

Serviceeftersynet af vilkårene for kulbrinteindvinding

Marts 2013



Serviceeftersynet af vilkårene for kulbrinteindvinding

Marts 2013

Indholdsfortegnelse

1	Indledning og sammenfatning	5
1.1	Indledning	5
1.1.1	Udvalgets nedsættelse og kommissorium	5
1.1.2	Udvalgets sammensætning	6
1.1.3	Udvalgets arbejde	7
1.2	Sammenfatning	7
1.2.1	Overordnede kriterier for gode rammevilkår	7
1.2.2	Eksisterende rammevilkår	13
1.2.3	Nordsøproduktionen og statens indtægter	15
1.2.4	Prognose for fremtidig produktion af olie og gas	19
1.2.5	Skattevilkår i andre lande	20
1.2.6	Vurdering af de eksisterende rammevilkår	22
1.2.7	Udvalgets konklusioner	29
2	Udvikling i vilkårene for kulbrinteindvinding i Danmark	31
2.1	Indførelsen af kulbrintebeskatningen i Danmark i 1982	31
2.2	Nordsøaftalen med A.P. Møller - Mærsk A/S i 2003	32
2.2.1	Baggrunden for Nordsøaftalen	32
2.2.2	Hovedelementerne i Nordsøaftalen	32
2.2.3	Indførelse af nye kulbrinteskatteregler i 2003	34
2.3	Ændringer i kulbrinteskatteloven siden 2003	37
2.4	Udviklingen generelt i selskabsbeskatningen – herunder selskabsskatteprocent, sambeskatningsregler m.v.	38
2.5	Udviklingen i produktionen m.v.	38
2.6	Udviklingen i olieprisen	40
2.7	Udviklingen i statens indtægter og andel af overskuddet	40
3	Beskrivelse af gældende rammevilkår	45
3.1	Tildeling af tilladelser	46
3.1.1	Tildeling af tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter	46
3.1.2	Gældende regler vedrørende tildeling af tilladelser	46
3.1.3	Rundeområdet	49

3.1.4	Åben dør-området.....	51
3.1.5	Antal tilladelser.....	52
3.1.6	Aftaleparter	53
3.1.7	Vilkår for kommende udbudsrunder	55
3.2	Økonomiske rammevilkår.....	56
3.2.1	Kulbrinteskat.....	57
3.2.2	Produktions- og rørledningsafgift.....	65
3.2.3	Statsdeltagelse.....	66
3.3	Øvrige rammevilkår	68
3.3.1	Beskæftigelse i branchen.....	68
3.3.2	Anvendelse af den eksisterende infrastruktur	68
3.3.3	Behov for teknologiforbedringer.....	69
4	Rammevilkår i udlandet.....	70
4.1	Nuværende og potentielle yderligere olie- og gasreserver samt efterforskningsaktiviteter	70
4.2	Omkostninger – investeringer og drift	72
4.3	Beskatning af indvinding af olie og gas.....	72
4.3.1	Danmark	72
4.3.2	Norge	73
4.3.3	Nederlandene	73
4.3.4	Storbritannien.....	73
4.4	Sammenligning af beskatningen i Danmark, Norge, Nederlandene og Storbritannien 73	
4.4.1	Sammenligning af gennemsnitsbeskatning.....	75
4.4.2	Sammenligning af marginalbeskatning	75
4.4.3	Sammenligning af statens andel.....	76
5	Afkastgrader, samfundsøkonomiske omkostninger og skattesatser	78
5.1	Normalforrentning og overnormalt afkast.....	79
5.1.1	Afkastgrader for perioden 1990-2011.....	80
5.1.2	Afkastgrader og intern forrentning	83
5.2	Samfundsøkonomiske omkostninger ved skattesystemerne.....	83

5.2.1	Samfundsøkonomisk optimale investeringer og forvridningstab	84
5.2.2	En model til opgørelse af forvridningstab	86
5.2.3	Estimation af forvridningstab	87
5.2.4	Følsomhedsanalyse	94
5.2.5	Reduktion af forvridningstab	97
5.2.6	Gældende regelsæt i kulbrintebeskatning og forskellen til et neutralt system	97
5.3	Statsdeltagelse	98
5.3.1	Statsdeltagelse som alternativ til neutral beskatning	99
5.4	Beskatningsniveau	100
5.4.1	Argument for øget kulbrintebeskatning	100
5.4.2	Andre overvejelser	101
6	Optioner for ændring af rammevilkårene	105
6.1	Ændring af beskatningen for tilladelser på gamle regler	105
6.1.1	Potentialet ved ændret beskatning	105
6.2	Ændring af beskatningen for tilladelser på nye regler	113
6.2.1	Nordsøaftalen – er staten bundet af aftalen?	113
6.2.2	Optionerne for ændring af beskatningen inden for aftalens rammer	114
6.3	Generelle tiltag	115
6.3.1	Fremme af ny teknologi	115
6.3.2	Skattesystemets behandling af underskud	119
6.3.3	Særlige skattemæssige problemstillinger i relation til indvinding af kulbrinter ved CO ₂ -injektion	121
6.3.4	Indkomst fra behandling og transport mv. for tredjepart	127

Bilag 1: Materiale vedr. konference afholdt d. 18. april 2012.

Bilag 2: Kammeradvokatens notat af 28. februar 2013 om statens adgang til at kræve ændringer af Nordsøaftalen.

Bilag 3: Wood Mackenzie: Fiscal Comparison/Exploration Attractiveness Juli 2012.

Bilag 4: Beskrivelse af Energistyrelsens prognoser.

Bilag 5: Oversigt over gældende kulbrintetilladelser/-bevillinger, februar 2013

1 Indledning og sammenfatning

1.1 Indledning

1.1.1 Udvalgets nedsættelse og kommissorium

Regeringen nedsatte i januar 2012 et tværministerielt udvalg til at foretage et serviceeftersyn af vilkårene for kulbrinteindvinding i Nordsøen.

Udvalget fik følgende kommissorium:

”Regeringen har besluttet at foretage et serviceeftersyn af vilkårene for indvindingen af olie og gas i Nordsøen. Herunder ønskes vilkårene belyst for tilladelser omfattet af Nordsøaftalen, eksisterende tilladelser, der ikke er omfattet af Nordsøaftalen, samt fremtidige tilladelser.

Serviceeftersynet skal blandt andet ses i lyset af, at den nuværende kulbrintebeskatning og Nordsøaftalen snart har været gældende i 10 år og en forventet gennemførsel af 7. udbudsrunde i 2013.

Udgangspunktet for serviceeftersynet er, at der bør sikres en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig udnyttelse af olie- og gasressourcerne, og at staten skal have en rimelig andel af det samlede afkast.

Regeringen nedsætter til formålet et tværministerielt udvalg med deltagelse af Klima-, Energi- og Bygningsministeriet, Erhvervs- og Vækstministeriet, Finansministeriet og Skatteministeriet (formand), der skal forestå serviceeftersynet.

Udvalget skal på den beskrevne baggrund foretage et serviceeftersyn af de økonomiske rammevilkår ved olie- og gasproduktion i Danmark:

- Som led i eftersynet belyses blandt andet, hvilke konsekvenser vilkårene for kulbrinteindvinding har haft for statens indtægter i lyset af den faktiske olieprisudvikling m.v.
- Det skal herudover belyse erfaringerne med rammevilkår for kulbrinteproduktion i Holland, Storbritannien og Norge.
- Udvalget skal belyse, om rammevilkårene for indvinding af olie og gas i Nordsøen sikrer samfundet en hensigtsmæssig udnyttelse af ressourcerne fra såvel nye som gamle felter. Herunder vurderes betydningen af beskatningsvilkårene i Nordsøaftalen og i de øvrige licenser i forhold til investeringer i efterforskning og ny teknologi m.v.
- Udvalget skal på baggrund af arbejdet komme med anbefalinger til, om og i givet fald hvilke ændringer af de generelle rammevilkår for kulbrinteindvinding der vurderes hensigtsmæssige, herunder om der vurderes grundlag for en genforhandling af Nord-

søaftalen. Udvalget skal endvidere vurdere om de økonomiske rammer bør justeres forud for gennemførelsen af en 7. udbudsrunde, der forventes gennemført i 2013.

Det er en præmis for udvalgets arbejde og eventuelle anbefalinger, at regeringen står ved den indgåede aftale mellem staten og A.P. Møller – Mærsk. Eventuelle ændringer af vilkårene for Nordsøaftalen vil derfor ske inden for aftalens rammer eller ved en ny forhandlet løsning.

Udvalget skal have afsluttet sit arbejde senest i september 2012.”

1.1.2 Udvalgets sammensætning

Udvalget består af følgende medlemmer:

Direktør Otto Brøns-Petersen (formand), Skatteministeriet

Kontorchef Lise Bo Nielsen, Skatteministeriet

Chefkonsulent Jens Holger Helbo Hansen, Skatteministeriet

Vicedirektør Birgitta Jacobsen, Energistyrelsen (til den 19. september 2012)

Afdelingschef Anne Højer Simonsen, Klima-, Energi- og Bygningsministeriet (fra den 20. september 2012)

Kontorchef Jens Skov-Spilling, Energistyrelsen

Erhvervsdirektør Jens Lundsgaard, Erhvervs- og Vækstministeriet

Kontorchef Niels Kleis Frederiksen, Finansministeriet

I sekretariatet har deltaget (faste medlemmer):

Chefkonsulent Camilla Christensen, Skatteministeriet

Fuldmægtig Lars Biel, Skatteministeriet – udtrådt januar 2013

Fuldmægtig Eva Grøn Olesen, Skatteministeriet

Fuldmægtig Cathrine Olsen, Skatteministeriet

Specialkonsulent Peter Ambus, Skatteministeriet – indtrådt januar 2013

Specialkonsulent Jens Thyboe Pedersen, SKAT, Store Selskaber

Specialkonsulent Jens-Birger Christophersen, Energistyrelsen

Specialkonsulent Eskild Stub Larsen, Klima-, Energi- og Bygningsministeriet

Kontorchef Søren Gaard, Erhvervs- og Vækstministeriet – indtrådt november 2012

Specialkonsulent Kristina Astrup Sørensen, Erhvervs- og Vækstministeriet – udtrådt september 2012

Specialkonsulent Christian Meyer, Erhvervs- og Vækstministeriet – indtrådt september 2012

Fuldmægtig Søren Hauskov Pilgaard, Finansministeriet

1.1.3 Udvalgets arbejde

Udvalget har holdt 10 møder.

Udvalget afholdt endvidere en konference den 18. april 2012 med henblik på at indhente synspunkter og input fra eksterne eksperter m.v. til udvalgets videre arbejde.

Der var følgende oplægsholdere på konferencen: Overvismand Hans Jørgen Whitta-Jacobsen, De Økonomiske Råd, professor Diderik Lund, Oslo Universitet, formand for Danish Operators Franz Willum Sørensen, bestyrelsesformand for Danish Offshore Industry Verner Andersen og professor, dr.jur. Mads Bryde Andersen, Københavns Universitet. Ordstyrer Trine Sick.

Programmet for konferencen, listen over deltagere og oplæggene er vedlagt som bilag 1 til denne rapport.

Udvalget har i forbindelse med de gennemførte analyser indhentet juridisk bistand fra Kammeradvokaten. Kammeradvokatens juridiske vurderinger er omtalt nedenfor i kapitel 6. Kammeradvokatens notat om statens adgang til at kræve ændringer af Nordsøaftalen er vedlagt som bilag 2 til denne rapport. Desuden har konsulentvirksomheden Wood Mackenzie som led i eftersynet udarbejdet en sammenligning af beskatningen af indvindingen af kulbrinter i Danmark, Nederlandene, Storbritannien og Norge. Rapporten er omtalt nedenfor i kapitel 4 og hele rapporten er vedlagt som bilag 3 til denne rapport.

1.2 Sammenfatning

1.2.1 Overordnede kriterier for gode rammevilkår

Forekomsterne og produktionen af olie og gas i den danske undergrund repræsenterer en betydelig økonomisk værdi. Værdien af produktionen udgjorde i 2011 3,3 pct. af det danske bruttonationalprodukt, og staten opnåede i samme år 3,6 pct. af samtlige sine skatter og afgifter fra denne type virksomhed. Selv om forekomsterne gradvist udtømmes, vil ikke alene kendte reserver, men også udsigten til nye fund og teknologiske fremskridt indebære, at Nordøstproduktionen fortsat i en overskuelig periode vil spille en vigtig rolle i dansk økonomi.

Derfor er det vigtigt, at der er gode rammebetingelser for produktionen. Udnyttelsen af forekomsterne er forbundet med store, langsigtede investeringer, og derfor er det tillige af betydning, at rammebetingelserne er stabile og robuste over for ændrede forudsætninger.

Ved fastlæggelsen af rammevilkårene for indvindingen af kulbrinter i den danske del af Nordsøen er følgende overordnede kriterier efter udvalgets opfattelse afgørende:

- Rammevilkårene skal for det første sikre den størst mulige *samfundsøkonomiske værdi* af produktionen (grundrenten). Det er en selvstændig målsætning at opnå størst muligt afkast af forekomsterne, uafhængigt af fordelingen mellem ejere, lønmodtagere og staten.
- Udvalget har for det andet lagt til grund, at kulbrinteforekomsterne i den danske undergrund tilhører staten. Derfor kan staten have en interesse i at opnå så stor en *andel* af den egentlige grundrente som muligt.

Det er en velkendt skattepolitisk problemstilling, at de to hensyn normalt må afvejes mod hinanden. Den marginale beskatning af indkomst, opsparing, investering og forbrug vil som alt-overvejende hovedregel medføre et forvridningstab. Der er således en samfundsøkonomisk omkostning forbundet med at øge statens indtægter.

Det er dog en særlig situation, når staten disponerer over en knap ressource forbundet med en grundrente som i Nordsøen. Det er i princippet muligt for staten at lægge beslag på i hvert fald en del af grundrenten, uden at det forringer den samfundsøkonomiske værdi. Standardmetoden til at sikre staten den forventede grundrente er at bortauktionere retten til at udnytte den knappe ressource. Konkurrencen mellem alternative bydere vil da indebære, at grundrenten vil blive konkurreret bort fra selskaberne og konverteret til betaling til staten. Der er, som anført af Kulbrintebeskatningsudvalget (2001), en række årsager til, at auktionsmetoden ikke nødvendigvis er hensigtsmæssig ved udnyttelsen af olie- og gasforekomster, men det er muligt at udforme skattereglerne og statens deltagelse m.v., så de i høj grad har samme neutrale egenskaber. Det er således en vigtig rammebetingelse, at staten opnår sin andel af grundrenten på en måde, der minimerer forvridningstabet.

Rammevilkårene omfatter også den offentlige regulering og offentlige ydelser samt infrastruktur af betydning for olie- og gasindvinding. Det offentlige kan have en økonomisk funktion, når der foreligger positive og negative eksternaliteter, som bør korrigeres. Samtidig står det offentlige i høj grad for visse dele af infrastrukturen samt uddannelse og forskning, herunder uddannelsen af arbejdskraft til industrien. Også ved tilrettelæggelsen af disse rammevilkår bør kriterierne være dels det størst mulige samfundsøkonomiske udbytte, dels den størst mulige statslige andel af grundrenten.

Olie- og gasindustrien er alene speciel ved, at staten kan have en særlig interesse i at opnå størst mulig andel af grundrenten, hvis det lægges til grund, at forekomsterne tilhører staten. Derimod er der ikke økonomiske eller andre hensyn, udover de samfundsøkonomiske, der bør lægges til grund ved vurderingen af rammevilkårene. Olie- og gasindvinding afviger således ikke grundlæggende fra andre brancher og bør ikke vurderes efter andre standarder. Der bør ved udformningen af de fremtidige rammevilkår tages udgangspunkt i de eksisterende vilkår,

som selskaberne har indrettet sig efter. Ved store, langsigtede investeringer er det i sig selv et betydningsfuldt rammevilkår, at de øvrige rammevilkår er forudsigelige og ikke ændres hyppigt. Usikkerhed om f.eks. de fremtidige beskatningsvilkår vil kunne medføre såvel et lavere samfundsøkonomisk udbytte som et ringere statsfinansielt resultat.

Det er derfor vigtigt at afveje de isolerede samfundsøkonomiske og statsfinansielle fordele ved at ændre i rammevilkårene mod de samfundsøkonomiske og statsfinansielle fordele ved stabile rammer. Det taler for, at der bør foreligge væsentlige gevinster, hvis rammerne justeres.

Udgangspunktet for serviceeftersynet er, at staten er forpligtet af Nordsøaftalen, samt at ændringer skal ske inden for rammerne af Nordsøaftalen eller ved en ny forhandlet løsning.

Udvalget har i relation hertil bedt Kammeradvokaten vurdere, om Nordsøaftalen kan tilsidesættes helt eller delvist pga. bristende forudsætninger, herunder at olieprisen er steget betydeligt siden aftalens indgåelse. Det er entydigt vurderingen, at der ikke på det foreliggende grundlag foreligger bristende forudsætninger, og aftalen kan heller ikke tilsidesættes som åbenbart urimelig. Der kan henvises til Kammeradvokatens notat om statens adgang til at kræve ændringer af Nordsøaftalen, vedlagt som bilag 2 til rapporten.

At staten er forpligtet i henhold til Nordsøaftalen, og at ændringer skal ske inden for rammerne af aftalen, betyder dog ikke, at Folketinget er afskåret fra at ændre skattereglerne, men det kan udløse kompensation til DUC-selskaberne, hvis vilkårene – uden at dette er baseret på en ny forhandlet løsning – forringes i forhold til vilkårene på aftaletidspunktet.

Udvalget har foretaget en nøje analyse og juridisk vurdering af Nordsøaftalen med bistand fra Kammeradvokaten. Den viser, at det med respekt af Nordsøaftalen er vanskeligt at pege på tiltag, som med sikkerhed indebærer et merprovenu til staten fra eneretsbevillingen, jf. afsnit 1.2.6.3.1 om kompensationsaftalen.

Der er ikke tilsvarende forpligtelser for den del af olie- og gasindvindingen, der ikke er omfattet af Nordsøaftalen, men også her gælder hensynet om så stabile rammevilkår som muligt.

1.2.1.1 Rammevilkår der optimerer det samlede samfundsøkonomiske afkast

Rammevilkårene bør som nævnt ovenfor sigte imod at opnå størst muligt samfundsøkonomisk afkast af olie- og gasforekomsterne i undergrunden. Det kræver, at selskaberne foretager investeringer, som udtømmer den potentielle grundrente. Det vil sige, at investeringerne bør dimensioneres, så den forventede produktionsværdi marginalt svarer til de faktiske samfundsøkonomiske omkostninger. Selskabernes betaling til staten i form af skatter, overskudsandele m.v. bør derfor ideelt set indrettes, så de giver selskaberne incitament til at foretage det samfundsøkonomisk hensigtsmæssige omfang af investeringer og til at minimere omkostningerne.

Staten kan i princippet søge at påvirke incitamenterne på to måder. Enten kan skatterne og de øvrige betalinger til staten designses felt for felt på baggrund af vurderinger af deres geologiske

og andre specifikke forhold. Eller også kan skattesystemet m.v. indrettes, så det helt generelt understøtter samfundsøkonomisk hensigtsmæssige investeringer.

Udvalget påpeger, at metoden med at opstille generelt hensigtsmæssige incitamenter entydigt er at foretrække frem for forsøget på at specialdesigner skattesystemer til hvert felt. For det første ville det kræve meget indgående oplysninger om hvert felt, og systemet ville ikke være robust over for ændrede oplysninger eller udsving i oliepriser og andre økonomiske forhold. For det andet er det muligt at opstille helt generelle incitamenter, som sikrer samfundsøkonomisk hensigtsmæssige investeringer, uanset felternes nærmere beskaffenhed. Det er hverken praktisk realisabelt eller nødvendigt at indrette skattereglerne, så de optimerer produktionen felt for felt. Erfaringerne fra Storbritannien, hvor der efter to generelle skatteforhøjelser er gennemført en række særlige fradragsordninger for felter med specifikke egenskaber, taler heller ikke for denne fremgangsmåde.

Ved indretningen af generelle incitamenter kan der tages udgangspunkt i, at selskaberne i en situation helt uden beskatning ville foretage det samfundsøkonomisk hensigtsmæssige omfang af investeringer og minimere omkostningerne. Skatterne bør derfor ikke forvride de marginale investerings- og produktionsbeslutninger.

Derfor anbefalede Kulbrintebeskatningsudvalget (2001) en såkaldt neutral beskatning af kulbrintevirksomhed. Neutral beskatning er karakteriseret ved kun at beskatte det såkaldt overnormale afkast, grundrenten, mens der ikke er beskatning af normalafkast. Og det samfundsøkonomisk optimale investeringsomfang indebærer netop, at den marginale investering kaster præcis et normalafkast af sig. Set i forhold til investeringens skala er der ingen marginalbeskatning i et neutralt skattesystem. Forhandlingerne om Nordsøaftalen i 2003 tog ligeledes udgangspunkt i et udspil fra den daværende regering om en neutral skat.

Udvalget finder, at neutral beskatning – eller andre former for betalinger, der har samme neutrale egenskaber – bør anvendes som grundlæggende målestok ved vurderingen af den eksisterende og fremtidige beskatning og øvrige rammevilkår.

Kulbrintevirksomhed er kendetegnet ved, at selskaberne har en mulighed for systematisk at opnå et over normalt afkast (grundrenten), fordi det over normale afkast – i modsætning til anden erhvervsvirksomhed – ikke vil blive konkurreret bort på grund af den eksklusive ret til at udnytte ressourcen. Samtidig opkræver staten – i modsætning til andre ejere af eksklusive ressourcer – ikke fuld betaling for retten til at udnytte den. Det kan f.eks. sammenlignes med den eksklusive ret til at udnytte et stykke landbrugsjord, hvor det generelle over normale afkast elimineres af forpagtningsafgift til ejeren eller ved køb af jorden.

Grundrenten opgøres som værdien af Nordsøproduktionen fratrukket alle økonomiske omkostninger, herunder det alternative afkast af investeringen, og udgør dermed det overskud,

der skal deles mellem stat og rettighedshaver, mens det er beskatningsniveauet, der afgør fordelingen af overskuddet/grundrenten mellem staten og rettighedshaveren.

Der er flere mulige redskaber med neutrale egenskaber. Staten kunne i princippet som nævnt ovenfor auktionere tilladelserne bort. Ved en auktion ville det mest effektive selskab vinde med et bud svarende til den forventede grundrente. Det svarer f.eks. til betalingen for at anvende mobiltelefonfrekvenser, hvor den eksklusive brugsret auktioneres bort. Staten kunne i princippet også lægge beslag på grundrenten på en neutral måde ved at stå for indvindingen selv eller ved at ansætte operatører til det. I dag opnår staten en del af grundrenten ved at være medejer gennem Nordsøfonden, hvilket ligeledes er et neutralt redskab. Endvidere har en såkaldt cash flow-skat neutrale egenskaber, ligesom en beskatning baseret på overskuddet, hvor der er fradrag for forrentning af egenkapital samt adgang til at fremføre underskud med rente, har det.

Kulbrintebeskatningsudvalget (2001) anførte imidlertid, at alene en begrænset statsdeltagelse og overskudsandel samt en overskudsbaseret neutral skat var praktisable og realistiske. Bortauktionering kræver således, at det politisk er acceptabelt alene at opnå den forventede grundrente, og at afvigelser i den faktiske grundrente ikke fører til pres for øget eller reduceret betaling. Statslig drift sikrer ikke omkostningsminimering. Endelig giver en overskudsbaseret skat i højere grad sikkerhed for, at navnlig amerikanske selskaber kan opnå dobbeltbeskatningsslempelse.

Udvalget finder, at Kulbrintebeskatningsudvalgets konklusioner om neutral beskatning m.v. fortsat er gyldige. Samtidig er det vigtigt ikke alene at skelne mellem neutrale og ikke-neutrale systemer, men ligeledes at vurdere ikke-neutrale systemer efter, hvor forvridende de er. Som det fremgår af afsnit 1.2.6.1 nedenfor, er de to eksisterende beskatningsregimer, henholdsvis gamle regler (tilladelser tildelt inden 1. januar 2004 uden for eneretsbevillingen) og nye regler, (eneretsbevillingen og tilladelser meddelt fra den 1. januar 2004) begge ikke-neutrale, men mens forvridningstab er betydeligt ved de gamle regler, kommer de nye regler med et beskeden forvridningstab væsentligt tættere på et neutralt system.

Det kan således være en relevant mulighed at fastholde det eksisterende nye beskatningssystem, så længe forvridningstab er af begrænset størrelse.

Det er i den forbindelse vigtigt at vurdere forvridningstab ved den samlede beskatning af kulbrintevirksomheden. Det betyder således ikke nødvendigvis, at indførelsen af enkeltelementer fra et neutralt skattesystem i et ikke-neutralt system vil gøre forvridningstab mindre.

Endelig bør det understreges, at indbygningen af særlige incitament eller ikke-neutrale progressive skatter – som f.eks. forøget kulbrintefradrag kombineret med højere satser ved store fund – vil øge forvridningerne og dermed reducere det samfundsøkonomiske afkast. I det omfang skattegrundlaget vil kunne blive øget ved sådanne tiltag, vil det alene være i kraft af, at

staten påtager sig en øget risiko. Øget risikovillighed vil naturligvis ved et heldigt udfald kunne øge skattegrundlaget, men det sandsynlighedsvægtede afkast vil i udgangspunktet blive mindre, fordi risikoen for tab overskygger sandsynligheden for gevinst. Det forekommer desuden ikke hensigtsmæssigt at øge risikoeksponeringen i betragtning af, at staten har mindre indflydelse på driftsherreskabet end selskaberne i øvrigt.

Udvalget har således behandlet en række beskatningsmodeller med specielle tilskyndelser til investeringer og efterforskning, og kan ikke pege på samfundsøkonomisk hensigtsmæssige konstruktioner af den art.

1.2.1.2 Størst mulig andel af grundrenten til staten

Mens grundlaget for beskatningen er afgørende for størrelsen af overskuddet, der skal fordeles mellem stat og rettighedshaver, er det beskatningsniveauet, der afgør fordelingen af overskuddet mellem de to parter.

Hvis det lægges til grund, at kulbrinteforekomsterne i den danske undergrund som udgangspunkt tilhører staten, taler det for, at staten bør have den størst mulige andel af grundrenten. Men samtidig skal der ved fastsættelsen af beskatningsniveauet tages hensyn til, at en for høj sats vil mindske investeringslysten og efterforskningen efter kulbrinter og dermed reducere det fremtidige beskatningsgrundlag.

I princippet kunne staten lægge beslag på hele grundrenten uden at påvirke selskabernes incitamenter – f.eks. ved at auktionere tilladelserne bort, som det tidligere er nævnt. Ved en beskatningsløsning er der imidlertid en grænse for, hvor høj satsen kan blive, uden at det samfundsøkonomiske afkast falder. For det første kan en del af det afkast, som indgår i skattebasen på en neutral overskudsbaseret skat, dække over aflønning til selskabernes driftsherreegenskaber og dermed reelt ikke være en del af grundrenten. Hvis afkastet ved særlige driftsherreegenskaber ikke tilfalder selskabet, kan det afskrække det fra at gå ind i investeringen. For det andet vil en høj skattesats øge tilskyndelsen til at føre overskud ud af skattegrundlaget f.eks. ved for høje afregningspriser. Det vil som udgangspunkt ikke være tilladt, men det kan være vanskeligt at fastsætte interne afregningspriser m.v. entydigt, hvilket i praksis kan give et vist spillerum. Endelig vil en ikke helt neutral skat indebære forvridningstab allerede ved lav skattesats, og tabet vil vokse mere end proportionalt med satsen.

Der er således en overgrænse for den mulige skattesats, således at staten ikke vil kunne beslaglægge den fulde grundrente, men det er ikke desto mindre muligt for staten ved neutral beskatning at opnå en betydelig andel, uden at det har væsentlige samfundsøkonomiske omkostninger. Kulbrintebeskatning adskiller sig dermed fra de fleste andre former for beskatning, hvor der er en uomgængelig afvejning mellem samfundsøkonomiske og statsfinansielle hensyn.

Investeringsprojekterne i Nordsøen konkurrerer med investeringsprojekter både inden for kulbrinteindvinding i andre dele af verden og inden for andre sektorer i både ind- og udland. Selskaberne vil på kort sigt – hvis deres kapitalbeholdning er givet – investere der, hvor investeringen giver det bedst mulige afkast. På kort sigt kan kapitalen – herunder også nødvendig humankapital – være begrænset. På lidt længere sigt er selskabernes kapitalbeholdning derimod ikke fast, og investeringer i olieletter andre steder i verden udelukker således ikke investeringer i danske olieletter. Tværtimod er der et incitament til at udbygge investeringerne i den danske undergrund, så længe der er udsigt til mindst normalafkastet (inkl. aflønning af risici), uanset at mange af produktionsfaktorerne som udgangspunkt er yderst internationalt mobile.

Beskatningen i andre kulbrinteproducerende lande er derfor ikke i sig selv afgørende ved fastlæggelsen af beskatningsniveauet, så længe afkastet efter skat og aflønning af risiko er større end afkastet fra anden virksomhed.

Det bemærkes, at stabile rammevilkår kan spille en rolle for incitamentet til at udnytte den nuværende infrastruktur inden for dens begrænsede levetid. Det er vigtigt, at beslutningen om anvendelse af infrastrukturen og den tidsmæssige udnyttelse af forekomsterne træffes ud fra rent kommercielle hensyn.

1.2.2 Eksisterende rammevilkår

Med indførelsen af det nye regelsæt gældende fra 2004 som udmøntning af Nordsøaftalen er beskatningen forskellig for tilladelser tildelt inden 1. januar 2004 (gamle regler) og eneretsbevillingen og tilladelser meddelt fra 1. januar 2004 (nye regler), *jf. oversigtstabel 1.1*, som desuden viser de grundlag, der ville indgå i en neutral skat som foreslået af Kulbrintebeskatningsudvalget (2001).

Tilladelser, der beskattes efter gamle regler, har fortsat et kulbrintefradrag på 250 pct. og en kulbrinteskattesats på 70 pct. Skatteværdien af kulbrintefradraget og det almindelige fradrag på 100 pct. svarer i nutidsværdi til knap 200 pct. af en investering (ved en rente på 4,75 pct.). Det høje kulbrintefradrag gør det muligt og fordelagtigt for selskaberne at investere sig ud af kulbrinteskatteposition, hvorfor der reelt kun betales selskabsskat og rørledningsafgift fra disse tilladelser.

De nye regler gældende fra 2004 indebærer en kulbrinteskattesats på 52 pct., en reduktion af kulbrintefradraget til 30 pct. samt en ophævelse af bruttoskatterne af produktionens salgsværdi (rørledningsafgift og produktionsafgift/royalty) og feltafgrænsningen.

Oversigtstabel 1.1. Oversigt over forskellene mellem kulbrintebeskatningen efter gamle regler, nye regler og Kulbrintebeskatningsudvalgets forslag (Bet. nr. 1408/2001)

	Gamle regler	Nye regler	Neutral beskatning
Kulbrinteskatt	70 pct.	52 pct.	71,5 pct.
Kulbrintefradrag	Fradrag på i alt 250 pct. af anskaffelsessum for aktiver og aktiverede efterforskningsudgifter (25 pct. i 10 år).	Fradrag på i alt 30 pct. af anskaffelsessum for aktiver og aktiverede efterforskningsudgifter (5 pct. i 6 år).	Kulbrintefradraget afskaffes.
Underskud (ring fence, forrentning og udbetaling)	Feltbaseret indkomstopgørelse (ring fence).	Samlet indkomstopgørelse.	Samlet indkomstopgørelse. Fradrag for normalforrentning af egenkapital, underskud kan fremføres med rente og handles.
Fjernelsesomkostninger/ophør	Ingen udbetaling af skatteværdien af underskud ved ophør.	Skatteværdien af fjernelsesomkostninger vedr. de sidste felter udbetales ved ophør op til den betalte kulbrinteskatt (carry back).	Skatteværdien af underskud udbetales ved ophør.
Produktionsafgift	Tilbageværende 2. runde tilladelser betaler en produktionsafhængig afgift.		Produktionsafgift kan fradrages i kulbrinteskatten.
Rørlednings-/dispensationsafgift	5 pct. Kan fradrages i grundlaget for produktionsafgiften samt i selskabs- og kulbrinteskattgrundlaget.	5 pct. Ophævet fra 9. juli 2012. Indtil da kunne rørledningsafgiften modregnes i kulbrinteskatten.	
Statsdeltagelse	Tilbageværende tilladelser fra 1.-3. runde: 20 pct.	20 pct. fra og med 9. juli 2012. Fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012 betalte DUC 20 pct. af overskuddet til staten (overskudsdeling).	Uden for udvalgets kommissorium.

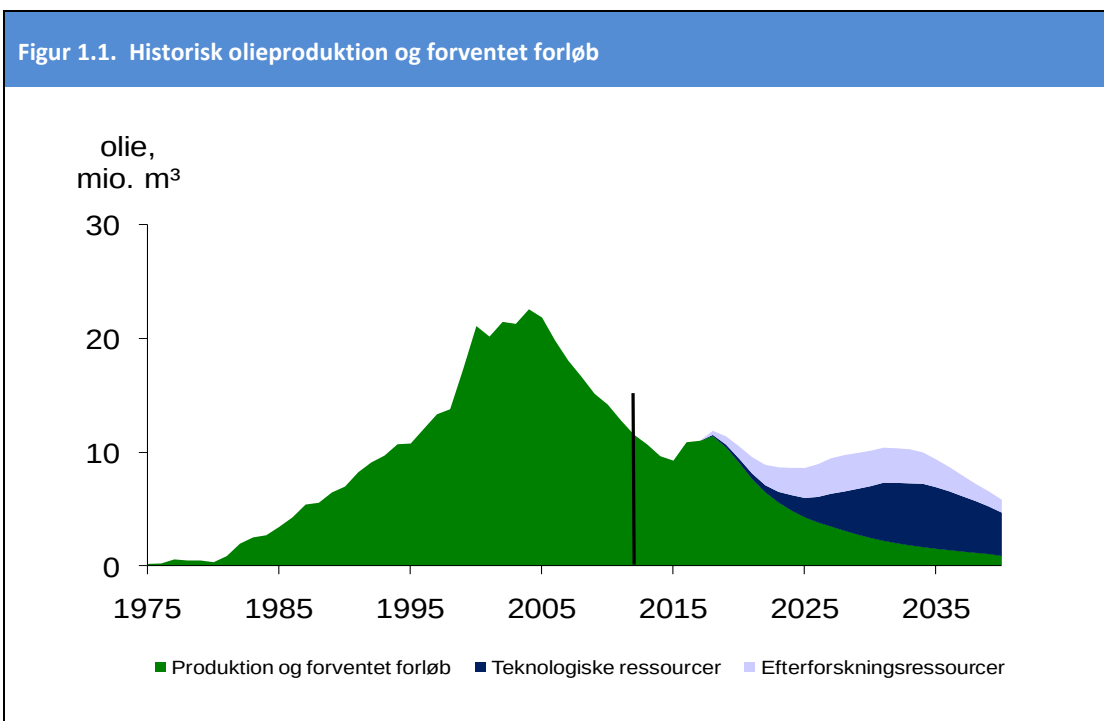
Anm: Kulbrinteskattesatsen ved neutralt beskatning svarer til Kulbrintebeskatningsudvalgets beregning af satsen, hvis den daværende sammensatte marginale beskatning skulle fastholdes.

1.2.3 Nordsøproduktionen og statens indtægter

Både produktionens størrelse og olieprisen er betydende for størrelsen af overskuddet ved kulbrinteindvinding i Nordsøen og dermed også for statens indtægter herfra. Olieproduktionen har været stigende fra 1999 frem til 2004 og har siden været faldende. Da produktionen toppede i 2004, blev der indvundet knap 23 mio. m³, mens der i 2012 blev indvundet godt 12 mio. m³.

Produktion af gas var i perioden 1999-2003 på et relativt stabilt niveau omkring 7 mia. Nm³ og herefter stigende til omkring 9 mia. Nm³ i 2006. Siden 2008 har gasproduktionen haft samme faldende tendens som olieproduktionen.

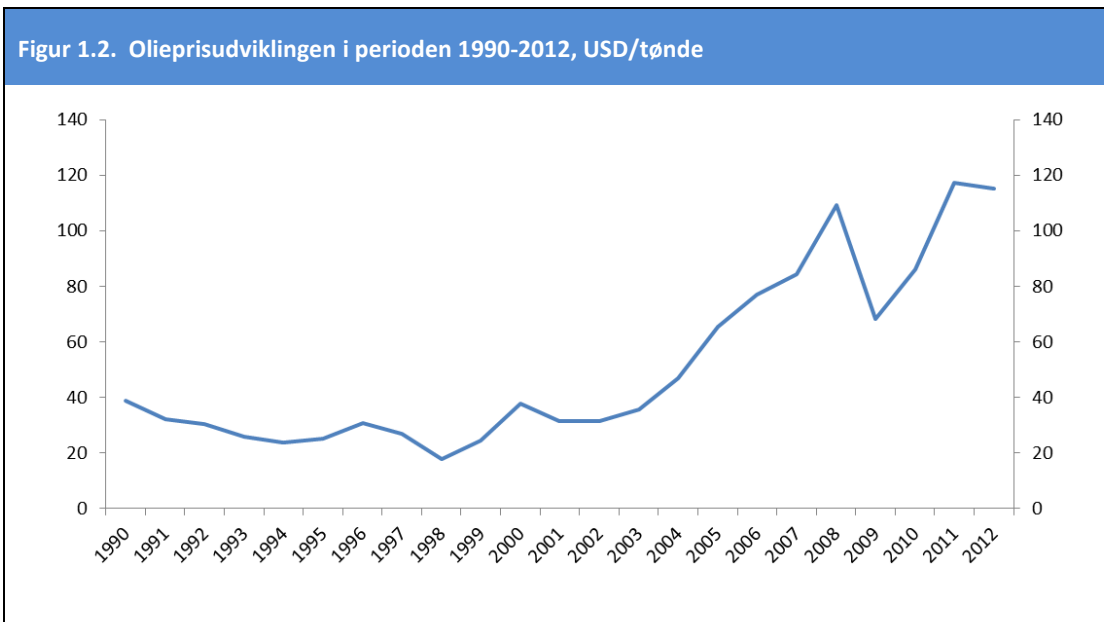
Fremadrettet forventes der endnu en mindre stigning i olieproduktionen, som udgør langt den største andel af den samlede kulbrinteproduktion, mens den på længere sigt vil være aftagende, jf. figur 1.1.



Kilde: Energistyrelsen.

Den årlige produktion viser ikke, hvor stor en andel af de samlede mængder af kulbrinter i undergrunden, der bliver indvundet. Det opgøres derimod ved indvindingsgraden, der angiver, hvor stor en del af de tilstedeværende kulbrinter i et reservoir, som indvindes. Fra 1990 til 2000 steg indvindingsgraden med 9 pct. point og er i dag på 26 pct.

Mens olie- og gasproduktionen har været aftagende, har olieprisen været stigende, jf. figur 1.2.



Kilde: Energistyrelsen.

I perioden 1990-2004 lå olieprisen på mellem 20 USD/tønne og 40 USD/tønne. Siden 2005 er olieprisen steget kraftigt frem mod 2008 til et niveau omkring 110 USD/tønne. I kølvandet på finanskrisen faldt olieprisen kortvarigt, men er tilbage på et niveau omkring 110 USD/tønne i dag.

Baseret på Det Internationale Energi Agenturs (IEA) forventninger vil olieprisen fortsat være på dette høje niveau på sigt.

1.2.3.1 Afkastgrader

Som nævnt afviger kulbrintevirksomhed fra traditionel erhvervsvirksomhed ved, at der både vil være en normalforrentning og en ekstraordinær forrentning (grundrente) af investeringerne. Afkastgraden før skat opgøres ved nettooverskuddet (værdien af de producerede kulbrinter fratrukket alle omkostninger) som andel af den faste kapital.

Afkastet fra olieproduktionen i Nordsøen har siden 1990 været højere end ved anden virksomhed, jf. figur 1.3.

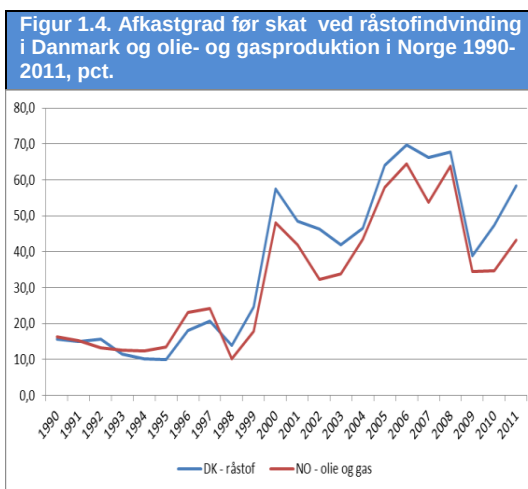
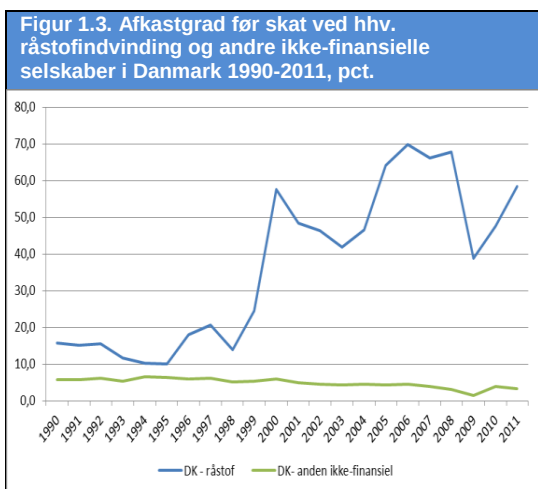
I den danske del af Nordsøen har den nominelle afkastgrad før skat i gennemsnit været godt 35 pct. i perioden 1990-2011.

Særligt efter 2000 har afkastet af olieproduktion i Nordsøen været markant højere, end det har været for andre ikke-finansielle selskaber. Her har det årlige afkast for olieproduktion ligget mellem 35 og 70 pct., mens den for øvrige ikke-finansielle selskaber har ligget mellem knap

2 pct. og 6 pct. Samme udvikling i afkastet for råstofindvinding er set i Norge, og det afspejler i høj grad udviklingen i oliepriserne, jf. figur 1.4.

I samme periode steg statens provenu fra olie- og gasindvinding således også markant.

Afkastgraden før skat viser normalafkastet samt omfanget af overnormal forrentning (det vil for Nordsøen sige grundrenten) og derfor også potentialet for beskatning. Den systematisk højere afkastgrad i Nordsøen end i andre sektorer kan således begrunde den særlige beskatning af Nordsøen. Den særlige beskatning bevirker, at forskellene i afkastgrader efter skat bliver reduceret.



Anm.: Det skal bemærkes, at afkastgraden før skat er beregnet som nettooverskud før finansielle poster i procent af netto realkapital primo ved hhv. råstofindvinding og andre ikke-finansielle selskaber i Danmark og ved olie- og gasproduktionen i Norge i figur 1.4. Den danske afkastgrad er beregnet for hele branchen for råstoffer og omfatter andet end kulbrinteindvinding. Rentabiliteten ved olie- og gasproduktion i Danmark er større end som angivet for hele råstofområdet, da rentabiliteten fra grusgrave m.v. er lavere.

Kilde: I figur 1.3 er beregningerne baseret på Danmarks Statistiks opgørelse af nationalregnskaber for sektoren ikke-finansielle selskaber og branchen råstofindvinding. Hovedparten af branchens råstofindvinding udgøres af kulbrinteindvindingen i Nordsøen. Beregningen i figur 1.4 er baseret på nationalregnskab efter statistikbanker i Danmark og Norge, december 2012.

Det høje afkast i Nordsøen også efter 2004, hvor de nye regler blev indført, indikerer, at der ved statens nuværende andel af den marginale indtjening på 71,2 pct. (inkl. statsdeltagelse) fortsat kan tiltrækkes investeringer til den danske kulbrinteindvinding.

Det er vigtigt ved indretningen af den særlige beskatning i Nordsøen, at der tages hensyn til den store variation i geologi og bonitet mellem de danske felter indbyrdes og i forhold til f.eks. de store forekomster i Norge. Det kræver, at skattegrundlaget er grundrenten, og at beskatningen udgør en andel heraf, så forekomster med lav grundrente betaler et lavere beløb end forekomster med stor grundrente. I tilfælde, hvor grundrenten er negativ, bør beskatningen ligeledes være negativ i form af adgang til at fradrage underskud.

Det afgørende for selskabernes tilskyndelse til at efterforske og udnytte forekomsterne hensigtsmæssigt er således ikke hverken det gennemsnitlige afkast i hele landets del af Nordsøen eller størrelsen af landets samlede forekomster. Det centrale er derimod incitamenterne til at udnytte de marginale felter og de marginale dele af de profitable felter.

Det er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt, at der produceres indtil det punkt, hvor det marginale bidrag til grundrenten svinder ind. Det er baggrunden for, at neutral beskatning betragtes som en hensigtsmæssig metode. Ved neutral beskatning beskattes alene grundrenten, og derfor aftager den marginale beskatning med den marginale grundrente. Beskatningsformer, som ikke er baseret på overskud, men på f.eks. omsætning eller produktionsmængder, belaster derimod marginalt og forvrider incitamentet til hensigtsmæssig økonomisk drift.

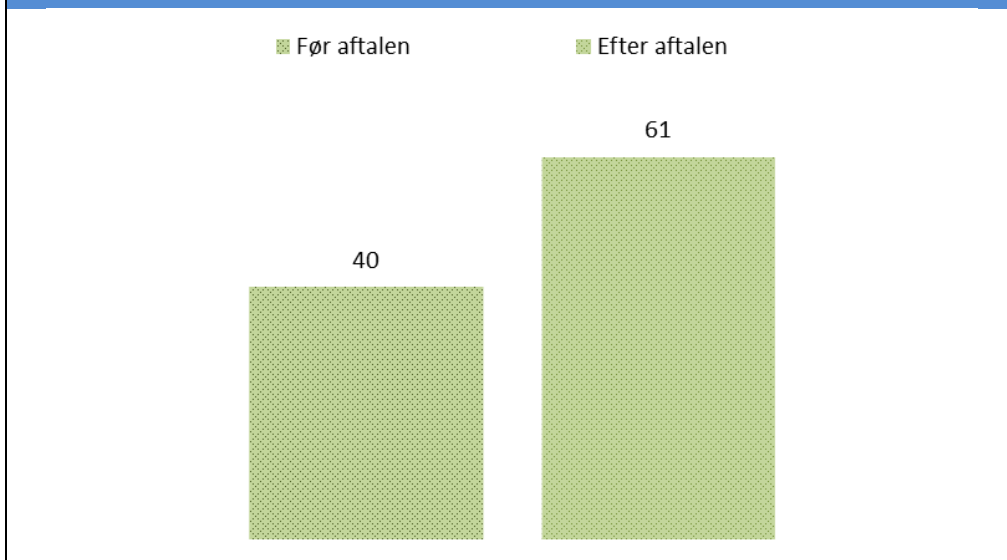
1.2.3.2 Provenu og statens andel

Statens indtægter er siden indførelsen af de nye regler fra 2004 steget markant, *jf. figur 1.5*. Før 2004, hvor kun de gamle regler var gældende, blev der stort set ikke betalt kulbrinteskatt, mens staten har fået en væsentlig indtægt fra kulbrinteskatten siden 2004. Fra 2004 og frem til 8. juli 2012 betalte DUC overskudsdeling. Den 9. juli 2012 indtrådte Nordsøfonden i DUC med en andel på 20 pct. På nye regler ophørte rørlednings- og dispensationsafgiften 8. juli 2012, hvorfor det i fremtiden kun er selskaber beskattet efter gamle regler, der betaler afgiften.

Det nye regelsæt sikrer et mere robust provenu og en reduktion af forvridningstab. Det har betydet, at statens andel af overskuddet samlet set er steget fra ca. 40 pct.¹ til ca. 61 pct., selvom kulbrinteskattesatsen er lavere end efter gamle regler. I perioden 2004-2012 har staten fået en andel på ca. 62 pct. af overskuddet fra selskaber på nye regler og ca. 36 pct. fra selskaber på gamle regler. Andelen er beregnet som andel af selskabsskattegrundlaget før overskudsdeling/statsdeltagelse og afgifter.

¹ Statens gennemsnitslige andel i perioden 2001-2003.

Figur 1.5. Statens andel af det skattemæssige overskud før og efter Nordsøaftalen, pct.



Anm.: Statens andel er beregnet ud fra skatteindbetalingernes andel af selskabsskattegrundlag før overskudsdeling/statsdeltagelse og afgifter baseret på indtægterne opgjort for indkomståret. Dette svarer i vid udstrækning til oplysningerne fra APMM og Wood Mackenzie, som er forelagt for udvalget. Forskellene består i afvigelser i beregningsopgørelsen og periodeafgrænsningen, hvorpå gennemsnittet er beregnet. *Gennemsnittet før aftalen er beregnet for perioden 2001-2003 og gennemsnittet efter aftalen er beregnet for årene 2004-2012, hvor 2012 er et skøn.*

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

Ændringerne af kulbrintebeskatningen fra 2004 ændrer produktions- og investeringsincitamenterne markant. Forskellen i reglernes incitamentsstruktur gør det svært at foretage en sammenligning af, hvordan produktion, investeringer og statens indtjening ville have været, hvis eneretten stadig havde været på gamle regler, eller hvis tilladelserne, der stadig beskattes efter gamle regler, også var overgået til det nye regelsæt fra 2004.

1.2.4 Prognose for fremtidig produktion af olie og gas

Ifølge Energistyrelsens produktionsprognose vil produktionen af olie og gas i Nordsøen generelt være aftagende frem mod 2042. Dog forventes en stigende produktion i 2016 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter. Fra 2018 forventes de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne at bidrage med yderligere produktion.

Hidtil er langt størstedelen af produktionen af kulbrinter i Nordsøen sket inden for eneretsbevillingen. Efter 2015 forventes andelen af produktion uden for eneretsbevillingen dog at blive forøget markant. Det forventes, at produktionen uden for eneretten i gennemsnit vil udgøre ca. 30 pct. af den samlede produktion i perioden 2012-2040.

På baggrund af forventningerne til den fremtidige produktion kan nutidsværdien af den samlede grundrente for perioden 2014-2042 skønnes til godt 700 mia. kr., *jf. tabel 1.1.*

Ved uændrede andele af overskuddet fra hhv. gamle og nye regler vil staten opnå indtægter på 437 mia. kr. for perioden 2014-2042. Kulbrinteindvindingen vil således trods udsigten til vigen- de produktion fortsat være af væsentlig samfundsøkonomisk og statsfinansiell betydning frem mod 2042. Samtidig forventes der dog også betydelige ophørsomkostninger, når produktionen omsider afvikles, og anlæg m.v. skal demonteres. Disse anslås i øjeblikket til godt 50 mia. kr. (2014-niveau).

Tabel 1.1. Nutidsværdien af statens fremtidige indtægter og grundrente fra olie- og gasakti- viteterne i Nordsøen i perioden 2014-2042 fordelt på områder.

Mia. kr. (2014-niveau)		
	Statens indtægter	Grundrenten
Fra hele Nordsøen:	437	698
Herfra tilladelser på gamle regler	36	110
Herfra tilladelser på nye regler	48	81
Herfra Nordsøfonden	119	119
Herfra DUC	235	388

Anm.: Skønnene er opdateret med udgangspunkt i forventningen til oliepris og dollarkurs i Vækstplan DK – Stærke virksomheder, flere job, februar 2013 samt Energistyrelsens produktionsprognose efterår 2012. I skønnet for de fremtidige indtægter fra tilladelser på gamle regler er det antaget, at selskaberne vil investere sig ud af kulbrinte- skatteposition, *jf. kapitel 6*. Grundrenten fra Nordsøfonden svarer til statens indtægter herfra.

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

Prognosen for den fremtidige produktion og grundrente er behæftet med betydelig usikker- hed. Usikkerheden knytter sig til, om der vil blive gjort nye fund, de teknologiske muligheder for at indvinde olie og gas samt de fremtidige oliepriser, som både vil have indflydelse på vær- dien af produktionen, og hvor stor en del af den potentielle produktion det er rentabelt at foretage.

1.2.5 Skattevilkår i andre lande

Rammevilkårene i andre lande kan give et fingerpeg om, hvorvidt de danske rammevilkår er tilstrækkeligt gode. Forekomsterne er dog ikke mobile, og der er således ikke samme risiko for udflytning af investeringer som ved mobile produktionsfaktorer. Det afgørende for selskaberne er således forrentningen af deres investeringer sammenholdt med investeringer i andre sekto- rer og ikke nødvendigvis sammenholdt med rentabiliteten i den internationale kulbrinteindu- stri.

Konsulentfirmaet Wood Mackenzie har på baggrund af regnskabsoplysninger beregnet den gennemsnitlige beskatning af overskud ved olie- og gasindvinding for perioden 2007-2011 i henholdsvis Danmark, Nederlandene, Storbritannien og Norge.

Danmark er endvidere, set i forhold til de andre nordsølande, karakteriseret ved forholdsvis lav efterforskningsaktivitet, mindre fund og en lavere succesrate end Norge og Holland. Det tager særligt de nye regler hensyn til ved alene at beskatte overskuddet, mens bruttoskatterne og de begrænsede muligheder for at udnytte underskud i de gamle regler ikke i samme grad sikrer smidighed i forhold til geologiske forhold.

Det fremgår af rapporten fra Wood Mackenzie, at skattesatsen for gamle regler er lavere end i de øvrige tre lande, mens satsen for nye regler er lavere end i Norge, men højere end i Nederlandene og Storbritannien, *jf. tabel 1.2*.

Tabel 1.2. Den gennemsnitlige beskatning inkl. statsdeltagelse i de fire nordsølande i perioden 2007-2011.

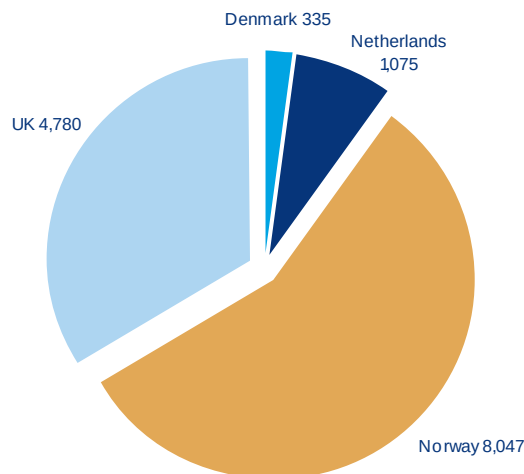
	Pct.
Danmark (gamle regler)	33
Danmark (nye regler)	65
Nederlandene	50
Norge	74
Storbritannien	56

Anm.: Den gennemsnitlige beskatning er beregnet som de samlede skatter inkl. statsdeltagelse divideret med resultatet før skat, der er defineret som indtægter i alt minus driftsomkostninger minus afskrivninger på anlægsinvesteringer.

Kilde: Wood Mackenzie.

Der er stor forskel på størrelsen af reserverne af olie og gas i havområderne for de fire Nordsølande, ligesom der er stor forskel på, hvor store yderligere reserver konsulentfirmaet Wood Mackenzie forventer, der vil kunne findes i fremtiden, *jf. figur 1.6*. De danske reserver af olie og gas på knap 1.300 mio. kr. tønder olieækvivalenter svarer til ca. 5. pct. af de norske reserver, ca. 14 pct. af reserverne i Storbritannien og ca. 18 pct. af reserverne i Nederlandene.

Figur 1.6. Fundpotentialet i de fire nordsølande



Source Wood Mackenzie

Anm: Fund potentialet i volume (m m boe).

Kilde: Wood Mackenzie.

1.2.6 Vurdering af de eksisterende rammevilkår

1.2.6.1 Samfundsøkonomiske omkostninger ved de eksisterende skattevilkår

Valget af beskatningsmodel (grundlaget for beskatningen) er afgørende for størrelsen af det overskud, der skal fordeles mellem stat og rettighedshaver.

Den gældende kulbrintebeskatning indebærer et forvridningstab, der dog er reduceret betydeligt med indførelsen af de nye regler i 2003. Ved gamle regler skønnes grundrenten at være 8 pct. mindre end den maksimale grundrente, mens grundrenten under nye regler skønnes at være blot 3 pct. mindre end den maksimale grundrente.

Der er således som udgangspunkt et samfundsøkonomisk potentiale ved at ændre grundlaget for beskatningen af tilladelser på gamle regler, mens der ikke er et tilsvarende potentiale ved at ændre beskatningen i retning af et mere neutralt system for tilladelser på nye regler.

1.2.6.2 Vurdering af vilkårene for tilladelser på gamle regler

De gældende vilkår for tilladelser på gamle regler giver som følge af det meget høje kulbrintefradrag et incitament til overinvestering i de givtige felter, mens bruttoskatten (rørledningsafgiften) mindsker produktionen i de marginale felter. Hertil kommer, at underskud vedrørende et felt ikke kan udnyttes til modregning i den skattepligtiges eventuelle indkomst fra andre felter, hvilket forstærker incitamentet til at underinvestere i marginale felter. I takt med, at de mest profitable forekomster bliver udnyttet, og ny produktion skal ske i nye, mere marginale

felter eller i marginen af eksisterende felter, vil incitamentet til underinvestering komme til at veje tungere. I forvejen tegner forvridningen fra de mindre profitable felter sig for to tredjedele af det samlede forvridningstab, mens overinvesteringsincitamentet fra de høje kulbrintefradrag tegner sig for en tredjedel.

Forvridningerne afstedkommer, som nævnt ovenfor, et tab af grundrente på 8 pct. Der er således et samfundsøkonomisk potentiale ved at ændre grundlaget for beskatningen for tilladelser på gamle regler.

Det høje kulbrintefradrag gør det muligt for selskaberne at investere sig ud af kulbrinteskatteposition, hvorfor der reelt kun opnås et provenu fra disse tilladelser via selskabsskat og rørledningsafgift. Statens andel af indtægterne fra disse tilladelser udgør kun ca. 36 pct.² – altså en betydeligt lavere andel end for tilladelserne på nye regler.

En ændring af de skattemæssige vilkår, så de tilladelser, der i dag er på gamle regler, bliver omfattet af de nye regler, vil reducere det samfundsøkonomiske tab og sikre staten et mere robust provenu og en højere andel af indtægterne.

Det varige merprovenu af tiltaget skønnes at være 345 mio. kr. efter korrektion for statens andel i DONG og Nordsøfonden, jf. *tabel 1.3*. Da der ikke betales rørledningsafgift efter de nye regler, vil der være et mindreprovenu ved ændringen i de første år, da underskud m.v. gør, at der i de første år ikke vil være et merprovenu fra kulbrinteskatten til at opveje den tabte rørledningsafgift. Der forventes et merprovenu fra 2016.

Tabel 1.3: Merprovenu ved en ændring af kulbrintebeskatningen fra gamle til nye regler.

	Mio.kr.
Nutidsværdi af det samlede merprovenu	27.765
Varig virkning <i>før</i> korrektion for DONG og Nordsøfonden	470
Varig virkning <i>efter</i> korrektion for DONG og Nordsøfonden	345

Anm.: Skønnene er opdateret med udgangspunkt i forventningen til oliepris og dollarkurs i Vækstplan DK – Stærke virksomheder, flere job samt Energistyrelsen produktionsprognose efterår 2012.

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

Skønnet er baseret på, at selskaberne gives de samme overgangsregler, som DUC fik med Nordsøaftalen i 2003. Herefter kan kulbrintefradraget for investeringer før overgangen foretages med 10 pct. i 10 år, og 71 pct. af de uudnyttede feltunderskud på overgangstidspunktet kan modregnes i fremtidig kulbrinteindkomst fordelt med 2,5 pct. i de første 2 indkomstår og 6 pct. i de følgende 10 indkomstår. Resterende uudnyttede feltunderskud bortfalder.

² Statens gennemsnitlige andel fra selskaber på gamle regler i perioden 2004-2012, jf. kapitel 2.

Merbelastningen for selskaberne ved ændringen vil være lavere end statens merprovenu, da de nye skatteregler indebærer en forøgelse af grundrenten. Den øgede grundrente tilfalder ikke alene staten, men fordeles mellem staten og selskaberne.

Det bemærkes, at en omlægning til nye regler kan medføre, at de investeringer, der er rentable uden skat og dermed samfundsøkonomisk hensigtsmæssige, ikke nødvendigvis vil være rentable for selskaber, der ikke er og heller ikke kommer i kulbrinteskatteposition.

Det skyldes, at eventuelt positivt afkast bliver beskattet, mens det eventuelle negative afkast ikke bliver reduceret tilsvarende ved muligheden for fradrag i indkomst fra et andet felt. Derimod betød kulbrintefradraget på 250 pct. under gamle regler, at afkastet ikke blev kulbrintebeskattet, hvorved ændringen vil medføre en skattestigning.

Omlægningen kan derfor reducere efterforskningsaktiviteten for selskaber, der ikke har eller får positiv indkomst (fra samme eller andre felter), som underskuddet kan udnyttes i.

Selskaber, der ikke allerede har kulbrinteindkomst, kan ligestilles med selskaber, der er i skatteposition, ved indførelse af adgang til udbetaling og/eller forrentning af underskud, svarende til de regler, der er indført i Norge, hvor skatteværdien af efterforskningsudgifter og underskud, der ikke er udnyttet ved ophør af kulbrintevirksomheden, kan kræves udbetalt.

1.2.6.3 Vurdering af vilkårene for tilladelser på nye regler

Det nye regelsæt har reduceret forvridningstab og sikret staten et mere robust provenu og en højere andel af indtægterne.

Ændringerne af kulbrintebeskatningen i 2003 på baggrund af Nordsøaftalen, herunder nedsættelsen af kulbrintefradraget fra 250 pct. til 30 pct., har betydet, at statens andel af overskuddet er steget fra ca. 40 pct.³ til ca. 61 pct. (samlet set for tilladelser på gamle og nye regler), selv om kulbrinteskattesatsen på 52 pct. er lavere end efter gamle regler på 70 pct.

Ved indgåelsen af Nordsøaftalen blev det forventet, at statens andel ville stige til 57-70 pct. fra eneretsbevillingen for perioden 2004-2012 afhængig af olieprisen. Fra hele Nordsøen har staten fået en andel på 61 pct. i netop den periode, men hertil skal nævnes, at selskabskatten er nedsat siden indgåelsen af Nordsøaftalen. Derudover vil statens andel fra hele Nordsøen være lidt lavere end fra eneretsbevillingen, da staten opnår en lavere andel fra selskaber på gamle regler. For selskaberne på nye regler har statens andel af overskuddet udgjort 62 pct. i 2004-2012. Statens andel af overskuddet er påvirket af de lempelige overgangsregler for DUC-selskaberne ved overgangen til nye regler. Således vil statens andel af overskuddet stige i takt med, at overgangsreglerne ebber ud.

³ Statens gennemsnitslige andel i perioden 2001-2003 før Nordsøaftalen.

Forskellen mellem statens andel før Nordsøaftalen på ca. 40 pct. og andelen efter Nordsøaftalen på ca. 61 pct. svarer ved det faktiske overskud i perioden 2004-2012 til et merprovenu på godt 94 mia. kr.⁴ Det er dog højst implausibelt at forudsætte, at produktionen og overskuddet ville have været det samme, givet de kraftige forvridninger ved de gamle regler samt udsigten til, at koncessionen var udløbet. Det må således anses for givet, at merprovenuet har været større end godt 94 mia. kr. Derudover har overgangsreglerne som nævnt medført, at merprovenuet har været lavere, end hvis reglerne var trådt i kraft umiddelbart.

De gældende vilkår for tilladelser på nye regler indebærer stadig forvridninger, men de er reduceret betydeligt i forhold til de gamle regler. Som nævnt ovenfor er tabet af grundrente under nye regler ifølge udvalgets beregninger blot 3 pct.

Der er altså et betydeligt mindre potentiale ved at ændre grundlaget for beskattningen i retning af et mere neutralt system for tilladelser på nye regler, end tilfældet er for ændringer af beskattningen for tilladelser på gamle regler.

Endvidere skal der tages hensyn til, at Nordsøaftalen indeholder en kompensationsbestemmelse, som indebærer, at DUC skal have kompensation for visse skatteforhøjelser. Det begrænser statens muligheder for at opnå yderligere provenu.

1.2.6.3.1 Kompensationsaftalen

Det var en betingelse for, at bevillingshaverne ville indgå i Nordsøaftalen med skærpet beskattning til følge, at der blev indgået en aftale om kompensation.

Baggrunden for kompensationsaftalen var – som det udtrykkeligt fremgår af aftalens indledning – at

” ... bevillingshaverne ved Aftalen er indgået på skærpede vilkår for den fremtidige udnyttelse af den gældende eneretsbevilling ud fra en forudsætning om, at staten ikke ved indgreb i form af gennemførelse af lovgivning og andre regler af specifik betydning for bevillingshaverne og deres partnere i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) forringer de økonomiske vilkår, der danner grundlag for aftalen.”

Ifølge Nordsøaftalens kompensationsbestemmelse skal der udbetales kompensation til DUC, hvis den økonomiske stilling for DUC-selskaberne bliver forringet ved nye eller ændrede love/regler i forhold til den retstilstand, der var vedtaget eller var DUC-selskaberne bekendt ved aftalens indgåelse.

⁴ Fremskrevet ved BNP-vækstraten, Økonomisk Redegørelse december 2012.

Der skal være tale om ændringer, der specifikt rammer producenterne af kulbrinter på dansk område, mens generelle og ikke-diskriminerende ændringer af retstilstanden ikke medfører ret til kompensation.

Udgangspunktet er, at DUC-selskaberne skal stilles på samme måde, som hvis ændringerne ikke var gennemført. Parterne har imidlertid samtidig aftalt et loft over kompensationen. Kompensationen kan således – uanset at skærpelsen er større – maksimalt udgøre statens årlige akkumulerede nettofordel for perioden 1. januar 2004 - 8. juli 2042.

Nettofordelen opgøres som statens overskudsandel/nettoafkast af statsdeltagelsen i DUC fra 9. juli 2012 samt værdien af, at DUC som led i Nordsøaftalen gav afkald på at overvælte virkningerne af aftalen på DONG i henhold til de gasaftaler, der er indgået mellem DUC og DONG i 1979, 1990 og 1993. Herfra trækkes fordelene for DUC-selskaberne som følge af afskaffelsen af royalty.

Nordsøaftalen – herunder kompensationsaftalen – afskærer imidlertid ikke et flertal i Folketinget fra at ændre skattereglerne, men det kan udløse kompensation til DUC-selskaberne.

Kompensationsaftalen rejser en række komplicerede juridiske spørgsmål, som udvalget med bistand fra Kammeradvokaten har foretaget en nøje analyse og gennemgang af. Konklusionen er, at det med respekt af Nordsøaftalen er vanskeligt at pege på tiltag, som med sikkerhed vil medføre et merprovenu fra eneretsbevillingen efter kompensation.

Af hensyn til beskyttelse af statens økonomiske interesse som aftalepart og part i en eventuel tvist om forståelsen af aftalen har udvalget besluttet ikke at offentliggøre de juridiske vurderinger.

Herudover bemærkes, at der i forbindelse med indgåelsen af Nordsøaftalen blev stillet spørgsmål ved, om kompensationsaftalen rejser spørgsmål i forhold til grundloven, navnlig hvorvidt staten med en sådan kompensationsbestemmelse kan begrænse adgangen for fremtidige regeringer og Folketing til at vedtage regler om skærpet beskatning af DUC-selskaberne.

Justitsministeriet udtalte herom i notat af 7. november 2003 (L 62, bilag 19), at aftalens kompensationsbestemmelse ikke rejser spørgsmål i forhold til grundloven. Justitsministeriet henviste herved til, at der med kompensationsbestemmelsen alene skabes en rettighed for DUC-selskaberne til i visse nærmere opregnede tilfælde at kunne kræve kompensation inden for rammerne af den nettofordel, som staten opnår ved aftalen.

Det kan ikke entydigt fastslås, at kompensationsaftalen er til ugunst for staten, selv om den er kommet ind i Nordsøaftalen på DUC's foranledning.

Det er således en nødvendig egenskab ved en neutral skat, at selskaberne disponerer i forventning om uændrede skatteregler over tid. Ellers vil beskatningen indeholde en forvridning i

form af, at indkomsten vil blive søgt placeret tidsmæssigt, hvor skatten formodes lempeligst, ligesom selskaberne ved risiko for indførelsen af ikke-neutral beskatning kan afholde sig fra samfundsøkonomisk rentable investeringer.

Kulbrintebeskatningsudvalget (2001, s. 15) anførte således: "Hvis et nutidigt folketingsflertal fastlægger et optimalt beskatningssystem (eller tilsvarende alternativ), vil sådanne [kompensations]klausuler kunne være til fordel for både staten – gennem større forventet provenu – og koncessionshaverne, der kan disponere mere sikkert. Omvendt vil sådanne klausuler kunne fastlåse et skattesystem, der ikke er optimalt indrettet". Med de nye regler, der blev indført i 2003, er forvriddingerne reduceret betydeligt, men beskatningen afviger dog stadig på flere punkter fra et helt neutralt system.

1.2.6.4 Efterforskning og ny teknologi

Energistyrelsens skøn for de teknologiske ressourcer for olie forudsætter en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på de danske felter og fund med 5 pct.point. Hovedparten af teknologibidraget på 5 pct. forventes opnået ved ibrugtagning af ny teknologi til CO₂-injektion.

Der vurderes fortsat at være gode muligheder for at gøre nye kommercielle fund på dansk område, men det forventes især at være mindre fund. Danmark kan således karakteriseres som et "modent" område set i forhold til Norge, hvor der fortsat er store arealer, der endnu er uefterforskede.

Rammevilkårene for olie- og gasindvinding bør sikre, at der er de fornødne incitamenter til at fremme efterforskningen, så forekomsterne findes og udnyttes, mens der stadig er adgang til eksisterende infrastruktur og mulighed for samproduktion med fluider fra andre forekomster.

Samtidig er det væsentligt, at skattevilkårene understøtter, at de investeringer, der foretages, også er de samfundsøkonomisk mest hensigtsmæssige. Sigtet bør efter udvalgets opfattelse være en beskatning, der så vidt muligt ikke forvrider investeringsbeslutningen set i forhold til en situation uden skatter (neutral beskatning).

Forvriddingerne er reduceret betydeligt med de nye regler, men beskatningen afviger dog stadig på flere punkter fra et helt neutralt system. I et neutralt system er der fradrag for egenkapitalen, underskud forrentes, og underskuddenes skatteværdi udbetales ved ophør. I det nye regelsæt er der et kulbrintefradrag på i alt 30 pct., underskud kan fremføres uden forrentning, og skatteværdien af fjernelsesomkostninger udbetales ved ophør af produktion.

Det er kulbrintefradragets størrelse, andelen af investeringerne, der er finansieret med egenkapital, og selskabernes mulighed for at udnytte underskud, der er afgørende for, om skattesystemet medvirker til, at der bliver foretaget de samfundsøkonomisk optimale investeringer, herunder i ny teknologi.

Kulbrintefradraget mere end kompenserer for det forhold, at selskaberne ikke har fradrag for egenkapitalfinansieringen, hvorved der vil være en vis/mindre tilskyndelse til overinvestering.

Udvalget har på denne baggrund ikke fundet anledning til at anbefale ændringer af de generelle skattevilkår af hensyn til den fortsatte efterforskning og investering i ny teknologi m.v. Udvalget har herudover specifikt set på den skattemæssige behandling i tilfælde, hvor der anvendes CO₂-injektion ved olieindvindingen, jf. nedenfor under afsnit 1.2.6.6-1.2.2.7.

1.2.6.5 7. udbudsrunde og nye aktører

Ikke mindst i relation til den kommende 7. udbudsrunde bør det sikres, at de skattemæssige vilkår ikke udgør en barriere i forhold til ønsket om at tiltrække nye aktører.

Nye tilladelser, herunder tilladelser, der vil indgå under den kommende 7. udbudsrunde, vil blive beskattet efter de nye skatteregler, der blev indført i 2003. Beskatningen vil altså svare til beskatningen af tilladelser under eneretsbevillingen og tilladelser uden for eneretsbevillingen, der er meddelt fra den 1. januar 2004.

Den eksisterende beskatning indebærer forvridninger som følge af, at underskud, der ikke kan udnyttes af virksomheden i det pågældende indkomstår, hverken forrentes eller udbetales (skatteværdien). Det vil særligt kunne ramme nye aktører, da de vil være kendetegnet ved, at de (i en opstartsfase) ikke har positiv kulbrinteindkomst, i hvilken underskuddene kan udnyttes.

Nye aktører står således med en risiko for et større tab end aktører, der allerede er i skatteposition. Med andre ord påtager staten sig en større del af risikoen for de aktører, der er i skatteposition, mens de nye aktører, i det omfang aktiviteten viser sig ikke at generere positiv indkomst, selv bærer risikoen.

Selskaber, der ikke allerede har kulbrinteindkomst, kan sidestilles med selskaber, der er i skatteposition, ved indførelse af adgang til udbetaling og/eller forrentning af underskud, svarende til de regler, der er indført i Norge. Her kan skatteværdien af efterforskningsudgifter og underskud, der ikke er udnyttet ved ophør af kulbrintevirksomheden, kræves udbetalt.

Udvalget finder, at vilkårene for 7. udbudsrunde bør tage udgangspunkt i de vilkår, som blev anvendt i 6. udbudsrunde. Interessen i 6. udbudsrunde viste, at der med de gældende vilkår (nye regler) fortsat var interesse fra olieselskaberne for tilladelser på dansk område.

1.2.6.6 Inddragelse under kulbrintebeskatningen af indtægter ved lagring af CO₂ i forbindelse med CO₂-injektion for at øge olieindvindingen

Ved anvendelse af CO₂-injektion for at øge olieindvindingen og samtidig lagring af CO₂ i undergrunden er der i princippet tale om to aktiviteter, der skattemæssigt behandles forskelligt.

Inddragelse under kulbrintebeskatningen af indtægter ved lagring af CO₂, når lagringen sker i forbindelse med CO₂-injektion for at øge olieindvindingen, vil sikre, at investeringer relateret til lagringsaktiviteten behandles som kulbrinteaktivitet, herunder at der kan opnås kulbrintefradrag herfor. Samtidig sikres det, at indkomsten til gengæld kulbrintebeskattes.

Den ensartede beskatning af de forbundne aktiviteter indebærer samtidig, at der ikke skal ske en allokering af indtægter og omkostninger på henholdsvis kulbrinte- og lagringsaktiviteten.

Det bemærkes, at teknologien ikke er rentabel på nuværende tidspunkt. På kort sigt vurderes tiltag at have ingen eller begrænset provenuvirkning, men kan på længere sigt vise sig hensigtsmæssigt. Størrelsen af provenuet vil være afhængig af prisen, som lagringsvirksomheden tager for lagring af CO₂, og hvor store mængder CO₂ der erhverves til injektionen. I det omfang, teknologien bliver rentabel, kan CO₂-injektion forventes påbegyndt i perioden 2020-2025.

1.2.6.7 Indkomst fra behandling og transport m.v. af kulbrinter for tredjepart

Ejerne af de eksisterende anlæg i Nordsøen, som skal anvendes til behandling og transport af kulbrinter for andre rettighedshavere, vil ofte have en monopolstilling over for rettighedshaveren til fundet. Ejeren kan derfor opnå et overnormalt afkast ikke alene i tilfælde, hvor denne selv forestår indvindingen, men også i tilfælde, hvor anlæg m.v. udnyttes til behandling og transport m.v. for tredjepart.

Aftaler om tredjepartsadgang er reguleret ved bekendtgørelse nr. 1132 af 5. december 2011 om andres brug af anlæg til indvinding, behandling og transport m.v. af kulbrinter (tredjepartsadgang), der blandt andet skal sikre, at fortjenesten ved kulbrinteindvinding hovedsageligt tilfalder rettighedshaveren til forekomsten. Hvis fortjenesten alligevel tilfalder ejeren af anlægget, vil det overnormale afkast ikke være undergivet kulbrintebeskatning, da kulbrintebeskatningen ikke i dag omfatter behandling og transport m.v. af kulbrinter for tredjepart.

Inddragelse af indkomst fra behandling og transport m.v. af kulbrinter for tredjepart under kulbrintebeskatningen vil sikre, at det overnormale afkast altid kulbrintebeskattes, herunder at den indkomst, der relaterer sig til investeringer, for hvilke der er opnået kulbrintefradrag, tilsvarende omfattes af kulbrintebeskatningen. Samtidig vil der ikke skulle ske en fordeling af indkomst og omkostninger baseret på, om de vedrører kulbrinteindkomsten eller aftaler med tredjepart om behandling og transport m.v.

Provenuet ved for fremtiden at inddrage indkomst fra behandling og transport m.v. for tredjepart i kulbrinteindkomstbegrebet vurderes at være relativt beskedent.

1.2.7 Udvalgets konklusioner

Et forbedret samfundsøkonomisk afkast af forekomsterne i den danske undergrund forudsætter primært, at skattesystemet for tilladelser på gamle regler ændres. Kulbrinteskattesatsen er stærkt forvridende samtidig med, at det er usandsynligt, at selskaberne – bortset fra kortvarigt

ved uforudsete stigninger i olieprisen – vil komme til at betale skat. Samtidig hindrer brutto-skatteerne tilstrækkelig udnyttelse af marginale felter og marginale dele af profitable felter.

Det er på denne baggrund udvalgets opfattelse, at en mere hensigtsmæssig udnyttelse af res-sourcerne kan opnås på følgende vis:

- Tilladelser på gamle regler overføres til nye regler, så kulbrinteskattesatsen nedsættes til 52 pct., kulbrinteskattefradraget reduceres til 30 pct., feltafgrænsningen falder bort og rør-ledningsafgiften ophæves. Udvalget finder i den forbindelse, at selskaberne bør gives samme overgangsregler som i Nordsøaftalen.

Det er endvidere udvalgets opfattelse, at følgende generelle tiltag rettet mod alle tilladelser på sigt bør overvejes:

- Inddragelse under kulbrintebeskatningen af indtægter ved lagring af CO₂ i forbindelse med CO₂-injektion for at øge kulbrinteindvindingen, således at der ydes fradrag for omkostnin-ger, og der sker beskatning af indkomster fra lagring af CO₂ m.v.
- Inddragelse under kulbrintebeskatningen af indtægter fra behandling og transport m.v. af kulbrinter for tredjepart i lyset af, at der er ydet fradrag for anlæggene.

De nævnte generelle tiltag vurderes på kort sigt at have ingen eller begrænset provenuvirk-ning, men kan på længere sigt vise sig hensigtsmæssige. Tiltagene skal således ses i lyset af, at det bl.a. endnu ikke har været muligt for kommercielle aktører at etablere et CO₂-projekt med rentabel projektøkonomi.

Endelig finder udvalget, at vilkårene for 7. udbudsrunde bør være de samme som for øvrige tilladelser tildelt efter Nordsøaftalen (fra 2004). Hermed vil der med udvalgets forslag alene være ét regelsæt for beskatning af kulbrinteindvinding.

2 Udvikling i vilkårene for kulbrinteindvinding i Danmark

Ved ændringen af kulbrinteskatteloven i 2003 blev der – som led i udmøntningen af Nordsøaftalen – indført et nyt sæt regler om beskatningen af kulbrinteindkomst.

Hovedelementer i Nordsøaftalen var herudover en fortsættelse af eneretsbevillingen frem til 2042, 20 pct.'s overskudsandel/statsdeltagelse, ophævelse af rørledningsafgiften fra 9. juli 2012 og afskaffelse af royalty for eneretsbevillingen pr. 1. januar 2004.

Med de nye regler for beskatning er kulbrinteskattesatsen sat ned fra 70 pct. til 52 pct., kulbrintefradraget er reduceret fra i alt 250 pct. til i alt 30 pct., og feltafgrænsningen og rørledningsafgiften er ophævet.

De nye regler har betydet, at statens andel af overskuddet er steget fra ca. 40 pct. før Nordsøaftalen til ca. 61 pct. efter Nordsøaftalen. Ved de gældende regler forventer staten at få en samlet indtægt i nutidsværdi fra Nordsøen på ca. 437 mia. kr.

Det nye regelsæt har med virkning fra 2004 været gældende ved siden af de allerede den gang gældende regler. De to regelsæt, de "gamle" og "nye" regler, er nærmere beskrevet i afsnit 3.2.1.8.

2.1 Indførelsen af kulbrintebeskatningen i Danmark i 1982

Beskatningen af indvinding af kulbrinter blev indført i Danmark i 1982.

Baggrunden for at indføre særlige regler om beskatning af indkomst ved kulbrinteindvinding var, at det på grund af kraftige prisstigninger på olie og gas kunne forudses, at indtjeningen ved olie- og naturgasindvinding kunne blive væsentligt større end det øvrige erhvervslivs indtjening set i forhold til den investerede kapital.

Den stigende aktivitet ved efterforskning og indvinding af kulbrinter i Nordsøen og den meget store indtjening i forbindelse hermed havde også medført, at Norge og Storbritannien gennemførte omfattende ændringer og skærpelser af beskatningen af de olieproducerende selskaber.

