om at alle andre faktorer ville forbli uendret. Den estimerte økonomiske effekten vil avvike fra faktiske tall da regnskapet også vil gjenspeile sammenhengen mellom disse forutsetningene.

**Pensjonsmidler**

Pensjonsmidlene knyttet til de ytelsesbaserte planene er målt til virkelig verdi. Equinor Pensjon investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom.

Tabellen nedenfor viser vektning av porteføljen for finansporteføljen godkjent av styret i Equinor Pensjon for 2018. Porteføljevektningen i løpet av ett år vil avhenge av risikokapasitet.

(i %)	Pensjonsmidler på ulike investeringsklasser		Mål porteføljevekt
	2019	2018	
Egenkapitalinstrumenter	32,3	36,5	27 - 38
Obligasjoner	46,4	44,9	40 - 53
Sertifikater	14,5	12,3	0 - 29
Eiendom	6,3	6,3	5 - 10
Andre eiendeler	0,5	0,0	
Sum	100,0	100,0	

I 2019 hadde 92 % av egenkapitalinstrumentene og 6 % av obligasjonene noterte priser i et aktivt marked. 8 % av egenkapitalinstrumentene, 94 % av obligasjonene og 100 % av sertifikatene var basert på andre data enn de noterte prisene. I de tilfeller hvor noterte markedspriser ikke er tilgjengelig, er virkelig verdi kalkulert i eksterne modeller og basert på markedsobservasjoner fra ulike kilder.

I 2018 hadde 92 % av egenkapitalinstrumentene, 31 % av obligasjonene og 55 % av sertifikatene noterte priser i et aktivt marked. 8 % av egenkapitalinstrumentene, 69 % av obligasjonene og 45 % av sertifikatene var basert på andre data enn de noterte prisene.

For definisjon på de ulike nivåene, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko.

**20 Avsetninger og andre forpliktelser**

(i millioner USD)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	Avsetninger for krav og tvister	Andre avsetninger og forpliktelser	Sum
Langsiktig andel 31. desember 2018	12.544	905	2.503	15.952
Kortsiktig andel 31. desember 2018 rapportert som leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	65	56	103	224
Avsetninger og andre forpliktelser 31. desember 2018	12.609	961	2.606	16.175
Nye eller økte avsetninger og andre forpliktelser	563	(2)	1.130	1.692
Endring i estimater	(115)	5	(143)	(253)
Beløp belastet mot avsetninger og andre forpliktelser	(218)	(0)	(268)	(485)
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	1.779	-	49	1.828
Avgang ved salg	(175)	-	-	(175)
Rentekostnad på forpliktelser	456	-	-	456
Reklassifisering og overføring	(92)	0	113	21
Omregningsdifferanser	(88)	(0)	(9)	(96)
Avsetninger og andre forpliktelser 31. desember 2019	14.719	965	3.479	19.163
Langsiktig andel 31. desember 2019	14.616	54	3.282	17.951
Kortsiktig andel 31. desember 2018 rapportert som leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	104	910	197	1.211

Linjen Nye eller økte avsetninger og annen gjeld inkluderer tilleggsavsetninger gjort i perioden, gjeld og forpliktelser knyttet til virksomhetssammenslutninger, og tap vedrørende en transportkontrakt i Nord-Amerika.



Tidspunktet for utgående kontantstrøm for fjerningsforpliktelser avhenger av forventet produksjonsstans ved de ulike anleggene.

Fjerningsforpliktelsen, en juridisk- eller selvpålagt forpliktelse til å stenge ned og fjerne installasjoner på land og til havs på slutten av produksjonsperioden, er som regel langsiktig og beheftet med usikkerhet knyttet til tidspunkt, diskonteringsrente, estimat, valuta, reguleringer og markedsmessige forhold.

Equinors estimerte andel av fjerningsforpliktelser betales til en depositumkonto, fordelt over feltets gjenværende levetid i noen produksjonsdelingsavtaler (PSA). Equinor presenterer fjerningsforpliktelser netto av disse betalingene i den konsoliderte balansen.

Kategorien Avsetninger for krav og tvister er hovedsakelig relatert til avsetninger for forventede utbetalinger på uløste krav. Oppgjørstidspunktet og beløp for disse avsetningene er usikre og avhengige av ulike faktorer som er utenfor ledelsens kontroll. Endringen i kategorien avsetninger for krav og tvister består hovedsakelig av reklassifisering av Agbami-krav fra langsiktig til kortsiktig krav. For mer informasjon om utviklingen samt andre betingede forpliktelser, se note 24 Andre forpliktelser, betingende forpliktelser og betingende eiendeler.

Kategorien Andre avsetninger er hovedsakelig relatert til betingede vederlag, avsetninger for tapskontrakter og annet. For mer informasjon se note 4 Oppkjøp og nedsalg.

Linjen Reklassifisering og overføring knytter seg til Equinors nedsalg av eierandel i offshore-lisenser hvor noen forpliktelser relatert til fjerningsforpliktelser blir beholdt av Equinor. Tidligere fjerningsforpliktelser for lisenser har blitt reklassifisert og inkludert under Andre avsetninger og forpliktelser.

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

#### Forventet oppgjørstidspunkt

(i millioner USD)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	Andre avsetninger og forpliktelser, inkludert for krav og tvister	Sum
2020 - 2024	1.410	3.119	4.529
2025 - 2029	1.247	657	1.904
2030 - 2034	3.605	81	3.686
2035 - 2039	3.719	156	3.875
Deretter	4.738	430	5.168
Avsetninger 31. desember 2019	14.719	4.443	19.163

## 21 Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger

(i millioner USD)	31. desember 2019	31. desember 2018
Leverandørgjeld	3.047	2.532
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	2.405	2.604
Forpliktelser felleskontrollerte eiendeler	2.628	2.254
Gjeld til egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskap og andre nærstående parter	947	725
Sum finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	9.027	8.115
Kortsiktig andel av avsetninger og annen ikke finansiell kortsiktig gjeld	1.423	255
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	10.450	8.369

Inkludert i kortsiktig andel av avsetninger og annen ikke finansiell kortsiktig gjeld er enkelte avsetninger som er ytterligere omtalt i note 20 Avsetninger og andre forpliktelser og i note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler. For informasjon om valutasensitivitet se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko. For ytterligere informasjon vedrørende leverandørgjeld til egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskaper og andre nærstående parter, se note 25 Nærstående parter.

## 22 Leieavtaler

Equinor leier diverse eiendeler, i hovedsak borerigger, transportskip, lagre og kontorbygninger til bruk i operasjonelle aktiviteter. Equinor er i hovedsak leietaker i disse avtalene, og bruken av leieavtaler er i hovedsak operasjonelt begrunnet, og ikke som en valgt finansieringsløsning.

Enkelte leieavtaler, som forsyningsbaser, supplyskip, helikoptere og kontorbygninger er inngått av Equinor for senere allokering av kostnader til Equinor-opererte lisenser. Disse forpliktelsene er innregnet brutto i balansen, i resultatregnskapet og i kontantstrømoppstillingen når Equinor er vurdert å ha primæransvaret for den fulle leiebetalingen. Leieforpliktelser knyttet til eiendeler dedikert til spesifikke lisenser, hvor hver enkelt deltaker i lisensen er vurdert å ha primæransvar for leiebetalingene, er rapportert netto, eksklusiv lisenspartners andel. Dette vil typisk inkludere borerigger som er dedikert til spesifikke lisenser på norsk kontinentalsokkel.

### Informasjon knyttet til leiebetalinger og leieforpliktelser

(i millioner USD)	Leieforpliktelser
Leieforpliktelser per 1. januar 2019	4.660
Nye leieavtaler, herunder endringer og kanselleringer	861
Brutto leiebetalinger	(1.280)
Renter	144
Nedbetalinger på leieforpliktelser	(1.136)
Valuta	(47)
<b>Leieforpliktelser per 31. desember 2019<sup>1)</sup></b>	<b>4.339</b>

1) Hvorav 1.148 millioner USD er presentert som kortsiktige leieforpliktelser og 3.191 millioner USD er presentert som langsiktige leieforpliktelser

### Leiekostnader som ikke er inkludert i leieforpliktelsene

(i millioner USD)	2019
Kostnader knyttet til kortsiktige leieavtaler	435

Betalinger knyttet til kortsiktige leieavtaler er i hovedsak knyttet til borerigger og transportskip. For disse leiekontraktene blir en betydelig del av leiekostnaden inkludert i kostprisen på et annet driftsmiddel, som for borerigger benyttet i utbyggingsaktiviteter. Leiebetalinger knyttet til variable leiekomponenter og leie av eiendeler med lav verdi er ikke betydelige.

I 2019 hadde Equinor inntekter på USD 264 millioner knyttet til leiekostnader som er refundert fra lisenspartnere i tilfeller hvor Equinor har bokført leiekontraktene brutto, i tillegg mottok Equinor betalinger på 34 millioner USD knyttet til finansiell framleie. Samlede fordringer fra finansiell framleie var 54 millioner USD per 31. desember 2019.

Forpliktelser knyttet til leiekontrakter som ikke var påbegynt per 31. desember 2019 er inkludert i øvrige forpliktelser i note 24 Forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

Forfallsstruktur for leieforpliktelser er presentert i note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring.

## Informasjon knyttet til bruksrettseiendeler

(i millioner USD)	Rigger	Skip	Tomter og bygninger	Lagerbygg	Annet	Sum
Bruksrettseiendeler per 1. januar 2019	1.212	1.302	1.537	72	249	4.372
Tilganger, herunder endringer og kanselleringer <sup>1)</sup>	160	439	59	141	56	855
Avskrivninger og nedskrivninger <sup>1)</sup>	(398)	(413)	(225)	(57)	(81)	(1.174)
Valuta og annet	(23)	(8)	(6)	0	(5)	(42)
<b>Bruksrettseiendeler per 31. desember 2019</b>	<b>951</b>	<b>1.320</b>	<b>1.365</b>	<b>156</b>	<b>219</b>	<b>4.011</b>

1) Avskrivningskostnader på 375 millioner USD er allokert til aktiviteter som er balanseført.

Bruksrettseiendeler inngår i linjen Varige driftsmidler i konsernbalansen. Se også note 10 Varige driftsmidler.

Se note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler for informasjon knyttet til endring av regnskapsprinsipp for leieavtaler, herunder overgangseffekter og valg av regnskapsprinsipper i forbindelse med implementering av denne standarden.

## 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler

Denne noten viser implementeringseffekten av den nye regnskapsstandard IFRS 16 Leieavtaler, som ble implementert av Equinor 1. januar 2019. Det vises til note 22 Leieavtaler for informasjon vedrørende leieavtaler påkrevd etter IFRS 16 for året 2019.

Den nye standarden definerer en leieavtale som en kontrakt som overfører retten til kontroll over bruken av en identifisert eiendel i en periode i bytte mot et vederlag. IFRS 16 krever at alle kontrakter som tilfredsstiller standardens definisjon av en leieavtale, skal innregnes i leietakers regnskap som en bruksrettseiendel og en leieforpliktelse. Leiebetaling skal reflekteres som rentekostnad og en reduksjon i leieforpliktelser. Bruksrettseiendelene avskrives over det korteste av kontraktperioden og eiendelens brukstid.

IFRS 16 har erstattet IAS 17 Leieavtaler, hvor kun leieavtaler som er vurdert å være finansielle ble balanseført, mens operasjonelle leieavtaler ble kostnadsført løpende og rapportert som ikke-balanseførte forpliktelser.

Equinor har benyttet følgende valg av regnskapsprinsipper og overgangsregler ved implementering av IFRS 16:

### IFRS 16 overgangsregler

- IFRS 16 er implementert i henhold til modifisert retrospektiv metode, uten omarbeiding av tidligere perioders rapporterte tall. Tidligere perioder er fortsatt rapportert i henhold til IAS 17.
- Kontrakter som tidligere er klassifisert som enten leieavtaler eller som kapasitetskontrakter vil beholde sine respektive klassifikasjoner ved implementeringen av IFRS 16 ("grandfathering of contracts").
- Leieavtaler hvor leieperioden avsluttes innen 12 måneder fra 1. januar 2019 vil ikke bli reflektert som leieavtaler under IFRS 16.
- Bruksrettseiendeler vil for de fleste kontrakter bli regnskapsført til en verdi lik den tilhørende leieforpliktelsen. Tidligere avsetninger for tapskontrakter knyttet til leiekontrakter er reversert og vil redusere verdien av den tilhørende regnskapsførte bruksrettseiendelen i åpningsbalansen etter IFRS 16.

### Valg av regnskapsprinsipper under IFRS 16

- Kortsiktige leieavtaler (12 måneder eller mindre) og leieavtaler der den underliggende eiendelen har lav verdi, blir ikke reflektert i balansen, men blir kostnadsført eller (hvis aktuelt) balanseført over leieperioden, avhengig av aktiviteten der den leide eiendelen er benyttet.
- Ikke-leie komponenter (serviceelementer) i en leiekontrakt blir regnskapsført separat for alle klasser av underliggende eiendeler og blir reflektert som kostnader eller (hvis relevant) balanseført over leieperioden, avhengig av hvor den leide eiendelen er benyttet.

**Effekt av IFRS 16 på konsernbalansen**

Implementeringen av IFRS 16 økte konsernbalansen per 1. januar 2019 ved at leieforpliktelser på 4,2 milliarder USD og bruksretteieendeler på 4,0 milliarder USD ble balanseført. Forskjellen mellom balanseførte leieforpliktelser og bruksretteieendeler er i hovedsak knyttet til tidligere avsetninger for tapskontrakter, som nå er presentert som nedskrivning av bruksretteieendeler, samt innregning av finansiell fordring fra framleie. Equinors egenkapital ble ikke påvirket av implementeringen av IFRS 16. Følgende linjer i balansen ble endret som følge av implementeringen av den nye regnskapsstandarden:

(i millioner USD)	31. desember 2018	IFRS 16 justering	1. januar 2019
Varige driftsmidler	65.262	3.992	69.254
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	1.033	52	1.085
Sum anleggsmidler		4.044	
Kundefordringer og andre fordringer	8.998	45	9.043
Sum omløpsmidler		45	
Sum eiendeler		4.089	
Finansiell gjeld	23.264	3.159	26.423
Avsetninger	15.952	(105)	15.847
Sum langsiktig gjeld		3.054	
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	8.369	(34)	8.335
Finansiell gjeld	2.463	1.069	3.532
Sum kortsiktig gjeld		1.035	
Sum gjeld		4.089	

Inkludert tidligere finansielle leieavtaler som allerede var balanseført under IAS 17 var leieforpliktelsene og bruksretteieendelene henholdsvis 4,7 og 4,4 milliarder USD per 1. januar 2019.

Tabellen nedenfor viser forfallsprofil for Equinors leieforpliktelser per 1. januar 2019, basert på udiskonterte kontantstrømmer.

(i millioner USD)	2019	2020-2021	2022-2023	2024-2028	Etter 2028	Sum
Leiebetalinger	1.133	1.655	921	1.086	472	5.267

Den vektete gjennomsnittlige marginale lånerente benyttet ved beregning av leieforpliktelser per 1. januar 2019 var 3,1 %.

Tabellen nedenfor viser effekten av IFRS 16 på balansen per 31. desember 2019, sammenlignet med tidligere regnskapsregler:

(i millioner USD)	For regnskapsåret 2019		
	IFRS som rapportert (IFRS 16)	IAS 17	Differanse
Anleggsmidler	93.285	89.546	3.738
Omløpsmidler	24.778	24.750	29
Sum eiendeler	118.063	114.296	3.767
Egenkapital	41.159	41.235	(76)
Langsiktig gjeld	57.346	54.565	2.781
Kortsiktig gjeld	19.557	18.496	1.061
Sum egenkapital og gjeld	118.063	114.296	3.767

**Effekten av IFRS 16 på konsernresultatregnskapet**

Under IFRS 16 består leiekostnader av rentekostnader på leieforpliktelser, presentert som Rentekostnader og andre finanskostnader, og avskrivning av bruksrettseiendeler, presentert som Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger.

For leiekostnader allokert til aktiviteter som blir balanseført vil leiekostnadene fortsette å bli kostnadsført som før, som avskrivning av den aktuelle eiendelen eller som senere kostnadsføring av balanseførte leteutgifter.

Når leiekostnader som er rapportert brutto av Equinor blir viderebelastet til lisenspartnere på Equinor-opererte lisenser, blir denne kostnadsdekningen innregnet som Andre driftsinntekter. Under IAS 17 ble disse kostnadene kun reflektert med Equinors forholdsmessige andel.

Tabellen nedenfor viser forskjellen mellom det rapporterte konsernresultatregnskapet under IFRS 16 og konsernresultatet slik det ville blitt presentert under de tidligere prinsippene under IAS 17:

(i millioner USD)	For regnskapsåret 2019		
	IFRS som rapportert (IFRS 16)	IAS 17	Differanse
Sum inntekter	64.357	64.127	230
Varekostnad	(29.532)	(29.532)	0
Driftskostnader	(9.660)	(10.179)	519
Salgs- og administrasjonskostnader	(809)	(825)	16
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(13.204)	(12.476)	(728)
Letekostnader	(1.854)	(1.854)	(0)
Driftsresultat	9.299	9.261	38
Netto finansposter	(7)	87	(94)
Resultat før skattekostnad	9.292	9.348	(56)
Skattekostnad	(7.441)	(7.421)	(20)
Årets resultat	1.851	1.927	(76)

**Effekten av IFRS 16 på kontantstrømpoppstillingen**

I kontantstrømpoppstillingen blir nedbetalingselementet av leiebetalingene presentert som kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter under IFRS 16, mens renter blir presentert innenfor kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter. Under IAS 17 ble operasjonelle leieavtaler presentert innenfor kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter eller kontantstrøm brukt i investeringsaktiviteter, avhengig av om den leide eiendelen blir brukt i driftsaktiviteter eller i aktiviteter som blir balanseført.

I tilfeller hvor Equinor anses å ha primæransvaret for en leieforpliktelse, og følgelig rapporterer leieforpliktelsen brutto, med en tilhørende refusjon fra en lisenspartner, regnskapsført som andre salgsinntekter i resultatregnskapet, vil dette også bli rapportert brutto i kontantstrømpoppstillingen, med brutto nedbetalinger presentert som kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter og refusjon fra lisenspartnere presentert som en kontantstrøm fra drift.

Følgelig vil kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter samt kontantstrøm brukt i finansieringsaktiviteter øke og kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter reduseres som følge av implementeringen av IFRS 16.

Tabellen nedenfor viser forskjellen mellom det rapporterte kontantstrømoppstillingen under IFRS 16 og kontantstrømoppstillingen slik det ville blitt presentert under de tidligere prinsippene i IAS 17:

(i millioner USD)	For regnskapsåret 2019		
	IFRS som rapportert (IFRS 16)	IAS 17	Differanse
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	13.749	13.062	687
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	(10.594)	(11.003)	409
Kontantstrøm fra/(benyttet til) finansieringsaktiviteter	(5.496)	(4.400)	(1.096)
Netto økning/(reduksjon) i betalingsmidler	(2.341)	(2.341)	0

### Segmentrapportering

IFRS 16 har ikke endret måten Equinors ledelse følger opp bruk av leiekontrakter i sine forretningsaktiviteter. Følgelig vil lete- og produksjonssegmentene, samt MMP segmentet fortsatt bli presentert uten at IFRS 16 reflekteres regnskapsmessig, mens alle leiekontrakter blir presentert som del av Equinors segment Andre. I E&P-segmentene, samt MMP-segmentet blir kostnader knyttet til operasjonelle leieavtaler presentert som driftskostnader og ikke som avskrivnings- og rentekostnader. Andre-segmentet vil innregne en tilhørende kreditering for å utligne kostnadene regnskapsført i E&P- og MMP-segmentene.

### Regnskapsvurderinger og tolkninger i forbindelse med bruk av IFRS 16

Anvendelse av IFRS 16 generelt, samt valg av prinsipper, medfører en rekke regnskapsmessige tolkninger og bruk av skjønn som vil påvirke Equinors konsernregnskap. De regnskapsmessige problemstillingene og tolkningene som i størst grad vil påvirke Equinors implementering av IFRS 16 er beskrevet nedenfor.

#### Skille mellom operatører og felleskontrollerte virksomheter som leietakere, inkludert vurderinger rundt framleie

Den vesentligste regnskapsmessige vurderingen i forbindelse med Equinors anvendelse av IFRS 16 har vært, og fortsetter å være, å avgjøre hvorvidt det er lisensen eller operatøren som skal regnes som relevant leietaker i forbindelse med leieavtaler i selskapets oppstrømsaktiviteter, og følgelig hvorvidt disse kontraktene skal reflekteres brutto (100 %) i operatørens regnskaper, eller i samsvar med hver enkelt deltakers relative andel av leieavtalen.

I olje- og gassindustrien, hvor aktiviteten ofte drives gjennom felleskontrollerte driftsordninger eller tilsvarende samarbeidsformer, krever bruk av IFRS 16 en evaluering av om deltakerne i fellesskap eller operatøren skal anses som leietaker i den enkelte leieavtale.

I mange situasjoner hvor en operatør alene signerer en leiekontrakt for en eiendel som skal benyttes i en spesifikk felleskontrollert virksomhet, vil operatøren implisitt eller eksplisitt gjøre dette på vegne av den felleskontrollerte virksomheten. I enkelte jurisdiksjoner, og for Equinor er det viktig at dette inkluderer den norske kontinentalsokkelen, etablerer konsesjonene gitt av myndighetene både en plikt og rett for en operatør til å inngå nødvendige avtaler på vegne av en felleskontrollert driftsordning (lisens).

I tråd med vanlig praksis innen oppstrømsaktiviteter organisert som felleskontrollerte driftsordninger vil operatøren forvalte leieavtalen, foreta betalinger til utleier og deretter videre belaste hver partner deres respektive andel av leiebetalinger. I hvert enkelt tilfelle er det nødvendig å avgjøre:

- hvorvidt operatør er eneieietaker i den eksterne leieavtalen, og i så fall, hvorvidt viderebelastningene til lisenspartnerne vil kunne anses som framleie, eller;
- hvorvidt det reelt sett er den felleskontrollerte driftsordningen som er leietaker, der hver av deltakerne regnskapsfører sin forholdsmessige andel av leieavtalen.

Konklusjonen på disse spørsmålene vil være avhengig av faktum og omstendigheter i hvert enkelt tilfelle, og vil kunne variere mellom kontrakter og mellom legale jurisdiksjoner.

Oppsummert har Equinor innregnet leaseforpliktelser basert på prinsippene beskrevet nedenfor. I det følgende er begrepet «lisens» benyttet for å beskrive felleskontrollerte driftsordninger i enheter uten begrenset ansvar, samt tilsvarende samarbeidsformer.

#### Leieavtaler innregnet av Equinor som operatør for en lisens

Equinor vil innregne leieforpliktelser og bruksrettseiendeler netto, basert på Equinors eierinteresse i lisensen, i tilfeller hvor alle deltakere i en lisens er vurdert å dele primæransvaret for leiebetalinger under en leiekontrakt. Slike tilfeller inkluderer kontrakter hvor alle lisensdeltakere har signert leiekontrakten i fellesskap, samt situasjoner hvor Equinor, i egenskap av å være operatør for lisensen, har juridisk bindende fullmakt til å inngå en leiekontrakt på vegne av lisenspartnerne, gitt at denne fullmakten gjør hver enkelt lisensdeltaker til primæransvarlig for den eksterne leieforpliktelsen.



Equinor har innregnet en leieavtale brutto (100 %) når selskapet vurderes å ha primæransvaret for de totale eksterne leiebetalingene. Dersom det vurderes å eksistere en finansiell framleieavtale mellom Equinor og en lisens, vil Equinor fraregne en andel av bruksrettseiendelen tilsvarende ikke-operatørens andel av leieavtalen, og i stedet innregne en tilsvarende finansiell leasingfordring. Finansiell framleie vil typisk eksistere i tilfeller hvor Equinor inngår en kontrakt i eget navn, hvor selskapet har primæransvaret for de eksterne leiebetalingene, hvor den leide eiendelen skal benyttes på en spesifikk lisens og hvor kostnader og risiko knyttet til bruken av denne eiendelen er båret av den spesifikke lisensen.

I tilfeller hvor Equinor rapporterer sine leieforpliktelser brutto, som følge av å være vurdert å ha primæransvaret for de eksterne leiebetalingene, og hvor bruken av det leide driftsmiddelet på en lisens ikke er vurdert å være finansiell framleie, vil Equinor også innregne den relaterte bruksrettseiendelen brutto. Leiebetalinger som Equinor får dekket av sine lisenspartnere, i henhold til deres forholdsmessige del av leieavtalen, vil bli innregnet som andre salgsinntekter. Under tidligere regnskapsregler for leieavtaler har Equinor reflektert tilsvarende kostnader netto, basert på Equinors deltakerandel i lisensen. Kostnader som ikke er inkludert i en innregnet leieforpliktelse, som betalinger under kortsiktige leieavtaler, ikke-leiekomponenter og variable leiebetalinger, vil fortsatt bli presentert netto i Equinors resultatregnskap basert på Equinors deltakerandel i lisensen.

#### **Leieavtaler innregnet av Equinor, som ikke-operatør på en lisens**

Som deltaker i en olje- og gasslisens, men uten å være operatør, vil Equinor innregne sin forholdsmessige andel av en leieavtale i tilfeller hvor Equinor vurderes å dele primæransvaret for den eksterne forpliktelsen for en lisenskommitert leieforpliktelse. Dette inkluderer kontrakter hvor Equinor har signert kontrakten sammen med øvrige lisensdeltakere, samt kontrakter hvor operatør er gitt et juridisk bindende mandat til å inngå eksterne leieavtaler på vegne av sine lisenspartnere.

Equinor vil også innregne sin forholdsmessige andel når en leiekontrakt er inngått av operatøren på en lisens, og hvor operatørens bruk av eiendelen vurderes å være framleie fra operatøren til lisensen. Framleie antas å eksistere i situasjoner hvor operatøren og lisenspartnerne avtaler at en identifisert eiendel er forpliktet til å bli benyttet kun i driften av en spesifikk lisens for en spesifikk tidsperiode, og hvor bruken av denne eiendelen er vurdert å være kontrollert av deltakerne i lisensen i fellesskap.

#### **Rapportering av riggdeleavtaler**

Som en betydelig operatør på norsk kontinentalsokkel kan Equinor i visse tilfeller inngå leieavtaler på vegne av en eller flere individuelle lisenser som har forpliktet seg til bruk av en rigg for gitte tidsperioder. En riggdelingsavtale vil styre når og hvor riggen vil bli brukt gjennom kontraktsperioden. I tilfeller hvor en lisens er vurdert å være leietaker i en riggdelingsavtale, er denne ansett å være leietaker for sin respektive andel av den totale kontraktsperioden. Som følge av dette vil Equinor regnskapsføre disse leieavtalene fra et lisensperspektiv, både når det gjelder bruk av IFRS 16 sitt unntak for kortsiktige leieavtaler og ved vurdering av dato for iverksettelse av leieavtalen.

Når en riggleieavtale er inngått i Equinors eget navn, vil leieforpliktelsen innregnes brutto (100 %) i Equinors konsernbalanse. Equinor vil imidlertid ikke innregne forpliktelser for perioder hvor riggen er formelt transportert til en annen part, og hvor bruksretten og det primære juridiske ansvaret for leiebetalinger er overført til den annen part.

Når en leid eiendel er transportert til en lisens for to eller flere ikke-sammenhengende perioder innenfor sammen kontrakt, vil Equinor innregne disse ikke-sammenhengende periodene samlet, både når det gjelder bruk av unntaket i IFRS 16 for kortsiktige leieavtaler og ved vurdering av dato for iverksettelse av leieavtalen.

#### **Utskilling av bestanddelene i en kontrakt**

Mange av Equinors leiekontrakter, slik som kontrakter for leie av rigger og skip, inneholder en rekke tilleggstjenester og andre ikke-leiekomponenter, inkludert bruk av personell, borerelaterte aktiviteter og andre elementer. For en rekke av disse kontraktene vil disse tilleggstjenestene representere en ikke ubetydelig del av den totale kontraktsverdien. Når disse tilleggstjenestene ikke er priset separat, er den totale betalingen blitt allokert forholdsmessig på grunnlag av den relative frittstående prisen på leiekomponenten og den samlede frittstående prisen på ikke-leiekomponentene. Equinors tidligere praksis ved rapportering av forpliktelser knyttet til leiekontrakter har vært å rapportere leieforpliktelser uten å skille ut eventuelle ikke-leiekomponenter. Prinsippvalget under IFRS 16 om å regnskapsføre ikke-leiekomponenter separat fra leiekomponenter for alle eiendelsklasser medfører således en endring i Equinors rapportering av leieavtaler.

#### **Evaluerings av virkning av opsjonperioder ved identifisering av lengde på leieperiode**

Mange av Equinors vesentlige leiekontrakter, som leie av skip, rigger og bygninger, inkluderer opsjoner om å forlenge leieperioden. Under IFRS 16 blir vurderingen av hvorvidt det er rimelig sikkert at en kontrakts forlengelsesopsjon vil bli utøvd, gjort på iverksettelsestidspunktet, og senere oppdatert i tilfeller hvor faktum og omstendigheter som Equinor har kontroll over krever det. Etter Equinors syn innebærer begrepet "rimelig sikkert" et sannsynlighetsnivå som er betydelig høyere enn «sannsynlig», og dette er reflektert i Equinors vurderinger.

#### **Skille mellom faste og variable elementer i leiebetalingene**

IFRS 16 krever at faste og i realiteten faste betalinger inkluderes i beregnet leieforpliktelse på dato for iverksettelse, mens variable betalinger som avhenger av bruken av eiendelen ikke inkluderes. Særsilt i forbindelse med leie av borerigger vil Equinors leiekontrakter inkludere faste rater for perioder hvor den aktuelle eiendelen er i bruk, samt alternative lavere rater («stand-by-rater») for perioder

hvor eiendelen er benyttet til andre spesifiserte aktiviteter eller ikke er i bruk, men fortsatt er under kontrakt. Variabiliteten i leiebetalingene vil hovedsakelig skyldes forskjellig bruk og aktivitetsnivå, og de variable elementene har blitt vurdert kun å knytte seg til ikke-leiekomponenter. Følgelig er leiekomponentene i disse betalingene i avtalen ansett som faste ved regnskapsføring etter IFRS 16.

#### Fastsetting av marginal lånerente som skal brukes som diskonteringsfaktor

Ved fastsetting av Equinors leieforpliktelser er den marginale lånerenten som er benyttet som diskonteringsfaktor for betalinger etablert på grunnlag av en konsistent metode som reflekterer konsernets lånerente, forpliktelsens valuta, leieperiodens lengde og kredittpåslaget for den juridiske enheten som har inngått leiekontrakten.

#### Avstemming mellom balanseførte leieforpliktelser etter IFRS 16 og operasjonelle leieforpliktelser etter IAS 17

Under IAS 17 presenterte Equinor følgende forpliktelser knyttet til operasjonelle leieavtaler per 31. desember 2018:

(i millioner USD)	Operasjonelle leieavtaler					Sum
	Rigger	Skip	Tomter og bygninger	Lager	Andre	
2019	998	662	143	83	113	2.001
2020	523	599	141	60	84	1.406
2021	349	534	140	41	50	1.114
2022	372	384	136	40	28	960
2023	280	316	198	25	13	832
2024-2028	75	789	544	68	50	1.527
2029-2033	-	131	223	6	17	376
Deretter	-	-	32	-	7	39
Sum fremtidig minsteleie	2.597	3.414	1.558	322	363	8.253

Tabellen nedenfor viser en avstemming mellom operasjonelle leieforpliktelser rapportert per 31. desember 2018 under IAS 17 og leieforpliktelsene som er balanseført under IFRS 16 Leieavtaler:

(i millioner USD)	
Operasjonelle leieforpliktelser (IAS17) per 31. desember 2018	8.253
Kortsiktige leieforpliktelser med utløpsdato i 2019	(666)
Ikke-leiekomponenter	(1.469)
Forpliktelser knyttet til leieavtaler som ennå ikke er tatt i bruk	(2.116)
Leieforpliktelser rapportert brutto vs netto	711
Diskonteringseffekt	(485)
Finansielle leieforpliktelser (IAS 17) som er balanseført per 31. desember 2018	432
Leieforpliktelser rapportert i henhold til IFRS 16 per 1. januar 2019	4.660

Det henvises til prinsippbeskrivelsene over for forklaring av avstemmingspostene. Leieavtaler som ikke er iverksatt knytter seg til situasjoner hvor en kontrakt er inngått, men hvor Equinor enda ikke har overtatt retten til å kontrollere bruken av den aktuelle eiendelen, enten på egenhånd eller gjennom en felleskontrollert driftsordning.

Opsjoner om å forlenge eller å si opp leieavtalene er for det alt vesentligste rapportert på samme måte som under IAS 17 Leieavtaler. De fleste leieavtaler er benyttet i operasjonelle aktiviteter. Leieavtaler hvor det er vurdert at en forlengelsesopsjon med rimelig sikkerhet vil bli utøvet er inkludert i den rapporterte leieforpliktelsen. Dette gjelder i hovedsak der hvor det er foretatt operasjonelle beslutninger som medfører at det leide driftsmidlet er avgjørende for videre forretningsaktiviteter.

## 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler

### Kontraktsmessige forpliktelser

Equinor hadde kontraktsmessige forpliktelser på 5.205 millioner USD per 31. desember 2019. Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer Equinors andel og består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler samt forpliktete investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper.

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 2019 er Equinor forpliktet til å delta i 38 brønner, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 44 %. Equinors andel av estimerte kostnader knyttet til å bore disse brønnene utgjør om lag 663 millioner USD. Brønner som Equinor i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av framtidige funn i gitte lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

### Andre forpliktelser, betinget gjeld og betinget eiendeler

Equinor har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings- og entry/exit (inngangs- og utgangs) kapasitet. Equinor har også inngått forpliktelser knyttet til spesifikke avtaler vedrørende kjøp av råvarer. Disse avtalene gir rett til kapasitet, eller spesifikke volumer, men medfører også en plikt til å betale for den avtalte tjeneste eller råvare, uavhengig av faktisk bruk. Kontraktenes lengde varierer, med en løpetid opptil 2044.

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

Equinors forpliktelser overfor egenkapitalkonsoliderte selskaper er vist i tabellen under med Equinors proporsjonale andel. For eiendeler (for eksempel rørledninger) som er inkludert i Equinor-regnskapet gjennom fellesvirksomhet eller lignende ordninger, og hvor følgelig Equinors andel av eiendeler, forpliktelser, inntekter og utgifter (kapasitetskostnader) innregnes linje for linje i konsernregnskapet. Beløpene i tabellen inkluderer netto forpliktelser som skal betales av Equinor (Equinors forholdsmessige andel av forpliktelsen fratrukket Equinors eierandel i den aktuelle enheten).

Tabellen under inkluderer 3.009 millioner USD relatert til ikke-leasing-komponenter av leasingavtaler reflektert i regnskapet i henhold til IFRS 16, samt leasingavtaler som ennå ikke er påbegynt. Sistnevnte inkluderer omtrent 300 millioner USD relatert til oljetankskip som skal brukes i framtiden under Equinors langsiktige charteravtale med Teekay i løpet av levetiden for produserende felt i Nordsjøen.

Nominelle andre langsiktige minimumsforpliktelser per 31. desember 2019:

(i millioner USD)	
2020	2.165
2021	2.082
2022	1.845
2023	1.581
2024	1.279
Deretter	4.518
Sum	13.470

### Garantier

Equinor har garantert for sin proporsjonale andel av et egenkapitalkonsolidert selskaps langsiktige bankgjeld, kontraktsmessige betalingsforpliktelser og noen tredjepartsforpliktelser på totalt 1,2 milliarder USD pr. 31. desember 2019. Bokført verdi av garantien er uvesentlig.

### Betingede eiendeler og forpliktelser

#### Redetermineringsprosess på Agbami-feltet

På grunnlag av sitt eierskap i OML 128 i Nigeria er Equinor part i en prosess knyttet til redeterminering av eierandeler på Agbami-feltet. Redetermineringen vil redusere Equinors eierinteresse. En ikke-bindende avtale om oppgjør for redetermineringen ble inngått i fjerde kvartal 2018. Partene i den ikke-bindende avtalen har jobbet mot et endelig oppgjør og om enighet om justering av eierandelsprosent i løpet av 2019. Equinors avsetning, basert på beste estimat, om betydningen av redetermineringsprosessen per 31. desember 2019 utgjorde 853 millioner USD. I løpet av 2019 har avsetningen blitt reklassifisert fra langsiktige Avsetninger og annen gjeld til Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger i konsernbalansen på grunn av forventninger om kontantutbetalinger i prosessen innen et år. Betydningen av redetermineringsprosessen på konsernresultatregnskapet var uvesentlig i 2019.

### Voldgift knyttet til prisrevisjon

Noen langsiktige gassalgsavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler, som i noen tilfeller fører til krav som blir gjenstand for voldgift. Equinors eksponering knyttet til slik voldgift er estimert til ca. 1,3 milliarder USD for gass levert før årsslutt 2019. Basert på Equinors vurderinger ble det ikke gjort noen avsetninger i Equinors konsernregnskap ved årsslutt 2019. Tidsplanen for avklaring av utfall er usikker, men anslås til 2020. Prisrevisjonsrelaterte endringer i avsetninger gjennom 2019 er uvesentlige og er bokført som reduksjon av Salgsinntekter i konsernregnskapet.

### Varsler om endret ligning fra norske skattemyndigheter

I fjerde kvartal 2019 mottok Equinor et foreløpig vedtak i saken vedrørende internprising på visse transaksjoner mellom Equinor Service Center Belgium (ESCB) i Belgia og Equinor ASA. Det vesentligste spørsmålet i denne saken gjelder ESCBs kapitalstruktur og hvorvidt denne følger prinsippet om armlengdes avstand. Det foreløpige vedtaket dekker årene 2012 til 2016 og representerer en eksponering på omkring 180 millioner USD. Equinor vurderer for tiden det mottatte foreløpige vedtaket og vil utarbeide tilsvaret til skattemyndighetene. Equinor mener fortsatt at prissetting på armlengdes avstand er anvendt og at konsernets vurdering står sterkt. Ved årsslutt 2019 er det derfor ikke foretatt avsetning for dette spørsmålet i konsernregnskapet.

Equinor mottok i februar 2018 et varsel om endring av ligning fra norske skattemyndigheter knyttet til en pågående tvist vedrørende størrelsen på forsknings- og utviklingskostnader som kan allokeres til selskapets særskattepliktige virksomhet. Maksimal eksponering for denne saken er estimert til omkring 500 millioner USD. Equinor har avsatt for beste estimat i saken.

### Tvist mellom de føderale myndighetene i Nigeria og de statlige myndighetene i Rivers, Bayelsa og Akwa Ibom i Nigeria

I oktober 2018 avgjorde Nigerias høyesterett en tvist mellom de føderale myndighetene i Nigeria på den ene siden og de statlige myndighetene i Rivers, Bayelsa og Akwa Ibom i Nigeria på den andre siden, i favør av sistnevnte. Høyesterettsdommen legger opp til en mulig tilbakevirkende justering av enkelte produksjonsdelingskontrakter til fordel for de føderale myndighetene i Nigeria, herunder for OML 128 (Agbami). Equinor er av den oppfatning at et slikt krav vil være grunnløst, og har ikke foretatt avsetninger i saken.

### Tvist knyttet til terminering av langsiktig leieavtale for bore-riggen COSL Innovator

I januar 2020 signerte Equinor, på vegne av partnerne på Troll-feltet, et forlik med COSL Offshore Management AS (COSL) i tvisten vedrørende termineringen av den langsiktige leieavtalen for riggen COSL Innovator i 2016. Equinors andel av avtalt forlikbeløp utgjør 57,5 millioner USD, som er innregnet i Driftskostnader i E&P Norway-segmentet i 2019.

### Tvist med brasilianske skattemyndigheter

Brasilianske skattemyndigheter har endret ligningen for 2011 for et brasiliansk datterselskap av Equinor som var part i salget da Equinor det året solgte 40 % av Peregrino-feltet til Sinochem. Den endrede ligningen bestrider Equinors allokering av salgsinntekten mellom involverte eiendeler og selskaper, noe som fører til en vesentlig høyere skattbar inntekt og skattekostnad i Brasil. Equinor er uenig i ligningen, og har gjort dette klart i sine tilsvarende. Den løpende prosessen med formell kommunikasjon med brasilianske skattemyndigheter, samt en eventuell påfølgende rettsprosess som måtte bli nødvendig, kan ta flere år. Skatt vil ikke bli betalbar før saken er endelig avgjort. Equinor mener at alle relevante skatteregler er fulgt, og at konsernet står sterkt i saken. Det er derfor ikke foretatt avsetning i konsernregnskapet.

### Krav om annullering av Petrobras' salg av eierandel i BM-S-8 til Equinor

I mars 2017 anla Union of Workers of Oil Tankers of Sergipe (Sindipetro) i et gruppesøksmål mot Petrobras, Equinor og ANP (den relevante brasilianske regulatoriske myndighet) med krav om å annullere Petrobras salg av eierinteressen og operatørskapet i BM-S-8 til Equinor, som ble gjennomført i november 2016 etter partner- og myndighetsgodkjenning. I tillegg ble det framsatt et krav om rettslig pålegg om å utsette overdragelsen. Dette kravet ble akseptert av en føderal dommer i april 2017, men det rettslige pålegget ble senere opphevet av en føderal regionsdomstol. Saken verserer fortsatt i rettssystemet. Ved utløpet av 2019 inngår eierandelen i Equinors balanse som immaterielle eiendeler i E&P International-segmentet. For ytterligere informasjon om Equinors anskaffelser og nedsalg i BM-S-8 vises det til note 4 Oppkjøp og nedsalg.

### ICSM indirekte skatt (Imposto sobre Circulacao de Mercadorias – skatt på omsetning av varer og enkelte tjenester)

I Brasil utstedte delstaten Rio de Janeiro i 2015 en lov som gjorde utvinning av råolje til gjenstand for en 20 % ICSM indirekte skatt (Imposto sobre Circulacao de Mercadorias – skatt på omsetning av varer og enkelte tjenester). På linje med andre berørte internasjonale energiselskaper mener Equinor at skatten er grunnlovsstridig, og har innledet sak i rettsystemet i delstaten Rio de Janeiro, så langt med positive utfall. Den brasilianske bransjeforeningen har også anlagt sak ved Brasils føderale høyesterett, der det bestrides at loven er i henhold til grunnloven. På bakgrunn av den pågående produksjonen fra Peregrinofeltet, og nå også fra Roncadorfeltet, øker Equinors eksponering i saken, og ved årsslutt 2019 utgjør denne omkring 700 millioner USD. Equinor mener at konsernet står sterkt i saken, og har derfor ikke foretatt avsetning i konsernregnskapet. Endelig avgjørelse av saken kan ikke tidfestes med tilstrekkelig sikkerhet, men prosessen kan forventes å ta flere år. ICSM-beløp forfaller ikke til betaling før det er avsagt en dom som avgjør at loven er i henhold til grunnloven.

### Andre krav

Equinor er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden flere andre uavklarte tvister. Det endelige omfanget av konsernets forpliktelser eller eiendeler knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. Equinor har gjort avsetninger i konsernregnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater.

Equinor forventer ikke at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene. Equinor forfølger de ovennevnte tvistene aktivt med de kontraktmessige og juridiske virkemidler som foreligger i hver sak, men endelig utfall av sakene og tidspunkt for eventuelle relaterte kontantstrømmer kan på nåværende tidspunkt ikke avgjøres med tilstrekkelig pålitelighet.

Når det gjelder informasjon om avsetninger knyttet til tvister og krav som ikke gjelder inntektsskatt, vises det til note 20 Avsetninger og andre forpliktelser. Usikre forpliktelser knyttet til inntektsskatt er reflektert som betalbar eller utsatt skatt i tråd med relevante definisjoner, mens usikre skatteeiendeler er reflektert som kortsiktige eller utsatte skattefordeler.

## 25 Nærstående parter

### Transaksjoner med Den norske stat

Den norske stat er hovedaksjonær i Equinor og eier betydelige eierandeler i andre norske selskaper. Per 31. desember 2019 hadde Den norske stat en eierandel i Equinor på 67,0 % (Folketrygdfondets andel i Equinor på 3,4 % er holdt utenfor). Eierskapsstrukturen medfører at Equinor deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapsstruktur, og derfor tilfredsstiller definisjonen av nærstående parter.

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 7.505 millioner USD, 8.604 millioner USD og 7.352 millioner USD i henholdsvis 2019, 2018 og 2017. Kjøp av naturgass fra staten vedrørende Tjeldbergodden metanolfabrikk beløp seg til 36 millioner USD, 49 millioner USD og 39 millioner USD i henholdsvis 2019, 2018 og 2017. Nevnte kjøp av olje og naturgass er bokført i Equinor ASA. Equinor ASA selger i tillegg, i sitt eget navn, men for statens regning og risiko, statens gassproduksjon. Disse transaksjonene er presentert netto. For mer informasjon se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper. Den vesentligste delen av beløpet som er inkludert i linjen Gjeld til egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter i note 21 Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger, består av skyldig beløp til staten knyttet til disse kjøpene.

### Andre transaksjoner

I forbindelse med den vanlige operasjonelle virksomheten inngår Equinor kontrakter relatert til transport, gasslagring og behandling av petroleumsprodukter, med selskaper som Equinor har eierinteresser i. Slike transaksjoner er inkludert i de relevante regnskapslinjene i konsernresultatregnskapet. Gassled og enkelte andre infrastruktureiendeler er operert av Gassco AS, som er en enhet under felles kontroll av Olje- og energidepartementet. Gasscos aktiviteter blir utført for rørlednings- og terminaleiernes regning og risiko. Kapasitetsbetalingene som blir håndtert av Gassco blir viderebetalt til de respektive eierne. Equinors betalinger som Gassco gjennomførte på vegne av eierne, utgjorde 1.396 millioner USD i 2019, 1.351 millioner USD i 2018 og 1.155 millioner USD i 2017. Disse betalingene blir gjennomført av Equinor ASA. I tillegg gjennomfører Equinor ASA, i sitt eget navn, men for statens regning og risiko, statens andel av Gassco betalinger. Disse transaksjonene er presentert netto.

5. august 2019 reduserte Equinor sin eierandel i Lundin Petroleum AB (Lundin) fra 20,1 % til 4,9 % av de utestående aksjene og stemmerettighetene. I perioden 1. januar til 5. august 2019 beløp samlet kjøp av olje og relaterte produkter fra Lundin seg til 107 millioner USD. Samlet kjøp av olje og relaterte produkter fra Lundin beløp seg til 879 millioner USD og 176 millioner USD i henholdsvis 2018 og 2017. I 2018 solgte Equinor også olje og relaterte produkter til Lundin, til en verdi av 296 millioner USD. Kjøp og salg av olje og relaterte produkter bokføres i Equinor ASA. For mer informasjon vedrørende nedsalget i Lundin, se note 4 Oppkjøp og nedsalg.

Equinor ASA leier to kontorbygninger i Bergen og Harstad, eid av nærstående part Equinor Pensjon. Leieforpliktelser knyttet til disse kontraktene løper til 2034 og 2037 og Equinor ASA har bokført leieforpliktelser på 372 millioner USD knyttet til disse kontraktene.

Transaksjoner som involverer ledende ansatte (medlemmer av styret og konsernledelsen) i løpet av året er presentert i note 6 Godtgjørelse. Godtgjørelse til ledende ansatte er presentert i note 4 Godtgjørelse i selskapsregnskapet til Equinor ASA.

## 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivetsanalyse av markedsrisiko

### Finansielle instrumenter etter kategori

Tabellen nedenfor presenterer Equinors klasser av finansielle instrumenter med tilhørende bokførte verdier slik kategoriene er definert i IFRS 9 Finansielle instrumenter: innregning og måling. For finansielle investeringer er forskjellen mellom måling som definert av kategoriene i IFRS 9 og måling til virkelig verdi uvesentlig. For kundefordringer og andre fordringer, leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld, og betalingsmidler er bokført verdi vurdert til å være en rimelig vurdering av virkelig verdi. Se note 18 Finansiell gjeld for informasjon om virkelig verdi på langsiktige obligasjonslån og banklån.

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

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
31. desember 2019					
Eiendeler					
Langsiktige finansielle derivater		-	1.365	-	1.365
Langsiktige finansielle investeringer	13	167	3.433	-	3.600
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	13	1.057	-	157	1.214
Kundefordringer og andre fordringer	15	7.374	-	859	8.233
Kortsiktige finansielle derivater		-	578	-	578
Kortsiktige finansielle investeringer	13	7.050	377	-	7.426
Betalingsmidler	16	4.478	700	-	5.177
Sum		20.125	6.452	1.016	27.593

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
31. desember 2018					
Eiendeler					
Langsiktige finansielle derivater		-	1.032	-	1.032
Langsiktige finansielle investeringer	13	90	2.365	-	2.455
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	13	854	-	179	1.033
Kundefordringer og andre fordringer	15	8.488	-	510	8.998
Kortsiktige finansielle derivater		-	318	-	318
Kortsiktige finansielle investeringer	13	6.145	896	-	7.041
Betalingsmidler	16	5.301	2.255	-	7.556
Sum		20.878	6.866	689	28.433



(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2019					
Forpliktelser					
Langsiktig finansiell gjeld	18, 22	21.754	-	3.191	24.945
Langsiktige finansielle derivater		-	1.173	-	1.173
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	21	9.027	-	1.423	10.450
Kortsiktig finansiell gjeld	18, 22	2.939	-	1.148	4.087
Skyldig utbytte		859	-	-	859
Kortsiktige finansielle derivater		-	462	-	462
Sum		34.580	1.635	5.762	41.976

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
31. desember 2018					
Forpliktelser					
Langsiktig finansiell gjeld	18, 22	23.264	-	-	23.264
Langsiktige finansielle derivater		-	1.207	-	1.207
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	21	8.115	-	255	8.369
Kortsiktig finansiell gjeld	18, 22	2.463	-	-	2.463
Skyldig utbytte		766	-	-	766
Kortsiktige finansielle derivater		-	352	-	352
Sum		34.608	1.559	255	36.422

### Virkelig verdi-hierarki

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

(i millioner USD)	Langsiktige finansielle instrumenter	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle investeringer	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Betalingsmidler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Sum virkelig verdi
31. desember 2019								
Nivå 1	1.456	7	-	86	-	(6)	(70)	1.473
Nivå 2	1.700	1.139	377	461	700	(1.148)	(394)	2.835
Nivå 3	277	219	-	33	-	(19)	-	510
Sum virkelig verdi	3.433	1.365	377	578	700	(1.173)	(462)	4.817
31. desember 2018								
Nivå 1	1.088	-	365	-	-	-	-	1.453
Nivå 2	1.027	806	531	274	2.255	(1.172)	(351)	3.370
Nivå 3	250	227	-	44	-	(35)	(1)	485
Sum virkelig verdi	2.365	1.032	896	318	2.255	(1.207)	(352)	5.307

# Regnskap og noter

## Konsernregnskap

Nivå 1, virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser, inkluderer finansielle instrumenter som omsettes aktivt, og der verdien innregnet i konsernets balanse er fastsatt basert på observerbare priser på identiske instrumenter. For konsernet vil denne kategorien i de fleste tilfellene bare 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 utledet fra observerbare markedstransaksjoner, inkluderer Equinors 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 benyttes bare dersom det ikke eksisterer 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 internt genererte prisforutsetninger og volumprofiler. Diskonteringsrenten som er brukt i verdsettelsen, er en risikofri rente basert på den aktuelle valutaen og tidshorizonten til den underliggende kontantstrømmen. Kontantstrømmen er justert for en kredittpremie for å reflektere enten Equinors kredittpremie (dersom det er gjeld) eller en estimert motparts premie (dersom det er eiendel). I tillegg kan en risikopremie for risikoelementer som det ikke er justert for i kontantstrømmen inkluderes når dette er aktuelt. De virkelige verdiene for disse finansielle derivatene er i sin helhet blitt klassifisert i kategori tre innenfor kortsiktige finansielle derivater-eiendeler 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 med inflasjon. Bruk av denne forutsetningen ville fått ubetydelig innvirkning på virkelig verdi for disse kontraktene.

Avstemming av endringer i virkelig verdi i løpet av 2019 og 2018 for alle finansielle eiendeler klassifisert i det tredje nivået i hierarkiet er presentert i den etterfølgende tabellen.

(i millioner USD)	Langsiktige finansielle investeringer	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - gjeld	Kortsiktige finansielle derivater - gjeld	Sum
Inngående balanse 1. januar 2019	250	227	44	(35)	(1)	485
Total gevinst og tap i resultatregnskapet	(38)	(6)	31	16	1	4
Kjøp	78	-	-	-	-	78
Oppgjør	(11)	-	(42)	-	-	(52)
Overføring til nivå 1	(3)	-	-	-	-	(3)
Omregningsdifferanser	(0)	(2)	(0)	-	-	(3)
<b>Utgående balanse 31. desember 2019</b>	<b>277</b>	<b>219</b>	<b>33</b>	<b>(19)</b>	<b>-</b>	<b>510</b>
Inngående balanse 1. januar 2018	397	283	37	-	(4)	713
Total gevinst og tap i resultatregnskapet	(91)	(44)	46	(35)	3	(122)
Kjøp	35	-	-	-	-	35
Oppgjør	-	-	(36)	-	-	(36)
Overføring til nivå 3	(88)	-	-	-	-	(88)
Omregningsdifferanser	(3)	(13)	(3)	-	-	(18)
<b>Utgående balanse 31. desember 2018</b>	<b>250</b>	<b>227</b>	<b>44</b>	<b>(35)</b>	<b>(1)</b>	<b>485</b>

Eiendelene og forpliktelsene på nivå 3 har i løpet av 2019 hatt en netto økning i virkelig verdi på 25 millioner USD. De 4 millioner USD som er innregnet i konsernregnskapet i 2019 er påvirket av en økning på 24 millioner USD relatert til endringer i virkelig verdi av visse "earn-out"-avtaler. I tilknytning til de samme "earn-out"-avtalene er 42 millioner USD inkludert i åpningsbalansen for 2019 fullt realisert siden de underliggende volumene har blitt levert i løpet av 2019.

### Sensitivitetsanalyser av markedsrisiko

#### Råvarepriserisiko

Tabellen nedenfor inneholder sensitiviteter for råvarepriserisiko på Equinors råvarebaserte derivatkontrakter. Se note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring for ytterligere informasjon knyttet til type råvarerisikoer og hvordan konsernet styrer disse risikoene.

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

Sensitivitet knyttet til prisrisiko ved utgangen av 2019 og 2018 på 30 % er forutsatt å være rimelig basert på løpetiden til derivatkontraktene.

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

Sensitivitet for råvarepriser (i millioner USD)	2019		2018	
	- 30 %	+ 30 %	- 30 %	+ 30 %
31. desember				
Råolje og raffinerte produkter netto gevinst/(tap)	569	(563)	275	(230)
Naturgass og elektrisitet netto gevinst/(tap)	(33)	49	1.157	(1.156)

### Valutarisiko

Ved utgangen av 2019 har den påfølgende valutarisikosensitiviteten blitt beregnet ved å forutsette et mulighetsområde for endringer på 9 % for de valutakursene som påvirker konsernets finansielle posisjon. Også ved utgangen av 2018 var en endring på 9 % vurdert som et rimelig mulighetsområde for endring. Med referanse til tabellen nedenfor, betyr en økning av valutakursen at den valutaen som presenteres har styrket seg mot alle andre valutaer. De estimerte gevinstene og tapene som følge av en endring i valutakursene vil påvirke konsernresultatregnskapet. Se note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring for ytterligere informasjon knyttet til valutarisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

Sensitivitet for valutarisiko (i millioner USD)	2019		2018	
	- 9 %	+ 9 %	- 9 %	+ 9 %
31. desember				
USD netto gevinst/(tap)	(220)	220	(230)	230
NOK netto gevinst/(tap)	282	(282)	311	(311)

### Renterisiko

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 0,6 prosentpoeng som et rimelig mulighetsområde for endringer ved utgangen av 2019. Også ved utgangen av 2018 var en endring på 0,6 prosentpoeng vurdert som rimelig mulighetsområde for endringer. En rentenedgang har en estimert positiv innvirkning på netto finansposter i konsernresultatregnskapet, mens en renteøkning har en estimert negativ innvirkning på netto finansposter i konsernresultatregnskapet. Se note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring for ytterligere informasjon knyttet til renterisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

Sensitivitet for renterisiko (i millioner USD)	2019		2018	
	- 0,6 prosentpoeng	+ 0,6 prosentpoeng	- 0,6 prosentpoeng	+ 0,6 prosentpoeng
31. desember				
Positiv/(negativ) innvirkning på netto finansposter	526	(526)	575	(575)

**Aksjepriserisiko**

Den påfølgende sensitiviteten for aksjepriserisiko er kalkulert på bakgrunn av en forutsatt mulig endring på 35 % i aksjepriser basert på balanseførte verdier per 31. desember 2019. De estimerte gevinstene fra en økning i aksjepriser og de estimerte tapene fra en nedgang i aksjepriser ville påvirke konsernresultatregnskapet. Se note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring for ytterligere informasjon vedrørende aksjepriserisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

Sensitivitet for aksjekursrisiko (i millioner USD)	2019	
	- 35 %	+ 35 %
31. desember		
Gevinst/(tap)	(631)	631

**27 Hendelser etter balansedagens utløp**

Den 30. Januar 2020 gjennomførte Equinor en transaksjon med Schlumberger Production Management Holding Argentina B.V. SPM om å kjøpe en 50 % eierinteresse i SPM Argentina S.A. For mer informasjon se Note 4 Oppkjøp og nedsalg.

I løpet av første kvartal 2020 har utbredelsen av coronaviruset påvirket et økende antall land og med økende alvorlighetsgrad. I mars 2020 erklærte Verdens Helseorganisasjon (WHO) Covid-19 en verdensomspennende pandemi. I løpet av denne perioden har land, organisasjoner og Equinor satt i verk tiltak for å begrense risikoen for samfunnet, ansatte og forretningsdriften. På tidspunktet for offentliggjøring av Konsernregnskapet er det vanskelig å forutsi det fulle omfang, konsekvenser og tidsutstrekning for Covid-19 pandemiens driftsmessige og økonomiske innvirkning for Equinor.

## 4.2 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)

I samsvar med Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification "Extractive Activities - Oil and Gas" (Topic 932), gir Equinor enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass. Selv om disse opplysningene er utarbeidet med rimelig grad av sikkerhet og lagt fram 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 framtiden.

For ytterligere informasjon angående prinsipper for estimering av reserver, se note 2 **Vesentlige regnskapsprinsipper** - Viktige områder for skjønnsanvendelse og kilder til usikkerhet i estimater - Sikre olje- og gassreserver.

For informasjon vedrørende Agbami redetermineringsprosess og konflikten mellom Nigerian National Petroleum Corporation og partnere i Oil Mining Lease (OML) 128 om visse vilkår i produksjonsdelingsavtalen, se note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet. Effekt av redetermineringsprosessen på sikre reserver er anslått å være mindre enn 10 millioner fat oljeekvivalenter, og er ikke inkludert.

Det har ikke vært noen nye hendelser siden 31. desember 2019 som vil medføre en vesentlig endring i estimerte sikre reserver eller andre tall rapportert per denne dato.

### Olje- og gassreserver

Equinor's olje- og gassreserver er estimert av selskapets fagpersoner i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), Rule 4-10 of Regulation S-X. Reserveestimerer er å betrakte som utsagn om framtidige hendelser.

Fastsetting av disse reservene er del av en kontinuerlig prosess og er gjenstand for endringer etter hvert som ytterligere informasjon blir tilgjengelig. Estimert volum av sikre reserver er unøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er ytterligere forventede reserver og betingede ressurser som kan bli sikre reserver i framtiden, ikke tatt med i beregningene.

Equinor bokfører sikre reserver under forskjellige former for kontraktuelle avtaler, inkludert produksjonsdelingsavtaler (Production Sharing Agreements, PSA-er) hvor Equinors del av reservene kan variere basert på produktpriser eller andre faktorer. Reserver fra avtaler, slik som PSA-er og buy-back avtaler, er basert på det volumet som Equinor har tilgang til for kostnadsdekning ("kost-olje") og inntjening ("profitt-olje"), begrenset av tilgjengelig markedstilgang. Per 31. desember 2019 var 5 % av totale sikre reserver relatert til denne type avtaler (8 % av totale olje-, kondensat- og NGL-reserver og 1 % av totale gassreserver). Dette utgjorde henholdsvis 5 % og 6 % av totale sikre reserver for 2018 og 2017. Equinors bokførte produksjon av olje og gass fra felt med denne type avtaler var i 2019 på 68 millioner fat oe (83 millioner fat oe i 2018 og 94 millioner fat oe i 2017). Equinor deltar i denne type avtaler i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Libya, Nigeria og Russland.

Equinor bokfører som sikre reserve volumer tilsvarende våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (PSA-er) hvor skatten betales på vegne av Equinor. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum eller volumer som forbrukes i produksjon, med unntak av reserver i USA.

Rule 4-10 of Regulation S-X krever at reserver vurderes basert på eksisterende økonomiske betingelser, inkludert 12 måneders gjennomsnittlige priser forut for slutten av perioden det rapporteres for, med mindre priser er definert gjennom kontraktuelle avtaler. De sikre oljereservene ved årsslutt 2019 er fastsatt med basis i en Brent blend ekvivalentpris på 63,04 USD/fat, sammenlignet med 71,59 USD/fat og 54,32 USD/fat for henholdsvis 2018 og 2017. Den volumvektede gjennomsnittlig gasspris for sikre reserver ved årsslutt 2019 var 5,12 USD/mmbtu. Den sammenlignbare gassprisen brukt til fastsetting av sikre gassreserver ved årsslutt 2018 og 2017 var 6,19 USD/mmbtu og USD 4,65 USD/mmbtu. Den volumvektede gjennomsnittlige NGL prisen for sikre reserver ved årsslutt 2019 var 29,96 USD/fat oe. Den sammenlignbare NGL prisen brukt til fastsetting av sikre NGL reserver ved årsslutt 2018 og 2017, var 39,81 USD/fat oe og 32,02 USD/fat oe. Reduksjon i råvareprisene påvirker mengden lønnsomme utvinnbare reserver og har resultert i reduserte sikre reserver. Negative revisjoner på grunn av pris er generelt et resultat av tidligere økonomisk cut-off. For felt med produksjonsdelingsavtaler blir dette til en viss grad motvirket av en relativ høyere eierandel til reservene. Disse endringene er inkludert i revisjonskategorien i tabellene nedenfor, og gir en netto reduksjon av Equinors sikre reserver ved årsslutt.

Fra norsk sokkel (NCS) er Equinor, 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 Equinors egne reserver. Som en del av denne ordningen leverer Equinor gass til kunder under ulike typer salgskontrakter på vegne av SDØE. Forpliktelsene blir oppfylt basert på en feltleveringsplan som optimaliserer verdien av den samlede olje- og gassporteføljen til Equinor og SDØE.

Equinor og SDØE mottar inntekter fra den samlede gassalgsporføljen basert på respektiv andel av forsyningsvolumene. For salg av SDØEs gass, både til Equinor og til tredjeparter, er betalingen til SDØE basert på oppnådde priser, "net back formula" beregnet pris eller markedsverdi. Statens olje og NGL blir i sin helhet ervervet av Equinor. 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 eller tilbakekalles av generalforsamlingen i Equinor ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimater av sikre reserver ikke er tilgjengelige for Equinor er det ikke mulig å beregne hvor store mengder Equinor 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 som har 15 % eller mer av totale sikre reserver. Per 31. desember 2019 er det kun Norge med 71 % av totale sikre reserver som kommer i denne kategorien. USA hadde 16 % av sikre reserver i 2017, og derfor har konsernet fastslått at den mest meningsfylte presentasjonen av geografisk område er å inkludere Norge, USA og kontinentene Eurasia uten Norge, Afrika og Amerika uten USA.

Følgende tabeller viser estimerte sikre olje- og gassreserver per 31. desember fra 2016 til 2019 og tilhørende endringer.

#### Årsaken til de største endringene i sikre reserver ved årsslutt 2019 var:

- Revisjoner av tidligere bokførte reserver, inkludert effekten av økt utvinning, førte til en økning i sikre reserver med 327 millioner fat oljeekvivalenter (foe) i 2019. Dette omfatter effekten av lavere råvarepriser, som førte til en reduksjon i sikre reserver med om lag 35 millioner foe gjennom en forkortelse av den økonomiske levetiden på flere felt. Mange produserende felt har også positive revisjoner på grunn av forbedret drift, modning av nye brønner og forbedringsprosjekter (IOR), samt redusert usikkerhet som følge av videre bore- og produksjonserfaring. Omtrent to tredjedeler av de totale revisjonene kommer fra felt i Norge, hvor mange av de større offshore feltene holder fram med trenden at de sikre reservene reduseres mindre enn tidligere estimert.
- I alt 253 millioner foe av nye sikre reserver ble tilført som følge av utvidelser av områder med tidligere sikre reserver og nye funn. Det største tillegget kommer fra North Komsomolskoye feltet i Russland, hvor første fase i fullfeltutbyggingen ble godkjent i 2019. I tillegg inneholder denne kategorien utvidelser av områder med sikre reserver gjennom boring av nye brønner i landbaserte områder i USA og på noen produserende felt offshore i Norge. Sanksjonering av fase to av utbyggingen av feltene Ærfugl og Gudrun i Norge bidro også positivt til revisjonen av sikre reserver. Nye funn med sikre reserver tilført i 2019 forventes alle forventes å starte produksjon innen en periode på fem år, og noen produserer allerede.
- I 2019 ble det tilført totalt 72 millioner foe i nye sikre reserver som følge av kjøpstransaksjoner. Dette kommer i hovedsak fra kjøp av en 2,6 % eierandel i Johan Sverdrup-feltet i Norge gjennom en avtale med Lundin Petroleum AB, og kjøp av 22,45 % eierandel i Caesar-Tonga feltet i Mexicogolfen fra Shell Offshore Inc, samt en swap-avtale med Faroe Petroleum som økte Equinors eierandel i Njord område i Norskehavet.
- Salg av 125 millioner foe i sikre reserver inkluderer salg av 16 % eierandel i Lundin Petroleum som resulterte i at alle sikre reserver som tidligere ble inkludert som egenkapitalkonsolidert produksjon i Norge er fjernet fra sikre reserver, og salg av hele Equinors eierandel i gassfeltet Eagle Ford i USA.
- Bokført produksjon i 2018 var 698 millioner foe, en reduksjon på 2,1 % sammenlignet med 2018.

Endringer i sikre reserver i 2019 er også beskrevet i mer detalj i seksjon 2.8 Resultater for drift, Sikre olje- og gassreserver.



Netto sikre olje- og kondensat reserver (i millioner foe)	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsoliderte selskaper				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika uten USA	Delsum	Sum
<b>31. desember 2016</b>	1.174	71	221	303	177	1.945	58	-	30	88	2.033
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	212	2	32	55	54	354	1	0	(28)	(27)	327
Utvidelser og funn	159	-	-	31	65	256	-	-	-	-	256
Kjøp av petroleumsreserver	-	34	-	-	-	34	-	-	-	-	34
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	(38)	(38)	-	-	-	-	(38)
Produksjon	(165)	(10)	(68)	(38)	(21)	(302)	(6)	(0)	(2)	(8)	(310)
<b>31. desember 2017</b>	1.380	97	185	351	237	2.249	53	-	-	53	2.302
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	114	36	35	7	60	251	4	-	-	4	256
Utvidelser og funn	99	-	3	59	-	161	10	-	-	10	171
Kjøp av petroleumsreserver	21	-	-	2	111	133	-	-	-	-	133
Salg av petroleumsreserver	(0)	(2)	-	(0)	-	(2)	-	-	-	-	(2)
Produksjon	(155)	(8)	(57)	(48)	(29)	(298)	(5)	-	-	(5)	(303)
<b>31. desember 2018</b>	1.458	124	165	371	378	2.496	62	-	-	62	2.558
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	113	50	19	35	27	244	3	(0)	-	3	247
Utvidelser og funn	5	3	-	25	-	33	-	57	-	57	91
Kjøp av petroleumsreserver	41	-	-	18	-	59	-	-	-	-	59
Salg av petroleumsreserver	(4)	-	-	(13)	-	(17)	(62)	-	-	(62)	(80)
Produksjon	(151)	(9)	(47)	(54)	(36)	(296)	(3)	(1)	-	(4)	(300)
<b>31. desember 2019</b>	1.463	168	137	383	369	2.518	-	56	-	56	2.575

## Regnskap og noter

Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

Netto sikre NGL reserver (i millioner foe)	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika uten USA	Delsum	Sum
<b>31. desember 2016</b>	287	-	16	67	-	370	2	-	-	2	372
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	31	-	(2)	6	0	36	(1)	-	-	(1)	35
Utvidelser og funn	8	-	-	25	-	33	-	-	-	-	33
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjon	(48)	-	(4)	(9)	(0)	(61)	-	-	-	-	(61)
<b>31. desember 2017</b>	278	-	10	90	-	378	1	-	-	1	379
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	25	-	15	(9)	-	30	(0)	-	-	(0)	30
Utvidelser og funn	21	-	-	16	-	37	0	-	-	0	37
Kjøp av petroleumsreserver	8	-	-	0	-	8	-	-	-	-	8
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	(0)	-	(0)	-	-	-	-	(0)
Produksjon	(46)	-	(4)	(12)	-	(62)	(0)	-	-	(0)	(62)
<b>31. desember 2018</b>	286	-	21	85	-	392	1	-	-	1	393
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	5	-	0	(2)	-	3	-	-	-	-	3
Utvidelser og funn	1	-	-	11	-	12	-	-	-	-	12
Kjøp av petroleumsreserver	4	-	-	1	-	5	-	-	-	-	5
Salg av petroleumsreserver	(1)	-	-	(18)	-	(18)	(1)	-	-	(1)	(20)
Produksjon	(41)	-	(3)	(12)	-	(57)	-	-	-	-	(57)
<b>31. desember 2019</b>	254	-	18	65	-	337	-	-	-	-	337

Netto sikre gassreserver (i millioner cf)	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika uten USA	Delsum	Sum
<b>31. desember 2016</b>	12.836	188	280	1.318	-	14.623	15	-	-	15	14.637
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	824	13	102	425	0	1.363	(1)	0	-	(1)	1.363
Utvidelser og funn	198	-	-	659	-	857	-	-	-	-	857
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	90	-	90	-	-	-	-	90
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjon	(1.515)	(41)	(72)	(240)	(0)	(1.868)	(4)	(0)	-	(5)	(1.873)
<b>31. desember 2017</b>	12.343	159	310	2.252	-	15.064	9	-	-	9	15.073
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	1.033	15	40	(9)	-	1.079	3	-	-	3	1.082
Utvidelser og funn	3.141	-	-	446	-	3.587	2	-	-	2	3.588
Kjøp av petroleumsreserver	274	-	-	3	26	303	-	-	-	-	303
Salg av petroleumsreserver	(0)	-	-	(0)	-	(0)	-	-	-	-	(0)
Produksjon	(1.502)	(39)	(84)	(318)	(5)	(1.949)	(4)	-	-	(4)	(1.953)
<b>31. desember 2018</b>	15.290	134	266	2.373	20	18.084	10	-	-	10	18.094
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	432	8	31	(39)	(3)	429	2	1	-	3	432
Utvidelser og funn	36	-	-	506	-	542	-	298	-	298	840
Kjøp av petroleumsreserver	37	-	-	11	-	48	-	-	-	-	48
Salg av petroleumsreserver	(18)	-	-	(118)	-	(135)	(10)	-	-	(10)	(145)
Produksjon	(1.447)	(31)	(57)	(363)	(9)	(1.907)	(2)	(4)	-	(6)	(1.913)
<b>31. desember 2019</b>	14.330	111	241	2.371	8	17.060	-	295	-	295	17.355

# Regnskap og noter

## Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

Netto sikre reserver (i millioner føe)	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsolidert				Sum	
	Norge	Eurasia uten Norge		USA	Amerika uten USA		Norge	Eurasia uten Norge		Amerika uten USA	Delsum	Sum
		Afrika	USA		Amerika uten USA	Delsum						
<b>31. desember 2016</b>	3.748	104	287	605	177	4.921	62	-	30	92	5.013	
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	390	4	48	137	54	633	0	0	(28)	(28)	605	
Utvidelser og funn	202	-	-	174	65	441	-	-	-	-	441	
Kjøp av petroleumsreserver	-	34	-	16	-	50	-	-	-	-	50	
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	(38)	(38)	-	-	-	-	(38)	
Produksjon	(483)	(17)	(85)	(90)	(21)	(696)	(6)	(0)	(2)	(9)	(705)	
<b>31. desember 2017</b>	3.857	125	250	842	237	5.311	56	-	-	56	5.367	
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	323	39	57	(4)	60	474	5	-	-	5	479	
Utvidelser og funn	680	-	3	154	-	837	11	-	-	11	848	
Kjøp av petroleumsreserver	78	-	-	3	115	196	-	-	-	-	196	
Salg av petroleumsreserver	(0)	(2)	-	(0)	-	(2)	-	-	-	-	(2)	
Produksjon	(469)	(15)	(76)	(116)	(30)	(707)	(6)	-	-	(6)	(713)	
<b>31. desember 2018</b>	4.468	148	233	879	382	6.110	66	-	-	66	6.175	
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	195	52	25	26	26	324	3	(0)	-	3	327	
Utvidelser og funn	13	3	-	126	-	142	-	110	-	110	253	
Kjøp av petroleumsreserver	51	-	-	21	-	72	-	-	-	-	72	
Salg av petroleumsreserver	(8)	-	-	(51)	-	(59)	(66)	-	-	(66)	(125)	
Produksjon	(450)	(15)	(60)	(131)	(38)	(693)	(3)	(1)	-	(5)	(698)	
<b>31. desember 2019</b>	4.270	187	198	870	370	5.895	-	109	-	109	6.004	

	Konsoliderte selskaper						Egenkapitalkonsolidert				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Delsum	Norge	Eurasia uten Norge	Amerika uten USA	Delsum	Sum
<b>Netto sikre olje- og kondensat reserver (i millioner foe)</b>											
31. desember 2016											
Utbygde	536	43	200	182	121	1.082	7	-	16	23	1.105
Ikke utbygde	638	28	22	121	55	863	51	-	13	65	928
31. desember 2017											
Utbygde	514	55	173	252	118	1.112	-	-	-	-	1.112
Ikke utbygde	866	42	12	99	119	1.138	53	-	-	53	1.191
31. desember 2018											
Utbygde	493	46	152	279	247	1.216	0	-	-	0	1.216
Ikke utbygde	966	78	13	91	131	1.279	62	-	-	62	1.342
31. desember 2019											
Utbygde	691	44	124	278	254	1.392	-	5	-	5	1.396
Ikke utbygde	772	123	13	104	115	1.127	-	52	-	52	1.178
<b>Netto sikre NGL reserver (i millioner foe)</b>											
31. desember 2016											
Utbygde	213	-	10	53	-	276	1	-	-	1	277
Ikke utbygde	74	-	6	14	-	94	1	-	-	1	95
31. desember 2017											
Utbygde	199	-	10	68	-	278	-	-	-	-	278
Ikke utbygde	78	-	-	21	-	100	1	-	-	1	101
31. desember 2018											
Utbygde	192	-	18	68	-	277	0	-	-	0	277
Ikke utbygde	94	-	3	18	-	115	1	-	-	1	116
31. desember 2019											
Utbygde	175	-	15	49	-	240	-	-	-	-	240
Ikke utbygde	78	-	3	16	-	97	-	-	-	-	97
<b>Netto sikre gassreserver (i millioner cf)</b>											
31. desember 2016											
Utbygde	9.219	188	171	1.002	-	10.580	4	-	-	4	10.584
Ikke utbygde	3.617	-	110	316	-	4.043	11	-	-	11	4.054
31. desember 2017											
Utbygde	8.852	159	273	1.675	-	10.958	-	-	-	-	10.958
Ikke utbygde	3.492	-	37	577	-	4.106	9	-	-	9	4.115
31. desember 2018											
Utbygde	10.459	111	240	1.740	20	12.569	0	-	-	0	12.570
Ikke utbygde	4.831	24	26	634	-	5.514	10	-	-	10	5.524
31. desember 2019											
Utbygde	9.417	111	217	1.645	8	11.398	-	67	-	67	11.465
Ikke utbygde	4.912	0	23	726	-	5.662	-	228	-	228	5.889
<b>Netto sikre reserver (i millioner foe)</b>											
31. desember 2016											
Utbygde	2.392	76	240	414	121	3.244	8	-	16	24	3.268
Ikke utbygde	1.357	28	47	191	55	1.678	54	-	13	68	1.746
31. desember 2017											
Utbygde	2.290	83	231	619	118	3.342	-	-	-	-	3.342
Ikke utbygde	1.567	42	19	223	119	1.969	56	-	-	56	2.025
31. desember 2018											
Utbygde	2.548	66	212	657	250	3.733	0	-	-	0	3.733
Ikke utbygde	1.920	82	21	222	131	2.377	65	-	-	65	2.442
31. desember 2019											
Utbygde	2.544	64	178	621	255	3.663	-	17	-	17	3.679
Ikke utbygde	1.725	123	20	250	115	2.233	-	92	-	92	2.325

## Regnskap og noter

### Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

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

Utgifter påløpt ved leteaktiviteter og utbyggingsaktiviteter fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 166 millioner USD i 2019, 249 millioner USD i 2018 og 284 millioner USD i 2017. Tallene inkluderer Lundin med henholdsvis 117 millioner USD, 241 millioner USD og 265 millioner USD.