Kulbrinteskattesatsen udgjorde 70 pct. under det regelsæt, der blev indført i 1982, og som stadig omfatter tilladelser meddelt inden den 1. januar 2004 uden for eneretsbevillingen. Desuden er der under disse regler et kulbrintefradrag på 25 pct. af investeringerne i 10 år, dvs. i alt 250 pct.

Kulbrinteskatteloven er, bortset fra mindre justeringer og konsekvensændringer, stort set ikke blevet ændret, fra den blev indført i 1982 og frem til 2003, hvor aftalen mellem den daværende økonomi- og erhvervsminister og A.P. Møller - Mærsk A/S (APMM) gav anledning til betydelige ændringer i kulbrintebeskatningen.

2.2 Nordsøaftalen med A.P. Møller - Mærsk A/S i 2003

2.2.1 Baggrunden for Nordsøaftalen

I forbindelse med Folketingets forespørgselsdebat F 28 den 20. februar 2003 om regeringens eventuelle planer om ændring af beskatningen af olie- og gasressourcerne i Nordsøen vedtog Folketinget følgende (V54):

"Folketinget opfordrer regeringen til, inden den 1. oktober 2003, i en redegørelse til Folketinget at fremlægge de muligheder der er for – på en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig og afbalanceret måde – at sikre, at staten får en større andel af værdierne i forbindelse med den nuværende og fremtidige udnyttelse af olie- og gasressourcerne i Nordsøen.

*Det forudsættes herunder, at der samtidigt kan ske en drøftelse med bevillingshaverne af de koncessioner, der udløber i 2012, med henblik på en mulig forlængelse."*⁵

Den 29. september 2003 indgik den daværende økonomi- og erhvervsminister aftale med bevillingshaverne (APMM) om fortsættelse af eneretsbevillingen til den 8. juli 2042 og de nærmere vilkår herfor (Nordsøaftalen).

2.2.2 Hovedelementerne i Nordsøaftalen

Nordsøaftalen af 29. september 2003 mellem den daværende økonomi- og erhvervsminister og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevillingen af 8. juli 1962 blev præsenteret for Folketinget af økonomi- og erhvervsministeren i Redegørelse til Folketinget vedrørende Nordsøen af 7. oktober 2003.

Aftalen indeholder i hovedtræk følgende elementer:

- Fortsættelse af eneretsbevillingen frem til 8. juli 2042.
- Betydelige ændringer af kulbrintebeskatningen, bl.a. reduktion af kulbrintefradraget fra 250 pct. til 30 pct. og en nedsættelse af kulbrinteskattesatsen fra 70 pct. til 52 pct., se også nedenfor afsnit 2.2.3.

⁵ Udstedelse af tilladelser til efterforskning og indvinding af olie og gas er omfattet af reglerne i koncessionsdirektivet (94/22/EF), som er implementeret i undergrundsloven. Tilladelser udstedes efter nærmere angivne regler, hvor der hovedsageligt skal ske en offentlig indkaldelse af ansøgninger. Af præamblen til koncessionsdirektivet fremgår dog, at "Danmark befinder sig i en særlig situation, eftersom det er forpligtet til at optage forhandlinger om en eventuel fortsættelse af virksomheden efter udløbet af den koncession, der blev udstedt den 8. juli 1962, og som vedrører de områder, der opgives den 8. juli 2012; Danmark indrømmes derfor en undtagelse for disse områders vedkommende." Denne undtagelse gjorde det muligt for staten at leve op til sine forpligtelser over for bevillingshaverne, jf. protokollen af 16. juli 1962, hvorefter "(...) der i god tid før bevillingens udløb skal optages forhandlinger om en eventuel fortsættelse og vilkårene herfor".

- Statsdeltagelse. Fra 1. januar 2004 og frem til og med 8. juli 2012 betales årligt 20 pct. af overskuddet til staten. Herefter deltager staten gennem Nordsøfonden som partner i DUC med en ejerandel på 20 pct., der vederlagsfrit overdrages til staten.
- Ophævelse af rørledningsafgiften fra 9. juli 2012.
- Afskaffelse af royalty for eneretsbevillingen pr. 1. januar 2004.

En konsekvens af statens deltagelse som partner i DUC, hvor omkostninger og kulbrinteproduktion fordeles forholdsmæssigt, er, at staten deltager i betaling af omkostninger til fjernelse af anlæg i Nordsøen.

Herudover indgik parterne aftale om compensation ved ændringer, der specifikt rammer kulbrinteproducenterne. Aftalen om compensation indebærer, at DUC-selskaberne kompenseres for virkningerne af ændringer af eksisterende eller af nye love og andre regler, der specifikt rammer producenter af kulbrinter i den danske del af Nordsøen.

Baggrunden for kompensationsaftalen var – som det udtrykkeligt fremgår af aftalens indledning – at

” ... bevillingshaverne ved Aftalen er indgået på skærpede vilkår for den fremtidige udnyttelse af den gældende eneretsbevilling ud fra en forudsætning om, at staten ikke ved indgreb i form af gennemførelse af lovgivning og andre regler af specifik betydning for bevillingshaverne og deres partnere i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) forringer de økonomiske vilkår, der danner grundlag for aftalen.”

Kompensationen fastsættes med henblik på, at den økonomiske balance mellem staten og bevillingshaverne opretholdes uændret. Dog kan kompensationen maksimalt udgøre den nettofordel, som staten opnår ved Aftalen.

Statens nettofordel beregnes som:

- + overskudsdeling/nettoafkast af statsdeltagelse (Aftalens afsnit IV)
- + værdien for staten af ikke-anvendelse af muligheder for overvæltning på DONG af virkningerne af Aftalen og lovgivning i tilknytning hertil, jf. aftaler mellem DUC-partnerne og DONG⁶
- fordel som bevillingshaverne og de øvrige DUC-partnere opnår ved afskaffelsen af royalty.

⁶ Værdien for staten af, at DUC har fraskrevet sig muligheden for at overvælte skærpelserne af beskattningen på DONG i henhold til de gasaftaler, der er indgået mellem DUC og DONG i 1979, 1990 og 1993.

Kompensationen opgøres og modregnes fra 1. januar 2004 til 8. juli 2042.

Nye eller ændrede love og regler giver kun ret til kompensation, hvis ændringerne specifikt rammer producenter af kulbrinter i den danske del af Nordsøen. Generelle og ikke-diskriminerende ændringer giver ikke ret til kompensation.

2.2.3 Indførelse af nye kulbrinteskatteregler i 2003

De ændringer af kulbrintebeskatningen, der var indgået aftale om med Nordsøaftalen, blev gennemført ved lov nr. 1216 af 27. december 2003⁷ med virkning for indkomst, der erhverves i tilknytning til eneretsbevillingen og nye tilladelser meddelt den 1. januar 2004 eller senere.

De nye regler indeholder følgende elementer:

- Kulbrintefradraget nedsættes til i alt 30 pct. af investeringerne.
- Kulbrinteskattesatsen nedsættes til 52 pct.
- Feltafgrænsningen (ring fence) ophæves, hvorefter bl.a. underskud i forbindelse med opbygningen af et felt kan modregnes i overskud fra et felt i produktion.
- Skatteværdien af fjernelsesomkostninger udbetales ved ophør af kulbrinteskattepligtig virksomhed op til den betalte kulbrinteskate (carry back).
- Rørledningsafgiften modregnes i kulbrinteskatten.
- Pay back-reglen (begrænsningsregel vedrørende kulbrintefradrag) ophæves.
- Særlige regler for overgangen til de nye regler og statens indtræden den 9. juli 2012 som partner i DUC's aktiviteter vedrørende eneretsbevillingen.

De øvrige selskaber med andel i tilladelser fik også mulighed for fra 2004 at overgå til de nye kulbrinteskatteregler. Ingen andre selskaber, som på dette tidspunkt havde tilladelse, valgte imidlertid at overgå til beskatning efter de nye kulbrinteskatteregler. De pågældende selskaber beskattes således efter de gamle kulbrinteskatteregler.

⁷ I forbindelse med udmøntningen af Nordsøaftalen blev der desuden indført en række nye generelle bestemmelser i kulbrinteskatteloven, herunder en særlig transfer pricing-regel og præcisering af adgangen til fradrag for fjernelsesomkostninger.

Med indførelsen af det nye regelsæt er beskatningen forskellig for tilladelser, der er tildelt inden 1. januar 2004 bortset fra eneretsbevillingen (gamle regler), og for eneretsbevillingen og tilladelser, der er meddelt den 1. januar 2004 eller senere (nye regler).

Tilladelser, der beskattes efter gamle regler, har fortsat et kulbrintefradrag på 250 pct. og en kulbrinteskattesats på 70 pct. Det høje kulbrintefradrag gør det muligt for selskaberne at investere sig ud af kulbrinteskatteposition, hvorfor der reelt kun betales selskabsskat og rørledningsafgift fra disse tilladelser.

Eneretsbevillingen (DUC) og tilladelser meddelt den 1. januar 2004 eller senere har et kulbrintefradrag på 30 pct., hvorved det ikke på samme måde som efter gamle regler er muligt at investere sig ud af kulbrinteskatteposition. Målet med det nye skattesystem var at skabe en robust løsning med et langt mere stabilt beskatningsgrundlag og at sikre staten en større andel af værdierne i Nordsøen. Det har medført, at statens andel af indtægterne er steget for disse tilladelser, selvom kulbrinteskattesatsen på 52 pct. er lavere end efter gamle regler.

Tilladelser tildelt efter 1. januar 2004 beskattes efter samme regelsæt som DUC, men er ikke omfattet af kompensationsaftalen. Det samme vil gælde ved fremtidige tildelinger af tilladelser.

De nye kulbrinteskatteregler inddrager flere af de elementer, som karakteriserer en neutral skat, som anbefalet af Kulbrintebeskatningsudvalget 2001⁸. Der er dog stadig nuanceforskelle, der adskiller det nye regelsæt fra en neutral beskatningsmodel.

Nedenfor ses en oversigt over forskellene mellem gamle og nye regler. Reglerne er endvidere yderligere beskrevet i kapitel 3.2.1

⁸ Rapport fra Kulbrintebeskatningsudvalget, betænkning nr. 1408/2001.

Oversigtstabel 2.1: Oversigt over forskellene mellem gamle og nye regler

	Gamle regler	Nye regler
Kulbrinteskatt	70 pct.	52 pct.
Kulbrintefradrag	Fradrag på i alt 250 pct. af anskaffelsessum for aktiver og aktiverede efterforskningsudgifter (25 pct. i 10 år).	Fradrag på i alt 30 pct. af anskaffelsessum for aktiver og aktiverede efterforskningsudgifter (5 pct. i 6 år).
Underskud (ring fence, forrentning og udbetaling)	Feltbaseret indkomstopgørelse (ring fence).	Ingen feltafgrænsning.
Fjernelsesomkostninger/ophør	Ingen kompensation for underskud ved ophør.	Skatteværdien af fjernelsesomkostninger udbetales ved ophør af kulbrinteskattepligtige virksomhed op til den betalte kulbrinteskatt (carry back).
Produktionsafgift	I 2. runde-tilladelser er der med hjemmel i undergrundsloven fastsat vilkår om betaling af en produktionsafhængig afgift: 1.000 td/dag Sats 0 - 5 2 pct. 5 - 20 8 pct. 20 - 16 pct. Kan fradrages i selskabs- og Kulbrinteskattegrundlaget.	Undergrundslovens hjemmel til fastsættelse af produktionsafgift er ikke udnyttet.
Rørlednings-/dispensationsafgift	5 pct. Kan fradrages i grundlaget for produktionsafgiften samt i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	Ophævet fra 2012.
Statsdeltagelse	20 pct. 1., 2. og 3. runde: Statsdeltagelse "båret" i efterforskningsfasen. I udbygnings- og produktionsfasen er den betalende andel afhængig af produktionens størrelse. 4. og 5. runde samt Åben dør: Fuldt betalende andel.	20 pct. i alle nye tilladelser. For eneretsbevillingen deltager Nord-søfonden fra og med 9. juli 2012 med 20 pct.

Anm.: Indtil 2012 kunne rørledningsafgiften modregnes i kulbrinteskatten for nye regler. Fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012 betalte DUC 20 pct. af overskuddet til staten.

2.3 Ændringer i kulbrinteskatteloven siden 2003

Der er siden ændringerne af kulbrintebeskatningen i 2003 kun foretaget mindre ændringer og justeringer af loven⁹, jf. oversigt 2.2.

Oversigtstabel 2.2: Oversigt over ændringer af kulbrintebeskatningen siden 2003

Virkningstidspunkt	Ændring
Fra indkomståret 2010	Præcisering af at finansielle indtægter med direkte tilknytning til kulbrintevirksomheden skal medregnes i kulbrinteindkomsten. Hvis udgifter vedrørende finansielle aktiver eller forpligtelser kan fradrages i kulbrinteindkomsten, skal skattepligtige indtægter vedrørende sådanne aktiver og forpligtelser tilsvarende medregnes i kulbrinteindkomsten.
Fra indkomståret 2010	Skattemæssig understøttelse af muligheden for at inddrage nye partnere med henblik på at finansiere den fremtidige efterforskning ("farm out"). Hvis en licenshaver overdrager en andel af sin licens til en ny partner, og hvis betalingen for andelen sker ved, at erhververen helt eller delvist afholder de efterforskningsomkostninger, som licenshaveren er forpligtet til at afholde, udskydes beskatningen af fortjenesten ved overdragelsen. I stedet for at beskatningen gennemføres allerede på det tidspunkt, hvor overdragelse-saftalen indgås, bliver fortjenesten først beskattet i takt med, at de pågældende efterforskningsomkostninger afholdes. Fortjenesten skal dog indtægtsføres senest i det tredje indkomstår efter overdragelsen.
Fra indkomståret 2010	Regler om den skattemæssige behandling af de aktiver, som Nordsøfonden i henhold til Nordsøaftalen fra 2003 overtog fra partnerne i DUC den 9. juli 2012. Ved overtagelsen af produktionsanlæggene m.v. indtræder Nordsøfonden i de skattemæssige anskaffelsessummer og afskrivningsgrundlag, som anlæggene m.v. havde hos DUC-partnerne ved overtagelsen. Det fastlægges videre, at Nordsøfonden ikke kan beregne kulbrintefradrag vedrørende de overtagne aktiver.

⁹ Ændringerne er alle indført ved lov nr. 1277 af 16. januar 2009.

2.4 Udviklingen generelt i selskabsbeskatningen – herunder selskabsskatteprocent, sambeskatningsregler m.v.

Indkomst ved indvinding af kulbrinter opgøres særskilt i forhold til anden skattepligtig indkomst. Indkomsten er - ud over at være omfattet af den særlige kulbrinteskate - undergivet almindelig selskabsbeskatning. Selskabsskatten af kulbrinteindkomsten er fradragsberettiget i grundlaget for kulbrinteskatten.

Den danske selskabsskattesats er gradvist blevet reduceret fra 30 pct. i 2004 til 28 pct. i 2005 og har siden 2007 været 25 pct. Samtidig er beskatningsgrundlaget bredt ud ved ændringer i virksomhedernes afskrivningsmuligheder, fradragsregler og mulighederne for udnyttelse af udenlandske koncernselskabers underskud.

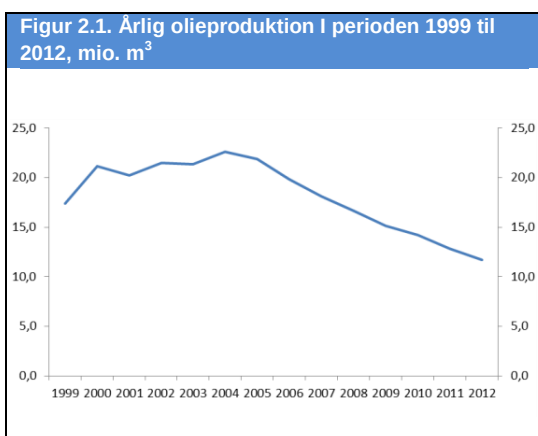
Et par eksempler på baseudvidelsen er, at saldoafskrivningssatsen flere gange er sat ned, og at der i 2007 blev indført begrænsninger på virksomheders fradrag for finansieringsudgifter.

Både produktionens størrelse og olieprisen er betydende for størrelsen af overskuddet ved kulbrinteindvinding i Nordsøen og dermed også for statens indtægter herfra.

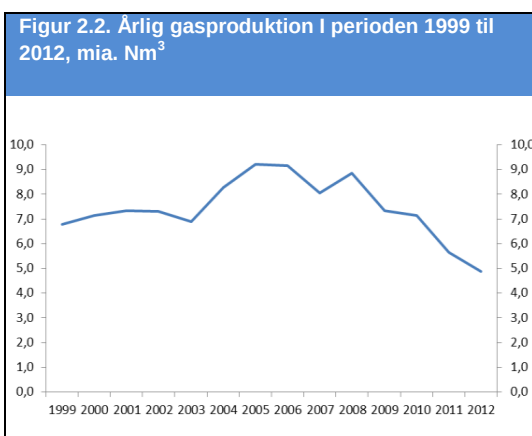
2.5 Udviklingen i produktionen m.v.

Olieproduktionen var i Nordsøen stigende frem mod 2004, hvor den toppede. Siden har olieproduktionen været faldende, *jf. figur 2.1*. Da produktionen toppede i 2004, blev der indvundet knap 23 mio. m³, mens der i 2012 blev indvundet godt 12 mio. m³.

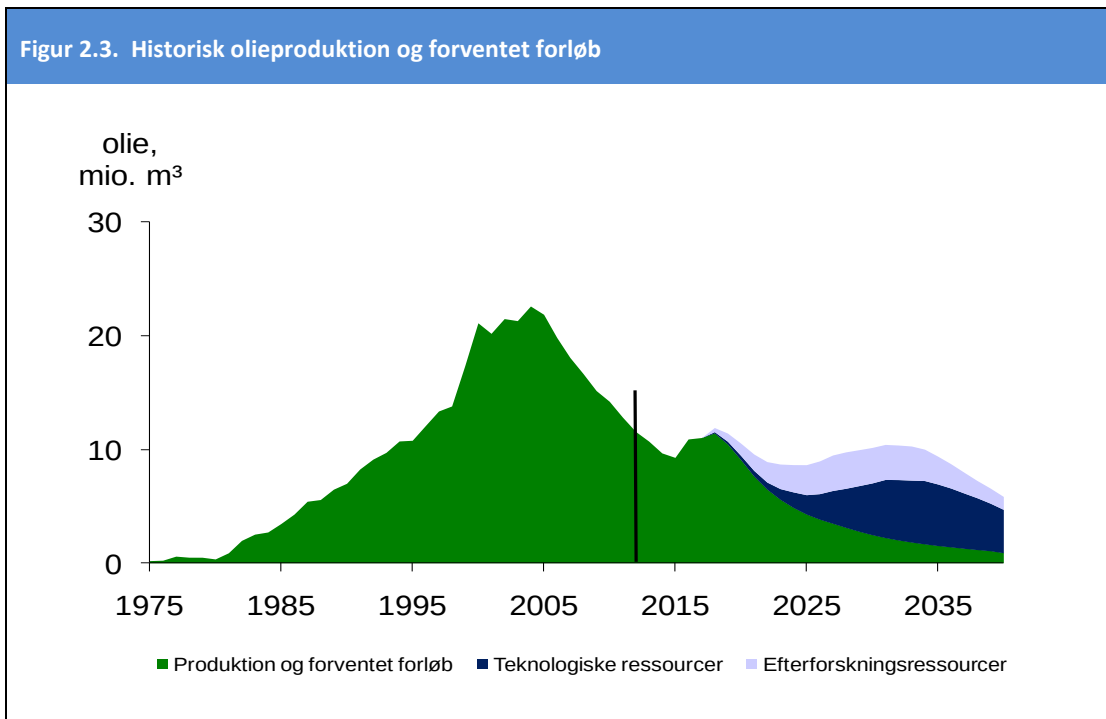
Produktion af gas var i perioden 1999-2003 på et relativt stabilt niveau på omkring 7 mia. Nm³ og stigende til omkring 9 mia. Nm³ i 2006, *jf. figur 2.2*. Siden 2008 har gasproduktionen været faldende og var i 2012 på knap 5 mia. Nm³.



Kilde: Energistyrelsen.



Fremadrettet forventes der endnu en mindre stigning i produktionen, mens den på længere sigt vil være aftagende, *jf. figur 2.3*. En nærmere beskrivelse af Energistyrelsen prognoser fremgår af bilag 4.

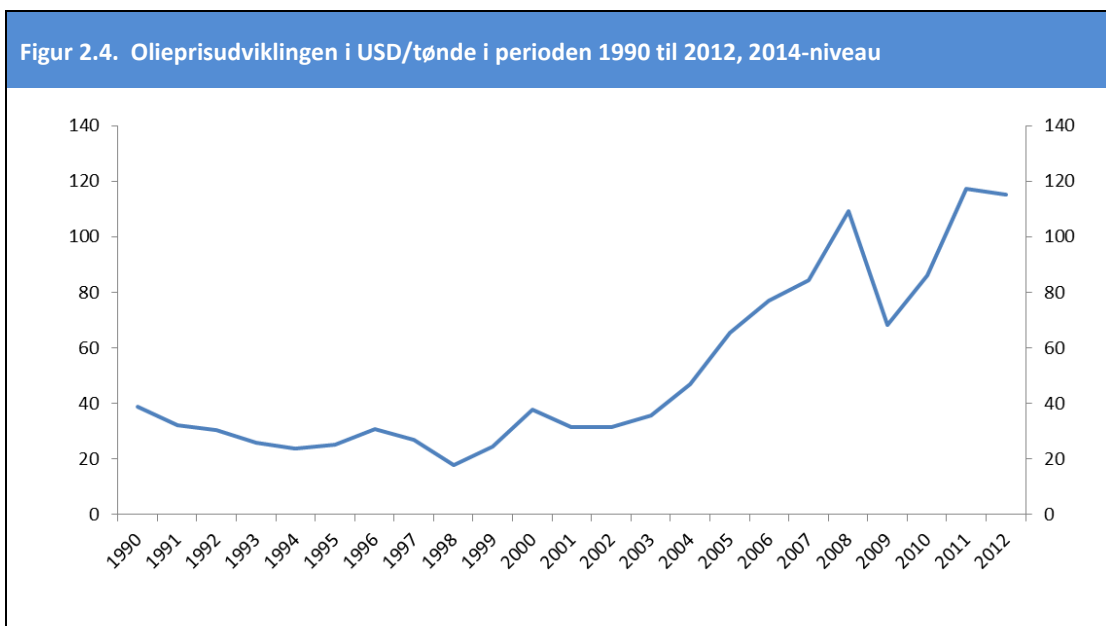


Kilde: Energistyrelsen.

2.6 Udviklingen i olieprisen

Mens olie- og gasproduktionen har været aftagende, har olieprisen været stigende, *jf. figur 2.4.*

I perioden 1990-2004 lå olieprisen på mellem 20 USD/tønne og 40 USD/tønne. Siden 2005 er olieprisen steget kraftigt frem mod 2008 til et niveau omkring 110 USD/tønne. I kølvandet på finanskrisen faldt olieprisen kortvarigt, men er tilbage på et niveau omkring 110 USD/tønne i dag.



Kilde: Energistyrelsen

Baseret på Det Internationale Energi Agenturs (IEA) forventninger vil olieprisen fortsat være på dette høje niveau på sigt.

2.7 Udviklingen i statens indtægter og andel af overskuddet

Statens samlede indtægter fra Nordsøen udgøres af kulbrinteskot, selskabsskat af kulbrintevirksomhed, olierørlednings- og dispensationsafgift, produktionsafgift samt overskudsdeling/statsdeltagelse, *jf. tabel 2.1.*

Statens indtægter siden indførelsen af de nye regler gældende fra 2004 er steget markant. Før 2004, hvor kun de gamle regler var gældende, blev der stort set ikke betalt kulbrinteskot, mens staten har fået en væsentlig indtægt fra kulbrinteskatten siden 2004. Fra 2004 betalte DUC overskudsdeling frem til 8. juli 2012. Den 9. juli 2012 indtrådte staten som partner i DUC med en ejerandel på 20 pct. Olierørlednings- og dispensationsafgiften ophørte 8. juli 2012, hvorfor det i fremtiden kun er selskaber beskattet efter gamle regler, der betaler denne afgift.

Tabel 2.1. Provenu fra olie- og gasindvinding for årene 1990-2012, løbende priser.

	Selskabs- skat	Kulbrinte- skat	Overskuds- deling/stats- deltagelse	Olierørled- nings- og dispensations- afgift	Produktions- afgift (royal- ty)	I alt
År	Mia.kr.					
1990	1,3	-	-	0,3	0,5	2,1
1991	1,0	-	-	0,3	0,6	1,9
1992	1,0	-	-	0,3	0,6	1,9
1993	0,9	-	-	0,3	0,7	1,8
1994	1,1	-	-	0,3	0,7	2,1
1995	1,0	-	-	0,3	0,7	2,0
1996	1,4	-	-	0,4	0,7	2,5
1997	1,7	-	-	0,4	0,9	3,1
1998	1,8	-	-	0,3	1,1	3,2
1999	2,3	-	-	0,6	0,9	3,8
2000	5,8	-	-	1,4	1,2	8,3
2001	6,3	-	-	1,1	2,2	9,6
2002	6,8	0,1	-	1,1	2,1	10,1
2003	5,9	0,1	-	1,1	2,2	9,3
2004	7,4	1,2	4,9	1,5	2,1	17,1
2005	9,7	4,9	7,6	2,1	-	24,2
2006	11,7	8,3	9,3	2,2	-	31,5
2007	9,5	8,2	8,3	1,8	-	27,9
2008	10,4	12,4	11,1	2,5	-	36,5
2009	8,9	8,3	6,0	1,4	-	24,6
2010	7,4	6,9	7,6	1,8	-	23,7
2011	9,8	9,5	8,8	2,2	-	30,3
2012*	8,6	10,5	6,3	1,2	-	26,7
2013*	9,7	11,3	2,9	0,4	-	24,3

Anm: Opgjort på indbetalingsår.

Kilde: statsregnskabet for 1996-2012, Skatteministeriet og Energistyrelsen for 1990-1995.

* Skøn, Finanslov for finansåret 2013.

Statens andel af overskuddet af værdierne fra de samlede olie- og gasaktiviteter i Nordsøen opgøres ved fordelingen af overskuddet mellem staten og de private aktører. Statens andel har i gennemsnit været ca. 61 pct. i perioden 2004-2012 fra alle selskaberne i Nordsøen, dvs. fra selskaber både på nye og gamle regler, *jf. tabel 2.2*.

I perioden 2004-2012 har staten fået en andel, beregnet som skattebetalingernes andel af selskabsskattegrundlaget før overskudsdeling/statsdeltagelse og afgifter, på ca. 62 pct. af overskuddet fra selskaber på nye regler og ca. 36 pct. fra selskaber på gamle regler.

Ændringerne af kulbrintebeskatningen i 2004 har ændret produktions- og investeringsincitamenterne markant. Forskellen i reglernes incitamentsstruktur påvirker produktionen, investeringerne og statens indtjening, hvilket også fremgår af statens lavere andel fra selskaber, der stadig beskattes efter gamle regler, i forhold til statens andel fra selskaber, der overgik til det nye regelsæt. De højere oliepriser har således ikke bevirket, at selskaber beskattet efter de gamle regler er kommet i kulbrinteskatteposition.

Tabel 2.2. Statens andel af det skattemæssige overskud fra 2004 til 2012, pct.

	Pct.	Pct.	Pct.
	Statens samlede andel	Gamle regler	Nye regler
2004	55	39	57
2005	59	38	61
2006	61	33	63
2007	62	34	63
2008	62	33	64
2009	61	37	62
2010	62	39	63
2011	62	34	64
2012*	63	41	64
Gennemsnit, 2004-2012	61	36	62

Anm.: Statens andel er beregnet ud fra skatteindbetalingernes andel af selskabsskattegrundlag før overskudsdeling/statsdeltagelse og afgifter baseret på indtægterne opgjort for indkomståret. Dette svarer i vid udstrækning til oplysningerne fra APMM og Wood Mackenzie, som er forelagt for udvalget. Forskellene består i afvigelser i beregningsopgørelsen og periodeafgrænsningen, hvorpå gennemsnittet er beregnet.

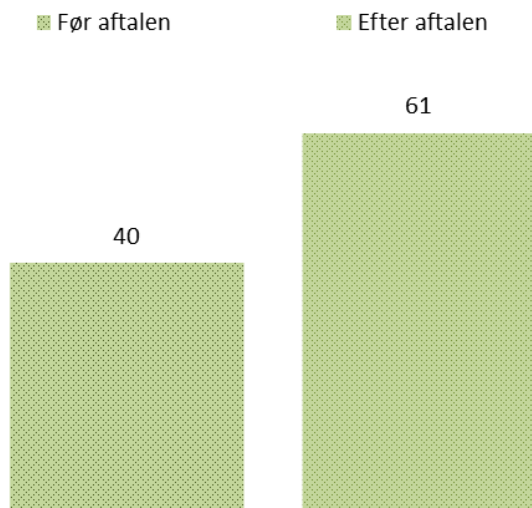
* Skøn

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

Sammenlignet med statens samlede andel fra hele Nordsøen på 61 pct. må det konkluderes, at langt størstedelen af statens indtægter kommer fra selskaberne på nye regler. Indtægterne fra DUC-selskaberne udgør langt størstedelen af indtægterne fra nye regler i denne periode. Det nye regelsæt sikrer et mere robust provenu og en reduktion af det samfundsøkonomiske forvridningstab. Det har betydet, at statens andel af overskuddet fra hele Nordsøen er steget fra ca. 40 pct.¹⁰ til ca. 61 pct., selvom kulbrinteskattesatsen på 52 pct. er lavere end efter gamle regler på 70 pct., *jf. tabel 2.2.*

¹⁰ Statens gennemsnitslige andel i perioden 2001-2003.

Figur 2.5. Statens andel af det skattemæssige overskud før og efter Nordsøaftalen, pct.



Anm.: Statens andel er beregnet ud fra skatteindbetalingernes andel af selskabsskattegrundlag før overskudsdeling/statsdeltagelse og afgifter baseret på indtægterne opgjort for indkomståret. Dette svarer i vid udstrækning til oplysningerne fra APMM og Wood Mackenzie, som er forelagt for udvalget. Forskellene består i afvigelser i beregningsopgørelsen og periodeafgrænsningen, hvorpå gennemsnittet er beregnet. *Gennemsnittet før aftalen er beregnet for perioden 2001-2003 og gennemsnittet efter aftalen er beregnet for årene 2004-2012, hvor 2012 er et skøn.*

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

Forskellen mellem statens andel før Nordsøaftalen på ca. 40 pct. og andelen efter Nordsøaftalen på ca. 61 pct. svarer ved det faktiske overskud i perioden 2004-2012 til et merprovenu på godt 94 mia. kr.¹¹ Det er dog højst implausibelt at forudsætte, at produktionen og overskuddet ville have været det samme, givet de kraftige forvridninger ved de gamle regler samt udsigten til, at tilladelsen var udløbet. Det må således anses for givet, at merprovenuet har været større end godt 94 mia. kr. Derudover har overgangsreglerne som nævnt medført, at merprovenuet har været lavere, end hvis reglerne var trådt i kraft umiddelbart.

Samlet set forventes statens fremtidige indtægter fra Nordsøen i nutidsværdi at være i størrelsesordenen 437 mia. kr. for perioden 2014-2042.

Ved uændret beskatning forventes staten i nutidsværdi at opnå en indtægt fra olie- og gasaktiviteter i Nordsøen på ca. 36 mia.kr. fra selskaber på gamle regler, ca. 235 mia. kr. fra eneretten

¹¹ Fremskrevet ved BNP-vækstraten, Økonomisk Redegørelse december 2012.

og ca. 48 mia. kr. fra øvrige tilladelser på nye regler uden Nordsøfonden. Indtægterne fra Nordsøfonden inkl. forventet udbytte svarer til ca. 119 mia. kr.

På baggrund af forventningerne til den fremtidige produktion kan værdien af den samlede grundrente uden Nordsøfonden for perioden 2014-2042 opgøres til 388 mia. kr. for eneretten, 81 mia. kr. for tilladelser på nye regler, der ikke er en del af eneretten, og 110 mia. kr. for tilladelser på gamle regler (2014-niveau). Opgørelse af grundrenten er nærmere beskrevet i kapitel 6. Grundrenten fra Nordsøfonden svarer til statens indtægter herfra.

Det bemærkes, at det generelt er forbundet med betydelig usikkerhed at skønne over provenuet fra beskatningen af kulbrinteindvindingen i Nordsøen. Usikkerheden skyldes blandt andet udsvingene i olieprisen og dollarkursen.

3 Beskrivelse af gældende rammevilkår

Gode generelle rammevilkår er vigtige for aktiviteten i dansk erhvervsliv generelt og også for olie- og gassektoren. Der er herudover nogle mere specifikke rammevilkår med særlig betydning for olie- og gassektoren, ligesom visse generelle rammevilkår har særlig betydning for sektoren.

Der vurderes fortsat at være gode muligheder for at gøre nye kommercielle fund på dansk område, især i form af mindre fund. Det er desuden i dag muligt at indvinde fra forekomster, som det ikke tidligere har været rentabelt at indvinde.

Danmark er dog, set i forhold til de andre nordsølande, karakteriseret ved forholdsvis lav efterforskningsaktivitet, mindre fund og en lavere succesrate end Norge og Holland. Det tager særligt de nye regler, der blev indført i 2003 med Nordsøaftalen, hensyn til ved alene at beskatte overskuddet, mens bruttoskatterne og de begrænsede muligheder for at udnytte underskud i de gamle regler ikke i samme grad sikrer smidighed i forhold til geologiske forhold.

De nye regler er gældende for eneretsbevillingen og tilladelser tildelt fra 1. januar 2004. De nye regler vil ligeledes være gældende for fremtidige tilladelser.

Med de nye regler blev kulbrintefradraget reduceret fra 250 pct. til 30 pct., samtidig med at bruttoskatterne af produktionens salgsværdi (rørledningsafgift og produktionsafgift/royalty) og feltafgrænsningen blev ophævet.

Parallelt hermed gælder det gamle regelsæt, der blev indført i 1982. De gamle regler, der er gældende for tilladelser, der er tildelt før 1. januar 2004 og ikke er en del af eneretsbevillingen, er karakteriseret ved en kulbrinteskattesats på 70, pct., et kulbrintefradrag på 250 pct., samt feltafgrænsning ved opgørelsen af kulbrinteindkomsten.

Med statsdeltagelsen opnår staten 71,2 pct. af den marginale indtjening på nye regler. På grund af det store kulbrintefradrag på 250 pct. har selskaberne på gamle regler mulighed for at investere sig ud af kulbrinteskatteposition. Beskatningen af den marginale indtjening sker derfor i disse tilfælde med en sats på hhv. 28,8 pct. uden statsdeltagelse og 43 pct. med statsdeltagelse. Det vil sige, at kulbrinteskattesatsen ikke medregnes i den sammensatte marginalskat.

Nedenfor beskrives først procedurer og regler vedrørende tildelingen af tilladelser. Dernæst beskrives de økonomiske rammevilkår, herunder kulbrintebeskatningen, dispensations- og rørledningsafgift samt statsdeltagelse. Endelig beskrives de øvrige rammevilkår for virksomhederne.

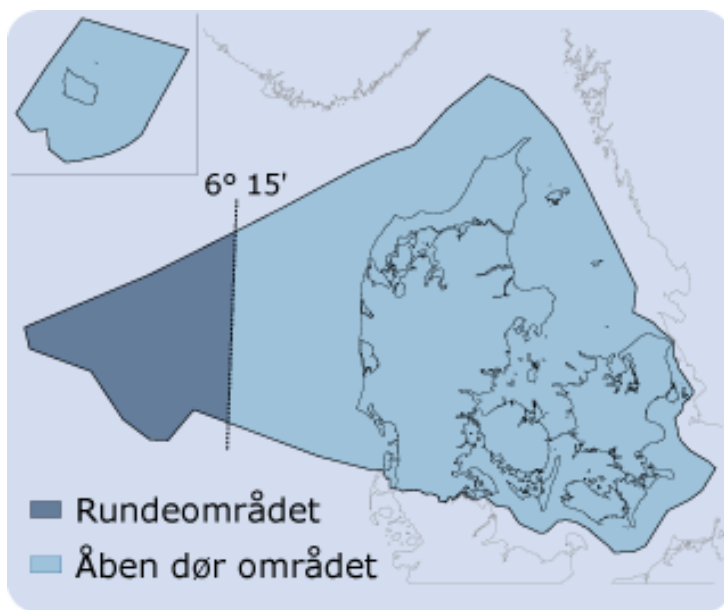
3.1 Tildeling af tilladelser

3.1.1 Tildeling af tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter

Tilladelser (ofte også kaldet koncessioner) til efterforskning og indvinding af kulbrinter meddeles i henhold til undergrundsloven, jf. lovbekendtgørelse nr. 960 af 13. september 2011.

Det danske område er i relation til tildeling af tilladelser delt i det såkaldte *Rundeområde* og *Åben dør-område*. Grænsen mellem områderne går ved 6° 15' østlig længde, jf. figur 3.1.

Figur 3.1. Opdeling mellem Rundeområdet og Åben dør-området



Kilde: Energistyrelsen.

I området mod vest – Rundeområdet – ligger alle de hidtil gjorte kommercielle fund af olie og gas, og området forventes derfor fortsat at rumme de bedste muligheder for at gøre nye fund. Derfor tildeles tilladelserne i det vestlige område generelt ved udbud, hvor der kun kan ansøges på bestemte tidspunkter. På den måde udnyttes konkurrenceelementet til at sikre de bedste tilbud om efterforskningsprogrammer, herunder ubetingede efterforskningsboringer.

I området øst for 6° 15', hvor der ikke hidtil har været gjort kommercielle fund af olie eller gas, er det besluttet at gøre det nemmere for olieselskaberne at få adgang til tilladelser, idet der her er etableret en Åben dør-procedure.

3.1.2 Gældende regler vedrørende tildeling af tilladelser

De råstoffer, herunder kulbrinter, der findes i Danmarks undergrund, tilhører den danske stat. Det fremgår af § 2 i undergrundsloven.

Tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter meddeles af klima-, energi- og bygningsministeren i medfør af undergrundslovens § 5, stk. 1.

Tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter kan ifølge undergrundslovens § 5, stk. 3, alene gives til ansøgere, der skønnes at have fornøden sagkundskab og økonomisk baggrund, og som kan forventes at udøve virksomheden sådan, at samfundet har mest mulig indsigt i og gavn af denne. I forbindelse med behandling af indkomne ansøgninger om tilladelser til efterforskning og indvinding skal det derfor vurderes, om ansøgerne er kvalificerede til at være rettighedshavere til en tilladelse ud fra de i undergrundsloven angivne kriterier.

Tilladelser gives altid til mindst to selskaber, eftersom staten automatisk - via Nordsøfonden - deltager med 20 pct. i alle tilladelser, der er meddelt siden 2005. I mange tilladelser er der imidlertid flere deltagende selskaber.

Ifølge undergrundslovens § 9 kan det i en tilladelse fastsættes, hvilket vederlag rettighedshaveren skal betale til staten, herunder arealafgift, produktionsafgift og økonomisk udbytte. Fastsættelsen af vederlaget sker ifølge lovbemærkningerne på baggrund af en samlet vurdering under hensyntagen til almindelig indkomstbeskatning og særlig kulbrintebeskatning.

De nærmere vilkår for efterforskning og indvinding af kulbrinter er blandt andet fastlagt i de enkelte tilladelser, som staten tildeler selskaberne. Det drejer sig om eneretsbevillingen af 8. juli 1962, som blev givet til APMM for en periode på 50 år. Eneretsbevillingen udnyttes i samarbejde med Shell og Chevron i DUC-samarbejdet. Fra juli 2012 deltager endvidere staten via Nordsøfonden i DUC. De øvrige tilladelser er givet af staten i forbindelse med de 6 udbudsrunder, der er gennemført siden 1984. Hertil kommer et antal nabobloktilladelser og tilladelser tildelt i forbindelse med Åben dør-proceduren.

I 1995 blev der indført en række bestemmelser i undergrundsloven som led i implementeringen af Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 94/22/EF om betingelser for tildeling og udnyttelse af tilladelser til prospektering, efterforskning og produktion af kulbrinter (koncessionsdirektivet). Undergrundslovens kapitel 4 (§§ 12-18) indeholder herefter særlige bestemmelser om efterforskning og indvinding af kulbrinter.

Ifølge undergrundslovens § 12, stk. 1, kan tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter meddeles på fire forskellige måder:

- Efter offentlig indkaldelse af ansøgninger (**udbudsrunde**)
- Hvis en uopfordret ansøgning modtages, og hvis ministeren finder, at ansøgningen bør behandles, skal der ske indkaldelse af ansøgninger fra andre interesserede (**minirunde**)
- Efter særlig bekendtgørelse om mulighed for at ansøge inden for nærmere angivne områder uden anvendelse af de to ovennævnte procedurer (**Åben dør-procedure**)

- Når geologiske eller produktionsmæssige forhold taler for det, kan der gives tilladelse til et område til indehaveren af en tilladelse til et tilstødende område (**naboblok**). Indehavere af eventuelle tilladelser til øvrige tilstødende områder skal i så fald også have mulighed for at ansøge.

Bestemmelserne om tildelingsprocedurerne er nærmere beskrevet i undergrundslovens § 12, stk. 1, litra a-d. Procedurerne i § 12, stk. 1, litra a-c, indebærer alle, at der forinden iværksættelse af et udbud af arealer skal ske en offentliggørelse i Statstidende og Den Europæiske Unions Tidende med mindst 90 dages varsel. Offentliggørelsen i Statstidende og EU-tidende sikrer, at alle interesserede uden forskelsbehandling får mulighed for at søge på de offentliggjorte vilkår.

Da koncessionsdirektivet trådte i kraft, var der som nævnt allerede meddelt et antal tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmark. Undergrundsloven trådte i kraft i 1981 og indeholdt i den daværende § 12 bestemmelser om, at tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter som hovedregel skulle meddeles efter offentlig indkaldelse af ansøgninger. De tilladelser, der blev meddelt i perioden 1981-1995, hvor koncessionsdirektivet blev implementeret, blev ligeledes meddelt efter offentlig indkaldelse af ansøgninger.

APMMs tilladelse fra 1962 indeholdt en genforhandlingsbestemmelse, og den danske stat var således forpligtet til at optage forhandlinger om en eventuel fortsættelse af denne tilladelse. Derfor blev Danmark ifølge koncessionsdirektivets artikel 13 - som eneste medlemsstat - på visse betingelser undtaget fra bestemmelserne i direktivets artikel 3 og 5 om tildeling af tilladelser. Denne undtagelsesbestemmelse skyldtes den særlige situation, som Danmark befandt sig i, og som er beskrevet i direktivets præambel (sidste betragtning) om forpligtelse til at optage forhandlinger. Danmark var derfor ikke forpligtet til at anvende direktivets artikel 3 og 5 på nye tilladelser, som Danmark tildeler inden den 31. december 2012 for de områder, som opgives den 8. juli 2012 ved udløbet af APMM-tilladelsen. På den baggrund kunne APMM-tilladelsen forlænges for perioden 1. januar 2004-8. juli 2042, uden at der skete en offentlig indkaldelse af ansøgninger for de omfattede områder.

APMM's eneretsbevilling, som oprindeligt dækkede hele det danske land- og havområde, er blevet reguleret flere gange. En vidtgående regulering blev foretaget i 1981 gennem en aftale mellem APMM og energiministeren, hvor store områder blev leveret tilbage til staten. 1981-aftalen blev indgået på baggrund af et politisk ønske om at intensivere aktiviteterne i Nordsøen.

Ifølge den procedure, der anvendes i forbindelse med meddelelse af tilladelser, byder olieselskaber på omfanget og indholdet af et fremtidigt arbejdsprogram. Et arbejdsprogram indeholder ansøgerens plan for indsamling og vurdering af eksisterende eller nye oplysninger om un-

dergrunden i det ansøgte område. Arbejdsprogrammet skal baseres på ansøgernes vurdering af sandsynligheden for fund i området og en samlet økonomisk vurdering.

Herudover fastsættes der i forbindelse med hvert udbud bestemmelser om, ud fra hvilke kriterier en tilladelse skal gives, hvis Energistyrelsen vurderer, at to ansøgninger til det samme område er lige gode. Kriterierne skal – selvsagt – være relevante, objektive og ikke-diskriminerende, jf. undergrundslovens § 12 a, stk. 3. Formålet med anvendelse af udbudsrunder er at udnytte konkurrencen mellem olieselskaberne til at sikre de bedst mulige arbejdsprogrammer med de efterforskningsarbejder og -boringer, som skal til for at påvise nye olie- og gasforekomster.

Tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter gives i Danmark med en efterforskningsperiode på indtil 6 år, jf. undergrundslovens § 13, stk. 1. Hvis rettighedshaveren gør et fund, erklærer det kommercielt og agter at foretage indvinding, har rettighedshaveren ret til at få tilladelsen forlænget med henblik på indvinding for et tidsrum på 30 år. Det er endvidere en forudsætning, at det efterforskningsprogram, rettighedshaveren har påtaget sig, er gennemført. Forlængelsen omfatter alene de områder i tilladelsen, der rummer kommercielt indvindelige forekomster. Både efterforsknings- og indvindingsperioderne kan forlænges, hvis særlige forhold gør sig gældende. Efterforskningsperioden kan forlænges med indtil to år ad gangen, hvis det er velbegrundet, og ansøgeren påtager sig yderligere efterforskningsforpligtelser.

Det fremgår dog af koncessionsdirektivets artikel 4, a), at tilladelsers varighed ikke må overstige det tidsrum, der er nødvendigt for at afslutte den virksomhed, tilladelsen vedrører. Mynighederne kan dog forlænge en tilladelsers varighed, hvis denne er utilstrækkelig til, at den pågældende virksomhed kan afsluttes, og hvis virksomheden gennemføres i overensstemmelse med tilladelsen.

Anvendelse af procedurerne om meddelelse af tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter i undergrundslovens § 12, stk. 1, litra a-c, indebærer endvidere, at ministeren, inden procedurerne iværksættes, skal forelægge en redegørelse vedrørende områder og vilkår for Folketingets Klima-, Energi- og Bygningsudvalg. Inden ministeren giver de tilladelser, der er et resultat af de afholdte udbud, skal der endvidere forelægges en redegørelse for udvalget, jf. undergrundslovens § 6, stk. 1.

Der skal efter gældende regler betales et ansøgningsgebyr på 25.000 kr. samt et vederlag for den meddelte tilladelse på 100.000 kr.

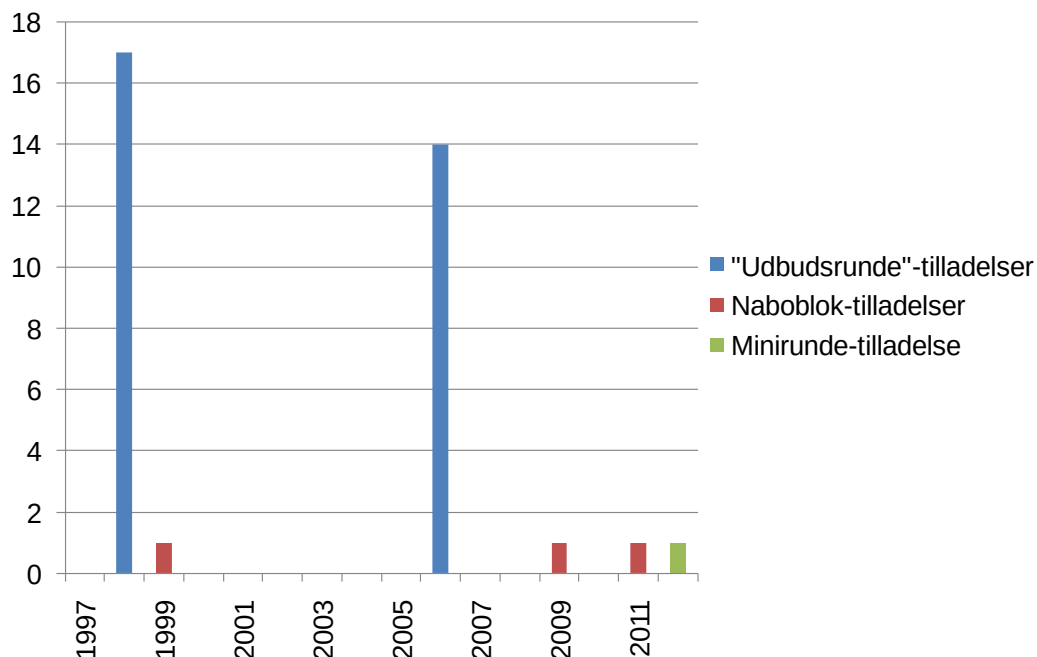
3.1.3 Rundeområdet

Tilladelserne i det vestlige område tildeles generelt ved udbudsrunder, jf. figur 3.2.

Den 5. udbudsrunde i 1998 førte til tildelingen af 17 nye tilladelser. Der gik syv år inden 6. runde i 2005, som førte til tildelingen af 14 nye tilladelser i 2006.

Figur 3.2. Tildelte tilladelser siden 1997 i Rundeområdet

Antal tildelinger



Kilde: Energistyrelsen.

Der er siden 6. runde tildelt to naboblok-tilladelser, hvor geologiske forhold og selskabernes tilbud om efterforskningsarbejder gjorde tildeling efter naboblokproceduren hensigtsmæssig.

Modtagelsen af en uopfordret ansøgning i 2011 førte til beslutningen om at gennemføre en minirunde for det pågældende område. Efter afslutning af runden blev der i 2012 tildelt en tilladelse.

Arbejdsprogrammerne for 6. runde-tilladelserne er nu ved at være gennemført. For at sikre kontinuiteten i efterforskningen og for at sikre, at olie- og gasressourcerne i Nordsøen kan blive fundet og kan udnyttes med den allerede etablerede infrastruktur, er det besluttet at indlede en 7. udbudsrunde i 2013.

Det er nu 50 år siden, at efterforskningen i den danske del af Nordsøen begyndte på baggrund af APMs eneretsbevilling. Flere af områderne i Nordsøen har været omfattet af tilladelser ad flere omgange og er blevet efterforsket af forskellige grupper af olieselskaber. Der er indtil nu foretaget godt 130 efterforskningsboringer i den vestlige del af Nordsøen.

Områder, der i efterforskningsmæssig henseende er efterforsket grundigt, betegnes som "modne" områder. Hele Nordsø-området, inklusive det danske, er modent. Udviklingen af bl.a.

bedre seismiske undersøgelsesmetoder gør det dog muligt fortsat at finde nye efterforskningsmuligheder. Tilsvarende muliggør udviklingen i boreteknologien i et vist omfang, at der kan efterforskes i dybere lag.

Generelt må det imidlertid forventes, at de nemmeste fund er gjort, og at sandsynligheden for at gøre nye store fund er aftagende.

Internationale erfaringer viser, at de store olieselskaber især interesserer sig for områder med muligheder for store fund. I modne områder vil der omvendt være tendens til, at mellemstore og små olieselskaber tager over. Det ses også i Nordsøen.

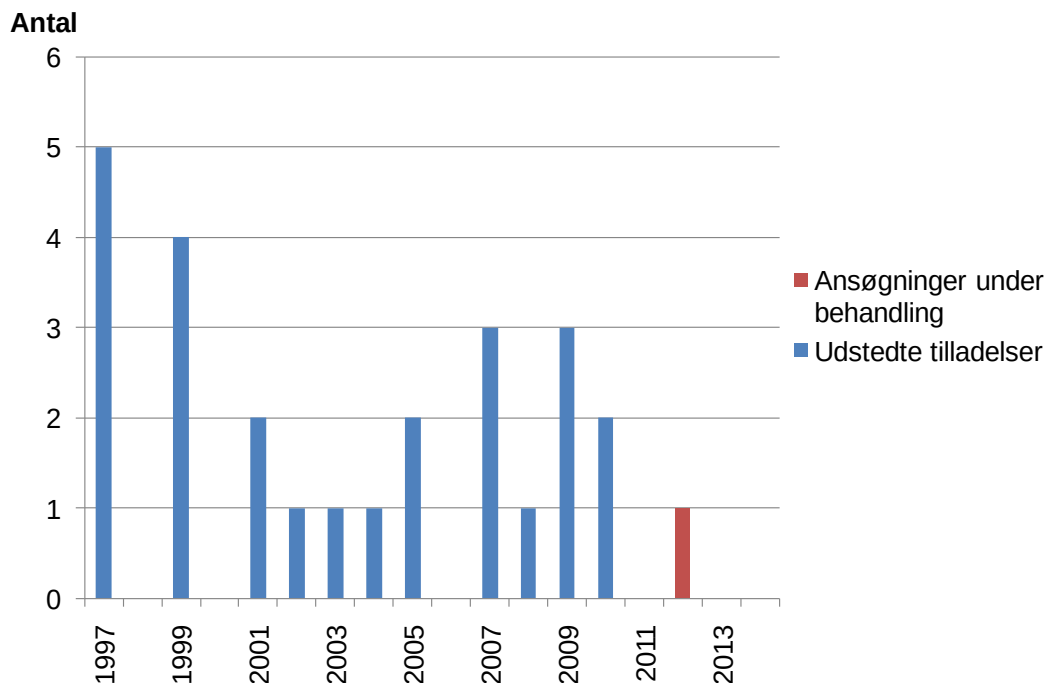
3.1.4 Åben dør-området

Den østlige del af Nordsøen, de indre danske farvande og landområderne er omfattet af Åben dør-proceduren. Her kan olieselskaberne løbende søge om og få tildelt tilladelser efter først til mølle-princippet. Åben dør-proceduren blev indført i 1997.

I Åben dør-tilladelserne forventes olieselskaberne ikke fra begyndelsen at have forpligtet sig til dybe borer. Den indledende efterforskningsperiode på seks år er typisk opdelt i tre faser, således at selskaberne efter de første to års indledende efterforskningsarbejder kan vælge enten at opgive tilladelser eller at forpligte sig til at foretage f.eks. seismiske undersøgelser. Tilsvarende kan selskaberne efter fjerde år enten forpligte sig til en efterforskningsboring eller opgive tilladelsen, hvis forundersøgelserne ikke gav de forventede resultater.

I figur 3.3 nedenfor er vist tilladelsestildelingerne i Åben dør-området siden 1997.

Figur 3.3. Tildelte tilladelser siden 1997 i Åben dør-området



Kilde: Energistyrelsen.

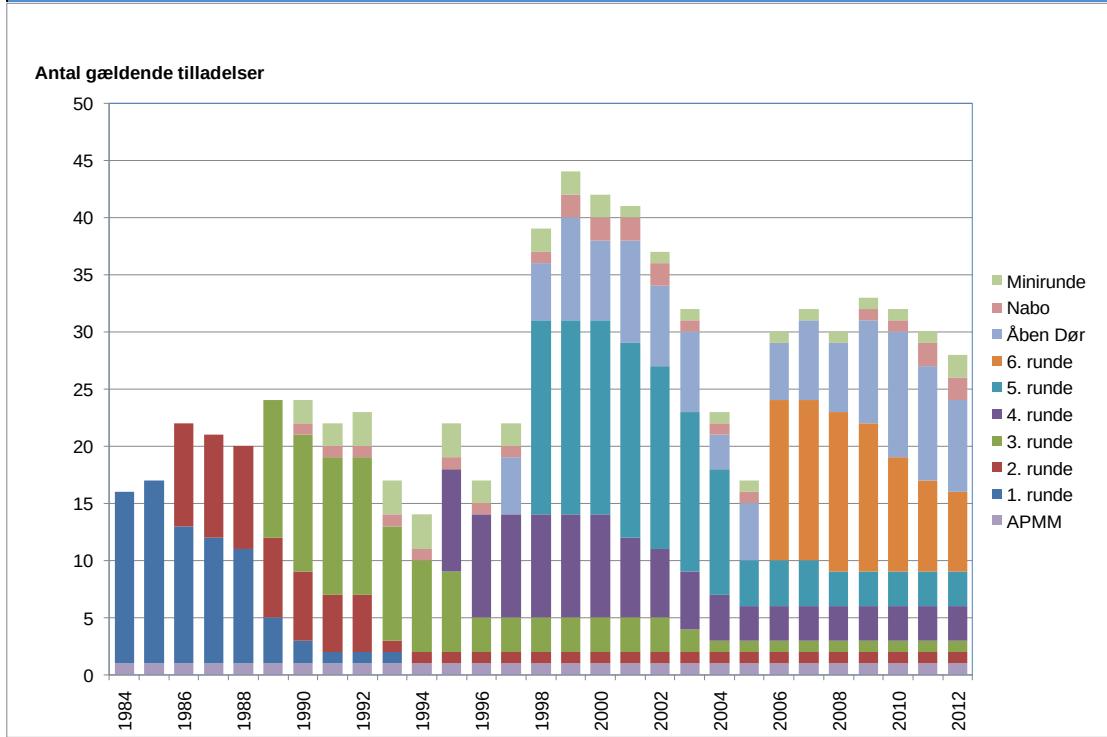
Siden introduktionen af Åben dør-proceduren har der været en nogenlunde konstant tildeling af nye tilladelser. De seneste tilladelsestildelinger og ansøgninger i Åben dør-området vedrører efterforskning af skifergas. Det er endnu usikkert, om den danske undergrund indeholder muligheder for skifergasindvinding.

Da der var behov for yderligere at undersøge muligheden for at fremme en produktion af skifergas, der kan ske sikkerheds- og miljømæssigt fuldt forsvarligt, besluttede klima-, energi, og bygningsministeren i juni 2012 at indføre en pause for udstedelse af nye tilladelser til efterforskning og indvinding af skifergas på land. Det er hensigten at genoverveje beslutningen, når der foreligger yderligere erfaringer formentlig i slutningen af 2013.

3.1.5 Antal tilladelser

Siden 2003 har der været mellem 17 og 33 tilladelser i kraft ved udgangen af året. Der er for tiden 26 tilladelser, hvoraf 8 er placeret inden for Åben dør-området, jf. figur 3.4.

Figur 3.4. Udviklingen i antal tilladelser og tidspunktet for tildeling



Kilde: Energistyrelsen.

3.1.6 Aftaleparter

3.1.6.1 Eneretsbevillingen

Eneretsbevillingen af 8. juli 1962 til efterforskning og indvinding af kulbrinter m.v. i Danmarks undergrund blev udstedt til de tre selskaber Dansk Boreselskab A/S, A/S Dampskibsselskabet Svendborg og Dampskibsselskabet af 1912 A/S i forening. Alle selskaberne var A.P. Møller-selskaber.

Det fremgår af protokol til 1962-bevillingen, at

”Skibsreder A.P. Møller har på bevillingshavernes vegne meddelt, at han og de af ham ledede selskaber er gået ind i denne opgave af nationale grunde, og har anmodet om statens forståelse af, at bevillingshaverne er uden erfaring i den virksomhed, bevillingen omfatter, og heller ikke har den internationale eller økonomiske position som de store udenlandske oliekoncerner”.

Forud for udstedelsen af 1962-bevillingen til de tre A.P. Møller-selskaber havde flere udenlandske olieselskaber henvendt sig til staten med ønske om at få en bevilling. Efter omdannel-

ser i A.P. Møller-koncernen er bevillingshaverne nu selskaberne A.P. Møller - Mærsk A/S og Mærsk Olie og Gas A/S.

I forbindelse med udstedelsen i 1962 accepterede staten, at bevillingshaverne indhentede fornøden sagkyndig og teknisk bistand fra udenlandske selskaber, idet bevillingshaverne ikke havde sådan viden. Der blev derfor etableret et samarbejde med flere udenlandske olieselskaber, som sammen udgør Dansk Undergrunds Consortium (DUC). DUC udgøres af APMM, Shell og Chevron.

Samarbejdet i DUC er aftalt i en såkaldt *Joint Operating Agreement* (JOA). I forbindelse med Nordsøaftalen i 2003 aftalte APMM og staten, at det igangværende arbejdsfællesskab mellem parterne i DUC kan fortsætte.

Med virkning fra 9. juli 2012 indtrådte Nordsøfonden i DUC med en andel på 20 pct. som følge af Nordsøaftalen. I forbindelse med Nordsøfondens indtræden er JOA'en for samarbejdet i DUC blevet revideret.

DUC-partnerne afholder udgifter i overensstemmelse med deres procentvise andel i DUC og modtager tilsvarende andele af den producerede olie og gas, som de hver især sælger.

Det daglige arbejde med at efterforske, tilrettelægge og drive anlæggene i Nordsøen varetages af Mærsk Olie og Gas A/S som operatør. Frem til midten af 1980'erne stod Chevron for udførelse af boringerne i Nordsøen, mens Dansk Boreselskab A/S stod for udførelse af efterforskningsboringer på land. Efterhånden som Dansk Boreselskab A/S fik opbygget sin ekspertise, overtog selskabet pr. 1. januar 1986 alle operatøropgaver og skiftede navn til Mærsk Olie og Gas A/S.

Operatørens arbejde bliver betalt af de selskaber, der deltager i DUC.

3.1.6.2 Andre nyere bevillinger

Alle andre nyere tilladelser til efterforskning og indvinding af olie og gas i Danmark er meddelt til samtlige de selskaber, som deltager i (typisk 2-4 selskaber). Disse selskaber har udpeget et selskab – operatøren – til at stå for det daglige praktiske arbejde i tilladelsen. Normalt er operatøren et af selskaberne med andel i tilladelsen. Kontakten fra Energistyrelsen til selskaberne i tilladelsen sker i det daglige alene via operatøren.

Bilag 5 indeholder en oversigt over de ved udgangen af februar 2013 gældende kulbrintetilladelser/-bevillinger med angivelse af de selskaber, der deltager som rettighedshavere og som operatører.

3.1.7 Vilkår for kommende udbudsrunder

3.1.7.1 Tilrettelæggelse af udbud af nye tilladelser

Det er vurderingen, at der fortsat er gode muligheder for at gøre nye kommercielle fund på dansk område, især i form af mindre fund. Ny viden og nye teknikker har også gjort, at det i dag er muligt at indvinde fra forekomster, som det ikke tidligere har været rentabelt at indvinde.

Det danske område er imidlertid kendetegnet ved at være et meget efterforsket område, og her er ikke arealer, der ikke tidligere har været omfattet af tilladelser. Danmark er dermed et såkaldt "modent" område og står derfor i en situation, der er forskellig fra den situation, som f.eks. Norge står i, hvor der fortsat er store arealer, der fremstår uefterforskede.

En fortsættelse af produktionen af olie og gas fra Nordsøen på længere sigt kræver, at området vest for 6° 15' Ø bliver efterforsket yderligere og dermed, at området udbygges igen. Senest det skete var ved offentlig indkaldelse af ansøgninger i 2005 i den 6. udbudsrunde.

På grund af den høje alder for en stor del af de eksisterende anlæg er de årlige omkostninger til vedligeholdelse for at opretholde en funktions- og sikkerhedsmæssig forsvarlig stand meget betydelige.

Hvis de aldrende installationer og den eksisterende infrastruktur i Nordsøen kan udnyttes, inden de demonteres, kan det sikre udbygning af marginale fund, der ellers ikke vil blive udbygget, hvis de ikke kunne produceres gennem tie-in til et eksisterende anlæg.

Ud over adgang til infrastruktur kan produktion af forekomster af f.eks. gas med et meget højt CO₂-indhold eller voksholdig olie kræve, at de producerede fluider kan opblandes med gas/olie fra andre felter for at billiggøre eksportløsningerne og dermed sikre kommercialiteten i en udbygning.

Både adgang til eksisterende infrastruktur og mulighed for samproduktion med fluider fra andre forekomster vil kræve, at forekomsterne findes og udnyttes, mens der stadig er aktive anlæg og eksportmuligheder i området. På den baggrund er det en fordel, at efterforskningen sker snart, både for selskaberne og for samfundet som sådan.

Ved tildeling af nye efterforskningstilladelser og i forbindelse med forlængelse af tilladelser kan efterforskningsaktiviteterne styres på forskellig vis, bl.a. ved at arbejdsprogrammerne indeholder krav om gennemførelse af nærmere angivne efterforskningsaktiviteter inden bestemte tidsfrister og frister for tilbagelevering, såfremt rettighedshaveren ønsker at fortsætte efterforskningen i tilladelsen (f.eks. "udfør arbejde eller tilbagelever hele eller dele af tilladelsen"-frister).

3.1.7.2 *Rammer for udbud af tilladelser*

Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 94/22/EF om betingelser for tildeling og udnyttelse af tilladelser til prospektering, efterforskning og produktion af kulbrinter (koncessionsdirektivet) fastlægger rammerne for udbud af nye tilladelser. Direktivet, som i dansk ret er implementeret i undergrundsløven, åbner for en række forskellige former for tildeling af nye tilladelser. Disse rammer vil kunne sikre en hensigtsmæssig tilrettelæggelse af fremtidige udbud af tilladelser i Danmark.

Vilkårene fastsættes i forbindelse med det enkelte udbud. De vilkår, hvorunder tilladelser agtes meddelt i en udbudsrunde, er fortrolige indtil det tidspunkt, hvor der foretages offentlig indkaldelse af ansøgninger, jf. undergrundsløvens § 12, stk. 4. De endelige vilkår for en kommende udbudsrunde må således ikke komme til omverdenens kendskab før lanceringen af runden, jf. bestemmelserne herom i koncessionsdirektivet. Direktivet indeholder i den forbindelse bestemmelser om offentliggørelse af koncessionsudbud i en medlemsstats statstidende og i Den Europæiske Unions Tidende samt om fastsættelsen af ansøgningsfrister.

Udbudsform, vilkår og tidspunkter er styrende for efterforskningsaktiviteten, herunder antallet af nye tilladelser og omfanget og kvaliteten af de arbejdsprogrammer, der vil blive knyttet til de nye tilladelser. Der er forskellige muligheder for, hvordan det danske tilladelsesområde og specielt området vest for 6° 15' Ø kan udbydes igen, og det bør overvejes hvilke vilkår, der giver den største efterforskningseffektivitet og sikrer det bedste udbytte for samfundet.

Det vurderes, at der fortsat med jævne mellemrum bør afholdes runder i områder, hvor der kan forventes konkurrence mellem ansøgere, og anvendes Åben dør-procedure i andre områder. I Rundeområdet kan udbudsrunder suppleres med nabobloktildelinger og minirunder, når det vurderes hensigtsmæssigt.

3.2 Økonomiske rammevilkår

Indtægter til den danske stat i forbindelse med kulbrinteindvinding i Danmark er sammensat af følgende elementer:

- Kulbrinteskatt
- Selskabsskatt
- Produktionsafgift
- Rørlednings- og dispensationsafgift
- Statsdeltagelse/overskudsdeling

Elementerne spiller sammen indbyrdes. Rørlednings-/dispensationsafgiften er således fradragsberettiget i grundlaget for både selskabsskatten og kulbrinteskatten af kulbrinteindkomsten, og selskabsskatten af kulbrinteindkomsten er fradragsberettiget i grundlaget for kulbrinteskatten.

De enkelte elementer beskrives i det følgende, idet der dog ikke gives en særskilt beskrivelse af selskabsskatten.

3.2.1 Kulbrinteskatt

Ved ændringen af kulbrinteskatteloven i 2003 blev der indført forskellige regler for beskattningen af tilladelser, der er tildelt inden 1. januar 2004 uden for eneretsbevillingen (beskatning efter "gamle regler", jf. kulbrinteskattelovens kapitel 3) og for eneretsbevillingen og tilladelser, der er meddelt den 1. januar 2004 eller senere (beskatning efter "nye regler", jf. kulbrinteskattelovens kapitel 3 A).

De generelle regler vedrørende skattesubjektivitet, opgørelse af kulbrinteindkomsten m.v. er imidlertid stort set de samme for alle tilladelser. De generelle regler beskrives neden for i afsnit 3.2.1.1-3.2.1.7, mens de differentierede regler (de gamle og nye regler) beskrives i afsnit 3.2.1.8. Marginalskatterne i kulbrintebeskatningen beskrives endelig i afsnit 3.2.1.9.

3.2.1.1 Hvem er omfattet

Skattepligtige, der udøver virksomhed i forbindelse med forundersøgelse, efterforskning og indvinding af kulbrinter og dertil knyttet virksomhed m.v. i Danmark, herunder på søterritoriet og på dansk kontinentalsokkelområde, er omfattet af kulbrinteskatteloven. Skattepligten efter kulbrinteskatteloven er udvidet i forhold til de almindelige skatteregler. For skattepligtige, der ikke er skattepligtige allerede efter skattelovgivningens almindelige skattepligtsregler, og som har kulbrinteindkomst, har kulbrinteskatteloven dermed selvstændig betydning.

De selskaber, der er omfattet af kulbrinteskatteloven, vil normalt være bevillingshavere, men kan også være selskaber, der har andel af indvunden olie og gas eller værdien heraf.

3.2.1.2 Indkomst omfattet af kulbrintebeskatningen

Kulbrinteindkomsten omfatter i første række indtægter ved førstegangssalg af indvundne kulbrinter og udgør den opnåede salgspris. Desuden indgår indtægter, som er fastsat ved andele af indvundne kulbrinter eller værdien heraf.

Fortjeneste eller tab ved afståelse af en bevilling indgår også i kulbrinteindkomsten. Endvidere indgår fortjeneste eller tab ved afhændelse af produktionsanlæg og driftsmidler samt gevundne afskrivninger for aktiver, der er anvendt i forbindelse med indvinding af kulbrinter.

Den skattepligtige indkomst efter kulbrinteskatteloven opgøres særskilt¹². Det gælder både ved opgørelsen af beregningsgrundlaget for kulbrintebeskatningen og ved opgørelsen af beregningsgrundlaget for selskabsbeskatningen af kulbrinteindkomsten.

¹² Ansættelsen foretages første gang i det indkomstår, hvori forundersøgelse og efterforskning påbegyndes.

Ved opgørelserne indgår alene indtægter og udgifter, der er forbundet med kulbrintevirksomheden, og et eventuelt underskud fra anden virksomhed end kulbrintevirksomhed kan ikke fratrækkes i kulbrinteindkomsten¹³. Der er dermed opstillet et hegn (et "ring fence") om den indkomst, der beskattes efter kulbrinteskatteloven.

Opgørelsen af beregningsgrundlaget for selskabsskatten af kulbrinteindkomsten foretages efter kulbrinteskattelovens kapitel 2, mens opgørelsen af beregningsgrundlaget for kulbrintebeskatningen foretages efter lovens kapitel 3 (gamle regler) eller efter lovens kapitel 3 A (nye regler).

3.2.1.3 Forundersøgelses- og efterforskningsudgifter

Forundersøgelses- og efterforskningsudgifter kan fradrages ved opgørelsen af kulbrinteindkomsten.

Der findes særlige regler herom i kulbrinteskattelovens § 7, mens den almindelige regel om fradrag for udgifter til efterforskning af råstoffer findes i ligningslovens § 8 B, stk. 2. Ved fradrag efter den nævnte bestemmelse i kulbrinteskatteloven kan den skattepligtige i visse tilfælde vælge, om udgiften skal fradrages straks eller over en periode, se nedenfor.

Udgifter til forundersøgelser vil typisk vedrøre indledende seismiske undersøgelser og andre geologiske og geokemiske undersøgelser. Udgifter til efterforskning vil typisk omfatte mere detaljerede seismiske undersøgelser og boringer.

Efter kulbrinteskattelovens § 7 kan den skattepligtige *vælge*, om forundersøgelses- og efterforskningsudgifter, der er afholdt inden indvindingsvirksomhed er påbegyndt, skal fradrages straks eller – alternativt – over 5 indkomstår med 20 pct. om året. Vælges det at fradrage udgiften over 5 indkomstår, foretages fradraget første gang i det indkomstår, hvori indvinding iværksættes.

Efter ligningslovens § 8 B, stk. 2, kan udgifter til efterforskning af råstoffer, der er afholdt inden indvinding er pågyndt, derimod ikke fradrages straks.

Muligheden for at anvende kulbrinteskattelovens regel er betinget af, at udgifterne til forundersøgelse og efterforskning er afholdt i tilknytning til virksomhedens erhverv ved indvinding af kulbrinter.

¹³ Indkomstopgørelsen for kulbrinteskattepligtige foretages som udgangspunkt efter skattelovgivningens almindelige regler, herunder selskabsskatteloven, dog med de modifikationer, der følger af kulbrinteskatteloven.

3.2.1.4 Afskrivning

Udgifter til anskaffelse af maskiner, inventar og lignende driftsmidler, skibe og fast ejendom kan fradrages eller afskrives efter afskrivningsloven.

Produktionsanlæg, platforme og andre anlæg, herunder rørledninger og hertil knyttede anlæg, kan afskrives efter reglerne i afskrivningslovens kapitel 2 og 4 om afskrivning af driftsmidler.

Afskrivningen foretages særskilt for hvert aktiv og kan – fra 2016 – højst udgøre 15 pct. I 2013 er afskrivningssatsen 19 pct., mens den i 2014 og 2015 er 17 pct.

For afskrivning på rørledninger er afskrivningssatsen dog 7 pct.

Der kan ikke foretages forskudsafskrivninger på disse aktiver.

3.2.1.5 Underskud

Er den skattepligtige særskilte indkomst negativ, kan dette underskud fradrages i tilsvarende skattepligtig indkomst uden tidsmæssig begrænsning. Dog kan underskuddet kun fremføres, hvis det ikke kan rummes i tidligere års indkomst.

I stedet for at fremføre underskuddet til fradrag i senere indkomstårs skattepligtige særskilte indkomst kan det overføres til fradrag i anden indkomst.

Underskud fra anden virksomhed kan ikke overføres til fradrag i den særskilte indkomst ("ring-fence").

3.2.1.6 Transfer pricing-spørgsmål

Beskatningen af kulbrinteindkomst er højere end beskatningen af anden selskabsindkomst. Dette kan give en virksomhed, der er omfattet af kulbrinteskatteloven, incitament til at mindske indtægterne og til at øge udgifterne.

Efter skattelovgivningens almindelige transfer pricing-regel i ligningslovens § 2 skal interesseforbundne parter ved opgørelsen af den skattepligtige indkomst anvende priser og vilkår for deres transaktioner, der svarer til de priser og vilkår, som uafhængige parter ville fastsætte for tilsvarende transaktioner ("armslængde vilkår").

Reglen finder anvendelse mellem interessefællesskaber, der udøver bestemmende indflydelse over juridiske personer. I oliebranchen er det almindeligt, at størstedelen af investeringer og operationelle udgifter afholdes i fællesskab af uafhængige konsortiedeltagere. Sådanne transaktioner mellem uafhængige konsortiedeltagere falder uden for den almindelige transfer pricing-regel i ligningslovens § 2.

Der er derfor indsat en særlig transfer pricing-regel i kulbrinteskattelovens § 6 A, der har et bredere anvendelsesområde end ligningslovens § 2. Bestemmelsen omfatter bl.a. de tilfælde, hvor et konsortium med tre deltagere med samme ejerandel har økonomiske transaktioner med et selskab, der ejes af en af konsortiedeltagerne. Hvis de tre deltagere har økonomiske transaktioner med et selskab, som de ejer i fællesskab, skal transaktionerne også ske på armslængde vilkår.

3.2.1.7 Afgifter – herunder NO_x-afgift

Som udgangspunkt skal der af fossilt energiforbrug betales energi-, CO₂-, svovl- og NO_x-afgift.

Forbrug af fossil energi, der anvendes i forbindelse med indvindingen af olie og gas i Nordsøen, er imidlertid alene pålagt NO_x-afgift. Det skyldes, at de tre andre afgifter (energi-, svovl- og CO₂-afgiften) er omfattet af EU's energibeskatningsdirektiv, samt at forbruget af energi i Nordsøen vurderes at falde ind under raffinaderibestemmelsen i energibeskatningsdirektivet, hvorefter forbrug af energi afgiftsfritages, hvis energiprodukterne er produceret på den relevante virksomheds område.¹⁴

NO_x-afgift er en afgift på NO_x-udledninger og afhænger ikke alene af energiproduktet samt størrelsen af energiforbruget, men også af andre forhold som eksempelvis temperatur. Derfor betragtes NO_x-afgift ikke som en afgift på selve energiproduktet. Det indebærer, at afgiften ikke er omfattet af energibeskatningsdirektivet, hvorfor den heller ikke er omfattet af raffinaderibestemmelsen¹⁵.

NO_x-afgift omfatter brændsler, hvor der ved forbrænding sker udledning af NO_x til luften.

Ved måling udgør afgiften 25,50 kr. pr. kg. udledt NO_x i perioden 1. januar 2013 til 31. december 2013. I perioden 1. januar 2014-31. december 2014 udgør afgiften 25,90 kr. pr. kg. udledt NO_x.

¹⁴ Forbrug af energiprodukter på et område, der tilhører en virksomhed, der producerer energiprodukter, betragtes ikke som en afgiftsudløsende begivenhed, hvorved afgiften bortfalder, hvis forbruget består i energiprodukter, der produceres på virksomhedens område, se energibeskatningsdirektivet artikel 21, stk. 3.

¹⁵ Når energi-, CO₂- og svovlafgiften falder ind under energibeskatningsdirektivet, skyldes det, at der – for disse afgifter – er en snæver sammenhæng mellem forbruget af et givent energiprodukt og afgiftsbetalingen. Energiafgifterne på fossile brændsler (kul, olie, naturgas) samt på elektricitet er således balanceret efter bruttoenergiindholdet i de enkelte energiprodukter, og CO₂-afgiften er balanceret efter CO₂-emissionsindholdet. Svovlafgiften pålægges derimod – umiddelbart – de faktiske udledninger af svovl (i realiteten svovldioxid), men da der er en snæver sammenhæng mellem svovldioxidudledningen og forbruget af et givent brændsel, betragtes afgiften alligevel som en afgift på selve energiproduktet.

Hvis udledningsvirksomheder ikke foretager målinger af den udledte mængde, betaler den, som leverer energiprodukter, NO_x-afgiften ud fra standardsatser.

3.2.1.8 Beskatningen af tilladelser på gamle henholdsvis nye regler

3.2.1.8.1 Beskatningen efter gamle regler - tilladelser meddelt før 1. januar 2004 uden for eneretsbevillingen

Tilladelser meddelt før 1. januar 2004 uden for eneretsbevillingen er omfattet af kulbrinteskattelovens kapitel 3 (gamle regler), der blev indført ved lov nr. 175 af 28. april 1982¹⁶.

Hovedelementerne i beskatningen efter kapitel 3 er følgende:

- Kulbrinteskattesatsen udgør 70 pct.
- Kulbrintefradraget udgør 250 pct. af investeringerne.
- Underskud vedrørende ét felt kan kun modregnes i overskud fra samme felt.
- Rørledningsafgiften kan fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.

Hvis en tilladelse på gamle regler overdrages, vil køberen for første indkomstår have valget mellem fortsat beskatning efter kapitel 3 (gamle regler) eller kapitel 3 A (nye regler). Det fremgår af overgangsbestemmelsen i § 3, stk. 3, i lov nr. 1216 af 27. december 2003, der indsatte det nye kapitel 3 A i kulbrinteskatteloven.

3.2.1.8.1.1 Kulbrintefradraget

Virksomhederne har ved opgørelsen af den kulbrinteskattepligtige indkomst et kulbrintefradrag på 25 pct. af investeringerne. Fradraget gives i 10 år, dvs. et fradrag på 250 pct. af investeringsudgiften. Hertil kommer fradrag for almindelige afskrivninger.

Grundlaget for kulbrintefradraget er summen af afskrivningsgrundlaget og efterforskningsudgifter, hvis disse er valgt aktiveret.

Kulbrintefradraget bortfalder, når nettooverskuddet på et felt overstiger en vis størrelse ("pay back"-reglen). Reglen har ikke haft større praktisk betydning, da der gives dispensation.

Endelig har virksomhederne valgfrihed mellem aktivering eller fradrag af udgifter samt valgfrihed med hensyn til afskrivningsprocent efter afskrivningsloven. Da opgørelsen af indkomst efter kapitel 3 er en selvstændig opgørelse, kan disse valg foretages uafhængigt af de tilsvarende valg foretaget ved selskabsskatteopgørelsen.

Hertil kommer fradrag for almindelige afskrivninger, jf. afsnit 3.2.1.4 ovenfor.

¹⁶ Tilladelser uden for eneretsbevillingen havde i 2004 mulighed for at overgå til beskatning efter nye regler efter de overgangsregler, der gjaldt for eneretsbevillingen. Ingen selskaber valgte dog at overgå til de nye regler og samtlige tilladelser, der er tildelt før 2004 uden for eneretsbevillingen, beskattes således efter de gamle regler.

3.2.1.8.1.2 Underskud

Karakteristisk for de gamle kulbrinteskatteregler er, at der skal opgøres en indkomst for hvert felt.

Udgifter kan kun fratrækkes i det omfang, de vedrører indkomsten fra feltet. Kun positive feltindkomster indgår ved opgørelsen af den samlede kulbrinteskattepligtige indkomst. Efterforskningsudgifter holdes uden for feltopgørelserne og kan fratrækkes ved den samlede opgørelse.

Underskud ved et felts indkomstopgørelse kan fremføres til fradrag i samme felts positive indkomst for efterfølgende år. Underskud fra et felt kan ikke fradrages i indkomst fra et andet felt eller i anden indkomst, ligesom underskud fra anden indkomst ikke kan fradrages i feltets indkomst.