#### Balanseførte utgifter knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

##### Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	2019	2018	31. desember 2017
Leteutgifter, leterettigheter og lignende	11.304	11.227	12.627
Utbyggingsutgifter, brønner, anlegg og annet utstyr	188.425	180.463	173.954
Sum balanseførte utgifter	199.730	191.690	186.581
Akkumulerte avskrivninger, nedskrivninger og amortiseringer	(129.383)	(122.803)	(120.170)
Netto balanseførte utgifter	70.347	68.887	66.411

Netto balanseførte utgifter fra egenkapitalkonsoliderte investeringer utgjorde 385 millioner USD per 31. desember 2019, 1.446 millioner USD per 31. desember 2018, og 1.351 millioner USD per 31. desember 2017. Beløpene er basert på balanseførte utgifter innenfor oppstrømssegmentene i konsernet, i tråd med beskrivelsen nedenfor for resultat av produksjonsaktiviteten for olje og gass.

#### Utgifter påløpt ved kjøp av olje- og gassressurser, lete- og utbyggingsvirksomhet

I tabellen nedenfor inngår både utgifter som er balanseført og kostnadsført.

##### Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
<b>For regnskapsåret 2019</b>						
Leteutgifter	617	381	72	153	362	1.585
Utbyggingsutgifter	4.955	679	350	1.947	601	8.532
Kjøp av utbyggingsrettigheter	1.129	0	0	845	0	1.974
Kjøp av leterettigheter	10	338	0	133	427	908
Sum	6.711	1.398	422	3.078	1.390	12.999
<b>For regnskapsåret 2018</b>						
Leteutgifter	573	190	48	138	489	1.438
Utbyggingsutgifter	4.717	704	192	2.078	471	8.162
Kjøp av utbyggingsrettigheter	1.333	0	0	21	2.133	3.487
Kjøp av leterettigheter	108	10	10	411	886	1.425
Sum	6.731	904	250	2.648	3.979	14.512
<b>For regnskapsåret 2017</b>						
Leteutgifter	472	223	77	199	264	1.235
Utbyggingsutgifter	4.565	599	417	2.146	376	8.102
Kjøp av utbyggingsrettigheter	0	333	0	32	0	365
Kjøp av leterettigheter	1	13	0	122	726	862
Sum	5.038	1.168	494	2.499	1.366	10.564

**Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass**

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

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass omfatter de to oppstrømsrapporteringssegmentene Utvikling og produksjon Norge (UPN) og Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI) slik disse er presentert i note 3 **Segmentinformasjon** innenfor det konsoliderte regnskapet. Produksjonskostnader er basert på driftskostnader relatert til produksjonen av olje og gass. Fra driftskostnader er enkelte kostnader som; transportkostnader, avsetninger for over-/underløftposisjoner, produksjonsavgifter (royalty) og diluent ekskludert. Disse kostnadene og hovedsakelig oppstrømsrelatert administrasjon er inkludert i andre kostnader i tabellene nedenfor. Andre inntekter består hovedsakelig av gevinster og tap fra salg av eierinteresser i olje- og gassaktivitet og gevinster og tap fra råvarebaserte derivater knyttet til oppstrømssegmentene.

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

**Konsoliderte selskaper**

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
<b>Før regnskapsåret 2019</b>						
Salg	15	243	555	302	853	1.968
Internt salg	17.754	562	2.666	3.732	1.139	25.853
Andre inntekter	1.151	27	2	199	51	1.430
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>18.920</b>	<b>832</b>	<b>3.223</b>	<b>4.233</b>	<b>2.043</b>	<b>29.251</b>
Letekostnader	(478)	(394)	(43)	(724)	(225)	(1.864)
Produksjonskostnader	(2.297)	(163)	(519)	(658)	(413)	(4.050)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(5.617)	(517)	(1.032)	(4.140)	(771)	(12.077)
Andre kostnader	(895)	(164)	(46)	(1.012)	(329)	(2.446)
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>(9.287)</b>	<b>(1.238)</b>	<b>(1.640)</b>	<b>(6.534)</b>	<b>(1.738)</b>	<b>(20.437)</b>
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	9.633	(406)	1.583	(2.301)	305	8.814
Skattekostnad	(6.197)	199	(685)	(68)	(13)	(6.764)
<b>Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass</b>	<b>3.436</b>	<b>(207)</b>	<b>898</b>	<b>(2.369)</b>	<b>292</b>	<b>2.050</b>
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	15	24	0	6	0	45



# Regnskap og noter

## Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

### Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
<b>For regnskapsåret 2018</b>						
Salg	45	360	1.693	305	540	2.943
Internt salg	21.814	558	3.474	3.934	1.142	30.922
Andre inntekter	606	97	59	175	32	968
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>22.465</b>	<b>1.015</b>	<b>5.226</b>	<b>4.413</b>	<b>1.714</b>	<b>34.833</b>
Letekostnader	(431)	(195)	(40)	(407)	(349)	(1.422)
Produksjonskostnader	(2.416)	(162)	(526)	(586)	(349)	(4.039)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(4.370)	(354)	(1.458)	(2.197)	(584)	(8.962)
Andre kostnader	(852)	(196)	(56)	(852)	(287)	(2.243)
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>(8.069)</b>	<b>(907)</b>	<b>(2.079)</b>	<b>(4.042)</b>	<b>(1.569)</b>	<b>(16.665)</b>
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	14.396	108	3.147	372	145	18.167
Skattekostnad	(10.185)	282	(1.460)	(1)	277	(11.088)
<b>Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass</b>	<b>4.211</b>	<b>390</b>	<b>1.687</b>	<b>371</b>	<b>421</b>	<b>7.079</b>
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	10	23	0	8	0	41

## Konsoliderte selskaper

(i millioner USD)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
<b>For regnskapsåret 2017</b>						
Salg	47	236	1.373	217	0	1.873
Internt salg	17.578	518	3.345	2.375	944	24.759
Andre inntekter	(62)	53	3	186	(15)	164
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>17.563</b>	<b>806</b>	<b>4.721</b>	<b>2.778</b>	<b>928</b>	<b>26.796</b>
Letekostnader	(379)	(236)	(143)	25	(327)	(1.059)
Produksjonskostnader	(2.213)	(157)	(523)	(457)	(259)	(3.610)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(3.874)	(426)	(1.910)	(1.664)	(423)	(8.297)
Andre kostnader	(742)	(123)	(18)	(680)	(594)	(2.156)
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>(7.207)</b>	<b>(941)</b>	<b>(2.595)</b>	<b>(2.776)</b>	<b>(1.603)</b>	<b>(15.122)</b>
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	10.356	(135)	2.126	3	(675)	11.674
Skattekostnad	(7.479)	179	(741)	1	(15)	(8.056)
<b>Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass</b>	<b>2.877</b>	<b>44</b>	<b>1.385</b>	<b>3</b>	<b>(690)</b>	<b>3.619</b>
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	129	13	0	10	0	151
<b>Gjennomsnittlig produksjonskostnad i USD per fat basert på bokført produksjon (konsolidert)</b>						
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
2019	5	11	9	5	11	6
2018	5	11	7	5	11	6
2017	5	9	6	5	12	5

Produksjonskostnad per fat er beregnet som produksjonskostnader i tabellene for resultat av produksjonsvirksomhet for olje og gass, delt på bokført produksjon (mfoe) for samme periode.

**Beregnet standardisert nåverdi knyttet til sikre olje- og gassreserver**

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

Framtidige prisendringer er bare hensyntatt i den grad det forelås kontrakter som regulerte dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Framtidige utbyggings- og produksjonskostnader er de estimerte framtidige 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 framtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Framtidig inntektsskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter, og anvendes på beregnet framtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert framtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringsrate på 10% per år. Nåverdiberegningen krever årlige anslag for når framtidige 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 framtidige utbyggings- og produksjonskostnader og inntekter fra produksjon av sikre reserver i samsvar med kravene i Topic 932. Informasjonen gitt gjenspeiler ikke ledelsens estimat eller Equinors forventede framtidige kontantstrømmer eller verdi av selskapets sikre reserver, og må derfor ikke sees på som en sikker indikasjon på Equinors framtidige kontantstrøm eller verdien av konsernets sikre reserver.

# Regnskap og noter

## Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass

(i millioner dollar)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
<b>31. desember 2019</b>						
<b>Konsoliderte selskaper</b>						
Fremtidige netto innbetalinger	187.897	10.506	10.752	27.547	19.977	256.679
Fremtidige utbyggingskostnader	(13.068)	(3.075)	(684)	(2.338)	(2.667)	(21.832)
Fremtidige produksjonskostnader	(50.316)	(4.501)	(4.180)	(11.678)	(11.453)	(82.128)
Fremtidige skattebetalinger	(91.386)	(378)	(2.194)	(2.955)	(932)	(97.846)
Fremtidig netto kontantstrøm	33.127	2.553	3.694	10.575	4.925	54.873
10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	(12.854)	(772)	(883)	(3.586)	(1.605)	(19.699)
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	20.273	1.781	2.811	6.989	3.320	35.173
<b>Egenkapitalkonsoliderte investeringer</b>						
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	-	475	-	-	-	475
<b>Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer</b>						
	20.273	2.256	2.811	6.989	3.320	35.648

+

(i millioner dollar)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
<b>31. desember 2018</b>						
<b>Konsoliderte selskaper</b>						
Fremtidige netto innbetalinger	225.928	9.585	14.050	32.306	23.651	305.520
Fremtidige utbyggingskostnader	(16.403)	(3.029)	(614)	(2.548)	(3.184)	(25.777)
Fremtidige produksjonskostnader	(55.332)	(4.074)	(4.947)	(12.445)	(12.237)	(89.035)
Fremtidige skattebetalinger	(113.522)	(416)	(2.968)	(3.530)	(1.036)	(121.471)
Fremtidig netto kontantstrøm	40.671	2.067	5.522	13.783	7.194	69.237
10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	(16.303)	(789)	(1.372)	(5.014)	(2.460)	(25.937)
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	24.368	1.278	4.150	8.769	4.734	43.299
<b>Egenkapitalkonsoliderte investeringer</b>						
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	607	-	-	-	-	607
<b>Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer</b>						
	24.975	1.278	4.150	8.769	4.734	43.907

+

(i millioner dollar)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	USA	Amerika uten USA	Sum
<b>31. desember 2017</b>						
<b>Konsoliderte selskaper</b>						
Fremtidige netto innbetalinger	150.953	6.144	11.504	24.085	10.301	202.987
Fremtidige utbyggingskostnader	(15.642)	(1.992)	(594)	(2.020)	(2.499)	(22.747)
Fremtidige produksjonskostnader	(49.229)	(2.792)	(5.240)	(10.342)	(6.564)	(74.167)
Fremtidige skattebetalinger	(58.774)	(288)	(1.456)	(3.962)	(333)	(64.813)
Fremtidig netto kontantstrøm	27.307	1.072	4.215	7.761	904	41.259
10 % årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	(10.152)	(315)	(874)	(2.925)	(331)	(14.596)
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	17.155	757	3.341	4.836	573	26.663
<b>Egenkapitalkonsoliderte investeringer</b>						
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	333	-	-	-	-	333
<b>Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer</b>						
	17.488	757	3.341	4.836	573	26.995

**Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver**

(i millioner dollar)	2019	2018	2017
<b>Konsoliderte selskaper</b>			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar	43.299	26.663	21.092
Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	(22.147)	39.646	22.640
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	(3.433)	(7.751)	(5.572)
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	(24.117)	(29.556)	(22.446)
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	1.333	12.046	3.836
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	987	4.815	(167)
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	8.176	11.622	10.798
Tidligere estimerte utbyggingskostnader påløpt i perioden	8.341	8.066	7.597
Diskonteringseffekt	11.066	6.525	4.415
Netto endringer i fremtidige skattebetalinger	11.668	(28.775)	(15.530)
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	(8.126)	16.637	5.571
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	35.173	43.299	26.663
<b>Egenkapitalkonsoliderte investeringer</b>			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	475	607	333
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember inkludert egenkapitalkonsoliderte investeringer	35.648	43.907	26.995

I tabellen over representerer hver endringskategori kildene til endring i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver på diskontert basis, hvor endringsposten diskonteringseffekt representerer økningen i netto diskontert verdi av sikre olje- og gassreserver som følge av at de framtidige kontantstrømmene nå er ett år nærmere i tid.

Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar representerer diskontert netto nåverdi etter fradrag for både framtidige utbyggingskostnader, produksjonskostnader og skatt. Netto endring i priser og framtidige produksjonskostnader, er knyttet til framtidig netto kontantstrøm per 31. desember 2018. Sikre reserver per 31. desember 2018 ble multiplisert med den faktiske endringen i pris, og endring i enhets-produksjonskostnaden, for å komme fram til nettoeffekten av endringer i pris og produksjonskostnader. Utbyggingskostnader og skatt er reflektert i linjene "Endringer i beregnede framtidige utbyggingskostnader" og "Netto endring i inntektsskatt", og er ikke inkludert i "Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til framtidig produksjon".

## 4.3 Selskapsregnskap for Equinor ASA

### RESULTATREGNSKAP EQUINOR ASA

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret	
		2019	2018
Salgsinntekter	3	<b>41.838</b>	51.537
Resultatandel fra datterselskaper og investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	10	<b>538</b>	7.832
Andre inntekter	10	<b>948</b>	30
<b>Sum driftsinntekter</b>		<b>43.324</b>	59.399
Varekostnad		<b>(39.542)</b>	(49.299)
Driftskostnader		<b>(1.716)</b>	(1.828)
Salgs- og administrasjonskostnader		<b>(245)</b>	(262)
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	9	<b>(416)</b>	(88)
Letekostnader		<b>(95)</b>	(119)
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>(42.014)</b>	(51.596)
<b>Driftsresultat</b>		<b>1.309</b>	7.803
Renter og andre finanskostnader		<b>(1.465)</b>	(1.256)
Andre finansposter		<b>2.011</b>	(44)
<b>Netto finansposter</b>	7	<b>545</b>	(1.300)
<b>Resultat før skattekostnad</b>		<b>1.855</b>	6.503
Skattekostnad	8	<b>(156)</b>	219
<b>Årets resultat</b>		<b>1.699</b>	6.722

OPPSTILLING OVER TOTALRESULTAT EQUINOR ASA

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret	
		2019	2018
Årets resultat		<b>1.699</b>	6.722
Aktuarmessige gevinster/(tap) på ytelsesbaserte pensjonsordninger	17	<b>427</b>	(110)
Skatt på andre inntekter og kostnader		<b>(98)</b>	22
Inntekter og kostnader som ikke vil bli reklassifisert til resultatregnskapet		<b>330</b>	(88)
Omregningsdifferanser		<b>95</b>	(827)
Gvinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg		<b>0</b>	64
Andel innregnede inntekter og kostnader fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	10	<b>44</b>	(5)
Inntekter og kostnader som kan bli reklassifisert til resultatregnskapet		<b>140</b>	(768)
Andre inntekter og kostnader		<b>469</b>	(856)
Totalresultat		<b>2.168</b>	5.866
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		<b>2.168</b>	5.866

### BALANSE EQUINOR ASA

(i millioner USD)	Note	31. desember	
		2019	2018
<b>EIENDELER</b>			
Varige driftsmidler	9, 20	<b>1.930</b>	502
Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	10	<b>44.122</b>	46.192
Utsatt skattefordel	8	<b>863</b>	872
Pensjonsmidler	17	<b>1.021</b>	752
Finansielle derivater	2	<b>1.143</b>	821
Finansielle investeringer		<b>749</b>	98
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer		<b>322</b>	198
Finansielle fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	<b>23.387</b>	25.524
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>73.535</b>	74.959
<b>OMLØPSMIDLER</b>			
Varelager	12	<b>2.244</b>	1.360
Kundefordringer og andre fordringer	13	<b>4.726</b>	5.309
Fordringer datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	<b>5.441</b>	2.718
Finansielle derivater	2	<b>339</b>	267
Finansielle investeringer	11	<b>7.015</b>	6.145
Betalingsmidler	14	<b>3.272</b>	6.287
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>23.038</b>	22.087
<b>Sum eiendeler</b>		<b>96.573</b>	97.046



**BALANSE EQUINOR ASA**

(i millioner USD)	Note	31. desember	
		2019	2018
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>			
Aksjekapital		<b>1.185</b>	1.185
Annen innskutt egenkapital		<b>4.529</b>	5.029
Fond for vurderingsforskjeller		<b>7.796</b>	9.357
Fond for urealiserte gevinster		<b>1.258</b>	567
Annen egenkapital		<b>25.186</b>	25.670
<b>Sum egenkapital</b>	15	<b>39.953</b>	41.808
<b>Finansiell gjeld</b>			
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	16, 20	<b>23.135</b>	23.149
Pensjonsforpliktelser	17	<b>3.842</b>	3.805
Avsetninger og andre forpliktelser	18	<b>376</b>	255
Finansielle derivater	2	<b>1.165</b>	1.207
<b>Sum langsiktig gjeld</b>		<b>28.540</b>	28.436
<b>Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger</b>			
Betalbar skatt	8	<b>196</b>	14
Finansiell gjeld	16, 20	<b>3.268</b>	2.436
Skyldig utbytte	15	<b>1.751</b>	1.632
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	<b>18.890</b>	18.981
Finansielle derivater	2	<b>293</b>	322
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>		<b>28.080</b>	26.802
<b>Sum gjeld</b>		<b>56.620</b>	55.238
<b>Sum egenkapital og gjeld</b>		<b>96.573</b>	97.046

## KONTANTSTRØMOPPSTILLING EQUINOR ASA

(i millioner USD)	Note	For regnskapsåret	
		2019	2018
Resultat før skattekostnad		<b>1.855</b>	6.503
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	9	<b>416</b>	88
(Gevinst)/tap på valutatransaksjoner		<b>(177)</b>	865
(Gevinst)/tap fra salg av eiendeler og virksomheter	10	<b>(814)</b>	253
(Økning)/reduksjon i andre poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		<b>1.991</b>	(4.514)
(Økning)/reduksjon i netto finansielle derivater	2	<b>(568)</b>	373
Mottatte renter		<b>567</b>	952
Betalte renter		<b>(1.379)</b>	(1.155)
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital		<b>1.891</b>	3.364
Betalte skatter		<b>(7)</b>	(77)
(Økning)/reduksjon i arbeidskapital		<b>(156)</b>	1.277
Kontantstrøm fra/(benyttet til) operasjonelle aktiviteter		<b>1.728</b>	4.565
Investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler	9	<b>(1.731)</b>	(1.373)
(Økning)/reduksjon i finansielle investeringer		<b>(1.102)</b>	1.264
(Økning)/reduksjon i derivater finansielle instrumenter		<b>346</b>	250
(Økning)/reduksjon i andre rentebærende poster		<b>166</b>	(177)
Salg av eiendeler og virksomheter og tilbakebetaling av kapitalinskudd		<b>3.056</b>	1.081
Kontantstrøm fra/(benyttet til) investeringsaktiviteter		<b>734</b>	1.046
Ny langsiktig rentebærende gjeld		<b>984</b>	998
Nedbetaling langsiktig gjeld	20	<b>(1.625)</b>	(2.870)
Betalt utbytte	15	<b>(3.342)</b>	(2.672)
Tilbakekjøp av aksjer	15	<b>(442)</b>	0
Netto lån, kassekreditt og annet		<b>(233)</b>	(407)
Økning/(reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap		<b>(806)</b>	2.110
Kontantstrøm fra/(benyttet til) finansieringsaktiviteter		<b>(5.465)</b>	(2.840)
Netto økning/(reduksjon) i betalingsmidler		<b>(3.002)</b>	2.771
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		<b>(13)</b>	(243)
Betalingsmidler ved årets begynnelse	14	<b>6.287</b>	3.759
Betalingsmidler ved årets utgang	14	<b>3.272</b>	6.287

# Noter til selskapsregnskapet for Equinor ASA

## 1 Organisasjon og vesentlige regnskapsprinsipper

Equinor ASA er morselskap i Equinorkonsernet, bestående av Equinor ASA og dets datterselskaper. Equinor ASAs hovedaktiviteter består av eierskap til konsernselskaper, konsernledelse, konsernfunksjoner og konsernfinansiering. Equinor ASA driver også aktivitet knyttet til eksternt salg av olje- og gassprodukter, kjøpt eksternt eller fra konsernselskaper, herunder tilhørende raffinering- og transporttjenester. Det henvises til note 1 Organisasjon i konsernregnskapet.

Årsregnskapet til Equinor ASA ("selskapet") er avlagt i samsvar med forenklet IFRS i henhold til Regnskapsloven og forskrift om bruk av forenklet IFRS utstedt av Finansdepartementet den 3. november 2014. Equinor ASAs presentasjonsvaluta er amerikanske dollar (USD), som er konsistent med presentasjonsvalutaen i konsernregnskapet og selskapets funksjonelle valuta.

Regnskapet for Equinor ASA må leses i sammenheng med konsernregnskapet, som publiseres sammen med selskapsregnskapet. Med unntak av områder beskrevet nedenfor følger Equinor ASA konsernets regnskapsprinsipper, som beskrevet i note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for konsernet, og det henvises til denne noten for nærmere beskrivelse. I den grad selskapet benytter prinsipper som ikke er beskrevet i Equinors konsernnoter på grunn av vesentlighetsvurdering på konsernnivå, er slike prinsipper beskrevet nedenfor i den grad dette er vurdert nødvendig for forståelsen av Equinor ASAs selskapsregnskap.

Virkningen på Equinor ASAs regnskaper fra implementeringen av IFRS 16 Leieavtaler er beskrevet i note 20 Leieavtaler.

### **Datterselskaper, tilknyttede foretak og felleskontrollerte selskaper**

Aksjer og andeler i datterselskaper, tilknyttede foretak (selskaper hvor Equinor ASA ikke har kontroll, eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsipper; normalt ved eierandeler mellom 20 og 50 prosent) og felleskontrollerte driftsordninger vurdert å være felleskontrollert virksomhet blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden. Under egenkapitalmetoden blir investeringen bokført i balansen til kost pluss etterfølgende endringer i Equinors andel i netto eiendeler i enheten, fratrukket mottatt utbytte og eventuelle nedskrivninger av investeringen. Eventuell goodwill framkommer som forskjellen mellom investeringens kostpris og Equinor ASAs andel av virkelig verdi av identifiserte eiendeler og gjeld i datterselskapet, den felleskontrollerte virksomheten eller det tilknyttede selskapet. Goodwill som er inkludert i balansen til datterselskap eller tilknyttet selskap er testet for nedskrivning som del av tilhørende eiendeler i datterselskapet eller det tilknyttede selskapet. Resultatregnskapet viser Equinor ASAs del av resultat etter skatt for det egenkapitalkonsoliderte selskapet justert for avskrivninger, amortiseringer og eventuelle nedskrivninger av den egenkapitalkonsoliderte enhetens eiendeler basert på virkelige verdier på tidspunkt for oppkjøp der hvor Equinor ikke har eid selskapet siden det ble etablert.

Fond for vurderingsforskjeller, som er en del av selskapets egenkapital, er beregnet basert på summen av bidrag fra det enkelte selskap som regnskapsføres etter egenkapitalmetoden, med den begrensning at det samlede fondet ikke kan bli negativt.

### **Kostnader knyttet til Equinor som operatør for felleskontrollerte driftsordninger og tilsvarende samarbeidsformer (lisenser)**

Indirekte driftskostnader som personalkostnader pådratt av selskapet, blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader blir delvis allokert til Equinor Energy AS, til andre konsernselskaper, og til lisenser der Equinor Energy AS eller andre konsernselskaper er operatør, med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert på denne måten reduserer kostnadene i selskapets resultatregnskap, med unntak av operasjonell framleie og viderebelastede kostnader knyttet til brutto regnskapsførte leieforpliktelser som er presentert som inntekt i Equinor ASA.

### **Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom selskapet og dets datterselskaper**

Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom selskapet og selskaper som det direkte eller indirekte kontrollerer, regnskapsføres med kontinuitet på bokført verdi av eiendelene og gjeldspostene som overføres, når overføringen er en del av en reorganisering innenfor Equinorkonsernet.

### **Innebygde derivater**

Innebygde derivater knyttet til salgs- eller kjøpskontrakter mellom Equinor ASA og andre selskaper i Equinorkonsernet er ikke skilt ut fra vertskontrakten.

### **Skyldig utbytte og konsernbidrag**

Utbytte er presentert som Skyldig utbytte under kortsiktig gjeld. Årets konsernbidrag til andre selskaper innenfor Equinors norske skattekonsern, er vist i balansen som kortsiktig gjeld under Gjeld til datterselskaper. Skyldig utbytte og konsernbidrag under forenklet IFRS skiller seg fra presentasjon under IFRS ved at det også inkluderer utbytte og konsernbidrag som på balansetidspunktet krever en framtidig godkjenning fra selskapets generalforsamling før utdeling.

**Fond for urealiserte gevinster**

Fond for urealiserte gevinster, som er en del av selskapets egenkapital, består av akkumulerte urealiserte gevinster på ikke børsnoterte finansielle instrumenter, samt virkelig verdi av innebygde derivater, med den begrensning at nettobeløpet ikke kan være negativt.

**2 Finansiell risikostyring og verdimåling av finansielle instrumenter****Generell informasjon relevant for finansiell risiko**

Equinor ASAs aktiviteter eksponerer selskapet for markedsrisiko, likviditetsrisiko og kredittrisiko. Styringen av slike risikoer vil i all vesentlighet ikke avvike fra konsernets risikostyring. Se note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring i konsernregnskapet.

**Måling av finansielle instrumenter etter kategori**

Tabellene nedenfor presenterer Equinor ASAs klasser av finansielle instrumenter med tilhørende bokførte verdier slik kategoriene er definert i IFRS 9 Finansielle instrumenter. For finansielle instrumenter er forskjellen mellom måling som definert av kategoriene i IFRS 9 og måling til virkelig verdi uvesentlig.

Se note 18 Finansiell gjeld i konsernregnskapet for informasjon om virkelig verdi på langsiktige finansielle forpliktelser og note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko i konsernregnskapet hvor måling av virkelig verdi er forklart i detalj. Se også note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper i konsernregnskapet for ytterligere informasjon angående måling av virkelig verdi.

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke-finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2019</b>					
<b>Eiendeler</b>					
Langsiktige finansielle derivater		-	1.143	-	1.143
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer		316	749	6	1.071
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	23.198	-	189	23.387
Kundefordringer og andre fordringer	13	4.515	-	211	4.726
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	5.441	-	-	5.441
Kortsiktige finansielle derivater		-	339	-	339
Kortsiktige finansielle investeringer	11	7.015	-	-	7.015
Betalingsmidler	14	2.573	700	-	3.272
Sum		43.057	2.931	406	46.394

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke-finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2018</b>					
<b>Eiendeler</b>					
Langsiktige finansielle derivater		-	821	-	821
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer		193	98	5	296
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	25.216	-	308	25.524
Kundefordringer og andre fordringer	13	5.113	-	197	5.309
Fordringer mot datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	2.718	-	-	2.718
Kortsiktige finansielle derivater		-	267	-	267
Kortsiktige finansielle investeringer	11	6.145	-	-	6.145
Betalingsmidler	14	4.032	2.255	-	6.287
Sum		43.417	3.441	510	47.368

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke-finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2019</b>					
<b>Forpliktelser</b>					
Langsiktig finansiell gjeld	16	21.754	-	1.381	23.135
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper		22	-	-	22
Langsiktige finansielle derivater		-	1.165	-	1.165
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	19	3.599	-	82	3.682
Kortsiktig finansiell gjeld	16	2.909	-	359	3.268
Skyldig utbytte		1.751	-	-	1.751
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	18.890	-	-	18.890
Kortsiktige finansielle derivater		-	293	-	293
Sum		48.925	1.458	1.822	52.206

(i millioner USD)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke-finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2018</b>					
<b>Forpliktelser</b>					
Langsiktig finansiell gjeld	16	23.149	-	-	23.149
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper		20	-	-	20
Langsiktige finansielle derivater		-	1.207	-	1.207
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	19	3.387	-	29	3.417
Kortsiktig finansiell gjeld	16	2.436	-	-	2.436
Skyldig utbytte		1.632	-	-	1.632
Gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	11	18.981	-	-	18.981
Kortsiktige finansielle derivater		-	322	-	322
Sum		49.605	1.529	29	51.164

Finansielle instrumenter fra tabellen over, som er registrert i balansen til en netto virkelig verdi på 1.473 millioner USD i 2019 og 1.912 millioner USD i 2018, er i hovedsak klassifisert til nivå 1 og nivå 2 i virkelig verdi-hierarkiet.

Tabellen nedenfor viser de estimerte virkelige verdiene av Equinor ASAs derivatve finansielle instrumenter fordelt per type.

(i millioner USD)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto virkelig verdi
<b>31. desember 2019</b>			
Valutainstrumenter	35	(58)	(23)
Renteinstrumenter	1.147	(1.146)	1
Råolje og raffinerte produkter	16	(29)	(13)
Naturgass og elektrisitet	284	(224)	60
Sum	1.482	(1.458)	24
<b>31. desember 2018</b>			
Valutainstrumenter	48	(59)	(11)
Renteinstrumenter	810	(1.179)	(370)
Råolje og raffinerte produkter	91	(66)	25
Naturgass og elektrisitet	139	(225)	(86)
Sum	1.088	(1.529)	(441)

### Sensitivitetsanalyse av markedsrisiko

#### Råvareprisrisiko

Equinor ASAs eiendeler og forpliktelser knyttet til råvarebaserte derivater består både av børshandlede og ikke-børshandlede instrumenter, hovedsakelig innenfor råolje, raffinerte produkter og naturgass.

Sensitivitet knyttet til prisrisiko ved utgangen av 2019 og 2018 på 30% er forutsatt å gi uttrykk for rimelig sannsynlige endringer basert på løpetiden til derivatkontraktene.

(i millioner USD)	2019		2018	
	- 30 % sensitivitet	+ 30 % sensitivitet	- 30 % sensitivitet	+ 30 % sensitivitet
31. desember				
Råolje og raffinerte produkter netto gevinst/(tap)	534	(534)	203	(203)
Naturgass og elektrisitet netto gevinst/(tap)	32	(32)	389	(389)

### Valutarisiko

Ved utgangen av 2019 har den påfølgende valutarisikosensitiviteten blitt beregnet ved å forutsette et mulighetsområde for endringer på 9 % for de valutakursene som påvirker selskapets finansielle posisjon. Også ved utgangen av 2018 var en endring på 9 % vurdert som et rimelig mulighetsområde for endring. Med referanse til tabellen nedenfor, betyr en økning av valutakursen at den valutaen som presenteres, har styrket seg mot alle andre valutaer. De estimerte gevinstene og tapene som følge av endringer i valutakurser vil påvirke selskapets resultatregnskap.

Sensitiviteten for valutarisiko for Equinor ASA er ulik sensitiviteten for valutarisiko i konsern. Hovedsakelig skyldes dette rentebærende fordringer fra datterselskaper. For mer detaljert informasjon om disse fordringene vises det til note 11 Finansielle eiendeler og gjeld.

(i millioner USD)	2019		2018	
	- 9 % sensitivitet	+ 9 % sensitivitet	- 9 % sensitivitet	+ 9 % sensitivitet
31. desember				
NOK netto gevinst/(tap)	(1.027)	1.027	(1.041)	1.041

### Renterisiko

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 0,6 prosentpoeng som et rimelig mulighetsområde for endringer ved utgangen av 2019. Også ved utgangen av 2018 var en endring på 0,6 prosentpoeng vurdert som rimelig mulighetsområde for endringer. De estimerte gevinstene som følger av en nedgang i rentenivå og de estimerte tapene som følger av økning i rentenivå vil påvirke selskapets resultatregnskap.

(i millioner USD)	2019		2018	
	- 0,6 prosentpoeng sensitivitet	+ 0,6 prosentpoeng sensitivitet	- 0,6 prosentpoeng sensitivitet	+ 0,6 prosentpoeng sensitivitet
31. desember				
Positiv/(negativ) innvirkning på netto finansposter	474	(474)	543	(543)

### Aksjepriserisiko

Sensitiviteten for aksjepriserisiko vist nedenfor er kalkulert på bakgrunn av en forutsatt mulig endring på 35 % i aksjepriser basert på balanseførte verdier per 31. desember 2019. De estimerte tapene som følger av nedgang i aksjepriser og de estimerte gevinstene som følger av økning i aksjepriser vil påvirke selskapets resultatregnskap.

(i millioner USD)	2019	
	- 35 % sensitivitet	+ 35 % sensitivitet
31. desember		
Gevinst/(tap)	(262)	262

## 3 Salgsinntekter

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2019	2018
Eksterne salgsinntekter	36.893	45.605
Inntekter fra konsernselskaper	4.945	5.932
Salgsinntekter	41.838	51.537



## 4 Godtgjørelse

### Equinor ASA lønnskostnader 2019

(i millioner USD, unntatt gjennomsnittlig antall ansatte)	For regnskapsåret	
	2019	2018
Lønnskostnader <sup>1)</sup>	2.232	2.385
Pensjonskostnader	401	424
Arbeidsgiveravgift	335	337
Andre lønnskostnader	265	267
Sum	3.234	3.413
Gjennomsnittlig antall ansatte <sup>2)</sup>	18.300	18.000

1) Lønnskostnader inneholder bonuser, sluttpakker og kostnader i forbindelse med utstasjonering i tillegg til grunnlønn.

2) Deltidsansatte utgjør 4 % for 2019 og 3 % for 2018.

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og er viderebelastet partnerne i Equinor-opererte lisenser og selskaper i konsernet med utgangspunkt i påløpte timer. For ytterligere informasjon, se note 22 Nærstående parter.

### Aksjeeierskap og godtgjørelse til bedriftsforsamlingen, styret og konsernledelsen (KL)

Godtgjørelse til bedriftsforsamlingen var 132.052 USD og totalt antall aksjer eid av medlemmer av bedriftsforsamlingen var 31.126.

Godtgjørelse til medlemmene i styret og konsernledelsen i løpet av året og aksjeeierskap ved utgangen av året var som følger:

Medlemmer av styret 2019 (tall i tusen USD unntatt antall aksjer)	Ytelser totalt	Antall aksjer pr. 31. desember 2019
Jon Erik Reinhardtsen (styreleder)	110	4.584
Jeroen van der Veer (nestleder) <sup>1)</sup>	101	3.000
Roy Franklin (nestleder) <sup>2)</sup>	52	i.a.
Wenche Agerup	56	2.677
Bjørn Tore Godal	67	-
Rebekka Glasser Herlofsen	62	-
Anne Drinkwater	100	1.100
Jonathan Lewis	93	-
Finn Bjørn Ruyter <sup>3)</sup>	37	620
Per Martin Labråthen	56	1.995
Stig Lægreid	56	1.995
Hilde Møllerstad <sup>3)</sup>	32	7.515
Ingrid Elisabeth Di Valerio <sup>4)</sup>	31	i.a.
Totalt	854	23.486

1) Nestleder fra og med 1. juli 2019.