Ved endeligt ophør af produktionen fra et felt kan feltets underskud modregnes i den samlede kulbrinteindkomst.

En negativ kulbrinteindkomst efter kapitel 3 kan - i modsætning til et underskud i den selskabsskattepligtige kulbrinteindkomst - aldrig modregnes i positiv indkomst fra anden virksomhed.

3.2.1.8.2 Beskatning efter nye regler - eneretsbevillingen og tilladelser meddelt fra og med 1. januar 2004

Eneretsbevillingen og tilladelser meddelt fra og med 1. januar 2004 er omfattet af kulbrinteskattelovens kapitel 3 A (nye regler).

Hovedelementerne i beskatningen efter kapitel 3 A er følgende:

- Kulbrinteskattesatsen udgør 52 pct.
- Kulbrintefradraget udgør 30 pct. af investeringerne.
- Underskud vedrørende ét felt kan modregnes i overskud fra andre felter. Underskud i forbindelse med f.eks. opbygningen af ét felt kan således modregnes i overskud fra et felt i produktion m.v.
- Hvis der resteret et uudnyttet underskud ved endeligt ophør af produktion efter en tilladelse, kan skatteværdien af den del af underskuddet, som vedrører fradrag for fjernelsesomkostninger, udbetales til den skattepligtige, dog maksimalt et beløb svarende til den betalte kulbrinteskate ("carry back"-regel).
- Rørledningsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten.

3.2.1.8.2.1 Kulbrintefradraget

Grundlaget for beregning af fradraget er det samme som følger af kapitel 3. Ved beregningen af kulbrinteindkomsten kan der fratrækkes et beløb svarende til 5 pct. over 6 indkomstår af anskaffelsessummen for fradragsberettigede aktiver, dvs. i alt 30 pct.

Nedsættelsen gælder både i relation til kulbrintefradraget vedrørende investeringer i produktionsanlæg, platforme og rørledninger m.v. og kulbrintefradraget vedrørende efterforskningsudgifter, der er valgt aktiveret.

Hertil kommer fradrag for almindelige afskrivninger, jf. afsnit 3.2.1.4 ovenfor.

3.2.1.8.2.2 Underskud

Hvis den skattepligtige kulbrinteindkomst udviser underskud, kan underskuddet fremføres til modregning i positiv kulbrinteindkomst efter kapitel 3 A for senere indkomstår. Der gælder ingen tidsbegrænsning for fremførselsadgangen.

Underskud fra anden indkomst kan ikke fradrages i positiv kulbrinteindkomst. Dog er der ingen feltafgrænsning. Indkomst omfattet af kapitel 3 betragtes som anden indkomst i denne relation. Underskud i kulbrinteindkomst efter kapitel 3 kan således ikke modregnes i positiv kulbrinteindkomst efter kapitel 3 A. Tilsvarende kan underskud efter kapitel 3 A ikke modregnes i positiv kulbrinteindkomst efter kapitel 3.

3.2.1.8.2.3 Carry back-reglen

Hvis der resterer et uudnyttet underskud ved endeligt ophør af produktion efter en tilladelse, kan skatteværdien¹⁷ af den del af underskuddet, som vedrører fradrag for fjernelsesomkostninger, udbetales til den skattepligtige, dog maksimalt den betalte kulbrinteskate for uudnyttet underskud efter ophør af virksomhed, der vedrører udgifter afholdt til fjernelse af anlæg¹⁸.

Adgangen til carry back skal sikre fradrag for fjernelsesomkostninger i tilfælde, hvor disse omkostninger afholdes på et tidspunkt, hvor selskabet ellers ikke ville kunne udnytte fradraget, fordi der ikke længere er positiv indkomst at modregne omkostningerne i.

Carry back-reglen gælder kun i relation til kulbrinteskatten, ikke i relation til selskabsskatten af kulbrinteindkomsten.

¹⁷ Skatteværdien beregnes med skattesatsen for de senest pålignede kulbrinteskatter. Hvis der herefter fortsat er et underskud, som udgøres af fjernelsesomkostninger, anvendes skattesatsen for den næst senest pålignede kulbrinteskate o.s.v.

¹⁸ Der kan først ske udbetaling, når al virksomhed i henhold til tilladelser, der er omfattet af kapitel 3 A, er endeligt ophørt. Det vil sige, når alle fjernelsesomkostninger er afholdt og dermed kendt.

Udbetalingen medregnes ikke til den skattepligtige indkomst og er maksimeret til den kulbrinteskate, som selskabet har betalt i henhold til reglerne i kapitel 3 A med tillæg af den kulbrinteskate, som selskabet har betalt vedrørende indkomståret 2004¹⁹.

3.2.1.9 Marginalskattesatser i kulbrintebeskatningen

Den sats, som den marginale indtjening beskattes med, er afhængig af, hvilket regelsæt der er tale om, jf. tabel 3.1. Det vil sige den sammensatte marginalbeskatning (alt inklusiv) af den sidst tjente krone eller ekstra tjente krone.

Tabel 3.1: Oversigt over sammensatte marginalskatter

Regelsæt	Marginalskattesats ekskl. statsdelta- gelse	Marginalskattesats inkl. statsdeltagelse
Pct		
Gamle regler	78,6	82,9
- uden kulbrinteskate	28,8	43,0
Nye regler	64,0	71,2

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

3.2.1.9.1 Gamle regler

Den sammensatte marginale skattesats i det gamle regelsæt opgøres ved:

$$R + (1 - R) * s + (1 - (R + (1 - R) * s) * k),$$

hvor R er rørledningsafgiften på 5 pct.

Rørledningsafgiften er fradragsberettiget i grundlaget for selskabsskatten og kulbrinteskatten. Selskabsskatten er samtidig fradragsberettiget i grundlaget for kulbrinteskatten. Selskabsskattesatsen, s, er 25 pct. og kulbrinteskattesatsen, k, er 70 pct. Herved opnås en marginalskattesats på 78,6 pct.

På grund af det store kulbrintefradrag på 250 pct. har selskaberne på gamle regler mulighed for at investere sig ud af kulbrinteskatteposition. Beskatningen af den marginale indtjening sker derfor i disse tilfælde med en sats på 28,8 pct. Det vil sige, at kulbrinteskattesatsen ikke medregnes i den sammensatte marginalskate.

Marginalskatten er opgjort uden statsdeltagelse. Statsdeltagelse i tilladelser på gamle regler sker via DONG E&P. Selskabet betaler skatter og afgifter til staten.

¹⁹ Der ses bort fra eventuel kulbrinteskate, der er betalt af indkomst i andre selskaber, der er eller har været sambeskattet med det pågældende selskab. Maksimumbeløbet opgøres som betalt kulbrinteskate før fradrag af betalte olierørlednings- og dispensationsafgifter.

3.2.1.9.2 Nye regler

Satsen, som selskaberne, der beskattes efter det nye regelsæt, betaler af den marginale indtjening, kan opgøres ved:

$$s + (1 - s) * k,$$

hvor k er kulbrinteskattesatsen på 52 pct., og s er selskabskatten på 25 pct. Den marginale indtjening beskattes dermed med en sats på 64 pct. i det nye regelsæt.

Nordsøfonden deltager i alle tilladelser tildelt efter 1. januar 2004 med 20 pct. på lige fod med de øvrige selskaber. Det vil sige, at Nordsøfonden opnår 20 pct. af indtjeningen, afholder 20 pct. af alle udgifter og er kulbrinteskattepligtig – yderligere overskud overføres til statskassen som udbytte. Eneretsbevillingen har i perioden frem til 9. juli 2012 betalt 20 pct. i overskudsdeling, hvorefter de 20 pct. af aktiverne er afgivet til staten og varetages af Nordsøfonden.

Med statsdeltagelsen opnår staten 71,2 pct. af den marginale indtjening. Det svarer til den sammensatte marginale skattesats for eneretsbevillingen før overgangen til statsdeltagelse i juli 2012.

3.2.2 Produktions- og rørledningsafgift

I APMMs eneretsbevilling fra 1962 og i tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter fra udbudsrunderne i 1984 og 1986 indgår vilkår om betaling af produktionsafgift (også kaldet royalty). Produktionsafgiften udgør en vis procentandel af værdien af de producerede kulbrinter – olie og gas. Størrelsen af afgiften var i tilladelserne fra 1984 og 1986 en funktion af produktionens størrelse, således at den øgedes med stigende produktion. Værdien af de producerede kulbrinter opgøres efter nærmere angivne principper på produktionsstedet. Afgiften betales fra produktionsstart og er uafhængig af det økonomiske resultat af udbygning og produktion af forekomsten.

Produktionsafgift fra eneretsbevillingen bortfaldt som led i 2003-aftalen. Der betales i dag produktionsafgift af produktion fra den del af Lulita-feltet, som ikke er omfattet af eneretsbevillingen. En eventuelt kommende produktion fra Amalie-feltet vil ligeledes blive omfattet af produktionsafgift. Der er ikke andre ikke-tilbageleverede tilladelser fra udbudsrunderne i 1984 og 1986.

Lov om etablering og benyttelse af en rørledning til transport af råolie og kondensat (rørledningsloven) er grundlag for DONG Oil Pipe A/S' transportvirksomhed. Virksomheden omfatter drift af en rørledning til råolie og kondensat fra Gorm-feltet til Fredericia. I rørledningen transporteres olie fra eneretsbevillingen, Lulita-feltet og det norske Trym-felt. Fra 2015 forventes produktion fra Hejre-feltet at blive transporteret i rørledningen.

Rørledningsloven er et integreret led i 1981-aftalen mellem bevillingshaverne og staten. Loven fastsætter tariffen for brug af rørledningen. I tariffen indgår, at rettighedshavere til danske tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter, som er omfattet af kulbrinteskattelovens kapitel 3, skal betale 5 pct. af den transporterede råolie og kondensats værdi. Denne afgiftsbetaling beregnes på samme måde som en produktionsafgift. I henhold til 1981-aftalen betalte bevillingshaverne ligeledes 5 pct. af den transporterede råolie og kondensats værdi. Efter 2003 aftalen bortfaldt denne betaling 8. juli 2012. Den betalte afgift fra bevillingshaverne har fra 2004 og indtil bortfaldet kunnet modregnes i kulbrinteskatten og fungerede således som forudbetaling af kulbrinteskatten. I dag betales 5 pct.'s afgiften af den transporterede olie fra Lulita-feltet. Når Hejre-feltet starter produktion, vil der ligeledes skulle betales 5 pct.'s afgift.

Rettighedshavere, som har fået dispensation fra pligten til at tilslutte sig rørledningen, og som er omfattet af kulbrinteskattelovens kapitel 3, betaler en tilsvarende 5 pct.'s afgift (dispensationsafgift). I dag betales 5 pct.'s dispensationsafgift af produktion fra Siri-, Nini-, Cecilie- og Syd Arne-felterne.

3.2.3 Statsdeltagelse

Staten har siden første udbudsrunde i 1984 deltaget i alle tilladelser, som hovedregel med en andel på 20 pct. Der var ikke statsdeltagelse i forbindelse med APMs eneretsbevilling fra 1962. Dette blev ændret med Nordsøaftalen i 2003.

Statsdeltagelse i Danmark har været organiseret ved at lade et statsselskab – indtil 2004 DONG E&P A/S (datterselskab af det delvist statsejede DONG Energy A/S) og siden 2005 Nordsøfonden – deltage i tilladelserne på lige fod med de andre selskaber.

Nordsøfonden er etableret ved lov nr. 587 af 24. juni 2005 om en offentlig fond til varetagelse af statens deltagelse i kulbrintetilladelser og en statslig enhed til administration af fonden. Ved bekendtgørelse nr. 710 af 21. juni 2007 er fastsat vedtægter for Nordsøfonden. Nordsøfonden deltager i alle tilladelser tildelt fra 2005 med en andel på 20 pct. Fonden finansieres af statslige genudlån.

Indtægterne fra denne deltagelse anvendes først til at dække fondens finansieringsbehov ved deltagelse i tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter og derefter til afdrag på gæld.

Nordsøfonden beskattes efter kulbrinteskatteloven, idet fonden har indtægter omfattet af kulbrinteskatteloven. Fonden betaler derfor selskabsskat og kulbrinteskaf af kulbrinteindkomsten.

Fonden administreres af en statslig enhed, som ikke kan være operatør for tilladelser. Driften af enheden finansieres af midler på finansloven.

Erfaringerne fra udviklingen i den danske del af Nordsøen indikerer, at Nordsøfonden i sin rolle som statsdeltager ved aktivt at påtage sig en koordinerende rolle i nogle tilfælde har bidraget til en mere hensigtsmæssig indvinding af kulbrinter, end tilfældet ville have været, hvis Nordsøfonden havde spillet en mere passiv rolle uden de nuværende operatøraktiviteter.

3.2.3.1 Fra 1. januar 2004 til og med 8. juli 2012

Det fremgår af Nordsøaftalen, at DUC-partnerne fra 1. januar 2004 og frem til og med 8. juli 2012 skal betale et beløb til staten svarende til 20 pct. af overskuddet vedrørende eneretsbevillingen.

Overskudsandelen opgøres som 20 pct. af positiv skattepligtig indkomst vedrørende eneretsbevillingen opgjort efter kulbrinteskattelovens kapitel 2 korrigeret for fratrukne nettorenteudgifter til aktiviteter vedrørende eneretsbevillingen. Overskudsandelen skal ifølge aftalen betales a conto én gang årligt i november for det pågældende indkomstår. Endelig afregning af overskudsandelen foretages på baggrund af skatteansættelsen i det følgende år.

I overensstemmelse med aftalen blev det fastsat, at overskudsandelen fradrages i såvel grundlaget for beregning af selskabsskat som grundlaget for beregning af kulbrinteskate. Endvidere præciseres det, at overskudsandelen ikke kan anses for betalinger, der udgør en anskaffelsessum, der kan danne grundlag for afskrivning.

3.2.3.2 Fra 9. juli 2012

Fra og med 9. juli 2012 deltager staten gennem Nordsøfonden som partner i DUC i forhold til eneretsbevillingen, og staten modtager vederlagsfrit en andel på 20 pct. af anlæggene (platforme, behandlingsanlæg, rørledninger m.v.).

Det medfører, at Nordsøfonden deltager med en stemmeandel på 20 pct. i beslutningsprocessen i gruppen gennem sin deltagelse i de besluttende organer og har medbestemmelse i alle afgørelser, dog med de begrænsninger koncessionsdirektivet sætter for statsdeltagere. Nordsøfonden betaler sin andel af driftsomkostninger og nye investeringer og får sin andel af olie- og gasproduktionen fra eneretsbevillingen.

Ved lovændringen i 2003 til kulbrinteskatteloven blev der taget hensyn til de skattemæssige konsekvenser af Nordsøfondens indtræden som partner i DUCs aktiviteter vedrørende eneretsbevillingen.

Overdragelsen til Nordsøfonden af en 20 pct.-andel af DUCs produktionsanlæg m.v., der anvendes til aktiviteter efter eneretsbevillingen, skal i vidt omfang behandles efter de almindelige skattemæssige regler for afståelse af en ideel andel af en kulbrintevirksomhed med den væsentlige undtagelse, at skattemæssig fortjeneste og tab ved afståelsen ikke indgår ved ind-

komstoppgørelsen for partnerne i DUC. Endvidere blev der også taget stilling til afskrivningsgrundlaget for DUC.

3.3 Øvrige rammevilkår

Gode generelle rammevilkår som f.eks. adgang til kapital og velkvalificeret arbejdskraft, forskning, innovation og infrastruktur er vigtige for aktiviteten i dansk erhvervsliv generelt og også for olie- og gassektoren. Der er herudover nogle mere specifikke rammevilkår med særlig betydning for olie- og gassektoren, ligesom visse generelle rammevilkår har særlig betydning for sektoren.

3.3.1 Beskæftigelse i branchen

Uddannelsesniveaue i olie- og gassektoren er højt sammenlignet med andre sektorer. Olie- og gassektoren har væsentlig flere beskæftigede med en lang videregående uddannelse samt forskeruddannelse end landsgennemsnittet, og en forholdsvis stor del af de beskæftigede er højt specialiserede ingeniører og andre med naturvidenskabelige kompetencer. Branchen peger på, at det er vanskeligt at rekruttere kvalificeret, højtuddannet arbejdskraft til sektoren i dag. Det gælder såvel i Danmark som internationalt. Undersøgelser foretaget af Ingeniørforeningen viser, at der blandt de danske ingeniør- og teknikstuderende er forholdsvis lav interesse for at arbejde med energiproduktion (olie og gas) efter endt uddannelse²⁰.

Markedet for højtuddannede i olie- og gassektoren er relativt internationaliseret. Det betyder, at sektoren har mulighed for også at rekruttere i udlandet, ligesom dansk uddannede specialister let kan søge til udlandet. En række forhold har betydning for, hvor højtuddannede vælger at søge beskæftigelse, herunder lønniveauet og niveauet for beskatning i de enkelte lande. Forskere og højtlønnede medarbejdere i Danmark, der rekrutteres fra udlandet, kan i en kortere årrække, under visse betingelser, vælge at betale en lavere indkomstskat efter "forskerskatteordningen".

3.3.2 Anvendelse af den eksisterende infrastruktur

Som det fremgår andetsteds i denne rapport, forventes en del af de fremtidige nye fund at skulle produceres med anvendelse af eksisterende infrastruktur, det vil sige anlæg til indvinning, behandling og transport af olie og gas. Det er derfor af væsentlig betydning for interessen for efterforskning af dansk område, at der er rammer, som gør det muligt inden for rimelig tid at opnå aftaler på rimelige vilkår mellem rettighedshaverne til nye fund og ejerne af den eksisterende infrastruktur. For at opnå dette er der i 2011 vedtaget en ændring af lov om anvendelse af Danmarks undergrund og udstedt nye regler om tredjeparters brug af eksisterende anlæg.

²⁰ Studenterundersøgelse 2012, IDA-analyse, juni 2012

3.3.3 Behov for teknologiforbedringer

En stor del af den danske produktion af olie og gas kommer fra kalkfelter. Kalken i de danske felter er meget tæt og derfor vanskelig at indvinde olien fra. Det betyder, at hvis teknologien ikke forbedres, må betydelige mængder olie efterlades i kalken, fordi den ikke kan indvindes kommercielt. Fra 1980'erne og til 2005 gennemførte danske og norske myndigheder og olieselskaber inden for rammerne af Joint Chalk Research en række forskningsprojekter med henblik på at forøge indvindingsgraden. I 2011 har danske og norske myndigheder i samarbejde med en række olieselskaber besluttet at genoptage programmet, og en række nye forskningsprojekter er iværksat. Det er hensigten, at programmet skal fortsætte, indtil det med tre års varsel besluttet at indstille det. Udgifterne til aktiviteterne afholdes af de deltagende olieselskaber.

Udvalget har vurderet, at det ligger uden for udvalgets kommissorium at foretage yderligere analyser af sektorens øvrige rammevilkår, ligesom udvalget ikke vil komme med anbefalinger vedrørende øvrige rammevilkår. Det kan i den sammenhæng nævnes, at regeringen den 12. december 2012 har offentliggjort en Vækstplan for Det Blå Danmark. Vækstplanen er udarbejdet på baggrund af anbefalingerne fra Vækstteamet for Det Blå Danmark, der blandt andet pegede på et vækstpotentiale for maritime aktiviteter relateret til offshore-området. Regeringen vil på den baggrund arbejde for at styrke rammebetingelserne for de maritime erhverv relateret til offshore, herunder uddannelse, ligesom regeringen vil arbejde for, at EU's maritime statsstøttereftningslinjer understøtter vækst.

4 Rammevilkår i udlandet

Rammevilkårene i andre lande kan give et fingerpeg om, hvorvidt de danske rammevilkår er tilstrækkeligt gode. Forekomsterne er dog ikke mobile, og der er således ikke samme risiko for udflytning af investeringer som ved mobile produktionsfaktorer. Det afgørende for selskaberne er således forrentningen af deres investeringer sammenholdt med investeringer i andre sektorer og ikke nødvendigvis sammenholdt med rentabiliteten i den internationale kulbrinteindustri.

Wood Mackenzie Energy Consulting (Wood Mackenzie) har på baggrund af regnskabsoplysninger beregnet den gennemsnitlige beskatning af overskud ved olie- og gasindvinding for perioden 2007-2011 i henholdsvis Danmark, Nederlandene, Storbritannien og Norge.

Gennemsnitsskatten for selskaberne i Danmark på nye regler er højere end i Nederlandene og Storbritannien, men under niveauet i Norge.

Danmark er endvidere, set i forhold til de andre nordsølande, karakteriseret ved forholdsvis lav efterforskningsaktivitet, mindre fund og en lavere succesrate end Norge og Holland. Det tager særligt de nye regler hensyn til ved alene at beskatte overskuddet, mens bruttoskatterne og de begrænsede muligheder for at udnytte underskud i de gamle regler ikke i samme grad sikrer smidighed i forhold til geologiske forhold.

4.1 Nuværende og potentielle yderligere olie- og gasreserver samt efterforskningsaktiviteter

Når olieselskaber vurderer, hvor i verden de ønsker at foretage investeringer i efterforskning efter nye olie- og gasressourcer, er der en række forhold, selskaberne overvejer. I overvejelserne indgår blandt andet, hvor stor chancen er for at gøre fund, hvor store fund der kan gøres, hvad den historiske succesrate er for at gøre nye fund, samt hvor højt omkostningsniveauet er.

Udvalget har fået udarbejdet rapporten *Fiscal Comparison/Exploration Attractiveness* af konsulentfirmaet Wood Mackenzie. Rapporten beskriver skattesystemerne og betingelserne for efterforskning og indvinding af olie og gas i Nordsøen og tilgrænsende områder for Danmark, Storbritannien, Nederlandene og Norge. Den samlede rapport fra Wood Mackenzie fremgår af bilag 3.

Der er stor forskel på størrelsen af reserverne af olie og gas i havområderne for de fire lande, ligesom der er stor forskel på, hvor store yderligere reserver Wood Mackenzie forventer, at der vil kunne findes i fremtiden. De danske reserver af olie og gas på ca. 1.300 mio. tønder olieækvivalenter svarer til ca. 5 pct. af de norske reserver, ca. 14 pct. af reserverne i Storbritannien og ca. 18 pct. af reserverne i Nederlandene. Ved opgørelsen af en tønde olieækvivalent sammenregnes olie og gas efter energiindholdet til en tønde olie.

I Norge og Storbritannien er der fortsat store havområder, hvor der er gennemført meget lidt eller næsten ingen efterforskning efter nye olie- og gasforekomster. Det er ikke tilfældet for Danmark og Nederlandene.

Wood Mackenzie har ligeledes vurderet, hvor store mængder olie og gas der kan findes i fremtiden i de fire lande. Det skønnes, at der i Danmark kan findes yderligere 335 mio. tønder olieækvivalenter, mens den tilsvarende mængde er 24 gange større i Norge, 14 gange større i Storbritannien og 3 gange større i Nederlandene. Disse opgørelser er dog til dels baseret på et historisk niveau for efterforskning. Stimulering af aktiviteter omkring efterforskning i Storbritannien og Norge har vist sig at føre til øgede fund af nye kommercielle olie- og gasfelter. Selv i modne områder i Norge, hvor der er sket en indgående efterforskning gennem mange år, er der de seneste år gjort nye store fund.

Der er store forskelle i aktivitetsniveauet for efterforskning i de fire lande opgjort som antallet af udførte efterforskningsboringer. I 10-års perioden 2002-2011 er der udført i alt 27 efterforskningsboringer i Danmark, mens der i Norge, Storbritannien og Nederlandene er udført hhv. ca. 10, 13 og 4 gange så mange som i Danmark. Det gennemsnitlige fund er i samme periode på knap 60 mio. olieækvivalenter i Norge. I Storbritannien og Danmark er gennemsnitsfundet på ca. 25 mio. tønder olieækvivalenter, mens det er på ca. 8 mio. tønder olieækvivalenter i Nederlandene.

Succesraten for efterforskning opgøres som andelen af efterforskningsboringer, der har ført til fund af nye olie- og gasforekomster. En opgørelse af succesraten for perioden 2002-2011 viser, at Danmark og Storbritannien har en succesrate omkring 33 og 38 pct., mens succesraten i Norge og Nederlandene er omkring 50 og 58 pct.

I alle fire lande er der således over de seneste 10 år gjort fund af nye olie- og gasforekomster. Norge har haft størst succes, idet der her er fundet de største mængder, og de gennemsnitligt største felter er også fundet i Norge. I Norge er der investeret ca. 30 mia. USD i efterforskning i de seneste 10 år, hvilket er ca. 14 gange mere end i Danmark i samme periode.

Opgøres værdiskabelsen (værdien af de fundne mængder olie og gas, som forventes at blive indvundet i forhold til investeringer i den gennemførte efterforskning) gennem de seneste 10 år, har der været en positiv værdiskabelse i Norge, Storbritannien og Nederlandene, mens der i Danmark har været påvist så små kommercielle mængder olie og gas, at der har været negativ værdiskabelse i denne periode. Udgifterne til efterforskning i Danmark har således været større end de forventelige indtægter fra de gjorde fund af olie og gas. Det skal dog bemærkes, at der i Danmark er fundet olie- og gasforekomster, som er teknisk vanskelige at indvinde, og derfor ikke endnu kan medtages som kommercielt indvindelige mængder.

Til trods for at Danmark - set i forhold til de andre nordsølande - er karakteriseret ved forholdsvis lav efterforskningsaktivitet, mindre fund og en lavere succesrate end Norge og Hol-

land, er afkastgraden på niveau – og endda højere i de seneste år - end for den norske olie og gasproduktion, jf. kapitel 5.

4.2 Omkostninger – investeringer og drift

Wood Mackenzie har opgjort investeringen pr. olieækvivalent ved etablering af nye anlæg til produktion af olie og gas i de fire lande. Desuden er driftsomkostningerne for sådanne nye anlæg vurderet.

For typiske mellemstore fund i de fire lande vurderer Wood Mackenzie, at investeringer pr. enhed olieækvivalent er lavest i Danmark og Nederlandene, mens der i Norge skal investeres mere end i Danmark og Nederlandene, og Storbritannien har de største investeringer pr. enhed olieækvivalent. I Danmark og Nederlandene kan nye fund blive udbygget billigst på grund af lav vanddybde, hvilket medfører simple konstruktioner, samt at der allerede eksisterer en række anlæg, der kan etableres forbindelse til for behandling og transport af olie og gas. Det bemærkes dog, at investeringer pr. enhed olieækvivalent i andre områder som West of Shetland i Storbritannien og i Barentshavet i Norge er markant højere end i Nordsøområderne i de fire lande.

Driftsomkostninger for typiske mellemstore fund i de fire lande er lavest i Nederlandene, mens driftsomkostningerne i de øvrige tre lande ligger nogenlunde på samme niveau.

4.3 Beskatning af indvinding af olie og gas

Der er i alle fire lande et skattesystem, som indeholder elementer særligt rettet mod beskatning af overskud fra indvinding af olie og gas.

4.3.1 Danmark

Der betales 25 pct. selskabsskat samt en særlig kulbrinteskat.

Tilladelser fra før 2004 er omfattet af en kulbrinteskat på 70 pct. af et beskatningsgrundlag, som er beregnet efter fradrag af 25 pct. af foretagne investeringer i 10 år (i alt 250 pct.). Desuden betales en rørlednings-/dispensationsafgift på 5 pct., som kan fradrages i grundlaget for selskabs- og kulbrinteskat. Disse vilkår omtales som gamle vilkår nedenfor.

For tilladelser udstedt efter 2004, samt APMMs eneretsbevilling fra 1962, er kulbrinteskatten på 52 pct. efter fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. Disse vilkår omtales som nye regler nedenfor.

Staten deltager (via Nordsøfonden) i alle tilladelser siden 2005 samt siden 9. juli 2012 i APMMs eneretsbevilling fra 1962 med en andel på 20 pct., hvilket medfører indtægter og udgifter til staten. I en række ældre tilladelser varetager DONG E&P A/S statsdeltagelsen.

For en mere detaljeret beskrivelse af det danske skattesystem henvises til kapitel 3.2.1.

4.3.2 Norge

Der betales 28 pct. i selskabsskat og en tillægsskat på 50 pct., hvor ingen af disse kan fratrækkes i grundlaget for den anden. Grundlaget for tillægsskatten beregnes efter fradrag på 7,5 pct. af investeringer i 4 år (i alt 30 pct.) i forhold til skattegrundlaget for selskabsskatten.

Desuden deltager staten direkte i mange af tilladelserne gennem selskabet Petoro. De seneste år har den gennemsnitlige statsdeltagelse været på 20 pct.

I 2005 blev der indført en ordning for at fremme efterforskning, hvor også selskaber uden indtægter fra olie- og gasproduktion kan få udbetalt skatteværdien af efterforskningsomkostninger svarende til 78 pct. af omkostningerne.

4.3.3 Nederlandene

Der er forskellige skattesystemer afhængigt af, hvor gamle tilladelserne er. Der betales selskabsskat på 25,5 pct. samt en ekstra skat på 50 pct. Selskabsskatten kan dog fratrækkes i den særlige ekstra skat. Samlet er der en skat på olie- og gasproduktion på 50 pct. I 2010 blev der indført et ekstra fradrag på 25 pct. for investeringer i marginale felter. Dette fradrag anvendes ved opgørelse af den særlige ekstra skat.

Hertil kommer, at staten deltager med normalt 40 pct. i alle nye tilladelser gennem selskabet Energie Beheer Nederland (EBN).

4.3.4 Storbritannien

Der betales selskabsskat på 30 pct. samt en tillægsskat på 32 pct.

Felter godkendt og udbygget før marts 1993 er omfattet af en særlig kulbrinteprofitskat på 50 pct. I praksis er sådanne felter dog ikke omfattet af denne skat, idet der er en række undtagelsesbestemmelser, som skal sikre, at kun store olie- og gasfelter omfattes af skatten. I skattesystemet i Storbritannien findes desuden en række muligheder for fradrag for investeringer i mindre felter, felter med tung olie, felter med høj temperatur/tryk (HTHP) og felter vest for Shetland.

Til forskel fra Danmark, Norge og Nederlandene er der ikke statslig deltagelse i Storbritannien.

4.4 Sammenligning af beskatningen i Danmark, Norge, Nederlandene og Storbritannien

Beskatningen af nye tilladelser til efterforskning og indvinding i Danmark, Norge, Nederlandene og Storbritannien er sammenfattet i nedenstående oversigt, jf. *oversigtstabel 4.1*.

Oversigtstabel 4.1: Oversigt over beskatningen i Danmark, Norge, Nederlandene og Storbritannien

	Danmark (nye regler)	Norge	Storbritannien	Nederlandene
Selskabsskat	25 pct. (fradragsberettiget i grundlaget for kulbrinteskate)	28 pct.	30 pct.	25,5 pct. (fradragsberettiget i kulbrinteskate)
Kulbrinteskate	52 pct.	50 pct.	32 pct.	50 pct.
Investeringsfradrag	5 pct. i 6 år	7,5 pct. i 4 år	RFES ¹⁾	10 pct.
Særlige vilkår for marginale felter	Nej	Nej	Ja ⁴⁾	Ja
Særlige vilkår for specifik teknologi/forskning	Nej	Nej	Ja, 100 pct. straks-afskrivning af bl.a. efterforskningsomkostninger	Nej
Udbetaling af skatteværdien af efterforskningsomkostninger for selskaber, der ikke er i skatteposition.	Nej	Ja ³⁾	Nej	Nej
Statsdeltagelse	20 pct.	20 pct. ²⁾	0 pct.	40 pct.
Royalte, rørlednings-/dispensationsafgift	Nej	Nej	Nej	Nej

1) Ikke udnyttede fradrag for udgifter til efterforskning, vurdering og udbygning kan fremføres til fradrag i efterfølgende år med et tillæg på 10 pct. p.a.

2) Gennemsnitlig statsdeltagelse.

3) I 2005 blev der indført en ordning for at fremme efterforskning, hvor også selskaber uden indtægter fra olie- og gasproduktion kan få udbetalt skatteværdien af efterforskningsomkostninger svarende til 78 pct. af omkostningerne.

4) I perioden siden 2009 er der indført en række særlige fradrag for felter med særlige forhold samt for videre udbygning af eksisterende felter med høje investeringsomkostninger pr. reserveforøgelse. Disse ordninger omfatter mange af de nye felter.

Wood Mackenzie har foretaget en sammenligning af beskatningen af olie- og gasproduktionen i de fire lande ved at sammenligne:

1. Den gennemsnitlige beskatning.
2. Den marginal skattesats.
3. Statens andel beregnet på baggrund af en række modelfelter ved forskellige olie- og gaspriser.

4.4.1 Sammenligning af gennemsnitsbeskatning

Beregningen af den gennemsnitslige beskatning er foretaget på baggrund af regnskabsmæssige oplysninger. Sammenligningerne viser, at gennemsnitsskatten for selskaber i Danmark på nye regler er over Nederlandene og Storbritannien, men under Norge, *jf. tabel 4.1*.

Tabel 4.1: Den gennemsnitslige beskatning i de fire nordsølande i perioden 2007-2011

	Pct.
Danmark (gamle regler)	33
Danmark (nye regler)	65
Nederlandene	50
Norge	74
Storbritannien	56

Anm.:Er beregnet som de samlede skatter inkl. statsdeltagelse divideret med resultatet før skat, der er defineret som indtægter i alt minus driftsomkostninger minus afskrivninger på anlægsinvesteringer.

Kilde: Wood Mackenzie.

Det bemærkes, at der fra 2009 er indført en række ordninger i Storbritannien, som giver et særligt investeringsfradrag for investeringer i felter med særlige egenskaber og ved videre udbygning af eksisterende felter med høje investeringer. Det må forventes at sænke den gennemsnitlige beskatning i Storbritannien i de kommende år.

4.4.2 Sammenligning af marginalbeskatning

Den marginale skattesats er den samlede effektive andel af skatten, som betales til staten af overskuddet fra olie- og gasproduktion før skat omfattet af de nuværende skatteregler for nye tilladelser, *jf. tabel 4.2*.

Tabel 4.2: Marginalskatten uden statsdeltagelse i Danmark, Nederlandene, Norge og Storbritannien

	Pct.
Danmark (nye regler)	64
Nederlandene	50
Norge	78
Storbritannien	62

Anm: Eksklusiv statsdeltagelse

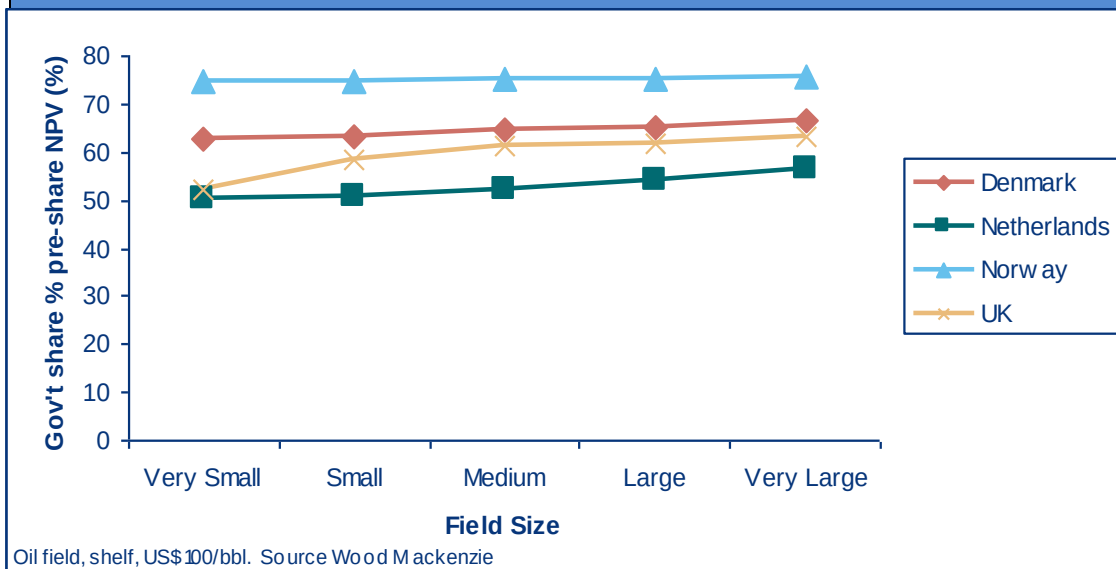
Kilde: Wood Mackenzie

Den marginale skattesats er ikke repræsentativ for beskatningen af alle felter i landene, idet nogle felter betaler skat efter ældre regler, og opgørelsen af den marginale skattesats tager heller ikke højde for afskrivningsregler m.v. Endvidere tages der ikke hensyn til statsdeltagelse via eksempelvis Nordsøfonden i Danmark og statsdeltagelsen i Norge og Nederlandene. I Storbritannien er der ikke statsdeltagelse. Medtages statsdeltagelsen, opnår staten 71,2 pct. af den marginale indtjening i Danmark. Medregnes den gennemsnitlige statsdeltagelse i Norge på 20 pct., opnår den norske stat 82,4 pct. af den marginale indtjening.

4.4.3 Sammenligning af statens andel

Wood Mackenzie har analyseret statens andel af overskuddet (ekskl. statsdeltagelse) for forskellige størrelser af olie- og gasfelter i de fire lande og for forskellige oliepriser. Der er gennemført analyser for felter, der er meget små (5 mio. tønder olie), små (20 mio. tønder), mellemstore (50 mio. tønder), store (100 mio. tønder) og meget store (300 mio. tønder). Til sammenligning forventes der indvundet i alt ca. 790 mio. tønder fra Danfelteret, som er det største danske oliefelt, og ca. 40 mio. tønder fra Nini-felteret, som er et af de mindre danske felter. Resultatet for oliefelter med en oliepris på 100 USD/tønne er vist i figur 4.1 fra Wood Mackenzie rapporten.

Figur 4.1. Statsandelen af nutidsværdien af overskud ved indvinding ekskl. Statsdeltagelse



Kilde: Wood Mackenzie

Ved en oliepris på 100 USD/tønne er statens andel (ekskl. statsdeltagelse) højest i Norge, efterfulgt af Danmark, Storbritannien og Nederlandene, jf. figur 4.1. Faldet i statens andel i Storbritannien for små oliefelter (5 mio. tønder i reserver) skyldes særlige fradragmuligheder for små felter i Storbritannien.

For bedre at kunne sammenligne hvor stor en andel af overskuddet staten får i de fire lande, har Wood Mackenzie gennemført en sammenligning på baggrund af modelfelter. Der er gennemført en række beregninger af, hvor stor en andel af overskuddet staten modtager (inkl. statsdeltagelse) fra modelfelter. Beregningerne er gennemført for forskellige størrelser af olie- og gasfelter.

Statens andel af overskuddet fra et mellemstort nyt oliefelt (reserver på 50 mio. tønder olie) ved en oliepris på 100 USD/tønde er angivet i *tabel 4.3*.

Statens andel af overskuddet fra et sådant modelfelt udgør i Danmark og Nederlandene en højere andel end marginals-katten i de to lande, hvilket skyldes, at andelen er opgjort af nutidsværdien af pengestrømmen fra feltet. Der ses en mindre spredning i andelen af overskuddet til staten, hvor Danmark og Nederlandene modtager næsten samme andel af overskuddet, mens Storbritannien modtager en noget mindre andel af overskuddet og Norge en noget større andel af overskuddet.

Storbritannien ser mest attraktivt ud for et olieselskab, idet olieselskaberne i Storbritannien vil kunne beholde en større andel af overskuddet end i de andre tre lande. Der er dog også andre forhold, som spiller ind, når et selskab vil overveje at investere i et af de fire lande. Det drejer sig eksempelvis om mulig succesrate for efterforskningen, tilgængeligheden af nye områder til efterforskning, selskabernes ekspertise og fundtype/størrelse.

Tabel 4.3: Statens andel af nutidsværdien af overskud fra modelfelt (inkl. statsdeltagelse)

	Pct.
Danmark (nye regler)	72
Nederlandene	71
Norge	80
Storbritannien	62

Anm.: Statens andel inkluderer også indtægter fra statsdeltagelsen. Andelen er opgjort i nutidsværdi med en kalkulationsrente på 10 pct.

Kilde: Wood Mackenzie

5 Afkastgrader, samfundsøkonomiske omkostninger og skattesatser

Kulbrintevirksomhed er kendetegnet ved, at selskaberne har en mulighed for systematisk at opnå et overnormalt afkast (grundrenten), fordi det overnormale afkast – i modsætning til anden erhvervsvirksomhed – ikke vil blive konkurreret bort på grund af den eksklusive ret til at udnytte ressourcen. Samtidig opkræver staten – i modsætning til andre ejere af eksklusive ressourcer – ikke fuld betaling for retten til at udnytte den.

Afkastgraden før skat viser normalafkastet samt omfanget af overnormal forrentning (grundrenten) og dermed potentialet for beskatning. Den systematisk højere afkastgrad i Nordsøen end i andre sektorer kan således begrunde den særlige beskatning af Nordsøen. Den særlige beskatning bevirker, at forskellene i afkastgrader efter skat bliver reduceret.

Beskatningsniveauet afgør fordelingen af overskuddet/grundrenten mellem staten og bevilingshaveren. Den danske undergrund tilhører staten, hvilket taler for, at staten bør have den størst mulige andel af grundrenten. Men samtidig skal der ved fastsættelsen af beskatningsniveauet tages hensyn til, at en for høj sats vil mindske investeringslysten og efterforskningen efter kulbrinter og dermed reducere det fremtidige beskatningsgrundlag.

Beskatningen i andre kulbrinteproducerende lande er ikke i sig selv afgørende ved fastlæggelsen af beskatningsniveauet, så længe afkastet efter skat og aflønning af risiko er større end afkastet fra anden virksomhed.

Det er vigtigt ved indretningen af den særlige beskatning i Nordsøen, at der tages hensyn til den store variation i geologi og bonitet mellem de danske felter indbyrdes og i forhold til f.eks. de store forekomster i Norge. Det kræver, at skattegrundlaget er grundrenten, og at beskatningen udgør en andel heraf, så forekomster med lav grundrente betaler et lavere beløb end forekomster med høj grundrente. I tilfælde, hvor grundrenten er negativ, bør beskatningen ligeledes være negativ i form af adgang til at fradrage underskud.

Det afgørende for selskabernes tilskyndelse til at efterforske og udnytte ressourcerne hensigtsmæssigt er således hverken det gennemsnitlige afkast i hele landets del af Nordsøen eller størrelsen af landets samlede forekomster. Det centrale er derimod incitamenterne til at udnytte de marginale felter og de marginale dele af de profitable felter.

Det er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt, at der produceres indtil det punkt, hvor det marginale bidrag til grundrenten svinder ind. Det er baggrunden for, at neutral beskatning betragtes som en hensigtsmæssig metode. Ved neutral beskatning beskattes alene grundrenten, og derfor aftager den marginale beskatning med den marginale grundrente. Beskatningsformer, som ikke er baseret på overskud, men på f.eks. omsætning eller produktionsmængder, belaster derimod marginalt og forvrider incitamentet til hensigtsmæssig økonomisk drift.

Selskabernes betaling til staten i form af skatter, overskudsandele m.v. bør derfor ideelt set indrettes, så de giver selskaberne incitament til at foretage det samfundsøkonomisk hensigtsmæssige omfang af investeringer og til at minimere omkostningerne.

Derfor anbefalede Kulbrintebeskatningsudvalget (2001) en såkaldt neutral beskatning af kulbrintevirksomhed. Neutral beskatning er karakteriseret ved kun at beskatte det såkaldt overnormale afkast, grundrenten, mens der ikke er beskatning af normalafkast.

Der er flere mulige redskaber med neutrale egenskaber. Staten kunne i princippet auktionere tilladelserne bort, stå for indvindingen selv eller ansætte operatører til det. I dag opnår staten en del af grundrenten igennem statsdeltagelse, hvilket ligeledes er et neutralt redskab.

Kulbrintebeskatningsudvalget anførte, at en begrænset statsdeltagelse og overskudsandel samt en overskudsbaseret neutral skat var praktisable og realistiske løsninger. Kulbrintebeskatningsudvalgets konklusioner om neutral beskatning m.v. er efter udvalgets opfattelse fortsat gyldige.

Det er samtidig vigtigt ikke alene at skelne mellem neutrale og ikke-neutrale systemer, men ligeledes at vurdere ikke-neutrale systemer efter, hvor forvridende de er. De to eksisterende beskatningsregimer (henholdsvis gamle og nye regler) er begge ikke-neutrale, men mens forvridningstabet er betydeligt ved de gamle regler, viser modelberegningen i dette kapitel, at de nye regler med et beskedent forvridningstab kommer væsentligt tættere på et neutralt system. Det kan således være en relevant mulighed at fastholde det eksisterende nye beskatningssystem, så længe forvridningstabet er af begrænset størrelse.

5.1 Normalforrentning og over normalt afkast

Kulbrintevirksomhed afviger fra traditionel erhvervsvirksomhed, ved at der både er en normalforrentning og en ekstraordinær forrentning (profit) af investeringerne. En sådan ekstraordinær forrentning opstår typisk i forbindelse med virksomheder, der har eksklusiv ret til at udnytte naturressourcer.

For at en virksomhed skal være interessant for investorer, skal den mindst give et forventet afkast, der svarer til det forventede afkast, som finansinvesteringer med tilsvarende risiko giver. Retten til at udnytte naturressourcen, der som udgangspunkt er ejet af staten, giver selskaberne en mulighed for systematisk at opnå et over normalt afkast. Øvrige virksomheder kan også i perioder have et meget højt afkast, men et højt afkast i en branche vil normalt tiltrække flere investeringer, indtil forrentningen er blevet konkurreret ned til normalafkastet. For kulbrintevirksomhed vil en sådan konkurrence ikke være til stede på grund af den eksklusive ret til at udnytte ressourcen, og det er derfor muligt systematisk at opnå et meget højt afkast. Det over normale afkast eller den profit, som kulbrintevirksomhed giver anledning til, benævnes ofte grundrente (eller ressourcerente).

5.1.1 Afkastgrader for perioden 1990-2011

I alle brancher vil der være virksomheder, der permanent har et stort overskud, og der vil også være mange virksomheder med underskud. De nedenstående betragtninger er gennemsnitlige for den pågældende branche/sekter.

En virksomheds afkastgrad opgøres som nettooverskuddet af produktionen som andel af værdien af den faste kapital (værdien af produktionsapparatet nedskrevet i takt med den tekniske forældelse). Nettooverskuddet opgøres som værdien af produktionen fratrasket alle omkostninger - dvs. forbrug af råvarer, produktionsskatter og subsidier, løn til ansatte samt forbrug af fast realkapital (afskrivninger), altså før eventuelle renteindtægter og -udgifter.

Trækkes normalforrentningen fra afkastgraden for kulbrinteaktivitet, opnås den overnormale forrentning – eller ressourcerenten.

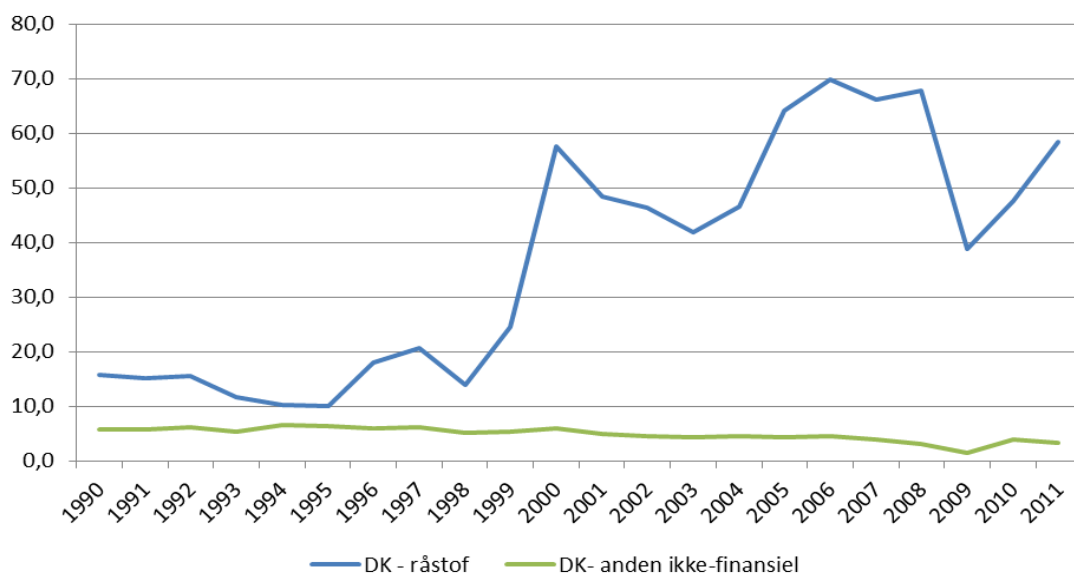
I nationalregnskabet opgør Danmarks Statistik nettooverskuddet og primo beholdninger af fast kapital fordelt på hhv. sektorer og brancher. Sektoren ikke-finansielle selskaber er i det nedenstående opdelt i hhv. råstofindvinding og andre ikke-finansielle selskaber²¹. Branchen råstofindvinding består ikke kun af kulbrinteindvinding i Nordsøen, men også af indvinding af grus, ler og sand m.v. Da overskuddet i grusgrave m.v. er langt mindre end overskuddet i Nordsøen, vil branchen råstofindvinding således primært bestå af kulbrinteindvinding i Nordsøen.

Afkastet fra olieproduktionen i Nordsøen har været gunstigt siden 1990 sammenlignet med afkastet fra anden virksomhed, jf. figur 5.1. Særligt efter 2000 har afkastet af olieproduktion i Nordsøen været markant højere, end det har været for andre ikke-finansielle selskaber. Her har det årlige afkast fra olieproduktionen ligget mellem 35 pct. og 70 pct., mens den for øvrige ikke-finansielle selskaber har ligget mellem knap 2 pct. og 6 pct.

Afkastgraden før skat viser omfanget af den overnormale forrentning (det vil for Nordsøen sige grundrenten) og derfor også potentialet for beskatning. Den systematisk højere afkastgrad i Nordsøen end i andre sektorer kan således begrunde den særlige beskatning af Nordsøen. Den særlige beskatning bevirker, at forskellene i afkastgrader efter skat bliver reduceret.

²¹ Nationalregnskabstallene opgøres både for sektorer og brancher. Hele branchen af råstofindvinding for kulbrinter er en del af sektoren ikke-finansielle selskaber. Tallene for den ikke-finansielle sektor er ikke brancheopdelt, men opgøres ved at fratrække brancheoplysningerne for råstofindvinding/Nordsø, hvorved sektoren 'ikke-finansielle selskaber' kan opdeles i råstofvirksomhed og øvrige finansielle selskaber.

Figur 5.1. Afkastgrad før skat ved hhv. råstofudvinding og andre ikke-finansielle selskaber i Danmark 1990-2011, pct.



Anm: Afkastgrad før skat beregnet som nettooverskud før finansielle poster i procent af netto realkapital primo ved hhv. råstofudvinding og andre ikke-finansielle selskaber i Danmark 1990-2011.

Kilde: Beregningerne er baseret på Danmarks Statistiks opgørelse af nationalregnskabet for sektoren ikke-finansielle selskaber og branchen råstofindvinding. Hovedparten af branchen råstofindvinding udgøres af kulbrinteindvindingen i Nordsøen.

Antages gennemsnitsbeskatningen for andre ikke-finansielle selskaber at svare til selskabsskatten på 25 pct., mens gennemsnitsbeskatningen af afkastet i Nordsøen er på godt 60 pct., vil reduktionen af afkastgraderne som følge af beskatning ikke ændre ved, at afkastet i Nordsøen har været relativt højt i forhold til afkastet af anden virksomhed.

Udviklingen i afkastet for råstofindvinding afspejler i høj grad udviklingen i oliepriserne i samme periode. Ses der på den gennemsnitlige nominelle afkastgrad før skat i Nordsøen for perioden 1990-2011, har den været noget lavere - godt 35 pct.

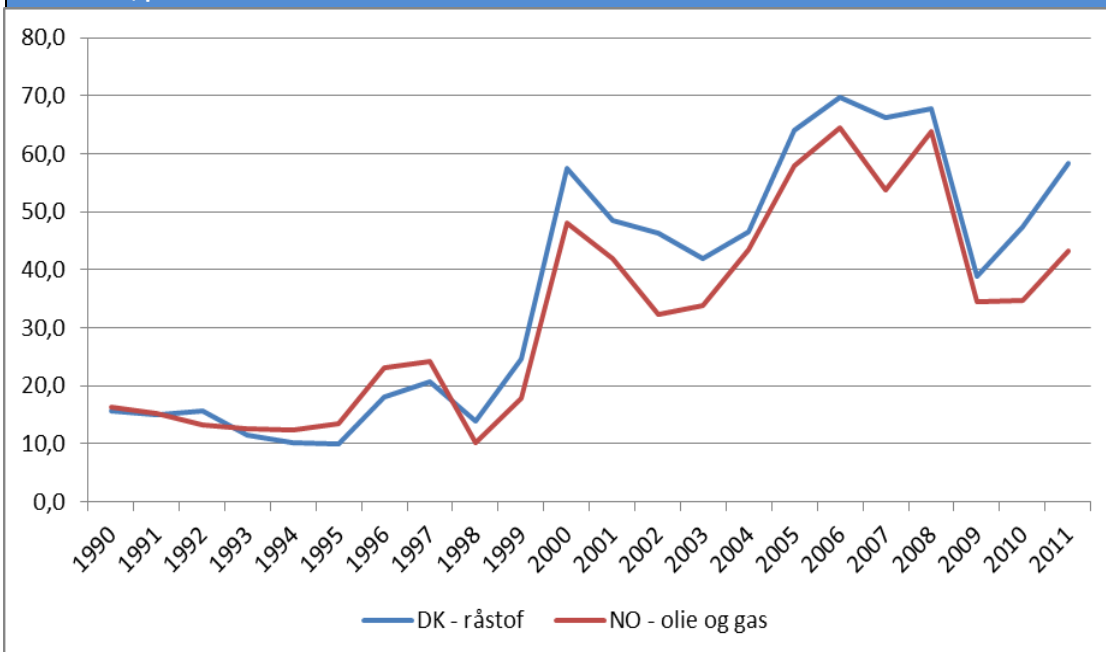
Det høje afkast i Nordsøen også efter 2004, hvor de nye regler blev indført, indikerer, at der ved statens nuværende andel af den marginale indtjening på 71,2 pct. (inkl. statsdeltagelse) fortsat kan tiltrækkes investeringer til den danske kulbrinteindvinding²². Afkastet i Nordsøen har endvidere været højt set i forhold til andre ikke-finansielle selskaber, hvilket principielt kunne tale for en højere beskatning. Det skal dog afbalanceres i forhold til, at en for høj sats vil

²² Marginalbeskatningen for selskaberne på nye regler er 64 pct. (ekskl. statsdeltagelse).

mindske investeringslysten og efterforskningen efter kulbrinter og dermed reducere det fremtidige beskatningsgrundlag.

Det bemærkes, at til trods for at Danmark set i forhold til de andre nordsølande er karakteriseret ved forholdsvis lav efterforskningsaktivitet, mindre fund og en lavere succesrate end Norge og Holland, er afkastgraden på niveau – og endda højere i de seneste år – end for den norske olie- og gasproduktion.

Figur 5.2. Afkastgrad før skat ved råstofudvinding i Danmark og ved olie- og gasproduktion i Norge 1990-2011, pct.



Anm.: Afkastgrad før skat er beregnet som nettooverskud før finansielle poster i procent af netto realkapital primo ved råstofudvinding i Danmark og ved olie- og gasproduktion i Norge 1990-2011. Det skal bemærkes, at den danske afkastgrad er beregnet for hele branchen råstof og omfatter derfor andet end indvinding af kulbrinter i Nordsøen. Da rentabiliteten ved grusgrave m.v. formentlig er lavere end ved olie- og gasindvinding, er rentabiliteten ved olie- og gasproduktion i Danmark større end som angivet for hele råstofområdet.

Kilde: Nationalregnskab efter statistikbanker i Danmark og Norge, december 2012.

I figur 5.2 fremgår niveauet for afkastgraderne for hhv. den danske råstofindvinding og den norske olie- og gasindvinding. Den danske afkastgrad har været på niveau med den norske siden 1990 og endda højere siden 1998. I perioden 1990 til 1997 var den gennemsnitlige afkastgrad i Danmark på 15 pct., mens den i Norge var på 16 pct. I perioden 1998 til 2011 har den gennemsnitlige afkastgrad i Danmark været på 49 pct., mens den i samme periode i Norge var på 41 pct. Det bemærkes, at afkastgraderne er før skat. Da gennemsnitsbeskatningen er højere i Norge end i Danmark, jf. kapitel 4, vil forskellen i afkastgraderne efter skat formodentlig være større i dansk favør end angivet.

Det højere afkast i Danmark kan formodentlig forklares ved, at der er et højere omkostningsniveau i Norge, og at en større andel af produktionen er gas, der er billigere end olie. Samtidig kan det lavere efterforskningsniveau og derved færre efterforskningsudgifter i Danmark i forhold til Norge føre til et højere afkast i Danmark.

5.1.2 Afkastgrader og intern forrentning

De beregnede afkastgrader viser, hvor stort det enkelte års overskud af den samlede investerede kapital nedskrevet med den tekniske forældelse har været. Da der kan gå nogle år, fra en investering bliver foretaget, til den giver et positivt afkast, kan der være store udsving i afkastgraden i de enkelte år, hvilket er baggrunden for, at afkastgraderne i Nordsøen har været stigende, efterhånden som infrastrukturen er blevet opbygget. Det kan muligvis også forklare noget af forskellen i afkastgrader mellem Danmark og Norge.

APMM har beregnet den interne rente for DUC efter skat til 17,4 pct. for perioden 1963-2011, svarende til en intern realrente på ca. 11,1 pct. efter skat. Med en realforrentning på 11 pct. over de 50 år, der er gået, siden 1962-koncessionen blev givet, vil 1 kr., der er investeret i 1962, således være vokset til 185 kr. med rentes rente.

Derimod vil der ofte i forbindelse med investeringsbudgetter være forudsat en intern rente på f.eks. 10 pct., for at investeringen gennemføres. Det skal blandt andet ses i sammenhæng med, at indtægterne i praksis viser sig mindre og udgifterne større end budgetteret.

Den interne forrentning af en virksomheds investeringer angiver den forrentning af investeringen, der sker hvert år i hele levetiden. Den interne rente kan således siges at være en udjævning af afkastgraderne for de enkelte år. APMM har dog alene i beregningen medregnet de hidtidige indtægter og udgifter. Der er således udeladt indtægter og udgifter fra nu og til 2042.

Ses der på den gennemsnitlige nominelle afkastgrad før skat i Nordsøen, har den været på godt 35 pct. for perioden 1990 til 2011. Efter skat kan dette anslås til at svare til den nominelle forrentning, som APMM har angivet.

5.2 Samfundsøkonomiske omkostninger ved skattesystemerne

Indretningen af skattesystemet skal være med til at sikre, at der sker en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig udnyttelse af olie- og gasressourcerne.

Skattesystemet kan påvirke de investeringsbeslutninger, som virksomhederne foretager, således at de ikke svarer til de beslutninger, der er optimale for samfundet som helhed. Det indebærer et samfundsøkonomisk forvriddningstab, hvorved statens provenu og selskabernes udbytte af olie- og gasressourcerne er mindre, end hvad der ellers var muligt.

Skal samfundets ressourceanvendelse optimeres, skal det såkaldte forvriddningstab minimeres, så de økonomiske muligheder, der er til rådighed for borgerne i samfundet som helhed, bliver størst mulige.

I dette afsnit estimeres forvriddingstabet ved den nuværende kulbrintebeskatning. Forvriddingstabet ved kulbrintebeskatningen opstår, fordi skattesystemet tilskynder til investeringer, der afviger fra de samfundsøkonomisk optimale investeringer.

5.2.1 Samfundsøkonomisk optimale investeringer og forvriddingstabet

Et investeringsprojekt er rentabelt, hvis nutidsværdien af de samlede driftsindtægter som minimum modsvarer nutidsværdien af de samlede udgifter, der er forbundet med projektet - herunder såvel investeringsudgiften som de løbende driftsudgifter.

Et projekt, hvor omkostningerne netop svarer til de fremtidige indtægter, har nutidsværdi nul, og virksomhedens ejere vil derfor være indifferente med hensyn til, hvorvidt projektet gennemføres eller ej. Et sådan projekt betegnes "den marginale investering".

De samfundsøkonomisk optimale investeringer er dem, hvor de samfundsmæssige indtægter ved den marginale investering som minimum dækker de marginale samfundsmæssige omkostninger.

I fravær af skatter er de samfundsmæssige indtægter og udgifter sammenfaldende med de privatøkonomiske, hvorved de investeringsprojekter, der er rentable for investor, også er de samfundsøkonomisk optimale projekter²³.

Når en virksomhed er omfattet af beskatning, er der imidlertid ikke længere sikkerhed for, at investeringsbeslutningerne er samfundsøkonomisk optimale. Det skyldes, at virksomheden, når den tilrettelægger sine investeringer, også tager højde for, hvorledes virksomhedens samlede skat påvirkes af investeringsbeslutningen.

Skattesystemet kan tilskynde til såvel over- som underinvestering. Beskatningen af indtægterne medfører isoleret set en reduktion af virksomhedens afkast, hvorved projektet bliver mindre attraktivt end det samfundsøkonomisk optimale. Fradrag for omkostninger reducerer derimod den samlede omkostning ved at investere. Herved bliver projektet isoleret set mere attraktivt, end det egentlig er rent samfundsøkonomisk. Balanceres de to forhold, vil skattesystemet være neutralt.

Såvel over- som underinvestering leder til et forvriddingstab. Dvs. et tab af samfundsmæssige ressourcer i forhold til en situation uden beskatning. Det er ofte nødvendigt at acceptere et vist forvriddingstab ved beskatning, idet skattesystemet jo påvirker privates tilskyndelser. Det bør imidlertid være et selvstændigt kriterium at minimere forvriddingstabet, idet de økonomi-

²³ Ræsonnementet forudsætter, at der ikke er såkaldte eksternaliteter forbundet med aktiviteten. Dvs. at aktiviteten ikke påfører (eksterne) personer uden for den økonomiske transaktion en *omkostning* eller en *gevinst*.

ske muligheder, der er til rådighed for borgerne i samfundet som helhed, dermed maksimeres, jf. tidligere.

I tilfældet med kulbrintebeskatningen kan forvridningstabet beregnes som det tab af grundrente, der opstår på grund af beskatningen. Grundrenten refererer til forskellen mellem indtægter og udgifters nutidsværdi og udgør således projektets "overnormale" afkast eller "rene profit".

Opgørelsen af forvridningstabet kræver information om:

- (1) hvorledes skattesystemet påvirker tilskyndelsen til investering – skabes der incitament til over- eller underinvestering?
- (2) hvor stærkt reagerer investeringerne på incitamenterne i skattesystemet – hvor store er effekterne?

Pkt. (1) forudsætter, at det undersøges, hvorledes den marginale investering beskattes, hvilket igen fordrer forudsætninger om skattesystemets indretning (satser, fradragsregler, behandling af underskud m.v.) og eventuelt også selskabets finansieringsstruktur - dvs. sammensætningen af balancens passivside fordelt på gæld og egenkapital samt håndteringen af udskudt skat.

Pkt. (2) kræver empirisk information om sammenhængen mellem ændringer i selskabernes afkastkrav og investeringsomfang.

Nøjagtige skøn over forvridningstabet ved beskatning af afkastet kan ikke beregnes, fordi den skattemæssige behandling af selskabets indkomst er kompliceret. Derfor må der typisk anvendes enkle, skematiske beregningsmæssige forudsætninger. Endvidere knytter der sig betydelig empirisk usikkerhed til investeringernes følsomhed over for ændringer i afkastkravet. Hertil kommer usikkerhed mht. forventninger til priser, renter samt selve finansieringsstrukturen.

Nedenfor opgøres forvridningstabet ved den nuværende kulbrintebeskatning ud fra en sådan skematisk beregning. Det forvridningstab, der estimeres, er alene forvridningstabet ved den særlige beskatning af nordsøaktiviteterne. Beregningerne illustrer således alene forvridningstabet ved kulbrinte- og rørledningsbeskatningen, mens der ses bort fra de forvridninger, som selve selskabsbeskatningen måtte afstedkomme²⁴.

²⁴ Det sikres via modelleringen af selve selskabsskatten. Der er principielt set to forhold, der overordnet set afgør, om selskabsskatten er forvridende: 1) Det manglende fradrag for forretning af egenkapital. Efter de danske skatteregler er der ikke fradrag for forrentningen af selskabers egenkapital, derimod kan faktiske renteudgifter fradrages. Dermed tages der ikke højde for, at investor mister indtægter, såfremt denne binder midler i projektet. Isoleret set reducerer det investeringsomfanget i forhold til det samfundsøkonomisk optimale omfang. 2) Omvendt vil det forhold, at de skattemæssige afskrivninger er større end de faktiske isoleret set øge investeringsomfanget i forhold til det samfundsøkonomisk optimale. I modellen sikrer selve model-set up'et, at de to effekter – stort set – opvejer hinanden.

5.2.2 En model til opgørelse af forvriddingstabet

Ikke alle felter i Nordsøen er berørt af kulbrinteskatten. Det skyldes det forholdsvis store fradrag i grundlaget for beregning af kulbrinteskatten. Efter de gamle regler ydes der – udover de almindelige afskrivninger og fradrag for renteudgifter – et fradrag i grundlaget for beregning af kulbrinteskatten på 25 pct. om året i 10 år. Med en rente på 5 pct. skal før-skat afkastet dermed være mere end tre gange større end investeringens værdi, før end der skal betales kulbrinteskate.

Er før-skat afkastet mindre end tre gange så stort, kommer virksomheden aldrig i kulbrinteposition, og kulbrinteskatten har således slet ingen betydning for investeringsomfanget.

Der betales kulbrinteskate for mange flere feltyper under nye regler. Ved nye regler ydes der et fradrag i kulbrinteskatten på 5 pct. om året i 6 år. Dermed skal før-skat afkastet "alene" udgøre knap 130 pct. af værdien af investeringen, før end der betales kulbrinteskate efter nye regler.

Betydningen af kulbrinteskatten afhænger dermed af, hvor profitable felterne i Nordsøen er. Derfor opstilles neden for en række forskellige felter. Felterne varierer mht., hvor profitable de er – dvs. hvor stort et investeringsomfang, der skal til for at udvinde en given kubikmeter olie. De mest profitable felter forudsættes således kendetegnet ved, at der – gennemsnitligt – skal relativt få investeringer til for at opnå relativt meget olie, mens gevinsten ved den marginale investering imidlertid er forholdsvis begrænset. Det er dermed også forskelligt, hvilken betydning kulbrinteskatten vil have for investeringerne i de enkelte feltyper. Overordnet kan felterne inddeles i profitable, mindre profitable og felter uden fund:

Profitable felter:

- Meget gode felter: Det ekstraordinære afkast er så stort, at kulbrinteskatten – også efter gamle regler – får betydning. Kulbrinteskatten efter gamle regler leder til en kraftig overinvestering.
- Middelgode felter: Det ekstraordinære afkast er så stort, at kulbrinteskatten uden adfærd – også efter gamle regler – får betydning. Ved gamle regler opvejes effekten af kulbrinteskatten stort set af effekten af bruttoskatten, hvorved forvriddingstabet ved gamle regler er minimalt.

Mindre profitable felter:

- Små felter: Det ekstraordinære afkast rækker ikke udover kulbrintefradraget efter gamle regler, og kulbrinteskatten efter gamle regler har ingen betydning.
- Marginale felter - type 1: Under 2001-forudsætningerne om pris og renteniveau hindrede rørledningsafgiften feltet i at være i produktion. Med de nye pris- og rentefor-

udsætninger er feltet imidlertid rentabelt. Det vil sige, at stigningen i olieprisen fra 2001 til nu har gjort feltet rentabelt.

- Marginale felter - type 2: Det ekstraordinære afkast rækker hverken udover kulbrinte-fradraget efter gamle eller efter nye priser, og kulbrinteskatten har således ingen betydning. Rørledningsafgiften under gamle regler hindrer imidlertid feltet i at være i produktion.

Efterforskning uden fund

- Efter at have afholdt efterforskningsudgifter konstateres det, at der ikke er gjort noget fund. Efterforskningsaktiviteten medfører således alene udgifter og kan betragtes som det tilfælde, hvor selskabet trækker en "nitte".

Det samlede forvridningstab afhænger af, hvor stor en andel af olieproduktionen, der kan henføres til de respektive felttyper. Langt hovedparten eller 5/7 af produktion i Nordsøen forudsættes at stamme fra meget gode og middelgode felter.

5.2.3 Estimation af forvridningstab

I det følgende estimeres forvridningstab ved de to regelsæt i kulbrintebeskatningen. Forvridningstab opgøres som grundrenten ved hvert regelsæt målt i forhold til grundrenten uden skatter – det vil sige som andelen af den samfundsøkonomisk optimale grundrente.

Boks 5.1: Beregningsforudsætninger

Beregningerne er foretaget på baggrund af modellen, der blev opstillet i forbindelse med Kulbrintebeskatningsudvalget (2001). For en gennemgang af de to regelsæt i kulbrintebeskatningen henvises til kapitel 3.2.1.8

I Kulbrintebeskatningsudvalgets (2001) beregninger forudsattes potentialet i Nordsøen fordelt på fem skematiske felttyper, der varierede mht. rentabilitet, kapacitet og anslået levetid, jf. tabel A1 samt afsnit 5.2.2.

Tabel A1: Anslået sandsynlighedsfordeling, gennemsnitligt potentiale og gennemsnitlig levetid

Felttype	Sandsynlighed	Anslået gennemsnitlig potentiale ved aktuel teknologi	Anslået gennemsnitlig levetid
	pct.	mio. m ³	år
Stort felt	2,4	27	14
Mellem felt	4,9	10	14
Lille felt	3,7	6	10
Marginalt felt	6,1	3	10
Ingen fund	82,8	-	-

Ud fra disse forudsætninger dækker store felter over 42,4 pct. af kapaciteten i Nordsøen, mens marginale felter alene dækker over 11,8 pct., tabel A2. Kapaciteten forudsættes at referere til produktionen i tilfældet ved fravær af skatter.

Tabel A2: Felttypernes andel af det samlede potentiale ved 2001-forudsætninger

Felttype	Andel af samlet potentiale
	Pct.
Stort felt	42,4
Mellem felt	31,4
Lille felt	14,5
Marginale felter i alt	11,8
<i>Heraf</i>	
<i>Marginalt felt – type 1</i>	11,3
<i>Marginalt felt – type 2</i>	0,5
Ingen fund	0,0
I alt	100,0

I beregningerne i denne rapport fastholdes denne relative fordeling af kapaciteten fra de forskellige felttyper, givet de parameterværdier, der blev anvendt af Kulbrintebeskatningsudvalget i 2001, jf. tabel A3.

Tabel A3. Beregningsforudsætninger kulbrinteskatteudvalget (2001)

Oliepris	200 kr. pr. tønde
Rente	7,1 pct.
Inflation	2 pct.
Egenkapitals andel	20 pct.
Selskabsskat	30 pct.
Afskrivninger i selskabsskatten	25 pct.

Med den nuværende relativt høje oliepris og det relativt lave renteniveau er der imidlertid flere felttyper, der privatøkonomisk set er rentable. Derfor opdeles de marginale felter i modsætning til tidligere i to forskellige felttyper. 11,3 pct. af kapaciteten forudsættes udgjort af felter, der alene var marginale under gamle priser, men som er i produktion under det nuværende prisniveau. De resterende 0,5 pct. af de i alt 11,8 pct. af kapaciteten, der stammer fra marginale felter, forudsættes at være felter, der slet ikke var i produktion under det gamle prisniveau, og hvor bruttoskatten under det nye højere olieprisniveau afholder dem fra at være i produktion, jf. afsnit om disse felttyper.

I Kulbrintebeskatningsudvalgets beregninger fra 2001 forudsattes efterforskningsomkostningerne ved én boring at udgøre 70 mio. kr. i gennemsnit. Med forudsætningerne i tabel A1 indebærer dette efterforskningsudgifter på gennemsnitligt 45,1 mio. kr. pr mio. m³. Dette såvel som efterforskningsudgifternes relative fordeling fastholdes ved 2001-forudsætningerne.

I beregningerne af det nuværende forvridningstab – dvs. forvridningstab i 2012 – er følgende forudsætninger anvendt, jf. tabel A4.

Tabel A4. Nuværende beregningsforudsætninger

Oliepris	117,9 USD
Dollarkurs	5,7 DKK/USD
Rente	5 pct.
Inflation	2,4 pct.
Egenkapitals andel	20 pct.
Selskabsskat	25 pct.
Afskrivninger i selskabsskatten	14,2 pct.

I beregningen er olieprisen fra Økonomisk Redegørelse maj 2012 benyttet. Inflationen såvel som olieprisudviklingen er sat til 2,4 pct. Det antages, at investeringerne stiger i samme takt som olieprisen.

Givet forudsætningerne, som er beskrevet i boks 5.1, skønnes forvridningstabet under gamle regler at udgøre knap 8 pct. Det opstår hovedsagligt på grund af forvridningen af investeringsbeslutningen i profitable felter, *jf. tabel 5.1.*

Tabel 5.1. Forvridningstab opgjort som andel af grundrente ved fravær af skatter

	Andel af grundrente	Opgjort i procent af grundrente ved fravær af skatter			
		Gamle regler		Nye regler	
		Forvridnings-tab i enkelt felt	Bidrag til samlet forvridnings-tab	Forvridnings-tab i enkelt felt	Bidrag til samlet forvridningstab
Pct.					
Profitable felter	71,8				
Meget gode felter	39,9	14,5	5,8	0,4	0,2
Middel gode felter	31,9	0,3	0,1	2,7	0,9
Mindre profitable felter	29,4				
Små felter	15,9	0,1	0,0	4,3	0,7
Marginale felter – type 1	11,6	0,3	0,0	9,9	1,2
Marginale felter – type 2	1,9	100,2	1,9	0,9	0,0
Ingen fund	-1,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Samlet	100		7,9		2,9

Note: Beregningsforudsætningerne er angivet i boks 5.1.

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

Forvridningstabet under nye regler skønnes derimod kun til knap 3 pct. Mere end halvdelen af tabet opstår på grund af forvridningen af investeringsbeslutningen i mindre gunstige felter.

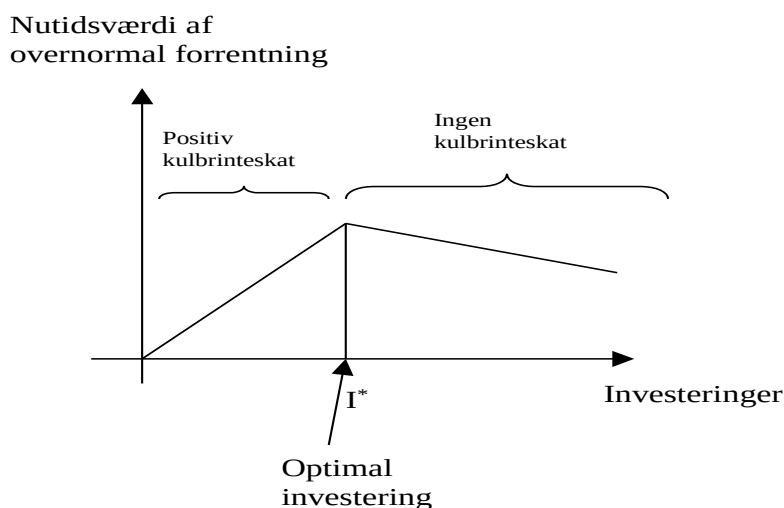
Betragtes det enkelte felt isoleret, er forvridningstabet ved gamle regler størst for relativt profitable felter, mens det ved nye regler er størst for mindre profitable felter.

For helt marginale felter kan forvridningstabet under gamle regler dog være forholdsvis stort. Det skyldes, at bruttoskatten kan hindre, at feltet kommer i produktion. Derimod skønnes sådanne felter ikke at være påvirket af kulbrinteskatten efter nye regler. Det skyldes, at afkastet er så lille, at feltet slet ikke kommer i kulbrinteskatteposition.

5.2.3.1 Profitable felter

Profitable felter er kendetegnet ved, at det ekstraordinære afkast overstiger det meget gunstige kulbrintefradrag, der gives efter de gamle kulbrinteskatteregler. Ved gamle regler gælder det for denne type felter imidlertid, at virksomheden med fordel kan investere sig ud af kulbrinteskatten. Det skyldes, at kulbrintefradraget er så stort, at virksomhedens skattebetaling reduceres med mere end én krone, hver gang der investeres én krone. Det gælder, så længe virksomheden står til at betale kulbrinteskate. På denne måde er det for virksomheden optimale investeringsomfang netop det investeringsomfang, der giver et kulbrinteskattegrundlag på nul, *jf. figur 5.3.*

Figur 5.3. Privatøkonomisk optimalt investeringsomfang under gamle regler – profitable felter



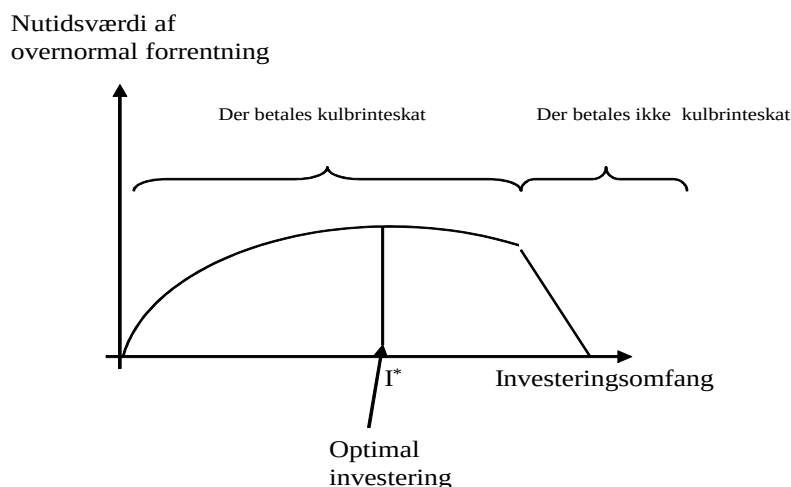
Kilde: Skatteministeriet.

Selvom virksomheden ikke betaler kulbrinteskatt, forvrider kulbrinteskatten således alligevel investeringsbeslutningen, idet den leder til overinvestering. Dvs. det samfundsøkonomiske afkast fra virksomhedernes marginale investering er mindre end de samfundsøkonomiske omkostninger. Samfundet som helhed var dermed bedre tjent med, at investeringerne blev foretaget et andet sted, idet de marginale investeringer reducerer grundrenten.

Der er opstillet to typer af profitable felter: meget gode felter og middelhøje felter. Meget gode felter er kendetegnet ved, at grundrenten ved fravær af skatter er relativt høj, og der skal således forholdsvis store – og forholdsvis uproduktive – investeringer til, før feltet ikke længere er i kulbrinteposition. Dvs. de marginale investeringer i disse felter er forholdsvis omfattende og uproduktive. Dermed udgør forvridningstabet ved gamle regler 14,5 pct. af grundrenten ved fravær af skatter. Middelhøje felter er derimod kendetegnet ved, at grundrenten er relativt mindre end i meget gode felter. Endvidere er de marginale investeringer forholdsvis mere profitable, hvorfor det investeringsomfang, der er nødvendigt for at bringe feltet ud af kulbrinteposition, også er relativt mindre og mindre forvriddende, og dermed er forvridningstabet alene lig 0,3 pct.

Med de nye kulbrinteskatteregler blev kulbrintefradraget væsentligt reduceret, sådan at skatteværdien af fradragene i kulbrinteskatten ikke overstiger én under nye regler. Derfor kan det betale sig for virksomheden at betale kulbrinteskatt ved nye regler. Optimum er således her kendetegnet ved, at efter-skat-udgifterne ved at foretage den sidste kroners investering svarer til efter-skat-indtægterne – dvs. der er ikke tale om en hjørneløsning, jf. figur 5.4.

Figur 5.4. Privatøkonomisk optimalt investeringsomfang under nye regler – profitable felter



Kilde: Skatteministeriet.

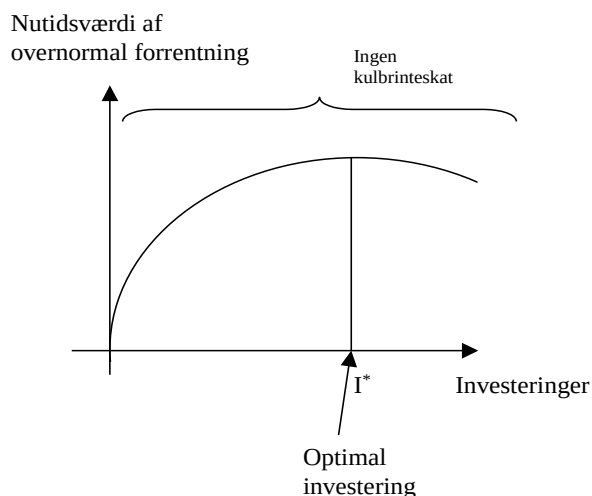
Der forekommer også en vis overinvestering i tilfældet med nye regler, hvilket netop skyldes det særlige fradrag i kulbrinteskatten. Skatteværdien af fradragene ved at foretage en ekstra investering overstiger således den marginale beskatning af investeringerne. Forvridningstabet under nye regler afhænger imidlertid af, hvor prisfølsomme investeringerne er. Det gælder, at jo mere følsomme investeringerne er overfor ændringer af det relative prisforhold, des større er forvridningstabet. Da de marginale investeringer i meget gode felter er relativt ufølsomme overfor ændringer i det relative prisforhold, er forvridningstabet ved nye regler 0,4 pct., og dermed mindre i meget gode felter end i middelhøje felter, hvor det udgør knap 3 pct., jf. tabel 5.3.