2) Nestleder og styremedlem til og med 30. juni 2019.

3) Styremedlem fra 1. juli 2019.

4) Styremedlem til og med 30. juni 2019.

Fast godtgjørelse											
Medlemmer av konsernledelsen (tall i tusen USD unntatt antall aksjer) <sup>1), 2)</sup>	Fast-lønn <sup>3)</sup>	Fastlønns-tillegg <sup>4)</sup>	LTI <sup>5)</sup>	Bonus <sup>6)</sup>	Andre skattepliktige ytelser	2019 Skattbar kompensasjon	Ikke skattepliktige natural- ytelser	Estimert pensjonskostnad <sup>7)</sup>	Nåverdi av pensjonsforpliktelse <sup>8)</sup>	2018 Skattbar kompensasjon <sup>9)</sup>	Antall aksjer pr. 31. desember 2019
Eldar Sætre <sup>10)</sup>	1.070	0	307	282	78	1.737	0	0	14.655	2.069	82.418
Margareth Øvrums <sup>11)</sup>	700	0	106	116	102	1.023	83	0	7.581	914	67.749
Timothy Dodson	455	0	104	117	42	718	49	149	5.323	829	36.586
Irene Rummelhoff	450	76	122	123	27	797	0	29	1.454	895	34.040
Arne Sigve Nylund	489	0	115	118	31	753	0	136	5.268	876	19.785
Lars Christian Bacher	473	0	106	111	3	694	51	133	3.025	869	31.137
Jannicke Nilsson	407	62	101	90	28	688	33	36	1.436	820	47.906
Torggrim Reitan <sup>11)</sup>	486	0	106	111	36	739	39	127	2.974	1.064	50.984
Pål Eitrheim <sup>9)</sup>	374	60	97	97	18	646	0	23	1.160	292	13.302
Anders Opedal <sup>9)</sup>	500	78	126	136	15	854	0	27	1.456	429	27.614
Alasdair Cook <sup>9), 12)</sup>	800	0	173	203	145	1.320	44	0	0	853	2.173

- Alle beløp i tabellen er presentert i USD basert på gjennomsnittlige valutakurser. 2019: NOK/USD = 0,1136, GBP/USD = 1,2760, BRL/USD = 0,2755. (2018: NOK/USD = 0,1231, GBP/USD = 1,3350, BRL/USD = 0,2562.) Alle beløp i tabellen er presentert basert på opptjente ytelser.
- Alle medlemmer av konsernledelsen har mottatt kompensasjon i NOK unntatt Alasdair Cook som har mottatt kompensasjon både i BRL og NOK.
- Fastlønn består av grunnlønn, fastlønns-element, feriepenger, kontantgodtgjørelse (Alasdair Cook) og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.
- Fastlønns-tillegg består av kompensasjon for bortfall av pensjonsopptjening over 12G (grunnbeløpet i folketrygden).
- I langtidsincentivordningen (LTI-ordningen) ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Equinoraksjer, inkludert en bindingsperiode. LTI-elementet presenteres i tildelingsåret for medlemmer av konsernledelsen ansatt i Equinor ASA. Alasdair Cook deltar i Equinors internasjonale langtidsincentivordning som beskrevet i kapittelet Gjennomføring av belønningspolitikken og -prinsippene i 2019.
- Bonus inkluderer feriepenger for medlemmer av konsernledelsen som er bosatt i Norge.
- Estimert pensjonskostnad er beregnet basert på aktuariemessige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt (hovedsakelig grunnlønn) pr. 31. desember 2018 og er innregnet som pensjonskostnad i resultatregnskapet for 2019.
- Eldar Sætre, Arne Sigve Nylund, Margareth Øvrums og Timothy Dodson er medlemmer av den lukkede ytelsesordningen, mens de øvrige medlemmene av konsernledelsen, som er ansatt i Equinor ASA, er medlem av selskapets innskuddsordning.
- Inkluderer beløp for medlemmer av konsernledelsen i 2018 som også er medlemmer i 2019. Alle konserndirektørene har vært medlemmer av konsernledelsen hele året i 2019. Følgende konserndirektører var medlemmer av konsernledelsen bare deler av 2018: Alasdair Cook ble utnevnt til konserndirektør den 1. mai 2018. Anders Opedal og Pål Eitrheim ble begge utnevnt til konserndirektører den 17. august 2018.
- Estimert nåverdi av Eldar Sætres pensjonsforpliktelse er basert på avgang med pensjon fra 67 år. Eldar Sætre har rett til å gå av med pensjon på et tidligere tidspunkt.
- Kompensasjonen til Margareth Øvrums inkluderer også Equinors betingelser for internasjonal utstasjonering. 2018 Skattbar lønn for Torggrim Reitan inkluderer kompensasjon i henhold til Equinors betingelser for internasjonal utstasjonering.
- Alasdair Cooks fastlønn inkluderer 72 tusen USD som er en kompensasjon i stedet for pensjonsopptjening.

Det er ikke gitt lån fra selskapet til medlemmer av konsernledelsen.

**Belønningspolitikk og belønningskonsept**

Hovedelementene i Equinors belønningskonsept for konsernledelsen er beskrevet i kapittel 3 Eierstyring og selskapsledelse, seksjon 3.12 Godtgjørelse til konsernledelsen. For en detaljert beskrivelse av belønning og belønningspolitikk for Equinors konsernledelse for 2019 og 2020, se Erklæring om fastsettelse av lønn og andre godtgjørelser for Equinors konsernledelse.

**5 Aksjespareprogram**

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

Beregnet kostnad for Equinor ASA relatert til 2019- og 2018-programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 66 millioner USD og 65 millioner USD. Beregnet kostnad for 2020 programmet (avtaler inngått i 2019) utgjør 68 millioner USD. Gjenstående beløp per 31. desember 2019, som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode, utgjør 143 millioner USD.

**6 Godtgjørelse til revisor****Godtgjørelse til revisor**

(i millioner USD, ekskl. mva)	For regnskapsåret	
	2019	2018
Revisjonshonorar Ernst & Young (revisor 2019)	2,6	
Revisjonshonorar KPMG (revisor 2018)	0,9	1,7
Revisjonsrelaterte tjenester Ernst & Young (revisor 2019)	0,1	
Revisjonsrelaterte tjenester KPMG (revisor 2018)	0,2	0,4
<b>Sum</b>	<b>3,7</b>	<b>2,1</b>

Det er ikke påløpt honorar for skatterådgivning eller andre tjenester. Den 15. mai 2019 vedtok generalforsamlingen å velge Ernst & Young AS som Equinors revisor, som dermed erstattet KPMG AS.

## 7 Finansposter

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2019	2018
Valutagevinst/(tap) finansielle derivater	132	149
Annen valutagevinst/(tap)	45	(1.015)
Netto gevinst/(tap) utenlandsk valuta	177	(865)
Renteinntekter fra selskap i samme konsern	927	853
Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter	434	310
Renteinntekter og andre finansielle poster	1.361	1.162
Gevinst/(tap) finansielle derivater	473	(341)
Rentekostnader til selskap i samme konsern	(254)	(180)
Rentekostnader langsiktig finansiell gjeld	(1.046)	(943)
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader	(165)	(133)
Renter og andre finanskostnader	(1.465)	(1.256)
Netto finansposter	545	(1.300)

Equinors største finansposter relaterer seg til eiendeler og gjeld kategorisert som virkelig verdi over resultatet, samt amortisert kost. For mer informasjon om kategorisering av finansielle instrumenter, se note 26 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko i konsernregnskapet. For mer informasjon om knyttet til implementering av IFRS 16, se note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler i konsernregnskapet.

Linjen Rentekostnader langsiktig finansiell gjeld inneholder hovedsakelig rentekostnader fra kategorien finansielle forpliktelser til amortisert kost på 861 millioner USD og 888 millioner USD og netto rente på tilknyttede derivater inkludert i kategorien virkelig verdi over resultatet, netto rentekostnad på 129 millioner USD og netto rentekostnad på 55 millioner USD for henholdsvis 2019 og 2018.

Linjen Gevinst/(tap) finansielle derivater inkluderer hovedsakelig virkelig verdi-endring på derivater knyttet til renterisiko. En gevinst på 457 millioner USD og et tap på 357 millioner USD fra kategorien virkelig verdi over resultatet er inkludert for henholdsvis 2019 og 2018.

Valutaeffekter finansielle derivater inkluderer endringer i virkelig verdi på valutaderivater knyttet til likviditets- og valutarisiko. Linjen Annen valutagevinst/(tap) inkluderer et netto tap på utenlandsk valuta på 71 millioner USD og et tap på 406 millioner USD fra kategorien virkelig verdi over resultatet for henholdsvis 2019 og 2018.

## 8 Skatter

### Årets skatt fremkommer som følger:

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2019	2018
Betalbar skatt	(192)	14
Endring utsatt skatt	36	204
Skattekostnad	(156)	219

### Avstemning av årets skattekostnad

(i millioner USD)	For regnskapsåret	
	2019	2018
Resultat før skattekostnad	1.855	6.503
Beregnet skatt etter nominell skattesats <sup>1)</sup>	(408)	(1.496)
Skatteeffekt knyttet til:		
Permanente forskjeller som effekt av NOK som grunnlag for beregnet skatt	(27)	(34)
Skatteeffekt av permanente forskjeller relatert til egenkapitalkonsoliderte selskaper	112	1.800
Andre permanente forskjeller <sup>2)</sup>	155	(37)
Inntektsskatt tidligere år	(11)	22
Endring i skattelovgivning	2	(40)
Annet	22	3
Skattekostnad	(156)	219
Effektiv skattesats	8,4%	(3,4%)

1) Norsk selskapsskattesats er 22 % for 2019 og 23 % for 2018.

2) Andre permanente forskjeller gjelder i hovedsak gevinst ved salg av aksjer i Lundin Petroleum AB.

Spesifikasjon av utsatt skatt

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
<b>Utsatt skatt - eiendeler</b>		
Andre kortsiktige poster	12	0
Fremførbart skattemessig underskudd	0	12
Pensjoner	655	697
Langsiktige avsetninger	22	26
Derivater	105	90
Leieforpliktelser	354	36
Andre langsiktige poster	68	61
Sum utsatt skattefordel	1.217	923
<b>Utsatt skatt - forpliktelser</b>		
Andre kortsiktige poster	0	10
Varige driftsmidler	354	41
Sum utsatt skattegjeld	354	51
Netto utsatt skattefordel <sup>1)</sup>	863	872

1) Per 31. desember 2019 har Equinor ASA 863 millioner USD i netto utsatt skattefordel. Det er sannsynlig at tilstrekkelig skattepliktig overskudd vil bli generert, slik at denne fordelen kan benyttes.

Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger:

(i millioner USD)	2019	2018
Utsatt skattefordel 1. januar	872	711
Endring årets resultat	36	204
Aktuarmessig tap pensjon	(99)	31
Konsernbidrag	55	(75)
Utsatt skattefordel 31. desember	863	872

## 9 Varige driftsmidler

(i millioner USD)	Maskiner, inventar og transportmidler	Bygninger og tomter	Annet	Bruksretts- eiendel <sup>3)</sup>	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2018	673	273	160	647	1.753
Implementering IFRS 16 Leieavtaler	0	0	0	1.463	1.463
Anskaffelseskost 1. januar 2019	673	273	160	2.110	3.216
Tilganger og overføringer	63	6	0	327	396
Avgang til anskaffelseskost	(15)	(0)	0	(35)	(49)
Anskaffelseskost 31. desember 2019	721	279	160	2.402	3.563
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2018	(593)	(106)	(150)	(402)	(1.252)
Avskrivning	(45)	(14)	(1)	(356)	(416)
Av- og nedskrivninger på årets avgang	10	0	0	24	35
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2019	(628)	(120)	(151)	(734)	(1.633)
Bokført verdi 31. desember 2019	93	159	9	1.668	1.930
Estimert levetid (år)	3 - 10	20 - 33 <sup>1)</sup>		1 - 19 <sup>2)</sup>	

1) Tomter avskrives ikke.

2) Lineær avskrivning over kontraktperioden.

3) Skip tidligere rapportert som finansiell leie under IAS 17 er inkludert i Bruksrettseiendel, se note 20 Leieavtaler.

## 10 Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

(i millioner USD)	2019	2018
Investeringer 1. januar	46.192	42.683
Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	538	7.832
Endring innbetalt egenkapital	1.895	988
Utbetalinger fra selskapene	(3.442)	(4.489)
Gevinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	0	64
Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	44	(5)
Omregningsdifferanse	95	(807)
Salg	(1.180)	(86)
Annet	(21)	12
Investeringer 31. desember	44.122	46.192

I 2019 gjennomførte Equinor en avtale om å selge 16 % av aksjene i Lundin Petroleum AB for et kontantvederlag på 14.510 millioner svenske kroner (1.508 millioner USD). Equinor regnskapsførte en gevinst på 837 millioner USD inkludert resirkulering av gevinster/tap som tidligere var ført mot egenkapitalen og en endring av virkelig verdi på de gjenværende 4,9 % av aksjene (etter at Lundin Petroleum AB har innløst de kjøpte aksjene). Gevinsten knyttet til salget er presentert på linjen Andre inntekter. Etter salget regnskapsføres de gjenværende aksjene til virkelig verdi med verdiendringer over resultatregnskapet og er klassifisert som langsiktige Finansielle investeringer i balansen.



Den utgående balansen for investeringer per 31. desember 2019 er på 44.122 millioner USD, der 44.063 millioner USD består av investeringer i datterselskaper og 59 millioner USD består av investeringer i andre egenkapitalkonsoliderte selskaper. I 2018 var de respektive beløp henholdsvis 45.032 millioner USD og 1.160 millioner USD.

Omregningsdifferansen er relatert til omregningseffekter fra datterselskaper med annen funksjonell valuta enn USD.

Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ble i 2019 påvirket av netto nedskrivninger på 3.094 millioner USD etter skatt hovedsakelig på grunn av reduksjon i prisforutsetningene, negative endringer i reserveestimer og produksjonsprofiler, kostnadsøkninger og ødeleggelse på oljeterminalen South Riding Point på Bahamas forårsaket av orkanen Dorian. For mer informasjon vises det til note 10. Våre driftsmidler i konsernregnskapet. Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper ble i 2018 påvirket av netto nedskrivninger på 205 millioner USD etter skatt hovedsakelig på grunn av reduksjon i de langsiktige prisforutsetningene. Dette ble delvis motvirket av endringer i valuta- og reserveforutsetninger, driftsmessige forbedringer og forlenget lisensperiode.

Endring innbetalt egenkapital i 2019 bestod hovedsakelig av kapitaltilskudd til Equinor Refining Norway AS på 740 millioner USD, Equinor UK Ltd. på 717 millioner USD og konsernbidrag relatert til 2019 til datterselskaper på 222 millioner USD etter skatt. I 2018 bestod endring i innbetalt egenkapital hovedsakelig av kapitaltilskudd til Equinor UK Ltd. på 706 millioner USD.

Utbetalinger fra selskapene i 2019 bestod hovedsakelig av utbytte relatert til 2018 fra datterselskaper på 3.369 millioner. I 2018 bestod utbetalinger fra selskapene hovedsakelig av utbytte relatert til 2017 fra datterselskaper på 4.225 millioner USD og konsernbidrag relatert til 2018 fra datterselskapet på 265 millioner USD etter skatt.

Kostpris for investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er 36.325 millioner USD i 2019 og 36.835 millioner USD i 2018.

#### Aksjer og andeler i vesentlige datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap direkte eid av Equinor ASA pr. desember 2019

Navn	i %	Land	Navn	i %	Land
Equinor Angola Block 15 AS	100	Norge	Equinor Nigeria AS	100	Norge
Equinor Angola Block 17 AS	100	Norge	Equinor OTS AB	100	Sverige
Equinor Angola Block 31 AS	100	Norge	Equinor Refining Norway AS	100	Norge
Equinor Apsheron AS	100	Norge	Equinor Russia AS	100	Norge
Equinor BTC Finance AS	100	Norge	Equinor Tanzania AS	100	Norge
Equinor Danmark AS	100	Danmark	Equinor Technology Ventures AS	100	Norge
Equinor Energy AS	100	Norge	Equinor UK Ltd.	100	Storbritannia
Equinor Energy Ireland Ltd.	100	Irland	Statholding AS	100	Norge
Equinor In Amenas AS	100	Norge	Statoil Kharyaga AS	100	Norge
Equinor In Salah AS	100	Norge	Equinor Metanol ANS	82	Norge
Equinor Insurance AS	100	Norge	Vestprosess DA	34	Norge
Equinor New Energy AS	100	Norge			

## 11 Finansielle eiendeler og gjeld

### Langsiktige fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Rentebærende fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper	23.181	25.181
Ikke-rentebærende fordringer datterselskap	206	344
<b>Finansielle fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper</b>	<b>23.387</b>	<b>25.524</b>

Rentebærende fordringer på datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er hovedsakelig relatert til Equinor Energy AS. Øvrige rentebærende fordringer på datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper knytter seg hovedsakelig til langsiktig finansiering av andre datterselskaper.

Den totale kredittrammen gitt til Equinor Energy AS er 120 milliarder NOK (13.667 millioner USD) per 31. desember 2019 og 120 milliarder NOK (13.811 millioner USD) per 31. desember 2018. Hele rammen var benyttet per 31. desember 2019 og per 31. desember 2018. Rentebærende fordringer per 31. desember 2019 på 7.403 millioner USD (65 milliarder NOK) forfaller til betaling etter fem år. 6.264 millioner USD (55 milliarder NOK) forfaller til betaling innen fem år med unntak av 1.708 millioner USD (15 milliarder NOK) som forfaller til betaling innen de neste tolv månedene og er klassifisert til kortsiktig.

Kortsiktige fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper inkluderer positive internbankbeholdninger på 1.3 milliarder USD per 31. desember 2019. Tilsvarende beløp per 31. desember 2018 var 1.0 milliarder USD.

### Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Tidsinnskudd	4.129	4.100
Rentebærende verdipapirer	2.887	2.045
<b>Finansielle investeringer</b>	<b>7.015</b>	<b>6.145</b>

Kortsiktige finansielle investeringer er regnskapsført i henhold til amortisert kost. For ytterligere informasjon om kategorisering av finansielle instrumenter, se note 2 Finansiell risikostyring og måling av finansielle instrumenter

I 2019 var rentebærende instrumenter fordelt på følgende valutaer: SEK (30 %), NOK (29 %), USD (20 %), EUR (17 %) og DKK (4 %). Tidsinnskudd var i NOK (25 %), USD (22 %), EUR (20 %), DKK (18 %) og GBP (15 %). I 2018 var rentebærende instrumenter plassert i følgende valutaer: NOK (36 %), SEK (36 %), EUR (24 %), and USD (4 %) mens tidsinnskudd var plassert i USD (30 %), EUR (28 %), NOK (28 %), GBP (8 %) og DKK (6 %).

### Kortsiktig gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

Kortsiktig gjeld til datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper inkluderer gjeld knyttet til konsernets internbank med 18.9 milliarder USD per 31. desember 2019 og 19.0 milliarder USD per 31. desember 2018.

## 12 Varelager

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Råolje	1.511	698
Petroleumsprodukter	630	397
Naturgass	95	235
Andre	8	31
Sum	2.244	1.360

Nedskrivning av varelager fra anskaffelseskost til virkelig verdi medførte en kostnad på 62 millioner USD i 2019 og 129 millioner USD i 2018.

## 13 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Kundefordringer	3.754	4.425
Andre fordringer	973	884
Kundefordringer og andre fordringer	4.726	5.309

## 14 Betalingsmidler

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Bankinnskudd	446	332
Tidsinnskudd	254	1.990
Pengemarkedsfond	700	2.255
Rentebærende verdipapirer	1.645	1.578
Margininnskudd	229	131
Betalingsmidler	3.272	6.287

Margininnskudd er relatert til både kontanter og børshandlede derivater med daglig oppgjør på 229 millioner USD per 31. desember 2019 og 131 millioner USD per 31. desember 2018.

## 15 Egenkapital og aksjonærer

## Endring i egenkapital

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Egenkapital 1. januar	41.808	38.788
Årets resultat	1.699	6.722
Aktuarmessige gevinster/(tap) på ytelsesbasert pensjonsordning	330	(88)
Omregningsdifferanser	95	(827)
Årets ordinære utbytte	(3.479)	(3.164)
Utbytteaksjer	0	338
Tilbakekjøp av aksjer	(500)	0
Gvinster/(tap) på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	0	64
Innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer	44	(5)
Verdi av aksjespareprogrammet	(15)	(19)
Andre egenkapitaltransaksjoner	(29)	0
<b>Egenkapital 31. desember</b>	<b>39.953</b>	<b>41.808</b>

Akkumulert omregningsdifferanse reduserte egenkapitalen per 31. desember 2019 med 1.090 millioner USD. Per 31. desember 2018 medførte akkumulerte omregningsdifferanser en nedgang i egenkapitalen på 1.185 millioner USD. Omregningsdifferansen er relatert til omregningseffekter fra datterselskaper.

## Aksjekapital

	31. desember 2019		
	Antall aksjer	Pålydende i kroner	Aksjekapital i kroner
Registrerte og utstedte aksjer	3.338.661.219	2,50	8.346.653.047,50
Tilbakekjøpsprogram aksjer	23.578.410	2,50	58.946.025,00
Ansattes aksjespareprogram	10.074.712	2,50	25.186.780,00
<b>Sum utestående aksjer</b>	<b>3.305.008.097</b>	<b>2,50</b>	<b>8.262.520.242,50</b>

Det eksisterer kun en aksjeklasse og alle aksjene har lik stemmerett.

### Program for tilbakekjøp av aksjer

I september 2019 lanserte Equinor et program for tilbakekjøp av aksjer for inntil 5 milliarder USD, der den første delen av programmet på om lag 1,5 milliarder USD ble avsluttet 4. februar 2020. For den første transjen har Equinor inngått en ikke-diskresjonær avtale med en tredjepart for kjøp av aksjer for inntil 500 millioner USD i markedet, mens aksjer for om lag 1,0 milliarder USD vil innløses fra den norske stat i henhold til en avtale med Olje- og energidepartementet på neste årlige generalforsamling, for å opprettholde samme prosentvise eierandel i Equinor. Per 31. desember 2019 er 442 millioner USD av ordren på 500 millioner USD ervervet i det åpne markedet, hvorav 442 millioner USD er gjort opp.

Den første transjen på 500 millioner USD (både ervervet og gjenværende ordre) er bokført som en reduksjon av egenkapitalen som egne aksjer på grunn av den ugjenkallelige avtalen med tredjeparten. Den resterende ordren på den første transjen påløper og klassifiseres som annen kortsiktig gjeld. Innløsning av statens andel blir bokført etter vedtak på den ordinære generalforsamlingen i mai 2020.

Antall aksjer	2019
Aksjer i tilbakekjøpsprogrammet 1. januar	0
Tilbakekjøp aksjer	23.578.410
Kansellering	0
Aksjer i tilbakekjøpsprogrammet 31. desember	23.578.410

### Ansattes aksjespareprogram

Antall aksjer	2019	2018
Aksjespareprogrammet per 1. januar	10.352.671	11.243.234
Ervervet	3.403.469	2.740.657
Tildelt ansatte	(3.681.428)	(3.631.220)
Aksjespareprogrammet per 31. desember	10.074.712	10.352.671

I 2018 og 2019 ble det ervervet og tildelt egne aksjer til de ansatte gjennom deltagelse i aksjespareprogrammet for henholdsvis 68 millioner USD i 2019 og 68 millioner USD i 2018. For ytterligere informasjon, se note 5 Aksjespareprogram.

For informasjon vedrørende de 20 største aksjonærene i Equinor ASA, se seksjon 5.1 Aksjonærinformasjon, Største aksjonærer.

## 16 Finansiell gjeld

### Langsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Usikrede obligasjonslån	23.666	24.121
Usikrede lån	92	91
Leieavtaler	1.740	310
Sum finansiell gjeld	25.498	24.522
Fratrukket kortsiktig andel	2.363	1.373
Langsiktig finansiell gjeld	23.135	23.149
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	3,57	3,66

Equinor ASA benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsiktige rentebærende gjeld. For informasjon om styring av renterisiko i Equinor ASA og i Equinorkonsernet, se note 5 Finansiell risiko- og kapitalstyring i konsernregnskapet og note 2 Finansiell risikostyring og verdimåling av finansielle instrumenter i Equinor ASAs regnskap.

### I 2019 utstedte Equinor ASA følgende obligasjoner:

Utstedelsesdato	Beløp i millioner USD	Rentesats i %	Forfallsdato
13. november 2019	1.000	3,25	November 2049

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

Av alle selskapets utestående usikrede obligasjonslån, inneholder 37 av obligasjonslånsavtalene bestemmelser som gir Equinor ASA rett til å kjøpe gjelden tilbake til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto balanseført verdi på disse obligasjonslånene utgjør 23.024 millioner USD til vekslingskurs per 31. desember 2019.

Kortsiktige finansieringsbehov blir vanligvis dekket via US Commercial Paper Programme (CP) på 5,0 milliarder USD som er dekket av en rullerende kredittfasilitet på 5,0 milliarder USD, støttet av Equinor ASAs 21 viktigste kjernebanker, med forfall i 2022. Kredittfasiliteten var ubrukt per 31. desember 2019 og 2018 og gir sikker tilgang til finansiering, understøttet av beste mulige kortsiktige rating.

### Tilbakebetalingsprofil for langsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	
2021	2.091
2022	1.243
2023	2.743
2024	2.533
Deretter	14.526
Sum	23.135

Mer informasjon om leieavtaler er gitt i note 20 Leieavtaler.

### Kortsiktig finansiell gjeld

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Innkalt margin og annen kortsiktig finansiell gjeld	905	1.063
Langsiktig finansiell gjeld med forfall innen 1 år	2.363	1.373
<b>Kortsiktig finansiell gjeld</b>	<b>3.268</b>	<b>2.436</b>
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	2,22	1,61

Innkalt margin og annen kortsiktig finansiell gjeld er hovedsakelig kontanter mottatt for å sikre en andel av Equinor ASAs kreditteksponering og utestående beløp under US Commercial paper (CP) program. Per 31. desember 2019 var 340 millioner USD utstedt under programmet. Tilsvarende var det per 31. desember 2018 utstedt 842 millioner USD.

## 17 Pensjoner

Equinor ASA er pliktig til å ha tjenstepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenstepensjon, og Equinor ASAs pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne loven. Det henvises til notene i konsernregnskapet for en beskrivelse av pensjonsordningene i Equinor ASA.

### Netto pensjonskostnader

(i millioner USD)	2019	2018
Nåverdi av årets opptjening	204	212
Tap/(gevinst) ved avkortning, oppgjør eller planendring	0	20
Innskuddsplaner over drift	56	55
<b>Ytelsesplaner</b>	<b>259</b>	<b>287</b>
<b>Innskuddsplaner</b>	<b>142</b>	<b>136</b>
<b>Sum netto pensjonskostnader</b>	<b>401</b>	<b>424</b>

I tillegg til pensjonskostnadene i tabellen ovenfor, er finansposter fra ytelsesplaner inkludert som en del av resultatregnskapet. Rentekostnader og endringer i virkelig verdi av innskuddsplaner over driften utgjorde 252 millioner USD i 2019 og 167 millioner USD i 2018. Renteinntekter er innregnet med 132 millioner USD i 2019, og 127 millioner USD i 2018.



# Regnskap og noter

## Selskapsregnskap Equinor ASA

(i millioner USD)	2019	2018
<b>Brutto pensjonsforpliktelse</b>		
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	7.818	7.864
Nåverdi av årets opptjening	204	212
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	255	174
Aktuarmessige (gevinster)/tap - økonomiske forutsetninger	(79)	196
Aktuarmessige (gevinster)/tap - erfaring	5	(26)
Utbetalte ytelser fra ordningene	(227)	(209)
Tap/(gevinst) ved avkorting, oppgjør eller planendring	0	0
Fripoliser	(14)	(18)
Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	19	21
Omregningsdifferanse valuta	(81)	(450)
Endring i forpliktelse på innskuddsplaner over drift	56	55
<b>Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember</b>	<b>7.957</b>	<b>7.818</b>
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidler</b>		
Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar	4.801	5.269
Renteinntekt på pensjonsmidler	132	127
Avkastning på pensjonsmidler (unntatt renteinntekter)	348	(120)
Innbetalt av selskapet	124	42
Utbetalt ytelser fra ordningene	(185)	(207)
Fripoliser og personforsikringer	(13)	(18)
Omregningsdifferanse valuta	(56)	(293)
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember</b>	<b>5.152</b>	<b>4.801</b>
<b>Netto pensjonsforpliktelser 31. desember</b>	<b>(2.805)</b>	<b>(3.017)</b>
Spesifikasjon:		
Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler (fondert ordning)	1.021	752
Eiendeler innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap	17	36
Forpliktelse innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser (ufondert ordning)	(3.842)	(3.805)
<b>Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger</b>	<b>7.957</b>	<b>7.818</b>
Fonderte pensjonsplaner	4.131	4.049
Ufonderte pensjonsplaner	3.825	3.769
Faktisk avkastning på pensjonsmidler	480	7

### Aktuarmessige tap og gevinster innregnet i totalresultatet

(i millioner USD)	2019	2018
Netto aktuarmessige/(tap) gevinster innregnet i totalresultatet gjennom året	400	(267)
Årets aktuarmessige/(tap) gevinster for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse	27	158
Skatteeffekt på aktuarmessige/(tap) gevinster innregnet i totalresultatet	(98)	22
<b>Innregnet i totalresultatet i løpet av året etter skatt</b>	<b>330</b>	<b>(87)</b>
<b>Akkumulert aktuarmessige/(tap) gevinster innregnet som andre endringer i totalresultatet etter skatt</b>	<b>(812)</b>	<b>(1.141)</b>

### Pensjonsforutsetninger og sensitivitetsanalyse

Pensjonsforutsetninger, sensitivitetsanalyse, porteføljevæking og informasjon om pensjonsmidler i Equinor Pensjon er presentert i pensjonsnotene i Equinors konsernregnskap. Antall ansatte, inkludert pensjonister som er medlemmer av hovedytelsesplanen i Equinor ASA utgjør 9.049. I tillegg er alle ansatte medlemmer av AFP-planen, og ulike grupper av ansatte er medlemmer av andre ufonderte planer.

## 18 Avsetninger og andre forpliktelser

(i millioner USD)	Avsetninger og andre forpliktelser
Langsiktig andel 31. desember 2018	255
Kortsiktig andel 31. desember 2018	23
Avsetninger og andre forpliktelser 31. desember 2018	278
Nye eller økte avsetninger og andre forpliktelser	29
Endring i estimater	140
Beløp belastet mot avsetninger og andre forpliktelser	(46)
Avgang ved salg	(16)
Omregningsdifferanser	(4)
Avsetninger og andre forpliktelser 31. desember 2019	381
Langsiktig andel 31. desember 2019	376
Kortsiktig andel 31. desember 2019	5

Se også kommentarer om avsetninger i note 21 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

## 19 Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger

(i millioner USD)	31. desember	
	2019	2018
Leverandørgjeld	1.354	1.432
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	1.383	1.229
Gjeld til egenkapitalkonsoliderte tilknyttede selskap og andre nærstående parter	944	756
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	3.682	3.417

## 20 Leieavtaler

Equinor ASA leier diverse eiendeler, i hovedsak transportskip, lagre og kontorbygninger til bruk i operasjonelle aktiviteter. Equinor er i hovedsak leietaker i disse avtalene og bruken av leieavtaler er i hovedsak operasjonelt begrunnet, og ikke som en valgt finansieringsløsning.

### Informasjon om leiebetalinger og leieforpliktelser

(i millioner USD)	Leieforpliktelser	
Leieforpliktelser per 1. januar 2019		1.773
Nye leiekontrakter, inkludert endringer og kanselleringer		317
Bruttto leiebetalinger	(395)	
Renter	56	
Nedbetalinger på leieforpliktelser	(339)	(339)
Valuta		(10)
Leieforpliktelser per 31. desember 2019 <sup>1)</sup>		1.740

1) Hvorav 359 millioner USD er presentert som kortsiktig Finansiell gjeld og 1.381 millioner USD er presentert som langsiktig Finansiell gjeld.

### Leiebetalinger som ikke er inkludert i balanseførte leieforpliktelser

(i millioner USD)	2019
Leiebetalinger på kortsiktige leiekontrakter	107

Betalinger knyttet til kortsiktige leiekontrakter er i hovedsak knyttet til leie av transportskip. Variable leiekostnader og leiekostnader knyttet til leie av eiendeler med lav verdi representerer ubetydelige beløp.

I 2019 innregnet Equinor inntekter på 118 millioner USD knyttet til leiekontrakter ført brutto hos Equinor ASA, hvor deler av kostnaden er dekket av andre selskaper i Equinorkonsernet.

Forpliktelser knyttet til leiekontrakter som ikke er iverksatt per 31. desember 2019 er inkludert i andre forpliktelser presentert i note 21 Forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler.

Note 16 Finansiell gjeld inkluderer en tabell som viser forfallsstruktur for leieforpliktelser.

### Informasjon knyttet til bruksrettseiendeler

(i millioner USD)	Skip	Tomter og bygninger	Lager	Total
Bruksrettseiendeler per 1. januar 2019	675	909	124	1.708
Tilganger, inkludert endringer	260	33	23	316
Avskrivninger	(236)	(81)	(39)	(356)
Bruksrettseiendeler per 31. desember 2019	699	861	108	1.668

### Implementering av IFRS 16 Leieavtaler

Nedenfor vises de viktigste endringene som følge av implementering av IFRS 16 Leieavtaler for regnskapet til Equinor ASA. Prinsippendringen, inkludert prinsippvalg, overgangsalternativer og vurderinger gjort i forbindelse med implementering av IFRS 16 følger samme prinsipper som beskrevet i note 23 Implementering av IFRS 16 Leieavtaler i konsernregnskapet.

### IFRS 16-effekt i balansen

Implementeringen av IFRS 16 økte balansen per 1. januar 2019 ved å legge til leieforpliktelser på 1,5 milliarder USD og bruksrettseiendeler på 1,5 milliarder USD. Equinor ASAs egenkapital ble ikke påvirket av implementeringen av IFRS 16. Følgende linjer i balansen ble endret som følge av implementeringen av den nye regnskapsstandarden:

(i millioner USD)	31. desember	IFRS 16	1. januar
	2018	justering	2019
Varige driftsmidler	502	1.463	1.965
Sum eiendeler		1.463	
Finansiell langsiktig gjeld	23.149	1.196	24.345
Finansiell kortsiktig gjeld	2.436	267	2.703
Sum gjeld		1.463	

Inkludert tidligere finansielle leieavtaler som allerede var balanseført under IAS 17, var leieforpliktelsene og bruksrettseiendelene per 1. januar 2019 henholdsvis 1,8 og 1,7 milliarder USD.

Den vektede gjennomsnittlige marginale lånerente benyttet ved beregning av leieforpliktelser per 1. januar 2019 var 2,8 %.

Tabellen nedenfor viser effekten av IFRS 16 på balansen per 31. desember 2019, sammenlignet med tidligere regnskapsregler:

(i millioner USD)	Pr. 31. desember 2019		
	IFRS som rapportert (IFRS 16)	IAS 17	Differanse
Anleggsmidler	65.900	64.443	1.457
Omløpsmidler	23.038	23.038	0
Sum eiendeler	88.938	87.481	1.457
Egenkapital	33.432	33.449	(17)
Langsiktig gjeld	28.540	27.375	1.165
Kortsiktig gjeld	26.966	26.657	309
Sum egenkapital og gjeld	88.938	87.481	1.457

## Effekten av IFRS 16 på resultatregnskapet for 2019

(i millioner USD)	For regnskapsåret 2019		
	IFRS som rapportert (IFRS 16)	IAS 17	Differanse
Sum inntekter	41.980	41.896	84
Varekostnad	(39.542)	(39.542)	0
Driftskostnader	(1.716)	(1.973)	257
Salgs- og administrasjonskostnader	(245)	(245)	0
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	(416)	(93)	(323)
Letekostnader	(95)	(95)	0
Driftsresultat	(35)	(53)	18
Netto finansposter	3.544	3.574	(30)
Resultat før skattekostnad	3.509	3.521	(12)
Skattekostnad	(226)	(221)	(5)
Årets resultat	3.283	3.300	(17)

## Effekten av IFRS 16 på kontantstrømoppstillingen for 2019

(i millioner USD)	For regnskapsåret 2019		
	IFRS som rapportert (IFRS 16)	IAS 17	Differanse
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	2.194	1.894	300
Kontantstrøm fra/(benyttet til) investeringsaktiviteter	269	269	0
Kontantstrøm fra/(benyttet til) finansieringsaktiviteter	(5.465)	(5.165)	(300)
Netto økning/(reduksjon) i betalingsmidler	(3.002)	(3.002)	0

## Avstemming mellom balanseførte leieforpliktelser etter IFRS 16 og operasjonelle leieforpliktelser etter IAS 17 per 31. desember 2018

(i millioner USD)	
Operasjonelle leieforpliktelser (IAS 17) per 31. desember 2018	3.105
Kortsiktige leieforpliktelser med utløpsdato i 2019	(84)
Ikke-leiekomponenter	(194)
Forpliktelser knyttet til leieavtaler som ennå ikke er iverksatt	(1.157)
Leieforpliktelser rapportert brutto vs netto	7
Diskonteringsseffekt	(214)
Finansielle leieforpliktelser (IAS 17) som er balanseført per 31. desember 2018	310
Leieforpliktelser rapportert i henhold til IFRS 16 per 1. januar 2019	1.773

## 21 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler

### Kontraktsmessige forpliktelser

Equinor ASA har kontraktsmessige forpliktelser på 200 millioner USD per 31. desember 2019. Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer Equinor ASAs andel og består av finansieringsforpliktelser knyttet til leteaktiviteter.