5.2.3.2 Mindre profitable felter

Kulbrinteskatten under gamle regler har ingen betydning for aktiviteten i mindre profitable felter. Det skyldes, at kulbrintefradraget er så stort, at det dækker hele det ekstraordinære afkast, jf. tidligere. Dvs. kulbrinteskatten har hverken betydning for virksomhedens investeringsomfang, nettoprofit eller skattebetaling.

For denne type felter findes det optimale investeringsomfang dermed ved at maksimere profitten givet selskabsskatten og bruttoskatterne – dvs. løsningen er ikke en hjørneløsning, jf. figur 5.5.

Figur 5.5. Optimalt investeringsomfang under nye regler – mindre profitable felter



Kilde: Skatteministeriet.

Det betyder, at det under gamle regler alene er bruttoskatten, der skaber forvridningen. Da der hverken gives fradrag for renteudgifter eller afskrivninger i bruttoskatterne, reducerer bruttoskatten afkastet fra investeringerne relativt kraftigt. Dermed øges kravet til afkastet før-skat. Det betyder, at virksomheden ikke gennemfører lige så omfattende investeringer i tilfælde af bruttoskatter, og der fremkommer dermed en situation med underinvestering. Den kvantitative betydning af dette – eller forvridningstabets størrelse – afhænger af, hvor kraftigt investeringerne reagerer på en ændring af priserne. For feltparten "Marginale – type 2" leder bruttoskatten til, at feltet slet ikke tages i brug, hvorfor forvridningstabets udgør 100 pct. af grundrenten ved fravær af skatter.

Mindre profitable felter påvirkes derimod af kulbrinteskatten under nye regler. Det skyldes, at grundrenten overstiger det reducerede kulbrintefradrag. Da forvridningstabets afhænger af investeringernes prisfølsomhed, er der en omvendt proportional sammenhæng mellem dette og felternes rentabilitet.

Det forudsættes skematisk, at felter, der er marginale, under det nuværende prisniveau slet ikke påvirkes af kulbrinteskatten, hvorfor der ikke er noget forvridningstab tilknyttet disse felter under nye kulbrinteskatteregler. Grundrenten, der er tilknyttet disse felter, overstiger ikke det nye kulbrintefradrag, hvorfor feltet isoleret set slet ikke kommer i kulbrinteskatteposition.

Beregningsteknisk er der set bort fra, at ophævelsen af feltafgrænsningen kan medføre, at feltet alligevel påvirkes af kulbrinteskatten. Det forhold, at kulbrintefradraget, der er tilknyttet investeringerne i denne type felter, kan udnyttes i kulbrinteskatten fra andre felter, reducerer

omkostningen ved investeringerne i felterne og kan lede til overinvestering. Dette trækker isoleret set i retning af en undervurdering af forvridningstabet ved nye regler.

Omvendt ses også bort fra muligheden for at overføre kulbrintefradrag fra marginale investeringer i kulbrintebeskatningen til mere profitable felter, hvilket kan reducere tilskyndelsen til at overinvestere i mere profitable felter. Dette forhold leder isoleret set til en overvurdering af forvridningstabet ved nye regler. De to forhold forudsættes at opveje hinanden, og der ses således skematisk bort fra ophævelsen af feltafgrænsningen ved nye regler.

5.2.4 Følsomhedsanalyse

Som angivet i indledningen til dette afsnit knytter der sig en vis usikkerhed til opgørelsen af forvridningstabet. Det skyldes blandt andet usikkerhed mht. forventninger til priser og renter. Nedenfor undersøges, hvorledes resultatet ændres, hvis der forudsættes hhv. samme rente- og olieprisiniveau som lå til grund for Kulbrintebeskatningsudvalgets rapport fra 2001.

5.2.4.1 Effekten af en rentestigning

Stiger renten fra 5 pct. til 7,1 pct. som forudsat af Kulbrintebeskatningsudvalget i 2001, falder forvridningstabet under såvel gamle som nye kulbrinteskatteregler, jf. tabel 5.2.

Tabel 5.2: Effekten af en rentestigning

	Opgjort i procent af grundrente ved fravær af skatter					
	Gamle regler			Nye regler		
	Bidrag til samlet forvridningstab (rente på 5 pct.)	Forskel	Bidrag til samlet forvridningstab (rente på 7,1 pct.)	Bidrag til samlet forvridningstab (rente på 5 pct.)	Forskel	Bidrag til samlet forvridningstab (rente på 7,1 pct.)
Profitable felter						
Meget gode felter	5,8	1,1	6,9	0,2	-0,1	0,1
Middel gode felter	0,1	0,2	0,3	0,9	-0,3	0,5
Mindre profitable felter						
Små felter	0,0	0,0	0,0	0,7	-0,2	0,4
Marginale felter – type 1	0,0	0,0	0,0	1,2	-0,4	0,7
Marginale felter – type 2	1,9	-1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Samlet	7,9	-0,6	7,2	2,9	-1,1	1,8

Anm.: Øvrige beregningsforudsætninger er angivet i boks 5.1.

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

En rentestigning leder entydigt til en reduktion af forvridningstabet under de nye kulbrinteskatteregler. Det skyldes, at nutidsværdien af det gunstige kulbrintefradrag reduceres, hvorved graden af overinvestering også reduceres.

Effekten af en rentestigning er mindre entydig under de gamle kulbrinteskatteregler. Således forøges forvridningstabet for profitable felter, hvorimod det reduceres for mindre profitable felter, *jf. tabel 5.2*.

Når en rentestigning forøger forvridningstabet for profitable felter under gamle kulbrinteskatteregler, skyldes det, at kulbrintefradraget de facto reduceres. Ved en relativt høj rente reduceres nutidsværdien af de fradrag i kulbrinteskatten, som en ekstrainvestering giver anledning til. Det øger alt andet lige den ekstra investering, der er nødvendig for fortsat at bringe sig ud af kulbrinteskatteposition, og dermed øges forvridningstabet også.

For mindre profitable felter kan en rentestigning lede til en reduktion af forvridningstabet. Hvis der i udgangspunktet som følge af bruttoskatten forekommer en vis grad af underinvestering, kan det være en fordel, at kulbrinteskattefradraget reduceres, så virksomheden som udgangspunkt kommer i kulbrinteposition. Det skyldes, at den overinvestering, som kulbrintebeskatningen giver anledning til, dermed kan opveje den underinvestering, der fremkommer som følge af bruttoskatten. Endvidere kan en rentestigning betyde, at felter, der før var marginale, nu helt udtræder af produktion og dermed slet ikke leder til et forvridningstab.

5.2.4.2 Effekten af et fald i olieprisen

Resultatet er forholdsvis robust over for en ændring af den reale oliepris. Nedsættes olieprisen til det forudsatte niveau i Kulbrintebeskatningsudvalgets rapport (2001), ændres resultatet kun marginalt. Således stiger det samlede forvridningstab under gamle kulbrinteskatteregler med 0,3 pct. point, mens det falder med 0,2 pct. point under nye kulbrinteskatteregler, *jf. tabel 5.3*.

Tabel 5.3. Effekten af en reduktion af olieprisen

	Opgjort i procent af grundrente ved fravær af skatter					
	Gamle regler			Nye regler		
	Ændring af forvridningstab i felt	Ændring af bidrag til forvridningstab	Bidrag til forvridningstab ved 2001-oliepris	Ændring af forvridningstab i felt	Ændring af bidrag til forvridningstab	Bidrag til forvridningstab ved 2001-oliepris
Profitable felter						
Meget gode felter	0,1	2,2	8,0	0,0	0,1	0,2
Middel gode felter	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,9
Mindre profitable felter						
Små felter	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7
Marginale felter – type 1	1,6	0,0	0,0	55,9	-0,3	0,9
Marginale felter – type 2	-100,2	-1,9	0,0	-0,9	0,0	0,0
Samlet		0,3	8,2		-0,2	2,7

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

Særligt for gamle regler dækker resultatet imidlertid over, at profitable felter bidrager langt mere til det samlede forvridningstab, mens marginale felter bidrager langt mindre.

Bemærk at olieprisen stort set ikke har nogen betydning for forvridningstabet i profitable felter samt i små felter, *jf. tabel 5.3*. Det skyldes, at det forvridningstab, der refereres til her, er en relativ størrelse. Dvs. forvridningstabet opgøres i forhold til situationen uden skatter, der også ændres, når prisen ændres. En højere oliepris fordrer på en gang et højere investeringsomfang for at investere sig ud af kulbrintepositionen, men da det også samtidig giver anledning til et højere optimalt investeringsomfang, har det stort set ingen betydning for forvridningstabets relative størrelse.

Selvom olieprisen ikke har nogen betydning for forvridningstabets relative størrelse i små, middelhøje og meget gode felter, har det imidlertid alligevel en (marginal) betydning for resultatet. Det skyldes først og fremmest, at det har betydning for, hvorvidt der produceres i marginale felter. Dermed vægter marginale felter langt mindre i tilfælde af det gamle olieprisniveau, hvorfor bidraget til forvridningstabet herfra også bliver mindre, *jf. tabel 5.3*.

5.2.5 Reduktion af forvridningstab

Den gældende kulbrintebeskatning indebærer et forvridningstab. Ved gamle regler skønnes grundrenten at være 8 pct. mindre end den maksimale grundrente, mens grundrenten under nye regler skønnes at være blot 3 pct. mindre end den maksimale grundrente.

Der er således som udgangspunkt et samfundsøkonomisk potentiale ved at ændre grundlaget for beskatningen for tilladelser, der beskattes efter gamle regler, mens der ikke er et tilsvarende potentiale ved at ændre beskatningen for tilladelser på nye regler i retning af et mere neutralt system.

I det nye regelsæt er der fjernet to forvridende elementer (rørledningsafgiften og feltafgrænsningen), mens kulbrintefradraget blev reduceret markant fra i alt 250 pct. til i alt 30 pct.

Rørledningsafgiften kan føre til for tidlig nedlukning af marginale felter, mens det meget høje kulbrintefradrag fører til overinvesteringer i profitable felter. Yderligere er feltafgrænsningen bortfaldet i det nye regelsæt. Med den kraftige beskæring af kulbrintefradraget er der ikke i det nye regelsæt grund til at afskære underskud fra et felt i at kunne blive modregnet i positiv indkomst fra et andet.

Indretningen af det gamle regelsæt gør det muligt for selskaberne at investere sig ud af kulbrinteskatteposition, hvilket ikke er muligt i det nye regelsæt. Det betyder, at skattesatsen, som den marginale indtjening beskattes med, er steget med Nordsøaftalen. I dag er marginalskatten på nye regler 64 pct. (71,2 pct. når statsdeltagelsen medregnes) og 28,8 pct. på gamle regler, idet der ikke betales kulbrinteskate.

Potentialet for yderligere reduktion af forvridningstab er relativt beskedent ved en neutral beskatning som foreslået af Kulbrintebeskatningsudvalget i 2001.

5.2.6 Gældende regelsæt i kulbrintebeskatning og forskellen til et neutralt system

De nye kulbrinteskatteregler, der blev indført i 2003 på baggrund af Nordsøaftalen, inddrager flere af de elementer, som karakteriserer en neutral skat, der blev anbefalet af Kulbrintebeskatningsudvalget (2001). Der er dog stadig en række elementer, der adskiller de to:

- Fradrag for normalforrentningen af egenkapitalen, hvorved kun det overnormale afkast beskattes. Dette er i stedet for kulbrintefradraget.
- Underskud fremføres med risikofri rente, hvorved de ikke fortaber deres værdi over tid. I det nuværende regelsæt forrentes underskuddene ikke.
- Udbetaling af skatteværdien af underskud ved ophør mod alene skatteværdien af fjernelsesomkostninger.

Dette svarer til den neutrale overskudsbaserede beskatningsmodel, som Kulbrintebeskatningsudvalget (2001) anbefalede, frem for en cash flow beskatningsmodel. I en cash flow model straksafskrives investeringsudgifterne ud fra grundprincippet om, at indtægter og udgifter

bogføres ved køb eller slag og ikke, når indkomsten skabes, eller råvarer forbruges. En cash flow model kan skabe usikkerhed om fortsat dobbeltbeskatningslempelse for f.eks. amerikanske selskaber – altså om udlandet vil anderkende en cash flow-skat som en indkomstskat. Kulbrintebeskatningsudvalget (2001) anbefalede en overskudsbaseret beskatningsmodel, da den blev vurderet at være mere praktisabel og realistisk.

5.3 Statsdeltagelse

Det er muligt for staten at anvende andre redskaber end beskatning, der har neutrale egenskaber, til at lægge beslag på grundrenten eller dele heraf.

Staten kan i princippet auktionere licenserne bort. Ved en auktion ville det mest effektive selskab vinde med et bud svarende til den forventede grundrente. Bortauktionering kræver således, at det politisk er acceptabelt alene at opnå den forventede grundrente, og at afvigelse i den faktiske grundrente ikke fører til pres for øget eller reduceret betaling.

Staten kan i princippet også lægge beslag på grundrenten på en neutral måde ved at stå for indvindingen selv (*egendrift*) eller ved at ansætte operatører til det (*udlicitering*). Det er sandsynligt, at grundrenten i begge tilfælde vil være mindre end ellers, da statslig drift ikke sikrer omkostningsminimering. I tilfældet med *egendrift*, vil grundrenten være mindre end ellers, da staten ikke har ekspertise i kulbrintevirksomhed. Fraværet af konkurrence forventes desuden at lede til inoptimale investeringsomkostninger og for højt omkostningsniveau. Ved *udlicitering* kan staten udnytte licitationstagerens driftsekspertise, men fordi grundrenten samtidig tilfalder staten, mangler licitationstageren incitament til optimal drift.

Alternativet til statslig drift er statsdeltagelse, hvor staten både kan drage fordel af konkurrence- og markedsekspertise samt skabe incitament til effektiv drift. Men staten opnår kun en del af grundrenten ved statsdeltagelse, fordi staten kun er medejer.

I dag opnår staten en del af grundrenten igennem en aktiv statsdeltagelse. Siden 2005 har Nordsøfonden været statens deltager med 20 pct. i alle nye tilladelser og i DUC siden den 9. juli 2012 som beskrevet i afsnit 3.2.3.

Nordsøfonden deltager med en stemmeandel på 20 pct. i beslutningsprocessen gennem sin deltagelse i de besluttende organer og har medbestemmelse i alle afgørelser, dog med de begrænsninger koncessionsdirektivet²⁵ sætter for statsdeltagere.

²⁵ EU direktiv 94/22/EF af 30. maj 1994 ("koncessionsdirektivet"), hvor udøvelsen af stemmeret alene må varetage hensyn, som tilgodeses efter undergrundloven. Udøvelsen må endvidere ikke være til hinder for rettighedshaverens virksomhed baseret på forretningsmæssige principper. Statsselskabet må ikke udøve stemmeret ved afgørelse og valg af leverandør. Endelig må statsselskabet ikke sammen med andre offentlige deltagere udøve flertalsstemmeret.

5.3.1 Statsdeltagelse som alternativ til neutral beskatning

Som anført af Kulbrintebeskatningsudvalget (2001) opnås der størst parallelitet mellem neutral beskatning og statsdeltagelse, hvis staten deltager som sovende partner. Det vil sige, at staten ikke deltager i beslutninger vedrørende efterforskning og produktion. Staten betaler således passivt sin andel af alle udgifter og modtager en tilsvarende andel af indtægterne. Dermed bliver det alene de private selskaber, der deltager i tilladelsen, som træffer beslutninger vedrørende investeringer og drift.

Idet staten kan opnå det samme gennem neutral beskatning som ved passiv statsdeltagelse, er det ikke oplagt at anvende begge instrumenter sideløbende. Opbygningen af to administrative systemer vil formentlig blot øge de samlede statslige omkostninger. Dette bidrager sandsynligvis også til at forklare, at helt passiv statslig deltagelse ikke forekommer ofte.

Ved aktiv statsdeltagelse deltager staten netop i beslutningerne vedrørende efterforskning og produktion, hvorfor paralleliteten til et neutralt system mindskes.

Der er flere argumenter for at fastholde en aktiv statsdeltagelse. For det første kan der være et ønske fra staten om en vis aktiv indflydelse på beslutningerne vedrørende indvinding af kulbrinter samt at opnå en større viden i forbindelse med efterforskning. Derudover kan den aktive statsdeltagelse bidrage til en mere effektiv vidensspredning blandt de forskellige rettighedshavere i Nordsøen. Derudover kan staten som deltager i alle nye tilladelser potentielt have en egentlig koordinerende rolle med hensyn til efterforskning og produktion. Staten kan derved bidrage til at reducere de samlede indvindingsomkostninger eller gøre det rentabelt at indvinde marginale fund.

Selskaberne kan omvendt også opfatte denne vidensspredning og statens koordinerende rolle som en klar ulempe, fordi selskaberne har en forretningsmæssig interesse i at holde vigtig information om undergrunden, indvindingsteknikker m.v. inden for selskabet af konkurrencemæssige hensyn.

Statsdeltagelsen kan hypotetisk set godt være nær 100 pct., men statsselskabet kan som følge af EU-regler og koncessionsdirektivet ikke have bestemmende flertal. Derudover må det vurderes, at private selskaber vil være tilbageholdende over for at deltage i konsortier, hvor staten har en meget stor ejerandel. F.eks. kan de private selskaber skønne, at risikoen for, at staten forfølger ikke-forretningsmæssige målsætninger, stiger, jo større statsdeltagelsen er. Omvendt bærer staten en større andel af risikoen.

Niveauet for den aktive statsdeltagelse skal således afvejes i forhold til ulemperne, mens fordele ikke synes at afhænge nævneværdigt af omfanget af den statslige deltagelse. Dette kan tale for ikke at ændre niveauet i forhold til, hvad der hidtil har været praksis, hvilket er i tråd med Kulbrintebeskatningsudvalgets (2001) vurdering.

5.4 Beskatningsniveau

Den anden overordnede stilleskrue i forhold til beskatningssystemet er fastlæggelsen af beskatningsniveauet (skattesatsen).

5.4.1 Argument for øget kulbrintebeskatning

Det, der taler for en høj sats, er, at kulbrinteforekomsterne i den danske undergrund tilhører staten, og derfor bør staten have den størst mulige andel af grundrenten. Argumentet er anderledes for den øvrige industri, da produktionsfaktorerne som udgangspunkt tilhører borgerne. Her fastsættes satsen derfor ud fra en vurdering af, hvor stor en del af de private værdier, der skal tilfalde staten.

Modsat er spørgsmålet i relation til fastlæggelsen af kulbrintebeskatningen, hvor stor en del af værdierne, som tilhører staten, der bør tilfalde de private virksomheder. Den del af grundrenten, som tildeles virksomhederne, kan betragtes som en slags betaling for at eftersøge og hente statens værdier op fra undergrunden.

Med udgangspunkt i en neutral beskatningsmodel kan en kulbrinteskattesats på 100 pct. – i princippet – indbringe hele grundrenten til staten i provenu, uden at selskabernes investeringer påvirkes.

Der er dog flere årsager til, at en kulbrinteskattesats tæt på 100 pct. ikke er anbefalelsesværdig²⁶ selv i forbindelse med en neutral beskatningsmodel.

For det første må fraværet af konkurrence forventes at lede til uhensigtsmæssige investeringer og for store omkostninger og giver altså ikke selskaberne *incitament til effektiv drift*.

For det andet gør indtrædelsesomkostningerne det *vanskeligt at opføre grundrenten* præcist. En skattesats tæt på 100 pct. vil derfor indebære en risiko for, at selskaberne ikke kan få dækket den udgift, de har haft til at købe sig adgang til at indvinde kulbrinteforekomster.

For det tredje vil en meget høj sats øge incitamentet til skattetænkning og gevinsterne ved *indkomstforvridning*. Der vil dermed være en betydelig gevinst for selskaberne ved at fradrage ikke-kulbrinterelaterede omkostninger i kulbrinteindkomsten.

Som det fremgår af afsnit 5.2 er det nuværende beskatningssystem, hverken nye regler eller gamle regler, ikke neutralt og indeholder et mindre forvridningstab, jf. afsnit 5.2. En meget høj skattesats vil derfor øge forvridningerne ved de tilbageværende ikke-neutraliteter i opgørelsen af beskatningsgrundlaget, da det vil påvirke investeringsincitamentene.

²⁶ Se også Kulbrintebeskatningsudvalget (2001)

Samfundsøkonomisk kan det derfor give et større udbytte at beskatte med en sats under 100 pct.

5.4.2 Andre overvejelser

Ved fastsættelsen af den ønskede kulbrinteskattesats – fordelingen mellem staten og de private aktører – bør selskabernes mulighed for at tiltrække kapital til indvinding af olie og gas i den danske del af Nordsøen overvejes.

Kulbrinteforekomsterne er en immobil ressource, men de nødvendige investeringer, der skal til for at indvinde kulbrinteforekomsterne, er mobile og elastiske med hensyn til afkastet. Det bør derfor også efter skat være rentabelt at indvinde kulbrinter.

Investeringsprojekterne i Nordsøen konkurrerer med investeringsprojekter både inden for kulbrinteindvinding i andre dele af verdenen og inden for andre sektorer i økonomien i både indland og udland. Konkurrencituationen opstår ikke i forhold til selve kulbrinteforekomsterne, men i forhold til at tiltrække investeringer²⁷.

Selskaberne vil på kort sigt – hvis deres kapitalbeholdning er givet – investere der, hvor investeringen giver det bedst mulige afkast. På kort sigt kan kapital – herunder også human kapital – være begrænset. På lidt længere sigt er selskabernes kapitalbeholdning ikke fast, da selskaberne har mulighed for kapitaltilførsler. Øges kapitalbeholdningen, giver det mulighed for, at selskaberne kan efterforske og indvinde kulbrinter flere forskellige steder, som det også sker i dag. Således udelukker investeringer i oliefelter andre steder i verden ikke investeringer i danske oliefelter.

Selskaber har netop mulighed for at tiltrække kapital til investeringer, så længe afkastet efter skat og aflønning af risiko er større end afkastet fra anden erhvervsvirksomhed. Så selvom en lav beskatning kan tiltrække kapital til investering i kulbrintevirksomhed, vil statens provenu over tid blive lavere, end det kunne blive, hvis beskatningen havde været højere.

Afkastet fra olieproduktionen i Nordsøen har været gunstigt siden 2004 sammenlignet med afkastet i land. I perioden har afkastgraden før skat ligget mellem 35 og 70 pct., mens den for øvrige ikke-finansielle selskaber har ligget under 6 pct., *jf. figur 5.1*.

Udviklingen i afkastet for råstofindvinding afspejler i høj grad udviklingen i oliepriserne i samme periode. Ses der på den gennemsnitlige nominelle afkastgrad før skat i Nordsøen for perioden 1990 til 2011 har den været noget lavere – godt 35 pct.

²⁷ Se også Kulbrintebeskatningsudvalget (2001) side 91-93.

Afkastgraden for olieindustrien ligger således væsentligt over andre erhvervsvirksomheder, og derfor må det også forventes, at selskaberne i Nordsøen har mulighed for at tiltrække kapital til indvinding af kulbrinter.

Det høje afkast i Nordsøen også efter 2004, hvor de nye regler blev indført, indikerer, at der ved statens nuværende andel af den marginale indtjening på 71,2 pct. (inkl. statsdeltagelse) fortsat kan tiltrækkes investeringer til den danske kulbrinteindvinding²⁸. Afkastet i Nordsøen har endvidere været højt set i forhold til andre ikke-finansielle selskaber.

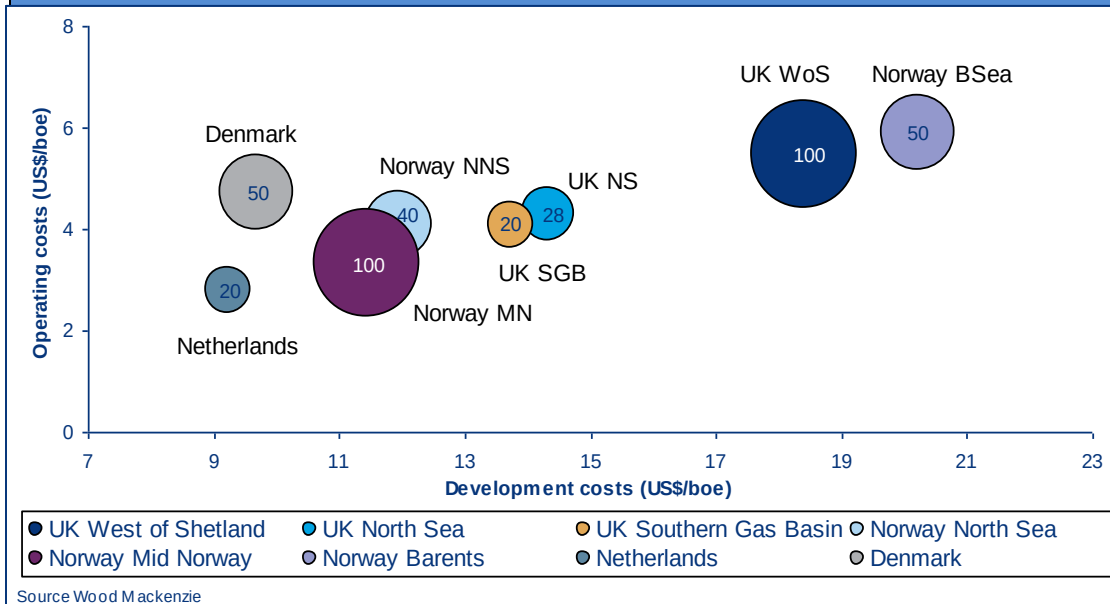
Stabile rammevilkår kan spille en rolle for incitamentet til at udnytte den nuværende infrastruktur inden for dens begrænsede levetid. Det er vigtigt, at beslutningen om anvendelse af infrastrukturen og den tidsmæssige udnyttelse af forekomsterne træffes ud fra rent kommercielle hensyn.

Konsulentfirmaet Wood Mackenzie har for udvalget foretaget en række analyser af forholdene for indvinding af olie og gas i Danmark, Nederlandene, Storbritannien og Norge og har sammenholdt, hvor attraktive landene er i relation til indvinding af kulbrinter.

Der er betydelig forskel på størrelsen af felter i de fire lande og udbygnings- og driftsomkostningerne, *jf. figur 5.6*.

²⁸ Marginalbeskatningen for selskaberne på nye regler er 64 pct. (excl. statsdeltagelse).

Figur 5.6. Omkostningssammenligning for et typisk medium felt i USD/olieækvivalent (reserver i mio. tønder olie ækvivalenter er anført i cirklerne)



Det ses, at udbygningsomkostningerne pr. olieækvivalent i Danmark og Holland er lavest, hvilket først og fremmest skyldes, at vanddybden er lavest i de to landes del af Nordsøen.

Driftsomkostningerne i Danmark er højere end i de andre dele af Nordsøen men lavere end vest for Shetland og i Barentshavet. De relativt høje danske driftsomkostninger sammenholdt med andre felter i Nordsøen skyldes antagelig, at nederlandske anlæg ofte er ubemandede og fjernstyrede, mens norske felter i gennemsnit er større og med sandstensreservoirer, hvilket giver lavere produktionsomkostninger end danske, som produceres fra kalk.

Der er store forskelle i efterforskningsaktiviteten i de fire lande opgjort som antallet af efterforskningsboringer. I 10-års perioden 2002-2011 er der udført i alt 27 efterforskningsboringer i Danmark, mens der i Norge er udført næsten 10 gange så mange, i Storbritannien 13 gange og i Holland ca. 4 gange så mange som i Danmark. Det gennemsnitlige fund er i samme periode på knapt 60 mio. olieækvivalenter i Norge. I Storbritannien og Danmark er gennemsnitsfundet på ca. 25 mio. tønder olieækvivalenter, mens det er på ca. 8 mio. tønder olieækvivalenter i Nederlandene.

Succesraten for efterforskning opgøres som andelen af efterforskningsboringer, der har ført til fund af nye olie- og gasforekomster. En opgørelse af succesraten for perioden 2002-2011 viser, at Danmark og Storbritannien har en succesrate omkring 33 og 38 pct., mens succesraten i Norge og Nederlandene er omkring 50 og 58 pct.

Forskellen i succesraten for efterforskning og undergrundens attraktivitet er dog ikke afgørende. Det væsentlige er, at afkastet efter skat og aflønning af risiko er større end afkastet fra anden virksomhed, så selskaberne fortsat er interesserede i at investere og efterforske efter kulbrinter. Det kriterium er opfyldt i dag, jf. afsnit 5.1.1.

6 Optioner for ændring af rammevilkårene

På grund af de differentierede beskatningsvilkår i Nordsøen og Nordsøaftalen indgået i 2003 afhænger optionerne for ændring af beskatningen i vidt omfang af, *de/s* hvilke tilladelser der er tale om, *de/s* karakteren af ændringerne.

Et forbedret samfundsøkonomisk afkast af forekomsterne i den danske undergrund forudsætter primært, at skattesystemet for tilladelser på gamle regler ændres. Kulbrinteskattesatsen er stærkt forvridende samtidig med, at det er usandsynligt, at selskaberne – bortset fra kortvarigt ved uforudsete stigninger i olieprisen – vil komme til at betale skat. Samtidig hindrer brutto-skattebeløbene tilstrækkelig udnyttelse af marginale felter og marginale dele af profitable felter.

Det er endvidere udvalgets opfattelse, at følgende generelle tiltag rettet mod alle tilladelser på sigt bør overvejes:

- Inddragelse under kulbrintebeskatningen af indtægter ved lagring af CO₂ i forbindelse med CO₂-injektion for at øge kulbrinteindvindingen, således at der ydes fradrag for omkostninger, og der sker beskatning af indkomster fra lagring af CO₂ m.v.
- Inddragelse under kulbrintebeskatningen af indtægter fra behandling og transport m.v. af kulbrinter for tredjepart, da der er ydet fradrag for anlæggene.

De nævnte generelle tiltag vurderes på kort sigt at have ingen eller begrænset provenuvirkning, men kan på længere sigt vise sig hensigtsmæssige. Tiltagene skal således ses i lyset af, at det bl.a. endnu ikke har været muligt for kommercielle aktører at etablere et CO₂-projekt med rentabel projektøkonomi.

Endelig finder udvalget, at vilkårene for 7. udbudsrunde bør være de samme som for øvrige tilladelser tildelt efter Nordsøaftalen (fra 2004). Hermed vil der med udvalgets forslag alene være ét regelsæt for beskatning af kulbrinteindvinding.

Udvalgets vurdering af de eksisterende rammevilkår er uddybet nedenfor. Først ses på tilladelser, der i dag er omfattet af de gamle regler. Herefter ses der på tilladelser på nye regler og til sidst på generelle tiltag, dvs. tiltag rettet mod alle tilladelser.

6.1 Ændring af beskatningen for tilladelser på gamle regler

6.1.1 Potentialet ved ændret beskatning

Der er et samfundsøkonomisk potentiale forbundet med at ændre beskatningen for tilladelser, der i dag beskattes efter gamle regler, til at blive beskattet efter nye regler. Herved kan forvridningstabene ved beskatningen reduceres fra 8 pct. af den maksimale grundrente til 3 pct., jf. kapitel 5.

De gamle regler i den gældende kulbrintebeskatning indeholder en række forvridende elementer: Det høje kulbrintefradrag på 250 pct. gør det muligt at investere sig ud af kulbrinteskatteposition i de profitable felter, mens bruttoskatten (rørledningsafgiften) mindsker produktionen i marginale felter.

Hvis tilladelser, der i dag beskattes efter gamle regler, overføres til beskatning efter de nye regler, vil disse forvridninger blive reduceret.

En sådan ændring af beskatningen indebærer:

- Kulbrintefradraget nedsættes fra i alt 250 pct. til i alt 30 pct.
- Rørledningsafgiften og feltafgrænsningen ophæves.
- Kulbrinteskattesatsen nedsættes fra 70 pct. til 52 pct.

6.1.1.1 Overgangsregler ved ændret beskatning af tilladelser på gamle regler – overgang til nye regler

Ved en ændring af beskatningen for tilladelser, der beskattes efter gamle regler, til beskatning efter de nye regler (2003-regler), skal der udformes overgangsregler for behandlingen af akkumulerede feltunderskud og kulbrintefradrag, der er oparbejdet inden overgangen til det nye regelsæt.

I oversigten nedenfor fremgår forskellene mellem gamle og nye regler i relation til feltunderskud og kulbrintefradrag.

Oversigtstabel 6.1: Feltunderskud og kulbrintefradrag - forskelle mellem gamle og nye regler

Gamle regler	Nye regler
Fradrag på i alt 250 pct. af anskaffelsessum for aktiver og aktiverede efterforskningsudgifter (25 pct. i 10 år).	Fradrag på i alt 30 pct. af anskaffelsessum for aktiver og aktiverede efterforskningsudgifter (5 pct. i 6 år).
Ingen underskudskompensation ved ophør.	Skatteværdien af fjernelsesomkostninger vedr. de sidste felter udbetales ved ophør op til den betalte kulbrinteskate (carry back).
Feltbaseret indkomstopgørelse (ring fence).	Samlet indkomstopgørelse.

Ved valg af overgangsregler er det nærliggende at se på de overgangsregler, eneretsbevillingen²⁹ fik i forbindelse med indførelsen af de nye regler i 2003³⁰. Overgangsreglerne i forbindelse med L 62 fremgår af tabel 6.2.

Oversigtstabel 6.2: Overgangsregler ved overgang til nye regler for eneretsbevillingen (L 62)

	Beskrivelse
Kulbrintefradraget	Kulbrintefradraget for investeringer før overgangen kan foretages med 10 pct. i 10 år. Dvs. satsen nedsættes fra 25 pct. til 10 pct.
Feltunderskud	71 pct. af de uudnyttede feltunderskud på overgangstidspunktet overføres til modregning i fremtidig kulbrinteindkomst. Feltunderskud ved udgangen af indkomståret 2003 kunne modregnes med 2,5 pct. i hvert af indkomstårene 2004 og 2005 og 6 pct. i hvert af indkomstårene 2006-2016. Resterende uudnyttede feltunderskud bortfalder. Det var en betingelse, at der blev afskrevet fuldt ud i det sidste indkomstår før overgangen (2003). Fremførselsberettigede underskud på overgangstidspunktet bortfalder ikke, hvis selskabet efterfølgende er modtagende selskab i en skattefri omstrukturering.
Afskrivningsgrundlag og anskaffelsessummer	Succession i skattemæssige afskrivningsgrundlag og anskaffelsessummer – dvs. overgangen udløser ikke beskatning. Afskrivningsgrundlagene for de enkelte felter lægges sammen.

Derudover indgik en række regler om fordelingen af afskrivninger, underskud mv. Disse regler vil ikke være relevante, hvis alle tilladelser omfattes af de nye regler, da der i givet fald kun vil gælde ét regelsæt uden feltafgrænsning³¹.

²⁹ Tilladelserne uden for eneretsbevillingen havde i 2004 mulighed for at overgå til beskatning efter nye regler efter de overgangsregler, der blev anvendt for eneretsbevillingen. Ingen selskaber uden for eneretsbevillingen valgte dog at overgå til de nye regler, og samtlige tilladelser, der er tildelt før 2004 uden for eneretsbevillingen, beskattes således efter de gamle regler.

³⁰ Se KUL § 27A indført ved lov nr. 1216 af 27. december 2003 (L62).

³¹ Selskaber, der erhverver en tilladelse, der er omfattet af kap. 3, har efter gældende regler mulighed for at vælge beskatning efter de nye regler fra og med det indkomstår, hvor erhvervelsen finder sted. Der gælder ingen overgangsregler for denne overgang, da det pågældende selskab ikke har oparbejdet feltunderskud eller foretaget investeringer vedrørende denne tilladelse inden overgangen.

Det bemærkes, at de skitserede overgangsregler bør kombineres med en regel om, at der skal foretages maksimale afskrivninger i det sidste indkomstår før overgangen for at undgå, at feltunderskuddene "gemmes" som uudnyttede afskrivninger og derved ikke beskæres.

6.1.1.2 Model 1 – Overgangsregler svarende til DUC (L62)

6.1.1.2.1 Feltunderskud

Overgangsregler svarende til L62, hvorefter 71 pct. af oparbejdede uudnyttede feltunderskud kan overføres til modregning under de nye regler, kan udformes som en nøjagtig kopi, hvor selskaberne gives mulighed for at udnytte 71 pct. af de akkumulerede feltunderskud. Alternativt kan der ved udformningen af reglerne tages udgangspunkt i, at procentsatsen skal afspejle andelen af feltunderskud, der ville have kunnet udnyttes under gamle regler.

Denne opgørelse kan endvidere enten foretages generelt eller for de enkelte selskaber.

Da partnerne i DUC indgår i felterne i eneretten med faste andele, var det muligt at fastsætte procentandelen ud fra sandsynligheden for, at de enkelte felter ville komme i kulbrinteskatteposition under gamle regler, hvorved feltunderskuddet ville kunne udnyttes. Ved at fjerne det akkumulerede feltunderskud fra et enkelt felt i den samlede opgørelse, ville selskaberne i DUC blive ramt lige.

Det er derimod mere vanskeligt at opgøre en procentsats for underskud oparbejdet i relation til tilladelserne på gamle regler, da den vil være lempelig for nogle selskaber og en stramning for andre.

Adgangen til modregning af underskud spredes over 13 år. Hvis der gives mulighed for at modregne 71 pct., betyder det, at feltunderskud ved udgangen af indkomståret x1 (sidste indkomstår før overgangen) kan modregnes med 2,5 pct. i hvert af indkomstårene x2 og x3 og 6 pct. i hvert af indkomstårene x4-x14. Resterende uudnyttede feltunderskud bortfalder. Hvis andelen ikke skal være 71 pct., skal procentsatserne i de enkelte år være anderledes.

6.1.1.2.2 Kulbrintefradrag

Hvis overgangsreglen fra L62 skal overføres direkte, indebærer det, at kulbrintefradraget for investeringer før overgangen skal kunne foretages med 10 pct. i 10 år.

6.1.1.3 Model 2 – selskaberne indtræder i eksisterende overgangsregler for den resterende periode

En variant af model 1 er at tage hensyn til, at eneretten overgik til nye regler allerede fra 2004.

Selskaberne blev i 2004 tilbudt at overgå til de nye regler med det samme sæt overgangsregler, som eneretten fik. Da selskaberne ikke overgik til det nye regelsæt i 2004, har de derfor siden haft fordel af de mere gunstige regler for kulbrintefradraget. Med det høje kulbrintefradrag har selskaberne potentielt haft mulighed for at undgå kulbrinteskatteposition i perioden.

For ikke både at give selskaberne fordelene af at være blevet beskattet efter gamle regler og yderligere muligheden for at udskyde overgangsperioden, kan selskaberne "løftes ind" i de overgangsregler, der er gældende for eneretten. Selskaberne vil således kunne udnytte overgangsreglerne, der er gældende for eneretten, i resten af overgangsperioden.

6.1.1.3.1 Feltunderskud

Hvis adgangen til at anvende uudnyttede feltunderskud under de nye regler skal svare til overgangsreglerne for DUC (L62) men med hensyntagen til, at overgangsreglerne kun skal gælde i den resterende overgangsperiode for DUC, indebærer det, at underskud kan fremføres og modregnes i kulbrinteindkomsten med 6 pct. hvert år i årene til og med 2016. Resterende uudnyttede feltunderskud bortfalder.

Herved kan selskaberne – hvis reglerne skal gælde fra 2014 – maksimalt udnytte 18 pct. af de akkumulerede feltunderskud.

Den lavere procentsats set i forhold til den procentsats, der blev fastsat med L62, skal ses i forhold til en situation, hvor selskaberne var overgået til nye regler i 2004. Selskaberne har siden 2004 haft mulighed for at udnytte det høje kulbrintefradrag i de gamle regler til at oparbejde yderligere feltunderskud. Endvidere har selskaberne haft adgang til at modregne disse feltunderskud fuldt ud i kulbrinteindkomsten frem til overgangen til nye regler (i det omfang feltafgrænsningen ikke har begrænset dette).

6.1.1.3.2 Kulbrintefradrag

Overgangsreglen fra L62 vedrørende kulbrintefradrag vedrørte investeringer, der blev foretaget før 1. januar 2004. Med overgangsreglen kunne der ydes et kulbrintefradrag af disse med 10 pct. i 10 år. I 2013 vil denne overgangsregel således være udløbet.

Hvis selskaberne skal indtræde i de overgangsregler, der blev indført ved overgangen i 2004 for DUC, skal selskaberne overgå direkte til nye regler. Dvs., at selskaberne har et kulbrintefradrag på 5 pct. årligt i 6 år, men fradraget bortfalder, hvis der efter gældende regler er givet et kulbrintefradrag på 30 pct. eller mere.

Oversigtstabel 6.3: Modeller for overgang til nye regler for tilladelser omfattet af gamle regler

	Model 1	Model 2
Kulbrintefradraget	Kulbrintefradraget for investeringer før overgangen kan foretages med 10 pct. i 10 år. Dvs. nedsættelse af satsen fra 25 pct. til 10 pct. (L62).	Direkte overgang til nye regler. Dvs., kulbrintefradrag på 5 pct. årligt i 6 år. Ikke yderligere fradrag, hvis der efter gældende regler er givet et kulbrintefradrag på 30 pct. eller mere.
Feltunderskud	71 pct. af de uudnyttede feltunderskud på overgangstidspunktet samles og modregnes generelt i fremtidig kulbrinteindkomst. Feltunderskud ved udgangen af indkomståret x1 (sidste indkomstår før overgangen) kan modregnes med 2,5 pct. i hvert af indkomstårene x2 og x3 og 6 pct. i hvert af indkomstårene x4-x14. Resterende uudnyttede feltunderskud bortfalder.	Uudnyttede feltunderskud kan fremføres og modregnes i kulbrinteindkomsten med 6 pct. hvert år i årene indtil 2016. Resterende uudnyttede feltunderskud bortfalder.
	Det er en betingelse, at der er afskrevet fuldt ud i det sidste indkomstår før overgangen (x1). Fremførselsberettigede underskud på overgangstidspunktet bortfalder ikke, hvis selskabet efterfølgende er modtagende selskab i en skattefri omstrukturering.	

Det bemærkes, at elementerne i de to modeller kan kombineres, og at der kan skrues op og ned for perioder og satser.

Endelig bemærkes, at udvalget vurderer, at de to modeller er i overensstemmelse med statsstøttere reglerne, men at der vil skulle foretages en endelig afklaring heraf.

6.1.1.4 Provenumæssige konsekvenser

Skønnet for grundrenten er baseret på forventningerne til værdien af den fremtidige produktion i Nordsøen på baggrund af seneste budgetteringsforudsætninger (Vækstplan DK – stærke virksomheder, flere job februar 2013) og Energistyrelsens produktionsprognose (efterår 2012). Foretages beregningen af de provenumæssige konsekvenser rent på produktionsprognosen, vil selskaberne ende i kulbrinteskatteposition. Det er imidlertid meget usandsynligt, at det vil ske i praksis.

I beregningen vedr. overgang til nye regler er det forudsat:

1. At der ikke vil være et provenu fra kulbrinteskatten, såfremt selskaberne forbliver på gamle regler.
2. At grundrenten øges som følge af, at forvridningerne reduceres, så grundrenten går fra at være 8 pct. mindre end det maksimale til på nye regler at være 3 pct. mindre end den maksimale grundrente.

Merprovenuet opnås altså ved, at statens andel stiger som følge af et provenu fra kulbrinteskatten, og at der sker en forøgelse af grundrenten som følge af, at forvridningerne reduceres.

Ved realistisk adfærd skønnes, at der er et overskud eller grundrente ved gamle regler på 115,1 mia. kr. Da det forventes, at selskaberne vil investere sig ud af kulbrinteskatteposition, opnår staten alene en andel af overskuddet via rørledningsafgift og selskabsskat. Nutidsværdien af de samlede skatter på gamle regler skønnes at være 36,0 mia. kr.

Ved nye regler er der langt færre forvridninger, og man kan forvente, at grundrenten stiger til 121,3 mia. kr. Ved de nye regler kan selskaberne ikke længere investere sig ud af kulbrinteskatteposition. Staten opnår derved en andel af overskuddet via selskabsskat og kulbrinteskateposition. Nutidsværdien af den samlede skattebetaling skønnes at være hhv. 63,7 mia. kr. og 69,5 mia. kr. – afhængig af overgangsregler.

Selv om skatterne stiger med mellem 27,8 og 33,6 mia. kr., falder selskabernes overskud efter skat ikke med mere end mellem 21,5 og 27,3 mia. kr. Det skyldes, at der sker en forøgelse af grundrenten, hvilket gør merbelastningen for selskaberne mindre end statens merprovenu.

Provenuprofilen af en ændring af kulbrintebeskatningen til nye regler for tilladelser, der i dag beskattes efter gamle regler, fremgår af *tabel 6.1*.

Tabel 6.1. Merprovenu ved en ændring af beskatningen fra gamle til nye regler (2014-niveau)

	Rørledningsafgift	Selskabsskat	Kulbrinteskate		Merprovenu	
			Model 1	Model 2	Model 1	Model 2
Mio. Kr.						
2014	-375	140	0	0	-235	-235
2015	-445	160	0	55	-285	-230
2016	-725	320	760	2.140	360	1.735
2017	-755	340	3.305	4.175	2.890	3.760
2018	-830	370	3.600	4.425	3.140	3.965
2019	-790	365	3.560	4.290	3.130	3.860
2020	-715	310	2.870	3.495	2.460	3.090
2021	-585	250	2.345	2.925	2.010	2.590
2022	-495	220	2.055	2.465	1.780	2.190
2023	-420	190	1.910	2.115	1.675	1.885
2024	-360	160	1.615	1.810	1.420	1.615
2025	-310	145	1.415	1.605	1.250	1.435
2026	-280	130	1.310	1.495	1.166	1.345
2027	-250	125	1.515	1.570	1.385	1.440
2028	-225	110	1.415	1.445	1.300	1.330
2029	-205	100	1.310	1.315	1.205	1.210
2030	-195	90	1.165	1.165	1.065	1.065
2031	-195	90	1.150	1.150	1.045	1.045
2032	-195	85	1.085	1.085	980	980
2033	-190	85	975	975	870	870
2034	-185	80	895	895	790	790
2035	-185	75	805	805	700	700
2036	-185	75	810	810	705	705
2037	-180	70	750	750	645	645
2038	-180	70	805	805	700	700
2039	-160	65	705	705	605	605
2040	-125	30	360	360	265	265
2041	-110	20	100	100	15	15
2042	-95	25	275	275	205	205

Nutidsværdi, mia. kr. 27,8 33,6

Varig virkning *før* korrektion for statens andel i DONG og Nordsøfonden, mio. kr. 470 570

Varig virkning *efter* korrektion for statens andel i DONG og Nordsøfonden, mio. kr. 345 395

Anm.: I hhv. 2020, 2030, 2033, 2040 og 2041 sker der en nedlukning af felter. Da afviklingsomkostningerne kan fradrages i kulbrinteindkomsten, reduceres merprovenuet i de pågældende år. Det bemærkes yderligere, at de to modeller for overgangsregler gør, at selskaberne udnytter fremførte underskud i forskellig takt i de to modeller, hvorfor provenuprofilerne for de to modeller først er sammenfaldende i 2030.

En overgang til nye regler for tilladelser, der i dag beskattes efter gamle regler, vil medføre et merprovenu, *jf. tabel 6.1*. Det bemærkes dog, at der i de første år efter overgangen vil være et mindre provenu forbundet med forslaget. På gamle regler opnår staten en andel af overskuddet via rørledningsafgiften og selskabsskat, mens statens andel på nye regler opnås via selskabsskat og kulbrinteskate. I de første år efter overgangen fra gamle til nye regler er det vurderingen, at selskaberne ikke vil være i kulbrinteskatteposition, da de vil have mulighed for at

udnytte fremførte underskud, hvorved staten alene vil opnå en selskabsskattebetaling. Da rørledningsafgiften på gamle regler kan fradrages i grundlaget for selskabsskatten på gamle regler, vil det medføre en øget selskabsskattebetaling på nye regler. I de første år opvejes den mistede rørledningsafgift dog ikke af en øget kulbrinte- og selskabsskattebetaling.

Produktionen af både olie og gas forventes at stige markant i årene efter 2014. Olieproduktionen topper i 2018, mens gasproduktionen først topper i 2027. Værdien af produktionen vil således være ca. 2,5 gange så stor i 2019, som den forventes at være i 2014. Sammenfaldet mellem den markante produktionsstigning og ændring af reglerne gør, at der allerede vil være et merprovenu fra 2016 for begge modeller.

Samlet set skønnes der et varigt merprovenu før korrektion for statens andel i DONG og Nordsøfonden på hhv. 470 mio. kr. i model 1 og 570 mio. kr. i model 2.

En del af merprovenuet vedrører en øget skattebetaling fra hhv. DONG og Nordsøfonden, hvilket betyder en nedgang i overskud og dermed udbetaling af udbytte til ejerne. Staten ejer 80 pct. af aktier i DONG, hvorfor staten bærer 80 pct. af det reducerede overskud efter skat.

Korrigeres der både for statens andel i DONG og Nordsøfonden, opnås et varigt merprovenu på 345 mio. kr. i model 1 og 395 mio. kr. i model 2.

Endelig bemærkes, at det generelt er forbundet med betydelig usikkerhed at skønne over provenuet fra beskatningen af kulbrinteindvinding i Nordsøen. Usikkerheden skyldes blandt andet udsvingene i olieprisen og dollarkursen. Store udsving i olieprisen vil således have betydelige konsekvenser for provenuet.

6.2 Ændring af beskatningen for tilladelser på nye regler

6.2.1 Nordsøaftalen – er staten bundet af aftalen?

Udvalget har bedt Kammeradvokaten om en vurdering af, hvorvidt den omstændighed, at olieprisen i dag er væsentlig højere end forudsat ved indgåelsen af Nordsøaftalen (eller med henvisning til andre forhold, der kan siges at have udviklet sig anderledes end forventet ved aftalens indgåelse), er grundlag for at tilsidesætte aftalen med henvisning til bristende forudsætninger m.v.

Det er entydigt vurderingen, at Nordsøaftalen ikke på det foreliggende grundlag kan tilsidesættes, selvom olieprisen er steget siden aftalens indgåelse. Ifølge Kammeradvokaten foreligger der ikke bristende forudsætninger i aftaleretlig forstand, og aftalen kan ikke tilsidesættes som åbenbart urimelig. Der kan henvises til Kammeradvokatens notat om statens adgang til at kræve ændringer af Nordsøaftalen, vedlagt som bilag 2 til rapporten.

Ud over spørgsmålet, om staten aftaleretligt er bundet af aftalen, har der været stillet spørgsmål ved, om regeringen overhovedet kunne indgå en sådan aftale med bindende virkning for fremtidige regeringer og Folketing.

Dette spørgsmål blev behandlet af Justitsministeriets lovafdeling i forbindelse med Folketingets behandling af Nordsøaftalen i 2003 (L62 – bilag 19). Konklusionen var, at kompensationsaftalen ikke gav anledning til overvejelser i forhold til grundloven, da der alene var tale om at yde kompensation inden for rammerne af den nettofordel, som staten opnåede ved indgåelsen af den samlede Nordsøaftale. Udvalget har ikke iværksat yderligere analyser af dette spørgsmål.

Staten er således bundet af den aftale, der blev indgået i 2003.

6.2.2 Optionerne for ændring af beskatningen inden for aftalens rammer

Et flertal i Folketinget kan – uanset at staten er bundet af Nordsøaftalen – stadig ændre/skærpe beskatningen, men det kan efter omstændighederne udløse kompensation i henhold til den indgåede aftale herom.

6.2.2.1 Kompensationsaftalen – generelt

Aftalen om kompensation blev indgået som en del af Nordsøaftalen i 2003. Formålet var at give bevillingshaverne sikkerhed for, at den økonomiske balance mellem parterne ikke ved senere lovgivning blev forrykket til skade for DUC.

Ved kompensationsaftalen afskæres lovgivningsmagten således ikke fra at ændre beskatningen, men staten skal – kort fortalt – tilbagegive de fordele, den fik ved Nordsøaftalen.

Der skal gives kompensation, hvis

1. den økonomiske stilling for DUC selskaberne bliver forringet ved nye eller ændrede love/regler³² i forhold til den retstilstand, der var vedtaget eller var DUC-partnerne bekendt ved aftalens indgåelse.
2. ændringerne specifikt rammer producenterne af kulbrinter på dansk område, mens generelle og ikke-diskriminerende ændringer af retstilstanden ikke medfører ret til kompensation.

Udgangspunktet er altså, at DUC-selskaberne skal stilles på samme måde, som hvis skærpelsen ikke var gennemført. Parterne har imidlertid samtidig aftalt et loft over kompensationen.

³² Kompensationsaftalen gælder kun for lov-/regelændringer, der vedrører den virksomhed, der udøves i henhold til eneretsbevillingen, dvs. efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund, jf. kompensationsaftalens § 1.

Kompensationen kan således – uanset at skærpelsen er større – maksimalt udgøre statens årlige akkumulerede nettofordel for perioden 1. januar 2004 til 8. juli 2042.

Nettofordelen beregnes som:

- + overskudsdeling/statsdeltagelse
- + ikke anvendelse af muligheder for overvæltning på DONG
- mistet royalty

Udvalget har med bistand fra Kammeradvokaten foretaget en nøje analyse og juridisk vurdering af Nordsøaftalen, herunder kompensationsaftalen. Konklusionen er, at det med respekt af Nordsøaftalen er vanskeligt at pege på tiltag, som med sikkerhed vil medføre et merprovenu fra eneretsbevillingen efter kompensation.

Af hensyn til beskyttelsen af statens økonomiske interesse som aftalepart og part i en eventuel tvist om forståelsen af aftalen har udvalget besluttet ikke at offentliggøre de juridiske vurderinger.

6.3 Generelle tiltag

6.3.1 Fremme af ny teknologi

Der er potentielt en stor gevinst ved øget olieindvinding. Energistyrelsens skøn for de teknologiske ressourcer for olie forudsætter en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på de danske felter og fund med 5 pct. point.

Hovedparten af teknologibidraget på 5 pct. forventes opnået ved ibrugtagning af ny teknologi, hvor CO₂-injeceres i de store producerende felter sammen med vandinjektion (Enhanced Oil Recovery - EOR), mens resten er mindre bidrag fra andre teknologiske tiltag. Det er i produktionsprognosen forudsat, at CO₂-injektion vil bidrage til produktionen fra perioden 2020-2025, mens bidragene til produktionen fra de øvrige tiltag vil være fordelt ud over prognoseperioden fra 2018.

Det er væsentligt, at de økonomiske vilkår understøtter, at de investeringer, der foretages, også er de samfundsøkonomisk mest hensigtsmæssige. Sigtet bør efter udvalgets opfattelse være en beskatning, der så vidt muligt ikke forvrider investeringsbeslutningen set i forhold til en situation uden skatter.

6.3.1.1 Samfundsøkonomisk hensigtsmæssige investeringer

De samfundsøkonomisk hensigtsmæssige investeringer sikres ved, at beskatningsmodellen er neutral. Det vil sige, at skattesystemet ikke forvrider investeringsbeslutningen set i forhold til en situation uden skatter, jf. kap. 5.

Tages der udgangspunkt i det nye regelsæt i kulbrintebeskatningen, er der nogle mindre afvigelser i forhold til et helt neutralt system, jf. kap 5.3. I et neutralt system er der fradrag for egenkapitalen, underskud forrentes, og underskuddenes skatteværdi udbetales ved ophør. I det nye regelsæt er der et kulbrintefradrag på i alt 30 pct., underskud kan fremføres uden forrentning, og skatteværdien af fjernelsesomkostninger udbetales ved ophør af produktion.

Det er således kulbrintefradragets størrelse, andelen af investeringerne, der er finansieret med egenkapital, og selskabernes mulighed for at udnytte underskud, der er afgørende for, om skattesystemet medvirker til, at der bliver foretaget de samfundsøkonomisk optimale investeringer – herunder i ny teknologi.

6.3.1.1.1 Kulbrintefradraget

Alle investeringsomkostningerne skal kunne fradrages, hvis ikke investeringsbeslutningen skal forvrides.

I det gældende system udløser en investering et kulbrintefradrag på i alt 30 pct. Herudover kan afskrivninger og renteudgifter fradrages. Spørgsmålet er, hvor meget kontantværdien af fradragene afviger fra de faktiske omkostninger, der er forbundet med investeringen. Er kontantværdien af de samlede fradrag mindre end de sande omkostninger, vil der blive investeret mindre end det samfundsøkonomisk hensigtsmæssige. Er kontantværdien af fradragene højere end de sande omkostninger, vil der derimod blive investeret for meget.

Kontantværdien af kulbrintefradraget for investeringer foretaget henholdsvis primo, medio og ultimo et indkomstår er vist i tabel 6.2 ved rentesatser mellem 2 pct. og 8 pct. og udgør mellem 28,3 og 24 pct.

Tabel 6.2. Kontantværdien af kulbrintefradraget for investeringer foretaget medio et indkomstår ved forskellige rentesatser

Rente	Pct.						
	2	3	4	5	6	7	8
Kontantværdi af kulbrintefradraget	28,3	27,5	26,7	26,0	25,3	24,7	24,0

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

Når der ydes et kulbrintefradrag på i alt 30 pct., gives der et ekstra fradrag med en kontantværdi på 26,0 pct. af investeringens værdi ved en rente på 5 pct., jf. tabel 6.2. Dette fradrag er ud over det fradrag, som de almindelige afskrivninger udløser, og kulbrintefradraget skal derfor ses i sammenhæng med de øvrige fradrag, som en investering giver adgang til.

Uanset hvordan der afskrives, vil det gælde, at der gives fuldt fradrag for investeringsomkostningerne, hvis blot det gælder, at der kan beregnes et fradrag for forrentningen af den nedskrevne værdi af aktivet, uanset om den er finansieret med egen- eller fremmedkapital, jf. boks 6.1.

Boks 6.1. Beregning af kontantværdien af afskrivninger og rentefradrag

Kontantværdien af fradraget som en investering i f.eks. en produktionsplatform, hvor der er mulighed for at afskrive a pct. årligt af saldoen, og diskonteringsfaktoren er r . Det vil her gælde, at kontantværdien af afskrivningerne som andel af investeringen, der forudsættes foretaget primo, er:

$$\text{Kontantværdi af saldoafskrivninger} = a/(a+r)$$

Er diskonteringsfaktoren 5 pct., og der kan afskrives 15 pct. af saldoen, er kontantværdien af afskrivningerne dermed:

$$15/(15+5) = 3/4 = 75,00 \text{ pct.}$$

Hvis det samtidigt gælder, at investeringsudgiften er fuldstændig fremmedkapitalfinansieret, og låne-
ne reduceres i takt med, at afskrivningerne foretages, vil det gælde, at kontantværdien af rentefradraget er:

$$\text{Kontantværdi af rentefradrag} = r/(a+r)$$

Er renten 5 pct., og der kan afskrives 15 pct. af saldoen, er kontantværdien af rentefradragene, hvor lån svarer til den nedskrevne værdi på $5/(15+5) = 1/4 = 0,25$ pct.

Det bemærkes, at summen af kontantværdien af rentefradraget - $r/(a+r)$ - og afskrivningerne - $a/(a+r)$ = 1

I afskrivningsloven er der fastsat forskellige afskrivningssatser for forskellige typer af kapitaludstyr. Driftsmidler afskrives med 25 pct., større produktionsanlæg som produktionsplatforme afskrives med 15 pct., mens rørledninger m.v. afskrives med 7 pct. I tabel 6.3 er kontantværdien af afskrivningerne for hhv. driftsmidler, platforme og rørledninger m.v. angivet ved forskellige rentesatser.

Tabel 6.3. Kontantværdien af afskrivninger for investeringer i hhv. driftsmidler, platforme og rørledninger m.v. ved forskellige rentesatser

Rente	Driftsmidler	Platforme	Rørledninger m.v.
	Pct.		
2	93,5	89,1	78,6
3	90,6	84,6	71,1
4	87,9	80,5	64,9
5	85,4	76,9	59,8
6	83,1	73,6	55,5
7	80,9	70,6	51,8
8	78,8	67,8	48,5

Kilde: Skatteministeriets beregninger

Af tabel 6.3 ses det, at de nuværende afskrivningsregler for driftsmidler, hvor der kan afskrives 25 pct. om året, giver en kontantværdi af afskrivningerne på ca. 85,4 pct. af investeringen, når renten er 5 pct. For produktionsplatforme er værdien ca. 76,9 pct. og for rørledninger m.v. ca. 59,8 pct.

Afskrivningerne giver dermed ikke fuldt fradrag for kapitalomkostningerne, som hvis det havde været muligt at straksafskrive investeringerne. Der er imidlertid også fradrag for finansieringsomkostningerne – dog kun for den andel, der er fremmedkapitalfinansieret. Hvis der eksempelvis bliver foretaget en investering i et driftsmiddel, og investeringen er fuldt fremmedkapitalfinansieret, vil der udover et fradrag ved afskrivninger med en kontantværdi på 85,4 pct. af investeringen også blive givet et rentefradrag med en kontantværdi på 14,6 pct. af investeringen. Samlet set vil alle investeringsomkostningerne kunne fradrages, *jf. boks 6.1*.

Givet at en del af investeringen er egenkapitalfinansieret, er der ikke fuldt fradrag for investeringsomkostningerne, da der ikke er fradrag for egenkapitalfinansieringen³³. Kontantværdien af afskrivninger og renteudgifter er derfor mindre end de sande omkostninger. Modsat udløser investeringerne et kulbrintefradrag, som kan ses som kompensation herfor.

Hvor stor afvigelsen er fra de sande omkostninger, vil afhænge af, hvor stor en andel af investeringen, der er finansieret med egenkapital. I tabel 6.4 er afvigelsen fra de sande omkostninger ved en investering angivet ved forskellig andel af egenkapitalfinansiering.

³³ Omkostningen ved egenkapitalfinansiering er den renteindtægt, som selskabet ikke har ved alternativt have investeret egenkapitalen.

Tabel 6.4. Afvigelse fra de sande omkostninger ved fravær af fradrag for egenkapitalfinansiering, men med kulbrintefradrag på i alt 30 pct.

Egenkapital andel	Driftsmidler		Produktionsplatforme		Rørledninger	
	Fravær af egenkapital	Efter kulbrintefradrag	Fravær af egenkapital	Efter kulbrintefradrag	Fravær af egenkapital	Efter kulbrintefradrag
Pct.						
0	0	-26	0	-26	0	-26
20	2,9	-23,1	4,6	-21,4	8	-18
33,33	4,9	-21,1	7,7	-18,3	13,4	-12,6
40	5,8	-20,2	9,2	-16,8	16,1	-9,9
50	7,3	-18,7	11,6	-14,4	20,1	-5,9
60	8,8	-17,2	13,9	-12,1	24,1	-1,9
66,67	9,7	-16,3	15,4	-10,6	26,8	0,8
80	11,7	-14,3	18,5	-7,5	32,2	6,2
100	14,6	-11,4	23,1	-2,9	40,2	14,2

Kilde: Skatteministeriets beregninger

Hvis virksomhederne er finansieret med 20 pct. egenkapital og 80 pct. fremmedkapital, vil fravær af fradrag for forrentning af egenkapital svare til, at der gives 4,6 pct. af investeringsudgiften for lidt i fradrag for produktionsplatforme, *jf. tabel 6.4*. Da man imidlertid får 26 pct. for store fradrag ved kulbrintefradraget, gives der netto 21,4 pct. for store fradrag. Af tabellen ses det desuden, at det alene er ved en egenkapitalfinansiering på mere end 2/3 af investeringer i aktiver med meget lang levetid som f.eks. rørledninger, at de samlede fradrag er mindre end de sande omkostninger.

Kulbrintefradraget overkompenserer dermed for det forhold, at selskaberne ikke har fradrag for egenkapitalfinansieringen, hvorved der vil være en vis tilskyndelse til overinvestering. Kulbrintefradraget kommer dermed til at fungere som et tilskud til investeringer – herunder i ny teknologi.

Udvalget har på denne baggrund ikke fundet anledning til at ændre de generelle skattevilkår af hensyn til den fortsatte efterforskning og investering i ny teknologi m.v.

Udvalget peger dog på visse justeringer af beskattningen af hensyn til en mere hensigtsmæssig skattemæssig behandling i tilfælde, hvor der anvendes CO₂-injektion ved olieindvindingen. De konkrete anbefalinger omtales nedenfor under afsnit 6.4.3.

6.3.2 Skattesystemets behandling af underskud

Hvorvidt det eksisterende skattesystem tilskynder selskaberne til at foretage investeringer i efterforskning og ny teknologi afhænger af, om det enkelte selskab er i skatteposition eller ej.

Ved de nye regler har selskaberne, der er i skatteposition, mulighed for at udnytte investeringsomkostningerne, der er i forbindelse med investeringer i ny teknologi og efterforskning, da omkostningerne gennem de årlige afskrivninger og kulbrinte fradraget på 5 pct. i 6 år kan fradrages i skattegrundlaget. Herved påtager staten sig en del af risikoen, der er forbundet med investeringerne.

Samlet set har de selskaber, der er i skatteposition eller kommer det, et incitament til at foretage investeringer, der kan øge deres indtjening.

Staten påtager sig derimod ikke den samme risiko for selskaber, der beskattes efter nye regler, og endnu ikke er eller kommer i skatteposition. De investeringer, der er rentable uden skat og dermed samfundsøkonomisk hensigtsmæssige, vil ikke nødvendigvis være rentable for disse selskaber. Det skyldes, at eventuelt positivt afkast bliver beskattet, mens det eventuelle negative afkast ikke bliver reduceret tilsvarende ved muligheden for at fradrage omkostningen i indkomst fra et andet felt.

For de selskaber, der ikke er i skatteposition, vil der således være asymmetri mellem beskattning af afkast og den skattemæssige behandling af underskud, jf. boks 6.2.

Boks 6.2. Skattens betydning for et selskabs beslutning om at påbegynde produktion, når selskabet ikke er i skatteposition

Betydningen af, at skattesystemet behandler positive og negative afkast forskelligt, kan vises ved at betragte et selskab, der skal foretage en beslutning om, hvorvidt selskabet skal påbegynde produktion eller ej. Det bemærkes, at selskabet alene har en andel i ét felt.

Der er to lige sandsynlige udfald for produktionen i feltet: Enten bliver produktionen høj, og selskabet opnår et overskud på 100, eller også er produktionen så lav, at omkostningerne ikke bliver dækket, hvorved selskabet har et underskud på -60.

I første omgang tages der udgangspunkt i en situation uden skatter. Her vil selskabets optimale investeringsbeslutning være sammenfaldende med den samfundsøkonomisk optimale. Set ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv bør produktionen påbegyndes, hvis det sandsynlighedsvægtede afkast er positivt. Selskabets forventede afkast kan beregnes til:

$$\text{Sandsynlighedsvægtet afkast} = 100 \cdot 0,5 + (-60) \cdot 0,5 = 20$$

Det sandsynlighedsvægtede afkast er positivt, og selskabet bør derfor påbegynde produktion.

Dernæst ses der på en situation, hvor et positivt afkast i feltet bliver beskattet med 50 pct. I dette tilfælde kan det sandsynlighedsvægtede afkast efter skat beregnes til:

$$\text{Sandsynlighedsvægtet afkast efter skat} = (100 \cdot 0,5) \cdot 0,5 + (-60) \cdot 0,5 = -5$$

Med skat af det positive afkast vil det sandsynlighedsvægtede afkast blive negativt, hvorved selskabet ikke påbegynder produktion.

Fik selskabet derimod udbetalt skatteværdien af tabet i tilfælde af den lave produktion, ville investeringsbeslutningen ikke blive forvredet af skattesystemet. Det ses ved at udregne:

$$\text{Sandsynlighedsvægtet afkast efter skat} = (100 \cdot 0,5) \cdot 0,5 + (-60 \cdot 0,5) \cdot 0,5 = 10$$

Det, at positive og negative afkast behandles ens, gør altså, at selskabet handler som i situationen uden skat og dermed gennemfører de samfundsøkonomisk optimale projekter.

En ligestilling af selskaber, der ikke er eller kommer i skatteposition, med selskaber, der er i skatteposition, kan opnås ved at give selskaberne mulighed for at få udbetalt skatteværdien af uudnyttede underskud ved ophør. Herved vil de samfundsøkonomiske hensigtsmæssige investeringer blive foretaget, uafhængigt af om selskabet, der har licens i det pågældende felt, er i skatteposition eller ej.

De norske kulbrintebeskatningsregler indebærer, at underskud kan fremføres tidsubegrænset med en rente, og skatteværdien af et uudnyttet underskud kan kræves udbetalt ved ophør. Herudover kan selskabet kræve skatteværdien af efterforskningsudgifter (eksklusiv finansieringsudgifter) udbetalt (maksimeret til årets nettounderskud). Beløbet opgøres i forbindelse med indkomstopgørelsen for det enkelte indkomstår.

Det bemærkes, at problemstillingen er den samme for selskaber, der ikke er i skatteposition, som den er for nye aktører i 7. udbudsrunde.

6.3.3 Særlige skattemæssige problemstillinger i relation til indvinding af kulbrinter ved CO₂-injektion

CO₂ EOR teknologien (Enhanced Oil Recovery) er karakteriseret ved, at der – ud over at medvirke til øget kulbrinteindvinding – også sker lagring af den anvendte CO₂ i undergrunden. Der udøves således i princippet 2 forskellige aktiviteter.

I dag er indtægter ved lagring af CO₂ i forbindelse med CO₂-injektion for at øge olieindvindingen ikke omfattet af kulbrintebeskatningen. Der skal derfor kun betales almindelig selskabsskat af sådanne indtægter. Der skal endvidere foretages en allokering af indtægter og omkostninger på henholdsvis kulbrinteindvindings- og lagringsaktiviteten.

Indledningsvis beskrives i afsnit 6.3.3.1 og 6.3.3.2 CO₂ (EOR) teknologien og regulering og overvågning af CO₂ (EOR) projekter. De nuværende skattemæssige vilkår er beskrevet i afsnit 6.3.3.3. Endelige fremgår udvalgets vurdering af de gældende vilkår af afsnit 6.4.3.4-6.

6.3.3.1 CO₂ (EOR) teknologien

I boksen nedenfor beskrives CO₂ EOR teknologien og perspektiverne herfor.

Boks 6.3. CO₂ EOR teknologien

Ved CO₂ EOR teknologien injiceres CO₂ i et oliereservoir med henblik på at forøge den andel af olien i reservoiret, som kan indvindes. Overordnet er processen, at der indsamles/fanges CO₂ ved store punktkilder som fx kraftværker og/eller større industrielle anlæg. Efterfølgende komprimeres og transporteres CO₂'en i specialbyggede skibe til Nordsøen, eller på længere sigt ved større voluminer i rørledninger.

CO₂ leveres til en tank på et nyt anlæg i Nordsøen og injiceres i reservoiret gennem eksisterende eller nye borer. I forbindelse med olie og gas produktionen vil noget af den injicerede CO₂ komme med op. På samme måde som ved produktion uden CO₂ vil man i processen med CO₂ adskille vand, naturgas og olie, men ved denne proces må man yderligere fraseparere CO₂. Denne CO₂ injiceres derefter på ny i feltet sammen med 'den nye' CO₂ fra tanken³⁴.

Selskabet, der ejer anlægget, hvor CO₂ opsamles, skal ikke erlægge kvoter svarende til de opsamlede mængder CO₂. Ved målinger på platformen sikres det, at CO₂ undtaget for kvoter ikke forsvinder i processen. Lagringen skal følge de nærmere bestemmelser i CCS direktivet, og der skal udstedes en særlig tilladelse til lagringsaktiviteterne af klima-, energi- og bygningsministeren efter reglerne i undergrundsloven.

Teknologien med opsamling af CO₂ fra store punktkilder er under udvikling men endnu ikke afprøvet i fuld skala. Der foregår injektion af CO₂ mhp. øget olieindvinding på land i USA³⁵, og injektion af CO₂ mhp. lagring offshore sker på to felter i Norge³⁶, men der er ikke noget sted i verden et projekt med CO₂ EOR til havs.

Når produktionen af olie indstilles, skal olieselskabet/operatøren overvåge feltet i en periode, der som udgangspunkt skal udgøre mindst 20 år for at opnå sikkerhed for, at CO₂'en forbliver i undergrunden. Af hensyn til overvågningen vil det formodentlig i et vist omfang være nødvendigt fortsat at have adgang til platforme, også hvor olieproduktionen ellers er indstillet.

Efter perioden nævnt ovenfor overdrages forpligtelserne vedr. den lagrede CO₂ til staten. Selskaberne skal i den forbindelse betale et beløb til staten, som dækker de forventede overvågningsomkostninger i en periode på 30 år. Det må forventes, at alle overfladeanlæg på dette tidspunkt vil være fjernet. Regulering og overvågning af CO₂ EOR projekter er nærmere omtalt nedenfor i afsnit 6.4.3.2.

³⁴ For iværksættelse af et første indledende CO₂ EOR projekt skal der anvendes i størrelsesordenen 1-2 mio. tons CO₂ om året, og på længere sigt, hvis teknologien viser sig at fungere og at kunne udbredes til flere felter, formentlig betydeligt større mængder.

³⁵ Her anvendes fortrinsvis naturligt forekommende CO₂, som er fundet i undergrunden, når man har ledt efter nye olie-/gasfelter.

³⁶ De 2 projekter offshore i Norge omfatter CO₂, som man er nødt til at udskille fra naturgas, før denne kan sælges. Det naturlige indhold af CO₂ i det, som kommer op fra undergrunden, er for højt til, at man kan sælge det uden at skille CO₂ fra.

Det har med det eksisterende omkostningsniveau (primært knyttet til opsamlingen af CO₂) endnu ikke været muligt for kommercielle aktører at etablere et CO₂ EOR projekt med rentabel projektøkonomi. Den største udfordring er at skabe adgang til tilstrækkelige mængder CO₂ til en passende pris samt at sikre stabile leverancer af CO₂ over en passende tidshorisont. Et marked for levering af CO₂ eksisterer ikke i Europa. Der er dog globalt enkelte større demonstrationsprojekter for opsamling af CO₂ på vej.

6.3.3.2 Regulering og overvågning af CO₂ EOR projekter

CCS-direktivet er implementeret ved lov om anvendelse af Danmarks undergrund ved lov nr. 541 af 30. maj 2011 (L 141, vedtaget af Folketinget den 24. maj 2011), og nogle meget tekniske forhold i CCS-direktivet er gennemført ved bekendtgørelse nr. 859 af 14. juli 2012.

CO₂, som er opsamlet fra store punktkilder og lagret i undergrunden, omfattes af kvotereguleringen på en sådan måde, at der ved en meget detaljeret overvågning og sikring af at CO₂ forbliver lagret, ikke skal erlægges CO₂ kvoter for sådanne mængder CO₂. Hvis noget af den lagrede CO₂ alligevel udledes, skal der erlægges kvoter herfor. Derfor er der også krav om nøje overvågning af opsamling, transport og lagringsfaserne også i en periode efter ophør af produktionen af olie, så det sikres, at den CO₂, der er pumpet ned i undergrunden, forbliver i lagene i undergrunden.

Når produktionen af olie fra feltet indstilles, skal olieselskabet/operatøren overvåge oliefeltet i en periode på ikke mindre end 20 år for at sikre, at alle tilgængelige oplysninger peger i retning af, at CO₂'en vil forblive fuldstændigt og permanent indesluttet i lagene i undergrunden. Periodens længde kan dog afkortes, hvis olieselskabet kan godtgøre, at dette kriterium er opfyldt før udløbet af de 20 år. Der vil typisk være tale om, at trykudviklingen i observationsboringer skal overvåges, ligesom man kan forstille sig, at der skal udføres seismiske undersøgelser af undergrunden med års mellemrum for at kortlægge og vurdere forholdene i undergrunden. Det vil formentlig betyde, at det i et vist omfang er nødvendigt fortsat at have adgang til platforme, hvorfra borerne er udført. Det kan medføre behov for fortsat vedligehold af dele af anlæggene i Nordsøen for sådanne formål og eventuelt også af anlæg, hvor olieproduktionen ellers er indstillet.

Det er på nuværende tidspunkt meget usikkert at vurdere sådanne forhold nærmere. Udgifter til overvågning og gennemførelse af eksempelvis seismisk kortlægning af undergrunden vurderes meget overslagsmæssigt til mellem 10 og 100 mio. kr. pr. år. De år, hvor der skal gennemføres en seismisk kortlægning, vil udgifterne ligge i den høje ende.

Når selskabet har godtgjort, at alt peger på, at den injicerede CO₂ vil forblive fuldstændigt og permanent indesluttet i lagene i oliefeltet, overdrages alle juridiske forpligtelser vedrørende

den lagrede CO₂ til staten. I den forbindelse, og på det tidspunkt, skal olieselskabet betale et beløb til staten, som dækker de forventede overvågningsomkostninger i en periode på 30 år.

Det må forventes, at alle overfladeanlæg på dette tidspunkt er fjernet (gennemført af olieselskaberne for deres regning), og at omkostningerne til overvågning i denne 30-års periode er betydeligt lavere end i ovennævnte 20-års periode. Det skyldes, at ansvaret først overtages af staten, når alt peger på, at CO₂ vil forblive fuldstændigt og permanent indesluttet. Det kan på den baggrund anslås, at omkostningerne vil blive noget mindre end i 20-års perioden. Et meget usikkert skøn kan angives til mellem 25 og 100 mio. kr. i alt.

6.3.3.3 Den nuværende beskatning af indtægter ved lagring af CO₂

Den gældende kulbrintebeskatning omfatter alene nærmere afgrænsede indtægter i forbindelse med efterforskning og indvinding af kulbrinter. Alene indkomst, der vedrører kulbrintevirksomheden, beskattes med den særlige kulbrinteskat, og alene udgifter, der vedrører denne virksomhed, kan fradrages ved opgørelsen af den skattepligtige kulbrinteindkomst. Anden indkomst beskattes efter de almindelige regler i skattelovgivningen. Det indebærer, at eventuel indkomst og udgifter, der vedrører lagringen af CO₂, alene beskattes efter de almindelige selskabsskatte regler.

Der skal foretages en allokering af indtægter og omkostninger på henholdsvis kulbrinteindvindings- og lagringsaktiviteten.

Værdien af den CO₂, der anvendes i produktionen/indvindingen af kulbrinter, vil være en fradragsberettiget omkostning ved opgørelsen af kulbrinteindkomsten, mens værdien af lagringen af CO₂ vil være en selskabsskattepligtig indkomst.

Det vil formentlig i praksis kunne være sådan, at kraftværket m.v. leverer CO₂ til den virksomhed, der indvinder kulbrinter, der som modydelse lagrer CO₂'en. Uanset, at der således ikke sker faktisk betaling for hverken CO₂'en eller lagringen, skal der ske en allokering og værdiansættelse af den enkelte ydelse af hensyn til, at indtægter og omkostninger skattemæssigt behandles korrekt.

Det kan give anledning til problemer i praksis at fordele indkomster/omkostninger. Eksempelvis vil anlæg, rør m.v., der bliver anvendt til CO₂-injektionen, tillige blive anvendt til lagring af CO₂. En del af omkostningerne til anlæg m.v. skal således som udgangspunkt allokere til lagringsaktiviteten. Virksomhederne skal med andre ord ikke have kulbrintefradrag for den fulde investering, i det omfang investeringen til dels vedrører lagringsaktiviteten.

6.3.3.4 Inddragelse under kulbrintebeskatningen af indtægter ved lagring af CO₂ i forbindelse med EOR

Det er udvalgets opfattelse, at den egentlige ressourcerente for så vidt angår indkomst genereret ved udnyttelse af undergrunden til lagring af CO₂ med henblik på EOR – helt tilsvarende

indvinding af kulbrinter – som udgangspunkt bør tilfalde staten. Det taler for på sigt at inddrage indtægter ved lagring af CO₂ under kulbrintebeskatningen³⁷.

Inddragelse af indtægter ved lagring af CO₂ under kulbrintebeskatningen, når lagringen sker i forbindelse med CO₂-injektion for at øge olieindvindingen, vil sikre, at investeringer relateret til lagringsaktiviteten behandles som kulbrinteaktivitet, herunder at der kan opnås kulbrintefradrag herfor. Samtidig sikres det, at indkomsten til gengæld kulbrintebeskattes.