### Andre langsiktige forpliktelser

Equinor ASA har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings- og entry/exit ("inngang og avgang")-kapasitet. Selskapet har også inngått forpliktelser knyttet til spesifikke kjøpsavtaler. Disse avtalene gir rett til kapasitet, eller spesifikke volumer, men medfører også en plikt til å betale for den avtalte tjeneste eller råvare, uavhengig av faktisk bruk. Kontraktenes lengde varierer med en varighet opp mot 2035.

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

Equinor ASAs forpliktelser overfor egenkapitalkonsoliderte selskaper er vist brutto i tabellen nedenfor. Forpliktelser overfor selskaper som proporsjonalkonsolideres (for eksempel rørledninger), er vist netto i tabellen (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Equinor ASAs eierandel).

Tabellen under inkluderer 1.099 millioner USD relatert til ikke-leie-komponenter av leieavtaler reflektert i regnskap i henhold til IFRS 16, samt leieavtaler som ennå ikke er påbegynt. Sistnevnte inkluderer omtrent 300 millioner USD relatert til oljetankskip som skal brukes i framtiden under Equinors langsiktige charteravtale med Teekay i løpet av levetiden for produserende felt i Nordsjøen.

Se note 20 Leieavtaler for informasjon vedrørende leieavtale relaterte forpliktelser.

Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2019:

(i millioner USD)	
2020	1.410
2021	1.286
2022	1.117
2023	1.014
2024	938
Deretter	3.095
<b>Sum</b>	<b>8.860</b>

### Garantier

Equinor ASA har gitt morselskapsgaranti, og også kontragarantert særskilte bankgarantier som dekker datterselskapenes forpliktelse i land der de har virksomhet. Equinor ASA har garantert for sin proporsjonale andel av et egenkapitalkonsolidert selskaps langsiktige bankgjeld, kontraktsmessige betalingsforpliktelser og noen tredjepartsforpliktelser på 343 millioner USD. Virkelig verdi og bokført verdi av garantiene er uvesentlig.

### Andre forpliktelser

Equinor ASA deltar i enkelte selskaper med delt ansvar (DA) der eierne har ubegrenset ansvar for sin del av enhetens eventuelle forpliktelser, og deltar også i enkelte ansvarlige selskaper (ANS) der eierne i tillegg har solidaransvar. For ytterligere informasjon vises det til note 10 Investeringer i datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper.

### Voldgift knyttet til prisrevisjon

Noen langsiktige gassalgsavtaler inneholder prisrevisjonsklausuler, som i noen tilfeller fører til krav som blir gjenstand for voldgift. Equinors eksponering knyttet til slik voldgift er estimert til ca. 1,3 milliarder USD for gass levert før årsslutt 2019. Basert på Equinors vurderinger ble det ikke gjort noen avsetninger i Equinor ASAs selskapsregnskap ved årsslutt 2019. Tidsplanen for avklaring av utfall er usikker, men anslås til 2020. Prisrevisjonsrelaterte endringer i avsetninger i løpet av 2019 er uvesentlige og er bokført som reduksjon av salgsinntekter i resultatregnskapet.

### Varsler om endret ligning fra norske skattemyndigheter

I fjerde kvartal 2019 mottok Equinor ASA et foreløpig vedtak i saken vedrørende internprising på visse transaksjoner mellom Equinor Service Center Belgium (ESCB) i Belgia og Equinor ASA. Det vesentligste spørsmålet i denne saken gjelder ESCBs kapitalstruktur og hvorvidt denne følger prinsippet om armlengdes avstand. Det foreløpige vedtaket dekker årene 2012 til 2016 og representerer en

eksponering på omkring 180 millioner USD. Equinor vurderer for tiden det mottatte foreløpige vedtaket og vil utarbeide tilsvaret til skattemyndighetene. Equinor mener fortsatt at prissetting på armlengdes avstand er anvendt og at Equinor ASAs vurdering står sterkt. Ved årsslutt 2019 er det derfor ikke foretatt avsetning for dette spørsmålet i resultatregnskapet.

### Andre krav

Equinor ASA er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden flere andre uavklarte tvister. Det endelige omfanget av selskapets forpliktelser eller eiendeler knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunktet. Equinor ASA 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.

Når det gjelder informasjon om avsetninger knyttet til tvister og krav vises det til note 18 Avsetninger og andre forpliktelser.

## 22 Nærstående parter

Det henvises til note 25 Nærstående parter i Equinors konsernregnskap for informasjon om Equinor ASAs nærstående parter. Inkludert er informasjon om nærstående parter som et resultat av Equinor ASAs eierskapsstruktur og også informasjon om transaksjoner med Den norske stat.

### Transaksjoner med internt eide selskaper

Inntektstransaksjoner med nærstående parter er presentert i note 3 Salgsinntekter. Totale inntekter fra konsernselskaper beløp seg til 4.945 millioner USD i 2019 og 5.932 millioner USD i 2018. Den største delen av inntekter fra konsernselskaper kan henføres til salg av råolje og salg av raffinerte produkter til Equinor Marketing and Trading Inc, med 2.134 millioner USD i 2019 og 3.046 millioner USD i 2018 og Equinor Refining Danmark AS, med 2.512 millioner USD i 2019 og 2.506 millioner USD i 2018.

Equinor ASA selger naturgass og rørledningstransport på en back-to-back-basis til Equinor Energy AS, og inngår også visse finansielle kontrakter med Equinor Energy AS på dette grunnlaget. All risiko knyttet til nevnte transaksjoner bæres av Equinor Energy AS, og inntektene blir av den grunn ikke reflektert i resultatregnskapet til Equinor ASA.

Equinor ASA kjøper volumer fra datterselskaper og selger volumene til markedet. Totalt varekjøp fra datterselskaper beløp seg til 18.604 millioner USD i 2019 og 21.000 millioner USD i 2018. De største leverandørene er Equinor Energy AS, med 10.963 millioner USD i 2019 og 12.887 millioner USD i 2018 og Equinor US Holdings Inc, med 3.955 millioner USD i 2019 og 2.846 millioner USD i 2018.

I forbindelse med den ordinære virksomheten har Equinor ASA i tillegg transaksjoner med enkelte konsernselskaper der selskapet har eierinteresser. Equinor ASAs totale varekjøp fra konsernselskaper beløp seg til 267 millioner USD i 2019 og 230 millioner USD i 2018.

Kostnader pådratt av selskapet, slik som personalkostnader, blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader blir delvis allokert på grunnlag av påløpte timer til Equinor Energy AS, til andre konsernselskaper og til lisenser der Equinor Energy AS eller andre konsernselskaper er operatør. Kostnader allokert på denne måten blir ikke reflektert i resultatregnskapet til Equinor ASA. Kostnader allokert til konsernselskaper beløp seg til 4.903 millioner USD i 2019 og 5.109 millioner USD i 2018. Den største delen av viderefaktureringen gjelder Equinor Energy AS, 3.826 millioner USD i 2019 og 4.016 millioner USD i 2018.

### Andre transaksjoner

Det henvises til note 25 Nærstående parter i konsernregnskapet for informasjon om Equinor ASAs transaksjoner med nærstående parter basert på den vanlige operasjonelle virksomheten.

Kortsiktige fordringer og kortsiktig gjeld fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper er inkludert i note 11 Finansielle eiendeler og gjeld.

Transaksjoner med nærstående parter relatert til konsernledelsen og godtgjørelse til ledelsen for 2019 er inkludert i note 4 Godtgjørelse.



Stavanger, 16. mars 2020

I STYRET FOR EQUINOR ASA

/s/ JON ERIK REINHARSEN  
Leder

/s/ JEROEN VAN DER VEER  
Nestleder

/s/ BJØRN TORE GODAL

/s/ JONATHAN LEWIS

/s/ FINN BJØRN RUYTER

/s/ HILDE MØLLERSTAD

/s/ REBEKKA GLASSER HERLOFSEN

/s/ ANNE DRINKWATER

/s/ STIG LÆGREID

/s/ WENCHE AGERUP

/s/ PER MARTIN LABRÅTEN

/s/ ELDAR SÆTRE  
Konsernsjef



# Tilleggsinformasjon

s261	5.1 Aksjonærinformasjon
s269	5.2 Non-GAAP måltall
s274	5.3 Rettssaker
s274	5.4 Rapport om betalinger til myndigheter
s291	5.5 Erklæringer
s294	5.6 Begrep og forkortelser
s296	5.7 Utsagn om framtiden



## 5.1 Aksjonærinformasjon

Equinor er det største selskapet som er notert på Oslo Børs og aksjen omsettes under tickerkodene EQNR. Equinor er også notert på New York Stock Exchange under tickerkodene EQNR, hvor omsetningen skjer i form av amerikanske depotaksjer (American Depositary Shares, ADS).

Equinors aksjer har vært notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange siden vår første offentlige emisjon den 18. juni 2001. Depotaksjene som omsettes på New York Stock Exchange bevitnes med depotbevis (American Depositary Receipts, ADR), og hver ADS representerer en ordinær aksje.

### Utbyttepolitikk og utbytte

Det er Equinors ambisjon å øke den årlige utbyttebetalingen, målt i USD per aksje, i takt med selskapets langsiktige underliggende inntjening.

Styret vedtar utbytte for første, andre og tredje kvartal basert på en fullmakt fra generalforsamlingen, mens generalforsamlingen vedtar utbyttet for fjerde kvartal og

dermed implisitt samlet årlig utbytte, basert på styrets forslag. Equinor har ambisjon om å betale kvartalsvis utbytte selv om styret vil vurdere forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet ved fastsettelse av kvartalsvise utbyttebetalinger og når totalt årlig utbyttensnivå anbefales.

I tillegg til å betale kontantutbytte, kan Equinor kjøpe tilbake egne aksjer som en del av samlet kapitaldistribusjon til eierne. Generalforsamlingen kan stemme for å redusere, men ikke øke, utbyttet for fjerde kvartal som er foreslått av styret. Equinor kunngjør utbytteutbetalingen i forbindelse med framlegging av kvartalsresultatene. Utbetaling av kvartalsvis utbytte ventes å skje innen seks måneder etter kunngjøringen av hvert kvartals utbytte.

Styret foreslår for generalforsamlingen et utbytte på 0,27 USD per aksje for fjerde kvartal 2019, som er en økning fra foregående kvartal.

Følgende tabell viser utbetalt kontantutbytte til alle aksjonærer siden 2015, per aksje og totalt.

Regnskapsår	Valuta	Ordinært utbytte per aksje								Ordinært utbytte per aksje
		1.kv	Valuta	2.kv	Valuta	3.kv	Valuta	4.kv	Valuta	
2015	NOK	1,8000	NOK	-	NOK	-	NOK	-	NOK	1,8000
2015	USD	-	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,6603
2016	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,8804
2017	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,2201	USD	0,2300	USD	0,8903
2018	USD	0,2300	USD	0,2300	USD	0,2300	USD	0,2600	USD	0,9500
2019	USD	0,2600	USD	0,2600	USD	0,2600	USD	0,2700	USD	1,0500

Den 5. februar 2020 foreslo styret et utbytte for fjerde kvartal 2019 på 0,27 USD per aksje (betinget av generalforsamlingens godkjenning). Equinor-aksjen vil handles ex utbytte 15. mai 2020 på OSE og 18. mai 2020 for eiere av American Depositary Receipts (ADRs) på NYSE. Record date (eierregister dato) vil være 20. mai 2020 på OSE og NYSE. Forventet utbetaling er på eller omkring 29. mai 2020.

Utbytte i kroner per aksje vil beregnes og kunngjøres fire virkedager etter registreringsdato for aksjonærer på Oslo Børs. Utbytte i norske kroner vil være basert på gjennomsnittlig valutakurs USD/NOK satt av Norges Bank i perioden pluss/minus tre virkedager fra registreringsdato, til sammen sju virkedager.

### Tilbakekjøp av aksjer

For perioden 2013-2019 hadde styret fullmakt fra generalforsamlingen til å kjøpe tilbake Equinor-aksjer i markedet for påfølgende sletting. Equinor har til hensikt å fornye denne fullmakten på generalforsamlingen i mai 2020.

Den 4. september 2019 godkjente styret et program for tilbakekjøp av aksjer for inntil 5 milliarder USD over en periode som varer til utgangen av 2022, under forutsetning av årlig godkjenning av fullmakten fra generalforsamlingen. Den første transjen av programmet på rundt 1,5 milliarder USD startet 5. september 2019. Per 31. desember 2019 var 88 % av den første transjen (på 500 millioner USD) fullført, med 23.578.410 aksjer som var kjøpt i markedet til en gjennomsnittspris på 170,97 kroner per aksje.

## Aksjer kjøpt av utsteder

Aksjer kjøpes i markedet for overføring til ansatte i forbindelse med aksjespareprogrammet innenfor de begrensninger som er fastsatt av styret. Det ble ikke kjøpt tilbake aksjer i markedet for påfølgende sletting i 2019.

### Equinors aksjespareprogram

Siden 2004 har Equinor hatt et aksjespareprogram for selskapets ansatte. Formålet med programmet er å styrke bedriftskulturen og oppmuntre til lojalitet blant de ansatte ved at de blir medeiere i selskapet.

Gjennom jevnlige lønnstrekk kan ansatte investere opptil fem prosent av grunnlønnen i Equinor-aksjer. I tillegg bidrar selskapet med 20 prosent av den samlede aksjeinvesteringen som gjøres av ansatte i Norge, opptil et maksimalt beløp på

1.500 kroner (ca. 180 USD) i året. Bidraget fra selskapet er en skattefri fordel for ansatte i henhold til gjeldende norsk skattelovgivning. Etter en bindingstid på to kalenderår, vil det utdeles en bonusaksje for hver aksje som er kjøpt. I henhold til norsk skattelovgivning er bonusaksjen en skattepliktig fordel med en verdi som tilsvarende verdien på aksjene og som beskattes på det tidspunktet bonusaksjene deles ut.

Styret har fullmakt til å kjøpe Equinor-aksjer i markedet på vegne av selskapet. Fullmakten gjelder fram til neste generalforsamling, men ikke lenger enn 30. juni 2020. Denne fullmakten erstatter tidligere fullmakt til å kjøpe egne aksjer for gjennomføring av aksjespareprogrammet som ble godkjent av generalforsamlingen 11. mai 2017. Equinor har intensjon om å fornye denne fullmakten på generalforsamlingen 14. mai 2020.

Perioden aksjene ble tilbakekjøpt	Antall tilbakekjøpte aksjer	Gjennomsnittlig aksjepris i NOK	Totalt antall tilbakekjøpte aksjer som del av program	Maksimum antall aksjer som kan bli tilbakekjøpt under programmet
jan. 19	515.550	191,2129	3.613.740	10.386.260
feb. 19	498.958	200,0165	4.112.698	9.887.302
mar. 19	521.209	192,1568	4.633.907	9.366.093
apr. 19	515.865	196,3206	5.149.772	8.850.228
mai. 19	557.325	182,0840	5.707.097	8.292.903
jun. 19	597.064	169,8610	597.064	13.402.936
jul. 19	592.725	171,1045	1.189.789	12.810.211
aug. 19	689.472	147,0617	1.879.261	12.120.739
sep. 19	582.712	174,3638	2.461.973	11.538.027
okt. 19	615.154	166,7386	3.077.127	10.922.873
nov. 19	587.646	177,3872	3.664.773	10.335.227
des. 19	625.599	168,3426	4.290.372	9.709.628
jan. 20	595.692	179,1109	4.886.064	9.113.936
feb. 20	670.130	161,0881	5.556.194	8.443.806
<b>Totalt</b>	<b>8.165.101 <sup>1)</sup></b>	<b>176,9178 <sup>2)</sup></b>		

1) Alle tilbakekjøpte aksjer har blitt kjøpt i det åpne markedet og i henhold til fullmakten nevnt ovenfor.

2) Vektet gjennomsnittlig pris per aksje

## Omkostninger i Equinors ADR-program

### Avgifter og omkostninger for eiere av amerikanske depotaksjer (ADS).

JP Morgan Chase Bank N.A. (JP Morgan) er depotbank for Equinors ADR-program, og har erstattet Deutsche Bank Trust Company Americas (Deutsche Bank) i henhold til en ytterligere revidert og omarbeidet depotavtale datert 4. februar 2019. JP Morgan krever inn avgift for utstedelse eller innløsning av depotaksjer direkte fra investorer som deponerer aksjer eller

innløser depotaksjer med formål om å trekke seg ut, eller fra mellomledd som opptrer på deres vegne. Depotbanken krever inn andre avgifter fra investorene ved å trekke dem fra beløp som skal utbetales, eller ved å trekke slike avgifter fra kontantutbytte eller andre kontantbetalinger. Depotbanken kan avslå å yte avgiftsbelagte tjenester inntil avgiften for den aktuelle tjenesten er betalt.

Depotbankens avgifter fra investorene er som følger:

Personer som deponerer eller løser inn aksjer må betale:	For:
5,00 USD (eller mindre) pr. 100 ADS (eller andel av 100 ADS)	Utstedelse av ADS-er, inkludert utstedelser som følge av deponering aksjer, utdeling av aksjer, rettigheter eller andre eiendeler og utdelinger som følge av utbytteaksjer, aksjesplitt, fusjoner, bytte av verdipapirer eller andre transaksjoner, eller hendelser som påvirker ADR ene eller deponerte verdipapirer Kansellering av ADS med formål om å trekke seg ut, herunder også om deponeringsavtalen avsluttes, eller kansellering eller reduksjon av ADS-er av andre årsaker
0,05 USD (eller mindre) pr. ADS	All utdeling av kontantbeløp eller utbytte i henhold til depotavtalen
0,05 USD (eller mindre) pr. ADS, per kalenderår (eller en porsjon av dette)	For drift og forvaltningskostnader knyttet til administrasjon av ADR-programmet
Et gebyr tilsvarende gebyret som ville vært ilagt dersom de utdelte verdipapirene hadde vært aksjer og aksjene hadde vært deponert for utstedelse av depotaksjer (ADS)	Utdeling til registrerte eiere av ADR av (i) verdipapirer utdelt av selskapet til eiere av deponerte verdipapirer eller (ii) kontantvederlag fra salg av slike verdipapirer
Registrerings- eller overføringsgebyr	Overføring og registrering av aksjer i vårt aksjeregister til eller fra navnet på depotbanken eller dennes agent når du deponerer eller trekker tilbake aksjer
Utgifter for depotbanken	Kostnader relatert til overføringer via SWIFT, kabel, teleks eller faksimile (som angitt i depotavtalen)  Gebyrer, utgifter og andre kostnader fra JPMorgan eller deres agent (som kan være en filial eller avdeling) for konvertering av valuta til USD, som skal bli konvertert til utenlandsk valuta skal bli trukket fra i relevant valuta
Avgifter og andre nasjonale gebyrer som depotbanken eller oppbevaringsinstitusjonen må betale for en depotaksje (ADS) eller depotaksjens underliggende aksje, for eksempel overføringsgebyr, stempelavgift eller kildeskatt	Etter behov
Eventuelle omkostninger som depotbanken eller dennes agenter pådrar seg i forbindelse med salg og/eller leveranse av de deponerte verdipapirene i sammenheng med forvalters overholdelse av relevante lover og reguleringer, inkludert men ikke begrenset til utgifter som er pådratt på vegne av ADR eiere i forbindelse med overholdelse av valutareguleringer, eller andre lover og regler relatert til utenlandske investeringer	Etter behov
<b>Direkte og indirekte betalinger som gjøres av depotbanken</b> I henhold til avtalen vår med Deutsche Bank, vår tidligere depotbank, har Equinor rett til refusjon av visse utgifter som selskapet pådrar seg i forbindelse med ADR-programmet. I året	som endte 31. desember 2019 refunderte depotbanken om lag 1,648 millioner USD til selskapet i forbindelse med blant annet investorrelasjoner, vedlikehold av ADR-programmet, juridisk rådgivning, trykking og ADR-sertifikater.



Deutsche Bank hadde også akseptert å gi avkall på gebyrer for kostnader forbundet med administrasjon av ADR-programmet, og hadde betalt visse utgifter direkte til tredjeparter på vegne av selskapet. Betalingene til tredjeparter omfatter blant annet dekning av utgifter til rapporteringstjenester, gebyrer for tilgang til nettbasert plattform, omregistreringskostnader som er dekket av oppbevaringsinstitusjonen og kostnader knyttet til trykking og postlegging av dokumenter i forbindelse med generalforsamlingen. I 2019 betalte Deutsche Bank utgifter på om lag 203.650 USD direkte til tredjeparter.

I henhold til avtalen vår med JPMorgan, som er vår nåværende depotbank, vil selskapet hvert år motta fra JPMorgan det laveste av (a) 2.000.000 USD og (b) forskjellen mellom inntekter og utgifter i ADR-programmet. For året 2019 refunderte JPMorgan 900.000 USD til selskapet. For året 2019 utgjorde samlede refunderte utgifter til selskapet fra Deutsche Bank og JPMorgan på om lag 2,548 millioner USD. JPMorgan har også sagt ja til å refundere utgifter på inntil 25.000 USD i honorar til juridisk rådgivning som selskapet pådrar seg i forbindelse med overføringen av ADR-programmet. Andre rimelige kostnader forbundet med administrasjon av ADR-programmet dekkes av selskapet. For året 2019 utgjorde slike kostnader, som er forbundet med administrasjon av ADR-programmet og betalt av selskapet, om lag 905.402 USD totalt. Under visse omstendigheter, som for eksempel fjerning av JP Morgan som depotbank, skal selskapet tilbakebetale JPMorgan visse beløp som er betalt til selskapet i tidligere perioder.

## Beskatning

### Norske skatteforhold

Denne seksjonen beskriver vesentlige norske skattemessige konsekvenser for aksjonærer i forbindelse med erverv, eierskap og salg av aksjer og amerikanske depotaksjer (depotaksjer) i Equinor. Betegnelsen "aksjonærer" benyttes både for eiere av aksjer og eiere av depotaksjer, om ikke annet er uttrykkelig angitt.

Denne framstillingen gir ingen fullstendig beskrivelse av norske skatteregler som kan være relevante (dvs. for investorer som kan være omfattet av spesielle regler, inkludert aksjonærer som eier aksjer eller depotaksjer i direkte tilknytning til forretningsvirksomhet som aksjonæren driver i Norge), og er basert på gjeldende lov og praksis. Aksjonærer bør kontakte profesjonelle skatterådgivere for vurdering av individuelle skattekonsekvenser.

### Skatt på utbytte for norske aksjonærer

Selskapsaksjonærer (dvs. aksjeselskaper og lignende enheter) som er skattemessig hjemmehørende i Norge svarer normalt 22 % norsk skatt (reduisert fra 23 % fra og med 2019) på 3 % av utbytte fra norske selskaper.

Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i Norge svarer skatt til Norge på utbytte utover et sjablonmessig fastsatt fradrag (skjermingsfradrag). Utbyttet inngår i personens alminnelige inntekt, som beskattes med den alminnelige inntektsskattesatsen på 22 % (reduisert fra 23 % fra og med 2019). I 2019 skal imidlertid utbytte utover skjermingsfradraget oppjusteres med en faktor på 1,44 før det medregnes i den alminnelige inntekten, noe som isolert gir en effektiv skattesats

på 31,68 % (22 % x 1,44) før skjermingsfradrag medregnes. Skjermingsfradraget beregnes for den enkelte aksje eller depotaksje og tilsvarer som utgangspunkt aksjens eller depotaksjens kostpris multiplisert med en årlig risikofri rente (skjermingsrente). Skjermingsfradrag for et år som overstiger utbyttet som er utdelt på aksjen eller depotaksjen samme år (ubenyttet skjermingsfradrag) kan framføres til senere år og trekkes fra framtidig utbytte som mottas på samme aksje eller depotaksje (eller gevinst ved realisering av denne, se under). Ubenyttet skjermingsfradrag vil også legges til grunnlaget for beregning av skjermingsfradrag for samme aksje eller depotaksje året etter.

Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i Norge kan eie de børsnoterte aksjer i selskaper som er hjemmehørende innenfor EØS gjennom aksjesparekontoer. Utbytte på aksjer som eies gjennom en aksjesparekonto er først skattepliktig når det tas ut av aksjesparekontoen.

### Skatt på utbytte for utenlandske aksjonærer

Utenlandske aksjonærer må som utgangspunkt svare 25 % norsk kildeskatt på utbytte fra norske selskaper. Det utdelende selskapet er ansvarlig for å trekke kildeskatten ved utdeling til utenlandske aksjonærer.

Selskapsaksjonær som eier aksjene eller depotaksjene i direkte tilknytning til forretningsvirksomhet som selskapsaksjonæren driver i Norge er ikke kildeskattepliktige. Slike aksjonærer svarer 22 % norsk skatt (reduisert fra 23 % fra og med 2019) på 3 % av utbytte fra de aktuelle aksjene eller depotaksjene.

For øvrig beskrives enkelte andre viktige unntak fra og modifikasjoner i kildeskatteplikten nedenfor.

Kildeskatteplikten gjelder ikke for selskapsaksjonærer innenfor EØS som tilsvarer norsk aksje- eller allmennaksjeselskaper eller enkelte andre typer norske enheter, og som videre kan dokumentere at de er reelt etablert og driver reell økonomisk aktivitet i EØS, såfremt Norge har rett til å motta informasjon fra selskapsaksjonærens hjemstat i henhold til skatteavtale eller annen internasjonal traktat. Dersom det ikke eksisterer noen slik avtale eller traktat med selskapsaksjonærens hjemstat, kan selskapsaksjonæren i stedet legge fram en bekreftelse fra skattemyndighetene i den aktuelle staten som bekrefter dokumentasjonen.

Kildeskatten på 25 % er ofte redusert i skatteavtaler mellom Norge og andre land. Generelt får redusert kildeskattesats kun anvendelse for utbytte på aksjer som eies av aksjonær som kan bevise at vedkommende er virkelig eier og berettiget til beskyttelse etter skatteavtalen.

Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i EØS kan søke norske skattemyndigheter om refusjon dersom kildeskatten som trekkes av det utdelende selskap overstiger skatten som ville blitt ilagt personlige aksjonærer hjemmehørende i Norge.

Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i EØS kan eie børsnoterte aksjer i selskaper som er hjemmehørende i EØS gjennom aksjesparekontoer. Utbytte på aksjer som holdes gjennom en aksjesparekonto er først gjenstand for kildeskatt når det tas ut av aksjesparekontoen.

### Prosedyre for å kreve reduksjon i eller unntak fra kildeskatt på utbytte

En utenlandsk aksjonær som har krav på unntak fra eller reduksjon av kildeskatt, kan anmode om at unntaket eller reduksjonen anvendes på utdelingstidspunktet. Dette forutsetter at aksjonæren framlegger tilfredsstillende dokumentasjon som underbygger at vedkommende er berettiget til unntak fra eller reduksjon av kildeskatt. Spesifikke dokumentasjonskrav gjelder.

For eiere av aksjer og depotaksjer som er deponert i JPMorgan Chase Bank N.A. (JPMorgan) kan dokumentasjon som bekrefter at eieren er berettiget etter en skatteavtale med Norge gis til JPMorgan. JPMorgan har fått tillatelse av norske skattemyndigheter til å motta utbytte fra oss for videre fordeling til virkelig eier av aksjer og depotaksjer med trekk etter kildeskattesatsen i den aktuelle skatteavtalen.

Kildeskatt på 25 % vil trekkes fra utbytte utbetalt til aksjonærer (enten direkte eller via den som holder aksjene eller depotaksjene i depot) som ikke har framlagt for den relevante part påkrevd dokumentasjon som viser at de har rett til den reduserte satsen. I slike tilfelle må de virkelige eierne søke Sentralskattekontoret for utenlandssaker om refusjon av overskytende kildeskatt. Det henvises til skatteetatens nettside for nærmere informasjon om kravene til en slik søknad: [www.skatteetaten.no/en/person](http://www.skatteetaten.no/en/person).

### Beskatning ved realisasjon av aksjer og depotaksjer

Selskapsaksjonærer som er skattemessig hjemmehørende i Norge svarer normalt ikke skatt i Norge på gevinst ved salg, innløsning eller annen realisasjon av aksjer eller depotaksjer i norske selskaper. Tap ved realisasjon er ikke fradragsberettiget.

Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i Norge svarer skatt til Norge ved salg, innløsning eller annen realisasjon av aksjer eller depotaksjer. Gevinst eller tap i forbindelse med slik realisasjon tas med i personens alminnelige inntekt i realisasjonsåret, som beskattes med den alminnelige inntektsskattesatsen på 22 % (reduisert fra 23 % fra og med 2019). I 2019 skal imidlertid skattbar gevinst eller fradragsberettiget tap oppjusteres med en faktor på 1,44 før det medregnes i alminnelig inntekt, noe som gir en effektiv skattesats på 31,68 % ( $22\% \times 1,44$ ) før skjermingsfradrag medregnes.

Skattepliktig gevinst eller fradragsberettigede tap (før oppjustering) beregnes som salgspris justert for transaksjonsutgifter minus den skattemessige inngangsverdien. En aksjonærs inngangsverdi tilsvarer normalt kostprisen for aksjene eller depotaksjene. Eventuelt ubenyttet skjermingsfradrag knyttet til en aksje kan trekkes fra skattepliktig gevinst på den samme aksjen eller depotaksjen, men kan ikke føre til eller øke et fradragsberettiget tap. Videre kan eventuelt ubenyttet skjermingsfradrag ikke fradragsføres i gevinst ved realisering av andre aksjer eller depotaksjer.

Dersom aksjonæren realiserer aksjer eller depotaksjer som er ervervet på forskjellig tidspunkt, skal de først ervervede aksjene eller depotaksjene anses solgt først (FIFO-prinsippet) når skattemessig gevinst eller tap skal beregnes.

Personlige aksjonærer som er skattemessig bosatt i Norge kan eie børsnoterte aksjer i selskaper som er hjemmehørende i EØS

gjennom en aksjesparekonto. Gevinst på aksjer som eies gjennom aksjesparekontoen skatlegges først når gevinsten tas ut fra kontoen. Tap på aksjer kommer til fradrag når kontoen avsluttes.

En selskapsaksjonær eller en personlig aksjonær som opphører å være skattemessig hjemmehørende eller bosatt i Norge etter norsk skattelovgivning eller skatteavtale, kan i visse tilfeller bli gjenstand for norsk utflyttingsskatt på urealiserte gevinster knyttet til aksjer eller depotaksjer.

Utenlandske aksjonærer er generelt ikke skattepliktige til Norge for gevinster, og har ikke fradragsrett for tap, ved salg, innløsning eller annen realisasjon av aksjer eller depotaksjer i norske selskaper, med mindre aksjonæren driver forretningsvirksomhet i Norge og aksjene eller depotaksjene er eller har vært direkte forbundet med slik virksomhet.

### Formuesskatt

Aksjene eller depotaksjene inngår i grunnlaget for beregning av formuesskatt som illegges personer som er skattemessig bosatt i Norge. Norske aksjeselskaper og enkelte andre lignende enheter er ikke formuesskattepliktige. Gjeldende marginale formuesskattesats er 0,85 % av formuesverdi. Formuesverdien av børsnoterte aksjer (inkludert depotaksjer) er 75 % (reduisert fra 80 % fra og med 2019) av aksjenes eller depotaksjenes kursverdi 1. januar i skattefastsettingsåret.

Utenlandske aksjonærer er ikke formuesskattepliktige for aksjer og depotaksjer i norske aksjeselskaper, med mindre aksjonæren er en person og aksjeposten er direkte forbundet med personens forretningsvirksomhet i Norge.

### Arveavgift og gaveavgift

Det illegges ikke arve- eller gaveavgift i Norge.

### Dokumentavgift

Det illegges ikke dokumentavgift i Norge ved salg eller kjøp av aksjer eller depotaksjer.

### Amerikanske skatteforhold

Denne framstillingen beskriver vesentlige føderale skattekonsekvenser for aksjonærer hjemmehørende i USA (som definert under) av å eie og realisere aksjer eller depotaksjer. Den gjelder bare for deg dersom du innehar aksjene eller depotaksjene dine som kapitaleiendeler ("capital assets") for amerikanske føderale inntektsskatteformål. Denne framstillingen adresserer kun amerikansk føderal beskatning og omfatter ikke alle skatteforhold som kan være relevant i lys av aksjonærens individuelle forhold, herunder utenlandske, delstatlige eller lokale skattekonsekvenser, arve- og gaveavgifter, og skatteforhold knyttet til Medicare-skatt på netto investeringsinntekt eller den alternative minimumsskatt-ordningen. Denne framstillingen gjelder ikke hvis du hører til en spesiell gruppe eiere som omfattes av egne regler, inkludert børs-/verdipapirmeglere, personer eller foretak som handler med verdipapirer og som har valgt en "mark-to market" metode for regnskapsføring av verdipapirbeholdningen, skatteunntatte organisasjoner, forsikringsselskaper, ansvarlige selskaper, selskaper eller innretninger som behandles som selskaper med deltakerfastsettelse for amerikanske føderale inntektsskatteformål eller personer som faktisk eller implisitt eier 10 % av de totale stemmeberettigede aksjene i Equinor eller av

## Tilleggsinformasjon

den totale verdien av aksjer i Equinor, personer som eier aksjer eller depotaksjer som del av en sikrings- eller konverteringstransaksjon, personer som kjøper eller selger depotaksjer som ledd i en "wash sale"-transaksjon (salg og tilbakekjøp) eller personer som har en annen funksjonell valuta enn USD.

Denne framstillingen er basert på inntektsskatteloven "Internal Revenue Code of 1986," med endringer, lovens forhistorie, gjeldende og foreslåtte reguleringer, publiserte forvaltningsuttalelser og rettsavgjørelser, slik alle disse per nå gjør seg gjeldende, og avtalen mellom USA og kongeriket Norge med formål om å unngå dobbel beskatning og skatteunndragelse knyttet til inntekts- og formuesskatt ("Skatteavtalen"). Disse lovene er gjenstand for endringer, med muligheter for tilbakevirkende kraft. I tillegg er framstillingen basert delvis på depotbankens framstilling og forutsetningen om at enhver forpliktelse i depotavtalen, og eventuelle tilhørende avtaler, vil overholdes i samsvar med vilkårene i denne. For føderale inntektsskatteformål i USA så vil du dersom du er eier av depotbevis, som bevis på depotaksjer, bli behandlet som eier av den ordinære aksjen som depotbeviset representerer. Bytte av aksjer mot depotbevis og depotbevis for aksjer vil generelt ikke være gjenstand for føderal inntektsskatt i USA.

Med "amerikansk eier" forstås en virkelig eier av aksjer eller depotaksjer som for amerikanske føderale inntektsskatteformål er: (i) statsborger eller hjemmehørende i USA, (ii) et innenlandsk selskap i USA, (iii) et bo hvis inntekter er gjenstand for føderal inntektsskatt i USA uavhengig av kilde, eller (iv) et fond/en trust dersom en domstol i USA kan utføre primærtilsyn med fondets/trustens administrasjon og en eller flere personer hjemmehørende i USA har fullmakt til å kontrollere alle vesentlige beslutninger i fondet/trusten.

Du bør søke råd hos egen skatterådgiver når det gjelder amerikanske føderale, statlige og lokale samt norske og andre skattemessige konsekvenser av å eie og avhende aksjer og depotaksjer i ditt særskilte tilfelle.

Skattemessig behandling av aksjer eller depotaksjer avhenger delvis av om Equinor klassifiseres som et passivt utenlandsk investeringsselskap, "PFIC", for amerikanske føderale inntektsskatteformål. Med unntak av det som framgår nedenfor under "Regler for passive utenlandske investeringsselskaper (PFIC)", så forutsetter denne framstillingen at Equinor ikke skal klassifiseres som et PFIC for amerikanske føderale inntektsskatteformål.

### Skatt på utdelinger

Under amerikansk føderal inntektsskatteavgivning vil bruttobeløpet av enhver utdeling som utbetales av Equinor (inkludert eventuell tilbakeholdt norsk kildeskatt) fra årets eller akkumulert overskudd eller inntekt (som fastsatt for amerikanske føderale inntektsskatteformål), med unntak av visse pro-rata utdelinger av aksjer, behandles som utbytte som er skattepliktig når du, ved eie av aksjer, eller depotmottaker, ved eie av depotaksjer, mottar eller har rett på dette. Dersom du er en personlig amerikansk eier kan kvalifisert utbytte beskattes med spesielt gunstige satser som gjelder for langsiktige kapitalgevinster, så lenge aksjene eller depotaksjene er lett omsettelige i et etablert verdipapirmarked i USA i året du mottar utbyttet, eller Equinor kvalifiserer for fordeler etter

Skatteavtalen. Vi mener at Equinor per nå kvalifiserer for fordeler etter Skatteavtalen og vi forventer derfor at utbytte på ordinære aksjer eller depotaksjer vil være kvalifiserende utbytte. For å være berettiget til de gunstige skattesatsene må du ha eid aksjene eller depotaksjene i mer enn 60 dager i løpet av en periode på 121 dager som begynner 60 dager før dagen aksjene noteres eksklusive utbyttet, og i tillegg oppfylle visse andre krav. Utbyttet vil ikke være gjenstand for slikt fradrag for mottatt utbytte som generelt gis til selskaper i USA når det mottas utbytte fra andre selskaper i USA.