Endvidere vil ændringen af afgrænsningen af kulbrinteindkomst sikre, at fjernelsesomkostninger ved ophør af lagringsaktiviteten (men efter ophør af kulbrinteaktiviteten) også bliver omfattet af den særlige carry back regel i kulbrinteskatteloven³⁸. Dermed bliver skatteværdien af uudnyttede underskud, som vedrører fradrag for fjernelsesomkostninger, udbetalt ved ophør af virksomheden, dog maksimalt den betalte kulbrinteskate. Denne problemstilling er nærmere beskrevet nedenfor i afsnit 6.3.3.5

Den ensartede beskatning af de forbundne aktiviteter indebærer endelig, at der ikke skal ske en allokering af indtægter og omkostninger på henholdsvis kulbrinteaktiviteten og lagringsaktiviteten – hvilket vil være en betydelig administrativ fordel.

6.3.3.5 Oprydningsomkostninger

Omkostninger til oprydning, der først udføres, når kulbrintevirksomheden er ophørt, og inden staten overtager ansvaret for lageret, rejser en særlig problemstilling i skattemæssig henseende, da der som udgangspunkt ikke gælder regler om carry back, dvs. mulighed for at foretage modregning i tidligere års positive kulbrinteskattepligtige indkomster.

Der er derfor i kulbrinteskattereglerne indført særlige carry back-regler, hvorefter skatteværdien af fjernelsesomkostninger vedrørende de sidste felter udbetales ved ophør af produktion – dog maksimalt svarende til den betalte kulbrinteskate. Reglen gælder alene i forhold til kulbrinteskatten, og er indført for at sikre selskaberne fradrag for de betydelige udgifter, der skal afholdes efter, at indvindingsvirksomheden er afsluttet.

³⁷ Udvalget har herved ikke taget stilling til den skattemæssige behandling af lagring af CO₂, der ikke sker i forbindelse med indvindingen af kulbrinter.

³⁸ Ifølge kulbrinteskattelovens § 20 E, stk. 3, udbetales skatteværdien af den del af underskuddet, som vedrører omkostninger til fjernelse af anlæg, jf. kulbrinteskattelovens § 10 A, til den skattepligtige, hvis der resteret et uudnyttet underskud ved endeligt ophør af kulbrintevirksomhed. Udbetalingen kan højst udgøre den kulbrinteskate, som den skattepligtige har betalt. Adgangen til carry back gælder alene tilladelser omfattet af de nye kulbrinteskatteregler indført i 2003, men vil – hvis tilladelser på gamle regler overføres til beskatning efter de nye regler følges – omfatte alle tilladelser.

Som beskrevet ovenfor vil ændringen af afgrænsningen af kulbrinteindkomsten sikre, at fjernelsesomkostninger ved ophør af lagringsaktiviteten (men efter ophør af kulbrinteaktiviteten) også bliver omfattet af den særlige carry back regel i kulbrinteskatteloven.

Som beskrevet ovenfor vil anlæggene formentlig blive fjernet successivt, således at hovedparten af anlæggene fjernes ved ophør af kulbrinteindvindingen, mens dele af anlæggene først fjernes, når selskabets pligt til at overvåge lageret ophører.

Adgangen til udbetaling af skatteværdien af underskud bør indrettes således, at retten til udbetalingen indtræder i takt med, at omkostningerne til fjernelse af anlæggene afholdes, dvs. første gang i forbindelse med fjernelsen af anlæg ved ophør af indvindingen og igen ved fjernelsen af de resterende dele af anlæggene, der har været benyttet i forbindelse med overvågningen af CO₂-lageret.

Endvidere tager de eksisterende regler ikke højde for andre omkostninger end de omkostninger, der er i forbindelse med fjernelse af anlæg. Udbetaling af skatteværdien for så vidt angår udgifter til eksempelvis CO₂-kvoter på et tidspunkt, hvor der ikke længere er indkomst fra kulbrinteindvinding, forudsætter således, at carry back reglen udvides i forhold til i dag til også at omfatte andre omkostninger relateret til lagringsaktiviteten.

6.3.3.6 Provenu ved inddragelse af indkomst fra lagring af CO₂ under kulbrintebeskatningen

Inddrages lagringsvirksomheden i kulbrintebeskatningen, vil indkomsten, som virksomheden modtager for CO₂-en, blive kulbrinteskattepligtig. Samtidig vil de investeringer, der foretages af lagringsvirksomheden, være kulbrintefradragsberettigede. Forslaget vil medføre et merprovenu i det omfang, merbeskatningen af indkomsten fra CO₂-kvoterne er større end skatteværdien af de øgede kulbrintefradrag.

Hertil bemærkes, at teknologien ikke er rentabel på nuværende tidspunkt. I det omfang, teknologien bliver rentabel, kan CO₂-injektion forventes påbegyndt i perioden 2020-2025. Det er vurderingen, at tiltaget vil kunne medføre et merprovenu på langt sigt. Størrelsen af provenuet vil være afhængig af prisen, som lagringsvirksomheden tager for lagring af CO₂, og hvor store mængder CO₂, der erhverves til injektionen.

I forhold til fjernelsesomkostninger er der ved gældende regler kun carry back for den del af fjernelsesomkostningerne, der vedrører kulbrinteindvindingsvirksomheden. Den resterende del af fjernelsesomkostningerne vil kunne fradrages i selskabets øvrige selskabsskattepligtige indkomst. Inddrages lagringsvirksomheden i kulbrintebeskatningen, vil selskabet kunne få carry back i den betalte kulbrinteskate for alle fjernelsesomkostninger. Dette skønnes isoleret set at medføre et provenutab. Langt størstedelen af anlæggene fjernes i forbindelse med ophøret af kulbrinteindvinding. Derfor skønnes det, at det kun er en mindre andel af fjernelsesomkostningerne, der vedrører lagringsvirksomheden.

6.3.4 Indkomst fra behandling og transport mv. for tredjepart

Siden produktionen af olie og gas toppede i henholdsvis 2004 og 2005 er der blevet ledig kapacitet i en række eksisterende produktionsanlæg og rørledninger. Denne kapacitet kan med fordel anvendes til indvinding af fund, der økonomisk set er marginale og ikke selv kan bære de betydelige omkostninger til etablering af behandlings- og transportanlæg. Det gør det ligeledes muligt ved udbygning af større fund at overveje, om fundene kan udnyttes mere rentabelt ved anvendelse af eksisterende infrastruktur fremfor at etablere nye anlæg.

De eksisterende anlæg kan eksempelvis benyttes til:

- Indvinding, behandling og transport af olie og gas.
- Levering af ydelser fra et anlæg i form af vand og gas til injektion eller løftegas til brug for produktion.
- Lagring af olie og anvendelse af bøjelastfaciliteter.

Rettighedshaveren til et økonomisk marginalt fund vil ofte være i en situation, hvor kun et bestemt anlæg kan benyttes, hvis fundet skal kunne udnyttes kommercielt. Ejeren af de eksisterende anlæg vil derfor i praksis have en monopolstilling overfor rettighedshaveren til fundet. Ejeren kan derfor opnå et overnormalt afkast ikke alene i tilfælde, hvor denne selv forestår indvindingen men også i tilfælde, hvor anlæg m.v. udnyttes til behandling og transport m.v. for tredjepart.

Aftaler om tredjepartsadgang er reguleret ved bekendtgørelse nr. 1132 af 5. december 2011 om andres brug af anlæg til indvinding, behandling og transport m.v. af kulbrinter (tredjepartsadgang). Målet med bekendtgørelsen er at forenkle og forkorte forhandlingsforløbet i forbindelse med indgåelse af aftaler om adgang til eksisterende faciliteter samt at sikre, at fortjenesten ved indvinding af olie og gas hovedsageligt tilfalder rettighedshaveren til kulbrinteforekomsten.

6.3.4.1 Beskatningen af indkomst ved aftaler om tredjepartsadgang

Mens indvindingen af kulbrinter både er selskabs- og kulbrintebeskattet, er indkomst fra behandling og transport m.v. for tredjepart alene selskabsbeskattet.

I det omfang bekendtgørelsen fuldt ud sikrer, at fortjenesten ved indvinding af olie og gas hovedsageligt tilfalder rettighedshaveren til kulbrinteforekomsten, vil det overnormale afkast blive beskattet hos rettighedshaveren til kulbrinteforekomsten, og vil dermed blive omfattet af den særlige kulbrintebeskatning.

Omvendt vil det overnormale afkast ikke være undergivet kulbrintebeskatning, i det omfang fortjenesten tilfalder ejeren af anlægget, da kulbrintebeskatningen ikke i dag omfatter behandling og transport m.v. af kulbrinter for tredjepart.

Det kan således potentielt forekomme, at ejeren skattemæssigt stilles forskelligt afhængig af, om denne udnytter anlæg m.v. til produktion af kulbrinter, eller om indkomsten er opnået ved aftale om tredjepartsadgang.

6.3.4.2 Inddragelse af indkomsten fra behandling og transport m.v. af kulbrinter for tredjepart under kulbrintebeskatningen

En inddragelse indkomsten fra behandling og transport m.v. af kulbrinter for tredjepart under kulbrintebeskatningen vil sikre, at det overnormale afkast altid kulbrintebeskattes, herunder at den indkomst, der relaterer sig til investeringer, for hvilke der er opnået kulbrintefradrag, tilsvarende omfattes af kulbrintebeskatningen.

Samtidig indebærer den ensartede beskatning, at der ikke skal ske en allokering af omkostninger, herunder afskrivninger m.v. på henholdsvis ejerens kulbrinteaktiviteter og aktiviteten bestående i, at ejeren stiller anlæg m.v. til rådighed for tredjepart.

Det bemærkes, at en udvidelse af definitionen af kulbrinteindkomsten til også at omfatte indkomst fra tredjepartsadgang, ikke i sig selv vil føre til lavere priser for tredjepartsadgang. Ejere af infrastrukturen vil stadig have en monopollignende stilling overfor rettighedshaverne til fundet, og vil derfor også stadig have et incitament til at "inddrage" det overnormale afkast via høje priser. En del af det overnormale afkast vil således stadig tilfalde ejeren af infrastrukturen.

6.3.4.3 Provenu

Provenuet ved for fremtiden at inddrage indkomst fra behandling og transport m.v. for tredjepart i kulbrinteindkomst vurderes at være relativt beskedent.

Den del af tredjepartsadgangen, der vedrører transport af olie og gas, er reguleret af hhv. Energistyrelsen og Energitilsynet. Priserne er fastsat sådan, at det overnormale afkast tilfalder rettighedshaveren, og der vil derfor ikke opstå et merprovenu herfra.

I dag er det kun en mindre del af kulbrinterne i Nordsøen, der bliver udvundet ved brug af tredjepartsadgang. Det vurderes dog, at omfanget af tredjepartsadgang vil stige i takt med, at der bliver mere ledig kapacitet på de eksisterende anlæg, og marginale fund kommer til at udgøre en større andel af forekomsterne.

Danmark er et efterforskningsmæssigt modent område, og det er derfor mest sandsynligt, at der bliver gjort mindre fund. Disse fund vil være af en sådan størrelse, at udnyttelse af dem forudsætter tilknytning til eksisterende infrastruktur, og vil dermed indebære tredjepartsadgang.

Merprovenuet opstår i det omfang, bekendtgørelsen om tredjepartsadgang ikke sikrer, at for-
tjenesten ved indvinding af olie og gas tilfalder rettighedshaveren til kulbrinteforekomsten,
hvorefter det overnormale afkast er flyttet til ejerne af infrastrukturen.

Bilag 1: Program for konference afholdt den 18. april 2012, liste over deltagere samt oplæg og notater fra oplægsholderne

Bilaget består af følgende:

1. Program for *Konference vedr. Eftersyn af Vilåårene for Kulbrinteindvinding*
2. Deltagerliste
3. *Hvordan sikrer den danske stat en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig udnyttelse af olie- og gasressourcerne i Nordsøen?*
ved overvismand Hans Jørgen Whitta-Jacobsen, De Økonomiske Råd (oplæg)
4. *Erfaringer med rammevilkår for kulbrinteproduktion i Norge*
ved professor Diderik Lund, Oslo Universitet (oplæg og notat)
5. *Olieselskabernes syn på rammevilkår for efterforskning og indvinding i Danmark*
ved Formand for Danish Operators Franz Willum Sørensen (oplæg)
6. *Branchens syn på rammevilkår for efterforskning og indvinding i Danmark*
ved Bestyrelsesformand for Danish Offshore Industry Verner Andersen (oplæg)
7. *Aftaleretlige muligheder for at forlange Nordsøaftalen tilsidesat*
ved professor, dr.jur. Mads Bryde Andersen, Københavns Universitet (oplæg og notat)

Program for Konference vedr. Eftersyn af Vilkårene for Kulbrinteindvinding

13.00-13.15 Velkomst og program

ved Direktør Otto Brøns-Petersen, Skatteministeriet

13.15- 13.35 Hvordan sikrer den danske stat en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig udnyttelse af olie- og gasressourcerne i Nordsøen?

ved Overvismand Hans Jørgen Whitta-Jacobsen, De Økonomiske Råd

13.35-13.55 Erfaringer med rammevilkår for kulbrinteproduktion i Norge

ved Professor Diderik Lund, Oslo Universitet

13.55- 14.15 Olieselskabernes syn på rammevilkår for efterforskning og indvinding i Danmark

ved Formand for Danish Operators Franz Willum Sørensen

14.15-14.35 Branchens syn på rammevilkår for efterforskning og indvinding i Danmark

ved Bestyrelsesformand for Danish Offshore Industry Verner Andersen

14.35-15.30 Debat

Kaffe- og kagepause

16.00-16.20 Aftaleretlige muligheder for at forlange Nordsøaftalen tilsidesat

ved Professor, dr.jur. Mads Bryde Andersen, Københavns Universitet

16.20-16.45 Debat

16.45-17.00 Afrunding

Tak for i dag

ved Otto Brøns-Petersen

Ordstyrer: Kommunikationsrådgiver Trine Sick

Udvalget vedrørende Eftersyn af Vilkårene for Kulbrinteindvinding

16. april 2012

Deltagerliste

Jonas Schytz Juul, Arbejderbevægelsens Erhvervsråd
Frans Clemmensen, Concito
Mads Lundby Hansen, Cepos
Poul Schou, De Økonomiske Råd
Henrik Klinge Jacobsen, Danmarks Tekniske Universitet
Lars Torbensen, Danish Offshore Industry
Esben Mortensen, Danish Offshore Industry
Flemming Horn Nielsen, Dong Energy, Danish Operators
Anders Würtzen, A.P. Møller-Mærsk, Danish Operators
Martin Næsby, Danish Operators
Tarjei Haaland, Greenpeace
Henrik Borring, Shell
Adam Jacobsen, Shell
Jakob Hald, Kraka
Sune Fugleholm, Kammeradvokaten
Jakob Kamby, Kammeradvokaten

Oplægsholdere:

Diderik Lund, Oslo Universitet
Mads Bryde Andersen, Københavns Universitet
Hans Jørgen Whitta-Jacobsen, De Økonomiske Råd
Verner Andersen, Danish Offshore Industry
Franz Willum Sørensen, Danish Operators

Ordstyrer:

Trine Sick, Trine Sick Kommunikation

Udvalget:

Formand Otto Brøns-Petersen, Skatteministeriet
Lise Bo Nielsen, Skatteministeriet
Jens Holger Helbo Hansen, Skatteministeriet
Birgitta Jacobsen, Energistyrelsen
Jens Skov-Spilling, Energistyrelsen
Jens Lundsgaard, Erhvervs- og Vækstministeriet
Niels Kleis Frederiksen, Finansministeriet

Beskatning af ressourcerne i Nordsøen

Hvordan sikrer den danske stat en samfundsøkonomisk
hensigtsmæssig udnyttelse af olie- og gasressourcerne
i Nordsøen?

Oplæg ved overvismand
Hans Jørgen Whitta-Jacobsen

Konference vedr. kulbrinteudvinding i Danmark
18. april 2012

Disposition

- Ressourcerente og beskatning principielt
- Nogle størrelsesordener
- Principbeskrivelse af nuværende beskatning
- Hvor hårdt beskattes ressourcerenten?
- Konklusioner

Ressourcerente og beskatning

principielt

- Tages for givet:
 - Privat operatørmodel => Beskatning
 - Almindelig kapitalafkastbeskatning, herunder selskabsskat
- Knapthed på olie og gas giver overnormal indtjening, ressourcerente:

Produktionsværdi

- omkostninger til materialer, løn og afskrivninger

= **Nettorestindkomst**

- forrentning af fremmedkapital

= **Selskabsindkomst (SI)** =

Normalafkast af egenkapital (NE)

+ **Ressourcerente (RR)** $\approx$ over normalt afkast af egenkapital

- Hvordan opdele SI i NE og RR?
 - Ideelt: RR fastlægges objektivt og NE residual
=> “omhu” sætter sig i NE
 - Praktisabelt: NE fastlægges som $r \times E$ og RR residual
=> “omhu” sætter sig i RR
- Naturressourcerne er samfundets ejendom: RR bør som udgangspunkt tilfalde samfundet (staten) =>
 - Almindelig (kapitalafkast-) beskatning af NE, meget høj beskatning, tæt på 100 %, af RR
- I praksis: RR må fastlægges residuelt. Incitamenter til omhu og hjemtagning af RR =>
 - Almindelig beskatning af NE, høj beskatning, fx 85 %, af RR

- Impl.: Selskabsskat på **hele** SI, særskat **kun** på RR
- En sådan beskatning (af RR!) er i princippet neutral:
 - forvrider ikke investeringsbeslutninger
 - forvrider ikke finansieringsbeslutninger (egen- / fremmedkapital)
- Grundlaget for neutral skat på RR bør være:
 - SI med fradrag for $NE = r \times E$
 - Ikke noget ekstraordinært investeringsfradrag som i dag
- Hvordan fastlægge fradraget $r \times E$ i praksis?
 - r = “risikofri” rente, fx 3 % p.a. (realt) => fuld symmetri i skattemæssig behandling af positiv og negativ RR
 - r = “risikofri” rente + risikotillæg, fx 8 % p.a. => ingen negativ skat

Nogle størrelsesordener

(Råstofudvinding)

	2003-10, pr. år Mia. kr., 2005-priser	2010 Mia. kr., 2005-priser	2010 Mia. kr., 2010-priser
Produktionsværdi	51	40	63
Omkostninger inkl. afskrivninger	15	16	19
Nettorestindkomst	36	25	44
Normalafkast af kapital (8 %)	6	6	7
Ressourcerente	31	19	38
Formue (samlet RR), ultimo 2010	847 mia. kr. = 48 % af BNP (Beregnet som skønnede reserver gange ressourcerenten pr. enhed olie/naturgas i 2010)		

- Formue (RR): Ca. 50 % af BNP $\approx$ 900 mia. kr.

Permanent (holdbarheds-) effekt på offentlige finanser pr. år med en vækstkorrigeret realrente på $1\frac{1}{2}$ %:

Skattepct. på RR	Samlet skat af RR mia. kr., 2010-priser	Årlig HB-effekt ($1\frac{1}{2}$ %) mia. kr., "dagens mønt"
100	900	13,5
85	765	11,5
70	630	9,5

Ekstra 15 pct.-point RR-skat $\approx$ 2 mia. kr. i permanent forbedring

- Indvunden RR, næste 10-20 år "typisk": 40-60 mia. kr.
Ekstra 15 pct.-point RR-skat $\approx$ 6-9 mia. kr. pr. år i indvindings-perioden

Principbeskrivelse af nuværende beskatning

- Tre hovedelementer:
 - Statsdeltagelse (overskudsdeling): 20 %
 - Selskabsskat: 25 % af privat SI
 - Kulbrinteskate: 52 % af privat SI minus selskabsskat minus “ekstra investeringsfradrag”

Ekstra investeringsfradrag: 5 % i hvert af 6 år $\approx$ 30 %

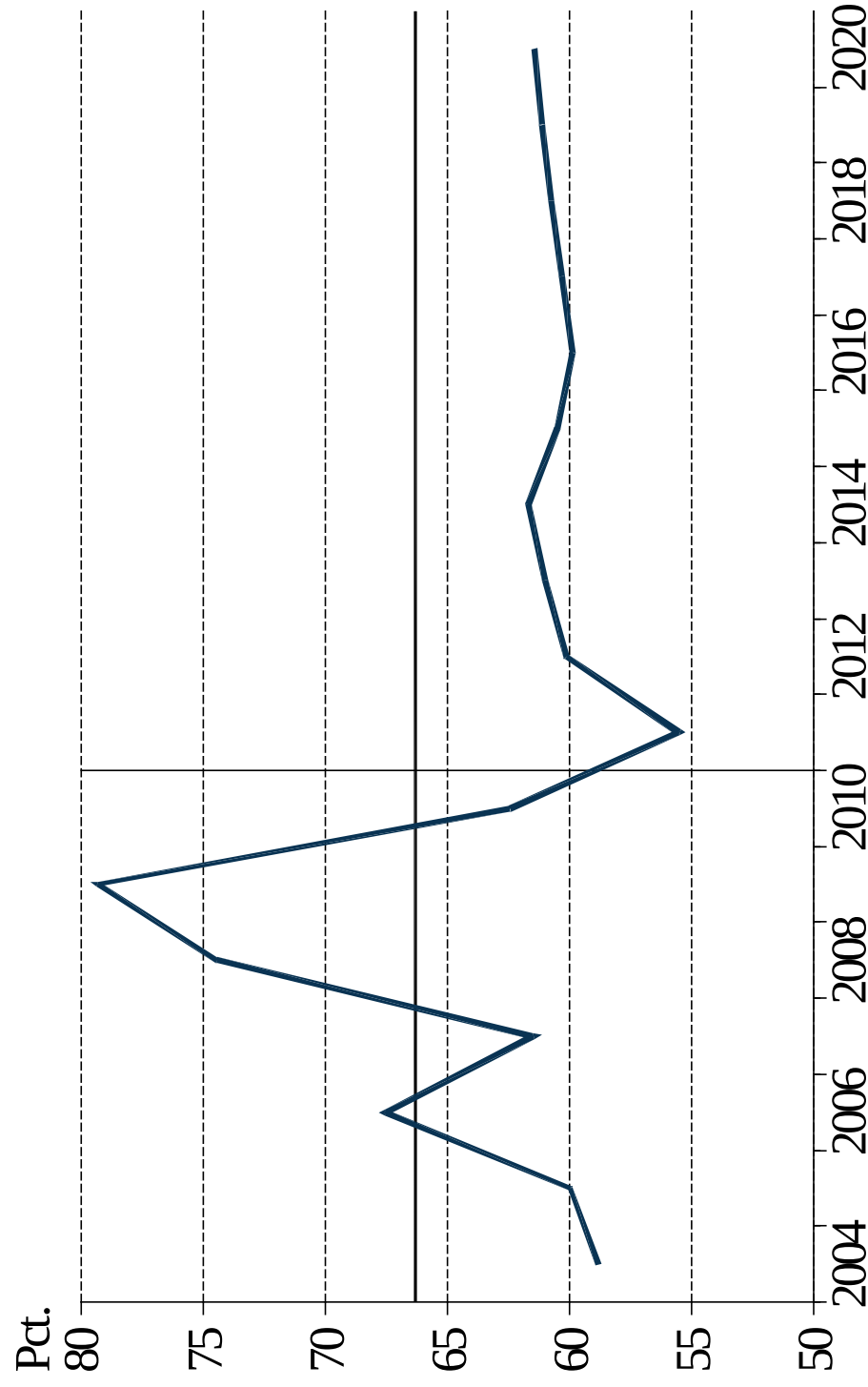
- Samlet effektiv marginalskat:
 $0,20 + 0,8 \times 0,25 + 0,6 \times 0,52 = 71,2 \%$
- Ved kulbrinteskate på 71,5 % ville marginalskat blive:
 $0,20 + 0,8 \times 0,25 + 0,6 \times 0,715 = 82,9 \%$

- Er nuværende system “tæt på” neutral skat på RR?
 - Statsdeltagelse: Hvilket rent på RR. OK!
 - Selskabsskat: Hvilket på hele SI, men OK ...
 - Kulbrinteskate: Hvilket på SI ...
 - **uden** fradrag for NE, men
 - **med** ekstra investeringsfradrag på 30 %. OK?
 - Kan investeringsfradrag ses som tilkommet fradrag for NE?
 - **har** lidt med det at gøre ...
 - **men** sonderer ikke mellem egen- og fremmedfinansiering. Ikke OK!
 - Kan der alligevel være grunde til inv.- frem for NE-fradrag?
 - Investerings- og efterforskningsfremme. Dårlig grund!
 - Lignende ordning i Norge. Måske også investeringsfremme ...
 - Opgørelses-, administrations- og/eller kontrolmæssige grunde?
- Svært at se gode grunde til inv.- frem for NE-fradrag

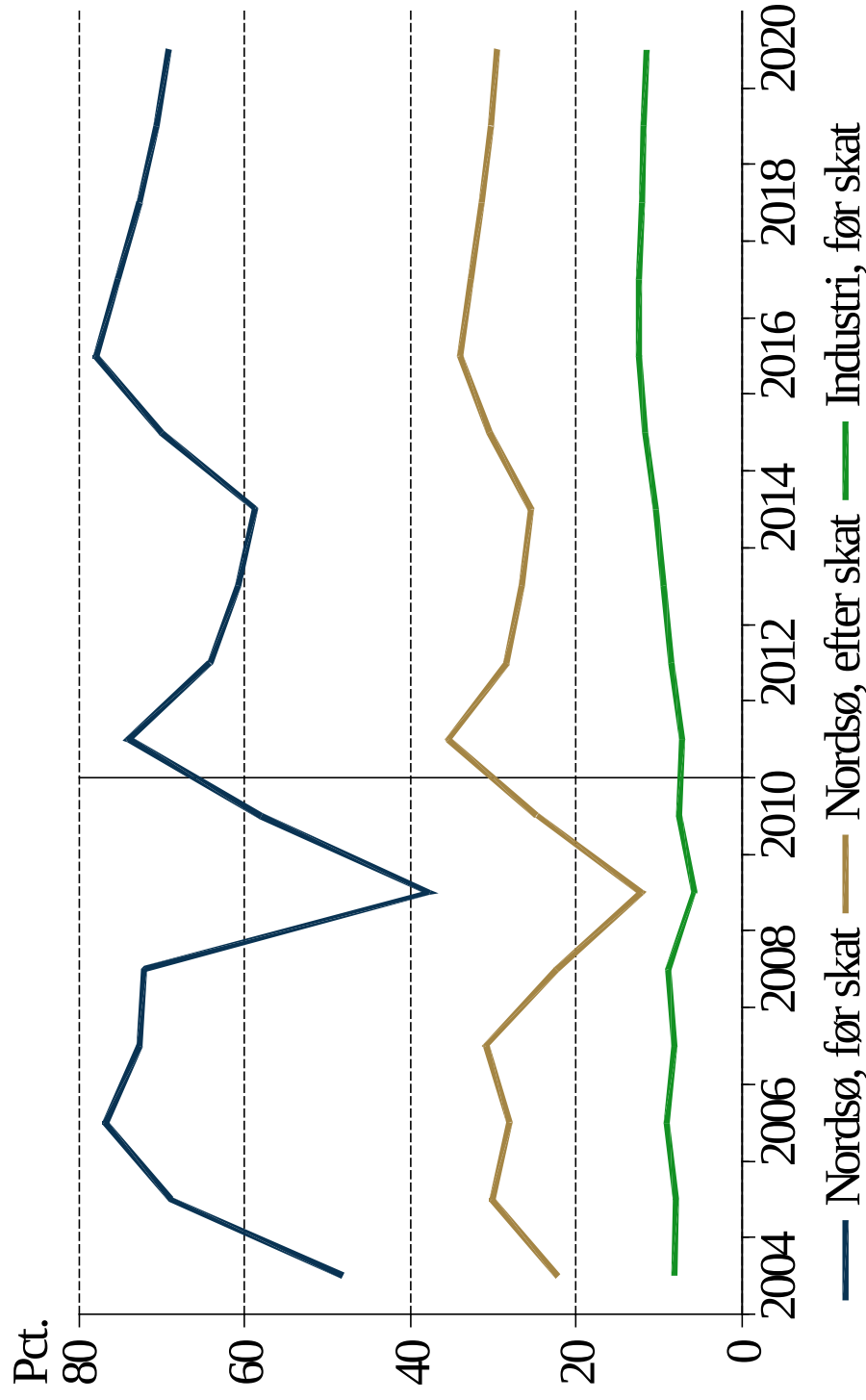
Hvor hårdt beskattes RR fra Nordsøen?

- Skat fra Nordsøen i 2010 (overskudsdeling, rørledningsafgift, selskabsskat, kulbrinteskate): 25 mia. kr.
- Heraf skat på NE (25 % af 8 % af **hele** kapitalen) 1½ mia. kr.
- Skat på ressourcerente 23½ mia. kr.
- Ressourcerente i 2010 38 mia. kr.
- Gennemsnitskat på ressourcerente (23½ : 38 =) **62 %**
(Mindre end **marginal**skatten på 71 % pga. investeringsfradrag mv.)

Effektiv skat af ressourceren



Afkastgrad i Nordsøen og i industrien



- Norsk vs. dansk beskatning. Norsk:
 - Direkte engagement (statsdeltagelse), i gennemsnit: 33 %
 - Selskabsskat af privat SI: 28 %
 - Særskat af privat SI: 50 %
 Også investeringsfradrag på 30 % i Norge
- Norsk samlet effektiv marginalskat:

$$0,33 + 0,67 \times (0,28 + 0,50) \approx \mathbf{85 \%}$$
- Dansk effektiv marginalskat:

$$0,20 + 0,8 \times 0,25 + 0,6 \times 0,52 \approx \mathbf{71 \%}$$
- Pga. ensartede skattegrundlag er de **85 %** hhv. **71 %** sammenlignelige beskatningsgrader af RR

Konklusioner (1)

- Beskatningens niveau
 - Ud fra rent økonomisk betragtning (fortiden glemt)
klart spillerum for højere skat
 - Ændring i 2003 gav ikke rimelig fordeling
 - Kompensationsklausul
 - Ikke vores bord – muligheder inden for aftalens rammer?
 - Vigtigt at staten opfattes som pålidelig aftalepartner
 - Hold up problem ...

Konklusioner (2)

- Beskatningsgrundlag og -neutralitet
 - Neutral særbeskatning ønskelig, dvs.
 - Selskabsskat på NE plus
 - Ekstra (høj) skat på ressourcerente, SI - NE
 - Statslig deltagelse og selskabsskat: OK
 - Kulbrinteskate: Svært at se, at investeringsfradrag skulle være fordelagtigt frem for fradrag for NE:
 - For små såvel som for store incitamenter til at investere er samfundsøkonomisk problematiske
 - Men evt. nogle begrundelser fra beskatningens maskinrum?



UNIVERSITETET
I OSLO

Erfaringer med rammevilkår for petroleumsproduksjon i Norge

ved professor Diderik Lund, Økonomisk institutt, Universitetet i Oslo
foredrag ved *Konference vedr. Eftersyn av Vilkårene for Kulbrinteindvinding*
arrangert av Skatteministeriet, København, 18. april 2012



Noen hovedpunkter med relevans for Eftersynet

- Lisenstildeling og konkurranse
- Politisk enighet
- Statsdeltakelse og skatt
- Tilnærmet nøytralt skattesystem; stabilt høye satser
- Resultater av reformene i 2002 og 2005
- Subsidiering?
- Gjenstående utfordringer
- Noen av resonnementene har vært sagt eller skrevet av andre tidligere; ikke fullstendige referanser

Lisenstildeling og konkurranse

- Norge fikk henvendelse fra Phillips Petroleum i 1962 om enerettsbevilling, men avviste dette
- Har i stedet sørget for konkurranse mellom mange selskaper, statlige, halvstatlige, private, norske, utenlandske
- Lisenser som hovedregel tildelt grupper av 3–5 selskaper, satt sammen av myndighetene
- Flere fordeler med dette systemet
 - Mange ulike geologiske og teknologiske miljøer
 - Staten mindre sårbar for press fra store aktører
- Men Norge har ikke benyttet den mest opplagte form for konkurranse, auksjon av lisenser
 - Flere grunner til dette, bl.a. ønske om sterk styring av sektoren

Lisenstildeling og konkurranse, forts.

- Diskresjonær tildeling åpner for (f.o.m. tildelingsrunde nr. 2) at selskapenes tidligere praksis i sektoren påvirker nye tildelinger
 - Vanskeligere å praktisere dette i et system med auksjoner
- Et annet problem med auksjoner: Selskapene bærer all risiko
 - Vil være politisk press for “windfall profits taxes” hvis etterfølgende utfall (priser og/eller funn) er uventet positive
 - Selskapene vil forutse mulighetene for dette
 - Vil også forutse at det ikke blir noen tilsvarende kompensasjon ved negative utfall
 - Dette medfører lavere betalingsvillighet hos selskapene



Politisk enighet

- Regulering og skattlegging av petroleumssektoren i Norge har vært preget av stor grad av politisk enighet og kontinuitet
- Har riktignok vært uenighet mellom Høyre og Arbeiderpartiet, men forståelse av nødvendigheten av kompromisser
- Mest omtalt: 1984 reorganisering av Statoil; overføring av store deler av Statoils lisensandeler til SDØE, Statens Direkte Økonomiske Engasjement, dvs. finansiell statsdeltakelse
- Annet eksempel, kontrast til Danmark: Nesten parallelle utvalg avga innstillinger om skatt i 2000 (Norge) og 2001 (Danmark)
 - Store likhetstrekk mellom anbefalingene fra utvalgene
 - Skifte høst 2001 til borgerlige regjeringer i begge land; i Norge ble utvalgets anbefalinger fulgt opp, ikke i Danmark

Statsdeltakelse og skatt

- Rimelig å betrakte skattesystemet og den finansielle statsdeltakelsen (SDØE) under ett
- Dette er gjort av De Økonomiske Råd (2012), som finner 85 prosent samlet “skatteprosent” i norsk petroleumsssektor
- Marginal og gjennomsnittlig sats er omtrent like
- 85% er gjennomsnittstall for hele sektoren; 33% statsdeltakelse
- Men statsdeltakelsen varierer mellom felt, fastsettes ved hver lisenstildeling
- Differensiert statsdeltakelse kan være et nyttig virkemiddel hvis en godtar selskapenes påståtte krav om volum (etter skatt og statsdeltakelse) i hvert prosjekt

Tilnærmet nøytralt skattesystem; stabilt høye satser

- Et skattesystem er nøytralt når et prosjekt er lønnsomt under systemet *hvis og bare hvis det ville være lønnsomt uten skatt*
- Alternativ definisjon: ... lønnsomt under systemet *hvis og bare hvis det ville være lønnsomt under vanlig selskapsskatt*
- Gradvis utvikling i retning av nøytral petroleumsskatt i Norge:
 - 1992: Avskaffelse av bæring i letefasen
 - 1992: Avskaffelse av produksjonsgodtgjørelse
 - 1993: Avskaffelse av glideskalaen for statsdeltakelse
 - 1986–2006: Gradvis avskaffelse av produksjonsavgift
 - 2002: Innføring av rentekompensasjon ved framføring av underskudd
 - 2005: Innføring av refusjon (utbetalt direkte) av skatteandelen av letekostnader

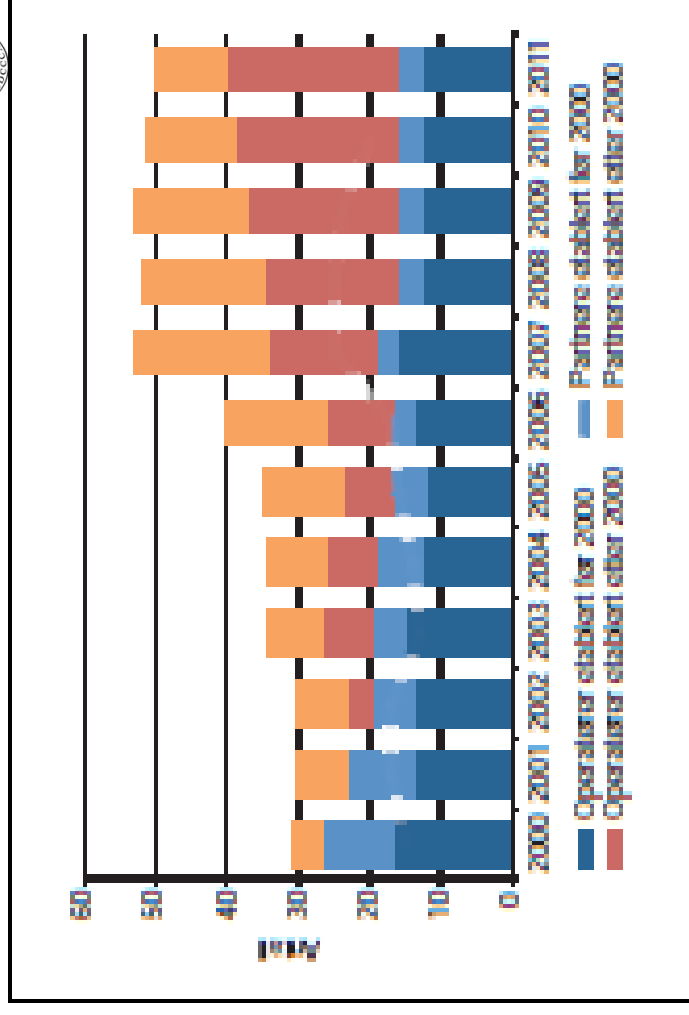


Tilnærmet nøytralt skattesystem; stabilt høye satser, forts.

- Min påstand: Vil nå være mulig å holde fast ved skattesystemet med samme skattesats under varierende priser og prospektivitet
- Ikke enighet i Norge om dette synspunktet
- Toveis sammenheng mellom nøytralitet og stabilitet:
 - Kan vise teoretisk at når priser er usikre, vil konstant skattesats være en betingelse for nøytralitet
 - Nøytralitet er i praksis (bl.a. av politiske grunner) en forutsetning for stabilitet når priser og utvinning er usikre; hvis systemet ikke er nøytralt, vil positive overraskelser føre til krav fra andre skattebetalere om økt skatt, mens negative overraskelser fører til at selskapene trekker seg ut, som igjen gir krav om lavere skatt

Resultater av reformer 2002, 2005

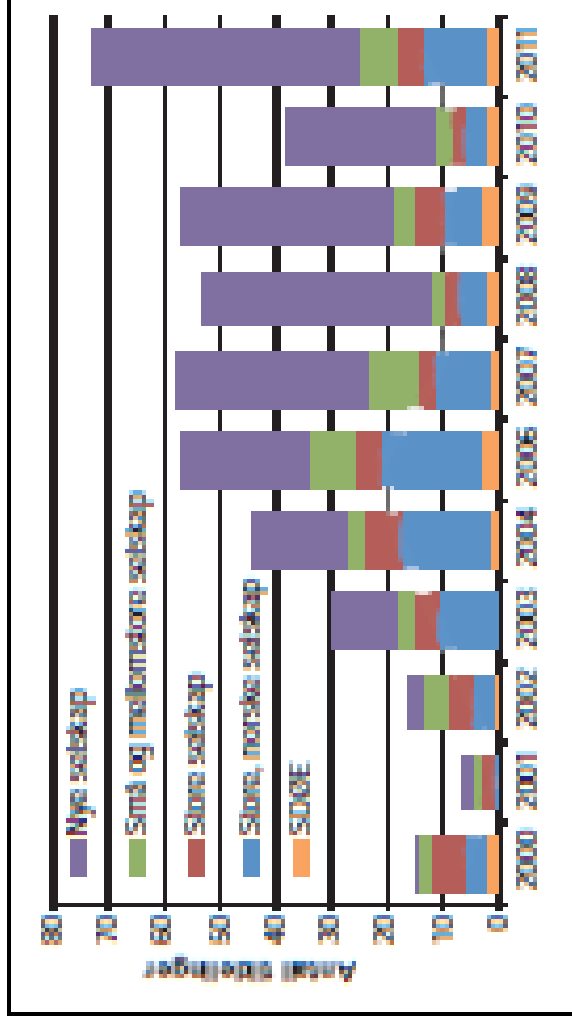
- Reformene var konsekvenser av innstillingen fra Petroleumsskattutvalget (2000)
- Viktig hensikt ved reformene var å legge til rette for nye selskap ved å likestille dem skattemessig med selskap som allerede er i skatteposisjon
- 2002: Framføring av underskudd med renter
- 2005: Direkte kompensasjon for skatteverdien av underskudd som skyldes letevirkksomhet
- Figurer på de neste sidene tyder på at hensikten er oppnådd
- Men sammenfall i tid med økende oljepriser, til dels også gasspriser
- Derfor vanskelig å identifisere effekten av skattereformene



Figur 2.19 Antall operatører og rettighetshavere fordelt på selskaper etablert før og etter år 2000.

Figuren viser en liten vekst i antall selskaper i 2003, og en betydelig vekst i 2007

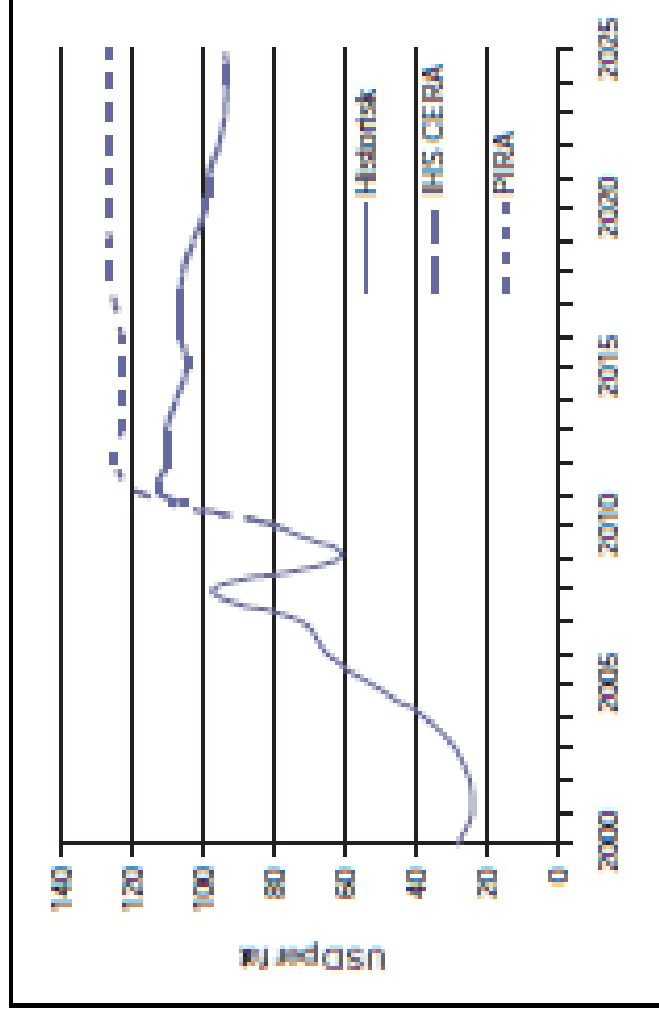
Kilde her og i de to neste figurer: Petroleumsmeldingen (2011)



Figur 2.20 Tildeling av andeler i utvinningstillatelser, antall fordelt på selskapstyper 2000–2011^{1,2}.

¹ Det var ingen tildeling i 2005.

Figuren viser en betydelig vekst i antall *nye selskaper* som fikk tildelt utvinningstillatelser, nesten jevn vekst i perioden 2003–2011



Figur 3.10 Oljeprisens utvikling, historisk og framover (faste dollar).

Oljeprisen har økt 2003–2008, noe som gjør det vanskelig å identifisere virkningen av reformer i petroleumsskattesystemet; den økte interessen fra selskapene kan skyldes prisene

Subsidiering?

- Rapport i januar 2012 for Global Subsidies Initiative (GSI) om norsk petroleumssektor
- GSI arbeider for å redusere subsidiering av utvinning og forbruk av fossile brensler internasjonalt
- Rapporten hevder at det norske petroleumsskattesystemet subsidierer virksomheten på marginen
- Samlede subsidier beregnet til 26 milliarder NOK i 2009
- Riktig at det kan tenkes subsidier på marginen selv om det er en høy gjennomsnittlig skattesats
- Men feilaktig at dagens norske system subsidierer så mye
- Avhengig av selskapenes diskonteringsrente; kan tenkes at det skjer en svak marginal subsidiering, eller omvendt

Gjenværende utfordringer

- Norsk petroleumsskatt er ikke fullstendig nøytral
 - Fradrag for friinntekt ($\approx$ uplift, kulbrintefradrag) og avskrivninger gis over et antall år; virkningen avhenger av diskonteringsrente
 - Selskapene får fradrag for rentekostnader, begrenset av regler om tynn kapitalisering
 - En grunn til disse ordningene er hensyn til skatteavtale med USA
- Manglende kostnadsbevissthet; transfer pricing, inntektsflytting
 - En nødvendig følge av høy skattesats og nøytral skatt
 - Må ha fradragsmulighet for kostnader til samme høye sats
 - Bygger på ønske om at selskapene skal bruke sin beste teknologi, og at denne ikke kan verifiseres av myndighetene
 - Problemet motvirkes til dels av at lisenser tildeles grupper av selskaper; disse vil kontrollere kostnadene hos operatøren

Erfaringer med rammevilkår for petroleumsproduksjon i Norge

ved professor Diderik Lund, Universitetet i Oslo,¹
foredrag ved *Konferanse vedr. Eftersyn av Vilkårene for Kulbrinteindvinding*,
arrangert av Skatteministeriet, København, 18. april 2012

Rammevilkårene for petroleumsproduksjon i Norge har gjennomgått en omfattende utvikling siden de første letetillatelsene ble tildelt i 1963. I dette korte foredraget blir det bare tid til å diskutere noen hovedpunkter. Jeg velger ut punkter som jeg tror kan være nyttige for det ettersynet av danske rammevilkår som er tema for denne konferansen. Ytterligere diskusjon kan f.eks. finnes i Bjerkedal og Johnsen (2005), Al-Kasim (2006) og Lund (2009).² En del av det som følger, er allerede skrevet eller sagt av andre, uten at jeg kan gi referanser for hvert enkelt resonnement.

1. Lisenstildeling og konkurranse

I likhet med Danmark sto Norge på 1960-tallet overfor en henvendelse fra et oljeselskap om å få tildelt en enerettsbevilling. Norge avsto henvendelsen fra Phillips Petroleum. I stedet har Norge gjennom hele den etterfølgende perioden sørget for konkurranse mellom et stadig voksende antall oljeselskaper om deltakelse i virksomheten.

Dette har åpenbare fordeler, på tross av at den mest nærliggende typen konkurranse ikke er benyttet. Det har ikke vært auksjoner av lisenser i vanlig forstand. Det vil si, myndighetene har ikke tildelt hver lisens til det selskapet som bød høyest i en auksjon.

Konkurransen har derimot ført til at et stort antall ulike fagmiljøer har vært involvert, noe som har bidratt til bedret geologisk forståelse og høy grad av teknologisk utvikling. Dessuten har myndighetene ikke hatt noe behov for å gi etter for krav fra spesielt viktige aktører, f.eks. i skattespørsmål, fordi det har vært andre aktører klare til å ekspandere, samt potensielle nye aktører.

Selskapene har søkt om, og fått tildelt, lisenser på bakgrunn av kvalifikasjoner og planlagt arbeidsprogram, og i begynnelsen (fram til 1980-tallet) også på bakgrunn av selskapets bruk av norske innsatsfaktorer og øvrige samarbeid med norsk industri. Denne favoriseringen av norsk industri ble avvirket bl.a. som følge av EØS-avtalen, EUs lisensdirektiv og øvrige internasjonale forpliktelser. Det er etablert et sett av "objektive" kriterier for tildeling av lisenser, som tilfredsstiller de internasjonale forpliktelsene, samtidig som det gjenstår betydelige innslag av skjønn ved vurdering av søkere.

Selv om noen økonomer (f.eks. Mead (1994)) argumenterer for at auksjoner gir den mest effektive løsningen og størst overskudd til myndighetene, er det gode grunner til at Norge i likhet med de fleste andre land har benyttet diskresjonær tildeling av lisenser (også kjent som "skjønnhetskonkurranse").³ Et stort problem med auksjoner er at det kan oppstå politisk press til å øke skattlegging etter at lisensene er tildelt dersom olje- og gassprisene stiger kraftig, eller dersom det gjøres uventet store funn. Samtidig er det usannsynlig at selskapene vil få

¹ Forfatteren var medlem av det norske Petroleumsskatteutvalget (2000) og det danske Kulbrintebeskatningsudvalget (2001). Han står alene ansvarlig for synspunktene i dette foredraget.

² Kemp (2012a, 2012b) handler hovedsakelig om britisk sektor, på tross av en mer generell tittel.

³ Boadway og Keen (2010) gir flere argumenter både for og mot auksjoner, evt. i kombinasjon med skatt, evt. auksjoner av skattesats. Al-Kasim (2006, s. 209) diskuterer norske myndigheters begrunnelse for å ikke bruke auksjoner.

noen kompensasjon hvis det skjer negative overraskelser. Hvis selskapene forutser dette, vil det redusere hva de er villige til å by for lisensene.

En fordel ved diskresjonær tildeling er at myndighetene har kunnet stille betingelser om samarbeid mellom selskaper. Lisenser blir som regel tildelt grupper av 3–5 selskaper, som ofte er satt sammen på initiativ fra myndighetene. Dette har minst to positive effekter: Teknologisk og geologisk kunnskap blir spredt, og selskapene utøver en viss kontroll av hverandre. Det siste vil dempe tendenser til kostnadsvekst. De passive deltakerne vil motarbeide kostnader som bare operatørene har interesse av å påføre et prosjekt, f.eks. utprøving av metoder som operatøren kan ha interesse av i sin øvrige virksomhet.

Etter hvert som selskaper med tidligere historie i norsk petroleumsvirksomhet søker nye lisenser, vil diskresjonær tildeling gjøre det enklere for myndighetene å legge vekt på denne forhistorien. At dette faktisk har skjedd, framgår bl.a. hos Al-Kasim (2006, s. 194), “... the government used its privilege to reward and punish companies on their past performance in licence rounds.”

2. Politisk enighet

En stor fordel for utviklingen av norsk petroleumsvirksomhet har vært den store graden av politisk enighet omkring politikken. Det har medført en stabil politikk på tross av skiftende regjeringer. På denne måten har politikken vært forutsigbar for selskapene, noe som trolig har bidratt til økt aktivitet. Stabiliteten har også bidratt til at myndighetene lettere har kunnet avvise press for lettere vilkår fra selskapenes side. Bare Fremskrittspartiet (og dets forgjenger, ALP) har ved ulike tidspunkter stemt for vesentlig lavere petroleumsskatt på Stortinget.

Enigheten gjelder mange saker, f.eks. skatt og den generelle petroleumsløven, men kom spesielt til uttrykk i et kompromiss i 1984 om organiseringen av statlig eierskap. Statoil måtte avgi store eierandeler i lisenser til Statens Direkte Økonomisk Engasjement, SDØE, som nå blir ivaretatt av det statlige selskapet Petoro.

Det har på mange tidspunkter vært ulike oppfatninger mellom Høyre og Arbeiderpartiet om statens rolle i virksomheten. Kompromisset i 1984 er et eksempel på at partiene likevel har forstått behovet for å forhandle seg fram til enighet i en sak der ustabil politikk ville ha vært svært skadelig.

En sammenlikning mellom dansk og norsk politisk håndtering av petroleumsskatt omkring år 2000 illustrerer den norske enigheten. Det norske petroleumsskatteutvalget leverte sin innstilling våren 2000, mens det danske kulbrintebeskatningsudvalget leverte høsten 2001. Høsten 2001 hadde begge land regjeringsskifter fra sosialdemokratisk til borgerlig regjering. I Norge ble utvalgets innstilling i hovedsak fulgt opp av den nye borgerlige regjeringen med støtte av venstresiden. I Danmark ble utvalgets innstilling lagt til side, og regjeringen inngikk i stedet en avtale med DUC, Nordsøaftalen.

3. Statsdeltakelse og skatt

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) siden 1984 gir samme betalingsstrømmer som en kontantstrømskatt. Men statsdeltakelsen gjennom SDØE og Statoil gir også noen andre fordeler for staten. Størrelsen på SDØE blir fastsatt for hver lisens. Dette bidrar til å gi større andeler til staten i de mer lovende lisensene. En slik differensiering kan være fornuftig

når selskapene hevder at de krever et visst minste forventet volum for å være interessert i å delta.

Statsdeltakelse gjennom SDØE og Statoil har åpenbart også bidratt til å gi norske myndigheter økt innsyn i virksomheten, og til å bygge opp petroleumskompetanse i Norge mer generelt.

4. Skatt: Utvikling mot et stabilt, nøytralt system

Den overordnede hensikten med petroleumsskattesystemet er å bidra til maksimale statlige inntekter fra virksomheten. En hovedtanke i utformingen har vært å utforme et nøytralt system med så høy sats som mulig. Tanken er at selskapene selv vil treffe beslutninger som maksimerer netto verdiskapning, og at en høy sats bringer størstedelen av dette til staten.

Også om denne målsettingen har det vært enighet mellom Høyre og Arbeiderpartiet. Blant annet sa Høyres seinere statsråd Victor Norman allerede omkring 1980 at målet måtte være å skattlegge selskapene så hardt som mulig, men la dem beholde akkurat så mye av overskuddet at de ikke mistet interessen for virksomheten.⁴

Norsk særskatt på petroleumsinntekt ble innført i 1975. De første 11 årene var det lett å se sammenhengen mellom særskatten og oljeprisen. Særskatten ble innført med en marginalskatt på 75,8 prosent i 1975 etter det første oljeprissjokket og økt til 85,8 prosent⁵ i 1980 etter det andre. Den ble redusert til 80,8 prosent i 1985 etter kraftig fall i oljeprisene.

I den etterfølgende perioden har skattesatsen vært omtrent stabil på tross av sterkt varierende priser på olje og gass. Det er rimelig å spørre om myndighetene ikke lenger har noen forståelse av at varierende lønnsomhet fører til at næringen har varierende skatteevne.

Min forklaring på stabiliteten i skattesystemet, spesielt etter 1992, er at dette er en ønskelig egenskap ved et nøytralt skattesystem. Når prisene varierer, vil et skattesystem bare være nøytralt hvis skattesatsen er konstant.⁶ Samtidig kan en si at årsakssammenhengen går begge veier. Et skattesystem vil møte sterkere krav om tilpasning til det varierende prisnivået hvis systemet har en ikke-nøytral utforming, dvs. hvis systemet påvirker selskapenes beslutninger. Hvis det er grunn til å tro at skattesystemet oppmuntrer til investeringer som er samfunnsøkonomisk ulønnsomme, vil det kunne oppstå politiske krav om skjerpet skatt, særlig når prisene er høye. Hvis samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer derimot hindres av skattesystemet, vil selskapene påpeke dette, og det kan komme krav om redusert skatt, særlig når prisene er lave. Det er enklere å argumentere for en stabil og høy skattesats hvis systemet har en nøytral utforming.

For å forstå utviklingen i skattesystemet må en ikke bare se på skattesatsene, men på andre egenskaper ved skatten og systemet for lisenstildeling. En rekke egenskaper er blitt endret for å skape et nøytralt system. Med et nøytralt system mener jeg et system som i størst mulig grad etterlikner en proporsjonal kontantstrømskatt. Når det gjelder betalingsstrømmene, vil dette være det samme som statsdeltakelse, men uten den formelle innflytelsen som følger av statsdeltakelsen. Jeg skal komme tilbake til noen grunner til at norsk petroleumsskatt likevel avviker fra proporsjonal kontantstrømskatt.

⁴ Uttalelse på diskusjonsmøte på Universitetet i Bergen.

⁵ Selskapene betalte produksjonsavgift (royalty) i tillegg, men den var fradragsberettiget ved beregning av skatt på overskudd. Samlet marginalskatt på bruttoinntekt kunne bli så høy som 88 prosent, utenom statsdeltakelsen.

⁶ Se f.eks. Bond og Devereux (1995).

Hvis skattesystemet er nøytralt med stabile satser, vet selskapene at de får beholde samme andel av overskuddene enten disse er høye eller lave, og at staten bærer samme andel av eventuelle underskudd. Dette er nødvendig for at systemet skal virke nøytralt. Norge har ikke bundet seg til dette gjennom noen avtale med selskapene, men har etablert et rykte for stabilitet.

I perioder med lave priser har mange land innført redusert skatt for ny aktivitet (nye feltutbygginger, evt. ny leting eller nye lisenser). Dette vil medføre at skattesystemet ikke er nøytralt på lang sikt. Selskapene vil forutse at hvis de starter ny aktivitet, kan de bli pålagt økt skatt i perioder med høye priser, mens de ikke vil nyte godt av redusert skatt hvis prisene deretter faller. I så fall er systemet ikke nøytralt.

Utviklingen i retning av et nøytralt skattesystem i Norge har vært slik:

- 1992: Avskaffelse av bæring i letefasen
- 1992: Avskaffelse av produksjonsgodtgjørelse
- 1993: Avskaffelse av glideskalaen for statsdeltakelse
- 1986–2006: Gradvis avskaffelse av produksjonsavgift
- 2002: Innføring av rentekompensasjon ved framføring av underskudd
- 2005: Innføring av refusjon (utbetalt direkte) av skatteandelen av letekostnader

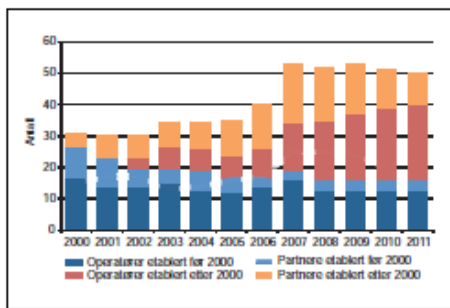
De fleste av tiltakene som er listet opp, har gått i favør av oljeselskapene. Bare avskaffelsen av produksjonsgodtgjørelsen i 1992 var i selskapenes disfavør. Det er mulig å argumentere for at Norge har lettet på vilkårene for selskapene over tid for å ta hensyn til avtakende prospektivitet. Men jeg vil framheve at endringene har gått i retning av et nøytralt system, og at dette er grunnen til at myndighetene ikke har vært nødt til å senke skattesatsene i noen vesentlig grad siden 1986.⁷

Min vurdering er at Norge med disse tiltakene har etablert et skattesystem som kan opprettholde en skattesats på 78 prosent også ved avtakende leteprospektivitet og eventuelle fallende priser. Her er jeg uenig med Al-Kasim (2006, s. 153, 156, 191). Han tar til orde for skattelettelse når produksjonen i sektoren og det enkelte felt nærmer seg slutten. Etter min oppfatning kan en risikere at dette vil bidra til å opprettholde utvinning som er samfunnsøkonomisk ulønnsom.

5. Skatt: Resultatet av et mer nøytralt skattesystem i 2002 og 2005

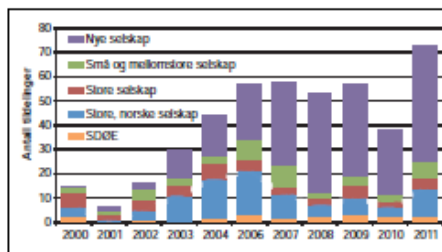
Det har vært en markert økning i antall selskaper i norsk petroleumsvirksomhet fra 2002, og spesielt har mange av de nye utvinningstillatelsene vært tildelt nye selskaper. Dette framgår av figurene 2.19 og 2.20 i Petroleumsmeldingen (2011, s. 26f) fra den norske regjeringen.

⁷ Reduksjonen fra 80,8 prosent til 78 prosent i 1992 motvirker omtrent bortfallet av produksjonsgodtgjørelsen.



Figur 2.19 Antall operatører og rettighetshavere fordelt på selskaper etablert før og etter år 2000.

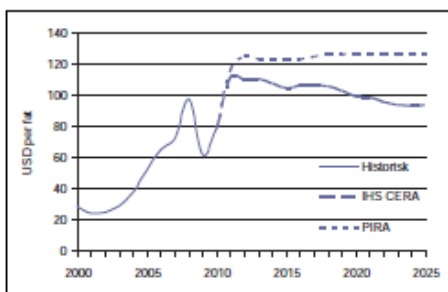
Kilde: Oljedirektoratet.



Figur 2.20 Tildeling av andeler i utvinningstillatelser, antall fordelt på selskapstyper 2000–2011^{1, 2}.

¹ Det var ingen tildeling i 2005.

Det er nærliggende å tenke at endrede skatteregler har hatt betydning for tilstrømmingen av nye selskaper, og dette var også en eksplisitt hensikt med endringene. På den annen side er det vanskelig å skille denne effekten fra effekten av økte olje- og gasspriser i samme periode. Vi kan merke oss at det skjedde en økning allerede i årene 2003 og 2004, da oljeprisene ennå ikke hadde steget mye, jfr. figur 3.10 i samme melding.



Figur 3.10 Oljeprisens utvikling, historisk og framover (faste dollar).

Kilde: IHS CERA, PIRA.

6. Skatt: Krittikk for subsidiering

En internasjonal miljøorganisasjon, Global Subsidies Initiative, arbeider mot subsidiering av utvinning og bruk av fossile brensler. De har engasjert et konsulentfirma, Pöyry, til å lage en rapport om mulig subsidiering av produksjon av petroleum i Norge, Aarsnes og Lindgren (2012). Pöyry finner at det norske petroleumsskattesystemet subsidierer virksomheten, og beregner subsidiebeløpet til 25,5 milliarder NOK i 2009.

Jeg kritiserer Pöyrys rapport i Lund (2012). Det største elementet i subsidiene er noe de kaller gunstige avskrivningsregler, som beløper seg til 20,8 milliarder NOK. Men dette skyldes at rapporten plukker ut enkeltelementer av systemet og ikke ser hele systemet i sammenheng.

Det er likevel interessant at noen i offentligheten har begynt å kritisere skattesystemet for å være for gunstig for selskapene. I årene 2000–2004 måtte myndighetene føre en lang diskusjon med selskapene for å få fram sitt syn om at systemet var tilnærmet nøytralt. Når systemet nå blir angrepet også fra motsatt kant, blir det desto viktigere å holde fast ved argumentene for nøytralitet.

7. Skatt: Fortsatt problemer og vanskelige avveininger

På tross av den positive vurderingen jeg har gitt av skattesystemet ovenfor, er det nødvendig å trekke fram de utfordringene som systemet fortsatt står overfor. Det dreier seg dels om problemer som har sammenheng med skatteavtaler med andre land, og dels et iboende problem i et nøytralt ressurskattesystem. Jeg vil også nevne to ulike versjoner av nøytralitet.

Skatteavtalen mellom Norge og U.S.A. medfører bl.a. at oljeselskaper med hovedkontor i U.S.A. slipper å betale amerikansk selskapsskatt av norsk inntekt som har vært skattlagt med norsk petroleumsskatt. Forutsetningen har vært at særskatten blir betraktet av U.S.A. som en skatt på overskudd. Det er ikke helt opplagt hva som skal til for å oppnå dette, for det avhenger av konkrete vurderinger i amerikansk rett. Men det ser ut til at det forutsetter at det er fradrag for rentekostnader, og at fradrag for investeringskostnader gis i form av avskrivninger og evt. friinntekt ("uplift"). Dette er en av grunnene til at norske myndigheter ikke har kunnet fjerne rentefradrag ved beregning av særskatt, noe som ellers ville ha vært naturlig. Det kan også tenkes at en overgang til fullstendig kontantstrømskatt ville ha blitt tolket som en form for statsdeltakelse som ikke ville ha gitt fritak for amerikansk selskapsskatt.

Siden det norske systemet ikke er en ren kontantstrømskatt, er det heller ikke helt nøytralt. Staten og selskapene er uenige om det gir et svakt insentiv til over- eller underinvestering, jfr. diskusjonen i Lund (2012).

Det nevnte iboende problemet dreier seg om selskapenes kostnadsbevissthet, det vil si mulighetene for at de reduserer skattegrunnlaget gjennom "transfer pricing" eller inntektsflytting. Inntektsflytting er et mer generelt begrep, som i tillegg til transfer pricing omfatter reell flytting av netto inntekt, f.eks. ved å flytte kostnader til norsk petroleumsssektor. Hvis denne sektoren er det stedet i verden hvor et multinasjonalt selskap står overfor den høyeste marginale skattesatsen som kostnader kan trekkes fra mot, vil selskapet ha et insentiv til å prøve ut nytt utstyr og nye metoder i Norge og lære opp personell i Norge.

Jeg har ikke noe fullgodt svar på hvordan myndighetene skal avveie dette mot ønsket om høy skatteinntekt og derfor en høy skattesats. Jeg drøfter problemet i Lund (2002), der løsningen er en viss bruttoskatt og mindre enn 100 prosent nettoskatt. Men det er vanskelig å tallfeste løsningen, og det fins også andre innfallsvinkler til problemet, se Lund (2009) og referansene der.

Definisjonen av nøytralitet er vanligvis som følger: Et prosjekt blir vurdert som lønnsomt under et nøytralt skattesystemet hvis og bare hvis det vil bli vurdert som lønnsomt i en situasjon uten skatt. Men det fins en annen definisjon som ofte er blitt brukt for petroleumsskatt: Et prosjekt blir vurdert som lønnsomt under dette systemet hvis og bare hvis det vil bli vurdert som lønnsomt under det skattesystemet som gjelder for aksjeselskaper i øvrig næringsvirksomhet.

Bjerkedal og Johnsen (2005, s. 161f) drøfter de to versjonene av nøytralitet og argumenterer for å bruke den siste, som også lå til grunn for forslagene fra det norske Petroleumsskatteutvalget (2000). Dette innebærer også at renten ved framføring av underskudd bør være en etter-skatt rente. Dette er et annet standpunkt enn det som ble fremmet av det danske Kulbrintebeskatningsudvalget (2001, s. 131ff).⁸

⁸ Jeg dissenterer ikke i noen av utvalgene, fordi jeg godtok begrunnelsen om at en ønsket konsistens i utformingen av skattene i hvert land, og at Danmark og Norge hadde valgt ulike prinsipper.

8. Konklusjon

Kombinasjonen av skatt og statsdeltakelse gir Norge gjennomsnittlig 85 prosent av ressursrenten i petroleumssektoren, som beregnet av De Økonomiske Råd (2012, s. 334). Det medfølgende problemet med lav kostnadsbevissthet hos selskapene har vært til å leve med, men det er vanskelig å vite hvor store utslag det gir. Skattesystemet er i dag tilnærmet nøytralt. Bedre fradragsmuligheter som ble innført i 2002 og 2005 bidro til økt aktivitet, men det er vanskelig å vite hvor mye av den økte aktiviteten som skyldtes økte oljepriser.

Referanser

- Aarsnes, Frian, og Petter Lindgren (2012), *Fossil fuels – At what cost? Government support for upstream oil and gas activities in Norway*, rapport for Global Subsidies Initiative, Pöyry Management Consulting (Norway), Oslo.
- Al-Kasim, Farouk (2006), *Managing Petroleum Resources. The 'Norwegian Model' in a Broad Perspective*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, UK.
- Bjerkedal, Nina, og Torgeir Johnsen (2005), "The petroleum tax system revisited," i Solveig Glomsrød og Petter Osmundsen (red.), *Petroleum Industry Regulation within Stable States*, Ashgate, Aldershot, UK, s. 157–175.
- Boadway, Robin, og Michael Keen (2010), "Theoretical perspectives on resource tax design," i Philip Daniel, Michael Keen og Charles McPherson (red.), *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, IMF/Routledge, Washington DC/New York.
- Bond, Stephen R., og Michael P. Devereux (1995), "On the design of a neutral business tax under uncertainty," *Journal of Public Economics* 58, 57–71.
- De Økonomiske Råd (2012), *Økonomi og Miljø 2012*, rapport, København.
- Kemp, Alexander (2012a), *The Official History of North Sea Oil and Gas. Volume I: The Growing Dominance of the State*, Routledge, Abingdon, UK.
- Kemp, Alexander (2012b), *The Official History of North Sea Oil and Gas. Volume II: Moderating the State's Role*, Routledge, Abingdon, UK.
- Kulbrintebeskatningsudvalget (2001), *Rapport fra Kulbrintebeskatningsudvalget*, Betænkning nr. 1408, Skatteministeriet, København.
- Lund, Diderik (2002), "Rent taxation when cost monitoring is imperfect," *Resource and Energy Economics* 24, 211–228.
- Lund, Diderik (2009), "Rent taxation for nonrenewable resources," *Annual Review of Resource Economics*, 1, 287–308.
- Lund, Diderik (2012), "Er petroleumsvirksomheten subsidiert?" antatt for publisering i *Samfunnsøkonomen*, inntil videre tilgjengelig på http://folk.uio.no/dilund/research/gsirapport_lund_endelig.pdf
- Mead, Walter J. (1994), "Toward an optimal oil and gas leasing system," *Energy Journal* 15(4), 1–18.
- Petroleumsmeldingen (2011), *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*, Meld. St. 28 (2010–2011), Olje- og energidepartementet, Oslo.
- Petroleumsskatteutvalget (2000), *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*, Norges offentlige utredninger 2000:18, Finansdepartementet, Oslo.

DANISH OPERATORS

***Olieselskabernes syn på vilkår for
efterforskning og indvinding i
Danmark***

Konference vedr. Eftersyn af
Vilkårene for Kulbrinteindvinding

Franz Willum Sørensen
Danish Operators
18. april 2012

DANISH OPERATORS

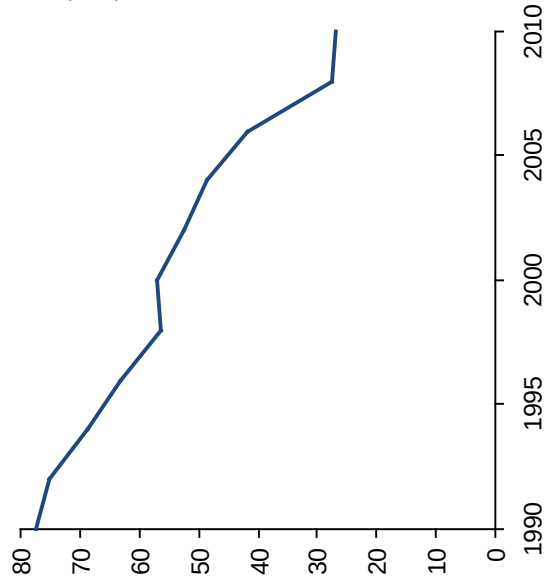
Grundvilkår for olie og gas i Danmark er vanskelige og fremtiden byder på stigende udfordringer

Størstedelen af de påviste danske olie- og gasreserver er allerede produceret...

...og har krævet kontinuerlige og stigende investeringer...

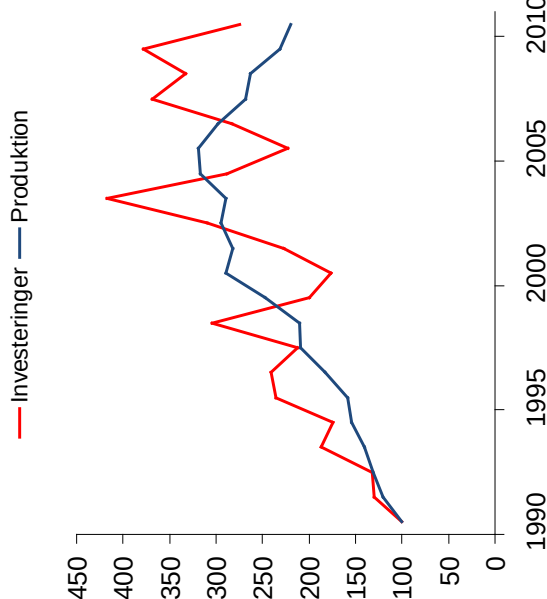
...samt stigende driftsomkostninger

Tilbageværende olie- og gasreserver (påviste)
(% af totale reserver)

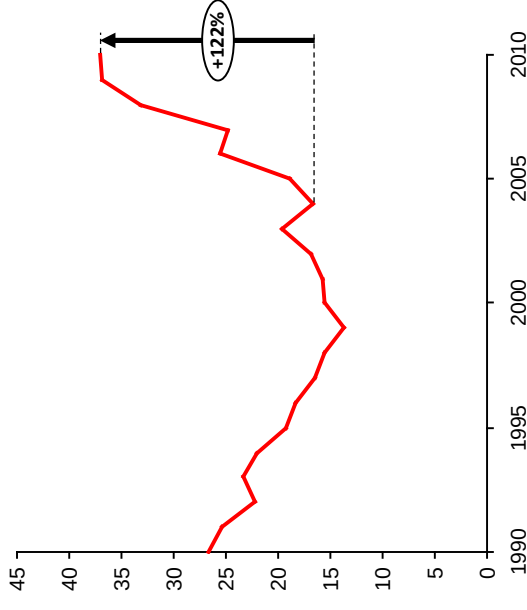


- Siden 2003 har den producerede mængde olie/gas oversteget den tilføjede mængde

Investeringer og produktion
1990 = Indeks 100



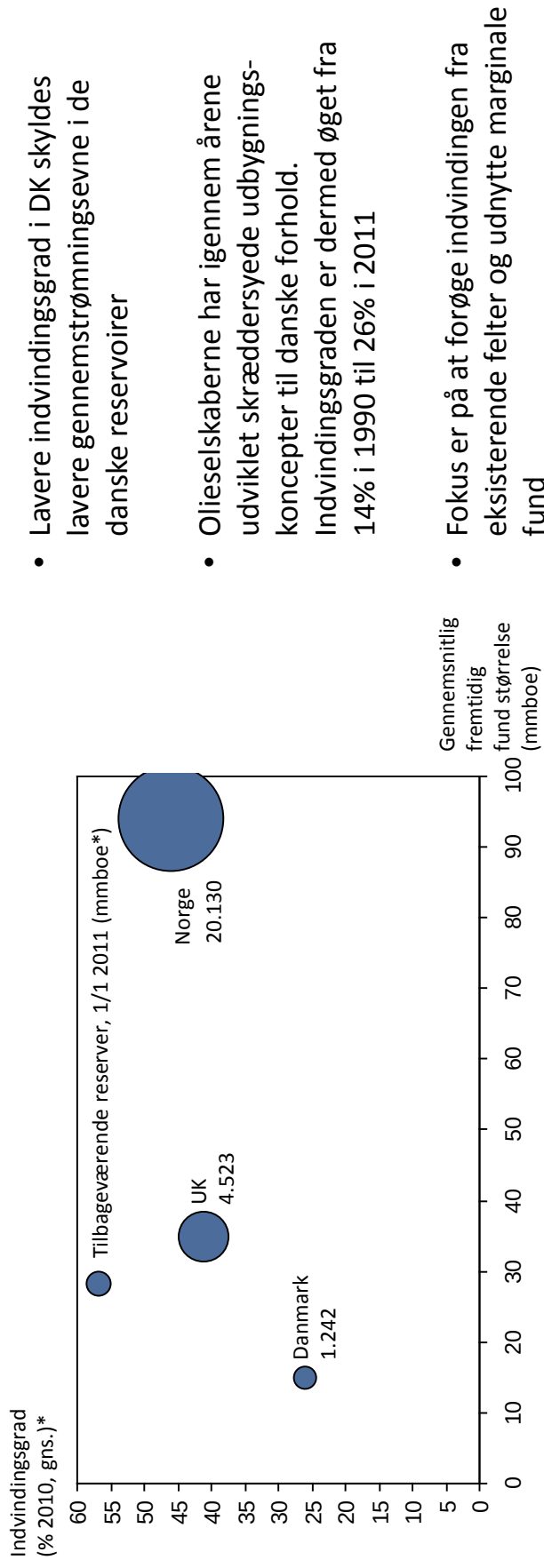
Driftsomkostninger per tønde
DKK



- Stigende mængder vand skal håndteres for at producere en tønde olie
- Afviklingsomkostninger er ikke indregnet
- Omkostningerne i olieindustrien er steget kraftigt herunder til rigter og vedligeholdelse/miljøtiltag

DANISH OPERATORS

I forhold til Norge og UK har Danmark særlige udfordringer
– lavere indvindingsgrad, færre reserver og mindre fund



* Påviste tilbageværende reserver per 1.1.2011

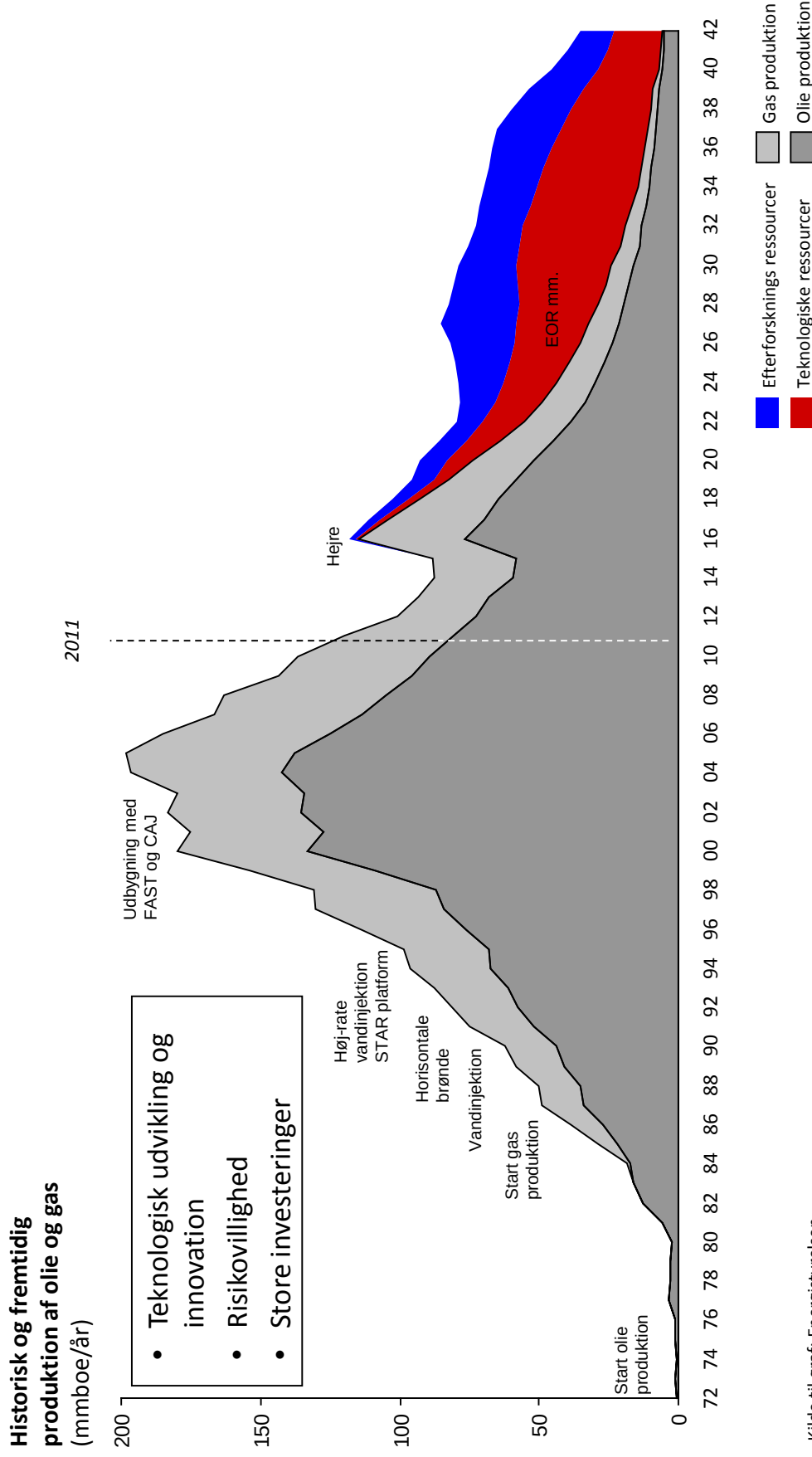
Kilder (tilbageværende reserver og fremtidig fundstørrelse): Norwegian Petroleum Directorate, The Rushmore Reviews, BP Statistical Review, IHS Global

Window

Kilder (indvindingsgrader): Energistyrelsen, Norwegian Petroleum Directorate, U.K. Department of Energy and Climate Change

DANISH OPERATORS

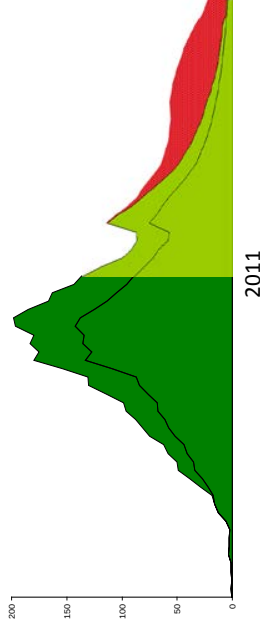
Produktionen er for nedadgående og potentialet afhænger af fremtidige investeringer



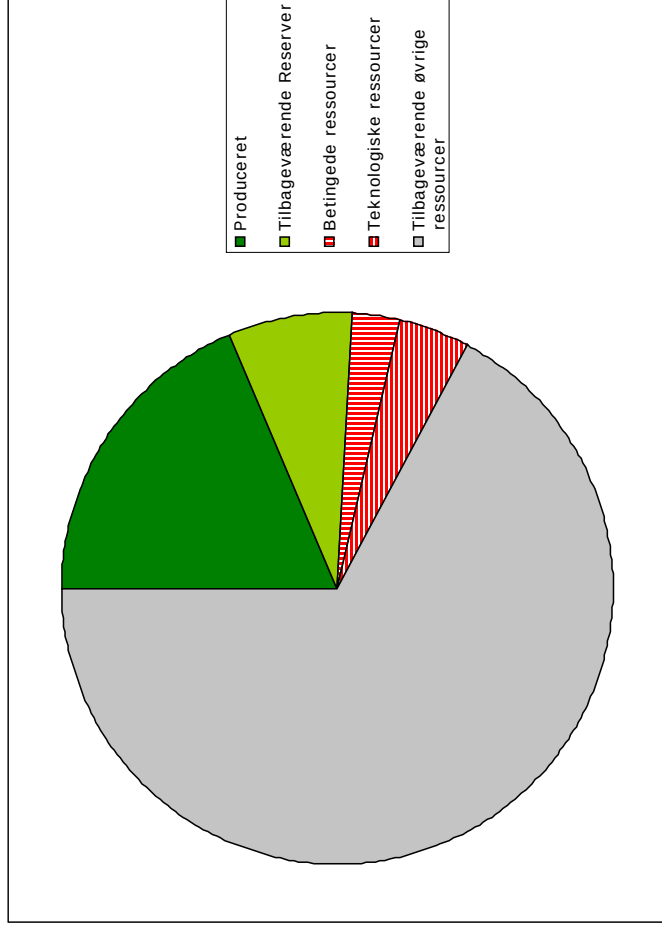
DANISH OPERATORS

Potentialet ligger i teknologiudvikling og fortsat investering

Historisk og fremtidig produktion af olie og gas (mmboe/år)



Estimeret olie og gas i undergrunden (STOIIP)



- Indvindingsgrad (produceret + tilbageværende reserver) pr. 1. januar 2011 er 26%

- Betingede og teknologiske ressourcer kan øge indvindingsprocenten op til 33%

- Øgning af olieindvindingsgraden med 1% modsvarer en total produktionsværdi på omtrent DKK 80 milliarder (nuværende oliepris)

DANISH OPERATORS

Om rammevilkår...

Fortsat/øget indvinding kræver risikovillig kapital, teknologiudvikling, dygtighed - og tillid til langsigtede betingelser

Værtsland/ressourceejere etablerer rammevilkår i global konkurrence om risikovillig kapital og kompetencer

Olieselskabers investeringer og ressourcetildeling besluttet efter 'intern konkurrence' med alternative internationale projekter

Olieselskaberne efterspørger stabile rammevilkår og forståelse for det langsigtede perspektiv, hvor selskabernes store investeringsrisici nødvendigvis må balanceres af tilsvarende mulighed for gevinst

Nye rammevilkår kan etableres for (udbud af) nye licenser

Supplerende incitamentsordninger kan muliggøre ellers uattraktive projekter under eksisterende licenser (for eksempel til fremme af teknologisk udvikling)



Konference: Serviceeftersyn af Nordsøaftalen

👉 Bestyrelsesformand Verner Andersen





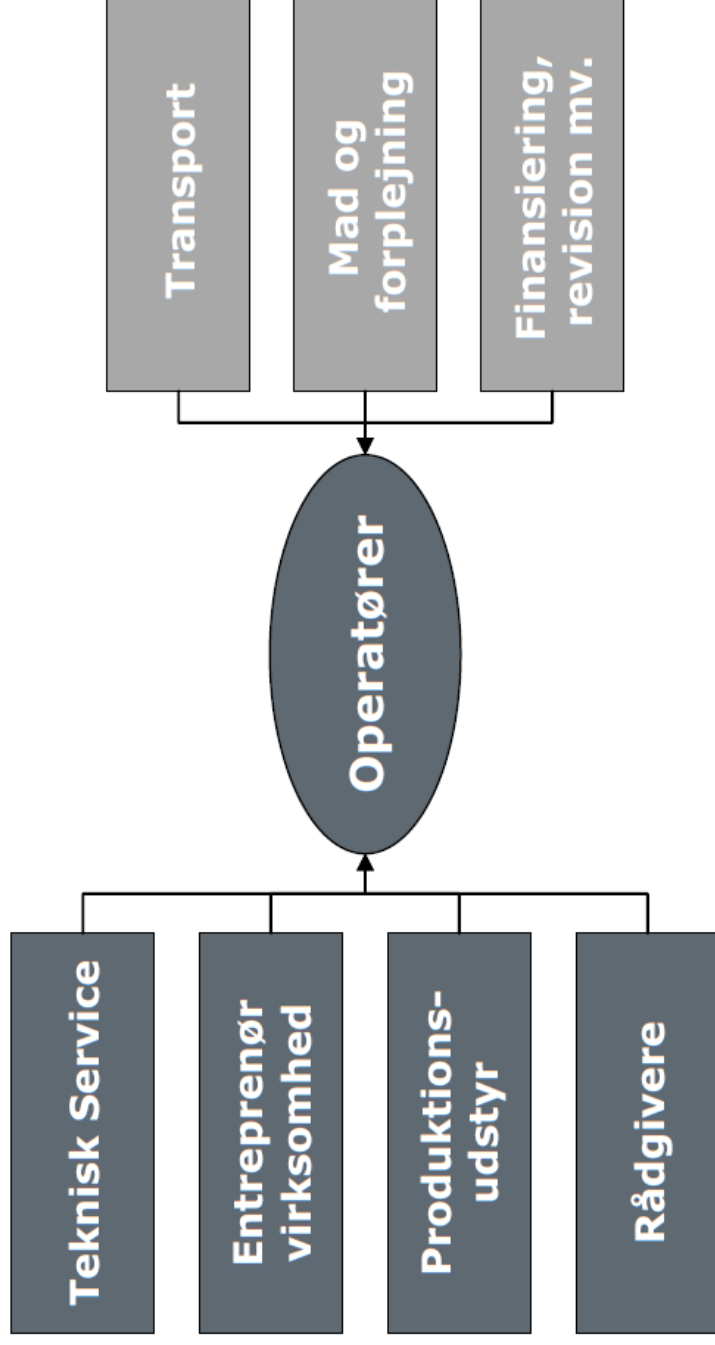
Disposition...

- ➔ Værdikæden
- ➔ Beskæftigelse
- ➔ Eksport
- ➔ Konkurrencekraft





➞ Olie og gassktorens primær værdikæde



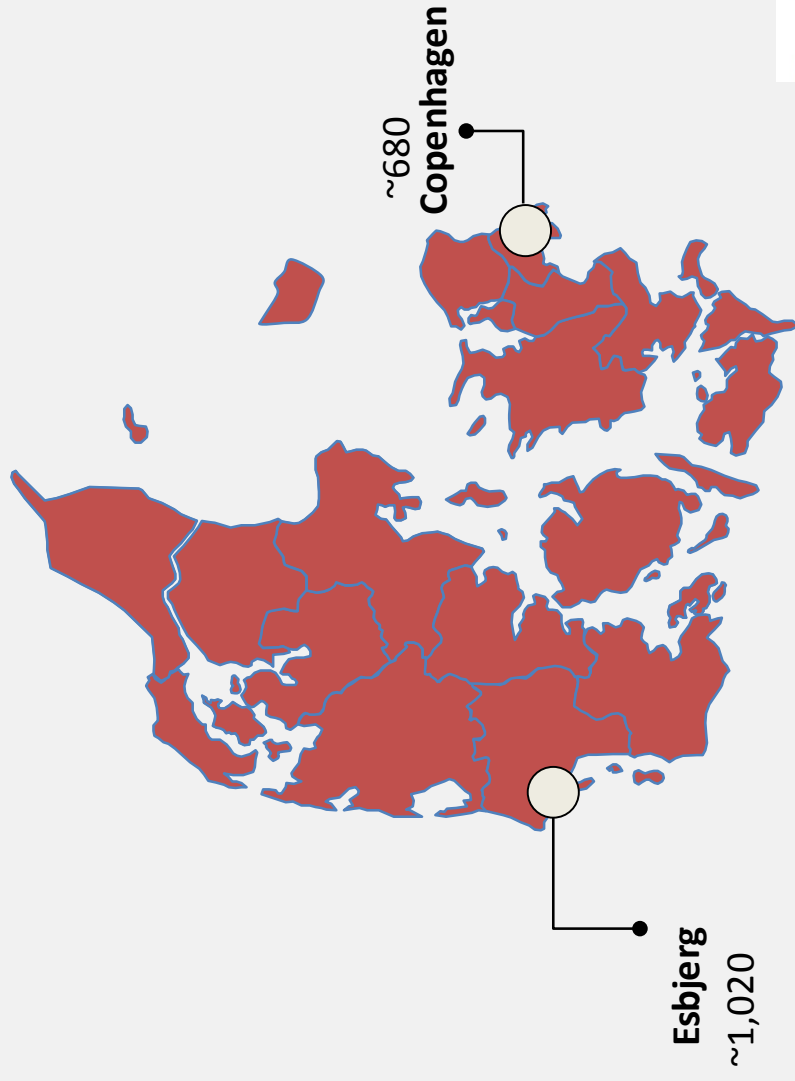
Kilde: Rambøll Management 2007



- ➔ En fuldtidsansat i et olie og gasselskab generere indirekte otte job i andre industrier
- ➔ Hver milliard DKK investeret i olie og gassektoren skabes der **~1.400 jobs** i den danske serviceindustri
- ➔ Hver milliard DKK i “operational costs” i olie og gassektoren skaber **~750 jobs** i den danske serviceindustrien



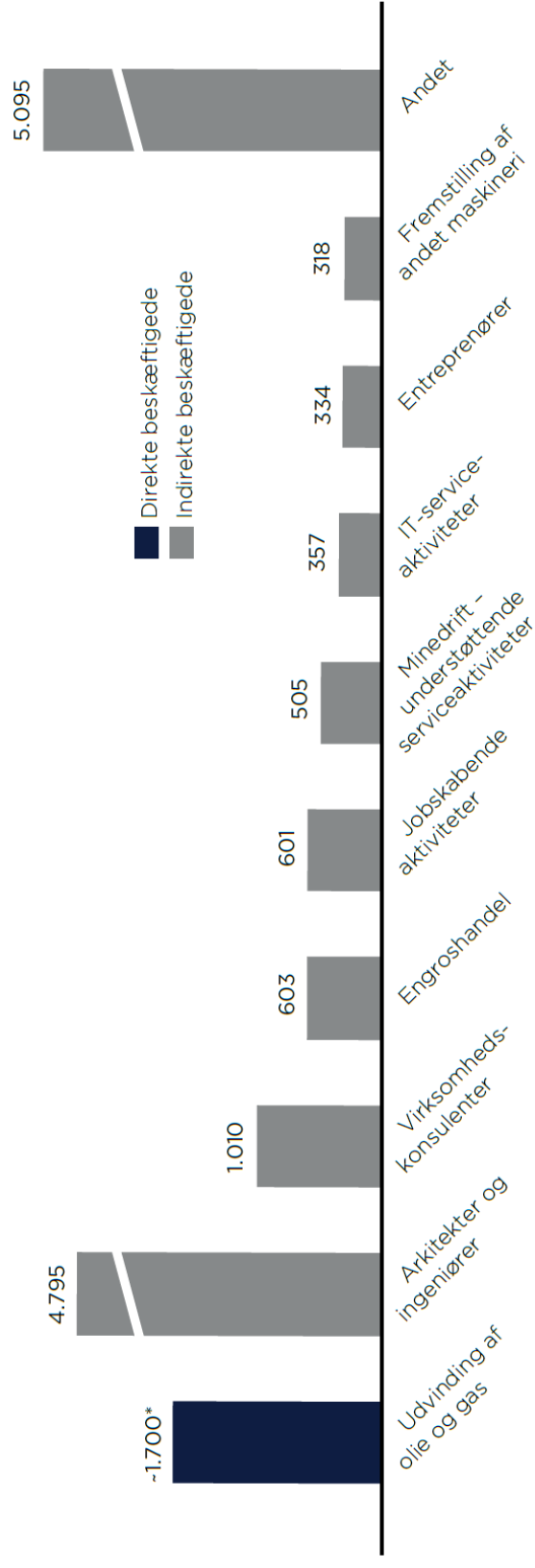
➔ Danske olie og gas hovedstæder (beskæftigelse)





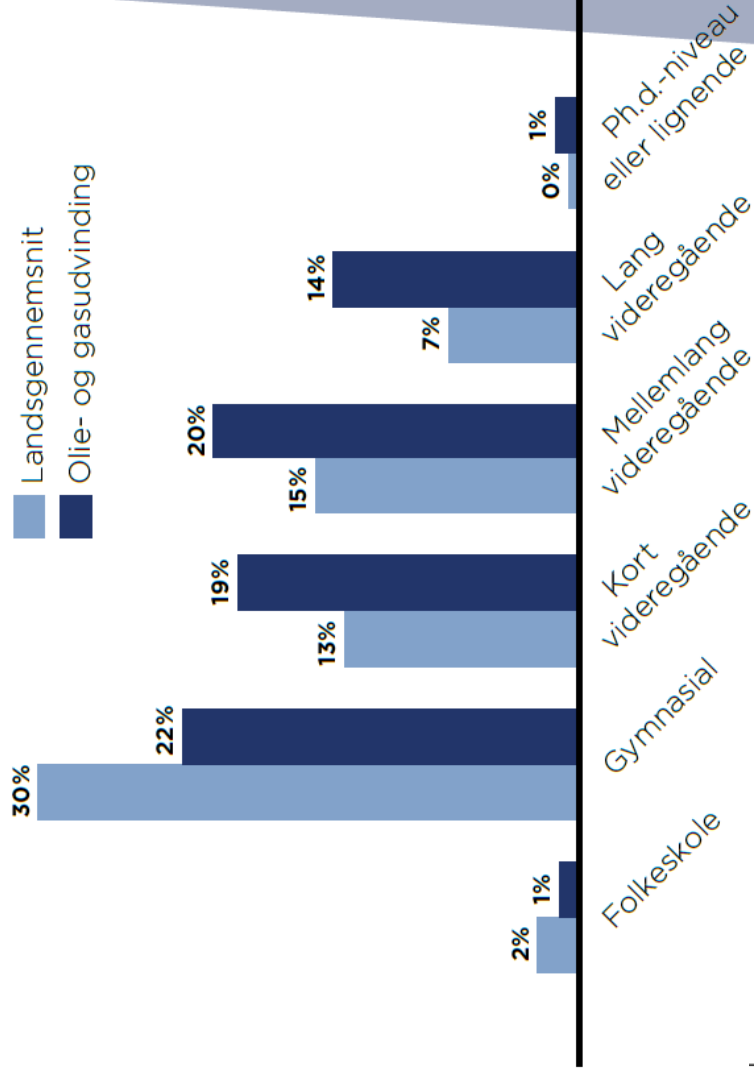
OLIE- OG GASSEKTOREN SERVICERES PRIMÆRT AF INGENIØRTUNGE ERHVERV

BESKÆFTIGEDE I RELATEREDE ERHVERV DREVET AF AKTIVITET I OLIE- OG GASSEKTOREN, 2008
ANTAL BESKÆFTIGEDE





HØJESTE GENNEMFØRTE UDDANNELSESNIVEAU ANTAL MEDARBEJDERE (PROCENT AF TOTAL)



quartz+co



Danish Offshore Industry

	Operator*	Antal virksomheder	Omsætning	Eksport	Antal ansatte
Esbjerg					
	Operator*	NA			300
	Teknisk service**	29	3.526.240.000	1.688.595.378	3.420
	Produktionsudstyr	52	620.824.863	335.622.266	219
	Konstruktion og vedligehold	29	1.272.300.000	529.987.500	1.078
	Transport	17	1.329.416.667	824.050.000	483
	Øvrige serviceydelser	33	67.000.000	0	67
Esbjerg Total		160	6.815.781.519	3.378.255.144	5.566
Resten af landet	Operator*	8	53.500.000.000	23.112.000.000	300
	Produktionsudstyr	161	7.636.727.903	6.034.702.807	3.354
	Konstruktion og vedligehold	35	2.441.625.000	1.657.650.000	1.267
	Transport	7	142.500.000	142.500.000	8
	Øvrige serviceydelser	33	279.518.393	217.820.158	95
Resten af landet Total		244	64.000.371.296	31.164.672.964	5.024
I alt		404	70.816.152.825	34.542.928.109	10.590

* 50% af arbejdspladserne blandt operatørene antaget placeret i Esbjerg i lokale filialer af selskaberne.

** Arbejdspladser inden for Teknisk service antaget placeret i Esbjerg

Kilde: Rambøll Management 2007



Konkurrencekraft

- ➔ Agerer i direkte konkurrence med virksomheder i andre Nordsølande
- ➔ Virksomhederne i dansk sektor har værdifulde services
- ➔ Konkurrencekraft afgørende for opretholdelse af danske aktiviteter i servicesektoren



Aftaleretlige muligheder for at forlange Nordsøaftalen tilsidesat

Professor, dr.jur. Mads Bryde Andersen
Københavns Universitet
mads.bryde.andersen@jur.ku.dk

Baggrund

- Professor, dr.jur., Københavns Universitet
- Tidligere advokat
- Stort forfatterskab, bl.a. inden for aftaleret, obligationsret, it-ret mv.
- Hyppigt anvendt voldgiftsdommer, bl.a. i aftaleretlige sager og i sager inden for energiområdet

Opdraget

- Som i overskriften
- Ikke forelagt “påstandsdokument”
- Begrænset kendskab til “forarbejderne” til aftalen (herunder rådgivning mv.)
- Ingen EU-retlig undersøgelse
- Ingen konkurrenceretlige undersøgelser

Hovedreglen: Aftaler skal holdes

Begrundelse

- Ideologisk – international anerkendelse
- Grundlaget for markedsøkonomi, omsætning og investering mv.
- Uden gyldighed, intet incitament til aftaleindgåelse
- Inciterer parterne til at tænke sig om, før de forpligter sig

Modifikationer

- "lov og ærbarhed" (Danske Lov)
- Viljes- og indholdsmangler (svig, tvang, udnyttelse, jf. aftalelovens §§ 28-33)
- "Urimelighed", aftalelovens § 36
- Forudsætningslæren

Bevisbyrde for ugyldighed hos løftegiver
(staten)

Grundlaget for en ugyldighedsindsigelse?

- Udgangspunkt:
 - Viljeserklæringer (herunder som *grundlag* for aftaler)
 - Falder aftalen eller kun viljeserklæringen?
 - Modifikation: Aftalelovens § 36
- Tilblivelsesmangler?
- Indholdsmangler
 - Olieprisen i 2003 omkring 40 USD pr. tønde
 - Olieprisen i dag omkring 160 USD pr. tønde

Aftalens indhold i øvrigt

- Til gengæld for en 30-årig forlængelse
- opnår staten 20%'s gratis medejerskab og
- 20% overskudsandel (uden at deltage i underskudsrisiko).

Derudover:

- Fastfrysning af beskatning + kompensationsaftale

Betydningen af aftalens offentligretlige karakter

- Aftaleloven omhandler primært *formueretlige* aftaler
- Nordsøaftalen omhandler bl.a. *offentligretlige* forhold (efterforskning efter og indvinding af kulbrinter)
- Den er *betinget* af, at der gennemføres lovændringer
- Men den er underlagt voldgiftsbehandling (bortset fra klagesager)

Konklusion:

Almindelige aftaleretlige regler finder anvendelse

Forudsætningslæren

Hvis en forudsætning er:

- *Væsentlig* (løftet var ikke afgivet ellers)
- *Kendelig* (hvilket modparten kunne indse)
og
- *Relevant* (det findes rimeligt at lægge risikoen for at forudsætningen svigter på løftemodtageren)

kan løftet i særlige tilfælde miste sin gyldighed (dommerskabt ret)

Eksempler herpå

- *U 1995.277 H*: Aftale der forligte et erstatningskrav korrigeret ved ændring af konkurrenceretlig prismaksimering
- *U 2000.656 H*: Komponisten Sebastian

Forudsætningsvigt?

- Indebærer de stigende priser på råolie (2003: 40 USD vs. 2012: 160 USD) en bristende forudsætning?
 - Indebærer fluktuationen i sig selv en bristende forudsætning? Næppe: Alle har kendt til den.
 - Er fluktuationen siden 2003 mere *voldsom* end forudsat? Næppe, hvis ikke man har indkalkuleret nogen forudsætning.
 - Hvis man (gennem ekspertudtalelser) antager, at fluktuationen er mere voldsom end forudsat, er den da *væsentlig*? Næppe: Parterne burde i så fald have aftalt prisreguleringsmekanisme herimod.

Aftalelovens § 36

§ 36. En aftale kan ændres eller tilside-sættes helt eller delvis, hvis det vil være urimeligt eller i strid med redelig handle-måde at gøre den gældende. Det samme gælder andre retshandler.

Stk. 2. Ved afgørelsen efter stk. 1 tages hensyn til forholdene ved aftalens indgåelse, aftalens indhold og senere indtrufne omstændigheder.

Bestemmelsens baggrund

- Forbrugeraftaler
- Misbrugstilfælde
- Tilfælde af ubalance
- Undertiden også erhvervsmæssige sager:
 - Tango Jalousi: *U 2002.1224 H*
 - 10-årig lejeafgift i lejeaftale fra 1847 uden reguleringsadgang: *U 2004.2518 V*
 - Byg vs. Danske Malermestre: *U 1998.281 H*

Fordele og ulemper

Til støtte for anvendelse:

- Fleksibilitet
- Genoprette tilsigtet balance

Herimod

- Bryder aftalerettens ideologiske grundlag og medføre tab af tillid mv.
- Vil I givet fald fremtvinge løbende justeringer når rimelighedsfaktorer ændres

Eksempel: Ula-sagen

Nordiske Domme i Sjøfartsanliggender, årgang 1990, s. 204 ff.

- Statoil skulle anlægge en olierørledning fra et oliefelt til et andet mod et vederlag, som BP skulle betale som et fast månedligt beløb pr. transporteret enhed
- Voldgiftsretten fremhæver
 - Den klare risikofordeling,
 - Statoils betydelige risiko
 - Hverken ”tilfældig eller uoverveiet”
 - § 36 må anvendes med tilbageholdenhed

Konklusion

- Jo grundigere parterne har overvejet de scenarier, der senere kan udfolde sig, desto mere skal der til for senere at antage, at aftalen er urimelig.
- Når parter ved, at forhold kan ændre sig, vil de normalt "handle om" disse usikkerheder (risici)
- Risikoen for ugyldighed vil generelt nedsætte parters motivation til at indgå langsigtede aftale.

Om hardship og genforhandling

Kendetegn:

- Ekstraordinære og uforudsete forhold, der indtræder efter aftaleindgåelsen, gør byrden ved at opfylde aftalen væsentligt tungere end oprindeligt forudsat
- Ingen lovregler herom men forskellige
- Internationale anbefalinger
- Nær forbindelse med forudsætningslæren
- Undertiden aftaleklausuler herom

I relation til Nordsøaftalen

- Ingen klausuler herom
- Ingen opfyldelseshindringer
- Aftalt risikofordeling i kraft af 20%-reglen

Konklusion: Regler om hardship giver ingen hjemmel for ugyldighed, der går videre end de almindelige aftaleretlige regler

Konklusion

- Svært at få øje på, hvordan et krav om genforhandling af Nordsøaftalen kan bygges på aftaleretlige regler om ugyldighed mv., uanset om man overvejer
 - Læren om svigtende forudsætninger
 - Aftalelovens § 36
 - Principper om Hardship mv.

Udvalget vedrørende Eftersyn af
Vilkårene for Kulbrinteindvinding
c/o Skatteministeriet
Nicolai Eigtveds Gade 28
1402 København K.

17. APRIL 2012

I

Aftaleretlige muligheder for at forlange Nordsøaftalen tilsidesat

Udvalget vedrørende Eftersyn af Vilkårene for Kulbrinteindvinding har anmodet om mine bemærkninger til ovennævnte spørgsmål.

Udvalget er nedsat af regeringen med det opdrag blandt andet at belyse, om der er grundlag for en genforhandling af Nordsøaftalen. Det er en præmis for udvalgets arbejde og eventuelle anbefalinger, at regeringen står ved den indgåede aftale mellem staten og A.P. Møller.

Den aftale, der herved sigtes til (herefter "Nordsøaftalen"), er indgået den 29. september 2003 mellem økonomi- og erhvervsministeren og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevilling af 8. juli 1962 til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund. Til aftalen hører en aftale af 11. november 2003 om kompensation efter afsnit VI i Nordsøaftalen (herefter "Kompensationsaftalen").

Som jeg forstår opdraget, ønsker man en redegørelse for, om staten kan begrunde et krav om genforhandling af Nordsøaftalen på, at aftaleretlige regler medfører, at denne aftale helt eller delvis har mistet sin gyldighed, eller at dens gyldighed i det mindste kan anfægtes på aftaleretligt grundlag.

Baseret på min avislæsning lægger jeg til grund, at en mulig indsigelse om ugyldighed overvejes støttet på den udvikling i priserne på olie og gas, der er indtrådt efter indgåelsen af Nordsøaftalen og Kompensationsaftalen. Ifølge oplysninger fra Energistyrelsen (<http://www.ens.dk>) befandt prisen for råolie sig i 2003 på et niveau omkring 40 \$ pr. tønde. I dag befinder den sig i nærheden af 120 \$ pr. tønde. Synspunktet er, hvis jeg forstår det rigtigt, at

GARDES ALLÉ 25

DK-2900 HELLERUP

TLF 33 13 70 73

ARB 35 32 31 33

FAX 35 32 32 06

MOB 40 58 09 25

mads.bryde.andersen@jur.ku.dk

regeringen ikke ville have indgået de nævnte aftaler, såfremt man havde vidst, at der i løbet af denne periode på blot 9 år ville indtræde en sådan udvikling af prisen. Ønsket om genforhandling skulle herefter baseres på den præmis, at aftalerne kan tilsidesættes, hvorved der kan fremsættes ønske om en anden aftaleregulering, hvor staten får en højere andel af indtægterne ved kulbrinteindvindingen i Nordsøen.

Mine bemærkninger er opdelt således, at jeg først under 1. redegør for den almindelige hovedregel i dansk ret, om at aftaler skal holdes. Derefter gennemgår jeg under 2.-4. tre aftaleretlige regler, der efter omstændighederne kan modificere hovedreglen.

Som allerede antydnet er min redegørelse er skrevet ud fra en umiddelbar vurdering af, om Nordsøaftalen efter sit indhold og i lyset af udviklingen i oliepriserne kan tænkes tilsidesat ifølge aftaleretlige regler. Jeg har ikke forholdt mig til specifikke synspunkter om aftalens enkelte vilkår, og i mangel af kendskab til de nærmere omstændigheder ved aftalens indgåelse har jeg heller ikke kunnet forholde mig til forhold af den art. Jeg lægger dog til grund som nærliggende, at parterne på begge sider – alene i lyset af de betydelige værdier – har betjent sig af optimal rådgivning, således at de hver for sig har disponeret på et velovervejet grundlag.

1. Hovedregel: Aftaler skal holdes

a. Begrundelse og baggrund

Hovedreglen i dansk ret er som i ethvert moderne retssamfund, at aftaler skal holdes. Siden Danske Lov af 1683 (5. bog, 5. kapitel, artikel 1) – og også før denne lov – har dette været en almindelig og fæstnet retsgrundsætning. For at løse en aftalepart fra det løfte, han har afgivet som led i en aftale, må der være *hjemmel* hertil.

Denne hjemmel kan enten findes i aftalen selv, i aftaleloven eller i aftaleretlige grundsætninger udviklet ved domstolene. En regel, der giver hjemmel til at tilsidesætte en aftale som ugyldig, vil enten knytte som betingelse herfor, at aftalen har et bestemt *indhold* (f.eks. at den er lovstridig eller åbenbart urimelig) eller at der er mangler ved *aftaleindgåelsen* (f.eks. at løftet er afgivet som følge af modpartens bedrageriske eller truende adfærd).

Det påhviler den part (i rollen som ”løftegiver”), der vil fragå sit løfte, at føre bevis for, at der foreligger en ugyldighedsgrund, og at betingelserne for at bringe denne ugyldighedsgrund til anvendelse, er opfyldt. Føres dette bevis ikke for den domstol eller voldgiftsret, som ifølge aftalen eller i øvrigt gæl-

dende regler er kompetent til at afgøre retsforholdene, fastholder man hovedreglen om, at aftalen er gyldig.

SIDE 3 AF 14

b. Aftaleretlige ugyldighedsregler

De almindelige regler om aftalers ugyldighed findes i lov om aftaler og andre retshandler på formuerettens område (jf. lovbekendtgørelse nr. 781 af 26. august 1986), hvis kapitel III handler om *ugyldige viljeserklæringer*. De aftaleretlige regler tager dermed som udgangspunkt sigte på enkelte ”viljeserklæringer”, herunder *løfter*, hvad enten disse er enkeltstående (f.eks. et kautionsløfte) eller bestanddele af aftaler (f.eks. betalingsforpligtelsen i Nordsøaftalen). Kun ganske enkelte ugyldighedsregler (herunder aftalelovens § 36 om urimelige aftaler) tager sigte på aftaler. Nærmere herom under 3.

I tillæg til aftalelovens ugyldighedsregler har danske domstole udviklet enkelte *uskravne retsgrundsætninger*, der giver hjemmel for at frakende aftaler gyldighed. En sådan grundsætning er læren om svigtende forudsætninger, der giver hjemmel for at ændre en aftale, hvis forhold, løftegiver tillagde væsentlig betydning ved løftets afgivelse, har ændret sig på kvalificeret måde, så det med stor sikkerhed kan fastslås, at løftegiveren *ikke* ville have afgivet disse løfter, hvis forholdene havde været kendt på løftetidspunktet. Nærmere herom under 2.

c. Retsvirkningerne af ugyldighed

Når et løfte, der udgør grundlaget for et aftaleforhold, mister sin gyldighed, vil aftalen kunne falde bort i sin helhed som konsekvens af ugyldigheden. Dette vil være situationen, hvis aftalen står og falder med det løfte, der påstås ugyldigt. Det ugyldige løfte udgjorde da *grundlaget* for aftalen og trækker så at sige aftalen med sig i døden. Udgør løftet derimod blot et element i aftalereguleringen, der meningsfuldt kan opretholdes uden løftet, vil aftalen kunne opretholdes, selv om løftet erklæres ugyldigt. Se herved bemærkningerne i min bog *Grundlæggende aftaleret*, 3. udg. (2008), s. 88.

Der er næppe nogen tvivl om, at de økonomiske vilkår i Nordsøaftalen udgør en integreret del af den aftaleforhandling, der bragte parterne til enighed. Et væsentligt formål med aftalen var jo at afklare de økonomiske konsekvenser af, at bevillingshavernes koncession fra 1962 udløb i 2012. I tillæg til vedtagelsen om, at koncessionen blev forlænget med yderligere 30 år, blev det således aftalt i pkt. IV., at staten vederlagsfrit skulle overtage 20 % af DUC's anlæg og oppebære 20 % af overskuddet.

Konsekvensen af at antage, at betalingsreglen i Nordsøaftalen er ugyldig, vil som udgangspunkt være, at aftalen som sådan *falder bort*. Dette udgangspunkt gælder dog ikke, hvis det antages, at Nordsøaftalen som sådan (dvs. forstået som en helhed, hvoraf betalingsvilkårene blot er en del) er urimelig. Aftalelovens § 36 giver nemlig da hjemmel til, at betalingsvilkårene kan *ændres*, så aftalen på ny opnår et rimeligt indhold.

d. Særligt om offentligretlige aftaleforhold

Man kan spørge om en aftale, hvis ene *part* er den danske stat, og hvis *genstand* (kulbrinteindvinding) er underlagt en intens offentligretlig regulering, er underlagt formuerettens almindelige regel om aftalers gyldighed. Efter sin titel er aftaleloven således benævnt som ”Lov om aftaler og andre retshandler på *formuerettens* område”. I aftalen optræder staten navnlig som udøver af en *offentligretlig* kompetence, herunder som bevillingsgiver (i henhold til undergrundsloven) og som skatteopkræver. Dette fremgår bl.a. af pkt. VI., stk. 6, hvorefter aftalen har som forudsætning, at regeringen opnår den fornødne tilslutning fra Folketinget og Folketingets Energipolitiske Udvalg, og herunder får gennemført de nødvendige og forudsatte lovændringer som nærmere anført i pkt. V.

Var dette synspunkt bæredygtigt, ville man ikke kunne benytte formueretlige regler som grundlag for aftaleretlige vurderinger. Dette resultat ville vanskeligt kunne bringes i harmoni med hele formålet med at indgå Nordsøaftalen. Dens hovedformål har været at skabe en sådan sikkerhed om de retlige rammer, at bevillingshaverne kunne få incitament til at foretage de ganske betydelige investeringer, der ville være nødvendige for at udnytte denne koncessionsforlængelse.

At parterne har tilsigtet at disponere formueretligt fremgår da også af den indledende bemærkning om, at aftalen ”sigter mod at skabe stabile og langsigtede rammer for bevillingshavernes og deres partneres efterforsknings- og indvindingsvirksomhed ...”. Efterforskning og indvinding af kulbrinter er kapitalkrævende og risikofyldt. De tilsigtede ”stabile og langsigtede rammer” skaber et grundlag herfor, ganske som når en medicinalvirksomhed på grundlag af et udstedt patent afholder omkostningerne ved at afprøve og senere markedsføre et nyt lægemiddel.

Også aftalens talrige henvisninger til, at uenigheder afgøres ved voldgift, viser, at parterne – med de særlige forbehold, der er gjort i aftalen (herunder i dennes pkt. III., sidste stykke om forhold, der er underlagt klageadgang) – har villet operere inden for en formueretlig ramme. Dette middel til konfliktløsning er ifølge § 6 i voldgiftsloven kun til rådighed i ”retsforhold, som parterne har fri rådighed over”.

Med denne konklusion samler interessen sig herefter om de to førnævnte ugyldighedsregler.

2. Læren om svigtende forudsætninger

a. Forudsætningslærens indhold

Danske domstole har gennem mangeårig praksis udviklet en grundsætning, hvorefter et løfte kan miste sin gyldighed eller på anden måde blive uvirkeligt, når væsentlige forudsætninger for dets afgivelse svigter (dvs. viser sig urigtige eller brister) og særlige omstændigheder dernæst foreligger. Denne forudsætningslære kan dog kun påberåbes i ekstraordinære tilfælde. Den er ikke tænkt som en almindelig udvej til at få domstolene til at rette op på aftaler, der viser sig at have fået et uheldigt indhold.

Som et eksempel fra nyere praksis på domstolenes anvendelse af forudsætningslæren kan nævnes Højesterets dom i *U 1995.277 H*. I denne sag blev en aftale, der forligte et erstatningskrav korrigeret, da en konkurrenceretlig regel, der tidligere havde forhindret en fri prisdannelse herom, blev ophævet. Et andet eksempel er Højesterets dom i *U 2000.656 H*, hvor Højesteret gav komponisten *Sebastian* medhold i, at han kunne oppebære et yderligere vederlag for en balletkomposition, efter at Det Kongelige Teater af årsager, der ikke kunne lægges Sebastian til last, havde besluttet *ikke* at opføre balletten, hvorved der ikke ville komme løbende opførelsesvederlag til udbetaling.

For en nærmere diskussion af disse hensyn henviser jeg til min bog *Grundlæggende aftaleret*, 3. udg. (2008), s. 420 ff., der henviser til yderligere litteratur og retspraksis. Som anført her kan de krav, som læren opstiller, inddeles i tre betingelser:

b. Væsentlighedsbetingelsen

For det første må den svigtende forudsætning have været *væsentlig* for løftegiveren. Det må altså ligge klart, at løftegiver på løftetidspunktet, ikke ville have afgivet løftet, hvis løftegiveren på dette tidspunkt havde kendt til de forhold, der viste sig at falde anderledes ud. Denne klarhed må for det *andet* være synlig ("kendelig") for løftemodtageren (her, A.P. Møller – Mærsk). Og for det tredje må det ud fra en afvejning af de involverede hensyn være *rimeligt at lægge risikoen* for, at forudsætningen svigter, på løftegiveren.

I forudsætningslærens tre betingelser giver væsentlighedsbetingelsen anledning til følgende bemærkninger:

SIDE 6 AF 14

Havde den senere udvikling af prisen på råolie været kendt, da staten indgik Nordsøaftalen, er det muligt, at staten ikke havde indgået den. Ingen kendte til – og ingen havde mulighed for at kende – denne prisudvikling, eftersom de faktorer, der bestemmer den, ikke ville være kendte. Blandt disse faktorer er konjunkturmæssige forhold, globale sikkerhedspolitiske forhold, vedtægter i OPEC-landene, den globale efterspørgsel (herunder i den voksende kinesiske økonomi), fremkomsten af alternative energikilder o.m.a. Det må på forhånd have stået klart for parterne, at der kunne ske såvel stigninger som fald i prisen på råolie. Sådan er situationen også i dag. Ingen ved, om olieprisen om 7-8 år er halveret i forhold til det nuværende leje.

Fordi denne fluktuationsrisiko var så åbenbar for parterne, måtte det være op til den part, for hvem en særligt voldsom prisudvikling måtte være kritisk, at forlange et forbehold i aftalen, der kunne tage højde for en særligt kvalificeret prisudvikling. Sådanne forbehold er helt almindelige i langvarige aftaleforhold, jf. min bog *Praktisk aftaleret* (2009), s. 313 ff., der omtaler forskellige typer af vilkår om variabel betaling, og der findes en omfattende litteratur om prismekanismer i langvarige aftaler om køb af olie og (navnlig) naturgas.

Sådanne vilkår blev ikke indarbejdet, idet parterne valgte en model, hvorefter staten blev kompenseret via et medejerskab, hvor staten som partner i DUC fra og med 9. juli 2012 overtager en andel på 20 % af de eksisterende produktions- og rørledningsanlæg og tilsvarende opnår 20 % af overskuddet, jf. pkt. VI., stk. 1 (men ikke af et eventuelt modsvarende underskud). Med disse aftaleelementer, der indgår i den samlede regulering, har staten opnået en tilsvarende fordel af den positive prisudvikling, der måtte vise sig i aftaleperioden. Skulle aftalen betragtes som urimelig mv. må denne karakteristik derfor i alle tilfælde justeres for den overskudsandel, der ligger heri.

c. Konklusion

Af disse grunde finder jeg ikke, at staten med føje kan gøre gældende, at betalingsreglen i Nordsøaftalen er bundet således op på forudsætninger om udviklingen i prisen på råolie under aftaleperioden, at denne forudsætning kan siges at udgøre en *væsentlig* forudsætning for aftalen.

Skulle man imidlertid alligevel antage, at dette var tilfældet, kan man efter min opfattelse vanskeligt sige, at denne ”væsentlige” forudsætning har været kendelig (altså synbar) for løftemodtageren (bevillingshaverne). De burde med andre ord ikke have indset statens væsentlige forudsætning om kon-

konjunkturforsøholdene – allerede fordi det måtte fremstå som åbenbart at staten efter aftalen skulle tage risikoen for disse konjunkturforsøhold, for så vidt man ikke selv fra og med juli 2012 delvis fik fordel af dem.

Da der derfor ingen ”væsentlig” forudsætning foreligger, og da kravet om ”kendelighed” ikke er opfyldt, er der ingen grund til at vurdere, om den såkaldte relevansbetingelse er opfyldt. Konklusionen må derfor være, at den indgåede aftale ikke kan tilsidesættes efter forudsætningslærens regler.

3. Aftalelovens § 36

a. Baggrund og indhold

Aftalelovens § 36 lyder således:

§ 36. En aftale kan ændres eller tilsidesættes helt eller delvis, hvis det vil være urimeligt eller i strid med redelig handlemåde at gøre den gældende. Det samme gælder andre retshandlinger.

Stk. 2. Ved afgørelsen efter stk. 1 tages hensyn til forholdene ved aftalens indgåelse, aftalens indhold og senere indtrufne omstændigheder.

Som anført i min bog *Grundlæggende aftaleret*, 3. udg. (2008), s. 423, er bestemmelsen den hyppigst påberåbte ugyldighedsregel i dag. Den blev indført i 1975 for at beskytte forbrugere og andre svage aftaleparter fra konsekvenserne af at indgå uovervejede aftaler med uafbalancerede vilkår, men i efterfølgende retspraksis har bestemmelsen fået en ret så bred anvendelighed, så den reelt har opslugt hovedparten af de særlige ugyldighedsregler i §§ 28-32. En påstand om, at et aftalevilkår er ugyldigt pga. indholdsmangler, vil normalt også støttes på § 36 hvis generelle anvendelsesområde går henover de andre – skrevne såvel som uskrevne – ugyldighedsregler.

Ved at anvende § 36 kan en aftale som nævnt ”ændres eller tilsidesættes helt eller delvis”. Der er altså ikke – som i de andre ugyldighedsregler – tale om, at løftet eller aftalen nødvendigvis bortfalder i sin helhed. Som regel fører en anvendelse af § 36 til, at løftet eller aftalen bliver *uvirksomt* i relation til de elementer, der danner grundlag for ugyldighedsindsigelsen. Som allerede nævnt ligger heri en betydelig vanskelighed, eftersom aftalen jo videreføres uden det. Domstolene kan dog også vælge at *ændre* aftalen, så den kan føres videre i en mindre ”urimelig” skikkelse.

Skulle aftalelovens § 36 anvendes i relation til Nordsøaftalen måtte betragtningen vel nærmest være, at der ikke længere var balance mellem de ydelser, der skal præsteres fra statens henholdsvis bevillingshavernes side. Synspunktet måtte vel være, at værdien af en videreført eneretsbevilling i lyset af den efterfølgende prisudvikling på råolie (og muligvis også de mere righoldige forekomster) var ude af proportion med det ”vederlag” i form af en 20 % ejer- og overskudsandel, som staten modtog. I tillæg hertil kunne man muligvis også anlægge synspunkter om, at værdien af de ydelser, der kan komme til udbetaling fra staten i medfør af Kompensationsaftalen (eller den indsnævring af statens beskatningsret, som man måtte kunne udlede af denne aftale) var ude af proportion med statens fordele ved disse aftale (som vel igen primært ligger i den tilsagte 20 % ejer- og overskudsandel).

En sådan vurdering er principielt vanskelig navnlig i en aftale som den foreliggende, hvor parternes respektive forpligtelser er så mangfoldige (herunder gennemførelse af lovgivning, partnerskab, pligt til fortsat efterforskning mv.). Fratager man et enkelt element af en sådan aftale sin gyldighed som ”urimelig”, vil andre led af aftalen hurtigt også blive det. Dermed vil balancen i hele aftalens blive truet og følgelig også dens gyldighed. Derfor vil en dømmende instans på forhånd stå overfor en særdeles vanskelig opgave, hvis den skal statuere, at aftalen – eller dele af den – er ugyldig.

Jeg har givet udtryk for denne udfordring i sin helt almene skikkelse i *Grundlæggende aftaleret*, 3. udg. (2008), s. 424:

”Navnlig i et vedvarende aftaleforhold kan en vederlagsjustering gennemført efter § 36 hidføre en ubalance, der i sig selv kan føles ”urimelig”: Hvor længe skal vederlaget flyttes fra parternes udgangspunkt? Og hvad skal der ske, hvis de faktorer, der gav grundlag for vederlagsjusteringen, nu bevæger sig i en modsat retning? Skal rimelighedssynspunktet føres rent igennem, må det også anlægges, når omstændighederne på ny ændrer sig.

Parterne kan dermed blive tvunget ud i en række sagsførelser eller genforhandlingsforløb. Derfor vil en liberal anvendelse af § 36 placere domstolene i en problematisk rolle som ”smagsdommere” over det forhandlingsresultat, parterne nu en gang nåede frem til, da de indgik aftalen. Denne risiko bør begrunde en almindelig tilbageholdenhed i anvendelsen af § 36.”

I forarbejderne til den ændring af aftaleloven, der fandt sted i 1995 (se Folketingstidende 1994-95, tillæg A, sp. 337 f.), betones det bl.a., at ”udgangspunktet bør være, at aftaler skal holdes, og at der i forretningsmæssige forhold må udvises den største varsomhed med efterfølgende at foretage rimelighedsvurderinger.” Det hedder videre (a.st. s. 352), at det ”forudsættes, at

der udvises særlig tilbageholdenhed med at ændre aftalevilkår i rene erhvervsforhold, hvor aftalen bl.a. bygger på økonomiske og risikomæssige overvejelser m.v.”

c. Illustrativ retspraksis

Der findes ingen illustrativ retspraksis fra danske domstole, der belyser kriterierne for at anvende aftalelovens § 36 i aftaler om kulbrinteindvinding.

Blandt nogle af de sager, hvor domstolene har anvendt § 36 uden for rene forbrugerforhold kan henvises til *U 2002.1224 H*, hvor en aftale med et musikforlag om fordeling af indtægterne fra kompositionen *Tango Jalousie* blev delvis tilsidesat, jf. aftalelovens § 36. Dommen er fortsat den ledende afgørelse om ændring af urimelige aftaler efter at der blev indført mulighed herfor. Den pågældende aftale – om hvis nærmere indhold der i øvrigt var uklarhed – var indgået i 1946.

U 2004.2518 V fandt det beløb, der var aftalt for leje af landbrugsjord – 10 kr.! – i henhold til en lejeaftale fra 1847 uden mulighed for regulering, urimeligt lavt og derfor tilsidesat efter § 36. Lejen sat til 8.000 kr., der var en skønnet markedsleje.

I *U 1998.281 H* fik arbejdsgiverforeningen Danske Malermestre fik ret til at udtage sin andel i en hjælpefond ved kollektiv udmeldelse af BYG og genstiftelse af Danske Malermestre, selv om vilkårene for den kort forinden aftale sammenlægning ikke tillod en sådan udtagelse.

Aftaler af denne art er normalt underlagt voldgiftsbehandling, og sager herom vil derfor typisk blive afgjort for lukkede døre og uden offentlighedens kendskab. Fra mit eget virke som voldgiftsdommer i sådanne sager kan jeg udtale, at voldgiftsretter helt generelt fører en linje med hensyn til at tilsidesætte indgåede aftaler som urimelige, der er mindst ligeså restriktiv som domstolenes.

Et eksempel herpå foreligger med en norsk voldgiftsavgørelse af 21. februar 1990 i en sag mellem BP Petroleum Development Norway (i det følgende *BP*), og Den norske stats oljeselskab a.s. (i det følgende *Statoil*). Parterne i denne sag har givet deres samtykke til, at afgørelsen er offentliggjort med udeladelse af kommercielt sensitive oplysninger. Dette er sket i tidsskriftet *Nordiske Domme i Sjøfartsanliggender*, årgang 1990, s. 204 ff.

Sagen udsprang af en aftale mellem parterne, hvorefter Statoil skulle anlægge en olierørledning fra et oliefelt til et andet mod et vederlag, som BP skulle erlægge, fastsat som summen af et fast månedligt beløb pr. transporteret

enhed. Feltet viste sig at producere væsentlig mere råolie end forventet, og BP krævede herefter reduktion i vederlaget under henvisning til aftalelovens § 36 (der har et stort set identisk indhold i norsk ret). Dette krav blev afvist af en enig voldgiftsret, som i sine særdeles fyldige præmisser (navnlig s. 249 ff.) påpeger en række principielle synspunkter, som netop på dette område taler imod tilsidesættelse af aftalen under henvisning til § 36.

Voldgiftsretten peger for det første på den klare risikofordeling, der var etableret i medfør af den indgåede aftale, og som også indebar en betydelig risiko for Statoil, der efter aftalen også skulle vedligeholde olierørledningen. Voldgiftsretten bemærker i tilknytning hertil, at denne risikofordeling ikke var ”tilfældig eller uovervejet, og kan heller ikke sies å være presset på BP-gruppen”. Videre peges på de meget store investeringer, som olieindvindingen på Nordsøen indebærer med risiko for tilsvarende store tab men også udsigt til gevinstmuligheder som er ”nesten ubegrenset”. Derfor tilsiger hensynet til kontraktssikkerheden på området, at der må vises stor tilbageholdenhed med at anvende aftalelovens § 36.

d. Diskussion

Når man vurderer muligheden for at anvende aftalelovens § 36 som grundlag for et krav om at forlange en aftale tilsidesat eller ændret, vil man navnlig se på *forholdene ved aftaleindgåelsen*. Jo grundigere parterne har overvejet konsekvenserne af aftalen, og jo mere indgående de har overvejet de forskellige scenarier, der kunne udfolde sig efterfølgende, desto mere skal der til for senere at antage, at aftalen er urimelig.

Et andet forhold, der spiller ind, er den *fordeling af risici*, der indgår i aftalen. Navnlig i længerevarende aftaleforhold vil forholdene ofte ændre sig således, at forhold, som på aftaletidspunktet fremstod i et bestemt lys, enten tegner sig lysere eller mørkere. Når parterne – som her – er opmærksomme på, at forholdene på den måde kan ændre sig i den ene eller anden retning, vil de normalt ”handle om” de usikkerheder (risici), der tegner sig i konsekvens heraf. En part vil typisk forlange en form for vederlæggelse som en slags forsikringspræmie til gengæld for at skulle påtage sig en risiko. Foreligger en sådan aftale, skal der normalt overordentlig stærke argumenter til for at tilsidesætte den under henvisning til, at den fastlagte risikofordeling får vidtrækkende konsekvenser for den ene part.

Et tredje hensyn, der spiller ind i den forbindelse, er *incitamentshensynet*. Navnlig på et forhold som det foreliggende, hvor begge parter nærer et fælles ønske om, at der investeres i efterforskning og indvinding af kultbrinter, har parterne et fælles ønske om at *sikre* grundlaget for disse investeringer.

Dette fælles ønske taler ligeledes for at udvise stor tilbageholdenhed overfor at skulle erklære sådanne aftaler ugyldige.

SIDE 11 AF 14

Nordsøaftalen og Kompensationsaftalen havde til formål at give bevillingshaverne mulighed for en langtidsplanlægning, der kunne skabe grundlag for fremtidige investeringer i olie- og gasudviklingen på det område, der var dækket af aftalen. At priserne kunne udvikle sig i opadgående retning var kendt. Sådan havde tidligere udviklet sig, og ingen økonomiske ”naturlove” var forandret på en måde, der gav formodninger om, at olieprisen efter aftaleindgåelsen ville udvikle sig fladt. Man må gå ud fra, at parterne på begge sider af det forhandlingsbord, der førte til indgåelsen af de to aftaler, har haft adgang til den ypperste ekspertise. Af disse grunde må det efter min opfattelse helt ekseptionelt stærke argumenter til for at kunne bringe aftalelovens § 36 i anvendelse. Sådanne grunde har jeg ikke kunnet få øje på.

e. Konklusion

Efter min opfattelse kan det derfor på det foreliggende grundlag konkluderes som utvivlsomt, at der ikke er grundlag for at antage, at en voldgiftsret vil tilsidesætte hverken Nordsøaftalens betalingsregler eller Kompensationsaftalen som urimelige, jf. aftalelovens § 36.

4. Om hardship og genforhandling

a. Problemstillingen

Man taler om ”hardship”, når forhold efter aftaleindgåelsen gør byrden ved at opfylde aftalen væsentligt tungere end oprindeligt forudsat. ”Hardship” indebærer ikke i sig selv særlige retsvirkninger. Men det kan tænkes, at sådanne retsvirkninger indtræder i kraft af andre regler, f.eks. forudsætningslæren: Selv om det ikke er umuligt at opfylde en aftale, føles de ændrede forhold som så væsentlige, at de – hvis de havde foreligget på aftaletidspunktet – ville have haft afgørende betydning for parterne.

Se generelt om begrebet min bog *Praktisk aftaleret*, 3. udg. (2009), s. 411 ff., *Mads Bryde Andersen & Joseph Lookofsky* i Lærebog i Obligationsret, 3. udg. (2010), s. 190 ff. og 203 ff. og *Viggo Hagstrøm*: Obligationsrett, 2. udg. (2011), s. 323 ff. Emnet er indgående analyseret i et publiceret studenterspeciale, der vandt Kromann & Münter-legatet 1998, nemlig *Christian Wegener*: Ændrede forholds betydning for kontraktsforhold: Om hardship og hardshipklausuler.

Når der kan være grund til at beskæftige sig med de problemstillinger, der opstår ved hardship, er det fordi disse regler – som netop forudsat ved kommissoriet for Udvalget vedrørende Eftersyn af Vilkårene for Kulbrinteind-

vinding – beskæftiger sig med muligheden for at tilpasse den vedvarende aftale i lyset af ændrede, og væsentligt mere byrdefulde, vilkår. I et kommercielt aftaleforhold vil den typiske konsekvens nemlig være, at parterne *genforhandler* aftalen. I de forsøg, der har været på at kodificere hardship-tilfælde, er der derfor også indbygget regler om genforhandling. Ligeledes forekommer det ofte i kommercielle aftaler, at parterne indsætter klausuler om hardship.

b. Principles of European Contract Law

Et forslag til en samlet regulering af hardship og genforhandling findes i Article 6:111 i de Principles of European Contract Law (i det følgende kaldet PECL), der er forberedt af Commission of European Contract Law (se bogudgivelsen fra 2000, redigeret af Ole Lando & Hugh Beale), s. 322. Den bestemmelse, der her udtrykkes, lyder således:

(1) A party is bound to fulfil its obligations even if performance has become more onerous, whether because the cost of performance has increased or because the value of the performance it receives has diminished.

(2) If, however, performance of the contract becomes excessively onerous because of a change of circumstances, the parties are bound to enter into negotiations with a view to adapting the contract or ending it, provided that

(a) the change of circumstances occurred after the time of conclusion of the contract,

(b) the possibility of a change of circumstances was not one which could reasonably have been taken into account at the time of conclusion of the contract, and

(c) the risk of change of circumstances is not one which, according to the contract, the party affected should be required to bear.

(3) If the parties fail to reach agreement within a reasonable period, the court may:

(a) end the contract at a date and on terms to be determined by the court; or

(b) adapt the contract in order to distribute between the parties in a just and equitable manner the losses and gains resulting from the change of circumstances.

In either case, the court may award damages for the loss suffered through a party refusing to negotiate or breaking off negotiations contrary to good faith and fair dealing.”

Det er væsentligt at bemærke, at PECL-reglen – der nyder almen anerkendelse blandt jurister i moderne og veludviklede retssamfund – tager ud-

gangspunkt i den hovedregel – der også er slået fast ovenfor under 4.1. – at løfter og aftaler er bindende, selv om det viser sig mere byrdefuldt end oprindeligt antaget at opfylde dem. De tilfælde, der kan fremkalde et behov for genforhandling, kendetegnes efter dette regelsæt ved deres ekstraordinære og uforudsete karakter. Og den grundlæggende betingelse for at kunne frakende de løfter, der er ramt af hardship, gyldighed er, at den risiko, der dermed flyttes fra løftegiver over på løftemodtager, ikke forventedes at skulle bæres af løftegiver.

c. Unidroit Principles

En tilsvarende regulering findes i Article 6.2.1.-6.2.3. i de af den internationale formueretlige harmoniseringsorganisation Unidroit fastsatte Principles of International Commercial Contracts 2010 (i det følgende kaldt Unidroit Principles).

Article 6.2.1. heri fastslår det udgangspunkt, at en part er forpligtet af sit løfte, selv om dette bliver mere byrdefuldt at opfylde end oprindeligt forudsat. Herpå definerer Article 6.2.2. "hardship" som tilfælde, der "fundamentally alters the equilibrium of the contract either because the cost of a party's performance has increased or because the value of the performance a party receives has diminished". I tillæg hertil kræves det, at hardship-situationen opstod eller blev kendt efter aftaleslutningen, at de ikke kunne være forudsat på aftaletidspunktet, at forholdene lå uden for den forpligtedes control, og at "the risk of the events was not assumed by the disadvantaged party".

Foreligger hardship, kan den berettigede part forlange genforhandling, jf. Article 6.2.3. Resultterer denne genforhandling ikke i et resultat, kan den berettigede part gå til domstolene med henblik på, at aftalen enten bringes til ophør, eller at den tilpasses de ændrede omstændigheder. Ønsket om genforhandling suspenderer ikke i sig selv partens pligter ifølge aftalen.

I kommentaren til den sidstnævnte bestemmelse (s. 323 f.) erkendes det, at der er tale om en kontroversiel regel, som i et vist omfang kan siges at belønne den part, der ikke har taget et forhold – som viser sig uventet risikobetonet – i betragtning ved sin aftaleindgåelse. Heroverfor peges dog også på vanskeligheden ved at affatte klausuler, der tager alle eventualiteter i betragtning. Af samme grund tænkes det princip, som bestemmelsen udtrykker, alene anvendt i "exceptional circumstances".

d. Diskussion

Man kan diskutere, i hvilket omfang disse regler udtrykker gældende dansk ret. Som anført af *Bryde Andersen & Lookofsky* anførte sted, s. 191 f., er det

næppe i overensstemmelse med gældende dansk ret uden videre at give domstolene hjemmel til at ændre indgåede aftaler. En sådan ændringsadgang forudsætter et særligt mandat, der enten – som forudsat både i Unidroit Principles og i PECL-reglerne – tildeles en voldgiftsret eller reguleres på anden måde.

Force majeure-klausuler pålægger sædvanligvis parterne at genforhandle aftalen ud fra de økonomiske forudsætninger, som parterne oprindeligt lagde til grund. At skulle genforhandle en aftale giver ingen sikkerhed for, at genforhandlingen resulterer i en ny aftale. Derfor ledsages genforhandlingselementet i en hardship-klausul ofte af voldgiftsklausuler: Når parterne ikke frem til et forhandlingsresultat under genforhandlingen af den klausul, hvis opfyldelse er ramt af hardship, overlades det herefter til en voldgiftsret, som parterne fæster lid til, at fastslå en ny aftaleregulering.

Voldgiftsklausulen i de indgåede aftaler giver ikke voldgiftsretten nogen hjemmel til at pålægge parterne genforhandling af aftalevilkår. De voldgiftsretter, der nedsættes i medfør af aftalerne, har heller ikke hjemmel til at *forandre indholdet* af de indgåede aftaler.

En sådan forandring måtte derfor i givet fald forudsætte, at der var hjemmel til at erklære de indgåede aftaler helt eller delvis ugyldige efter aftaleretlige regler. Som anført under 2. og 3. foreligger en sådan hjemmel ikke. Derfor kan heller ikke de anførte grundsætninger om hardship mv. danne grundlag for et ensidigt krav fra staten om at ændre Nordsøaftalen.

København, den 17. april 2012

Mads Bryde Andersen

Bilag 2: Kammeradvokatens notat om statens adgang til at kræve ændringer af Nordsøaftalen

Notat om statens adgang til at kræve ændringer af aftalen af 29. september 2003 samt 18. oktober 2004 mellem økonomi- og erhvervsministeren og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevillingen af 8. juli 1962 til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund (Nordsøaftalen)

Indholdsfortegnelse

1.	NOTATETS FORMÅL OG KONKLUSION	3
1.1	Formål og afgrænsning.....	3
1.2	Resumé af notatets væsentligste konklusioner	4
2.	OM NORDSØAFTALEN	6
2.1	Nordsøaftalens baggrund og historik.....	6
2.2	Nordsøaftalen	9
2.2.1	Forløbet frem til aftalens indgåelse.....	9
2.2.2	Indholdet af aftalen i hovedtræk	10
2.2.3	Folketingets behandling af aftalen	12
2.3	Den endelige aftale af 18. oktober 2004 i hovedtræk	15
3.	RETSGRUNDLAGET FOR NORDSØAFTALEN	16
4.	OM AFTALERS OPHØR.....	17
4.1	Indledning.....	17
4.2	Forudsætningslæren.....	18
4.3	Særligt om opsigelse af aftaler og genforhandlingsklausuler i langvarige aftaler	21
4.4	Aftalelovens § 36.....	21
5.	FORMÅLET MED OG FORUDSÆTNINGER BAG STATENS INDGÅELSE AF NORDSØAFTALEN	24
6.	VURDERING AF UDVALGTE FORUDSÆTNINGER	25
6.1	Investeringer.....	25
6.1.1	Forudsat ved aftalens indgåelse	25
6.1.2	Udviklingen	26
6.1.3	Vurdering.....	26
6.2	Olie- og gasproduktion	27
6.2.1	Forudsat ved aftalens indgåelse	27
6.2.2	Udviklingen	28
6.2.3	Vurdering.....	28
6.3	Oliepris og dollarkurs.....	29
6.3.1	Forudsat ved aftalens indgåelse	29
6.3.2	Udviklingen efter aftalens indgåelse.....	31
6.3.3	Min vurdering af olieprisen som forudsætning.....	32
6.4	Fordelingen af overskuddet mellem DUC-partnerne og staten.....	33
6.4.1	Forudsat ved aftalens indgåelse	33
6.4.2	Udviklingen siden aftalen	35
6.4.3	Vurdering.....	35
7.	PRØVELSE AF NORDSØAFTALENS GYLDIGHED	37
8.	OPSIGELSE ELLER GENFORHANDLING	38
8.1	Adgang til at opsigte aftalen	38
8.2	Adgang til at kræve genforhandling	39

1. NOTATETS FORMÅL OG KONKLUSION

1.1 Formål og afgrænsning

Regeringen har den 13. januar 2012 nedsat et tværministerielt udvalg med Skatteministeriet som formand til at foretage et serviceeftersyn af vilkårene for kulbrinteindvinding i Nordsøen. Serviceeftersynet skal ifølge kommissoriet bl.a. ses i lyset af, at den nuværende kulbrintebeskatning og aftalen af 29. september 2003 som bekræftet og udmøntet ved tillæg af 18. oktober 2004 mellem økonomi- og erhvervsministeren og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevillingen af 8. juli 1962 til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund (herefter Nordsøaftalen) snart har været gældende i 10 år.

Udgangspunktet for serviceeftersynet er ifølge kommissoriet, at der bør sikres en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig udnyttelse af olie- og gasressourcerne, og at staten skal have en rimelig andel af det samlede afkast. Af udvalgets kommissorium fremgår, at det er en præmis for udvalgets arbejde og eventuelle anbefalinger, at regeringen står ved den i 2003 indgåede Nordsøaftale mellem staten og bevillingshaverne. Eventuelle ændringer af Nordsøaftalen vil derfor ske inden for aftalens rammer eller ved en ny forhandlet løsning.

Nordsøaftalen indeholder imidlertid bl.a. en delaftale om kompensation, der indebærer, at staten efter nogle nærmere regler skal kompensere bevillingshaverne i det omfang, der indføres nye regler om beskatning, der specifikt rammer aktiviteterne i Nordsøen.

Udvalget har til brug for sine overvejelser bedt mig vurdere, om der kan være et grundlag for at kræve Nordsøaftalen, herunder navnlig kompensationsaftalen, ændret med henvisning til, at afgørende forudsætninger for aftalens indgåelse nu er bristede. Udvalget har endvidere bedt mig undersøge, om aftalen kan kræves ændret med henvisning til, at der grundet udviklingen siden aftalens indgåelse i 2003 er opstået et urimeligt misforhold mellem parternes forpligtelser og gevinst ifølge aftalen.

Formålet med dette notat er derfor at redegøre for, om Nordsøaftalen er helt eller delvis ugyldig - og derfor ensidigt kan kræves ændret - på grund af bristende forudsætninger eller i medfør af aftalelovens § 36 om urimelige aftaler. Udvalget har i den forbindelse bedt om, at jeg specifikt forholder mig til, hvad udvalget betegner som fem forhold, der var af betydning ved statens indgåelse af aftalen i 2003: 1) forventningerne til den fremtidige olie- og gasproduktion, 2) forventningerne til de af DUC foretagne investeringer, herunder i ny teknologi, 3) niveauet for og udviklingen i olieprisen og dollarkursen, 4) den forudsatte statslige andel af overskuddet fra aktiviteterne under eneretsbevillingen og 5) Nordsøaktiviteternes rentabilitet for DUC.

Mit notat har den af udvalget fastlagte afgrænsning og behandler derfor ikke andre spørgsmål, såsom f.eks. om Nordsøaftalen er ugyldig på andet grundlag end forudsætningslæren eller aftalelovens § 36, eller om aftalen er overholdt fra bevillingshavernes side.

Notatet er endvidere alene baseret på de oplysninger om statens forudsætninger, der er offentligt tilgængelige. Energistyrelsen, der er den relevante ressortmyndighed, har imidlertid over for mig oplyst, at der ikke findes dokumenter, som styrelsen er i besiddelse af, der - i videre omfang end ud fra de offentliggjorte kilder - kan belyse de statslige forudsætninger bag Nordsøaftalen. Jeg lægger derfor til grund, at de offentliggjorte kilder er dækkende ved fastlæggelsen af de statslige forudsætninger.

Ved vurderingen af, hvilken betydning statens forudsætninger skal tillægges, er det helt afgørende, hvordan udviklingen efter aftalens indgåelse konkret har været, og hvilke forklaringer dette forløb har. Jeg har ikke den tekniske og økonomiske indsigt, der gør det muligt for mig at forklare udviklingen efter aftalens indgåelse. Jeg har derfor i så henseende alene baseret mig på de oplysninger, som jeg har modtaget herom fra udvalgets sekretariat. En væsentlig præmis for mine vurderinger i det følgende er derfor, at det tilsendte materiale med analyser og forklaringer på udviklingen er så relevante, retvisende og fyldestgørende, som det er muligt. Jeg skal understrege, at jeg ikke har grundlag for at antage, at dette ikke er tilfældet.

Endelig skal jeg for en god ordens skyld gøre udvalget opmærksom på, at min forgænger - som statens advokat - var involveret i indgåelsen af aftalerne mellem bevillingshaverne og regeringen i 2003-2004, og at mit firma i den forbindelse bl.a. deltog i udarbejdelse af kontraktudkast og svarede på konkrete spørgsmål. Disse opgaver har imidlertid ingen konkret betydning for det, som udvalget nu har bedt mig undersøge.

Nærværende notat blev i udkast forelagt for udvalget i juli 2012 og er nu gjort færdigt uden, at jeg har foretaget ændringer af andet end rent redaktionel karakter.

1.2 Resumé af notatets væsentligste konklusioner

Nordsøaftalen er undergivet både offentligretlig og privatretlig regulering.

Rammen for statens indgåelse af Nordsøaftalen er offentligretlig. Den del af aftalen, der består i forlængelse af eneretsbevillingen og de dertil knyttede vilkår er indgået med hjemmel i undergrundsloven, mens den del, der angår kompensationsaftalen, er indgået med hjemmel i statens almindelige adgang til at indgå aftaler med henblik på at varetage statens økonomiske interesser.

Inden for denne hjemmelsmæssige ramme har staten indgået en privatretlig aftale med bevillingshaverne, hvilket betyder, at spørgsmål om aftalens fortolkning og bindende virkninger skal afgøres med udgangspunkt i almindelige privatretlige aftaleregler, men under hensyntagen til statens særlige baggrund for indgåelse af aftalen.

Spørgsmål om betydningen af bristede forudsætninger på statens side skal derfor afgøres med udgangspunkt i de privatretlige regler om bristede forudsætninger og aftalelovens § 36.

I relation til de fem forudsætninger, som jeg er blevet bedt om at vurdere, er mine konklusioner på den baggrund følgende:

- Bevillingshaverne har i perioden 2004-2011 foretaget investeringer og afholdt driftsomkostninger, der beløbsmæssigt ligger over forventningerne ved indgåelsen af Nordsøaftalen. Dette skyldes imidlertid ikke, at aktivitetsniveauet har været højere end forventet. Baggrunden er omkostningsudviklingen og urealistiske driftsomkostningsprognoser. Der er dog ikke grundlag for at fastslå, at investeringer og driftsomkostninger har ligget væsentligt under det forudsatte, og der er derfor ikke grundlag for at fastslå, at der foreligger et forudsætningssvigt. Der er heller ikke grundlag for at anfægte aftalens gyldighed efter aftalelovens § 36.
- Bevillingshavernes produktion af olie og gas i perioden 2004-2011 har været lavere end forventet ved indgåelsen af Nordsøaftalen. Statens forudsætning ved indgåelsen af Nordsøaftalen gik imidlertid ikke på en bestemt produktion, men på at produktionen ville blive højere (udnyttelsesgraden bedre) med en aftale end uden en aftale om forlængelse af bevillingen. Der foreligger ingen dokumentation for et væsentligt svigt i denne forudsætning. Den lavere produktion udgør derfor ikke et forudsætningssvigt, som kan påvirke Nordsøaftalens, herunder kompensationsaftalens, gyldighed. Den lavere produktion fører ikke i sig selv til en urimelig ubalance i aftalen. Allerede af denne grund kan den lavere kulbrinteproduktion ikke føre til, at aftalen kan kræves ændret i medfør af aftalelovens § 36.
- Olieprisen har - selv korrigeret for en lavere dollarkurs - generelt ligget på et væsentligt højere niveau end beregnet i de følsomhedsanalyser, der blev gennemført forud for indgåelsen af Nordsøaftalen. Der er imidlertid ikke grundlag for at antage, at staten havde en forudsætning om, at olieprisen ikke ville overstige et bestemt niveau. Men selv om man ville mene, at en sådan forudsætning forelå, er det ikke muligt at dokumentere, at forudsætningen var eller burde være kendelig for bevillingshaverne. Udviklingen i olieprisen, der er en følge af en konjunkturudvikling, ville heller ikke være en relevant forudsætningsbrist over for bevillingshaverne. Staten opnår et betydeligt merprovenu i forhold til det forudsatte som følge af den stigende oliepris, lige-

som det var forudseeligt, at olieprisen kunne stige til det faktiske niveau. På den baggrund er aftalen heller ikke urimelig, jf. aftalelovens § 36.

- Efter min opfattelse var det både en væsentlig og kendelig forudsætning for Nordsøaftalens indgåelse, at staten med aftalen ville opnå en højere samlet andel af overskuddet fra aktiviteterne under eneretsbevillingen end hidtil. Denne generelle forudsætning er imidlertid ikke bristet, eftersom staten efter det oplyste har opnået en væsentlig højere andel af overskuddet end i perioden før Nordsøaftalen. Statens andel af overskuddet fra aktiviteterne under eneretsbevillingen har dog tilsyneladende ligget under det oprindeligt beregnede niveau på ca. 67 pct., som fremgik af følsomhedsanalyserne ved en oliepris i perioden 2004-2012 på ca. 50 USD/t (alt andet lige). Der er imidlertid ikke grundlag for at fastslå, at det var en væsentlig og kendelig forudsætning ved statens indgåelse af Nordsøaftalen, at staten ved en oliepris på 50 USD/t skulle opnå en andel af overskuddet på netop 67 pct. Da den økonomiske balance i aftalen heller ikke i væsentlig grad har ændret sig fra det forudsatte, og da afvigelserne mellem det beregnede og det realiserede niveau skyldes forhold, som kunne forudses allerede ved aftalens indgåelse, kan afvigelsen endvidere ikke føre til, at aftalen kan kræves ændret, jf. aftalelovens § 36.

Der er derfor ikke grundlag for at kræve aftalen ændret efter reglerne om bristende forudsætninger eller aftalelovens § 36. Nordsøaftalen er endvidere efter sin karakter uopsigelig for begge parter i perioden indtil 2042. Aftalen kan derfor ikke opsiges - heller ikke med et rimeligt varsel - af staten.

Kompensationsaftalen indeholder en bestemmelse om forhandling. En sådan forhandlingsklausul indebærer imidlertid ikke, at staten har krav på et bestemt forhandlingsresultat. Bevillingshaverne kan i forbindelse med en forhandling henholde sig til den indgåede aftale uden konsekvenser for dennes gyldighed.

Tvister om de i denne forbindelse relevante dele af Nordsøaftalen og om kompensationsaftalen afgøres ved voldgift. De almindelige domstole kan under en retssag afgøre, om voldgiftsaftalen - og dermed en eventuel voldgiftskendelse truffet i medfør heraf - er gyldig.

2. OM NORDSØAFTALEN

2.1 Nordsøaftalens baggrund og historik

Grundloven indeholder ingen særlige bestemmelser om ejendomsretten til og adgangen til at indvinde de råstoffer, der findes i Danmarks undergrund.

I tiden før grundloven af 5. juni 1849 antoges det, at ejere af ejendomme i et vist omfang også havde en ret til ressourcerne i undergrunden¹ under deres ejendom, men at kongen havde retten, hvis grundejeren ikke selv ønskede at udnytte den, ligesom kongen havde retten for den del af Danmarks areal, der ikke var ejet af andre.

Undergrundsloven² fra 1932 fastslog i § 1, at alle råstoffer i den danske undergrund, som ikke tidligere havde været undergivet privatretlig udnyttelse, tilhørte den danske stat. Loven blev efterfølgende afløst af lov nr. 181 af 8. maj 1950 om efterforskning og indvinding af råstoffer i kongeriget Danmarks undergrund, der havde samme udgangspunkt³. Siden 1932 har staten med få undtagelser været enejer af råstofferne i undergrunden. I overensstemmelse med undergrundslovens bestemmelser kunne regeringen imidlertid - når sagen havde været forelagt et af Rigsdagen valgt udvalg - for et tidsrum af indtil 50 år ad gangen meddele bevilling med eneret til efterforskning og indvinding af råstoffer, jf. undergrundslovens § 2.

Regeringen gav i medfør af undergrundsloven i 1962 Dansk Boreselskab A/S, A/S Dampskibsselskabet Svendborg og Dampskibsselskabet af 1912 A/S (nu A.P. Møller - Mærsk A/S og Mærsk Olie og Gas A/S, herefter A.P. Møller - Mærsk eller bevillingshaverne) eneret til efterforskning og indvinding af kulbrinter, svovl og ædle luftarter (helium mv.) i 50 år fra den 8. juli 1962 (herefter benævnt "eneretsbevillingen"). Bevillingen, der blev udvidet territorielt i 1963, gjaldt som udgangspunkt overalt i Danmarks undergrund på såvel landterritoriet som søterritoriet, så langt dansk højhedsret rakte, bortset fra Færøerne og Grønland, samt på den del af kontinentalsoklen, over hvilken Danmark i henhold til kongelig anordning af 7. juni 1963 udøvede højhedsret, bortset fra det til Færøerne og Grønland hørende sokkelområde, jf. bkg. nr. 372 af 7. november 1963.

Udnyttelse af bevillingen i form af olieindvinding (produktion) i Nordsøen begyndte i juli 1972.

Eneretsbevillingen omfattede som nævnt oprindeligt hele Danmarks territorium, men den 15. juli 1976 indgik regeringen aftale med bevillingshaverne om en delvis tilbagegivelse af det af bevillingen omfattede areal. Efter yderligere forhandlinger indgik regeringen endvidere den 19. maj 1981 en aftale⁴ med bevillingshaverne, som bl.a. betød, at bevillingshaver-

¹ For en historisk gennemgang af retten til Danmarks undergrund før undergrundsloven henvises til Illum i TfR 1940, side 473 ff. samt Anita Rønne, Marlus, nr. 149 (febr. 1988), side 29 ff.

² Lov nr. 27 af 19. februar 1932 om Efterforskning og Indvinding af Raastoffer i Kongeriget Danmarks Undergrund (undergrundsloven).

³ Den oprindelige lov havde gyldighed til 1. juli 1940, men blev forlænget til 1. maj 1950. Der blev meddelt én bevilling til F.F. Ravlin i 1935 og senere i 1938 i anledning af et fund af salt. Se hertil RT 1949-50, tillæg A, sp. 4545 samt Rønne, a.st., side 43-44.

⁴ Se aftale af 19. maj 1981 mellem energiministeren og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevillingen af 8. juli 1962 til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund med flere elementer. Aftalen blev til efter, at regeringen

ne over de følgende år i en nærmere angiven takt frem til 1986 skulle tilbagegive alle de områder i Nordsøen, som bevillingshaverne ikke udnyttede eller havde gjort udnyttelige fund i. Bevillingshaverne bevarede dog eneretten til et såkaldt sammenhængende område, men skulle i 2000 og 2005 også afgive delarealer i dette område til staten.

Samtidig med aftalen fremsatte regeringen endvidere forslag til en ny undergrundslov (L 187 af 17. marts 1981), der blev til den nugældende lov nr. 293 af 10. juni 1981, jf. lovbe- kendtgørelse nr. 960 af 13. september 2011. Den nye lov bibeholdt det grundlæggende sy- stem med mulighed for at meddele eneretsbevillinger i en periode på 50 år, men indebar en række ændringer i forhold til den oprindelige lov i forhold til de betingelser, der skulle gæl- de for bevillinger til efterforskning og indvinding.

Den nye undergrundslovs § 40, stk. 2, bestemte, at de bevillinger og tilladelser, der var meddelt efter lov nr. 181 af 8. maj 1950, med tilhørende overenskomster og aftaler, skulle opretholdes med de ændringer, der fulgte af den nye lov (dog med en enkelt undtagelse). Den oprindelige eneretsbevilling fra 1962 blev derfor videreført også under den nye under- grundslov med de modifikationer, der fulgte af den nye lov og af de indgåede aftaler i 1981.

Folketinget vedtog herudover i 1982 en kulbrinteskattelov⁵. Baggrunden for loven var, at den oprindelige bevilling pr. 8. juli 1962 udelukkende indeholdt et krav om betaling af roy- alty-afgift til staten på (for Nordsøens vedkommende) 5 pct. i de første 5 år og derefter 8,5 pct. af værdien af producerede produkter opgjort efter de nærmere regler i bevillingens §§ 10-11. Formålet med indførelsen af kulbrinteskatteloven var at opnå en højere andel af ind- tægterne fra aktiviteterne under eneretsbevillingen til staten.

Kulbrinteskatteloven indebar bl.a., at der blev indført en skattesats på 70 pct. af den såkaldt skattepligtige "kulbrinteindkomst", der skulle opgøres efter lovens nærmere regler for hvert felt. Ved opgørelsen af kulbrinteindkomsten skulle et såkaldt kulbrintefradrag for alle inve- steringsomkostninger og udgifter til efterforskning fradrages den skattepligtige indkomst med 25 pct. i ti år (dvs. med i alt 250 pct.) i overensstemmelse med lovens kapitel 3. Formå- let med dette kulbrintefradrag var, at felter, hvor investeringerne havde været relativt store i forhold til produktionen (marginale felter), skulle beskattes lempeligt eller eventuelt frihol- des for kulbrintebeskatning. Herved var det tanken at opnå, at gennemsnitsskatten (sel- skabsskat og kulbrinteskate) ville stige i takt med et øget afkast af de foretagne investerin- ger⁶.

havde fremsat forslag (L 155) af 30. januar 1981 om lov om regulering af eneretsbevilling til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund.

⁵ Lov nr. 175 af 28. april 1982 om beskatning af indkomst i forbindelse med kulbrinteindvinding.

⁶ Bem. til § 16 i forslag til lov om beskatning af indkomst i forbindelse med kulbrinteindvinding i Danmark, F.T.saml. 1981-1982.

Kulbrinteskatteloven omfattede også de aktiviteter, der blev udøvet under eneretsbevillingen, jf. lovens § 23, men loven indeholdt dog overgangsordninger for opgørelsen af den skattepligtige indkomst for allerede etablerede aktiviteter, jf. lovens §§ 24-26.

2.2 Nordsøaftalen

2.2.1 *Forløbet frem til aftalens indgåelse*

På baggrund af en rapport fra Det Økonomiske Råd i 1999 udarbejdede Skatteministeriet den 25. oktober 2000 et notat om kulbrintebeskatningsordningen. Notatet anbefalede, at der blev indledt et arbejde med at foretage en nærmere analyse af kulbrinteskatteloven og med at udforme grundlaget for en ny lov om kulbrinteindvinding med udgangspunkt i princippet om såkaldt "neutral kapitalbeskatning".

Notatet førte til, at skatteministeren i 2001 nedsatte Kulbrinteskatteudvalget med den opgave at skabe grundlag for at indføre et nyt kulbrintebeskatningssystem. Udvalget skulle især vurdere, om et neutralt beskatningssystem var egnet og hensigtsmæssigt som instrument til opkrævning af vederlag for retten til at indvinde kulbrinter her i landet⁷.

Af kommissoriet for udvalget fremgik bl.a., at formålet var at sikre, for det første, at olie- og gasindvindingen kom til at foregå på en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig måde, hvor den overnormale forrentning blev beskattet effektivt. Herved skulle der samtidig sikres bedre overensstemmelse mellem samfundsøkonomisk og privatøkonomisk afkast af efterforsknings- og indvindingsaktiviteterne. For det andet skulle staten – f.eks. i situationer med en høj oliepris – få en større andel af overskuddet fra Nordsø-aktiviteterne. Dette skulle opnås gennem såvel beskatning som statslig deltagelse ved kommende koncessioner. Endelig, for det tredje skulle fremtidige koncessionshavere kunne planlægge i tillid til de gældende skattevilkår. Det skulle lægges til grund, at en ny neutral kapitalindkomstbeskatning gives virkning for fremtidige koncessioner – herunder nye koncessioner til afløsning af eksisterende koncessioner – samtidig med, at den nuværende kulbrinteskate afskaffes for disse.

Kulbrinteskatteudvalget afgav sin rapport i oktober 2001 (betænkning nr. 1408/2001).