Det utbyttebeløpet du må ta til inntekt som amerikansk eier vil være USD-verdien av utbetalingen i NOK omregnet på grunnlag av spotkursen NOK/USD den dagen utbytteutbetalingen inngår i inntekten din, uavhengig av om utbetalingen faktisk konverteres til USD eller ikke. Utbetaling utover årets eller akkumulert overskudd eller inntekt, som fastsatt for amerikanske føderale inntektsskatteformål, vil behandles som ikke-skattepliktig avkastning på kapital inntil din skattemessige inngangsverdi på aksjene eller depotaksjene, og ut over dette bli behandlet som skattepliktig gevinst. Equinor forventer ikke å beregne overskudd eller inntekt i henhold til amerikanske føderale inntektsskatteprinsipper. Du må derfor generelt forvente å behandle utdelinger som utbytte.

Med visse begrensninger vil den norske kildeskatten på 15 %, som trekkes i samsvar med Skatteavtalen og tilfaller Norge, være krediterbar eller fradragsberettiget i dine forpliktelser hva gjelder føderal inntektsskatt til USA, med mindre du kan oppnå reduksjon eller refusjon under norsk rett. Det gjelder spesielle regler for begrensning av kredit for utenlandsk skatt når det gjelder utbytte som beskattes med de gunstige satsene. Utbytte vil generelt være inntekt fra kilder utenfor USA og vil generelt være "passiv" inntekt når det gjelder å beregne ditt kreditfradrag for utenlandsk skatt. Eventuelle gevinster eller tap som oppstår som følge av svingninger i valutakursen i perioden fra du inkluderer det utbetalte utbyttet i inntekten din til du konverterer beløpet til USD, vil generelt behandles som alminnelig inntekt eller tap med amerikansk kilde, og vil ikke være berettiget til de særskilte skattesatsene.

### Skatt på kapitalgevinster

Hvis du selger eller på annen måte avhender dine aksjer eller depotaksjer vil du generelt få en kapitalgevinst eller et kapitaltap for føderale inntektsskatteformål, som tilsvarende forskjellen mellom USD-verdien av beløpet du realiserer og den skattemessige inngangsverdien på aksjene eller depotaksjene. Kapitalgevinst for en personlig, amerikansk eier blir generelt beskattet med gunstige skattesatser dersom eiendelen har vært eid mer enn ett år. Gevinsten eller tapet vil generelt anses som inntekt eller tap fra kilder i USA ved begrensning av kredit for utenlandsk skatt. Hvis du mottar utenlandsk valuta ved salg av aksjer eller depotaksjer, kan du føre ordinær inntekt eller ordinært tap fra kilde i USA som følge av valutasingninger mellom den datoen aksjene eller depotaksjene ble solgt og den datoen salgsutbyttet konverteres til USD. Du bør søke råd hos egen skatterådgiver når det gjelder hvordan du skal reddegjøre for betalinger som er gjort eller mottatt i en annen valuta enn USD.

### Regler for passive utenlandske investeringsselskaper (PFIC)

Vi mener aksjene og depotaksjene ikke per nå skal anses som andeler i et PFIC for amerikanske føderale inntektsskatteformål,

og vi forventer ikke at Equinor vil anses som et PFIC i overskuelig framtid. Denne vurderingen må imidlertid gjøres årlig og kan derfor være gjenstand for forandring. Det er derfor mulig at Equinor kan regnes som et PFIC i et framtidig inntektsår. Hvis vi skulle bli behandlet som et PFIC, så vil en gevinst realisert ved salg eller annen disposisjon av aksjene eller depotaksjene generelt ikke bli behandlet som kapitalgevinst. I stedet, med mindre du velger årlig skattlegging på et "mark-to-market" grunnlag (virkelig verdi) når det gjelder aksjene eller depotaksjene, vil du generelt bli behandlet som om du hadde realisert en slik gevinst og visse "overskytende utbetalinger" forholdsmessig over eierperioden for aksjene eller depotaksjene. Beløp som er allokert til det året gevinsten er realisert eller "overskytende utbetaling" er mottatt, eller til et inntektsår før vi ble klassifisert som PFIC, vil beskattes med de ordinære inntektsskattesatser, og beløp som er allokert til alle andre år vil bli beskattet med den høyeste faktiske skattesatsen som gjelder for hvert slikt år som gevinsten eller utbetalingen ble allokert til, i tillegg til en rentekostnad knyttet til skatten som kan tilskrives hvert slikt år. Med visse unntak vil dine aksjer eller depotaksjer behandles som aksjer i en PFIC dersom vi har vært klassifisert som PFIC en gang i løpet av perioden du har eid aksjene eller depotaksjene. Utbytte som du mottar fra oss vil ikke beskattes med gunstige satser dersom vi behandles som PFIC for deg, enten i skatteåret utdelingen skjer eller det foregående skatteåret, men vil i stedet beskattes med satser som gjelder for ordinær inntekt.

#### Kildeskatt på utbetalinger til utenlandske finansinstitusjoner ved brudd på rapporteringsforpliktelser mv.

En kildeskatt på 30 % vil bli ilagt visse betalinger til visse finansinstitusjoner utenfor USA som ikke oppfyller rapporteringsforpliktelser eller sertifiseringskrav med hensyn deres direkte eller indirekte aksjeeiere fra USA eller kontoholdere fra USA. For å unngå slik kildeskatt kan vi og andre finansinstitusjoner utenfor USA bli bedt om å innrapportere til IRS informasjon om eiere av aksjer og depotaksjer og å holde tilbake en andel av betalinger tilknyttet aksjer og depotaksjer til særlige eiere som ikke oppfyller relevante rapporteringskrav (eller som eier aksjene eller depotaksjer gjennom særlige mellommenn som ikke oppfyller kravene). Etter det foreslåtte «Treasury-regelverket» gjelder imidlertid ikke trekkplikten betalinger foretatt før datoen som er 2 år før dagen da de endelige reglene som definerer begrepet «foreign passtru payment» blir iverksatt. Implementeringen av disse kravene er ikke fullført, så det er ikke mulig på nåværende tidspunkt å anslå betydningen, hvis noen, for eiere av aksjene eller depotaksjene.

## Største aksjonærer

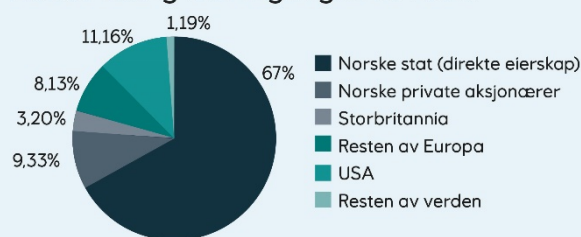
Staten er Equinors største aksjonær, med en direkte eierandel på 67%. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Per 31. desember 2019 hadde staten en direkte eierandel på 67 % i Equinor, og en indirekte eierandel på 3,4 % gjennom Folketrygdfondet, til sammen 70,4 %.

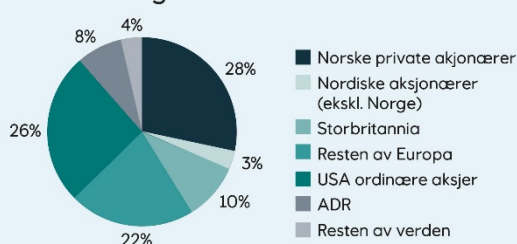
Equinor har en aksjeklasse, og hver aksje gir en stemme på generalforsamlingen. Staten har ikke andre stemmerettigheter enn andre ordinære aksjonærer. I henhold til Allmennaksjeloven kreves minst to tredjedels flertall av de

avgitte stemmene og av de stemmene som er representert på generalforsamlingen for å endre selskapets vedtekter. Så lenge staten eier mer enn en tredjedel av våre aksjer, vil den kunne forhindre eventuelle endringer i selskapets vedtekter. Siden staten, representert ved olje- og energiministeren, har mer enn to tredjedeler av aksjene i selskapet, har staten alene makt til å endre våre vedtekter. I tillegg har staten som majoritetsaksjonær makt til å kontrollere alle beslutninger på generalforsamlingen som krever en flertallsbeslutning, også valg av majoriteten i bedriftsforsamlingen, som har makt til å velge styret og godkjenne utbyttet som foreslås av styret.

Eierfordeling ved utgangen av 2019



Eierfordeling ekskl. norske stat



## Tilleggsinformasjon

Staten støtter prinsippene i "Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse," og har erklært at den forventer at selskaper med statlig eierskap følger anbefalingen. Prinsippet om å sikre likebehandling av ulike grupper av aksjonærer er et nøkkelement i statens egne retningslinjer. I selskaper hvor staten er aksjeeier sammen med andre, ønsker staten å utøve de samme rettigheter og forpliktelser som alle andre aksjeeiere, og ikke opptre på en måte som har ugunstig effekt på andre aksjeeieres rettigheter eller økonomiske interesser. I

tillegg til prinsippet om likebehandling av aksjonærer, legges det også vekt på åpenhet når det gjelder statens eierandel og på at generalforsamlingen er riktig arena for eierbeslutninger og formelle vedtak.

Aksjeeiere per desember 2019	Antall aksjer	Eierandel i %
1 Den norske stat	2.236.903.016	67,00%
2 Folketrygdfondet	113.846.697	3,41%
3 Dodge & Cox	43.526.704	1,30%
4 Fidelity Management & Research Company	39.121.616	1,17%
5 BlackRock Institutional Trust Company, N.A.	33.746.216	1,01%
6 The Vanguard Group, Inc.	29.105.110	0,87%
7 Lazard Asset Management, L.L.C.	23.734.615	0,71%
8 SAFE Investment Company Limited	22.872.440	0,69%
9 KLP Forsikring	18.942.979	0,57%
10 Storebrand Kapitalforvaltning AS	17.979.456	0,54%
11 T. Rowe Price Associates, Inc.	16.475.072	0,49%
12 INVESCO Asset Management Limited	14.442.919	0,43%
13 UBS Asset Management (UK) Ltd.	12.733.393	0,38%
14 State Street Global Advisors (US)	12.208.894	0,37%
15 Marathon Asset Management LLP	11.449.280	0,34%
16 Renaissance Technologies LLC	11.064.361	0,33%
17 DNB Asset Management AS	10.397.297	0,31%
18 Legal & General Investment Management Ltd.	10.022.099	0,30%
19 Templeton Investment Counsel, L.L.C.	9.068.425	0,27%
20 BlackRock Investment Management (UK) Ltd.	8.521.589	0,26%

Kilde: Data hentet fra tredjepart, autorisert av Equinor, desember 2019.

## Valutakontroller og begrensninger

I henhold til gjeldende norske valutakontroller, er ikke overføring av kapital til og fra Norge pålagt forhåndsgodkjenning av myndighetene. Et unntak er fysisk overføring av betalinger i valuta som overstiger visse terskler – disse må rapporteres til norske tollmyndigheter. Det betyr at utenlandske aksjonærer som bor i Norge kan motta utbyttebetalinger uten godkjent norsk valutakontroll, så lenge betalingen gjøres gjennom en godkjent bank eller annen godkjent betalingsinstitusjon.

Det er ingen restriksjoner som påvirker rettighetene til utenlandske aksjonærer som bor i Norge eller i utlandet med hensyn til å eie eller stemme på våre aksjer.

## 5.2 Bruk og avstemming av non-GAAP måltall

Siden 2007 har Equinor utarbeidet sitt konsernregnskap i samsvar med internasjonale standarder for regnskapsrapportering (International Financial Reporting Standards, IFRS), som er fastsatt av EU og utgitt av International Accounting Standards Board. IFRS er benyttet konsekvent i alle perioder som er presentert i konsernregnskapet for 2019.

Equinor er underlagt regelverket til det amerikanske kredittilsynet (SEC) for bruk av non-GAAP finansielle måltall i presentasjonen av sine opplysninger. Non-GAAP finansielle måltall er definert som numeriske måltall som enten ekskluderer eller inkluderer beløp som ikke er ekskludert eller inkludert i sammenlignbare måltall som er beregnet og presentert i samsvar med generelt aksepterte regnskapsprinsipper (dvs. IFRS når det gjelder Equinor). Følgende finansielle måltall kan anses som non-GAAP finansielle måltall:

- a) Netto gjeld over sysselsatt kapital, netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer, inkludert leieforpliktelser, og netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer
- b) Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE)
- c) Organiske investeringer
- d) Fri kontantstrøm og organisk fri kontantstrøm
- e) Justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt

### a) Netto gjeld over sysselsatt kapital

Equinor mener at beregnet netto gjeld over sysselsatt kapital, netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer, inkludert leieforpliktelser, og netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer gir et alternativt bilde av konsernets nåværende gjeldssituasjon enn brutto rentebærende finansiell gjeld.

Beregningen er basert på brutto rentebærende finansiell gjeld i balansen, og justert for betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer. Det foretas enkelte justeringer, som for eksempel margininnskudd som er klassifisert som betalingsmidler i konsernbalansen, som ikke er ansett som betalingsmidler i non-GAAP-beregningene. De finansielle investeringene i Equinor Insurance AS er ikke medregnet i non-GAAP-beregningene, siden de anses som bundne midler. Disse to justeringene øker netto gjeld, og gir en mer forsiktig definisjon av netto gjeld over sysselsatt kapital enn om den IFRS-baserte definisjonen skulle vært brukt. Etter innføringen av IFRS16 presenterer Equinor en «netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer», eksklusive leieforpliktelser fra brutto rentebærende gjeld. Netto rentebærende gjeld justert for disse postene er inkludert i gjennomsnittlig sysselsatt kapital. Tabellen nedenfor avstemmer netto rentebærende gjeld etter justeringer, sysselsatt kapital og netto gjeld over sysselsatt kapital etter justeringer med det/de mest direkte sammenlignbare finansielle måltall/måltallene som er beregnet i henhold til IFRS.

## Tilleggsinformasjon

Beregning av sysselsatt kapital og netto gjeld over sysselsatt kapital: (i millioner USD, foruten prosenter)		For regnskapsåret		
		2019	2018	2017
Aksjonærs egenkapital		41.139	42.970	39.861
Ikke-kontrollerende eierinteresser		20	19	24
Sum egenkapital	A	41.159	42.990	39.885
Kortsiktig finansiell gjeld		4.087	2.463	4.091
Langsiktig finansiell gjeld		24.945	23.264	24.183
Brutto rentebærende gjeld	B	29.032	25.727	28.274
Betalingsmidler		5.177	7.556	4.390
Kortsiktige finansielle investeringer		7.426	7.041	8.448
Betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer	C	12.604	14.597	12.837
Netto rentebærende gjeld før justeringer	B1 = B-C	16.429	11.130	15.437
Andre rentebærende elementer <sup>1)</sup>		791	1.261	1.014
Justering i samsvar med avsetningsinstruksen <sup>2)</sup>		-	(146)	(164)
Netto rentebærende gjeld inkludert leasing forpliktelser [5]	B2	17.219	12.246	16.287
Leasing forpliktelser		4.339	-	-
Netto rentebærende gjeld justert	B3	12.880	12.246	16.287
<b>Beregning av sysselsatt kapital:</b>				
Sysselsatt kapital før justeringer av netto rentebærende gjeld	A+B1	57.588	54.120	55.322
Sysselsatt kapital justert, inkludert leasing forpliktelser	A+B2	58.378		
Sysselsatt kapital justert <sup>3)</sup>	A+B3	54.039	55.235	56.172
<b>Beregnet netto gjeld over sysselsatt kapital:</b>				
Netto gjeld over sysselsatt kapital før justeringer	(B1)/(A+B1)	28,5%	20,6%	27,9%
Netto gjeld over sysselsatt kapital justert, inkludert leasing forpliktelser	(B2)/(A+B2)	29,5%		
Netto gjeld over sysselsatt kapital justert <sup>3)</sup>	(B3)/(A+B3)	23,8%	22,2%	29,0%

1) Andre rentebærende elementer er justeringer for betalingsmidler relatert til tilbakeholdsrett klassifisert som betalingsmidler i konsernregnskapet, men ikke ansett som kontanter i non-GAAP beregninger i tillegg finansielle investeringer i Equinor Insurance AS klassifisert som kortsiktige finansielle investeringer.

2) Justering i samsvar med avsetningsinstruksen er en justering av brutto rentebærende finansiell gjeld som følge av SDØE sin andel av den finansielle leieavtalen av Snøhvit-skipene som er inkludert i Equinors konsernbalanse.

3) Etter implementeringen av IFRS 16 presenterer Equinor "Netto gjeld over sysselsatt kapital justert" eksklusiv leasing forpliktelser. Sammenlignbare tall presentert i denne tabellen inkluderer finansiell leasing etter IAS 17, justert for avsetningsinstruksen, som utgjør 0,4 %-poeng av Netto gjeld over sysselsatt kapital justert per 31. desember 2019. Netto gjeld over sysselsatt kapital justert basert på tilsvarende justering som for 2018 ville per 31. desember 2019 vært 24,2%.

### b) Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE)

Dette måltallet gir nyttig informasjon for både konsernet og investorer om resultatet i perioden som analyseres. Equinor bruker ROACE for å måle justert avkastning på sysselsatt kapital, uavhengig av om finansieringen er gjennom egenkapital eller gjeld. Bruk av ROACE bør ikke ses på som et alternativ til inntekter før finansposter, skattekostnad og

minoritetsinteresser, eller til årsresultatet, som er måltall som er beregnet i samsvar med IFRS eller forholdstall basert på disse tallene. Justert driftsresultat etter skatt er beskrevet under e) senere i denne seksjonen.

ROACE var 9,0 % i 2019, sammenlignet med 12,0 % i 2018 og 8,2 % i 2017. Endringen fra 2018 skyldes en reduksjon i justert driftsresultat etter skatt.



Beregning av ROACE basert på justert driftsresultat etter skatt og justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (i millioner USD, foruten prosent)	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
Justert driftsresultat etter skatt (A)	4.925	6.693	4.528
Justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B)	54.637	55.704	55.330
Beregnet ROACE basert på justert driftsresultat etter skatt og gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital (A/B)	9,0%	12,0%	8,2 %

### c) Organiske investeringer

Investeringene, som er definert som Tilgang varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og egenkapitalkonsoliderte investeringer i note 3 Segmentinformasjon til konsernregnskapet, var på 14,8 milliarder USD i 2019.

Organiske investeringer er investeringer unntatt oppkjøp, leieavtaler og andre investeringer med betydelig forskjellig kontantstrømmønster.

I 2019 ble totalt 4,8 milliarder USD ekskludert fra organiske investeringer. Blant postene som ikke var medregnet i organiske investeringer i 2019 var kjøp av en operatørandel på 40 % i Rosebank-prosjektet, kjøp av 100 % av aksjene i Danske Commodities, kjøp av en andel på 10 % i BM-S-8 lisensen i Brasil, kjøp av en andel på 22,45 % i Caesar Tonga-feltet, kjøp av en andel på 2,6 % i Johan Sverdrup-feltet, og tilgang til bruksrettseiendeler knyttet til leiekontrakter, noe som førte til organiske investeringer på 10,0 milliarder USD.

I 2018 var investeringene på 15,2 milliarder USD, som vist i note 3 Segmentinformasjon til konsernregnskapet. Totalt 5,3 milliarder USD ble ekskludert fra organiske investeringer. Blant postene som ikke var medregnet i organiske investeringer i 2018 var kjøp av en operatørandel på 51 % i Martin Linge-feltet, kjøp av en andel på 25 % i Roncador-feltet i Brasil, signaturbonus for leteblokkene Dois Irmãos og Uirapuru i Brasil og kjøp av en andel på 40 % i oljefunnet North Platte i Mexicogolfen, noe som førte til organiske investeringer på 9,9 milliarder USD.

### d) Fri kontantstrøm og organisk fri kontantstrøm

Fri kontantstrøm inkluderer følgende regnskapslinjer i kontantstrømmoppstillingen: Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter før betalte skatter og arbeidskapital (21,8 milliarder USD), betalte skatter (negative 8,3 milliarder USD), investering i virksomheter (negative 2,3 milliarder USD) investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler (negative 10,2 milliarder USD), (økning) reduksjon i andre rentebærende poster (0,0 milliarder USD), salg av eiendeler (2,6 milliarder USD), betalt utbytte (negative 3,3 milliarder USD) og tilbakekjøp av aksjer (negative 0,4 milliarder USD). Fri kontantstrøm i 2019 er på negative 0,2 milliarder USD.

Organisk fri kontantstrøm er fri kontantstrøm eksklusive inntekter fra salg av eiendeler og virksomhet og til oppkjøp (av eiendeler og virksomhet og uorganiske investeringer som er inkludert i investeringer i varige driftsmidler og andre balanseførte eiendeler) på totalt 0,6 milliarder USD. Organisk fri kontantstrøm i 2019 er 0,4 milliarder USD.

### e) Justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt

Ledelsen vurderer justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt sammen med andre non-GAAP måltall som definert nedenfor, for å gi en bedre indikasjon på den underliggende driften og det økonomiske resultatet i perioden (unntatt finansieringen), og dermed legge bedre til rette for en sammenligning mellom periodene.

Følgende finansielle måltall kan anses som non-GAAP måltall:

**Justert driftsresultat** er driftsresultatet justert for visse poster som påvirket inntekten i perioden, for å skille ut effekter som ledelsen mener ikke samsvarer godt med Equinors underliggende drift i den enkelte rapporteringsperioden. Ledelsen anser justert driftsresultat som en supplerende måling til Equinors IFRS-målinger som gir en indikasjon på Equinors underliggende drift i perioden, og gir en bedre forståelse av driftstrender mellom periodene, og bruker denne målingen til å bestemme variabel godtgjørelse og tildeling av LTI-tilskudd til medlemmer av konsernledelsen. Justert driftsresultat er justert for følgende poster:

- **Endringer i virkelig verdi på derivater:** Visse gassalgsavtaler anses, på grunn av pris- eller leveringsvilkår, å inneholde innebygde derivater som må bokføres til virkelig verdi. Visse transaksjoner knyttet til historiske avhendelser, inklusive betingede faktorer, bokføres til virkelig verdi. Den regnskapsmessige effekten av endringer i virkelig verdi, som nevnt ovenfor, er ikke medregnet i justert driftsresultat. I tillegg er det også gjort justeringer for urealisert virkelig verdiendring av derivater knyttet til noen gassalgsavtaler. Utformingen av disse gassalgsavtalene gjør at de er klassifisert som finansielle derivater som skal måles til virkelig verdi på balansedagen. Urealiserte gevinster og tap knyttet til disse avtalene gjenspeiler verdien av forskjellen mellom dagens markedspriser og de faktiske prisene som skal realiseres i henhold til gassalgsavtalene. Kun realiserte gevinster og tap på disse avtalene gjenspeiles i justert driftsresultat. Denne presentasjonen gjenspeiler best de underliggende resultatene til virksomheten, siden den erstatter effekten av midlertidige målinger av derivatene til virkelig verdi på balansedagen, med faktisk realiserte gevinster og tap i perioden.
- **Periodisering av prissikringseffekten for lager:** Kommerielle lager er sikret i verdipapirmarkedet og regnskapsføres ved å bruke den laveste av kostpris eller markedspris. Dersom markedsprisen overstiger kostprisen, vil ikke lagerbeholdningen gjenspeile denne verdikningen. Det vil føre til tap i derivatsikringen av lagerbeholdningen,

siden derivatene alltid gjenspeiler endringer i markedsprisen. Det er gjort en justering for å gjenspeile den urealiserte stigningen i markedsværdien av de kommersielle lagrene. Følgelig blir tap på derivater sammenlignet med en lignende justering for eksponeringen som blir styrt. Dersom markedsprisen synker under kostprisen, vil nedskrivningen av lagerbeholdningen og derivateteffekten i IFRS-resultatregnskapet utligne hverandre og det gjøres ingen justeringer.

- **Over-/underløft:** Overløft-/underløftposisjoner er regnskapsført ved å bruke salgsmetoden, og salgsinntektene ble derfor regnskapsført i den perioden produktet ble solgt, i stedet for i perioden det ble produsert. Overløft-/underløftposisjonen avhenger av en rekke faktorer knyttet til vårt løfteprogram, og måten den stemte med vår bokførte andel av produksjonen. Påvirkningen på inntekten i perioden er derfor justert for å vise anslåtte salgsinntekter og tilhørende kostnader, basert på produksjonen i perioden, for å gjenspeile resultatet av driften og for å kunne sammenligne med tilsvarende selskaper. Etter første kvartal 2019 endret Equinor regnskapsprinsipp for ubalanse mellom overløft og underløft. Justert driftsresultat omfatter nå overløft-/underløftjusteringen.
- **Driftslageret** er ikke sikret og er ikke en del av tradingporteføljen. Kostnaden for solgte varer måles ved hjelp av FIFO-metoden (først inn, først ut), og inkluderer realiserte gevinster eller tap som følge av endringer i markedsprisene. Disse gevinstene eller tapene vil svinge fra en periode til en annen, og anses ikke som en del av den underliggende driften i perioden.
- **Nedskrivninger og reversering av nedskrivninger** er ikke medregnet i justert driftsresultat, siden de påvirker økonomien til en eiendel gjennom hele eiendelens levetid, og ikke bare i perioden den blir nedskrevet eller nedskrivningen blir reversert. Nedskrivninger og reversering av nedskrivninger kan påvirke regnkapslinjene for både letkostnader og avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger.
- **Gevinst eller tap ved salg av eiendeler** er fjernet fra målingen, siden gevinsten eller tapet ikke gir noen indikasjon på framtidige resultater eller periodiske resultater. Slike gevinster eller tap er knyttet til den akkumulerte verdiskapningen fra det tidspunktet eiendelen blir kjøpt og fram til den blir solgt.
- **Konserninterne urealiserte gevinster på lagerverdier:** Mengden av volumer som kommer fra lagre med egenprodusert olje vil variere, avhengig av flere faktorer og lagerstrategier: mengden av råolje på lager, egenprodusert olje som brukes i raffineringprosessen og nivået på oljelaster i transitt. Interne gevinster på volumer som er solgt mellom enheter i konsernet, og som fremdeles er på lager ved periodens slutt, er eliminert i henhold til IFRS (nedskrives til produksjonskost). Andelen av realiserte i forhold til urealiserte gevinster vil svinge fra en periode til en annen på grunn av lagerstrategier, og vil derfor påvirke driftsresultatet. Nedskrivning til produksjonskost er ikke ansett som en del av den underliggende driften, og elimineringen av interne gevinster på egenproduserte volumer er ikke medregnet i justert driftsresultat.
- **Andre inntekts- og utgiftsposter** er justert når påvirkningen på inntekten i perioden ikke gjenspeiler Equinors underliggende driftsresultater i

rapporteringsperioden. Slike poster kan være uvanlige eller sjeldne transaksjoner, men de kan også omfatte transaksjoner som er betydelige, noe som ikke nødvendigvis ville kvalifisere dem til å være enten uvanlige eller sjeldne. Andre poster er nøye vurdert og kan omfatte transaksjoner som for eksempel avsetninger knyttet til omorganisering, tidligpensjon, osv.

- **Endringer i regnskapsprinsipper** er justert når påvirkningen på resultatet i perioden er uvanlig eller sjelden, og ikke gjenspeiler Equinors underliggende driftsresultat i rapporteringsperioden.

**Justert driftsresultat etter skatt** er lik det totale driftsresultatet minus skattekostnaden i forretningsområdene og justeringer i driftsresultatet når gjeldende marginalskatt tas i betraktning. Justert driftsresultat etter skatt er unntatt netto finansposter og tilhørende skatteeffekter på netto finansposter. Det er basert på justert driftsresultat minus skatteeffektene på alle elementer som er inkludert i justert driftsresultat (eller beregnet skatt på driftsresultatet og på hver av justeringspostene ved bruk av en anslått marginal skattesats). I tillegg er skatteeffekten knyttet til poster for skattekrav som ikke gjelder hver enkelt rapporteringsperiode ikke medregnet i justert driftsresultat etter skatt. Ledelsen anser justert driftsresultat etter skatt, som gjenspeiler en normalisert skattekostnad på justert driftsresultat hvor finansieringsforhold er holdt utenfor, for å være en supplerende måling av Equinors resultat. Visse netto finansielle posisjoner i USD er datterselskaper, som har en funksjonell valuta i USD som er forskjellig fra den valuta som den skattebare inntekten beregnes i. Siden valutakurser endrer seg mellom periodene, vil grunnlaget for måling av netto finansposter for IFRS endre seg ikke-proporsjonalt med skattebar inntekt, som inkluderer valutagevinster og -tap ved omregning av netto finansielle posisjoner i USD til den valuta som brukes i den aktuelle skattemeldingen. Den effektive skattesatsen kan derfor være betydelig høyere eller lavere enn den lovbestemte skattesatsen for enhver gitt periode. De justerte skattene som er inkludert i justert driftsresultat etter skatt, bør imidlertid ikke anses som en indikasjon på løpende eller samlet skattekostnad (eller skyldig skatt) i perioden.

Justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt bør anses som tilleggsmålninger i stedet for en erstatning for driftsresultatet og årsresultatet, som er de mest direkte sammenlignbare IFRS-målingene. Det er store begrensninger knyttet til bruken av justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt, sammenlignet med IFRS-målingene, siden slike non-GAAP måltall ikke omfatter alle postene for salgsinntekter/gevinster eller kostnader/tap i Equinors regnskap som er nødvendig for å vurdere konsernets lønnsomhet på generelt grunnlag. Justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt er kun ment å være indikasjoner på den underliggende utviklingen i trender i vår løpende produksjon, framstilling og markedsføring av sine produkter, og inkluderer ikke påvirkninger av netto finansposter før og etter skatt. Equinor viser denne underliggende utviklingen i driften ved å fjerne effektene av visse poster som ikke kan knyttes direkte til periodens løpende drift eller finansiering. Av den grunn er imidlertid ikke justert driftsresultat og justert driftsresultat etter skatt en fullstendig måling av lønnsomheten. Disse målingene bør derfor ikke brukes alene.

Beregning av justert driftsresultat etter skatt (i millioner USD)	For regnskapsåret		
	2019	2018	2017
<b>Driftsresultat</b>	<b>9.299</b>	<b>20.137</b>	<b>13.771</b>
<b>Sum inntekter</b>	<b>(1.022)</b>	<b>(2.141)</b>	<b>(405)</b>
Endringer i virkelig verdi av derivater	(291)	(95)	(197)
Periodisering av prissikringskontrakter for lager	306	(280)	(43)
Nedskrivning av egenkapitalkonsoliderte selskap	23	-	
Endring av regnskapsprinsipp <sup>1)</sup>	-	(287)	
Over-/underløft	166	-	(155)
Gevinst/tap ved salg av eiendeler	(1.227)	(656)	(10)
Avsetninger	-	(823)	
<b>Varekostnad</b>	<b>508</b>	<b>29</b>	<b>(35)</b>
Lagereffekter	(121)	132	(94)
Elimineringer	628	(103)	59
<b>Driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader</b>	<b>619</b>	<b>114</b>	<b>418</b>
Over-/underløft	(32)	-	11
Andre justeringer	-	1	9
Endring av regnskapsprinsipp <sup>1)</sup>	123		
Gevinst/tap ved salg av eiendeler	43	2	382
Avsetninger	485	111	12
Endring i kostnadsavsetninger	-	-	4
<b>Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger</b>	<b>3.429</b>	<b>(457)</b>	<b>(1.055)</b>
Nedskrivninger	3.549	794	917
Reversering av nedskrivninger	(120)	(1.399)	(1.972)
Avsetninger	-	148	-
<b>Letekostnader</b>	<b>651</b>	<b>276</b>	<b>(56)</b>
Nedskrivninger	651	287	435
Reversering av nedskrivninger	-	-	(517)
Endring i kostnadsavsetninger	-	(11)	25
<b>Sum justeringer</b>	<b>4.185</b>	<b>(2.178)</b>	<b>(1.132)</b>
<b>Justert driftsresultat</b>	<b>13.484</b>	<b>17.959</b>	<b>12.638</b>
<b>Skatt på justert driftsresultat</b>	<b>(8.559)</b>	<b>(11.265)</b>	<b>(8.110)</b>
<b>Justert driftsresultat etter skatt</b>	<b>4.925</b>	<b>6.693</b>	<b>4.529</b>

1) Endring i regnskapsprinsipp for over/underløft.

### 5.3 Rettssaker

Equinor er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i en rekke rettssaker globalt. Det gis ingen ytterligere oppdatering om tidligere rapporterte retts- eller voldgiftssaker. Equinor mener at slike rettssaker ikke vil ha betydelig innvirkning, isolert eller samlet, på Equinors finansielle posisjon, lønnsomhet, driftsresultater eller likviditet. Se også note 9 Skatter og note 24 Andre forpliktelser, betingede forpliktelser og betingede eiendeler til konsernregnskapet.

### 5.4 Rapport om betalinger til myndigheter

#### Rapportering i henhold til norsk regelverk om betalinger til myndigheter

I henhold til den norske regnskapsloven, paragraf 3-3d, og lov om verdipapirhandel, paragraf 5-5a, har Equinor utarbeidet Rapport om betalinger til myndigheter. Ifølge regelverket skal selskaper med virksomhet innen utvinningsindustri eller skogdrift opplyse om betalinger de foretar til myndigheter, per prosjekt og per land. Det skal også gis ytterligere opplysninger om visse juridiske, pengemessige og numeriske forhold og om produksjonsvolum («kontekstuell informasjon»), knyttet til utvinningsdelen av virksomheten eller hele konsernet.

#### Grunnlag for rapporten

I henhold til lovverket må Equinor utarbeide en konsernrapport for det foregående regnskapsåret om direkte betalinger til myndigheter, herunder betalinger foretatt av datterselskaper og virksomhet og drift kontrollert i fellesskap med partnere, eller betalinger foretatt på vegne av slike enheter, som er involvert i utvinningsvirksomhet.

#### Omfang og gyldighet

Rapporten omfatter Equinors virksomhet innen leting, prospektering, funn, utvikling og utvinning av olje og naturgass («utvinningsvirksomhet»). Ytterligere informasjon er oppgitt for juridiske enheter som deltar i utvinningsvirksomhet, eller for hele konsernet, per land eller per juridisk enhet, alt etter hva som er påkrevd.

#### Rapporteringsprinsipper

Rapporten omfatter betalinger foretatt direkte av Equinor til myndigheter i form av skatter, avgifter og royaltier. Betalinger foretatt av operatøren under en olje- og/eller gasslisens på vegne av lisenspartnerne, for eksempel arealavgifter, er også tatt med i rapporten. For virksomheter der Equinor er operatør, er hele betalingen foretatt på vegne av partnerskapet (100 %) tatt med. Det vil ikke bli gitt opplysninger om betalinger i tilfeller der Equinor ikke er operatør, med mindre operatøren er et statseid foretak og det er mulig å skille mellom betalingen og andre kostnadsdekningsposter.

Produksjonsandel som avgis av lisensoperatøren til myndigheter i vertsland er også tatt med i rapporten. Disse andelene er i noen tilfeller så store at de utgjør den mest vesentlige betalingen til myndighetene.

I noen av våre prosjekter har vi etablert et datterselskap som fungerer som eier i virksomhet og drift kontrollert i fellesskap med andre parter. I slike prosjekter kan det bli foretatt

betalinger til myndigheter i virksomhetslandet og til myndighetene i landet der datterselskapet er hjemmehørende.

Betalinger til myndigheter henføres til året da betalingen faktisk fant sted (kontantprinsippet). Beløp tatt med i kontekstuell informasjon per land og på konsernnivå henføres til året transaksjonen er relatert til, uavhengig av når kontantstrømmen fant sted (opptjeningsprinsippet), bortsett fra for Betalt inntektsskatt (kontantprinsippet). Beløpene er avrundet. Det kan forekomme avrundingsforskjeller i oversiktstabellene.

#### Myndighet

I denne rapporten er myndighet definert som enhver nasjonal, regional eller lokal myndighet i et land. Begrepet omfatter også ethvert departement, organ eller foretak som den aktuelle myndighet har bestemmende innflytelse over.

#### Prosjekt

Med et prosjekt menes den operasjonelle virksomheten som reguleres av en enkelt kontrakt, lisens, leieavtale, konsesjon eller tilsvarende juridisk avtale, og som danner grunnlaget for betalingsforpliktelser overfor en myndighet.

Betalinger som ikke er direkte knyttet til et bestemt prosjekt, men som foretas på enhetsnivå, rapporteres på det nivået.

#### Vesentlighet

Betalinger, enten de foretas enkeltvis eller som en serie sammenhørende betalinger, tas med hvis de overskrider 100.000 USD i løpet av året. Betalinger under denne terskelen i et gitt land tas ikke med i oversikten over prosjekter og betalinger.

#### Rapporteringsvaluta

Betalinger til myndigheter i andre valutaer enn USD regnes om til USD med den gjennomsnittlige valutakursen for 2019.

#### Betalingstyper oppgitt per prosjekt eller juridisk enhet av relevans for Equinor

Følgende betalingstyper blir oppgitt for juridiske enheter som er involvert i utvinningsvirksomhet. De blir presentert etter kontantprinsippet, fratrukket eventuell rentekostnad, uavhengig av om overføringen skjer i form av penger eller in natura. Betalinger in natura rapporteres både i millioner fat oljeekvivalenter og i tilsvarende kontantverdi.

- Skatter som pålegges selskapers inntekter, produksjon eller overskudd omfatter ressursskatt (severance tax) og skatter betalt in natura. Verdien av skatter betalt in natura blir beregnet på grunnlag av markedsprisen på tidspunktet for betalingen in natura. Skatter og avgifter som pålegges forbruk, som merverdiavgift, personlig inntektsskatt, omsetningsavgift, kildeskatt, eiendomsskatt og miljøavgifter, er ikke tatt med. Negative beløp representerer skatterefusjon mottatt fra myndigheter.
- Royaltier er bruksbaserte betalinger for retten til løpende bruk av en ressurs.
- Avgifter blir typisk pålagt retten til å bruke et geografisk område til leting, utvikling og produksjon og omfatter leie-, areal-, adgangs- og konsesjonsavgifter og andre vederlag for lisenser og/eller konsesjoner. Administrative avgifter ilagt av myndigheter som ikke er spesifikt knyttet til

utvinningsvirksomheten eller adgangen til utvinningsressursene, er ikke tatt med.

- Bonuser er betalinger som foretas ved signering av en olje- og gassutvinningsavtale, ved funn av naturressurser og/eller etter igangsetting av produksjon. Bonuser omfatter ofte signatur-, funn- og produksjonsbonuser og er en mye brukt betalingstype, avhengig av petroleumsskatteregimet. Bonuser kan også inneholde elementer av sosiale bidrag.
- Myndighetenes andel av produksjonen beregnes etter at oljeproduksjonen har blitt allokert til dekning av kostnader og utgifter under en produksjonsdelingsavtale (PSA). Slike betalinger blir som oftest gjort in natura. Verdien blir beregnet på grunnlag av markedsprisen på tidspunktet for betalingen. Under noen produksjonsdelingsavtaler blir myndighetenes andel solgt av operatøren og bidraget fordelt mellom partnerne. Under slike kontrakter foretar ikke Equinor betalinger direkte til myndigheter, men til operatøren.

### Kontekstuell informasjon per land

Rapporten inneholder informasjon som angitt i listen nedenfor om de juridiske enhetene som deltar i Equinors utvinningsvirksomhet. Informasjonen er avgitt i samsvar med opptjeningsprinsippet.

- Investeringer er definert som tillegg til eiendom, anlegg og utstyr (herunder balanseførte finansielle leieavtaler), balanseførte leteutgifter, immaterielle eiendeler, langsiktige aksjeinvesteringer og investeringer i tilknyttede selskaper.
- Inntekter forbundet med produksjon av råolje og naturgass i tilknytning til utvinningsvirksomheten vår. Inntekter inkluderer eksternt salg og andre inntekter, salg mellom segmenter og resultatandel fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden.
- Kostnader viser summen av driftskostnader, salgs- og administrasjonskostnader og letekostnader justert for netto nedskrivninger.
- Egenproduksjon er volumene som svarer til Equinors eierandel og omfatter ikke produksjon av den norske stats olje- og naturgassandel.

### Kontekstuell informasjon per foretak

Følgende informasjon blir gitt for alle Equinors juridiske enheter pr. 31. desember 2019. Informasjonen er strukturert på bakgrunn av det landet der selskapet er registrert.

- Virksomhetsland er landet der selskapet utøver sin hovedvirksomhet.
- Hovedaktiviteten i selskapet er beskrevet med utgangspunkt i forretningsområdet som selskapet tilhører. Se seksjon 2.2 Vår virksomhet, Konsernstruktur i Strategisk rapport i årsrapporten for nærmere beskrivelse av forretningsområdene.
- Antall ansatte (per selskap) er basert på selskapets registrerte lokalisering. Det faktiske antall ansatte som er til stede i et land, kan avvike fra de rapporterte tallene som følge av utplasseringer til utlandet. Noen selskaper har ingen ansatte. Disse kjøper tjenester fra andre selskaper i Equinor ved behov.
- Netto konserninterne renter (rentekostnad minus renteinntekt) til selskaper i samme konsern som er hjemmehørende i andre jurisdiksjoner. Renter mellom selskaper innenfor samme jurisdiksjon er ikke tatt med.

Konserninterne renter er renter på lang- og kortsiktige lån innad i Equinor.

- Sum inntekter slik det er presentert i konsernresultatregnskapet, inkludert tredjeparts omsetning og andre inntekter, omsetning med foretak i samme konsern og resultatandeler fra egenkapitalkonsoliderte investeringer.
- Resultat før skattekostnad som presentert i konsernresultatregnskapet.
- Skattekostnad som definert i note 2 og 9 i konsernregnskapet.
- Betalt inntektsskatt, avstemt mot summen av kontante skattebetalinger som presentert i konsolidert kontantstrømoppstilling og i tillegg inkludert skattebetalinger in natura i Algerie, Libya og Nigeria.
- Opptjent egenkapital viser akkumulerte resultater i selskapene, inklusive omregningsdifferanser, andre inntekter og kostnader ført mot egenkapital, slik det er rapportert i konsernets konsolideringssystem.

### Totaloversikt

Oversikten nedenfor viser summen av Equinors betalinger til myndigheter i hvert land, etter betalingstype. Oversikten er basert på lokaliseringen av den mottakende myndigheten. Summen av betalinger til et land kan avvike fra den summen av betalinger som er oppgitt for de ulike prosjektene i rapporten. Det skyldes at betalingene som er oppgitt for de ulike prosjektene, er knyttet til virksomhetslandet, uavhengig av lokaliseringen av den mottakende myndigheten.

Totale betalinger gikk ned i 2019, som følge av lavere skattebetalinger grunnet lavere væske- og gasspriser samt utviklingen i valutakursen. Dette er nærmere beskrevet i seksjon 2.9 Gjennomgang av resultatene i kapittelet Strategisk rapport i årsrapporten.

Betalinger til myndigheter per land relatert til utvinningsvirksomhet					Myndighetenes andel	Myndighetenes andel (mmbøe)	Total (verdi) 2019
(i millioner USD)	Skatter <sup>1)</sup>	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	(millioner USD)		
Algerie	100	-	-	-	142	4	242
Angola	446	-	-	-	1.175	18	1.621
Argentina	-	1	-	-	-	-	1
Aserbajdsjan	46	-	-	-	580	9	626
Brasil	76	152	91	-	-	-	318
Canada	(1)	55	2	-	-	-	57
Iran	-	-	-	-	-	-	-
Libya	48	-	0	-	88	1	135
Mexico	-	-	7	-	-	-	7
Nicaragua	-	-	0	-	-	-	0
Nigeria	243	-	47	-	137	2	427
Norge	7.689	-	92	-	-	-	7.781
Russland	13	18	-	-	73	1	104
Sør-Afrika	-	-	-	-	-	-	-
Storbritannia	-	-	4	-	-	-	4
USA	121	167	6	14	-	-	309
Venezuela	1	-	-	-	-	-	1
<b>Total 2019</b>	<b>8.780</b>	<b>393</b>	<b>250</b>	<b>14</b>	<b>2.195</b>	<b>36</b>	<b>11.632</b>
<b>Total 2018</b>	<b>9.646</b>	<b>349</b>	<b>214</b>	<b>459</b>	<b>2.776</b>	<b>41</b>	<b>13.444</b>

1) Betalte skatter omfatter skatter som betales i form av fysiske varer

Denne rapporten dekker betalinger som Equinor har gjort direkte til myndigheter, for eksempel skatter og produksjonsavgifter. Betalinger som er gjort av operatøren av en olje- og/eller gasslisens på vegne av lisenspartnerne, som for eksempel arealavgifter, er inkludert. For eiendeler der Equinor er operatør rapporteres den fulle betalingen som er gjort på vegne av hele lisensen (100 %). Ingen betalinger vil bli rapportert i saker der Equinor ikke er operatør, med mindre operatøren er et statseid foretak, og det er mulig å skille betalingen fra andre kostnadsdekningsposter. Myndighetenes andel som er betalt av lisensoperatøren blir rapportert.

## Landopplysninger – betalinger per prosjekt og per mottakende myndighetsorgan

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (millioner USD)	Myndighetenes andel (mmbøe)	Total (verdi) 2019
<b>Algerie</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Equinor In Salah AS	39,3	-	-	-	-	-	39,3
Equinor In Amenas AS	60,5	-	-	-	-	-	60,5
In Amenas	-	-	-	-	14,7	0,3	14,7
In Salah	-	-	-	-	127,4	4,1	127,4
Total	99,8	-	-	-	142,0	4,5	241,8
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Sonatrach <sup>1)</sup>	99,8	-	-	-	142,0	4,5	241,8
Total	99,8	-	-	-	142,0	4,5	241,8
<b>Angola</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Equinor Angola Block 15 AS	49,3	-	-	-	-	-	49,3
Equinor Angola Block 17 AS	205,0	-	-	-	-	-	205,0
Equinor Angola Block 31 AS	39,7	-	-	-	-	-	39,7
Equinor Dezassete AS	151,5	-	-	-	-	-	151,5
Block 15	-	-	-	-	302,7	4,5	302,7
Block 17	-	-	-	-	855,9	13,0	855,9
Block 31	-	-	-	-	16,8	0,3	16,8
Total	445,5	-	-	-	1175,3	17,8	1620,8
<b>Betalinger per myndighet</b>							
BNA - Banco Nacional de Angola	445,5	-	-	-	-	-	445,5
Sonangol EP	-	-	-	-	1175,3	17,8	1175,3
Total	445,5	-	-	-	1175,3	17,8	1620,8
<b>Argentina</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Exploration Argentina	-	1,3	-	-	-	-	1,3
Total	-	1,3	-	-	-	-	1,3
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Provincia del Neuquen - Administración	-	1,3	-	-	-	-	1,3
Total	-	1,3	-	-	-	-	1,3
<b>Aserbajdsjan</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Equinor Apsheron AS	42,0	-	-	-	-	-	42,0
Equinor BTC Caspian AS	3,7	-	-	-	-	-	3,7
ACG	-	-	-	-	580,3	8,9	580,3
Total	45,6	-	-	-	580,3	8,9	625,9
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Azerbaijan Main Tax Office	45,6	-	-	-	-	-	45,6
SOCAR - The State Oil Company of the Azerbaijan Republic	-	-	-	-	580,3	8,9	580,3
Total	45,6	-	-	-	580,3	8,9	625,9



## Tilleggsinformasjon

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel (millioner USD)	Myndighetenes andel (mmboe)	Total (verdi) 2019
<b>Brasil</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Roncador	-	84,2	69,5	-	-	-	153,7
Exploration Brazil	-	-	0,9	-	-	-	0,9
Carcara	-	-	0,6	-	-	-	0,6
Peregrino	-	67,4	19,5	-	-	-	86,9
Equinor Energy do Brasil Ltda	71,9	-	-	-	-	-	71,9
Equinor Brasil Energia Ltda.	3,6	-	-	-	-	-	3,6
<b>Total</b>	<b>75,6</b>	<b>151,6</b>	<b>90,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>317,7</b>
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Ministerio da Fazenda - IR	56,1	-	-	-	-	-	56,1
Ministerio da Fazenda - Royalties	-	151,6	-	-	-	-	151,6
Ministerio da Fazenda - PE	-	-	87,0	-	-	-	87,0
Ministerio da Fazenda - CSLL	19,5	-	-	-	-	-	19,5
Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	-	-	3,5	-	-	-	3,5
<b>Total</b>	<b>75,6</b>	<b>151,6</b>	<b>90,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>317,7</b>
<b>Canada</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Equinor Canada Ltd.	(0,6)	0,0	0,0	-	-	-	(0,5)
Exploration - Canada	-	-	2,3	-	-	-	2,3
Hibernia	-	38,8	0,0	-	-	-	38,8
Hebron	-	2,1	0,0	-	-	-	2,1
Terra Nova	-	14,5	-	-	-	-	14,5
<b>Total</b>	<b>(0,6)</b>	<b>55,5</b>	<b>2,3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>57,2</b>
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Government of Canada	-	25,0	-	-	-	-	25,0
Government of Newfoundland and Labrador	-	30,1	-	-	-	-	30,1
Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Canada Development investment Corp.	-	0,4	-	-	-	-	0,4
Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petr. Board	-	-	1,8	-	-	-	1,8
Receiver General Of Canada	(0,6)	-	0,3	-	-	-	(0,2)
<b>Total</b>	<b>(0,6)</b>	<b>55,5</b>	<b>2,3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>57,2</b>

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel		Total (verdi) 2019
					(millioner USD)	Myndighetenes andel (mmboe)	
<b>Iran<sup>2)</sup></b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Statoil SP Gas AS	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Total	0,1	-	-	-	-	-	0,1
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Stavanger Kommune	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Total	0,1	-	-	-	-	-	0,1
<b>Irland</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Equinor Ireland Limited	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Corrib Field	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Exploration Ireland Offshore	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	0,2	-	0,3	-	-	-	0,5
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Revenue - Irish tax and customs	0,2	-	-	-	-	-	0,2
Commission for Energy Regulation	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Dept. of Communications, Energy and Natural Resources	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	0,2	-	0,3	-	-	-	0,5
<b>Libya</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Equinor Murzuq AS	47,7	-	-	-	-	-	47,7
Murzuq	-	-	0,0	-	87,6	1,4	87,6
Total	47,7	-	0,0	-	87,6	1,4	135,2
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Tax Department Libya <sup>3)</sup>	47,7	-	0,0	-	87,6	1,4	135,2
Total	47,7	-	0,0	-	87,6	1,4	135,2
<b>Mexico</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Exploration Mexico	-	-	7,5	-	-	-	7,5
Total	-	-	7,5	-	-	-	7,5
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Servicio de Administracion Tributaria	-	-	3,6	-	-	-	3,6
Fondo Mexicano del Petrol	-	-	2,8	-	-	-	2,8
Equinor Upstream Mexico S.A. de C.V	-	-	0,9	-	-	-	0,9
Fondo Monetario del Petroleo	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	-	-	7,5	-	-	-	7,5

## Tilleggsinformasjon

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel		Total (verdi) 2019
					(millioner USD)	andel (mmbøe)	
<b>Nicaragua</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Exploration Nicaragua	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	-	-	0,2	-	-	-	0,2
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Ministerio de Energia y Minas	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Total	-	-	0,2	-	-	-	0,2
<b>Nigeria</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Equinor Nigeria Energy Company Limited	242,7	-	-	-	-	-	242,7
Equinor Nigeria AS	(6,0)	-	-	-	-	-	(6,0)
Exploration Nigeria	-	-	0,3	-	-	-	0,3
Agbami	-	-	46,6	-	136,9	2,1	183,6
Total	236,7	-	46,9	-	136,9	2,1	420,5
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Nigerian National Petroleum Corporation <sup>4)</sup>	242,7	-	-	-	136,9	2,1	379,6
Kemneren i Stavanger	(6,0)	-	-	-	-	-	(6,0)
Central Bank of Nigeria NESS fee	-	-	1,2	-	-	-	1,2
Niger Delta Development Commission	-	-	12,1	-	-	-	12,1
Central Bank of Nigeria Education Tax	-	-	33,6	-	-	-	33,6
Total	236,7	-	46,9	-	136,9	2,1	420,5
<b>Norge</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Equinor Energy AS	7.695,4	-	-	-	-	-	7.695,4
Exploration Barents Sea	-	-	30,5	-	-	-	30,5
Exploration Norwegian Sea	-	-	13,6	-	-	-	13,6
Exploration North Sea	-	-	47,9	-	-	-	47,9
Total	7.695,4	-	92,0	-	-	-	7.787,4
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Oljedirektoratet	-	-	92,0	-	-	-	92,0
Skatteetaten	1.421,5	-	-	-	-	-	1.421,5
Oljeskattekontoret	6.273,8	-	-	-	-	-	6.273,8
Total	7.695,4	-	92,0	-	-	-	7.787,4

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel		Total (verdi) 2019
					(millioner USD)	Myndighetenes andel (mmboe)	
<b>Russland</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Statoil Kharyaga AS	13,6	-	-	-	-	-	13,6
Kharyaga	-	17,5	-	-	72,8	1,2	90,3
Total	13,6	17,5	-	-	72,8	1,2	103,9
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Zarubezhneft-Production Kharyaga LL	13,2	17,5	-	-	-	-	30,7
Kemneren i Stavanger	0,4	-	-	-	-	-	0,4
Treasury of the Russian Federation	-	-	-	-	72,8	1,2	72,8
Total	13,6	17,5	-	-	72,8	1,2	103,9
<b>Tanzania</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Exploration Tanzania	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	-	-	0,1	-	-	-	0,1
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Tanzania Petroleum	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Total	-	-	0,1	-	-	-	0,1
<b>Storbritannia</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Alfa Sentral	-	-	0,2	-	-	-	0,2
Exploration UK Offshore	-	-	3,1	-	-	-	3,1
Mariner	-	-	0,8	-	-	-	0,8
Total	-	-	4,1	-	-	-	4,1
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Oil And Gas Authority	-	-	3,6	-	-	-	3,6
Health & Safety Executive	-	-	0,4	-	-	-	0,4
Total	-	-	4,1	-	-	-	4,1
<b>USA</b>							
<b>Betalinger per prosjekt</b>							
Equinor US Holdings Inc.	(0,4)	-	-	-	-	-	(0,4)
Cesar Tonga	-	147,5	-	-	-	-	147,5
Appalachian basin <sup>5)</sup>	12,0	-	-	-	-	-	12,0
Eagle Ford <sup>5)</sup>	14,2	0,8	0,0	-	-	-	15,0
Bakken <sup>5)</sup>	93,9	18,9	0,0	-	-	-	112,8
Exploration - US	-	-	6,3	13,8	-	-	20,1
Total	119,6	167,2	6,3	13,8	-	-	306,9

## Tilleggsinformasjon

(i millioner USD)	Skatter	Royaltyer	Avgifter	Bonuser	Myndighetenes andel		Total (verdi) 2019
					(millioner USD)	andel (mmboe)	
<b>Betalinger per myndighet</b>							
Montana Department of Revenue	1,6	-	-	-	-	-	1,6
North Dakota Office of State Tax	92,3	-	-	-	-	-	92,3
Office of Natural Resources Revenue	-	152,6	6,3	13,8	-	-	172,7
US Franchise tax	(1,6)	-	-	-	-	-	(1,6)
State of North Dakota	-	13,8	-	-	-	-	13,8
State of Ohio Department of Taxatio	3,1	-	-	-	-	-	3,1
State of West Virginia	8,8	-	-	-	-	-	8,8
Texas Comptroller of Public Accounts	14,2	-	0,0	-	-	-	14,2
Texas General Land Office	-	0,8	-	-	-	-	0,8
Pa Department Of Revenue	1,3	-	-	-	-	-	1,3
<b>Total</b>	<b>119,6</b>	<b>167,2</b>	<b>6,3</b>	<b>13,8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>306,9</b>

### Venezuela

#### Betalinger per prosjekt

Equinor Energy International Venezuela AS	0,6	-	-	-	-	-	0,6
<b>Total</b>	<b>0,6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,6</b>

#### Betalinger per myndighet

Tesoro Nacional	0,6	-	-	-	-	-	0,6
<b>Total</b>	<b>0,6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,6</b>

- 1) Algerie – Skattebetalinger in natura til Sonatrach på 2,7 millioner fat oljeekvivalenter var verdsatt til 99,8 millioner USD.
- 2) Opplysningsplikt i henhold til paragraf 13(r) Securities Exchange Act er gitt i seksjon 2.11 Risikofaktorer i årsrapporten.
- 3) Libya – Skattebetalinger in natura til skattemyndighetene i Libya på 0,7 millioner fat oljeekvivalenter var verdsatt til 47,7 millioner USD.
- 4) Nigeria – Skattebetalinger in natura til Nigerian National Petroleum Corporation på 3,6 millioner fat oljeekvivalenter var verdsatt til 242,7 millioner USD.
- 5) USA – Bakken eies av Equinor Energy LP, Eagle Ford har blitt solgt i 2019, Appalachian-bassenget eies av Equinor USA Onshore Properties Inc.

### Kontekstuell informasjon per land

Informasjonen om investeringer, inntekter, kostnader og egenproduksjonsvolumer er gitt på landnivå og er knyttet til foretakene i Equinor som deltar i utvinningsvirksomhet.

Informasjonen gis på grunnlag av data innhentet hovedsakelig med formål om finansiell rapportering og avstemmes mot tallene som rapporteres for lete- og produksjonssegmentene i Equinor.

Kontekstuell informasjon per land for lete- og produksjonssegmenter				
(i millioner USD)	Investeringer	Inntekter	Kostnader <sup>2)</sup>	Egenproduksjonsvolum (mmbøe)
Algerie	114	555	94	20
Angola	192	2.050	414	50
Argentina	27	-	18	-
Australia	2	-	14	-
Aserbajdsjan	210	343	102	14
Brasil	2.670	2.015	621	30
Canada	118	504	264	8
Grønland	-	-	3	-
Indonesia	0	-	4	-
Irland	(0)	217	98	6
Libya	2	85	14	3
Mexico	0	0	11	-
Mosambik	-	-	2	-
Nederland	-	-	9	-
New Zealand	(0)	-	3	-
Nicaragua	1	17	10	-
Nigeria	58	532	103	13
Norge	5.690	17.437	3.880	442
Russland	128	165	110	6
Sør-Afrika	-	1	23	-
Surinam	-	-	6	-
Sverige	-	852	-	-
Tanzania	6	0	8	-
Tyrkia	1	-	121	-
Storbritannia	948	145	196	3
De forente arabiske emirater	0	-	2	-
USA	3.004	4.239	2.377	163
Venezuela	0	(1)	19	-
<b>Total<sup>1)</sup></b>	<b>13.171</b>	<b>29.157</b>	<b>8.524</b>	<b>757</b>

1) Totalbeløpene tilsvarer summen av lete- og produksjonssegmentene i note 3 til konsernregnskapet

2) Kostnader viser summen av driftskostnader, salgs- og administrasjonskostnader og letekostnader justert for netto nedskrivninger i konsernregnskapet

## Tilleggsinformasjon

### Kontekstuell informasjon på konsernnivå

Tabellen nedenfor gir en oversikt over alle juridiske enheter i konsernet etter hvor de er hjemmehørende per 31. desember 2019. Den inneholder følgende opplysninger om hvert selskap: antall ansatte, netto konserninterne renter til selskap i andre jurisdiksjoner, en kort beskrivelse av selskapets virksomhet, sum

inntekter inkludert inntekter fra foretak i samme konsern, resultat før skatt, skattekostnad, betalt inntektsskatt og opptjent egenkapital. Summene er avstemt mot konsernregnskapet som er utarbeidet i samsvar med International Financial Reporting Standards (IFRS).

Kontekstuell informasjon på konsernnivå (i millioner USD)	Virksomhetsland	Hoved-aktivitet	Antall ansatte <sup>1)</sup>	Netto konserninterne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skatte-kostnad <sup>2)</sup>	Betalt inntektsskatt <sup>3)</sup>	Opptjent egenkapital
<b>Argentina</b>									
Equinor Argentina AS	Argentina	EXP	-	0	-	(0)	0	-	(0)
Total			-	0	-	(0)	0	-	(0)
<b>Belgia</b>									
Equinor Energy Belgium NV	Belgia	MMP	47	0	0	0	1	(0)	5
Equinor Service Center Belgium NV	Belgia	Finans	11	7	0	7	(2)	(3)	(303)
Total			58	7	0	8	(1)	(3)	(298)
<b>Brasil</b>									
Equinor Brasil Energia Ltda.	Brasil	DPB	573	(3)	675	(109)	(71)	(7)	(1.989)
Equinor Energy do Brasil Ltda	Brasil	DPB	60	(0)	853	35	(16)	(72)	(708)
Total			633	(3)	1.528	(74)	(87)	(79)	(2.697)
<b>Canada</b>									
Equinor Canada Holdings Corp.	Canada	DPI	-	-	-	-	-	-	1
Equinor Canada Ltd.	Canada	DPI	110	(1)	507	56	(30)	1	(2.119)
Total			110	(1)	507	56	(30)	1	(2.119)
<b>Britiske Jomfruøyer</b>									
Spinnaker (BVI) 242 LTD	USA	DPI	-	-	-	-	-	-	-
Spinnaker Exploration (BVI) 256 LTD	USA	DPI	-	-	-	-	-	-	-
Total			-	-	-	-	-	-	-
<b>Kina</b>									
Beijing Equinor Business Consulting Service Co. Ltd	Kina	DPI	4	-	0	0	(0)	(0)	2
Total			4	-	0	0	(0)	(0)	2
<b>Danmark</b>									
Equinor Danmark A/S	Danmark	MMP	-	(0)	-	(0)	-	-	275
Danske Commodities A/S	Danmark	MMP	283	-	253	30	(7)	(9)	116
Equinor Refining Denmark A/S	Danmark	MMP	327	0	3.077	142	(33)	(10)	480
Total			610	0	3.330	172	(40)	(19)	871
<b>Tyskland</b>									
Equinor Deutschland GmbH	Tyskland	MMP	7	(0)	1	(1)	(3)	(5)	3
Equinor Property Deutschland GmbH	Tyskland	MMP	-	(0)	0	0	-	-	(0)
Equinor Storage Deutschland GmbH	Tyskland	MMP	6	(0)	33	21	(1)	-	26
Total			13	(0)	34	20	(4)	(5)	29
<b>Indonesia</b>									
PT Statoil Indonesia	Indonesia	EXP	-	-	-	0	-	-	0
Total			-	-	-	0	-	-	0
<b>Irland</b>									
Equinor Ireland Limited	Irland	DPI	2	(0)	1	1	(0)	(0)	1
Equinor Energy Ireland Limited	Irland	DPI	-	0	218	(30)	(76)	(0)	371
Total			2	0	218	(29)	(77)	(0)	371



Kontekstuell informasjon på konsernnivå										
(i millioner USD)	Virksomhetsland	Hoved-aktivitet	Antall ansatte <sup>1)</sup>	Netto konsern-interne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skatte-kostnad <sup>2)</sup>	Betalt inntektsskatt <sup>3)</sup>	Opptjent egenkapital	
<b>Mexico</b>										
Equinor Upstream Mexico, S.A. de C.V.	Mexico	EXP	-	0	-	(8)	-	0	(77)	
Total			-	0	-	(8)	-	0	(77)	
<b>Nederland</b>										
Equinor Argentina B.V.	Argentina	EXP	1	0	-	(22)	(0)	(0)	(62)	
Equinor Algeria B.V.	Algerie	EXP	-	(0)	-	(3)	0	-	(18)	
Equinor Australia B.V.	Australia	EXP	-	0	-	(14)	(0)	-	(196)	
Equinor International Netherlands B.V.	Canada	DPI	-	0	-	(0)	(0)	-	(1.011)	
Statoil Colombia B.V.	Colombia	EXP	-	0	-	(0)	(0)	(0)	(123)	
Equinor Indonesia Aru Trough I B.V.	Indonesia	EXP	5	0	-	(4)	(0)	(0)	(24)	
Statoil Middle East Services Netherlands B.V.	Irak	DPI	-	0	-	(0)	0	(0)	(202)	
Equinor Nicaragua B.V.	Nicaragua	EXP	-	0	17	6	0	-	(50)	
Hollandse Kust Offshore Energy C.V.	Nederland	NES	-	-	-	(1)	-	-	(5)	
Equinor Offshore Energy Netherlands Alfa B.V.	Nederland	NES	-	-	-	(0)	-	-	(0)	
Equinor Offshore Energy Netherlands Beheer B.V.	Nederland	NES	-	-	-	(0)	-	-	(0)	
Equinor Offshore Energy Netherlands Beta B.V.	Nederland	NES	-	-	-	0	(0)	-	(0)	
Equinor Offshore Energy Netherlands Delta B.V.	Nederland	NES	-	-	-	(0)	-	-	(0)	
Equinor Offshore Energy Netherlands Epsilon B.V.	Nederland	NES	-	-	-	0	(0)	-	(0)	
Equinor Offshore Energy Netherlands Gamma B.V.	Nederland	NES	-	-	-	0	(0)	-	(0)	
Equinor Energy Netherlands B.V.	Nederland	Finans	-	1	-	3	0	-	61	
Equinor Energy Ventures Fund B.V.	Nederland	NES	-	0	-	5	(0)	-	(9)	
Equinor Holding Netherlands B.V.	Nederland	DPI	12	71	1.275	1.429	(11)	(17)	199	
Equinor New Zealand B.V.	New Zealand	EXP	-	(0)	-	(3)	0	-	(76)	
Equinor Epsilon Netherlands B.V.	Russland	EXP	-	0	-	(0)	0	(0)	(24)	
Equinor South Africa B.V.	Sør-Afrika	EXP	-	0	1	(21)	(0)	-	(71)	
Equinor Suriname B54 B.V.	Surinam	EXP	-	0	-	(1)	(0)	-	(35)	
Equinor Suriname B59 B.V.	Surinam	EXP	-	0	-	(4)	(0)	(0)	(5)	
Equinor Suriname B60 B.V.	Surinam	EXP	-	0	-	(1)	(0)	-	(11)	
Equinor Turkey B.V.	Tyrkia	EXP	2	(0)	-	(122)	0	0	(156)	
Equinor Abu Dhabi B.V.	FAE	DPI	3	0	-	(2)	(0)	-	(27)	
Statoil Uruguay B.V.	Uruguay	EXP	-	0	-	(0)	(0)	0	(73)	
Equinor New Energy B.V.	Nederland	NES	3	0	1	1	(0)	-	(0)	
Equinor Azerbaijan Karabagh B.V.	Aserbajdsjan	DPI	-	0	-	(9)	-	-	(25)	
Equinor Azerbaijan Ashrafi Dan Ulduzu Aypara B.V.	Aserbajdsjan	EXP	-	0	-	(26)	0	-	(31)	
Equinor Global Projects B.V.	Nederland	DPI	-	-	-	-	-	-	-	
Equinor Sincor Netherlands B.V.	Venezuela	DPI	-	1	-	(45)	0	-	(348)	
Total			26	73	1.294	1.165	(12)	(17)	(2.320)	
<b>Nigeria</b>										
Spinnaker Exploration 256 LTD (Nigeria)	Nigeria	DPI	-	-	-	-	-	-	(13)	
Spinnaker Nigeria 242 LTD	Nigeria	DPI	-	-	-	-	-	-	(16)	
Equinor Nigeria Deep Water Limited	Nigeria	DPI	-	0	-	(0)	0	-	(35)	
Equinor Nigeria Energy Company Limited	Nigeria	DPI	11	25	532	389	(200)	(243)	323	
Equinor Nigeria Outer Shelf Limited	Nigeria	DPI	-	0	-	(0)	0	-	(148)	
Total			11	25	532	389	(200)	(243)	111	

## Tilleggsinformasjon

Kontekstuell informasjon på konsernnivå									
(i millioner USD)	Virksomhetsland	Hoved-aktivitet	Antall ansatte <sup>1)</sup>	Netto konsern-interne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skatte-kostnad <sup>2)</sup>	Betalt inntektsskatt <sup>3)</sup>	Opptjent egenkapital
<b>Norge</b>									
Equinor Angola AS	Angola	DPI	-	0	0	(3)	0	-	6
Equinor Angola Block 15 AS	Angola	DPI	-	2	357	77	21	(49)	(32)
Equinor Angola Block 15/06 Award AS	Angola	DPI	-	0	-	0	0	-	0
Equinor Angola Block 17 AS	Angola	DPI	10	5	834	418	(169)	(205)	357
Equinor Angola Block 22 AS	Angola	EXP	-	0	-	(0)	(0)	-	(0)
Equinor Angola Block 25 AS	Angola	EXP	-	0	-	0	(0)	-	(0)
Equinor Angola Block 31 AS	Angola	DPI	-	3	232	43	(0)	(40)	31
Equinor Angola Block 38 AS	Angola	EXP	-	0	0	0	0	-	(94)
Equinor Angola Block 39 AS	Angola	EXP	-	(0)	-	0	0	-	(207)
Equinor Angola Block 40 AS	Angola	EXP	-	0	-	0	(0)	-	(32)
Equinor Dezassete AS	Angola	DPI	-	6	626	340	(131)	(152)	223
Equinor Quatro AS	Angola	DPI	-	(0)	-	(1)	(0)	0	(0)
Equinor Trinta e Quatro AS	Angola	DPI	-	0	-	(0)	(0)	-	(1)
Equinor Apsheron AS	Aserbajdsjan	DPI	9	3	324	126	(38)	(42)	794
Equinor Azerbaijan AS	Aserbajdsjan	MMP	-	0	-	0	(1)	-	(1)
Equinor BTC Caspian AS	Aserbajdsjan	DPI	-	0	19	19	(4)	(4)	24
Equinor BTC Finance AS	Aserbajdsjan	DPI	-	1	-	55	(0)	-	362
Equinor Shah Deniz AS	Aserbajdsjan	DPI	-	0	-	0	0	(0)	0
Equinor Energy Brazil AS	Brasil	DPI	-	4	-	(9)	1	-	(782)
Equinor China AS	Kina	DPI	3	0	-	(1)	(0)	(0)	(22)
Equinor Algeria AS	Algerie	DPI	25	0	0	(5)	(0)	-	(5)
Equinor Hassi Mouina AS	Algerie	DPI	-	0	-	0	(0)	-	(0)
Equinor In Salah AS	Algerie	DPI	-	3	310	142	(58)	(39)	435
Equinor In Amenas AS	Algerie	DPI	-	2	244	133	(78)	(60)	56
Equinor Færøyene AS	Færøyene	EXP	-	0	-	0	(0)	-	(40)
Statoil Greenland AS	Grønland	EXP	-	0	-	(3)	0	-	(3)
Equinor Indonesia Aru AS	Indonesia	EXP	-	0	-	(0)	(0)	-	(0)
Equinor Indonesia North Ganai AS	Indonesia	EXP	-	0	-	(1)	(0)	-	1
Equinor Indonesia North Makassar Strait AS	Indonesia	EXP	-	0	-	0	0	-	2
Equinor Indonesia West Papua IV AS	Indonesia	EXP	-	0	-	(0)	0	-	14
Equinor Gas Marketing Europe AS	Irland	MMP	-	(0)	-	(0)	0	-	(0)
Equinor Global Projects AS	Norge	DPI	-	0	-	0	(0)	(0)	0
Equinor Russia Holding AS	Russland	DPI	-	-	-	-	-	-	-
Statoil Iran AS	Iran	DPI	-	0	-	0	(0)	0	3
Statoil SP Gas AS	Iran	DPI	-	1	-	(0)	(0)	(0)	8
Statoil Zagros Oil and Gas AS	Iran	EXP	-	0	-	(0)	0	0	(8)
Equinor North Caspian AS	Kasakhstan	EXP	-	0	-	(0)	(0)	-	(1)
Statoil Cyrenaica AS	Libya	EXP	-	0	-	0	(0)	-	(4)
Statoil Kufra AS	Libya	EXP	-	0	-	0	(0)	-	2
Equinor Libya AS	Libya	DPI	3	(0)	-	(1)	0	-	5
Equinor Energy Libya AS	Libya	DPI	-	0	-	(5)	(0)	-	(74)
Equinor Murzuq Area 146 AS	Libya	DPI	-	0	-	(0)	(0)	-	(2)
Equinor Murzuq AS	Libya	DPI	-	0	85	62	(47)	(48)	140
Equinor Services Mexico AS	Mexico	EXP	4	0	0	(3)	0	-	(11)
Equinor Oil & Gas Mozambique AS	Mosambik	EXP	-	(0)	-	(1)	(0)	-	(1)
Equinor Nigeria AS	Nigeria	DPI	-	2	-	737	(19)	6	780
Hywind AS	Norge	NES	-	(0)	-	(2)	0	-	(3)
Mongstad Terminal DA	Norge	MMP	-	0	53	13	-	-	22
Octio AS	Norge	TPD	-	0	2	(3)	0	-	(15)
Statholding AS	Norge	DPI	-	7	-	2	(2)	14	123
Equinor ASA	Norge	Morselsk.	18.039	673	42.834	4.362	(226)	(7)	24.519
Equinor Insurance AS	Norge	Forsikring	-	3	-	329	(38)	(1)	1.773
Equinor International Well Response Company AS	Norge	TPD	-	0	-	2	(1)	(0)	(19)