Udvalget konstaterede i betænkningen, at det ikke var muligt og hensigtsmæssigt at reparere det daværende kulbrintebeskatningssystem. Udvalget anbefalede, at der i stedet blev indført en overskudsbaseret skattemodel for beskatning af kulbrinteindvindingen (en neutral skattemodel). Modellen indebar bl.a., at der skulle indføres et system med fradrag for udgifter og normalforrentning af egenkapitalen og med en adgang til, at et skattemæssigt underskud kunne fremføres eller skatteværdien i sidste ende kunne udbetales. Dette skulle modsvares

⁷ Betænkning nr. 1408/2001, side 8.

af en beskatning af "grundrenten", dvs. nettoværdien (fraregnet en normal forrentning mv.) af de råstoffer, der blev indvundet. Fastlæggelsen af beskatningsomfanget af grundrenten var ifølge udvalget i sidste ende et politisk spørgsmål⁸.

Udvalget overvejede i forbindelse med arbejdet forholdet til den eksisterende beskatning af aktiviteterne under eneretsbevillingen i Nordsøen. Af betænkningen (side 21) fremgår imidlertid, at det var udvalgets konklusion, at der ikke kunne udformes hensigtsmæssige overgangsregler, især fordi der ville være risiko for et ikke uvæsentligt provenutab, hvis der skulle tages hensyn til de daværende skatteordninger også fremadrettet.

Den 20. februar 2003 blev der afholdt forespørgselsdebat i Folketinget (F28) om regeringens planer om at ændre kulbrintebeskatningen i Nordsøen. Debatten resulterede i en vedtagelse (V54), hvorefter Folketinget opfordrede regeringen til inden den 1. oktober 2003 i en redegørelse til Folketinget at fremlægge de muligheder, der var for - på en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig og afbalanceret måde - at sikre, at staten fik en større andel af værdierne i forbindelse med den nuværende og fremtidige udnyttelse af olie- og gasressourcerne i Nordsøen. Det forudsattes endvidere i vedtagelsen, at der samtidig skulle gennemføres en drøftelse med bevillingshaverne om de koncessioner, der ville udløbe i 2012 (dvs. eneretsbevillingen) med henblik på en forlængelse af bevillingen.

2.2.2 *Indholdet af aftalen i hovedtræk*

Efter en forhandling med bevillingshaverne i midten af 2003 indgik økonomi- og erhvervsministeren den 29. september 2003 en aftale (september-aftalen) med bevillingshaverne i henhold til eneretsbevillingen om fortsættelse af eneretsbevillingen frem til og med 8. juli 2042.

Aftalen fastlagde de grundlæggende forudsætninger for en forlængelse af eneretsbevillingen. Aftalen blev efterfølgende udmøntet i et tillæg til eneretsbevillingen med bilag, som indeholdt forlængelsen af eneretsbevillingen til 2042. Bilag 3 til det nævnte tillæg var kompensationsaftalen af 11. november 2003, som udmøntede september-aftalens punkt VI, første afsnit. Efter drøftelse i Folketinget i efteråret 2003, jf. nedenfor, og vedtagelse af de nødvendige love blev september-aftalen bekræftet i aftaletillæg af 18. oktober 2004, hvorved Nordsøaftalen blev endelig.

Nordsøaftalen har følgende hovedelementer⁹:

⁸ Betænkningen, side 18.

⁹ Således som angivet side 6 i økonomi- og erhvervsministerens redegørelse til Folketinget vedrørende Nordsøen (oktober 2003)

- ***Forlængelse af eneretsbevillingen med 30 år til 2042***

Bevillingshaverne meddeles en forlængelse af eneretsbevillingen, således at den ikke udløb den 8. juli 2012, men først den 8. juli 2042. Aftalen indeholder bl.a. bestemmelser om, at bevillingshaverne skulle forsætte det aktive efterforskningsarbejde og løbende redegøre over for myndighederne for planerne vedrørende fremtidig produktion og nedlukning af felter.
- ***Statsdeltagelse***

Fra 1. januar 2004 og frem til og med 8. juli 2012 skulle bevillingshaverne og deres partnere årligt betale et beløb til staten svarende til 20 pct. af overskuddet i DUC før skat og før nettorenteudgifter. Fra og med 9. juli 2012 skal staten deltage som partner i DUC. Staten overtager en andel på 20 pct. af DUC's aktiver, herunder anlæggene (platforme, behandlingsanlæg, rørledninger mv.). Staten betaler ikke for overtagelsen og overtager ikke gæld.
- ***Kulbrinteskatten***

Fra og med indkomståret 2004 nedsattes det særlige fradrag for investeringer i kulbrinteskatteloven - kulbrintefradraget - til 5 pct. i 6 år i stedet for 25 pct. i 10 år. For investeringer afholdt inden 1. januar 2004 skulle kulbrintefradraget reduceres fra 25 pct. til 10 pct. årligt. Fradragsretten bortfaldt, når investeringen var 10 år gammel. Kulbrinteskattesatsen nedsattes fra 70 pct. til 52 pct., og feltbeskatningen blev ophævet fra og med indkomståret 2004. Den særlige "pay-back"-regel i kulbrinteskatteloven blev ophævet fra 1. januar 2004.
- ***Royalty og rørledningsafgift***

Bestemmelsen vedrørende betaling af royalty i § 10, stk. 1, i 1962-bevillingen blev ophævet pr. 1. januar 2004. Rørledningsafgiften i henhold til 1981-aftalen blev ophævet med virkning fra 9. juli 2012. Rørledningsafgiften blev modregnet i kulbrinteskatten fra 1. januar 2004 og ikke i indkomstgrundlaget for hverken kulbrinteskatten eller selskabsskatten. Ikke udnyttede fradrag i et år kunne fremføres til efterfølgende år.
- ***Kompensationsordning***

DUC-selskaberne fik krav på compensation for virkningerne af ændringer i eksisterende eller af nye love og andre regler, der specifikt ramte producenter af kulbrinter i den danske del af Nordsøen. Kompensationen blev fastsat i en detaljeret aftale med henblik på, at den økonomiske balance mellem staten og bevillingshaverne og deres partnere skulle genoprettes, og maksimalt kunne udgøre den nettofordel, som staten opnåede ved aftalen (bilag 3 til forlængelsen af eneretsbevillingen).

Af september-aftalen fremgik herudover, at det var en forudsætning for dens indgåelse, at regeringen opnåede den fornødne tilslutning hertil fra Folketinget og Folketingets Energifpolitiske Udvalg, og at EU-Kommissionen ikke havde indsigelser. Endvidere forudsattes, at regeringen fik gennemført de i aftalen forudsatte lovændringer.

Aftalen kunne således først blive endelig, da Folketingets samtykke forelå, og de relevante forudsætninger var opfyldt, og da der var opnået enighed mellem staten og bevillingshaverne om udformningen af den konkrete bevilling og kompensationsaftalen som bekræftet ved aftaletillægget af 18. oktober 2004.

2.2.3 *Folketingets behandling af aftalen*

Den 7. oktober 2003 gav økonomi- og erhvervsministeren den (i V54) efterlyste redegørelse til Folketinget vedrørende Nordsøen. Redegørelsen beskrev den historiske fordeling af værdierne mellem staten og bevillingshaverne og redegjorde for forventningerne til den fremtidige olie- og gasproduktion i den danske del af Nordsøen. Samtidig præsenterede ministeren Nordsøaftalen som resultatet af regeringens forhandlinger med A.P. Møller - Mærsk om fortsættelse af eneretsbevillingen.

Det fremgik af redegørelsen, at staten med aftalen forventede både at sikre et større overskud til fordeling mellem staten og DUC, og at sikre staten en større andel af overskuddet, end hvis der ikke var blevet indgået nogen aftale. Til belysning heraf indeholdt redegørelsen et afsnit om statslige merindtægter og følsomhedsberegninger. Beregningerne viste, at staten forventedes at få et årligt merprovenu frem til 2012 på i gennemsnit 2,4 mia. kr. Følsomhedsberegningerne var foretaget ved forskellige forudsætninger om oliepris, dollarkurs og produktion og viste, at statens andel af værdierne ville svinge fra 58 pct. i et lavt produktionsscenarie til 62 pct. i et højt produktionsscenarie og tilsvarende fra 56 pct. til 63 pct. ved henholdsvis en negativ ændring i oliepriserne med 20 pct. og en positiv ændring med 20 pct.

Regeringens vurdering var, at der med aftalen ville blive skabt et mere robust beskatningsgrundlag, som sikrede staten en højere andel af værdierne i Nordsøen, uanset om olieprisen var høj eller lav, eller om der viste sig at være langt større mængder olie og gas end forventet. Robustheden blev anset for vigtig i lyset af, at produktionen historisk set havde udviklet sig væsentlig mere positivt end forventet og i lyset af de ofte store udsving i olieprisen.

Efter undergrundslovens § 6, stk. 1, forudsatte forlængelsen af eneretsbevillingen i Nordsøaftalen, at denne forinden havde været forelagt Folketingets Energifpolitiske Udvalg. I overensstemmelse hermed var det som nævnt gjort til en forudsætning for Nordsøaftalens endelige indgåelse, at regeringen opnåede "den fornødne tilslutning fra Folketinget og Folketingets Energifpolitiske Udvalg" til at indgå aftalen, herunder til at få gennemført de nødvendige lovændringer. Efter forløbet kunne der ikke være tvivl om, at Folketingets tilslutning til

aftalen var en betingelse for regeringens indgåelse af den endelige aftale. Folketingets flertals forudsætninger for at give sin tilslutning til aftalen var dermed også en del af regeringens forudsætninger for den endelige indgåelse af aftalen.

Med henblik på opnåelse af Folketingets tilslutning fremsatte økonomi- og erhvervsministeren derfor den 8. oktober 2003 et forslag til folketingsbeslutning om indgåelse af Nordsøaftalen¹⁰. Om indholdet af aftalen og dens konsekvenser henviste ministeren til redegørelsen afgivet til Folketinget den 7. oktober 2003.

Førstebehandling af beslutningsforslaget fandt sted den 23. oktober 2003.

Under debatten var ud over regeringspartierne V og K også R, DF og KD positive over for aftalen, mens S, SF og EL var skeptiske eller imod indgåelse af aftalen, som den forelå.

Derefter overgik forslaget til behandling i Det Energipolitiske Udvalg, som afgav betænkning den 11. december 2003. Et flertal i udvalget bestående af V, DF, KF, R og KD indstillede beslutningsforslaget til vedtagelse uændret. Det Radikale Venstre og Kristendemokraterne baserede deres ja på de forudsætninger, som var fremlagt af regeringen i forbindelse med behandlingen af de tre forslag, herunder en beregnet andel af overskuddet på 57 % til staten frem til 2012 og 67 % efter 2012. Hvis disse forudsætninger måtte ændre sig afgørende, agtede Det Radikale Venstre og Kristendemokraterne at benytte de muligheder, som aftalen indeholdt, til at genforhandle aftalen.

Et mindretal bestående af S, SF og EL indstillede forslaget til forkastelse. Socialdemokratiet konkluderede, at man ville stemme imod beslutningsforslaget, da aftalen ville binde kommende Folketing på en uacceptabel måde frem til 2042. Socialdemokratiet kunne ikke støtte, at Folketinget begrænses i sin ret til at sikre den del af værdierne i den danske undergrund, som tilhører samfundet. Kompensationsaftalen indebar efter partiets opfattelse sådanne begrænsninger.

Som bilag 3 til betænkningen var efter ønske fra Socialdemokratiet, Socialistisk Folkeparti og Enhedslisten optrykt et notat om samfundsøkonomien i Nordsøaftalen udarbejdet af Økonomi- og Erhvervsministeriet og sendt til udvalget den 9. december 2003.

Notatet indeholdt bl.a. nye følsomhedsanalyser. Analyserne tog igen udgangspunkt i statens middelscenarie og viste derefter følsomhederne over for ændringer i den forudsatte produktion og oliepris/dollarkurs. For produktionens vedkommende var statens andel igen beregnet

¹⁰ Forslag til folketingsbeslutning om indgåelse af aftale mellem økonomi- og erhvervsministeren og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevilling af 8. juli 1962 til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund (Beslutningsforslag nr. 7/2003/1)

ved henholdsvis et lavt og et højt produktionsscenarie. For olieprisens vedkommende var statens andel beregnet i et spænd fra en 20 pct. lavere oliepris til en oliepris på 100 USD/t med en anmærkning om, at 10 pct. ændring i dollarkursen ville svare til 10 pct. ændring i olieprisen. Analyserne viste, at statens andel for hele perioden 2004-2042 ville variere fra 56 pct. i negative scenarier til 71 pct. i det mest positive scenarie ved en oliepris på 100 USD/t.

Beregningsen af statens andel ved en oliepris på 100 USD/t reflekterede ministerens svar på udvalgets spørgsmål 28 med ønske om følsomhedsberegninger for oliepriser på 50 og 100 USD/t. I svaret oplyste ministeren, at olieprisen helt tilbage til 1861 aldrig havde nået et niveau på 100 USD/t og alene har ligget over 50 USD/t i en kortere årrække i begyndelsen af 1980'erne.

I en tilføjelse til betænkningen afgivet den 18. december 2003 bemærkede Det Radikale Venstre og Kristendemokraterne, at man under behandlingen af beslutningsforslaget var blevet bekræftet i, at der var tale om en god aftale, som sikrede staten en betydeligt større og mere robust del af overskuddet. Partierne hæftede sig ved, at staten ikke med kompensationsaftalen havde fraskrevet sig den generelle beskatningsret, og at staten havde flere muligheder for at åbne for genforhandling af aftalen, hvis forudsætningerne skulle ændre sig væsentligt.

Som bilag 2 til tilføjelsen til betænkningen var yderligere optrykt et notat fra Økonomi- og Erhvervsministeriet om kompensationsbestemmelsen i Nordsøaftalen. Notatet indeholdt en samlet oversigt over væsentlige elementer i aftalen, herunder baggrunden for kompensationsaftalen, beskrivelse af elementerne i aftalen og konsekvenserne. Til notatet var som bilag knyttet den konkrete udmøntning i særskilt aftale af 11. november 2003 om kompensation efter Nordsøaftalens afsnit VI, som parterne havde forhandlet sig frem til (kompensationsaftalen).

Som bilag 3 til tilføjelsen til betænkningen var optrykt en notits fra Justitsministeriets Lovafdeling om forholdet mellem grundloven og kompensationsbestemmelsen i Nordsøaftalen. Justitsministeriets konklusion var, at selv om det kunne overvejes, om der gælder grænser for, i hvilket omfang regeringen ved aftale reelt kan lægge bindinger på senere Folketing, så gav kompensationsaftalen i hvert fald ikke anledning til overvejelser, da denne alene indebar, at der skulle ydes kompensation inden for rammerne af den nettofordel, som staten opnåede ved indgåelsen af Nordsøaftalen. Justitsministeriet lagde derved vægt på, at kompensationsaftalen således maksimalt kunne begrænse Folketingets reelle råderum for indførelse af nye skatter, svarende til den situation Folketinget ville have været i, hvis Nordsøaftalen ikke var blevet indgået.

Anden og sidste behandling af beslutningsforslaget fandt sted den 19. december 2003. Ordførerne for de fem partier, der stemte for indgåelse af Nordsøaftalen, lagde alle afgørende vægt på den opretholdelse af aktivitetsniveau og investeringsomfang i Nordsøen, som Nordsøaftalen forventedes at sikre. Samtidig fastholdt Det Radikale Venstre, at man - sammen med de partier, som var imod aftalen - var indstillet på at benytte ændringshåndtagene i aftalen, hvis forudsætningerne for aftalen skulle ændre sig væsentligt. Partiet ville i så fald enten skruer op for kulbrintebeskatningen eller gennemføre generel skattelovgivning, der ville ramme A.P. Møller - Mærsk A/S forholdsmeæssigt hårdere end resten af erhvervslivet.

Socialdemokratiet afviste under debatten, at der var noget håndtag. Partiet konstaterede, at der ikke var nogen genforhandlingsklausul, og at man skulle ud i absurde skatteprocenter, hvis der både skulle betales kompensation og samtidig opnås et øget skatteprovenu.

Med stemmerne 64 (V, DF, KF, R og KD) mod 43 (S, SF og EL) blev følgende folketingsbeslutning herefter vedtaget:

"Folketinget meddeler sit samtykke til, at økonomi- og erhvervsministeren på statens vegne indgår aftale med A.P. Møller - Mærsk A/S og Mærsk Olie og Gas A/S om fortsættelse af virksomheden i henhold til eneretsbevillingen til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund frem til og med 8. juli 2042."

Folketingets behandling af beslutningsforslaget resulterede ikke i betingelser for Folketingets samtykke eller krav om ændringer i den forelagte Nordsøaftale eller kompensationsaftalen. Folketingets samtykke blev heller ikke i øvrigt meddelt på bestemte udtalte eller uudtalte forudsætninger om udviklingen i aftaleperioden. Ministeren blev således bemyndiget til uden forbehold at indgå aftalekomplekset, som det var forelagt Folketinget.

2.3 Den endelige aftale af 18. oktober 2004 i hovedtræk

Nordsøaftalen blev som nævnt endelig ved tillæg af 18. oktober 2004. Af tillægget fremgår, at parterne i overensstemmelse med den oprindelige aftale af 29. september 2003 var blevet enige om udformningen af den konkrete bevilling til fortsættelse af bevillingshavernes virksomhed, og de i aftalen forudsatte lovændringer var vedtaget, ligesom de øvrige betingelser for aftalens ikrafttræden, herunder Folketingets samtykke, var blevet opfyldt. I tillægget bekræftede parterne derfor, at aftalen af 29. september 2003 trådte i kraft den 1. januar 2004.

I tillæggets § 1 meddelte økonomi- og erhvervsministeren bevillingshaverne forlængelse af eneretsbevillingen af 8. juli 1962 på vilkår, som fremgik af tillægget til eneretsbevillingen (med dertil knyttede bilag), jf. bilag A til tillægget til aftalen. Bevillingshaverne erklærede sig i tillægget til aftalen indforståede med de nævnte vilkår og forpligtede sig til at overholde dem.

I tillæggets § 2 konstateredes det, at de nødvendige ændringer af undergrundsloven, kulbrinteskatteloven og rørledningsloven var blevet foretaget.

Derefter konstateredes det i tillæggets § 3, at betingelserne for Nordsøaftalens endelighed i øvrigt også var opfyldt, og aftalen sattes dermed i kraft fra 1. januar 2004.

Forlængelsen af eneretsbevillingen i bilag A til tillægget, der var udarbejdet i aftaleform, indeholdt bestemmelser om selve forlængelsen, området for bevillingen mv., arbejdsprogram mv., statsdeltagelse og andre økonomiske vilkår. I et afsluttende afsnit om øvrige bestemmelser var medtaget en bestemmelse om genoprettelse af den økonomiske balance, såfremt bevillingshavernes stilling blev forringet ved nye eller ændrede love eller regler, der specifikt ramte producenter af kulbrinter i Nordsøen. For denne situation gjaldt efter bestemmelsen reglerne i den som bilag 3 vedhæftede kompensationsaftale indgået mellem parterne den 11. november 2003.

Endelig var i bilag 4 til forlængelsen samlet de bestemmelser i det hidtidige bevillingsgrundlag, som fortsat skulle være gældende, herunder den oprindelige bekendtgørelse om eneretsbevillingen og aftalerne af 15. juli 1976, 19. maj 1981 og 17. juli 2000.

3. RETSGRUNDLAGET FOR NORDSØAFTALEN

Forlængelsen af eneretsbevillingen blev meddelt af økonomi- og erhvervsministeren med hjemmel i undergrundslovens §§ 5 og 13. Lovens § 13 var netop ved lov nr. 1230 af 27. december 2003 blevet ændret, således at der i § 13, stk. 4 og 5 blev skabt hjemmel til at forlænge eneretsbevillingen ud over 50 år.

Forlængelsen af eneretsbevillingen og de dertil knyttede vilkår er således meddelt inden for den hjemmelsmæssige ramme i undergrundsloven, men er meddelt i form af en aftale mellem staten og bevillingshaverne. Anvendelsen af aftaleform på dette område beror på tradition og på det forhold, at bevillingen er resultatet af forhandlinger mellem parterne og betinget af bevillingshavernes accept af en række byrdefulde vilkår og forpligtelser, hvilket gør aftaleformen naturlig.

Kompensationsaftalen er derimod ikke - trods placeringen i bevillingen - indgået med hjemmel i undergrundsloven. Selv om kompensationsaftalen er et integreret led i parternes aftale om forlængelse af eneretsbevillingen, er statens accept af kompensationsaftalen sket med hjemmel i statens almindelige adgang til at indgå aftaler til varetagelse af statens samfundsøkonomiske interesser¹¹.

¹¹ Henrik Zahle, Institutioner og regulering, Dansk Forfatningsret I (2001), side 404 ff.

Statens deltagelse i kompensationsaftalen er derfor ikke styret af hjemmelsbestemmelser i undergrundsløven.

Parternes forpligtelser i relation til kompensationsaftalen er som udgangspunkt alene styret af almindelige privatretlige aftaleregler om fortolkning og ugyldighed.

Som en integreret del af den offentligretligt regulerede forlængelse af eneretsbevillingen er kompensationsaftalen imidlertid en såkaldt forvaltningskontrakt¹². Det er almindeligt anerkendt i både teori og praksis, at fortolkning og gyldighed af den type aftaler følger almindelige privatretlige aftaleregler, men dog med anerkendelse af de særlige forudsætninger for statens deltagelse i den type aftaler¹³.

Dette er blevet udlagt sådan, at der gælder en lidt videre adgang for det offentlige til at ændre eller ophæve denne type aftaler, hvis forudsætningerne ændrer sig¹⁴. Retspraksis på området er imidlertid begrænset og meget konkret begrundet¹⁵, og der kan næppe heraf udledes andet, end at det offentliges særlige hjemmelsmæssige forudsætninger og interessevaretagelse er relevante forudsætninger, hvis svigt efter omstændighederne kan begrunde ændring eller ugyldighed af forvaltningskontrakter.

4. OM AFTALERS OPHØR

4.1 Indledning

I dette notat lægges det - i overensstemmelse med udvalgets kommissorium - til grund, at Nordsøaftalen er gyldigt indgået, hvorfor aftalelovens ugyldighedsregler (se bl.a. §§ 30, 32 og 33) i anledning af fejlagtige eller urigtige forudsætninger set i forhold til de faktiske forhold ved aftalens indgåelse ikke undersøges nærmere.

Den aftaleretlige hovedregel er, at gyldigt indgåede aftaler skal opfyldes efter deres indhold. Uden for de tilfælde, hvor andet er aftalt, kan en gyldigt indgået aftale derfor almindeligvis kun bringes til ophør på følgende tre måder: Ved en ny aftale mellem parterne, ved ophæ-

¹² Terminologien er ikke helt fast, men der er i teorien almindelig enighed om kategorien, se f.eks. Poul Andersen, Dansk Forvaltningsret, 5. udg. side 479 f., Jens Garde m.fl., Forvaltningsret, 5. udg. side 100 ff., Lennart Lynge Andersen og Palle Bo Madsen, Aftaler og mellemmand, 6. udg. side 246ff, og Mads Bryde Andersen, Grundlæggende aftaleret, 3. udg., side 132.

¹³ Poul Andersen, op. cit., side 479f, Jens Garde m.fl., op.cit., side 101, Lennart Lynge Andersen og Palle Bo Madsen, op.cit., side 260 og Mads Bryde Andersen, op.cit., side 128ff, samt UfR 1967, side 642 H og UfR 1976, side 359 H.

¹⁴ Poul Andersen, op. cit., side 480, Jørgen Mathiassen, Aftaler i forvaltningsretten (1974), side 489, Jens Garde m.fl., op.cit., side 103, Lennart Lynge Andersen og Palle Bo Madsen, op.cit., side 255. og Mads Bryde Andersen, op.cit., side 138f.

¹⁵ Især UfR 1963, side 101 H, UfR 1967, side 642 H, UfR 1975, side 399 H, UfR 1976, side 359 H og UfR 1981, side 380 Ø.

velse i anledning af misligholdelse eller ved såkaldt efterfølgende ugyldighed (eller uvirksomhed).

Parterne kan således altid i enighed erstatte en indgået aftale helt eller delvis med en *ny aftale* eller aftale at ophæve en aftale. Dette kan ske enten udtrykkeligt eller stiltiende gennem parternes adfærd. Ofte indeholder aftaler, der skal regulere parternes retsforhold over en vis tid, en bestemmelse om genforhandling eller lignende netop med henblik herpå. Der henvises nærmere om aftalt genforhandling til afsnit 4.3. nedenfor.

Ophævelse bliver relevant i den situation, hvor én part i aftalen ikke lever op til de forpligtelser, som vedkommende har påtaget sig. I så fald foreligger der misligholdelse, hvilket berettiger den anden part til at udøve misligholdelsesbeføjelser, herunder - hvis misligholdelsen er væsentlig - berettiger det den anden part til at hæve aftalen. Denne redegørelse skal ikke behandle spørgsmål om misligholdelse af Nordsøaftalen.

Endelig kan en aftale blive ugyldig eller uvirksom på grund af omstændigheder, der indtræffer efter aftalens indgåelse (efterfølgende ugyldighed). Den altovervejende hovedregel er som nævnt, at en aftale forbliver gyldig, også selv om begivenhederne udvikler sig anderledes end forudsat ved aftalens indgåelse. En adgang til at kræve en aftale ændret eller tilsidesat på grund af omstændigheder efter aftalens indgåelse skal derfor i udgangspunktet fremgå af aftaleteksten - f.eks. i form af en opsigelsesadgang eller en reguleringsklausul.

Der findes imidlertid aftaleretlige regler, der udgør undtagelser fra dette udgangspunkt. Det drejer sig især om forudsætningslæren (se afsnit 4.2. nedenfor) og aftalelovens § 36 (afsnit 4.4 nedenfor).

4.2 Forudsætningslæren

Indtil 1975 fandtes der ikke lovregler om tilsidesættelse eller ændring af en aftale som følge af, at det bagvedliggende løfte i aftalen er afgivet på baggrund af forudsætninger, som senere brister (svigter). Alligevel var - og er - det fast antaget i den aftaleretlige litteratur og i retspraksis, at en aftale under visse omstændigheder kan erklæres ugyldig, hvis en væsentlig forudsætning for dens indgåelse svigter¹⁶.

¹⁶ Der henvises bl.a. til Højesterets domme gengivet i Ugeskrift for Retsvæsen (UfR) 1981, side 646, UfR 1985, side 334, UfR 1993, side 923, UfR 1995, side 277, UfR 1996, side 1625. Se endvidere Henry Ussing, *Bristende forudsætninger* (1918), side 79 ff., samme forfatter i *Aftaler* (1974), side 457 ff., Bernhard Gomard m.fl., *Almindelig Kontraktsret* (2012), side 229 ff., Lennart Lynge Andersen og Palle Bo Madsen, *Aftaler og mellemmand* (2006), side 193 ff., og Mads Bryde Andersen, *Grundlæggende Aftaleret* (2008), side 402 ff.

Aftalelovens § 36 om urimelige aftaler - der blev indsat ved lov nr. 250 af 12. juni 1975, jf. afsnit 4.4 nedenfor - har ikke fortrængt området for forudsætningslæren, der gælder parallelt med aftalelovens ugyldighedsregler¹⁷.

Ved udtrykket "en forudsætning" forstås i forudsætningslæren en antagelse, som har dannet grundlag for en beslutning om at afgive et aftaleretligt løfte, uden at beslutningstageren ved afgivelsen udtrykkeligt over for modtageren har gjort den til en betingelse for løftet. En "forudsætning" angår således løftegiverens *subjektive motivation* for at afgive løftet, der i forening med medkontrahentens accept udgør aftalen. Denne forudsætning kan dreje sig om eksisterende eller fremtidige forhold, ligesom forudsætningen kan være enten bevidst eller ubevidst for løftegiveren på det tidspunkt, hvor løftet afgives.

En "forudsætning" i forudsætningslærens forstand adskiller sig fra et forbehold eller en betingelse for et løfte derved, at et forbehold eller en betingelse udtrykkeligt er gjort til en del af aftalen. Læren om bristende forudsætninger vedrører derfor ikke de tilfælde, hvor en forudsætning har fundet udtryk i aftalen i form af enten en betingelse eller et forbehold.

Det følger af litteratur og praksis nævnt i noterne ovenfor, at et løfte falder bort som følge af bristende forudsætninger, når følgende tre betingelser alle er opfyldt: (1) Forudsætningen skal være *væsentlig* i den forstand, at den har været *bestemmende* for løftets afgivelse, (2) forudsætningen skal have været eller burde have været *kendelig* for løftets modtager og (3) forudsætningen skal være relevant i den forstand, at det er *rimeligt at pålægge risikoen* for dens svigt på løftemodtageren og ikke på den, der afgiver løftet.

At forudsætningen skal være væsentlig (dvs. bestemmende) indebærer, at det skal være godtgjort, at løftegiveren ikke ville have afgivet løftet, hvis denne havde kendt til, hvordan forholdene ville udvikle sig, jf. til eksempel Vestre Landsrets dom i UfR 2008, side 46, hvor det ikke fandtes at være en bestemmende forudsætning for en ejendomskøber, at der var "fjordkig" fra den købte ejendom.

Vurderingen af, om forudsætningen er bestemmende, er som udgangspunkt individuel og tager derfor afsæt i en bedømmelse af løftegiverens subjektive bevæggrunde, men den kan - i mangel af sikre holdepunkter herfor - også inddrage, hvad der normalt udgør en forudsætning for det omhandlede løfte (en typeforudsætning)¹⁸.

Den anden betingelse, hvorefter forudsætningen skal være kendelig, indebærer, at løftemodtageren måtte forstå eller burde have forstået, at forudsætningen var bestemmende for løf-

¹⁷ Jf. Lennart Lynge Andersen og Palle Bo Madsen, a.st., side 226 ff., og Bernhard Gomard i Erhvervsjuridisk Tidsskrift 2008, side 14 ff. (pkt. 10).

¹⁸ Jf. Gomard, Almindelig Kontraktsret, side 229.

tets afgivelse. I den forbindelse må der enten foreligge konkrete grunde til, at modtageren burde være bekendt med forudsætningen, eller der skal være tale om en så typisk forudsætning, at enhver løftemodtager burde indse forholdets væsentlighed.

Endelig er det en betingelse, at forudsætningen skønnes relevant, hvorved forstås, at det efter omstændighederne findes rimeligt at risikoen for, at forudsætningen svigter, i sidste ende skal påhvile løftemodtageren. Ved vurderingen heraf kan indgå, hvad det må formodes, at parterne ville have aftalt, hvis de havde kendt til de ændrede forhold (den subjektive vurdering), eller der kan tages udgangspunkt i, hvad der er rimeligt og hensigtsmæssigt under de foreliggende omstændigheder, herunder i forhold til, hvem af parterne der er nærmest til at bære risikoen for, at forudsætningen svigter (den objektive vurdering).

Vurderingen af, om risikoen for et forudsætningsbrist skal pålægges løftemodtageren, henhører i sidste ende under domstolene (eller en voldgiftsret) og foretages på baggrund af den enkelte sags helt konkrete omstændigheder.

Ud fra retspraksis er det imidlertid muligt at uddrage nogle hyppigt forekommende momenter:

Hvis et forudsætningsbrist skal være relevant, må det i udgangspunktet ikke skyldes forhold, som er undergivet løftegiverens egen kontrol eller skyldes hans *egne forhold*, jf. f.eks. Vestre Landsrets dom i UfR 1995, side 243, hvor landsretten fandt, at en bilkøber ikke kunne træde tilbage fra køb af en varebil, selv om det var en væsentlig og kendelig forudsætning for købet, at bilen skulle bruges til at transportere varer til et cafeteria, som køberen ville etablere, og at planerne om cafeteriaet kunne realiseres, hvad det viste sig, at de ikke kunne. Landsretten tillagde det vægt, at bilkøberen havde kunnet og burde have afdækket risikoen for, at cafeteriaplanerne ikke kunne realiseres.

Hvis risikoen for forudsætningssvigtet beror på løftegiveren selv, eller denne burde have taget højde for svigtet, vil løftemodtageren derfor kun helt undtagelsesvis være nærmest til at bære risikoen herfor¹⁹.

Det er endvidere et væsentligt moment, om de bristede forudsætninger skyldes helt *uforudseelige* eller *uberegnelige* omstændigheder, der er indtruffet efter aftalens indgåelse. Helt almindelige - og på aftaletidspunktet forudseelige - konjunkturmæssige udsving, der i almindelighed påvirker den økonomiske balance i et kommercielt aftaleforhold, vil derfor næsten aldrig være relevante bristende forudsætninger²⁰.

¹⁹ Se Højesterets dom i UfR 1985, side 334.

²⁰ Jf. Mads Bryde-Andersen, Almindelig Kontraktsret, side 408.

Er en aftale åbenlyst *chance-* eller *risikobetonet* (hasarderet), kan en aktualisering af den indkalkulerede risiko aldrig udgøre et relevant forudsætningsbrist, jf. Højesterets domme i UfR 1997, side 1347, og UfR 2002, side 1224 (refereret nedenfor 4.4)²¹.

Førstnævnte dom drejede sig om et kommanditistprojekt om drift af et hotel. En kommanditist påstod, at tegningsaftalen var ugyldig, da projektmateriallets forventninger til driftsresultatet ikke blev opfyldt. Landsretten fremhæver i sin begrundelse - som Højesteret stadfæster - at en kommanditist nødvendigvis måtte indse, at det givne projekt med hoteldrift efter dets karakter indebar en vis økonomisk risiko, og at der bl.a. derfor ikke var grundlag for at anse tegningsaftalen som ugyldig, uanset at indtjeningen umiddelbart efter tegningen af aftalen viste sig ikke at kunne leve op til de budgetterede forventninger.

Som omtalt i afsnit 3 ovenfor er staten som aftalepart - også i forvaltningskontrakter - i alt væsentligt stillet som andre, der indgår aftaler.

4.3 Særligt om opsigelse af aftaler og genforhandlingsklausuler i langvarige aftaler

Forudsætningslæren antages normalt at føre til, at længerevarende aftaler mellem jævnbyrdige parter altid kan opsiges med et passende varsel²².

Det gælder dog ikke, hvis der er *aftalt uopsigelighed* - enten udtrykkeligt eller stiltiende. I visse aftaler er uopsigelighed forudsat, selv om det ikke udtrykkeligt fremgår af aftalen. Det gælder de aftaler, der indeholder et betydeligt element af hasard, eller hvor den økonomiske balance i aftalen bygger på, at den fastholdes gennem hele kontraktperioden. En fast løbetid kan være et fortolkningsbidrag, der normalt tyder på, at parterne har forudsat, at aftalen forbliver gældende i hele kontraktperioden.

Med hensyn til *genforhandling* bemærkes, at der i princippet altid er mulighed for at genforhandle en aftale, eftersom en aftale altid kan erstattes af en senere aftale, jf. det anførte ovenfor i afsnit 4.1. En klausul om genforhandling medfører imidlertid ikke, at parterne *skal* nå til enighed om et bestemt resultat. Hvis parterne ikke længere skal være bundet af aftalen, såfremt de ikke kan nå til enighed om at ændre den, kræver det en bestemmelse herom i aftalen.

4.4 Aftalelovens § 36

Aftalelovens § 36 har følgende ordlyd:

²¹Jf. Lennart Lynge Andersen og Palle Bo Madsen, a.st., side 199.

²²Jf. Højesterets domme i UfR 1993, side 130, og UfR 2009, side 1159, samt Mads Bryde Andersen, Grundlæggende Aftaleret, side 210 ff. og 410 f.

"§ 36. En aftale kan ændres eller tilsidesættes helt eller delvis, hvis det vil være urimeligt eller i strid med redelig handlemåde at gøre den gældende. Det samme gælder andre retshandler.

Stk. 2. Ved afgørelsen efter stk. 1 tages hensyn til forholdene ved aftalens indgåelse, aftalens indhold og senere indtrufne omstændigheder. "

Bestemmelsen blev indsat ved lov nr. 250 af 12. juni 1975 på baggrund af en redegørelse fra professor, dr. jur. Stig Jørgensen²³ med udgangspunkt i et svensk lovforberedende arbejde²⁴. Bestemmelsen ville ifølge Stig Jørgensens redegørelse navnlig være af væsentlig betydning med henblik på at modvirke, hvad redegørelsen betegnede som "skadelig økonomisk virksomhed".

Ud over dette hensyn pegede redegørelsen imidlertid på, at bestemmelsen i almindelighed skulle beskytte forbrugere og andre mod, at en økonomisk stærkere og mere sagkyndig part anvender standardkontrakter, der indeholder urimelige vilkår, eller på anden måde benytter sig af sin overlegne stilling. Redegørelsen pegede herudover på en række specielle områder (side 21-23), hvor der var særligt behov for at kunne tilsidesætte urimelige aftaler. Det drejede sig om rykningsklausuler i pantebreve og om abonnementsaftaler. Det anførtes endvidere, at bestemmelsen efter omstændighederne ville kunne anvendes til en tilsidesættelse af urimelige renteaftaler.

Justitsministeriet tilsluttede sig i forarbejderne til loven i alt væsentligt redegørelsens anbefalinger og begrundelser for den nye bestemmelse, jf. bemærkninger til § 2, nr. 2-4, i forslag L 42 af 28. januar 1975. Loven trådte i kraft 1. juli 1975 og gælder også for aftaler indgået inden denne dato, forudsat de har virkning efter ikrafttrædelsen.

Bestemmelsen i aftalelovens § 36 blev ændret i 1994 ved lov nr. 1098 af 21. december 1994, der bl.a. gennemførte direktivet om urimelige kontraktvilkår i forbrugeraftaler (1993/13/EØF). Aftalelovens § 36 blev ved denne lejlighed ændret således, at bestemmelsen ikke kun kan føre til tilsidesættelse af aftaler, men også ændringer af disse²⁵. Af forarbejderne til lovændringen i 1994 fremgår²⁶ bl.a., at det forudsættes, at der udvises tilbageholdenhed med at ændre aftalevilkår i rene erhvervsforhold, hvor aftalen bl.a. bygger på økonomiske og risikomæssige overvejelser.

Aftalelovens § 36 har således primært til formål at beskytte forbrugere og andre mod, at en økonomisk stærkere og mere sagkyndig part benytter sig af sin overlegne stilling. Det er ikke udelukket at anvende bestemmelsen også i ligeværdige og erhvervsmæssigt betonedede

²³ Foreløbig redegørelse om formuerettens generalklausuler fra Justitsministeriets sagkyndige vedrørende formuerettens generalklausuler af 8. marts 1974.

²⁴ Om en "generalklausul i förmögenhetsrätten", jf. SOU 1974:83.

²⁵ Se om baggrunden herfor Stig Jørgensen i Juristen 1986, side 118 ff., og Jørgen Nørgaard i UfR 1992 B, side 105 ff.

²⁶ Bemærkningerne til § 1, nr. 1, i forslag (L 27) af 26. oktober 1994 til lov om ændring af lov om aftaler og andre retshandler på formuerettens område og visse andre love (Urimelige aftalevilkår i visse forbrugeraftaler m.v.).

aftaleforhold, men domstolene udviser på baggrund af motivtilkendegivelserne tilbageholdenhed med at anvende bestemmelsen i sådanne forhold. Dette gælder navnlig, hvor ændringerne i balancen mellem parterne skyldes, at en allerede forudset - og derfor i aftalen indkalkuleret - risiko aktualiseres²⁷.

Når der er tale om aftaler mellem i princippet jævnbyrdige parter, bliver aftalelovens § 36 derfor kun relevant i særlige tilfælde, herunder bl.a. følgende:

Ved meget langvarige kontrakter kan der med tiden opstå et uforudset og urimeligt misforhold mellem parternes ydelser set i forhold til den risiko og gevinstfordeling, parterne påtog sig ved aftalens indgåelse²⁸. Udgangspunktet er dog stadig, at ændrede omstændigheder ikke i sig selv kan bevirke, at aftalen bliver ugyldig. Hvis der imidlertid med tiden opstår en helt urimelig fordeling mellem parternes risiko og gevinst, kan aftalen erklæres ugyldig eller ændres i medfør af aftalelovens § 36.

Det ledende eksempel herpå findes i Højesterets dom gengivet i UfR 2002, side 1224, om rettighederne til Jacob Gades komposition Tango Jalousie, der blev en verdensomspændende succes. Jacob Gade havde indgået en aftale med Wilhelm Hansen Musikforlag om ophavsretten til alt, hvad Jacob Gade komponerede i perioden 1923-1925, hvor han komponerede Tango Jalousie.

I strid med aftalen udgav han værket på et af ham stiftet forlag. Wilhelm Hansen Musikforlag protesterede herimod, og der blev i 1925 indgået aftale mellem de to forlag og Jacob Gade om den nærmere fordeling af indtægterne fra Jacob Gades musik. Senere skete der forskellige overdragelser af de rettigheder, der ikke ved aftalen blev tillagt Wilhelm Hansen og dette forlag erhvervede derved yderligere rettigheder.

Højesteret udtalte bl.a., at en aftale mellem en ophavsmand og et musikforlag om overdragelse af rettigheder til en komposition i ophavsrettens løbetid efter sin karakter indebærer en disposition over et værk, som kan vise sig at udløse en gevinst, som ikke kan påregnes på tidspunktet for aftalens indgåelse. Da Jacob Gade måtte antages bekendt hermed, kunne det forhold, at den abstrakte gevinstchance blev realiseret for så vidt angår Tango Jalousie, ikke i sig selv bevirke aftalens ugyldighed. Det samme gjaldt om det forhold, at der fra 1920'erne til 1990'erne var sket en sådan udvikling, at den væsentligste indtægtskilde vedrørende Tango Jalousie var skiftet fra nodesalg til opførelser.

Imidlertid fandt Højesteret, at de nævnte omstændigheder i forbindelse med, at ophavsrettigheder kan strække sig over mange år, måtte medføre, at fravigelser af sædvanlige fordelingsnøgler vil kunne tilsidesættes i medfør af aftalelovens § 36 med mindre de er rimeligt begrundede og kendelige for parterne i det enkelte tilfælde.

²⁷ Jf. herved Lennart Lynge Andersen, Aftaleloven med kommentarer (2008), side 243 ff., særligt 255 f., Mads Bryde Andersen, Grundlæggende aftaleret (2008), side 426, Lennart Lynge Andersen og Palle Bo Madsen, Aftaler og mellemmand (2006) side 210, Bernhard Gomard i Erhvervsjuridisk Tidsskrift 2008, side 14 ff., Mogens Munch i UfR 1981 B, side 299, i en kommentar til Højesterets dom i UfR 1981, side 300 samt Højesterets domme i UfR 2002, side 1224, der er omtalt nedenfor, og i UfR 2002, side 2067. Se endvidere til eksempel UfR 2009, side 47 V, UfR 2008, side 2665 V.

²⁸ Jf. Lennart Lynge Andersen, a.st., side 249f samt Lennart Lynge Andersen og Palle Bo Madsen, a.st., side 211.

Aftalen fra 1925 var usædvanlig og gav Wilhlem Hansen store indtægter, uden at dette forlag påtog sig nogen risiko. Derfor skulle Wilhelm Hansens rettigheder i henhold til 1925-aftalen ophøre med virkning fra sagens anlæg.

De rettigheder, som Wilhlem havde erhvervet efterfølgende, blev opretholdt selvom også disse gav Wilhlem Hansen uforudseeligt store gevinster.

Bestemmelsen i aftalelovens § 36 er herudover bl.a. blevet anvendt mellem ligeværdige parter som hjemmel til at regulere prisen i langvarige, uopsigelige lejekontrakter²⁹, til at tilsidesætte koventionalbodsbestemmelser, og når andre helt særlige omstændigheder foreligger f.eks. hvis en part udnytter et "haltende" retsforhold, eller en part opfører sig chikanøst.

Aftalelovens § 36 finder også anvendelse på aftaler mellem det offentlige og en privat part, men det skal i givet fald tages i betragtning, at det offentlige normalt bør råde over tilstrækkelig ekspertise til, at det kun yderst sjældent bliver relevant at påberåbe sig aftalelovens § 36. Det offentlige bør derfor i udgangspunktet i aftaleretlig forstand betragtes som en jævnbyrdig aftalepart også med store erhvervsvirksomheder.

5. FORMÅLET MED OG FORUDSÆTNINGER BAG STATENS INDGÅELSE AF NORDSØAFTALEN

Nordsøaftalen blev indgået for at skabe grundlag for, at de tilbageværende olie- og gasressourcer i den danske del af Nordsøen blev udnyttet bedst muligt, og den skulle samtidig sikre staten en større andel af værdierne i forbindelse med den fremtidige udnyttelse af olie- og gasressourcerne i Nordsøen.

Eneretsbevillingen ville udløbe den 8. juli 2012. Forventningen var, at olie- og gasproduktionen i Nordsøen ville nå sit højdepunkt i netop denne periode. For at undgå produktionstab og dermed samfundsøkonomiske tab på grund af kortsigtede investeringsbeslutninger fra bevillingshavernes side (færre investeringer i ny teknologi og efterforskning), ønskede staten allerede i 2004 en ny langsigtet og frivillig aftale om forlængelse af eneretsbevillingen. Forventningen var, at en ny aftale ville sikre en forøgelse af overskuddet til fordeling mellem parterne på ca. 20 mia. kr.

Samtidig ønskede staten som nævnt en større andel af værdien af olie- og gasproduktionen i den danske del af Nordsøen, end den gældende koncession gav staten. Historisk set havde statens andel af overskuddet ved produktionen i Nordsøen gennemsnitligt udgjort 47 pct.

²⁹ Se bl.a. Lennart Lynge Andersen og Palle Bo Madsen, a.st., side 211, Stig Jørgensen i Juristen 1986, side 118 ff. og Højesterets dom i UfR 1985, side 714, og Vestre Landsrets dom i UfR 2004, side 2518.

mod 53 pct. til DUC. Forventningen til Nordsøaftalen var, at statens andel fremtidig gennemsnitligt ville blive 61 pct. mod 39 pct. til DUC.

Nordsøaftalen indeholder ikke udtrykkelige forudsætninger om produktionens størrelse eller om oliepris og dollarkurs. Som omtalt i afsnit 2.2.3 blev der imidlertid på statens side gennemført en række følsomhedsberegninger til brug for Folketingets forståelse af aftalen og dens konsekvenser i forbindelse med behandlingen af beslutningsforslag B 7. Disse beregninger viste, at den statslige andel kunne forventes at svinge mellem 56 pct. ved et 20 pct. fald i olieprisen til 71 pct. ved en oliepris på 100 USD pr. tønde.

Baggrunden særligt for kompensationsaftalen var, at A.P. Møller - Mærsk ikke var indstillet på at indrømme staten en større andel af overskuddet ved olie- gasproduktionen i Nordsøen, med mindre bevillingshaverne var sikret, at en aftale herom ikke ville blive udhulet ved yderligere skatte- og afgiftsstigninger i aftaleperioden.

I indledningen til kompensationsaftalen er dette udtrykt således:

"Baggrunden for kompensationsaftalen er, at bevillingshaverne ved Aftalen er indgået på skærpede vilkår for den fremtidige udnyttelse af den gældende eneretsbevilling ud fra en forudsætning om, at staten ikke ved indgreb i form af gennemførelse af lovgivning og andre regler af specifik betydning for bevillingshaverne og deres partnere i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) forringer de økonomiske vilkår, der danner grundlag for Aftalen."

6. VURDERING AF UDVALGTE FORUDSÆTNINGER

6.1 Investeringer

6.1.1 Forudsat ved aftalens indgåelse

Som nævnt var det et væsentligt hensyn bag regeringens og Folketingets ønske om allerede i 2003 at indgå en frivillig aftale om forlængelse af eneretsbevillingen at undgå en nedgang i investeringsniveauet på grund af det forestående bevillingsudløb i 2012.

For at der samfundsøkonomisk kom mest muligt ud af værdierne i Nordsøen, var det væsentligt for regeringen, at indvindingsforanstaltningerne fortsat blev udbygget med henblik på at øge indvindingsgraden, og at efterforskningsaktiviteterne fortsatte. Med en forlængelse af bevillingen var det regeringens forventning at undgå en nedgang i DUC's investeringer i indvindingsanlæg, udvikling af forbedret teknologi og efterforskningsaktiviteter.

Til illustration af regeringens konkrete forventninger var til Økonomi- og Erhvervsministeriets notat om samfundsøkonomien, der blev oversendt til Folketingets Energipolitiske Ud-

valg den 9. december 2003, knyttet dels et bilag 1B med et lavt, middelt og højt investeringsscenarie henholdsvis med og uden aftale for perioden 2004-42 og som bilag 1C tilsvarende scenarier for driftsomkostninger.

6.1.2 *Udviklingen*

Udviklingen i DUC's investeringer i perioden 2004-11 har efter det oplyste været noget højere end i det høje scenarie, der indgik i Økonomi- og Erhvervsministeriets notat om Nordsøaftalens samfundsøkonomiske konsekvenser. Forventningen i det høje scenarie var, at DUC i den nævnte periode ville investere i alt 24,4 mia. kr. Til sammenligning har DUC i perioden efter det oplyste faktisk investeret i alt 28,9 mia. kr.

Den væsentligste årsag til de høje investeringsomkostninger vurderes at være stigningen i olieprisen siden 2004, som har medført en generel forøgelse af omkostningerne til udbygning af anlæg til olie- og gasproduktion. Den øgede efterspørgsel efter varer og tjenester til denne type aktiviteter har således medført en stigning i omkostningerne.

Tilsvarende har udviklingen i DUC's driftsomkostninger i perioden ligget på niveau med forventningerne i det høje scenarie, der indgik i notatet om Nordsøaftalens samfundsøkonomiske konsekvenser. Forventningen i det høje scenarie var samlede driftsomkostninger i perioden på 21,7 mia. kr., mens de opgjorte faktiske driftsomkostninger i perioden har været 22 mia. kr. Olieproduktionen har imidlertid ligget under produktionen i det lave scenarie, og gasproduktionen har været næsten som forventet. En del af forklaringen er efter det oplyste, at prognoserne fra 2003 på grund af en svaghed i metoden undervurderede størrelsen af driftsomkostningerne.

6.1.3 *Vurdering*

Regeringens og Folketingets forventninger til investeringsomfanget i perioden 2004-2012 var utvivlsomt afgørende for statens beslutning om at indgå Nordsøaftalen, og dette måtte stå klart for A.P. Møller - Mærsk, da aftalen blev indgået. Hvis statens forventninger til investeringsomfanget ikke var blevet indfriet, kunne der derfor være rejst spørgsmål om, hvorvidt en relevant forudsætning for statens indgåelse af aftalen var bristet.

På grund af omkostningsudviklingen kan de faktiske investeringsomkostninger ikke direkte sammenlignes med forventningerne ved aftalens indgåelse. Selv om de høje faktiske investeringsomkostninger ikke afspejler aktivitetsniveauet i det høje scenarie, er der imidlertid ikke grundlag for at fastslå, at investeringerne har ligget væsentligt under det forventede. På det foreliggende grundlag må det derfor konstateres, at forudsætningerne bag Nordsøaftalen på dette punkt ikke kan anses for bristede.

Selv om driftsomkostningsprognoserne undervurderede de faktiske driftsomkostninger, og de faktisk afholdte driftsomkostninger allerede af den grund ikke afspejler aktivitetsniveauet i det høje scenarie, er der ikke i de afholdte driftsomkostninger grundlag for at fastslå, at DUC's aktivitetsniveau i Nordsøen i perioden ikke har levet op til de forventninger staten havde, da Nordsøaftalen blev indgået.

På denne baggrund er der heller ikke grundlag for at rejse spørgsmål om aftalens gyldighed efter aftalelovens § 36.

6.2 Olie- og gasproduktion

6.2.1 *Forudsat ved aftalens indgåelse*

Opretholdelse af optimal produktion af kulbrinter i den danske del af Nordsøen var en af hovedbegrundelserne for statens ønske om en forlængelse af bevillingen. Staten havde en klar forventning om, at man med indgåelse af Nordsøaftalen ville opnå en større samlet produktion i perioden 2004-2012 end uden en aftale.

Af det samfundsøkonomiske notat oversendt til Folketingets Energipolitiske Udvalg fremgår, at det for den mest samfundsøkonomiske udnyttelse af værdierne i Nordsøen var afgørende, dels at teknologien fortsat blev forbedret, dels at efterforskningsaktiviteterne blev fortsat. Dernæst ville det - i takt med at felterne tømmes - have betydning, hvordan de marginale reserver blev udnyttet. Vurderingen var, at der ville blive investeret mindre i teknologiudvikling og efterforskning, hvis bevillingen ikke blev forlænget, ligesom de marginale reserver ikke ville blive fuldt udnyttede. Det ville have negative konsekvenser ikke bare i den resterende bevillingsperiode, men i en årrække derefter.

For olieproduktionen blev der opstillet et lavt, et middelt og et højt produktionsscenarie, som er beskrevet både i redegørelsen til Folketinget af 7. oktober 2003 og det samfundsøkonomiske notat.

Det såkaldte lavscenarie var baseret på Energistyrelsens reserveopgørelse, hvor der ikke var indregnet hverken ny teknologi eller nye fund.

I middelscenariet (hovedscenariet) var indregnet en teknologiudvikling svarende 0,7 pct. øget årlig produktion, samt at der omkring 2012 sattes gang i produktionen fra et nyt mellemstort oliefund på 20 mio. m³. Samlet bygger scenariet på en årlig merproduktion på 1,2 pct. sammenlignet med Energistyrelsens 20 års-prognose for perioden 2003-2022.

I det høje produktionsscenarie forudsattes det, at der blev gjort yderligere et middelstort fund på 20 mio. m³ olie og en hurtigere teknologiudvikling, der samlet ville medføre en

årlig merproduktion på 2,1 pct. sammenlignet med Energistyrelsens prognose for 2003-2022.

I forløbet uden en aftale var vurderingen, at de lavere investeringer ville resultere i en lavere teknologiudvikling på 0,5 pct. årligt og en senere opdagelse af et nyt mellemstort fund. Dette scenarie lå altså produktionsmæssigt mellem det lave scenarie og middelscenariet. Forventningen var, at man uden en aftale ville opleve et dyk i produktionen i en cirka 10-årig periode fra omkring 2010 til 2020, som ikke senere ville blive indhentet.

Den samlede produktion i perioden 2004-2011 efter indgåelse af Nordsøaftalen forventedes at ligge mellem 149 mio. m³ (lavt scenarie) og 172 mio. m³ (højt scenarie), mens vurderingen var at den samlede produktion i perioden uden en aftale ville ligge på 158 mio. m³.

For gasproduktionen var forventningen i den produktionsprofil, der lå til grund for aftalen, at man ville nå en samlet produktion i 2011 på 61,5 mia. m³.

6.2.2 *Udviklingen*

Den faktiske produktion af olie i perioden 2004-2011 blev mindre end antaget i 2003, nemlig i alt 120 mio. m³. Produktionen i perioden er dermed mindre end antaget i 2003 både med og uden Nordsøaftale. Årsagen er efter det oplyste, at teknologiudviklingen blev mindre end forventet, og at der derfor i perioden blev foretaget færre udbygninger af de store oliefelter end forventet. Det er imidlertid Energistyrelsens forventning, at udbygninger i de kommende år med kendt teknologi vil føre til en forøgelse af produktionen i de kommende år. Det er derfor styrelsens vurdering, at der i hovedsagen er tale om en udskydelse af produktionen.

Den faktiske gasproduktion i perioden blev 61,5 mia m³, dvs. stort set sammenfaldende med prognosen.

6.2.3 *Vurdering*

Det var utvivlsomt en afgørende forudsætning for Folketingets tilslutning og regeringens indgåelse af Nordsøaftalen, at aftalen ville betyde en samfundsøkonomisk mere hensigtsmæssig udnyttelse af olie- og gasreserverne i Nordsøen fra bevillingshavernes side i perioden frem til bevillingens udløb og dermed en større produktion, end man kunne forvente at opnå uden en aftale.

Det var derimod ikke en væsentlig forudsætning, at produktionen i perioden var af en bestemt størrelse. Det var erkendt, at produktionens størrelse ville afhænge af faktorer, som bevillingshaverne ikke var herre over, og som ikke på forhånd ville kunne bestemmes meget præcist, hverken i relation til arten eller virkningen på produktionen. De skøn, som i

2003 blev foretaget over den forventede produktion i perioden, var derfor behæftet med betydelig usikkerhed.

Selve det forhold, at olieproduktionen viste sig at blive mindre, end skønnet på forhånd - også mindre end den skønnede produktion uden en aftale - er således ikke i sig selv udtryk for, at en forudsætning for statens indgåelse af Nordsøaftalen er svigtet.

Et forudsætningssvigt ville foreligge, hvis olieproduktionen var blevet mindre end eller på størrelse med, hvad den ville være blevet uden en aftale. Det er der ikke grundlag for at fastslå. Teknologiudviklingen i perioden har været svagere, end man i historisk perspektiv havde forventet. Dette kan imidlertid ikke betragtes som et væsentligt forudsætningssvigt, især ikke når der efter Energistyrelsens vurdering alene er tale om en tidsmæssig forskydning af produktionen. Der er således ikke grundlag for at konkludere, at olieproduktionen i perioden har været lavere, end den ville have været uden Nordsøaftalen, eller at man ikke har opnået optimal ressourceudnyttelse.

Gasproduktionen har været som forventet.

På denne baggrund er der efter min vurdering ikke basis for at konkludere, at den lave olieproduktion i perioden er udtryk for en bristet forudsætning for statens indgåelse af Nordsøaftalen, der kan påvirke aftalens, herunder kompensationsaftalens gyldighed.

Den lavere olieproduktion kan heller ikke i sig selv hævdes at medføre en urimelig ubalance i aftalen. Allerede af denne grund kan den lavere olieproduktion ikke føre til, at aftalen kan kræves ændret i medfør af aftalelovens § 36.

6.3 Oliepris og dollarkurs

6.3.1 Forudsat ved aftalens indgåelse

Olieprisen udgør en relevant præmis for vurderingen af statens forudsætninger, fordi prisen på den indvundne råolie er afgørende for, hvilket overskud (i kr.) DUC opnår ved i Nordsøaktiviteterne. Ved en stigende oliepris i forhold til det forudsatte ved aftalens indgåelse i 2003 opnår DUC et højere overskud i kroner af aktiviteterne - uden yderligere investeringer eller risici.

En række af de beregninger, der forelå forud for Nordsøaftalens endelige indgåelse, om rentabiliteten for henholdsvis DUC og staten, byggede på antagelser om en given oliepris og dollarkurs i aftaleperioden. Disse to beregningsantagelser er indbyrdes forbundne, eftersom olie normalt handles til en pris i dollars. En periode med stigende oliepris og faldende dollarkurs kan derfor medføre et uændret resultat målt i danske kroner.

Energistyrelsen og Erhvervs- og Vækstministeriet har oplyst, at olieprisens betydning naturligvis indgik som et væsentligt element i forhandlingerne med bevillingshaverne frem til indgåelse af aftalen i september 2003, således som det også er reflekteret i de beregningsantagelser, der fremgår af redegørelsen til Folketinget i oktober 2003, ligesom der blev foretaget en række følsomhedsanalyser, jf. nedenfor.

Af økonomi- og erhvervsministerens redegørelse til Folketinget fra oktober 2003 fremgår, at fra 2004 og frem til 2042 forventedes fordelingen af overskuddet mellem staten og DUC at blive 61:39 under givne forudsætninger om bl.a. produktionsmængder og oliepris. Denne forventning (statens middelscenarie) var baseret på en oliepris på 22,355 USD/t i 2004-10, herefter gradvist stigende til 36 USD/t i 2042 (2003-priser) og en dollarkurs på 6,95. Olieprisen byggede på det Internationale Energiagenturs daværende prognose for olieprisen. Dollarkursen svarede til Finansministeriets daværende mellemfristede fremskrivninger.

Redegørelsen indeholdt imidlertid også følsomhedsberegninger med udsving i olieprisen på hhv. 20 pct. lavere eller højere oliepris (17,9 USD/t til 26,8 USD/t i perioden 2004-2010 og herefter stigende til 36 USD/t). Beregningerne indikerede, at der ville være et betydeligt merprovenu for DUC (målt i kr.) ved en stigende oliepris, men at statens samlede andel (i pct.) også ville stige.

Af redegørelsen, side 12, fremgår bl.a. følgende om resultatet af følsomhedsberegningerne:

"Sammenlignet med de nuværende regler er der alt i alt skabt et mere robust beskatningsgrundlag, som sikrer staten en højere andel af værdierne i Nordsøen, uanset om olieprisen er høj eller lav, eller om det pludselig viser sig muligt at hente langt større mængder op fra Nordsøen end forventet med dagens viden. Robusthed er navnlig vigtig i lyset af, at produktionen fra Nordsøen historisk har udviklet sig væsentlig mere positivt end forventet, og i lyset af de ofte kraftige udsving i olieprisen." (mine understregninger)

Der blev også udarbejdet følsomhedsberegninger for en højere oliepris end de 36 USD/t.

Under Folketingets behandling af beslutningsforslag (B7) om indgåelse af aftale med bevillingshaverne uddybede økonomi- og erhvervsministeren således de foretagne følsomhedsberegninger i forhold til oliepris, således at statens hhv. DUC's andel ifølge aftalen og den forudsatte ændring af kulbrinteskatteloven blev vist baseret på en oliepris på hhv. 50 og 100 USD/t. Der henvises herved bl.a. til svar på spm. 28 fra Folketingets Energipolitiske Udvalg (B7-bilag 11, samlingen 2002-2003).

Følsomhedsberegningerne for DUC's og statens økonomiske udbytte af aftalen samt de forudsatte ændringer af kulbrinteskatteloven mv. med en oliepris på 50 og 100 USD/t blev senere optaget i økonomi- og erhvervsministerens notat om samfundsøkonomien i aftalen mellem A.P. Møller – Mærsk og staten om forlængelse af eneretsbevillingen i Nordsøen af 10. december 2003, side 12.

I notatet anføres bl.a. om betydningen af de gennemførte følsomhedsberegninger (side 11), at den laveste andel, staten ville få ifølge de foretagne følsomhedsberegninger, var 56 pct. i gennemsnit over hele perioden, hvis olieprisen kom til at ligge 20 pct. under den pris som fremgik af udgangsberegningerne (middelscenariet). Omvendt ville statens andel stige til 63 pct., hvis olieprisen steg med 20 pct.

6.3.2 *Udviklingen efter aftalens indgåelse*

Energistyrelsen har for så vidt angår dollarkursen oplyst, at kursen (opgjort som års gennemsnit i perioden 2004 til 2011) har ligget under den forudsatte dollarkurs i hele perioden. Et ligeligt vægtet gennemsnit af dollarkursen i hele perioden viser, at dollarkursen har ligget ca. 20 pct. under den forudsatte kurs. Som anført ovenfor i afsnit 6.3.2 har dette samme virkning som en 20 pct. lavere oliepris.

I tabel 1 vises olieprisen i danske kroner i 2003-priser.

Tabel 1. Oliepris i DKK (2003-priser)

År	Statens middelscenarie i 2003 (DKK/tønde)
2004-2010	155
2011	158
År	Faktisk oliepris, DKK/tønde (2003-priser)
2004	226
2005	317
2006	369
2007	370
2008	449
2009	295
2010	391
2011	508

Olieprisen har således i hele perioden ligget over det forudsatte niveau. Olieprisen udviser, som det fremgår, en stigende tendens i perioden. Den gennemsnitlige oliepris i 2011 lå på 508 kr. pr. tønde mod 158 kr. pr. tønde i statens middelscenarie, som beregnet i 2003. Råolieprisen i marts 2012 var ifølge Energistyrelsens oplysninger 706 kr. pr. tønde (i 2012-priser).

6.3.3 *Min vurdering af olieprisen som forudsætning*

Spørgsmålet er i første række, om det kan dokumenteres, at staten havde en væsentlig (dvs. en bestemmende) forudsætning om, at olieprisen fremadrettet ikke ville overstige et bestemt niveau i aftaleperioden. Ved den vurdering må det indgå, at selv om regeringen baserede sig beregningsmæssigt på en forudsat pris på 22-36 USD/t, forelå der - som nævnt i afsnit 6.3.1 - en beskrivelse af konsekvenserne for bevillingshaverne og staten, hvis olieprisen i stedet steg til enten 50 eller 100 USD/t.

Beskrivelsen af disse konsekvenser gav imidlertid ikke regeringen anledning til at indsætte bestemmelser i aftalegrundlaget eller at tilkendegive noget over for Folketinget eller bevillingshaverne, der giver mig et grundlag for at antage, at det var en væsentlig forudsætning for regeringens tilslutning til aftalen, at olieprisen ikke oversteg et bestemt niveau. Hertil kommer, at en stigning i olieprisen (til en vis grænse) under alle omstændigheder ville medføre en forøgelse af statens andel af overskuddet fra aktiviteterne under eneretsbevillingen, og regeringen lagde betydelig vægt på, at aftalen sikrede staten en mere rimelig *andel* af overskuddet fra aktiviteterne end hidtil.

På baggrund af de afgivne redegørelser og svar til Folketinget om olieprisen er det min opfattelse, at der ikke er grundlag for at antage, at det for regeringen og folketingets flertal var en væsentlig - dvs. bestemmende - forudsætning, at olieprisen ikke kom til at overstige et bestemt niveau i aftaleperioden.

Selv om man ville mene, at en sådan forudsætning forelå, er det af samme grunde, efter min opfattelse ikke muligt for staten at dokumentere, at forudsætningen var eller burde være kendelig for bevillingshaverne. Det kan ikke anses for at være en sædvanlig eller typisk forudsætning for aftaler af den foreliggende karakter, at olieprisen ikke fremadrettet kommer til at overstige et vist niveau, når der henses til, at den stigende oliepris også giver staten et betydeligt merprovenu. Aftaleforholdet og omstændighederne omkring indgåelsen måtte heller ikke i øvrigt give bevillingshaverne grund til at indse, at en fast oliepris var bestemmende for statens aftaleindgåelse.

Endelig er det min opfattelse, at en forudsætning om, at olieprisen forblev under et bestemt niveau - selv hvis den måtte antages at være væsentlig og kendelig - ikke vil blive anset for relevant i forhold til bevillingshaverne. Det er min vurdering, at en voldgiftsret eller en domstol ikke vil finde, at bevillingshaverne skal bære risikoen for olieprisens udvikling i perioden siden aftalens indgåelse.

Som anført ovenfor i afsnit 4.2 vil en voldgiftsret eller en domstol endvidere ikke anse konjunkturmæssige udsving, der påvirker den økonomiske balance i et kommercielt aftaleforhold, som en relevant bristende forudsætning, med mindre de skyldes helt ekstraordinære,

upåregnelige omstændigheder. Udviklingen i olieprisen vil efter min mening ikke af domstolene blive anset for at have en sådan ekstraordinær karakter. Jeg lægger i den forbindelse bl.a. vægt på, at det på baggrund af den historiske viden om olieprisen ikke kan betragtes som uforudsigeligt eller upåregneligt for staten, at olieprisen kunne variere med betydelige udsving navnlig i opadgående retning - og at stigende oliepriser til en vis grænse medfører, at en stigende andel af overskuddet tilfalder statskassen.

Jeg mener derfor ikke, at aftalen vil kunne kræves tilsidesat helt eller delvis i henhold til forudsætningssynspunkter med henvisning til udviklingen i olieprisen.

Med hensyn til aftalelovens § 36 bemærker jeg, at da der er tale om et aftaleforhold mellem ligestillede professionelle parter, og da olieprisen i et vist omfang må anses for at være en indkalkuleret risiko/chance i aftalen, forudsætter anvendelsen af aftalelovens § 36, stk. 1, at der opstår det, som domstolene betegner som en helt urimelig ubalance mellem parternes risiko, forpligtelser og afkast.

Efter min opfattelse er der ikke holdepunkter for at antage, at der på baggrund af olieprisens udvikling siden aftalens indgåelse er opstået en sådan ubalance. Jeg har herved lagt betydelig vægt på, at staten også modtager et ikke uvæsentligt merbeløb målt i kr. og en større andel end forudsat ved aftalens indgåelse som følge af olieprisens udvikling. Jeg mener derfor ikke, at aftalen - i alt fald på nuværende tidspunkt - vil kunne tilsidesættes eller ændres efter aftalelovens § 36, stk. 1, som følge af olieprisens udvikling.

6.4 Fordelingen af overskuddet mellem DUC-partnerne og staten

6.4.1 Forudsat ved aftalens indgåelse

Et af formålene med en ny Nordsøaftale og ændringen af kulbrintebeskatningsloven var ifølge økonomi- og erhvervsministerens redegørelse til Folketinget fra oktober 2003 at opnå "*en højere andel af værdierne i Nordsøen*". I redegørelsen (side 5) oplyses det, at statens samlede andel af overskuddet fra aktiviteterne i Nordsøen i perioden 2000-2003 (i 2003-priser) udgjorde i gennemsnit 40 pct.

I den forbindelse fremgår bl.a. følgende om begrundelsen for at indgå aftalen (side 8):

"Med aftalen sikres staten en større andel af værdierne i forbindelse med den nuværende og fremtidige udnyttelse af olie- og gasressourcerne i Nordsøen. Fra 2004 og frem til 2042 forventes fordelingen af overskuddet mellem staten og DUC at blive 61:39 under givne forudsætninger om bl.a. produktionsmængder og oliepris. Dette må anses som en væsentlig forbedring sammenlignet med de 47 pct., som staten har fået i gennemsnit historisk, og de 40 pct. som staten har fået i de seneste år."

I redegørelsen er herudover gennemført en række følsomhedsberegninger (side 12), som viser statens andel ved variation i olieprisen/dollarkursen og produktionen. Lavere oliepris

eller produktion forudsattes at medføre en lavere statslig andel af overskuddet, medens beregningerne i redegørelsen viser, at højere oliepris og/eller produktion øger den statslige andel.

Spørgsmålet om, hvad statens hhv. DUC-partneres andel af overskuddet fra aktiviteterne under eneretsbevillingen ville være, var også et centralt tema under behandlingen af beslutningsforslag B7 vedrørende Nordsøaftalen.

I svaret på spørgsmål nr. 1 fra Folketingets Energipolitiske Udvalg til beslutningsforslaget oplyste økonomi- og erhvervsministeren f.eks., at det samlede overskud med aftalen for perioden 2004-2042 skønnedes at udgøre ca. 490 mia. kr. (i 2003-priser) ved en oliepris på 28 USD pr. tønde i stedet for 22,35 USD pr. tønde i 2004-10 og fra 2011 stigende med 0,4 USD pr. år og en dollarkurs på 6,4 DKK pr. USD i stedet for 6,95 DKK pr. USD samt statens høje scenarie for produktion. Heraf skønnedes staten at få ca. 320 mia. kr. eller ca. 65 pct. Der henvises endvidere til svarene på spm. nr. 25 og 60 fra Folketingets Energipolitiske Udvalg til beslutningsforslaget.

I et svar på spm. 36 til beslutningsforslaget redegjorde økonomi- og erhvervsministeren for statens andel i overskuddet set i forhold til Norge og Holland. Af svaret fremgår:

"Modelfeltsberegninger af gennemsnitsbeskatningen med norske og hollandske regler viser, at den norske stat modtager ca. 80 pct. af overskuddet fra olie- og gasindvinding, mens den hollandske stat modtager ca. 70 pct. Tilsvarende beregninger med aftalens regler viser en andel til den danske stat på ca. 70 pct. Den norske stats høje andel af overskuddet fra olie- og gasindvinding skal ses i lyset af, at Norge har meget større felter. Herudover er der bedre geologiske forhold end i Danmark, hvilket gør det lettere at hente olien op. Der henvises i øvrigt til bemærkningerne til lovforslag om ændring af kulbrinteskatteloven og lov om ansættelse og opkrævning m.v. af skat ved kulbrinteindvinding (L 62)."

I svaret på spm. 28 til beslutningsforslaget redegjorde ministeren, som nævnt i afsnittet ovenfor, for følsomheden ved stigende oliepriser, herunder oliepris på 50 og 100 USD/t. De pågældende følsomhedsberegninger viste, at statens andel i givet fald ville stige til hhv. 68 og 71 pct.

Følsomhedsberegningerne, herunder med konsekvenserne af stigende oliepriser, blev gengivet i Økonomi- og Erhvervsministeriets notat af 10. december 2003 om samfundsøkonomien i aftalen mellem A.P. Møller – Mærsk og staten om forlængelse af eneretsbevillingen i Nordsøen. Af notatet fremgår bl.a. følgende (side 13 og 16) om forholdet mellem statens og DUC-partneres andel:

"Det er en politisk vurdering om statens andel er tilstrækkelig stor. Som grundlag for denne vurdering kan det være relevant på den ene side at belyse A.P. Møller- Mærskes rentabilitet ved aftalen og på den anden side at se aftalen i et internationalt perspektiv. Det skal dog

understreges, at der er meget betydelig usikkerhed forbundet med at vurdere rentabiliteten. [Side 13] ...

Med aftalen går regeringen efter en balance mellem på den ene side at sikre staten en rimelig andel af overskuddet og på den anden side fastholde en indtjening til de selskaber, der efterforsker og producerer i Nordsøen, så der fortsat er interesse for at investere i efterforskning, teknologiudvikling og produktion. [Side 16]."

Notatet indeholder herudover en redegørelse for statens andel i andre lande, herunder Norge og Holland (side 13).

6.4.2 *Udviklingen siden aftalen*

Skatteministeriet har i notat af 30. april 2012 oplyst, at statens andel af overskuddet fra aktiviteterne under eneretsbevillingen i Nordsøen udgjorde i gennemsnit 62 pct. i perioden 2004-2011. Variationen i statens andel af indtægterne i perioden er fra 57 pct. i 2004 til 65 pct. i 2008.

6.4.3 *Vurdering*

Som det fremgår af afsnit 6.3.2 har olieprisen været væsentligt højere end forudsat ved Nordsøaftalens indgåelse. Olieprisen har således varieret i perioden - korrigeret for faldet i dollarkurs - fra 30 til 70 USD/t (i 2003-priser). En stigende oliepris indebærer, at statens andel af overskuddet ligeledes er stigende som følge af kulbrinteskatt og overskudsdelingen på 20 pct. Statens andel af overskuddet fra aktiviteterne under eneretsbevillingen i perioden, der er beregnet til 62 pct., har imidlertid været under det oprindeligt beregnede niveau på ca. 67 pct., som fremgik af følsomhedsanalyserne ved en oliepris i perioden 2004-2012 på ca. 50 USD/t.

Skatteministeriet har oplyst, at den lavere statslige andel bl.a. skyldes, at der ikke i følsomhedsberegningerne blev taget højde for stigninger i selskabernes omkostningsniveau som følge af stigende oliepriser. Efter Skatteministeriets opfattelse måtte det imidlertid forventes allerede ved aftalens indgåelse, at investerings- og omkostningsniveauet - og dermed fradragene i kulbrinteskattegrundlaget - ville stige på grund af en stigende oliepris. Dette ville i givet fald påvirke den gennemsnitlige beskatning samt reducere statens andel igennem et øget kulbrintefradrag for det øgede investeringsniveau. Som det fremgår af afsnit 6.1.2 har der målt i kroner været et investeringsniveau i aktiviteterne under eneretsbevillingen, der ligger ud over det forudsatte i 2003.

Skatteministeriet har herudover peget på, at selskabsskattesatsen er faldet løbende i perioden fra 30 pct. til de nuværende 25 pct., hvilket også har påvirket statens samlede andel i negativ retning.

Efter min opfattelse var det både en væsentlig og kendelig forudsætning for Nordsøaftalens indgåelse, at staten med aftalen ville opnå en højere samlet andel af overskuddet fra aktiviteterne under eneretsbevillingen end hidtil. Denne generelle forudsætning er imidlertid ikke bristet, eftersom staten efter det oplyste rent faktisk har opnået en væsentlig højere andel af overskuddet end i perioden før Nordsøaftalens indgåelse og de deraf følgende ændringer af kulbrinteskatteloven.

Der er derimod ikke grundlag for at fastslå, at det var en væsentlig - og dermed bestemmende - forudsætning ved statens indgåelse af Nordsøaftalen, at staten ved en oliepris på i gennemsnit 50 USD/t i perioden skulle opnå en andel på netop 67 pct. i gennemsnit, således som det fremgår af følsomhedsberegningen. Der foreligger ikke fortolkningsbidrag eller kilder, der understøtter, at staten ikke ville have indgået Nordsøaftalen, hvis staten var bekendt med, at statens andel ville blive 62 pct. under de foreliggende omstændigheder.

Uanset, at den nævnte fordeling af overskuddet mellem staten og DUC fremgik af de følsomhedsanalyser, som regeringen gennemførte inden Nordsøaftalens endelige indgåelse, kan det efter min mening heller ikke dokumenteres, at en forudsætning om en andel på 67 pct. ved en korrigeret oliepris på ca. 50 USD/t var eller burde være kendelig for bevillingshaverne.

Selv hvis der var tale om et forudsætningssvigt, der var kendeligt for bevillingshaverne, ville dette ikke være relevant i forhold til bevillingshaverne. Jeg har herved lagt vægt på det oplyste om baggrunden for afvigelsen - dvs. en faldende selskabsskat, og at de oprindelige beregninger ikke tog hensyn til et øget investeringsniveau ved stigende oliepriser. At selskabsskatteniveauet og ekstra investeringer kunne påvirke statens andel af overskuddet gennem øget kulbrintefradrag måtte være kendeligt for staten ved aftalens indgåelse, uden at dette gav anledning til at justere aftalen. Samtidig følger en reduktion af statens andel delvist af en - set fra statens side - ønsket adfærd med aftalen: Øgede investeringer i forhold til det forudsatte niveau i 2003.

Det er på den baggrund min opfattelse, at den afvigelse, der tilsyneladende er i statens andel i forhold til følsomhedsberegningerne fra 2003, ikke kan føre til aftalens ugyldighed som følge af læren om bristende forudsætninger.

Det er endvidere min vurdering, at afvigelsen mellem statens faktiske andel og den oprindeligt beregnede andel ikke vil kunne føre til, at Nordsøaftalen skal ændres eller tilsidesættes efter aftalelovens § 36, stk. 1, som værende urimelig. Jeg har herved bl.a. lagt vægt på, at aftalen er indgået mellem jævnbyrdige parter, og at staten fortsat modtager en betydelig andel af overskuddet (størstedelen), hvorfor den oprindeligt forudsatte økonomiske balance ikke i væsentlig grad har forskubbet sig. Jeg har også lagt vægt på, at de ændrede omstæn-

digheder, der påvirker statens andel, delvist kunne være forudset allerede ved aftalens indgåelse.

På den baggrund er det min vurdering, at statens andel af overskuddet ikke er forringet i så afgørende grad, at Nordsøaftalen kan kræves ændret eller tilsidesat.

7. PRØVELSE AF NORDSØAFTALENS GYLDIGHED

Udgangspunktet er, at den, der påberåber sig, at en aftale er ugyldig eller skal ændres i medfør af aftalelovens § 36, stk. 1, kan indbringe spørgsmålet for de almindelige domstole.

Domstolene har imidlertid ingen kompetence i tvister, som skal afgøres ved voldgift, ud over hvad der følger af voldgiftsloven³⁰, jf. voldgiftslovens § 4. Tvister skal som udgangspunkt afgøres ved voldgift i de tilfælde, hvor dette er aftalt eller bestemt i medfør af lov. Voldgiftslovens § 6 bestemmer i den forbindelse, at der kun kan aftales voldgift vedrørende tvister i retsforhold, som *parterne har fri rådighed over*. Det forhold, at parterne skal have rådighed over tvistens genstand, for at voldgift kan aftales, indebærer, at en voldgift ikke kan aftales i tvister reguleret af offentligretlige regler, som varetager almene interesser, jf. Højesterets dom i UfR 1999, side 829.

Det fremgår imidlertid af undergrundslovens § 31, at det i en tilladelse efter loven kan fastsættes, at tvist mellem energiministeren og rettighedshaveren om, hvorvidt de i en tilladelse fastsatte vilkår er opfyldt, skal indbringes for en voldgiftsret, hvis afgørelse er endelig³¹.

Som anført i forarbejderne til bestemmelsen var der i den oprindelige eneretsbevilling, jf. bekendtgørelse nr. 372 af 7. november 1963, § 14, stk. 2, indsat bestemmelse om voldgift om "*tvistigheder, der efter bevillingens indhold kan henvises til voldgift*"³². Resten, dvs. spørgsmål, som beroede på ministerens skøn eller bestemmelse, skulle efter bevillingen afgøres af ministeren³³, jf. bevillingens § 14, stk. 1. Med 1981-aftalen (§18) blev bestemmelsen om voldgift udvidet til at angå dele af de ved aftalen gennemførte ændringer. Ved Nordsøaftalen fra oktober 2004 blev dele af de oprindelige bestemmelser i bevillingen, der er underlagt voldgift, ændret, jf. § 2, stk. 9, i bevillingen. Herudover indeholder aftalen om kompensation - bilag 3 til den endelige aftale - en bestemmelse om voldgift i § 5, stk. 3.

Af voldgiftslovens § 8, stk. 1, 1. pkt., følger, at retssager om tvister, der efter aftale mellem parterne skal afgøres ved voldgift, skal afvises fra domstolene efter påstand, med mindre

³⁰ Lov nr. 553 af 24. juni 2005 om voldgift.

³¹ Af forarbejderne, jf. bem. til § 31 i forslag (L 187) af 17. marts 1981 om anvendelse af Danmarks undergrund fremgår dog, at afgørelser, som efter loven skal afgøres af tilsynsmyndighederne, ikke kan undergives voldgift.