Kontekstuell informasjon på konsernnivå			Antall ansatte <sup>1)</sup>	Netto konsern-interne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skatte-kostnad <sup>2)</sup>	Betalt inntektskatt <sup>3)</sup>	Opptjent egenkapital
(i millioner USD)	Virksomhetsland	Hoved-aktivitet							
Equinor Asset Management ASA	Norge	DPI	16	-	11	6	(1)	(0)	6
Statoil Kazakstan AS	Norge	DPI	-	0	-	(1)	0	-	13
Equinor Metanol ANS	Norge	MMP	-	0	94	22	-	-	14
Equinor New Energy AS	Norge	NES	-	0	-	(0)	0	-	(214)
Equinor Energy AS	Norge	DPN	-	(328)	20.695	10.020	(6.822)	(7.665)	28.263
Equinor Refining Norway AS	Norge	MMP	-	(1)	316	(126)	29	(0)	(79)
Equinor Technology Ventures AS	Norge	TPD	-	0	8	18	1	-	(95)
Svanholmen 8 AS	Norge	Admin.	-	0	-	4	(1)	-	(2)
Wind Power AS	Norge	NES	-	1	(23)	(27)	(0)	-	(104)
K/S Rafinor A/S	Norge	MMP	-	0	-	2	-	-	26
Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	Norge	MMP	-	-	25	(1)	-	-	4
Rafinor AS	Norge	MMP	-	(0)	0	0	(0)	-	0
Gravitude AS	Norge	TPD	-	0	(0)	(1)	0	-	(1)
Equinor LNG Ship Holding AS	Norge	MMP	-	0	8	18	(1)	-	(0)
Equinor Energy Orinoco AS	Venezuela	DPI	-	0	-	(0)	0	(0)	(6)
Equinor Global New Ventures 2 AS	Russland	EXP	-	-	-	(7)	(0)	-	(7)
Statoil Kharyaga AS	Russland	DPI	-	1	143	31	(12)	(13)	20
Equinor Russia AS	Russland	DPI	70	0	22	(10)	0	-	(25)
Equinor Russia Services AS	Russland	DPI	-	0	0	0	(0)	-	(1)
Equinor Tanzania AS	Tanzania	DPI	18	(0)	0	(9)	(9)	-	(9)
Equinor E&P Americas AS	USA	DPI	-	2	-	2	(0)	(0)	9
Equinor Norsk LNG AS	USA	MMP	-	1	-	2	0	-	11
Equinor Energy International Venezuela AS	Venezuela	DPI	17	0	(1)	(20)	1	(1)	(17)
Equinor India AS	Venezuela	DPI	-	1	-	(3)	1	-	38
Equinor Energy Venezuela AS	Venezuela	DPI	-	0	(0)	(7)	2	(0)	(602)
<b>Total</b>			<b>18.214</b>	<b>396</b>	<b>67.220</b>	<b>16.735</b>	<b>(7.605)</b>	<b>(8.306)</b>	<b>55.564</b>
<b>Polen</b>			-	-	-	-	-	-	-
Equinor Polska Sp.zo.o.	Polen	NES	-	-	-	(4)	1	-	(3)
MEP North Sp.zo.o.	Polen	NES	-	-	-	(0)	(0)	-	1
MEP East Sp.zo.o.	Polen	NES	-	-	-	-	(0)	-	1
MEP East 44 Sp.zo.o.	Polen	NES	-	-	-	-	-	-	0
Cristallum 13 Sp.zo.o.	Polen	NES	-	-	-	-	-	-	(0)
<b>Total</b>			-	-	-	<b>(4)</b>	<b>1</b>	-	<b>(1)</b>
<b>Singapore</b>									
Statoil Myanmar Private Limited	Myanmar	EXP	-	-	-	(0)	0	-	(21)
Equinor Asia Pacific PTE Ltd	Singapore	MMP	38	0	0	8	(0)	(0)	4
<b>Total</b>			<b>38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>	<b>(17)</b>
<b>Sør-Korea</b>									
Equinor South Korea Co., Ltd	Sør-Korea	TPD	-	-	0	0	(0)	(0)	0
<b>Total</b>			-	-	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>	<b>0</b>
<b>Sverige</b>									
Statoil Sverige Kharyaga AB	Russland	DPI	-	0	0	(0)	(0)	0	1
Equinor OTS AB	Sverige	MMP	-	(0)	85	(3)	-	-	21
<b>Total</b>			-	<b>(0)</b>	<b>85</b>	<b>(3)</b>	<b>(0)</b>	<b>0</b>	<b>22</b>
<b>Storbritannia</b>									
Equinor UK Limited	Storbritannia	DPI	375	(46)	156	(248)	323	2	691
Equinor Energy Trading Limited	Storbritannia	MMP	-	(1)	0	(0)	(0)	(0)	(94)
Equinor Production UK Limited	Storbritannia	DPI	233	(0)	-	(0)	(2)	(1)	(6)
Statoil UK Properties Limited	Storbritannia	DPI	-	-	-	(0)	-	-	(50)
Scira Extension Limited	Storbritannia	NES	-	-	-	-	-	-	-
Equinor New Energy Limited	Storbritannia	NES	-	2	49	146	(0)	-	414
<b>Total</b>			<b>608</b>	<b>(45)</b>	<b>205</b>	<b>(102)</b>	<b>321</b>	<b>(0)</b>	<b>956</b>

## Tilleggsinformasjon

Kontekstuell informasjon på konsernnivå			Antall ansatte <sup>1)</sup>	Netto konserninterne renter	Sum inntekter	Resultat før skatt	Skattekostnad <sup>2)</sup>	Betalt inntektsskatt <sup>3)</sup>	Opptjent egenkapital	
(i millioner USD)	Virksomhetsland	Hovedaktivitet								
<b>USA</b>										
Equinor South Riding Point LLC	Bahamas	MMP	51	(1)	24	(457)	19	-	(697)	
North America Properties LLC	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(5)	
Onshore Holdings LLC	USA	DPI	-	0	0	0	-	-	(149)	
Spinnaker FR Spar Co, LLC	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(4)	
Equinor E&P Americas Investment LLC	USA	DPI	-	-	-	0	-	-	-	
Equinor E&P Americas LP	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(53)	
Equinor Energy Trading Inc.	USA	MMP	-	0	-	0	-	-	1	
Equinor Exploration Company	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(50)	
Equinor Gulf of Mexico Inc.	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(11)	
Equinor Gulf of Mexico LLC	USA	DPI	-	8	2.055	164	487	-	(4.288)	
Equinor Gulf of Mexico Response Company LLC	USA	DPI	-	(0)	-	(14)	-	-	(61)	
Equinor Gulf Properties Inc.	USA	DPI	-	0	-	1	-	-	(224)	
Equinor US Operations LLC	USA	DPI	895	1	-	(50)	(730)	(0)	(1.647)	
Equinor Marketing & Trading (US) Inc.	USA	MMP	-	(5)	13.592	94	198	-	55	
Equinor Natural Gas LLC	USA	MMP	-	8	1.731	(79)	(0)	(0)	28	
Equinor Energy LP	USA	DPI	-	3	789	(1.241)	159	-	(5.413)	
Equinor Energy Services Inc.	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	(0)	
Equinor Pipelines LLC	USA	MMP	-	2	328	(165)	55	-	297	
Equinor Projects Inc.	USA	DPI	-	0	-	0	-	-	4	
Equinor Shipping Inc.	USA	MMP	-	2	176	24	-	-	199	
Equinor Texas Onshore Properties LLC	USA	DPI	-	(3)	274	(743)	25	-	(3.679)	
Equinor US Holdings Inc.	USA	DPI	139	(458)	1	(462)	(229)	(1)	(1.555)	
Equinor USA E&P Inc.	USA	DPI	-	(5)	97	30	239	-	(1.156)	
Equinor USA Onshore Properties Inc.	USA	DPI	-	0	823	(294)	87	-	(2.608)	
Equinor USA Properties Inc.	USA	DPI	-	0	-	0	(391)	0	722	
Equinor Louisiana Properties LLC	USA	DPI	-	(3)	-	(10)	-	-	(12)	
Danske Commodities US LLC	USA	MMP	-	-	0	(2)	-	-	(2)	
Equinor Global Projects LLC	USA	DPI	-	-	-	-	-	-	-	
Equinor Wind US LLC	USA	NES	-	(0)	-	(57)	-	-	(98)	
<b>Total</b>			<b>1.085</b>	<b>(450)</b>	<b>19.889</b>	<b>(3.261)</b>	<b>(80)</b>	<b>(1)</b>	<b>(20.407)</b>	
Sum før elimineringer			21.412	3	94.843	15.070	(7.814)	(8.673)	29.989	
Konsernelimineringer <sup>4)</sup>				(3)	(30.485)	(5.778)	373	(0)	2.234	
Sum etter elimineringer			21.412	0	64.357	9.292	(7.441)	(8.673)	32.223 <sup>5)</sup>	

- 1) Antall ansatte er rapportert basert på det landet selskapet opererer i.
- 2) Skattekostnad som definert i note 2 og note 9 i konsernregnskapet.
- 3) Betalt inntektsskatt inkluderer skatter in natura av en verdi på 390 million USD og en korreksjon av valutaeffekt på 4 millioner USD.
- 4) Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende er eliminert i sin helhet. De relevante beløpene er inkludert i konsolideringselimineringsslinjen. Inntektskolonnen: eliminering av konsernmellomværende inntekter og netting av enkelte konsernmellomværende kostnader. Resultat før skatt-kolonnen: eliminering av konsernintern dividendfordeling og aksjeavskrivning samt valutagevinst på konserninterne lån. I Betalbar skatt-kolonnen vises skatteeffekter av visse elimineringer. Opptjent egenkapital-kolonnen: elimineringen består hovedsakelig av valutaomregningseffekter i konsolideringsprosessen. Omregning av resultat og balanser til USD presentasjonsvaluta er betydelig påvirket av investeringer i datterselskap, som har NOK som funksjonell valuta. Datterselskapene inkluderer i sin tur resultat og balanser i sine investeringer i utenlandske datterselskaper, som har USD som funksjonell valuta.
- 5) Opptjent egenkapital på konsernnivå inkluderer omregningsdifferanser og innregnede inntekter og kostnader fra egenkapitalkonsoliderte investeringer i konsolidert oppstilling over endringer i egenkapitalen i konsernregnskapet.

Til styret i Equinor ASA

## Uavhengig uttalelse om Equinor ASAs rapport om betaling til myndigheter

Vi har blitt engasjert av ledelsen i Equinor ASA for å rapportere på Equinor ASA sin rapport Betaling til myndigheter for året med avslutning 31. desember 2019 ("Rapporten"), i form av en uavhengig attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet som basert på de handlingene vi har utført og bevisene vi har innhentet, ikke har avdekket noen forhold som tilsier at Rapporten, i det alt vesentlige, ikke er rettmessig presentert.

### Ledelsens ansvar

Styret og ledelsen i Equinor ASA er ansvarlig for å utarbeide og presentere Rapporten uten vesentlige feil i henhold til Regnskapsloven §3-3d og de detaljerte reglene inkludert i "Forskrift om land-for-land rapportering" samt prinsippene som angitt i Rapporten og for informasjonen som er inkludert i Rapporten. Dette ansvaret inkluderer: designe, etablere og vedlikeholde internkontroll som er relevant for utarbeidelsen og presentasjonen av Rapporten slik at den ikke inneholder vesentlige feil som følge av misligheter eller feil.

Styret og ledelsen er ansvarlige for å forhindre og avdekke misligheter og for å sikre at Equinor ASA overholder relevant lover og regler. Styret og ledelsen er videre ansvarlig for å sikre at ledelsen og ansatte som er involvert i utarbeidelsen av Rapporten får rett opplæring, systemene blir riktig oppdatert og at enhver endring i rapporteringen omfatter alle vesentlige selskapssenheter.

### Vår uavhengighet og kvalitetskontroll

Vi følger Code of Ethics for Professional Accountants (IESBAs etikkregler), utgitt av International Ethics Standards Board for Accountants, som er basert på grunnleggende prinsipper om integritet, objektivitet, profesjonell kompetanse og rimelig aktsomhet, konfidensialitet og profesjonell adferd.

Vi anvender Internasjonal standard for kvalitetskontroll 1 og opprettholder et omfattende system for kvalitetskontroll inkludert dokumenterte retningslinjer og prosedyrer vedrørende etterlevelse av etiske krav, faglige standarder og gjeldende lovmessige og regulatoriske krav.

### Revisors oppgaver og plikter

Vår oppgave er å kontrollere Rapporten utarbeidet av Equinor ASA og gi uttrykk for en mening om Rapporten basert på vår kontroll og å avgi en uavhengig attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet. Vi har foretatt våre kontroller og avgir vår uttalelse i samsvar med internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000: Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenklet revisorkontroll av historisk finansiell informasjon. Standarden krever at vi planlegger og utfører våre handlinger for å gi relevant nivå av sikkerhet for at Rapporten er korrekt utarbeidet og presentert, i all vesentlighet, som basis for vår konklusjon.

Vårt arbeid innebærer utførelse av handlinger basert på vår forståelse av Rapporten som er utarbeidet av Equinor ASA og andre forhold i forbindelse med engasjementet, og vår vurdering av hvilke områder hvor det er mest sannsynlig at vesentlige feil vil kunne oppstå. Ved opparbeidelsen av vår forståelse av Rapporten og andre forhold rundt engasjementet har vi tatt hensyn til prosessen for utarbeidelsen av Rapporten for å kunne designe attestasjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for det formål å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av Equinor ASA sine prosesser eller den interne kontrollen rundt utarbeidelsen og presentasjonen av Rapporten.

Vårt arbeid omfattet:

- forespørslar hos ledelsen og relevant personale for å forstå og vurdere metodene og prosedyrene som ble brukt for å utarbeide rapporten,
- analytiske handlinger basert på vår forståelse for å identifisere og diskutere eventuelle uvanlige formuleringer i rapporten sammenliknet med forrige år,
- verifikasjoner av nøyaktighet og type betalinger i rapporten på stikkprøvebasis,
- avstemming av underliggende regnskapstall og dokumentasjon mot rapporten og
- vurdering av hvorvidt rapporten er utarbeidet i henhold til gjeldende regelverk.

Etter vår oppfatning er innhentet bevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

Handlingene utført i et engasjement for å avgi en attestasjonsuttalelse med moderat sikkerhet avviker i art og tidspunkt, og har et mindre omfang, enn et engasjement for å avgi en attestasjonsuttalelse med betryggende sikkerhet. Følgelig er graden av sikkerhet som oppnås på et attestasjonsoppdrag som skal gi moderat sikkerhet betydelig lavere enn sikkerheten som ville ha vært oppnådd hvis det var blitt utført et attestasjonsoppdrag som skal gi betryggende sikkerhet.

Vi avgir ikke en attestasjonsuttalelse som gir en betryggende sikkerhet for at Rapporten har blitt utarbeidet og presentert, i all vesentlighet, i henhold til Regnskapsloven §3-3d og de detaljerte reglene inkludert i "Forskrift om land-for-land rapportering", samt prinsippene som angitt i Rapporten og for informasjonen som er inkludert i Rapporten.

### **Konklusjon**

Vår konklusjon er utarbeidet på grunnlag av, og er underlagt de, forholdene som er beskrevet andre steder i denne uavhengige attestasjonsuttalelsen. Etter vår mening har vi innhentet tilstrekkelig og hensiktsmessig bevis som grunnlag for vår konklusjon.

Basert på de handlingene vi har utført og bevisene vi har innhentet har vi ikke avdekket noen forhold som tilsier at Rapporten for året med avslutning 31. desember 2019 ikke er utarbeidet og presentert, i det alt vesentlige, i henhold til Regnskapsloven §3-3d og de detaljerte reglene inkludert i "Forskrift om land-for-land rapportering", samt prinsippene som er inkludert i Rapporten.

Stavanger, 19 March 2020

ERNST & YOUNG AS

/s/ Erik Mamelund  
statsautorisert revisor

## 5.5 Erklæringer

### Styrets og ledelsens erklæring

Styret, konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans har i dag behandlet og godkjent årsrapporten for 2019, som inkluderer styrets årsberetning, årsregnskapet for konsernet og årsregnskapet for morselskapet Equinor ASA, per 31. desember 2019.

Etter vår beste overbevisning, bekrefter vi at:

- konsernregnskapet for Equinor for 2019 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 Equinor ASA for 2019 er utarbeidet i samsvar med regnskapsloven og forenklet IFRS i henhold til Regnskapslovens § 3-9 og forskrift om bruk av forenklet IFRS utstedt av Finansdepartementet, 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 for perioden, og at
- årsberetningen gir en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet, den finansielle stillingen og de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer konsernet og morselskapet står overfor

Stavanger, 16. mars 2020

I STYRET FOR EQUINOR ASA

/s/ JON ERIK REINHARSEN  
Leder

/s/ JEROEN VAN DER VEER  
Nestleder

/s/ BJØRN TORE GODAL

/s/ JONATHAN LEWIS

/s/ FINN BJØRN RUYTER

/s/ HILDE MØLLERSTAD

/s/ REBEKKA GLASSER HERLOFSEN

/s/ ANNE DRINKWATER

/s/ STIG LÆGREID

/s/ WENCHE AGERUP

/s/ PER MARTIN LABRÅTEN

/s/ LARS CHRISTIAN BACHER  
Konserndirektør  
Økonomi og finans

/s/ ELDAR SÆTRE  
Konsernsjef



## Styrets redegjørelse for rapport om betalinger til myndigheter

I dag har styret og konsernsjefen gjennomgått og godkjent styrets rapport utarbeidet i samsvar med Lov om verdipapirhandel, § 5-5a, angående rapport om betalinger til myndigheter per 31. desember 2019.

Etter vår beste overbevisning bekrefter vi at:

- Informasjonen presentert i rapporten er utarbeidet i samsvar med kravene i Lov om verdipapirhandel, § 5-5a, og tilhørende forskrifter.

Stavanger, 11. mars 2020

I STYRET FOR EQUINOR ASA

/s/ JON ERIK REINHARSEN  
Leder

/s/ JEROEN VAN DER VEER  
Nestleder

/s/ BJØRN TORE GODAL

/s/ PER MARTIN LABRÅTEN

/s/ FINN BJØRN RUYTER

/s/ HILDE MØLLERSTAD

/s/ REBEKKA GLASSER HERLOFSEN

/s/ ANNE DRINKWATER

/s/ STIG LÆGREID

/s/ WENCHE AGERUP

/s/ JONATHAN LEWIS

/s/ ELDAR SÆTRE  
Konsernsjef

## Innstilling fra bedriftsforsamlingen

### Vedtak:

I møte 19. mars 2020 har bedriftsforsamlingen behandlet årsregnskapet og årsberetningen for 2019 for Equinor ASA og Equinor-konsernet, samt styrets forslag til disponering av årets resultat.

Bedriftsforsamlingen gir sin tilslutning til styrets forslag til årsregnskap, årsberetning og disponering av årets resultat.

Oslo, 19. mars 2020

/s/ Tone Lunde Bakker  
Bedriftsforsamlingens leder

### Bedriftsforsamlingen

Tone Lunde Bakker	Nils Bastiansen	Ingvald Strømmen	Siri Kalvig	Greger Mannsverk
Jarle Roth	Finn Kinserdal	Rune Bjerke	Terje Venold	Kari Skeidsvoll Moe
Birgitte Ringstad Vartdal	Kjersti Kleven	Sun Lehmann	Oddvar Karlsen	Lars Olav Grøvik
Berit Søgne Sandven	Terje Enes	Frode Mikkelsen	Per Helge Ødegård	Peter B. Sabel
				Anne Kristi Horneland

## 5.6 Begrep og forkortelser

### Interne forkortelser

- ADS – American Depositary Share
- ADR – American Depositary Receipt
- ACG – Azeri-Chirag-Gunashli
- AFP – Agreement-based early retirement plan (avtalefestet førtidspensjon)
- AGM – Annual general meeting (generalforsamling)
- ARO – Asset retirement obligation (nedstengnings- og fjerningsforpliktelser)
- BTC – Baku-Tbilisi-Ceyhan-rørledningen
- CCS – CO<sub>2</sub>-fangst og -lagring
- CLOV – Cravo, Lirio, Orquidea og Violeta
- CO<sub>2</sub> – Karbondioksid
- CO<sub>2</sub>eq – Karbondioksid ekvivalent
- DKK – Danske kroner
- DPB – Development & Production Brasil
- DPI – Development a& Production International
- DPN – Development & Production Norway
- DPUSA – Development & Production USA
- D&W – Drilling and Well (Boring & Brønn)
- EØS – Det europeiske økonomiske samarbeidsområde
- EFTA – Det europeiske frihandelsforbund
- EMTN – Europeisk medium term note
- EU – Den europeiske union
- EU ETS – EU Emissions Trading System (Det europeiske systemet for handel med kvoter for utslipp av klimagasser)
- EUR – Euro
- EXP – Exploration (Leting)
- FAE – De forente arabiske emirater
- FPSO – Floating production, storage and offload vessel (flytende produksjons-, lagrings-, og lossefartøy)
- GAAP – Generally Accepted Accounting Principals (god regnkapspraksis)
- GBP – Britisk pund
- BNP – Brutto nasjonalprodukt
- GHG – Drivhusgass
- GSB – Global Strategy & Business Development (Global strategi & forretningsutvikling)
- HMS – Helse, miljø og sikkerhet
- IASB – International Accounting Standards Board
- ICE – Intercontinental Exchange
- IFRS – International Financial Reporting Standards (internasjonale regnskapsstandarder)
- IOGP – The International Association of Oil & Gas Producers (Den internasjonale organisasjonen av olje- og gassprodusenter)
- IOR – Improved oil recovery (økt oljeutvinning)
- LNG – Liquefied natural gas (kondensert naturgass)
- LPG – Liquefied petroleum gas (kondensert petroleumsgass)
- MMP – Markedsføring, midtstrøm & prosessering
- NKS – Norsk kontinentalsokkel
- NES – New Energy Solutions (nye energiløsninger)
- NIOC – National Iranian Oil Company
- NOK – Norske kroner
- NOx – Nitrogenoksid
- NYSE – New York børsen (New York stock exchange)
- OECD – Organisasjonen for økonomisk samarbeid og utvikling
- OED – Olje- og energidepartementet

- OML – Oil mining lease (oljeutvinningskonsesjon)
- OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries (Organisasjonen av oljeeksporterende land)
- OTC – Over-the-counter (utenom børs)
- OTS – Oil trading and supply department (Oljetrading- og leveringsavdelingen)
- OSE – Oslo børsen (Oslo stock exchange)
- PDO – Plan for utbygging og drift
- PIO – Plan for installasjon og drift
- PSA – Produksjonsdelingsavtale
- PSVM – Plutão, Saturno, Vênus og Marte
- FoU – Forskning og utvikling
- ROACE – Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital
- RRR – Reserveerstatningsrate
- SDØE – Statens direkte økonomiske engasjement
- SEC – Securities and Exchange Commission
- SEK – Svenske kroner
- SIF – Frekvens for alvorlige hendelser
- TPD – Teknologi, prosjekter & boring
- TRIF – Personskadefrekvensen per million arbeidstimer
- TSP – Leverandør av tekniske tjenester
- UCKS – Britisk kontinentalsokkel
- USA – Amerikas forente stater
- USD – Amerikanske dollar

### Forkortelser av måleenheter, osv.

- bbl – fat
- mbbbl – tusen fat
- mmbbl – million fat
- boe – fat oljeekvivalenter
- fat oe – fat oljeekvivalenter
- foe – fat oljeekvivalenter
- mboe – tusen fat oljeekvivalenter
- mmboe – million fat oljeekvivalenter
- mmcf – million kubikkfot
- mmbtu – million british thermal unit
- mcm – tusen kubikkmeter
- mmcm – million kubikkmeter
- bcm – milliard kubikkmeter
- km – kilometer
- en milliard – tusen millioner
- MW – Megawatt
- GW – Gigawatt
- TW – Terrawatt

### Tilsvarende mål er basert på

- 1 fat tilsvarer 0,134 tonn olje (33 grader API)
- 1 fat tilsvarer 42 US gallons
- 1 fat tilsvarer 0,159 standard kubikkmeter
- 1 fat oljeekvivalenter tilsvarer 1 fat råolje
- 1 fat oljeekvivalenter tilsvarer 159 standard kubikkmeter naturgass
- 1 fat oljeekvivalenter tilsvarer 5 612 kubikkfot naturgass
- 1 fat oljeekvivalenter tilsvarer 0,0837 tonn NGL
- 1 milliard standard kubikkmeter naturgass tilsvarer 1 million standard kubikkmeter oljeekvivalent
- 1 kubikkmeter tilsvarer 35,3 kubikkfot
- 1 kilometer tilsvarer 0,62 miles
- 1 kvadratkilometer tilsvarer 0,39 square mile
- 1 kvadratkilometer tilsvarer 247 105 acres
- 1 kubikkmeter naturgass tilsvarer 1 standard kubikkmeter naturgass

- 1000 standard kubikkmeter gass tilsvarer 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent
- 1000 standard kubikkmeter naturgass tilsvarer 6,29 boe
- 1 standard kubikkfot tilsvarer 0,0283 standard kubikkmeter
- 1 standard kubikkfot tilsvarer 1000 british thermal units (btu)
- 1 tonn NGL tilsvarer 1,9 standard kubikkmeter oljeekvivalent
- 1 grad celsius tilsvarer minus 32 pluss 5/9 av antall grader fahrenheit

#### Diverse begrep

- **Evalueringbrønn:** en brønn som bores for å fastslå størrelsen på et funn
- **Biodrivstoff:** et drivstoff i fast eller flytende form eller gassform utvunnet fra forholdsvis nytt biologisk materiale som skiller seg fra fossile brensler, som utvinnes fra gammelt biologisk materiale
- **Foe/fat** (fat oljeekvivalenter): et mengdemål på råolje, naturgass i væskeform og naturgass med samme grunnlag. Volum av naturgass omregnes til fat på grunnlag av energiinnhold
- **Kondensat:** de tyngre komponentene i naturgass, for eksempel pentan, heksan, iceptane, osv., som er flytende under atmosfærisk trykk – også kalt gasolin eller nafta
- **Råolje, olje:** inkluderer kondensater og naturgassvæsker
- **Utvikling:** boring, konstruksjon og relaterte aktiviteter etter funn som kreves for å starte produksjon på olje- og gassfelt
- **Nedstrøms:** salg og distribusjon av produkter framstilt gjennom aktiviteter oppstrøms
- **Egenproduksjon og bokført produksjon av olje og gass:** Egenproduksjonsvolum representerer volumer produsert under en produksjonsdelingsavtale (PSA) i henhold til Equinors prosentandel på et spesifikt felt. Bokført produksjon, på den andre siden, representerer Equinors andel av volumer fordelt til partnerne på feltet og er underlagt fratrukk av blant annet produksjonsavgift og vertslandets andel av fortjenesten. Under PSA-betingelsene vil fortjenesten fra olje utledet fra egenproduksjonsvolumet normalt øke med den kumulative investeringsavkastningen for partnerne og/eller produksjonen fra lisensen. Skillet mellom egenproduksjon og egenandel er relevant for de fleste PSA-regimer, men gjelder ikke i de fleste konsesjonsbaserte regimer, som Norge, Storbritannia, Canada og Brasil. Oversikten over egenproduksjonen gir leseren tilleggsopplysninger, da visse kostnader beskrevet i resultatanalysen var direkte tilknyttet egenproduksjonen i de rapporterte årene
- **Tungolje:** råolje med høy viskositet (vanligvis over 10 cp) og høy spesifikk vekt. API klassifiserer tungolje som råolje med en tyngde under 22,3° API. I tillegg til høy viskositet og høy spesifikk vekt har tungolje ofte lav hydrogen/karbon-verdi, høyt innhold av asfalten, svovel, nitrogen og tungmetaller, samt høyere syreverdier
- **Høy kvalitet:** relatert til selektiv høsting av ressurser ved å ta det beste og etterlate resten. I forbindelse med utvinning og produksjon innebærer dette streng prioritering og sekvensering av boremål
- **Hydro:** henvisning til olje- og energiaktivitetene i Norsk Hydro ASA, som fusjonerte med Equinor ASA
- **IOR (økt oljeutvinning):** faktiske tiltak som gir en høyere utvinningsfaktor fra et reservoar, sammenlignet med forventet verdi på et referansetidspunkt. IOR omfatter både tradisjonell og framvoksende teknologi
- **Væsker:** betyr olje, kondensater og NGL
- **LNG (kondensert naturgass):** mager gass – primært metan – omdannet til flytende form ved nedkjøling til minus 163 grader celsius under atmosfærisk trykk
- **LPG (kondensert petroleumsgass):** består primært av propan og butan, som omdannes til væske under et trykk på seks til syv atmosfærer. LPG fraktes i spesialskip
- **Midtstrøms:** prosessering, lagring og transport av råolje, naturgass, naturgassvæsker og svovel
- **Nafta:** lettantennelig olje framstilt ved tørrdestillasjon av petroleum
- **Naturgass:** petroleum som består primært av lette hydrokarboner. Kan inndeles i 1) mager gass, primært metan, men ofte med innhold av etan og mindre mengder tyngre hydrokarboner (salgsgass), og 2) våtgass, primært etan, propan og butan, samt mindre mengder tyngre hydrokarboner; delvis flytende under atmosfærisk trykk
- **NGL (naturgassvæsker):** lette hydrokarboner som primært består av etan, propan og butan, som er flytende under trykk ved normal temperatur
- **Oljesand:** en blanding av bitumen, vann, sand og leire som forekommer naturlig. En tungt viskøs råolje
- **Verdikjeder for olje og gass:** beskriver verdien som tilføres i hvert ledd, fra 1) leting, 2) utvikling, 3) produksjon, 4) transport og raffinering og 5) markedsføring og distribusjon
- **Peer Group:** Equinors peer group består av Equinor, Shell, ExxonMobil, OMV, ConocoPhillips, BP, Marathon, Chevron, Total, Repsol og Eni.
- **Petroleum:** et samlebegrep for hydrokarboner, enten fast, flytende eller i gassform. Hydrokarboner er stoffer dannet av hydrogen (H) og karbon (C). Andelen av ulike stoffer, fra metan og etan til de tyngste komponentene, varierer fra funn til funn. Hvis et reservoar primært inneholder lette hydrokarboner, beskrives det som et gassfelt. Hvis det er mest av de tyngre hydrokarbonene, beskrives det som et oljefelt. Et oljefelt kan ha fri gass over oljen og inneholde lette hydrokarboner, også kalt tilhørende gass
- **Sikre reserver:** reserver som det hevdes at med rimelig sikkerhet (normalt minst 90% sikkerhet) skal kunne utvinnes under eksisterende økonomiske og politiske betingelser, ved bruk av eksisterende teknologi. Dette er den eneste typen reserver som oljeselskapene tillates å rapportere av Securities and Exchange Commission i USA
- **Referansemargin for raffinering:** en typisk gjennomsnittlig bruttomargin for de to raffineriene våre, Mongstad og Kalundborg. Referansemarginen vil avvike fra den faktiske marginen på grunn av variasjoner i type råolje og annet råstoff, produksjon, produktutbytte, fraktkostnader, lager, osv.
- **Riggår:** et mål på antall riggekvivalenter i drift i en gitt periode. Dette beregnes som antall dager riggene er i drift, delt på antall dager i perioden
- **Oppstrøms:** inkluderer leting etter potensielle olje- og gassfelt på land eller til sjøs, boring av letebrønner og drift av brønnene for å hente opp væsker eller naturgass til overflaten
- **VOC (flyktige organiske stoffer):** andre kjemiske forbindelser som har høyt nok damptrykk under normale betingelser til betydelig fordampning til jordens atmosfære (f.eks. gasser dannet under fylling og tømning av råolje)

## 5.7 Utsagn om fremtiden

Denne årsrapporten inneholder enkelte framtidrettede utsagn som involverer risiko og usikkerhet, spesielt i delene «Forretningsoversikt» og «Strategi og markedsoversikt». I noen tilfeller bruker vi ord som «ta sikte på», «ambisjon», «forutse», «mene», «fortsette», «kunne», «anslå», «forvente», «ha til hensikt», «trolig», «målsetting», «utsikter», «kan komme til å», «planlegge», «plan», «søke», «burde», «strategi», «mål», «vil» og lignende uttrykk for å betegne framtidrettede utsagn. Alle utsagn, med unntak av utsagn om historiske fakta, inkludert hva angår vår netto karbonintensitet, karboneffektivitet, metanutslipp og reduksjoner i faking, fornybar kapasitet, karbonnøytrale globale operasjoner, intern karbonpris på investeringsbeslutninger, framtidige nivåer av og forventet verdiskaping av, olje- og gassproduksjon, omfang og sammensetning av olje- og gassporteføljen, utvikling av virksomhet for karbonfangst, -bruk og -lagring og hydrogen, bruk av mekanismer for kompensering og naturlig karbonsluk og støtte til TCFDs (task force on climate-related financial disclosures) anbefalinger, organiske investeringer, organiske kapitalinvesteringer, kapitalinvesteringer, driftsresultat og kontantstrømmer; herunder plan om å øke ROACE til 15 % i 2023; framtidige finansielle forholdstall og informasjon; framtidige finansielle eller operasjonelle resultater; innvirkningen av Covid-19; framtidig kredittvurdering; framtidige verdensøkonomiske trender og markedsforhold inkludert betydningen av handelspolitiske spenninger og framvoksende økonomier; utvikling og modning av porteføljen, forretningsstrategi og konkurranseposisjon; salgs-, handels- og markedsstrategier; forsknings- og utviklingstiltak og strategier; forventninger knyttet til produksjonsnivåer, produksjonsenhetskost, investeringer, leteaktiviteter, funn og utvikling i forbindelse med våre transaksjoner og prosjekter i Angola, Argentina, Aserbajdsjan, Brasil, Tyskland, Mexicogolfen, på norsk sokkel, i Nordsjøen, Polen, Storbritannia og USA; opplæring og måltall for ansatte; planer for redesign av kraftvarmeverk; gjennomføring og resultater av oppkjøp, salg og andre kontraktsmessige ordninger og leveringsforpliktelser; utvinningsgrad og nivåer; framtidige marginer; framtidige nivåer eller utbygging av kapasitet, reserver eller ressurser; planlagte revisjonsstanser og annet vedlikeholdsarbeid; planer for produksjonskapasitet av fornybar energi og balansen mellom produksjon av olje- og fornybarproduksjon; vekst i olje- og gassvolumer inklusive volumer løftet og solgt for å utligne bokført produksjon; estimater knyttet til produksjon og utvikling, prognoser, rapporteringsnivåer og datoer; driftsforventninger, anslag, tidsplaner og kostnader; forventninger knyttet til lisenser og leieavtaler; priser på olje, gass, alternative drivstoff og energi, volatilitet, tilbud og etterspørsel; tidspunkt for miljøopprydding, prosesser relatert til menneskerettighetslover; organisasjonsstruktur og policy; teknologisk innovasjon, innføring, posisjon og forventninger; forventninger knyttet til styrets sammensetning, lønn og bruk av resultatmodifikator; framtidige nivåer av mangfold; vårt mål om sikker og effektiv drift; effektiviteten av våre interne retningslinjer og planer; vår evne til å håndtere vår risikoeksponering; vårt likviditetsnivå og styring av likviditetsreserver; anslått eller framtidig gjeld, forpliktelser eller utgifter; forventet effekt av valuta- og rentesvingninger og opphør av Londons internbankrente; forventet utfall, virkning av eller tidspunkt for HMS-regelverk; HMS-mål og målsettinger for styring av framtidig virksomhet; forventninger knyttet til regulatoriske trender; virkningen av PSA-effekter; forventet virkning av eller tidspunkt for administrative eller statlige regler, standarder, beslutninger, vedtak eller lover (herunder

skattelover); anslått virkning av rettslige krav mot oss; planer for kapitaldistribusjon, tilbakekjøp av aksjer og størrelse og tidspunkt for betaling av utbytte er framtidrettede utsagn.

Det bør ikke legges for stor vekt på disse framtidrettede uttalelsene.

Det er mange årsaker til at våre faktiske resultater kan avvike vesentlig fra det som er forventet i de framtidrettede uttalelsene, blant annet risikoene beskrevet ovenfor i «Risikooversikt», og i «Operasjonell oversikt», og andre steder i denne årsrapporten.

Disse framtidrettede utsagnene er basert på nåværende oppfatninger om framtidige hendelser og er i sin natur gjenstand for betydelig risiko og usikkerhet, ettersom de omhandler hendelser og avhenger av forhold som vil finne sted i fremtiden. Det finnes en rekke faktorer som vil kunne forårsake at faktiske resultater og utvikling kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydnet av disse framtidrettede uttalelsene, inkludert nivåer av produktleveranse, etterspørsel og prissetting; reservenivåer og -beregninger og vesentlige forskjeller fra reserveanslag, feilslått boring, driftsproblemer, risiko knyttet til helse, miljø og sikkerhet, naturkatastrofer, ugunstige værforhold, klimaendringer og andre endringer av forretningsmessige forhold; effekten av klimaendringer, forskrifter om hydraulisk frakturering, sikringsbrudd, inkludert brudd på vår digitale infrastruktur (cybersikkerhet); ineffektivitet i krisehåndteringssystemer; handlingene til konkurrenter, utvikling og bruk av ny teknologi, spesielt innen fornybarsektoren; manglende evne til å nå strategiske mål, problemer med infrastruktur for transport; politisk og sosial stabilitet og økonomisk vekst i relevante områder av verden; manglende evne til å tiltrekke seg og beholde personell; utilstrekkelig forsikringsdekning; endringer eller usikkerhet i eller manglende overholdelse av lover og offentlige forskrifter; handlingene til den norske stat som hovedaksjonær; unnlattelse av å overholde våre etiske og sosiale standarder; den politiske og økonomiske politikken til Norge og andre oljeproduiserende land; unnlattelse å etterleve internasjonale handelssanksjoner; handlingene til feltpartnere; negative endringer i skatteregimer, valutakurs og rentesvingninger; faktorer knyttet til handel, forsyning og økonomisk risiko; generelle økonomiske forhold, og andre faktorer som er diskutert andre steder i denne rapporten.

Vi bruker visse begrep i dette dokumentet, slik som «ressurs» og «ressurser», som SEC-reglene forbyr oss å bruke i årsrapporten som leveres til SEC. Vi ber amerikanske investorer om å vurdere nøye det som opplyses i vår «Form 20-F, SEC File No. 1-15200. Dette dokumentet er tilgjengelig på vår nettside, eller ved å ringe 1-800-SEC-0330 eller logge inn på [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

Selv om vi mener at forventningene som gjenspeiles i de framtidrettede utsagnene er rimelige, kan vi ikke forsikre deg om at våre framtidige resultater, aktivitetsnivå, prestasjoner eller oppnåelser vil møte disse forventningene. Videre tar verken vi eller noen annen person ansvar for nøyaktigheten og fullstendigheten av de framtidrettede utsagnene. Med mindre vi er pålagt ved lov å oppdatere disse utsagnene, vil vi ikke nødvendigvis oppdatere noen av disse utsagnene etter datoen for denne årsrapporten, enten for å få dem til å stemme overens med faktiske resultater eller med endringer i våre forventninger.

## Foto

Sider 1, 3, 4, 5, 8, 10, 15, 17, 28, 43, 72, 97, 98, Ole Jørgen Bratland

Side 3, Eskil Eriksen

Side 3 Hedda Felin

Side 3 Michal Wachucik

Sider 18, 31, 44, 97, 98, Einar Aslaksen

Side 21, Øyvind Hagen

Side 21, Arne Reidar Mortensen

Side 29, Helga Hovland

Side 36, Ricardo Santos

Side 41, Kamel Bourouba

Side 47, David Gustavsen Tvetene



Equinor ASA  
Postboks 8500  
4035 Stavanger  
Norge  
Telefon: 51 99 00 00  
[www.equinor.com](http://www.equinor.com)