³² Bevillingens § 1, stk. 3, § 2, stk. 5 og 8, § 10 a, stk. 6, b og c, og § 12, stk. 5.

³³ § 4, § 7, § 9, stk. 3, § 12, stk. 6 og § 13.

voldgiftsaftalen er ugyldig, eller voldgiftssagen af andre grunde ikke kan gennemføres. Under en retssag, der er anlagt efter, at tvisten er indbragt for en voldgiftsret, kan domstolene for så vidt angår spørgsmålet om, hvorvidt tvisten hører under voldgiftsrettens kompetence, dog kun tage stilling til, om tvisten efter sin art kan afgøres ved voldgift, jf. stk. 1, 2. pkt.

Bestemmelsen indebærer, at hvis en retssag er anlagt, *før* der blev indledt voldgiftssag, kan retten under denne retssag prøve, om der foreligger en gyldig voldgiftsaftale, der omfatter den pågældende tvist. Finder retten, at der ikke foreligger en gyldig voldgiftsaftale, eller at voldgiftsaftalen ikke omfatter den tvist, der er anlagt retssag om, behandles retssagen på sædvanlig vis. Er retssagen anlagt *efter*, at der blev indledt voldgiftssag, følger det af 2. pkt., at domstolene under denne retssag for så vidt angår spørgsmålet om, hvorvidt tvisten hører under voldgiftsrettens kompetence, kun kan tage stilling til, om tvisten efter sin art kan afgøres ved voldgift. Domstolene kan og skal endvidere tage stilling til, om det er den samme tvist, der er indbragt for voldgiftsretten og domstolene³⁴. I øvrigt må domstolene derfor i denne situation udsætte retssagen, indtil der foreligger en bindende (retskraftig) afgørelse om, hvorvidt voldgiftsretten har kompetence til at behandle tvisten.³⁵

Efter voldgiftslovens § 37, stk. 1, kan en voldgiftskendelse kun tilsidesættes ved de almindelige domstole efter bestemmelsens stk. 2-4. En voldgiftskendelse kan bl.a. tilsidesættes af de almindelige domstole, hvis aftalen om voldgift var ugyldig, eller retten finder, at tvisten efter sin art ikke kan afgøres ved voldgift.

8. OPSIGELSE ELLER GENFORHANDLING

8.1 Adgang til at opsigte aftalen

Nordsøaftalen indeholder ingen regler om opsigelse af aftalen i løbet af aftaleperioden.

Som nævnt ovenfor i afsnit 4.3 kan der i forhold til aftaler af længere varighed rejses det spørgsmål, om der ud fra et forudsætningssynspunkt skal indfortolkes en adgang til opsigelse med et passende varsel. Nordsøaftalen er imidlertid tidsbegrænset, og parternes risici og muligheder for at realisere værdi fra aftalen beror i høj grad på, at aftalen varer hele den forudsatte periode. Regeringen lagde også i forbindelse med aftalens indgåelse betydelig vægt på, at aftalen var robust og sikrede udnyttelse af ressourcerne i Nordsøen i en længere årrække fremover.

³⁴ Jf. bem. til § 8 i forslag (L 127) af 16. marts 2005 til lov om voldgift.

³⁵ F.s.v.a. voldgiftsrettens kompetence bestemmer voldgiftslovens § 16, stk. 1, at voldgiftsretten selv afgør spørgsmål om sin egen kompetence, herunder indsigelser mod voldgiftsaftalens eksistens eller gyldighed. En voldgiftsklausul, der udgør en del af en kontrakt, anses i denne sammenhæng for en selvstændig aftale uafhængig af kontraktens øvrige dele.

På den baggrund er det min vurdering, at Nordsøaftalen er uopsigelig i kontraktperioden, d.v.s. til den 8. juli 2042.

8.2 Adgang til at kræve genforhandling

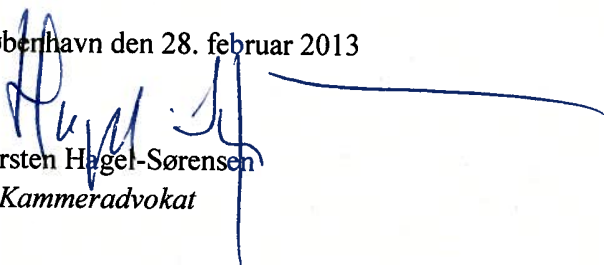
Aftalen om kompensation efter afsnit VI i aftale af 29. september 2003 indeholder i § 8 følgende bestemmelse:

"Der er enighed om, at spørgsmål eller problemer, som måtte opstå i forbindelse med bevillingen, herunder nærværende aftale, gøres til genstand for forhandling."

Det er således aftalt, at hver af parterne kan kræve en forhandling, og staten kan derfor kræve en sådan. Som anført i afsnit 4.3 sikrer klausuler om genforhandling - uanset at de er almindelige i langvarige kontraktforhold - ikke, at forhandlingerne munder ud i et bestemt resultat, eller at en part skal acceptere et givent forslag fra den anden part.

Staten kan derfor kræve en forhandling om sådanne elementer i aftalen, der anses for utilfredsstillende, men er ikke sikret et bestemt resultat af denne forhandling. Bevillingshaverne kan vælge at henholde sig til den indgåede og gyldige aftale.

København den 28. februar 2013


Karsten Hagel-Sørensen
— Kammeradvokat

**Bilag 3: *Fiscal Comparison/Exploration Attractiveness*, rapport
udarbejdet af Wood Mackenzie Energy Consulting, 11. juli 2012**

Udvalget for Serviceeftersyn af vilkårene for kulbrinteindvinding i Nordsøen (Committee for Overhaul of the Conditions of Hydrocarbon Recovery in the North Sea)

Fiscal Comparison/Exploration Attractiveness

11 July 2012

Strictly Private and Confidential

This report has been prepared for the Udvalget for Serviceeftersyn af vilkårene for kulbrinteindvinding i Nordsøen (Committee for Overhaul of the Conditions of Hydrocarbon Recovery in the North Sea – the “Committee”), by Wood Mackenzie Limited. The report is intended solely for the benefit of the Committee and its contents and conclusions are confidential to the Committee and its affiliated companies. The Committee or its affiliates may only disclose the contents of this report to other persons or companies according to the terms of its agreement with Wood Mackenzie. Otherwise the Committee may not disclose the contents of this report to third parties without Wood Mackenzie’s prior written permission, except where such information is requested by any government department or agency or pursuant to any court order or the requirements of any stock exchange on which the securities of the Committee and/or its affiliates are officially registered. The Committee is required to notify Wood Mackenzie in advance of any such disclosure.

The information upon which this report is based has either been supplied to us by the Committee or comes from our own experience, knowledge and databases. The opinions expressed in this report are those of Wood Mackenzie. They have been arrived at following careful consideration and enquiry but we do not guarantee their fairness, completeness or accuracy. The opinions, as of this date, are subject to change and that other informed parties may have different opinions. Accordingly, we do not accept any liability for your reliance upon them.

Table of Contents

1	<i>Introduction</i>	<i>4</i>
2	<i>Executive Summary</i>	<i>4</i>
2.1	Scope of this report	4
2.2	Overview of current fiscal terms.....	4
2.3	Comparison of average, marginal and model field tax rates	5
2.4	Resource base comparison	8
2.5	Exploration performance comparison	9
2.6	Cost comparison	11
2.6	General fiscal comparison overview	12
3	<i>Methodology and Assumptions.....</i>	<i>13</i>
3.1	Definitions.....	13
3.2	Data Sources	13
3.3	Methodology.....	13
4	<i>Comparison of current fiscal regimes.....</i>	<i>16</i>
4.1	Average Tax Rates	16
4.2	Marginal Tax Rates	17
4.3	Model field comparison	17
4.4	Danish fiscal terms.....	19
4.5	Norwegian fiscal terms.....	22
4.6	Netherlands fiscal terms.....	25
4.7	UK fiscal terms	29
5	<i>Comparative attractiveness</i>	<i>33</i>
5.1	Overview	33
5.1	Denmark.....	36
5.2	Norway	42
5.3	Netherlands.....	52
5.4	UK	59
	<i>Appendix 1 – Model oil field results: Government Share</i>	<i>68</i>
	<i>Appendix 2 – Model gas field results: Government Share</i>	<i>69</i>
	<i>Appendix 3 – Model oil field results: Government NPV.....</i>	<i>70</i>
	<i>Appendix 4 – Model gas field results: Government NPV.....</i>	<i>71</i>
	<i>Appendix 5 – Model oil field results: Investor IRR.....</i>	<i>72</i>
	<i>Appendix 6 – Model gas field results: Investor IRR.....</i>	<i>73</i>

1 Introduction

The Committee for Overhaul of the Conditions of Hydrocarbon Recovery in the North Sea (Committee)¹ has asked Wood Mackenzie Limited (“Wood Mackenzie”) to prepare for it a report which evaluates the fiscal terms and conditions for the exploration and production of oil and gas in the offshore areas of Denmark, the UK, The Netherlands and Norway.

This report sets out a comparison of these four countries’ fiscal systems and their relative impact on field economics, as well as comparing their attractiveness in terms of prospectivity.

2 Executive Summary

2.1 Scope of this report

This report compares Denmark, Norway, The Netherlands and the UK from two perspectives: a fiscal comparison (looking at average, marginal and model field tax rates); and a resource base/prospectivity comparison (looking at existing reserves, Yet to Find resources, exploration performance and costs).

The oil and gas producing sectors of Denmark, Norway, The Netherlands and the UK vary enormously in size, geology, environment, corporate landscape and infrastructure. The Danish and Dutch sectors are much more compact and comparable than Norway and the UK, which vary from very mature, shallow water sectors, to very deep water frontier areas. A comparison between these countries therefore needs to take all of these differences into account, not just tax rates and the fiscal framework.

This report does not intend to make any recommendations on what a suitable level of taxation for upstream activities is. It is intended to provide a consistent format of analysis which can be used by the Committee to inform its decision making process. When deciding on a suitable taxation level, many issues must be taken into consideration, rather than simply comparing the overall or theoretical percentage of Government take. These issues should be driven by the goal for the Government. Does it want to:

- stimulate activity
- prioritise security of supply
- assure optimum exploitation of as many resources in the ground as possible
- focus on short-term revenue
- create a stable and predictable fiscal regime (as favoured by companies)
- have direct influence (or even control) over upstream activity – either through an NOC or Government interests in companies

2.2 Overview of current fiscal terms

Denmark fiscal terms overview

Denmark has a concession fiscal regime, consisting of corporate income tax of 25% and an additional profits tax (Hydrocarbon Tax). A 5% tax is also payable on revenue from liquids production until 8 July 2012. Royalty was abolished for licences issued since 1986.

From 2004, the Danish North Sea Fund has taken a 20% stake in all new licences. The Fund will also become a partner with a 20% stake in the Dansk Undergrunds Consortium (DUC) from 9th July 2012, at which point the current 20% state profit-share for the DUC licence will be abolished.

¹ Unofficial translation of ‘Udvalget for Serviceeftersyn af vilkårene for kulbrinteindvinding i Nordsøen’

Concessions granted before 2004 are liable to a 70 % Hydrocarbon Tax calculated after deduction of an uplift of 25 % in 10 years. The royalty is 5 %. Concessions granted after 2004 and the Sole Concession from 1962 is liable to a 52 % Hydrocarbon Tax after deduction of an uplift of 6 % in 5 years. The royalty can be deducted in the Hydrocarbon Tax and is abolished from July 8, 2012.

Norway fiscal terms overview

Norway has a concession fiscal regime where royalty has been abolished for all fields. Corporate income tax (28%) and an additional profits tax (Special Tax, at 50%) are both payable and not deductible against each other, hence the total marginal tax rate payable is 78%. Some minor Carbon Dioxide (CO₂) and Nitrogen Oxide (NO_x) levies are payable on gas flared, gas or oil/condensate used for power generation and nitrous oxide emissions.

Introduction of exploration incentives in 2005 has encouraged new entrants, but no further changes in the fiscal system are currently planned or known about.

The Netherlands fiscal terms overview

The Netherlands has a concession fiscal regime where the applicable taxes, and the level of State participation, vary with the location and vintage of the licence. The state participates through Energie Beheer Nederland (EBN), normally with a 40% share (EBN participation is 50% for licences issued under 1976 Royal Decree) and including the exploration phase, through a so-called 'cost company' structure, similar to a joint venture.

Royalty has been abolished for offshore licences, and for onshore licences varies with production rate and the level of state participation. Corporate income tax is payable (at a rate of 25.5%), but is deductible against an additional profits tax (known as Production Profit Tax (PPT) or State Profit Share (SPS)) (at a rate of 50%), and hence the total tax payable is, effectively, the PPT rate, of 50%.

In 2010, the government introduced an extra 25% investment deduction on investments from PPT (not CIT) for selected marginal fields.

UK fiscal terms overview

All upstream operations in the UK are governed by concessions. Government take on new field developments currently comprises of corporation tax (CT) and a supplementary charge (SCT). CT is levied at a rate of 30% and SCT at 32%, to give a marginal tax rate of 62%.

Fields with development approval prior to 16 March 1993 are liable to Petroleum Revenue Tax (PRT) at a rate of 50%, in addition to CT and SCT. The marginal tax rate on fields subject to PRT, as well as CT and SCT, is 81%.

2.3 Comparison of average, marginal and model field tax rates

Three types of tax rate comparison are provided in this report:

- Average Tax Rates
- Marginal Tax Rates
- The tax rates which apply to a number of model fields using different oil and gas price assumptions

The average tax rates for each country for the period 2007 to 2011 are shown in the table below. For Denmark two averages are provided: Denmark old fiscal regime (which applies to Syd Arne, Siri Cecile, Nini and 50% of Lulita); Denmark new fiscal regime (which applies to the rest of the fields):

Comparative Average Tax Rates

	2007	2008	2009	2010	2011	2007-2011 average
Brent Oil Price (US\$/bbl)	71	95	60	78	110	83
Denmark old fiscal regime	31%	31%	38%	32%	32%	33%
Denmark new fiscal regime	66%	67%	63%	65%	66%	65%
Netherlands	49%	50%	54%	49%	49%	50%
Norway	75%	75%	73%	74%	75%	74%
UK	54%	55%	53%	54%	63%	56%

The average tax rate varies each year as a result of changing oil and gas prices, shifts in capital expenditure and changes in the tax paying status of the fields within each country. For example, in the UK if a large development enters production in a given year, it is unlikely to enter into a full tax paying position for two to four years until it has offset its capital costs against its pre-tax income.

The marginal tax rates for new concessions in each country are shown in the following table. In each example, a standard revenue calculation is used for each regime to illustrate the impact of each component of tax on \$100m of revenue in each regime.

Comparative Marginal Tax Rates

	Denmark ⁽¹⁾	Norway	Netherlands ⁽³⁾	UK ⁽⁵⁾
Revenue (US\$ million)	100	100	100	100
Profit Element (%)	0%	N/A	N/A	N/A
Revenue post Profit Element deduction (US\$ million)	100	100	100	100
Royalty Rate (%)	0%	0%	0%	N/A
Revenue post PE and Royalty (US\$ million)	100	100	100	100
Corporation Tax (%)	25%	28%	25.5% ⁽⁴⁾	30%
Revenue post PE, Royalty and Corporation Tax (US\$ million)	75	72	100	70
Special/Hydrocarbon/Production Profit Tax/Supplementary Charge (%)	52%	50%	50%	32%
Revenue post PE, Royalty, CT and HC Tax (US\$ million)	36	22 ⁽²⁾	50	38
Marginal Government Take (%)	64.0%	78.0%	50.0%	62% ⁽⁶⁾
Typical State Share (NOC)	20.0%	20.0%	40.0%	0.0%

(1) Licences granted after 1 January 2004, and the Sole Concession after 8 July 2012 - HC tax applies to post-CT revenues

(2) Special Tax applies to pre-CT revenues

(3) Offshore terms

(4) CIT payable is a credit against PPT payable so that, effectively, total tax payable is PPT

(5) Development approval post 1993

(6) Supplementary charge applies to the full revenue from oil production, making the overall marginal tax rate for the UK 30% for CIT plus 32% surcharge to total 62%.

The marginal tax rates are simply the total effective percentages of tax payable on revenue from field developments under the most recent tax conditions. It is therefore not a representation of tax that all fields actually pay in a sector, as some fields are taxed under old licence terms, and this is also not taking the underlying tax regime parameters (i.e. depreciation methodology, timing, cost types), into account. In addition, any State share, direct through NOC's or indirect through company ownership, is not taken into account here. On this basis, Norway is highest followed by Denmark, the UK and The Netherlands.

In order to provide a direct comparison of the four countries' effective government take, the following chart shows the economic indicators for a 'model' offshore oil field (i.e. 50 mmbbl), at long term US\$100/bbl. Government Share, as a % of Pre-share NPV, is the field value taken by the Governments in taxes only. State Share covers all taxes plus any proceeds taken by NOC's which have 'mandated participation':

- For **Denmark**, this is represented by the Nordsøfonden (The Danish North Sea Fund - DNSF), taking a 20% interest in future licences. The Danish State has a 76.49% interest in DONG, the NOC. DONG has no mandatory right to participate, so only the DNSF interests have been included as State equity in our models.
- For **Norway**, the State reserves the right to take direct participation, at varying rates, through state entity Petoro, which manages the State's Direct Financial Interest (SDFI). The average SDFI interest in recent licensing rounds has been 20%. The State also has a major indirect participation through its majority ownership of Statoil, the NOC. Statoil has no mandatory right to participate in licences, however, so only Petoro's interest

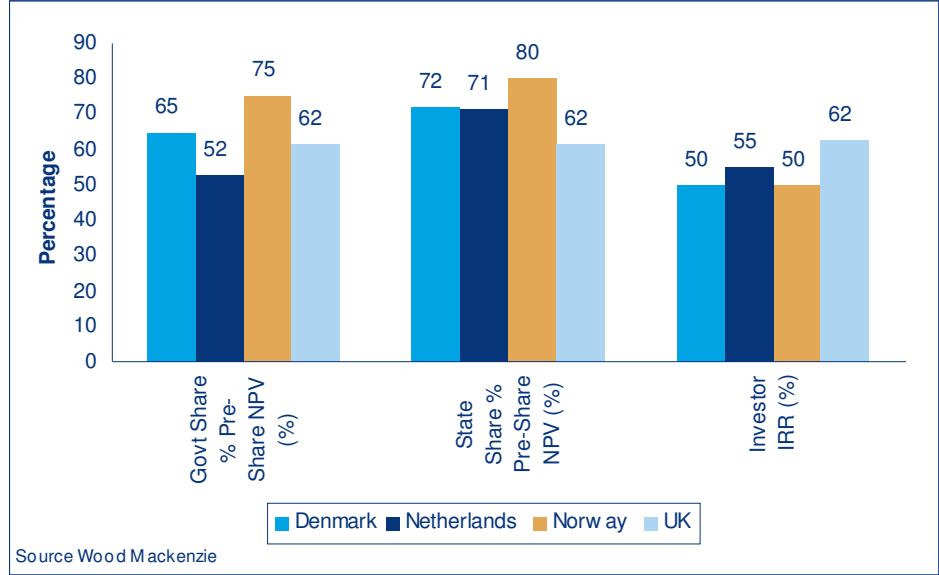
has been included as State equity in our models. Norway’s direct State share can theoretically vary between 0% and 100%.

- For **The Netherlands**, the State participation company is Energie Beheer Nederland (EBN). EBN can elect to take a 40% interest in each new licence, which is our direct State share assumption. EBN can also opt out, but this is rare.
- For the **UK**, there is no State participation.

The Investor IRR shown in this chart is the rate of return on the investment made by companies on the model field in each regime.

Norway’s Government Share and State Share percentages are logically highest due to the high tax rate, and the State’s participation through the State DFI. The absence of such a construction in the UK makes the State Share in this country the lowest.

Comparative field take percentages (Model oil field)

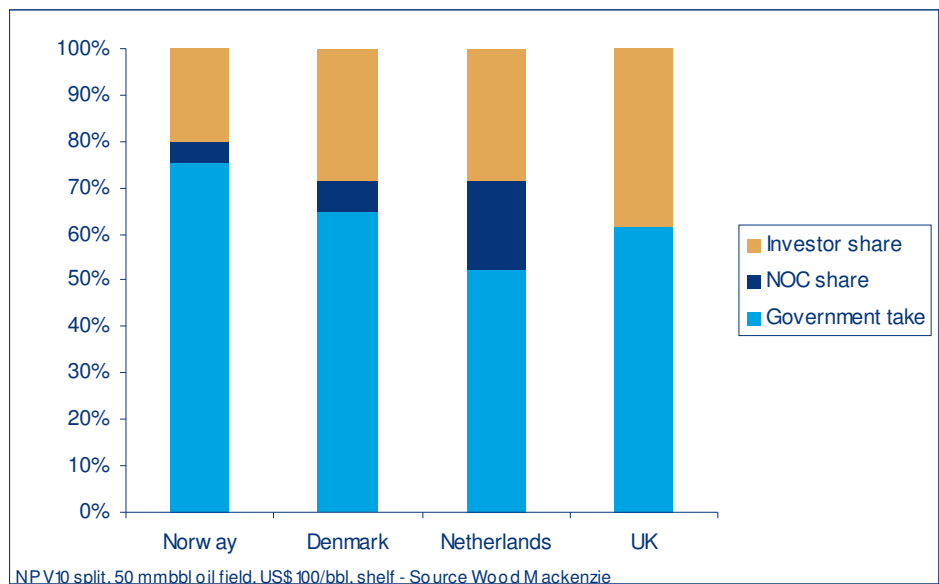


The “Govt Share % Pre-Share NPV”, the left four columns, shown in the chart above represents the share of Government take out of a model oil field’s NPV through taxation only (i.e. Corporate and Special Tax), not via State Share. The “State Share % Pre-Share NPV”, the middle four columns represent the Government take plus the NPV share to go to the State via the respective NOC’s. The rates shown in the chart are, in the case of Denmark and The Netherlands, slightly higher than the marginal tax rates, which is a result of discounting of the model field cash flows.

The Investor IRR is the internal rate of return resulting from the investing company’s post-tax cash flow on a standard project. The IRR is the rate of return at which the discounted income from a project equals the discounted costs (the discount rate when the NPV equals zero). The IRR shown in the chart above is relatively high and not necessarily representative for a ‘typical’ field that might be found in the four countries covered in this report. This is solely shown for comparative purposes. For Norway’s future developments, for example we calculate an average IRR of 26%, but again, the numbers can vary greatly depending on the type of development.

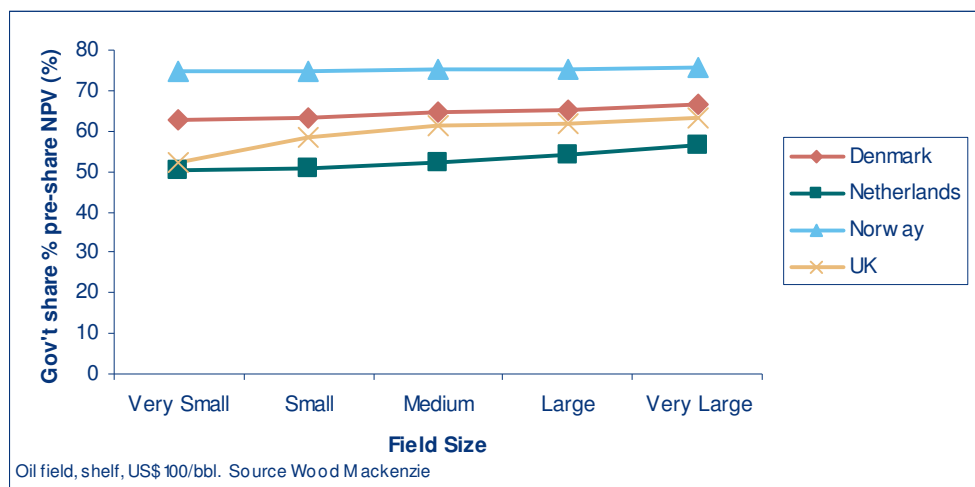
When comparing the split in value of the same field, between the investor, NOC and Government share, the four countries have similar results. The UK is the most attractive sector for companies, due to the lack of NOC share, and Norway provides the lowest investor share due to high Government take and Petoro’s share. But all of these results are conditional on many variables. These include issues such as Petoro actually taking part in a licence (which is not a guarantee, and certainly not as common as participation of EBN in The Netherlands), availability of acreage and likelihood of discovery success.

NPV split between Government, NOC and Investor (Model oil field)



The impact of different field sizes on Government Take is shown in the following chart. The dip in the UK for Very Small (i.e. 5 mmbbl) fields is due to the additional Small Field allowance.

Government share of Model oil field pre-share NPV (US\$100/bbl case)

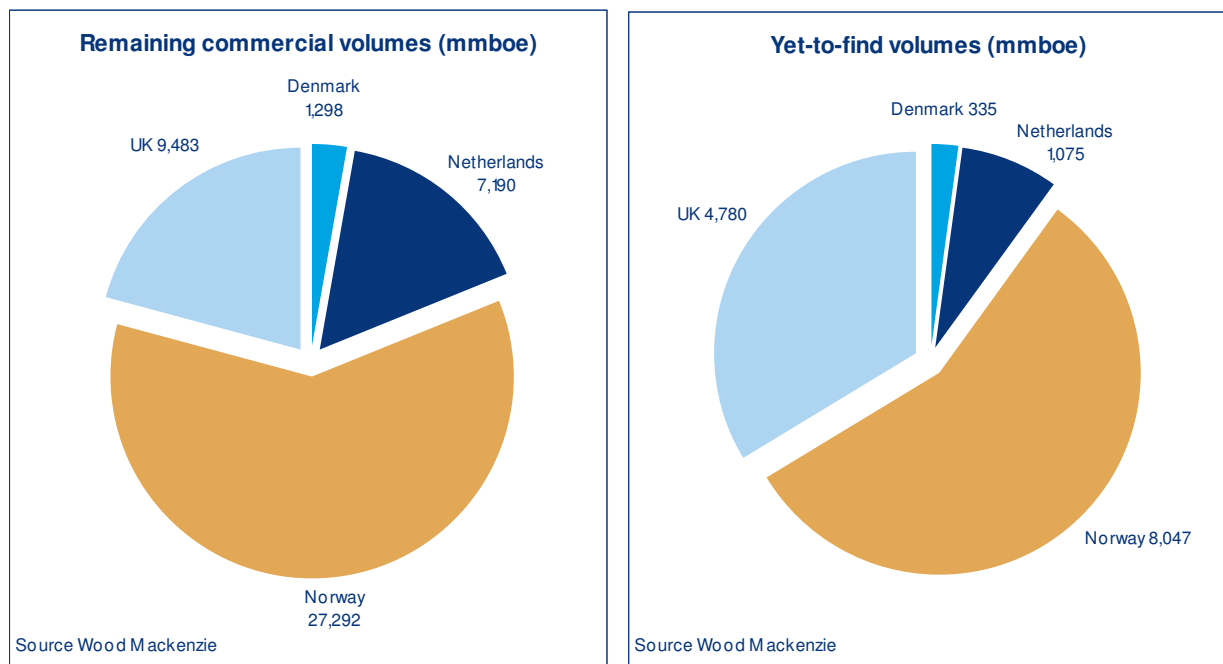


2.4 Resource base comparison

The four countries included in this report have widely differing remaining resources, and estimated yet-to-find reserves. Norway and UK still have large underexplored frontier areas that are simply not available in Denmark and The Netherlands.

Norway's Yet to Find resource base is estimated to be 8.0bnboe, this is almost twice the Yet to Find resource base of the UK and is 24 times the Yet to Find resource base of Denmark. However, this view is at least partly based on the historical level of exploration activity. Stimulation of activity, and entry of new explorers has proven to be successful strategies both in the UK and in Norway to boost commercial reserves discovered.

Remaining and yet-to-find volumes



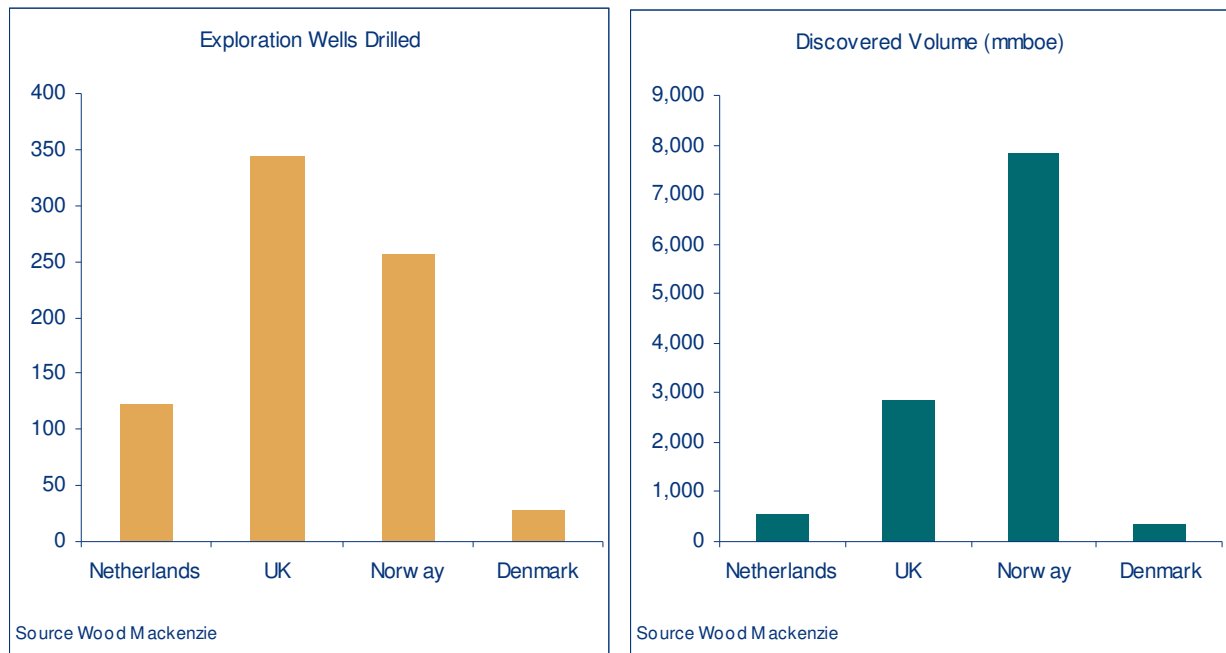
2.5 Exploration performance comparison

Comparing these countries directly, we can see an immediate difference in the maturity and diversity of each country, which demands differences in approach to optimising extraction of and exploration for hydrocarbons.

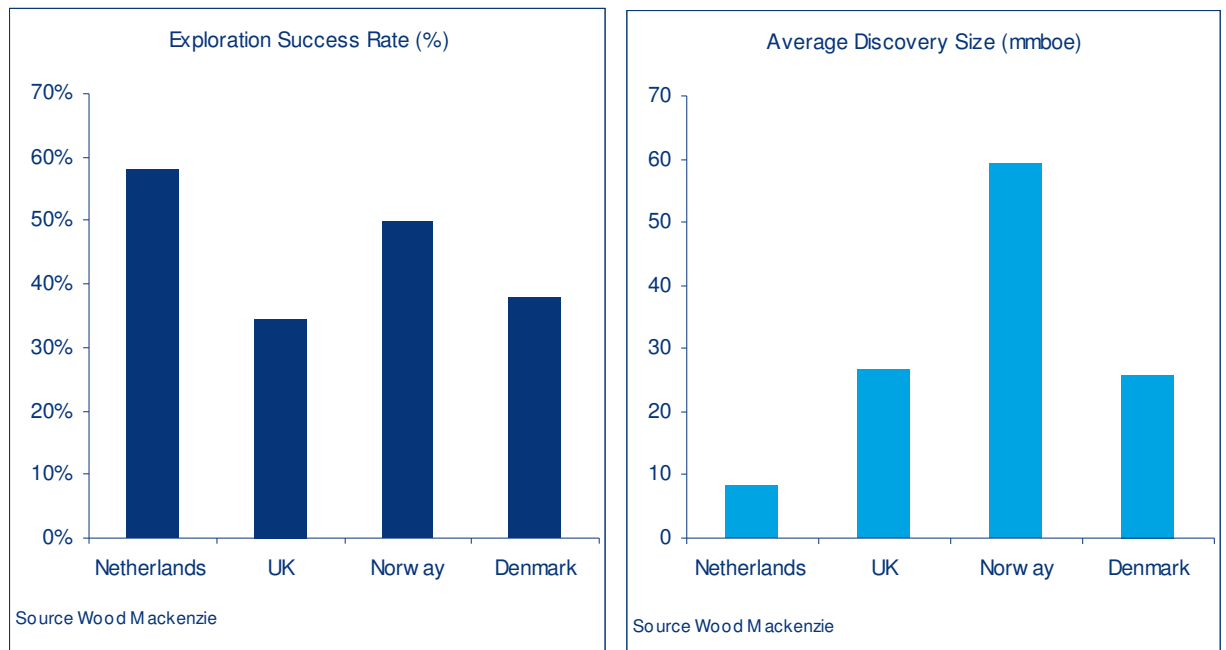
The scale of exploration activity and discovered volumes over the last decade can be seen in the following charts. Exploration success in Norway has been much higher than the other countries, which is both due to its extent and its remaining frontier areas, as well as remaining high activity levels. However, even in mature areas, exploration has been successful, with the discoveries of Edvard Grieg and Johan Sverdrup in 2007 and 2010 respectively, for example.

The UK has still seen continued success with high activity, but much smaller volumes being discovered. This applies even more so to The Netherlands. Denmark has been very unsuccessful in discovering significant commercial volumes, although a number of difficult to develop technical discoveries have been made.

Exploration activity 2002 – 2011

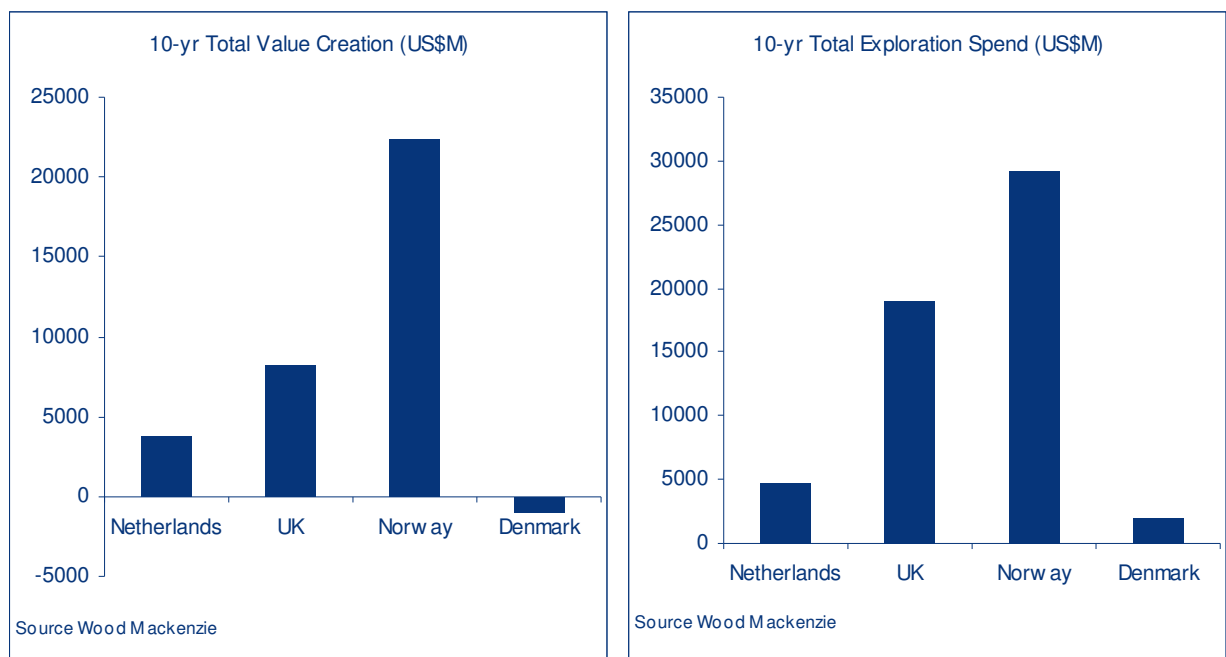


Exploration results comparison



All countries reviewed except Denmark have created value through exploration in the last decade. Exploration investment has generally corresponded to this trend, with Denmark having the lowest total exploration expenditure over the past decade. Drilling activity in the UK and Norway are driven by the large number of players and, in Norway specifically, direct incentives for non-tax paying companies to obtain a tax refund on exploration costs.

Value creation from exploration activity

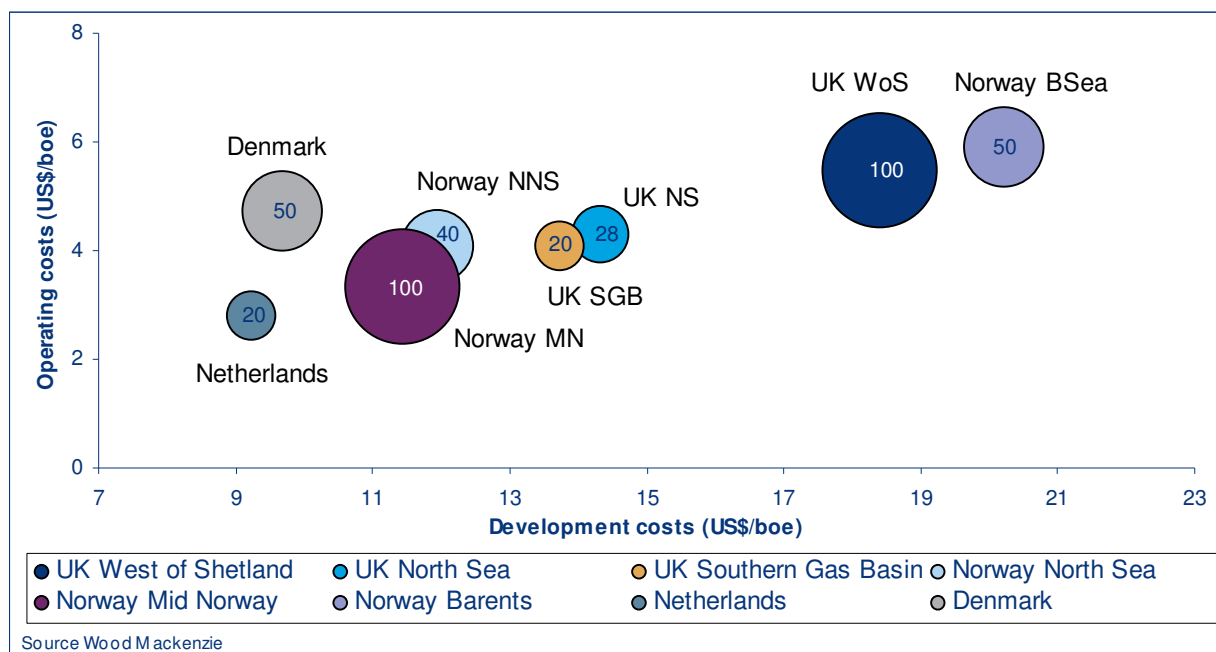


2.6 Cost comparison

In this section, a cost comparison for expected typical discovery sizes for each region is provided. The UK and Norway are split into a number of sectors due to their size and diversity.

The Danish and Dutch sectors have much narrower expected reserves ranges than Norway and the UK, as the latter two still have highly underexplored frontier regions. Discoveries in Denmark and The Netherlands can be developed at low cost as they are likely located near existing infrastructure, and shallow water conditions allow for much simpler development solutions. The following chart shows typical medium size discoveries and their expected relative development and operating cost.

Cost comparison – typical ‘medium’ field size by sector (reserves in mmboe shown inside bubble)



2.6 General fiscal comparison overview

The following table provides a high level comparison of the current fiscal terms in each country. A more detailed discussion of current fiscal terms is provided in section 4.

	Denmark	Norway	UK	Netherlands
Corporate Tax	25% (deductible from HC tax base)	28%	30%	25.5% (fully deductible from HC Tax)
Hydrocarbon Tax (or equivalent)	52%	50%	32%	50%
Deductions/uplift on investment	Allowance of 5% for 6 years	Allowance of 7.5% for 4 years	Ring fence expenditure supplement (RFES) only (10%)*	10% on PPT calculation
Specific treatment of marginal fields	No	No	Yes, total cash allowance	25% investment deduction on investments from PPT
Specific treatment of specific technology/research	No	No	Yes, 100% write-off incl exploration costs	No
Treatment of exploration cost/uplift for companies without production	No	Yes	No	No
State Participation	20%	20%	0%	40%
Royalty	No	No	No	No (old onshore licences only)
Pipeline Tariff	5% until 8 Jul 2012	No	No	No

* RFES allows companies with insufficient taxable income at corporate level to uplift losses from exploration, appraisal and development

3 Methodology and Assumptions

3.1 Definitions

Wood Mackenzie defines oil and gas reserves into a series of categories. These are as follows:

- **Commercial Reserves** – these are fields which are currently in production, under development or regarded as probable developments. Fields under development are where the development plan has been approved by the government authorities and the field participants have made the final investment decision for the project to proceed. Probable developments are discoveries where reserve estimates have been sufficiently proved-up and that any development plan would be economically viable. Wood Mackenzie's would expect probable developments to be either on-stream or under development within a five-year timescale. As such, Wood Mackenzie's regard them as commercial reserves.
- **Technical Reserves** – these are discoveries which have been made, but where Wood Mackenzie currently does not regard them as probable developments. This may be due to the discovery requiring further appraisal in order that reserve estimates can be clarified. In some cases the discovery may be too small and/or too expensive to be developed in order to give the participants an adequate return on their investment. Some discoveries – particularly for gas – may be stranded, with no current viable markets for any production from the discovery. Many of the technical reserves will become commercial reserves and production as and when these issues are resolved.
- **Yet-to-Find Reserves** – these are reserves in undrilled prospects which are expected to become new discoveries as future exploration takes place.

All Wood Mackenzie reserve estimates are stated on a 2P (or proven plus probable) basis. Wood Mackenzie's believe that a 2P reserve case represents the most likely view of the volume of oil and gas that will be recovered from a field or a discovery.

3.2 Data Sources

Wood Mackenzie has been publishing analyses of commercial reserves on a field-by-field basis for almost 40 years in its 'Upstream Service'. The analyses and supporting data, such as reserves, production profiles and timings, are Wood Mackenzie's own opinion. This is developed based on Wood Mackenzie's conversations with the operator of each field (and often with the non-operating partners too). This research is supplemented by an assessment of material in the public domain, including government estimates of reserves, such as those produced by the Norwegian Petroleum Directorate, and documentation released by oil companies for public relations and regulatory purposes.

Technical reserves are estimated on a discovery-by-discovery basis by Wood Mackenzie. As with the commercial fields, Wood Mackenzie discusses the size of the technical reserves in each discovery with the operator and often the non-operating partners. Where this information is confidential for a discovery, Wood Mackenzie estimates the size of the technical reserves based on recent discoveries in the region. In addition, technical reserves may change as appraisal is carried out on a discovery. Estimates of technical reserves are, therefore, more tentative than for commercial reserves.

Wood Mackenzie also publishes estimates of yet-to-find reserves in its 'Exploration Service'. Wood Mackenzie's make these estimates on a geological basin-by-basin basis, sub-divided into different plays where relevant. Wood Mackenzie's derive a yet-to-find assumption for each play based on projected discovery trends and creaming curves. This assumption uses Wood Mackenzie's forecasts of exploration well success rates and average discovery sizes. Published yet-to-find estimates from other sources, such as those produced by the Norwegian Petroleum Directorate, are compared with Wood Mackenzie's assumptions. Yet-to-find reserves estimates are, by their nature, only a guide to a basin's exploration potential.

3.3 Methodology

Model fields

To illustrate the impact of field size and the impact of oil vs. gas reserves on fiscal terms a number of model field profiles have been used in the analysis in this report. Five oil field profiles and five gas field profiles have been created, the assumptions for each of the model fields is shown in the following tables.

Model field assumptions – oil

	Very Small	Small	Medium	Large	Very Large
Field Reserves (mmbbl)	5	20	50	100	300
Production Start	2013	2014	2015	2016	2017
Drilling Cost (\$M)	14	58	144	289	866
Facilities Cost (\$M)	43	173	433	866	2,599
Total Dev. Capital Costs (\$M)	58	231	578	1,155	3,465
Total Dev. Capital Costs (\$/bbl)	11.5	11.6	11.6	11.6	11.6
Abandonment Cost (\$M)	3	12	29	58	173
Fixed Opex per year (\$M)	3.7	14.7	18.4	24.5	55.1
Variable Opex rate (\$/bbl)	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Total Opex Costs (\$M)	29	116	289	578	1,733
Total Opex Costs (\$/bbl)	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Total Field Costs (\$M)	90	358	896	1,790	5,371
Total Field Costs (\$/bbl)	18.0	17.9	17.9	17.9	17.9

Model field assumptions – gas

	Very Small	Small	Medium	Large	Very Large
Field Reserves (bcf)	25	100	250	500	1,500
Production Start	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017
Drilling Cost (\$M)	8	32	79	158	473
Facilities Cost (\$M)	24	95	236	473	1,418
Total Dev. Capital Costs (\$M)	32	126	315	630	1,890
Total Dev. Capital Costs (\$/mcf)	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Abandonment Cost (\$M)	2	6	16	32	95
Fixed Opex per year (\$M)	1.1	4.2	10.5	14.0	31.5
Variable Opex rate (\$/mcf)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Total Opex Costs (\$M)	16	63	158	315	945
Total Opex Costs (\$/mcf)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Total Field Costs (\$M)	49	195	488	977	2,930
Total Field Costs (\$/mcf)	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0

Economic assumptions

For the purposes of this report, 3 oil and gas price scenarios have been selected to illustrate how the fiscal terms are impacted by different price environments.

The Brent oil price scenarios used are \$80/bbl (low), \$100/bbl (medium) and \$120/bbl (high). The gas price scenarios used are \$4/mcf (low), \$6/mcf (medium) and \$9/mcf (high). In each scenario, the price is held flat in real terms in future years assuming a 2% nominal growth rate.

Unless stated otherwise, all Net Present Value (NPV) calculations assume a discount date of 1.1.2012 and have been calculated using a 10% nominal discount rate, this is the standard discount rate which is widely used by companies throughout the oil and gas industry globally and is used to ensure all NPV's which are quoted are comparable. Many companies use lower discount rates than this, however, 10% remains the default discount rate for industry economic analysis by Wood Mackenzie.

Fiscal Modelling

All of the economic results in the study are generated using Wood Mackenzie's proprietary petroleum economics evaluation software, Global Economic Model (GEM), which contains Wood Mackenzie's database of worldwide asset production, cost and price profiles, compiled as part of Wood Mackenzie's core research activity.

These assets are all associated with a fiscal model and any specific fiscal terms for an individual asset (such as negotiable profit sharing rates in a PSC) are individually modelled as separate tax “markers” within the fiscal model. GEM currently has over 180 fiscal systems covering 90 countries, and over 1,000 different tax markers modelled.

Definition of Government and State Share

Throughout this report two distinct terms have been used for describing the resource holder (i.e. government’s) share from oil and gas projects:

- **Government Share:** refers to any government revenues including royalties, taxes, state profit share and any other fees or levies, but excluding any National Oil Company (NOC) participation. In most cases, the Government Share is expressed as a percentage of each asset’s Pre-Share cash flow, as follows:
 - $\text{Government Share} = (\text{sum of all government revenues, excluding NOC equity cash flow}) / \text{Pre-Share cash flow}$
 - $\text{Pre-Share cash flow} = \text{gross sales revenue less gross capital costs and operating costs}$
- **State Share:** includes the Government Share as defined above and adds NOC equity cash flow from each asset, where the NOC has a right to acquire an interest in all new developments. State Share is also expressed as a percentage of the Pre-Share cash flow.

Value Creation and IRR calculation

The concept of Value Creation is to compare the basin cash flow assuming no exploration activity – excluding all exploration expenditure and the costs and revenues associated with the development of any discoveries – with the cash flow including the exploration activity and the impact of any resulting discoveries and developments

By calculating the difference between the two discounted cash flows, for every year, it can be determined whether exploration in each basin has created or destroyed value. The same cash flows are used to calculate IRR generated by exploration in the basin.

4 Comparison of current fiscal regimes

In this section, Wood Mackenzie compare the marginal tax rates of the four different regimes, as well as a number of different economic parameters applied to a model new oil field, using a standard set of oil price, discount rate and cost assumptions. In the Appendix, we have included the results for different field sizes with a range of different economic input parameters.

For each country covered in this report, a short summary of the fiscal and other relevant terms and conditions are provided.

4.1 Average Tax Rates

The average tax rate in each of the countries has been calculated using the following methodology:

- Using Wood Mackenzie's Global Economic Model, the cashflows of all of the oil and gas fields in each country were calculated and aggregated at the country level
- Pre-tax Income was defined as Total Revenues minus Operating Costs minus Depreciation on Capital Expenditures (this is typically the basis which is used for Income Tax calculations)
- Total Government Take was calculated for each of the countries
- The average tax rate was calculated by dividing the Pre-tax Income by the Total Government Take

The average tax rate varies each year as a result of changing oil and gas prices, shifts in capital expenditure and changes in the tax paying status of the fields within each country. For example, in the UK if a large development enters production in a given year, it is unlikely to enter into a full tax paying position for two to four years until it has offset its capital costs against its pre-tax income.

The average tax rates for each country for the period 2007 to 2011 are shown in the table below. For Denmark two averages are provided: Denmark old fiscal regime (which applies to Syd Arne, Siri Cecile, Nini and 50% of Lulita); Denmark new fiscal regime (which applies to the rest of the fields):

Comparative Average Tax Rates

	2007	2008	2009	2010	2011	2007-2011 average
Brent Oil Price (US\$/bbl)	71	95	60	78	110	83
Denmark old fiscal regime	31%	31%	38%	32%	32%	33%
Denmark new fiscal regime	66%	67%	63%	65%	66%	65%
Netherlands	49%	50%	54%	49%	49%	50%
Norway	75%	75%	73%	74%	75%	74%
UK	54%	55%	53%	54%	63%	56%

4.2 Marginal Tax Rates

Comparative Marginal Tax Rates

	Denmark ⁽¹⁾	Norway	Netherlands ⁽³⁾	UK ⁽⁵⁾
Revenue (US\$ million)	100	100	100	100
Profit Element (%)	0%	N/A	N/A	N/A
Revenue post Profit Element deduction (US\$ million)	100	100	100	100
Royalty Rate (%)	0%	0%	0%	N/A
Revenue post PE and Royalty (US\$ million)	100	100	100	100
Corporation Tax (%)	25%	28%	25.5% ⁽⁴⁾	30%
Revenue post PE, Royalty and Corporation Tax (US\$ million)	75	72	100	70
Special/Hydrocarbon/Production Profit Tax/Supplementary Charge (%)	52%	50%	50%	32%
Revenue post PE, Royalty, CT and HC Tax (US\$ million)	36	22 ⁽²⁾	50	38
Marginal Government Take (%)	64.0%	78.0%	50.0%	62% ⁽⁶⁾
Typical State Share (NOC)	20.0%	20.0%	40.0%	0.0%

(1) Licences granted after 1 January 2004, and the Sole Concession after 8 July 2012 - HC tax applies to post-CT revenues

(2) Special Tax applies to pre-CT revenues

(3) Offshore terms

(4) CIT payable is a credit against PPT payable so that, effectively, total tax payable is PPT

(5) Development approval post 1993

(6) Supplementary charge applies to the full revenue from oil production, making the overall marginal tax rate for the UK 30% for CIT plus 32% surcharge to total 62%.

The marginal tax rates are simply the total effective percentages of tax payable on revenue from field developments under the most recent tax conditions. It is therefore not a representation of tax that all fields actually pay in a sector, as some fields are taxed under old licence terms, and this is also not taking the underlying tax regime parameters (i.e. depreciation methodology, timing, cost types), into account. In addition, any State share, direct through NOC's or indirect through company ownership, is not taken into account here. On this basis, Norway is highest followed by Denmark, the UK and The Netherlands.

In order to show a more realistic comparison on what the tax impact will be on a typical future development, 10 different model fields (5 oil fields, 5 gas fields) have been analysed to compile a data set with typical production and cost profiles. These model fields have then modelled these in the different tax regimes. The full results of these comparisons can be seen in the Appendix at the end of this report. For an example comparison of a typical field, the following section provides an overview.

4.3 Model field comparison

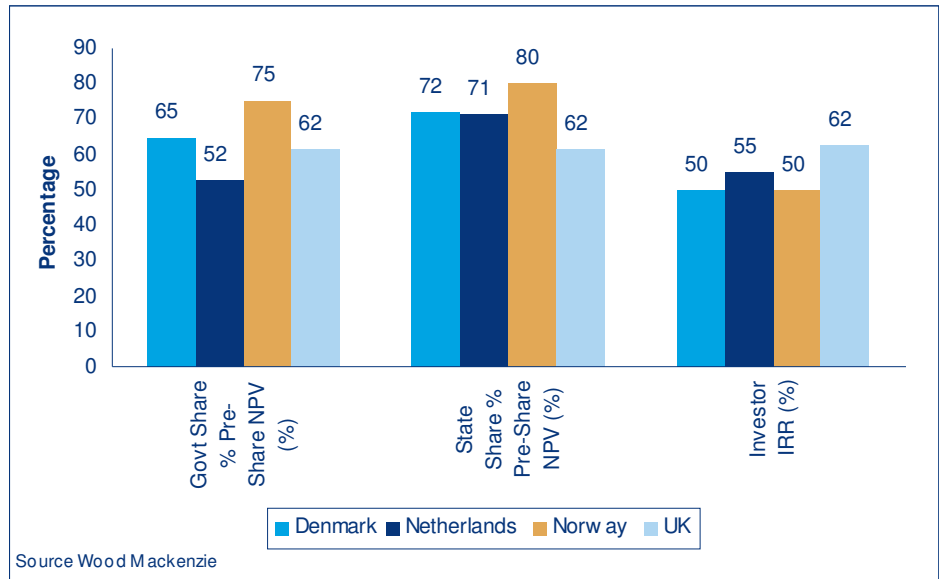
In order to provide a direct comparison of the four countries' effective government take, the following chart shows the economic indicators for a 'model' offshore oil field (i.e. 50 mmbbl), at long term US\$100/bbl. Government Share, as a % of Pre-share NPV, is the field value taken by the Governments in taxes only. State Share covers all taxes plus any proceeds taken by NOC's which have 'mandated participation':

- For **Denmark**, this is represented by the Nordsøfonden (The Danish North Sea Fund - DNSF), taking a 20% interest in future licences. The Danish State has a 76.49% interest in DONG, the NOC. DONG has no mandatory right to participate, so only the DNSF interests have been included as State equity in our models.
- For **Norway**, the State reserves the right to take direct participation, at varying rates, through state entity Petoro, which manages the State's Direct Financial Interest (SDFI). The average SDFI interest in recent licensing rounds has been 20%. The State also has a major indirect participation through its majority ownership of Statoil, the NOC. Statoil has no mandatory right to participate in licences, however, so only Petoro's interest has been included as State equity in our models. Norway's direct State share can theoretically vary between 0% and 100%.
- For **The Netherlands**, the State participation company is Energie Beheer Nederland (EBN). EBN can elect to take a 40% interest in each new licence, which is our direct State share assumption. EBN can also opt out, but this is rare.
- For the **UK**, there is no State participation.

The Investor IRR shown in this chart is the rate of return on the investment made by companies on the model field in each regime.

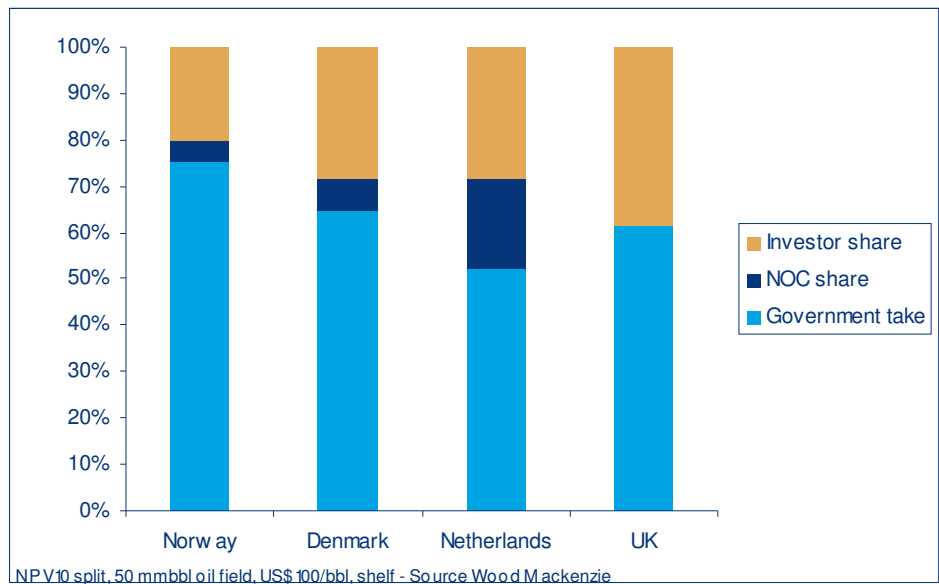
Norway's Government Share and State Share percentages are logically highest due to the high tax rate, and the State's participation through the State DFI. The absence of such a construction in the UK makes the State Share in this country the lowest.

Comparative field take percentages (Model oil field)



When comparing the split in value of the same field, between the investor, NOC and Government share, the four countries have similar results. The UK is the most attractive sector for companies, due to the lack of NOC share, and Norway provides the lowest investor share to high Government take and Petro's share. But all of these results are conditional on many variables. These include issues such as Petro actually taking part in a licence (which is not a guarantee, and certainly not as common as participation of EBN in The Netherlands), availability of acreage, likelihood of discovery success.

NPV split between Government, NOC and Investor (Model oil field)



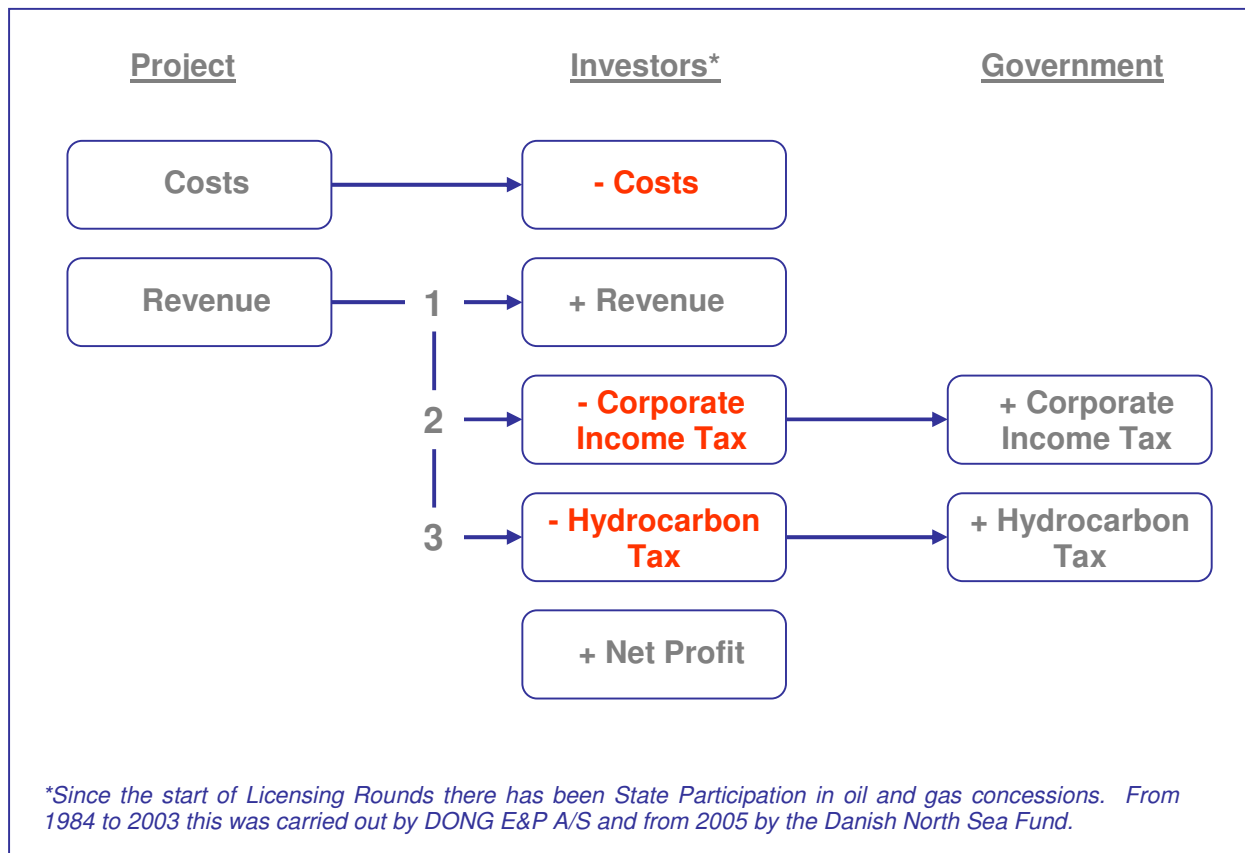
4.4 Danish fiscal terms

Summary of current fiscal terms

Denmark has a concession fiscal regime, consisting of corporate income tax and an additional profits tax (Hydrocarbon Tax). A 5% tax is also payable on revenue from liquids production until 8 July 2012. Royalty was abolished for licences issued since 1986.

From 2005, the Danish North Sea Fund has taken a 20% stake in all new licences. The Fund will also become a partner with a 20% stake in the Dansk Undergrunds Consortium (DUC) from 9th July 2012, at which point the current 20% state profit-share for the DUC licence will be abolished.

Flowchart of Danish Fiscal System for new fields



4.4.1 Danish current fiscal terms

Licence Terms

Exploration/Production licences awarded under the licensing rounds in Denmark have an initial exploration phase of a maximum six years, consisting of three (generally 2-year) stages for which specific work commitments are agreed. Production licences initially last for 30 years.

On 1 January 2004 an agreement between the government and the concessionaires in accordance with the Dansk Undergrunds Consortium (DUC) Sole Concession of 8 July 1962 for exploration and production of hydrocarbons in the Danish subsoil was amended and introduced. The DUC group's Sole Concession was extended up to and including 8 July 2042. From 9 July 2012, the Danish State will become a partner in the DUC with a share of 20%.

Equity Participation

From the start of formal Licensing Rounds in 1984, the Danish Government participated in oil and gas activities through the NOC, DONG E&P A/S (DONG).

In 2005, the State-owned entity Nordsøfonden (The Danish North Sea Fund) was created to manage the 20% share in the DUC Concession (from 2012) and will participate from this year in all new licenses, with a 20% interest, paying its share of costs from day one.

Corporate Income Tax

Corporation Tax is applicable at 25% of revenue less royalty, operating costs (including the 'profit element' of the pipeline fee), exploration and appraisal costs, financing costs and depreciation of capital costs at 25% (declining balance).

Additional Profits Tax

Hydrocarbon Tax is levied at 52% of taxable income for CIT purposes, less CIT payable and a hydrocarbon allowance ("uplift"), equal to 5% of capital costs for 6 years (30% in total).

The full pipeline fee can be deducted for Hydrocarbon Tax purposes. The pipeline fee is repealed from July 8, 2012 for licences granted after 2004 and for the Sole Concession.

For licences awarded before 2004, Hydrocarbon Tax is levied at 70%, with allowances of 25% over a 10 year period (totalling 250%) for investments.

Ring Fencing

Since 2004, all of a company's upstream operations are consolidated for income tax and Hydrocarbon tax purposes. Previously each field was treated separately for Hydrocarbon Tax.

Bonuses, Rentals and Fees

There are no signature bonuses, production bonuses or other fees are payable on non-DUC licences.

Royalty

None payable on licences awarded since 1986.

Other Levies

An effective fee of 5% of the value of the oil and condensate is payable to DONG until July 2012, which is (in part) compensation for use of the pipeline through which most oil production on the Danish shelf is exported. 95% of the fee is a compensatory fee to the state and the remaining 5% is DONG's 'profit element'.

Emission levies

The Danish tax on NOx emissions is DKK 5 per kg and will increase to DKK 25 per kg as of 1 July 2012.

Stability Provisions

There are no specific stability clauses guaranteeing fiscal terms for the duration of non-DUC licences. For the Sole Concession, the 'North Sea Agreement' (Nordsøaftalen) provides a compensation mechanism if taxation laws are changed (within given boundaries).

Denmark is a member of the International Centre for Settlement of Investment Disputes (ICSID).

4.4.2 Danish tax amendments since 2002

Depreciation rules were amended in 2007 and only minor fiscal changes have been made in 2009.

Summary of changes to Denmark Fiscal terms since 2002

Year	Fiscal Change
2012	
2011	
2010	
2009	
2008	
2007	Corporate income tax rate lowered to 25% from 28% but depreciation schedule lengthened (25% declining balance will be gradually lowered to 15% by 2016)
2006	
2005	Corporate income tax rate lowered to 28% from 30%
2004	Hydrocarbon tax rate reduced to 52% from 70% but capital expenditure uplift reduced from 250% to 30%
2003	
2002	

Source: Wood Mackenzie
 Red = "increase" in Government Share
 Green = "decrease" in Government Share
 Bold = change which impacts existing production

4.4.3 Danish terms and conditions for licence extensions

Exploration licences in Denmark can be extended up to 10 years. Any contemplated licence extensions (as well as transfers), and any associated conditions, have to be submitted to the DEA for approval. Exploration licence terms are usually extended on the condition that licensees undertake additional exploration work in the relevant areas.

4.4.4 Denmark – Economic indicators for model fields

A comparative overview of economic indicators for a range of model field sizes, using the same model fields for each country, is provided in the appendix of this report. The following economic indicators are provided for each model field: Government share % (as a % of the pre-share NPV), Government take NPV (US\$ million), and Investor IRR (%).

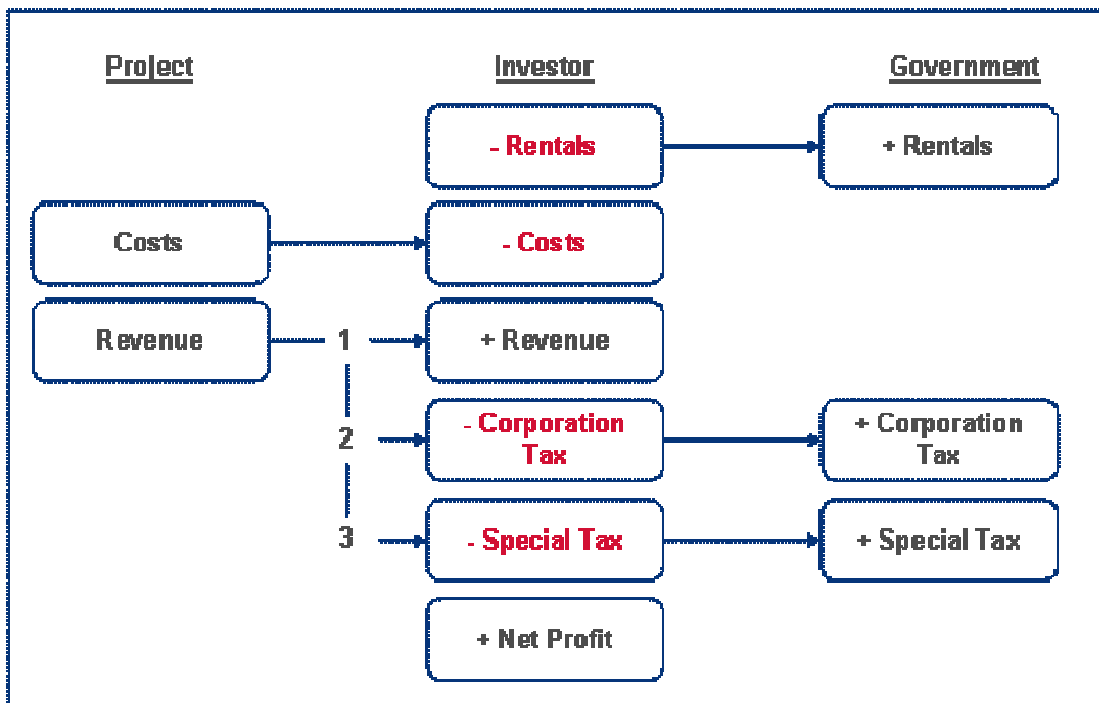
4.5 Norwegian fiscal terms

Summary of current fiscal terms

Norway has a concession fiscal regime where royalty has been abolished for all fields. Corporate income tax (28%) and an additional profits tax (Special Tax, at 50%) are both payable and not deductible against each other, hence the total marginal tax rate payable is 78%. Some minor Carbon Dioxide (CO₂) and Nitrogen Oxide (NO_x) levies are payable on gas flared, gas or oil/condensate used for power generation and nitrous oxide emissions.

Introduction of exploration incentives in 2005 has encouraged new entrants, but no further changes in the fiscal system are currently planned or known about.

Flowchart of Norwegian Fiscal System for new fields



4.5.1 Norwegian current fiscal terms

Licence Terms

Licensing of frontier exploration acreage in Norway is primarily carried out in formal licensing rounds, on a biannual basis. In 1999, an additional system for licensing open acreage in mature parts of the shelf was introduced, known as the Awards in Predefined Areas (APA), which are made available on an annual basis. APA licences were shortened, have greatly reduced mandatory work commitments and a formal timeline of key milestones have to be reached for retention of the acreage.

The exploration licence period is normally three to six years, with a possible four year extension. The Ministry of Petroleum and Energy grants the licence which authorises the companies to carry out geological, geophysical, geochemical and geotechnical surveys, including shallow drilling. The licence does not give exclusive right to explore in the areas covered. An exploration licence cannot cover an area already granted as a production licence. The exploration licence does not give the right to regular exploration drilling.

Initial production licence duration is generally 15 years. The authorities expect acreage to be relinquished if it is not being commercially developed. All areas not being developed at the end of the exploration period must be relinquished.

Equity Participation

The State reserves the right to take direct participation, at varying rates, through state entity Petoro, which manages the State's Direct Financial Interest, or SDFI. The average SDFI in recent licensing rounds has been 20% and it pays its share of costs from day one.

The State also has a major, indirect participation through its majority ownership of Statoil, the Norwegian National Oil Company (NOC). Statoil has no mandatory right to participate in licences, so only Petoro's interest has been included as State equity in the analysis in this report.

Corporate Income Tax

Corporate Tax is levied at 28% of revenue less operating costs and depreciation.

Offshore production assets depreciated straight line over 6 years, measured from date of purchase. Leased assets may be capitalised according to a deemed purchase price. Exploration costs can either be expensed or capitalised without uplift.

Tax value of exploration losses are reimbursable in the tax year that expenses are incurred, even if the explorer has no taxable income that year. Losses are carried forward with interest at an after-tax risk free rate.

Additional Profits Tax

'Special Tax' is levied at 50% of taxable income for CIT purposes, with an additional 30% uplift on capital expenditure over 4 years (i.e. 7.5% p.a.). CIT is not deductible for Special Tax and vice versa.

Other Taxes

Minor CO₂ and NO_x emission levies are payable on gas flared, gas or oil/condensate used for power generation and nitrous oxide emissions. CO₂ levies are part of government take from field developments, however, these have not been included in this analysis due to their minor impact. NO_x levies are paid into a fund used to reduce NO_x emissions. Applicable installations on the Norwegian shelf are also subject to the European Union Emissions Trading Scheme (EUETS).

CO₂ Tax

CO₂ tax is based on both the amount of gas flared on platforms and gas or oil/condensate used for power generation on platforms, rather than the level of CO₂ emissions itself. The 2011 tax rate was set at Nkr 0.47/scm of gas burned and Nkr 0.47 per litre of diesel burned.

EUETS Costs

Wood Mackenzie's carbon price assumption for the European Union Emissions Trading Scheme (EUETS) in nominal terms is €13.85/CO₂ tonne in 2012, €16.62/CO₂ tonne in 2013 and €20.58/CO₂ tonne in 2014.

NO_x Tax

As with CO₂ tax, NO_x tax is an allowable deduction in arriving at the profits chargeable to both special tax and corporation tax. The NO_x tax rate is revised annually, and was Nkr 16.14/kg in 2011.

In 2008, companies in Norway were given the option of paying into a NO_x fund for 3 years, in place of paying NO_x tax. The fund is used to reduce NO_x emissions. All upstream companies opted into the NO_x fund, and paid into the fund at a rate of Nkr 11.00/kg, which was increased to Nkr 16.14/kg in 2012.

Ring Fencing

Companies can consolidate their upstream activities for income tax and special tax purposes. Onshore losses may not be set against offshore income.

Bonuses, Rentals and Fees

No signature or production bonuses are payable.

In order to discourage acreage being left fallow, in 2007 the authorities increased the maximum area fee from Nkr 70,000 to Nkr 140,000 per km² (excluding 1st and 2nd round licences). The fee remains at zero during the exploration phase, then increases to the new maximum in only three years. Furthermore, the 40% reduction for relinquishing pre-emption rights will be removed under the new scheme. There is also a two year exemption from the area fee, when a wildcat well is drilled on the licence.

Royalty

No royalties are payable for fields approved after 1 January 1986. Royalty was previously payable on older fields but has now been abolished.

Product Pricing

'Norm prices' are used to calculate revenue for tax purposes, which are fixed by government taking account of market conditions and reference transactions.

Stability Provisions

No stability clauses are in place. Norway is a member of the International Centre for Settlement of Investment Disputes (ICSID).

4.5.2 Norwegian tax amendments since 2002

There have been no fiscal changes announced since 2005 and no proposals are being considered at the moment.

Summary of changes to Norwegian fiscal terms since 2002

Year	Fiscal Change
2012	
2011	
2010	
2009	
2008	
2007	Area rental fees regulation changed as part of Fallow Acreage initiative
2006	
2005	Special Tax uplift accelerated to four years (from six years). Tax relief for exploration expenditure available as incurred, even for non-producers.
2004	
2003	
2002	

Source: Wood Mackenzie

Red = "increase" in Government Share

Green = "decrease" in Government Share

Bold = change which impacts existing production

4.5.3 Norwegian terms and conditions for licence extensions

The Petroleum Act contains the legal basis for the licensing system in Norway. Content of application and procedure for applying for licences is covered in Chapter 3 of the Petroleum Act and Chapter 3 of the Petroleum Regulations. A licence applies for an initial period (the exploration period) that can last for up to ten years. A set work commitment must be carried out in the form of geological/geophysical preliminary work and/or exploration drilling. If licensees wish to continue work in the licence, the licence will enter the extension period (period for development and operation). If the licensees wish to extend the exploration period, they can submit new work commitments to the NPD and Ministry who will review these.

4.5.4 Norway – Economic indicators for model fields

A comparative overview of economic indicators for a range of model field sizes, using the same model fields for each country, is provided in the appendix of this report. The following economic indicators are provided for each model field: Government share % (as a % of the pre-share NPV), Government take NPV (US\$ million), and Investor IRR (%).

4.6 Netherlands fiscal terms

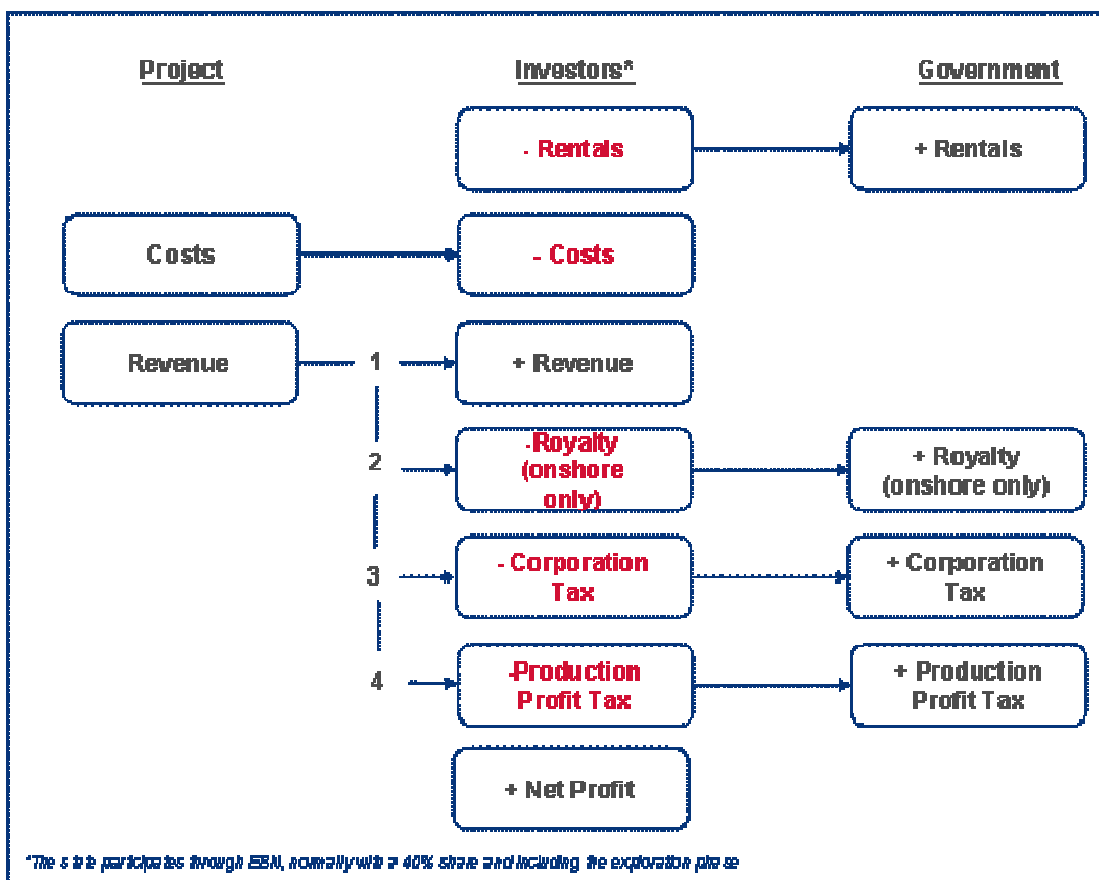
Summary of current fiscal terms

The Netherlands has a concession fiscal regime where the applicable taxes, and the level of State participation, vary with the location and vintage of the licence. The state participates through Energie Beheer Nederland (EBN), normally with a 40% share (EBN participation is 50% for licences issued under 1976 Royal Decree) and including the exploration phase, through a so-called 'cost company' structure, similar to a joint venture.

Royalty has been abolished for offshore licences, and for onshore licences varies with production rate and the level of state participation. Corporate income tax, at a rate of 25.5%, is payable, but is deductible against an additional profits tax (known as Production Profit Tax (PPT) or State Profit Share (SPS)) which has a rate of 50%, and hence the total tax payable is, effectively, the PPT rate (50%).

In 2010, the government introduced an extra 25% investment deduction on investments from PPT (not CIT) for selected marginal fields.

Flowchart of Netherlands Fiscal System for new fields



4.6.1 Netherlands current fiscal terms

Licence Terms

The Netherlands has an open licensing system in place with all unlicensed acreage available for allocation. Once an application has been made for a block, competitive applications will be accepted for a period of 13 weeks following the publicising of the initial application, after which the Ministry will evaluate the applications and allocate the licence.

Licence periods reflect the work commitments offered, rather than being fixed. An exploration licence may be retained after the expiry date only if the company has an application for a production licence outstanding on the licence with the approval of the government. An application for production may only be made if a commercial discovery has been made. The definition of a commercial discovery was extremely debatable under the 1967 Royal Decree legislation whilst

under 1976 (and later) legislation the definition takes into account production cost, size of resource, sales price and other factors.

Following a discovery the participants can apply for a production licence which covers an exploitation period of 40 or 50 years.

On award of a production licence the exploration licence is converted. The State requires a financial guarantee for removal costs of installations before the production licence is awarded. Every partner has full liability for removal of the installations.

When a production licence is awarded the Ministry of Economic Affairs announces it in the State Gazette (Staatscourant). The relevant companies have to accept the licence conditions (legislation laid down by the Ministry) within 30 days in order that the official licence may be enforced.

Equity Participation

The State participation company is Energie Beheer Nederland (EBN).

EBN can elect to take a 40% interest in each new exploration licence. If EBN participates it normally takes a 40% interest from day one of the licence and pays its share of all costs. In older licences EBN's interest was 50% (licences issued under the 1976 Royal Decree).

EBN will pay its share of past exploration costs (including interest) which are relevant to the discovery and future development costs. Since 1995, EBN fully participates during the exploration phase on production licences.

Corporate Income Tax

Corporate income tax rate is levied at 25.5% on gross revenue less royalty, operating costs, exploration costs, depreciation, abandonment provision and Production Profit Tax (PPT). CIT is a credit against PPT and thus the calculation of each tax is dependent on the calculation of the other tax.

Offshore capital costs are usually depreciated on a unit of production basis. Onshore capital costs can be depreciated either on a per unit of production or straight line-basis (typically 14 years).

Anticipated future abandonment costs are deductible on a unit of production basis.

Unlimited carry forward of losses and three years carry back is allowed.

Additional Profits Tax

Known as Production Profit Tax (PPT) or State Profit Share (SPS) currently set at 50% (70% for licences issued under 1976 Royal Decree legislation).

Tax is levied on gross revenues less royalty, operating costs, exploration costs, depreciation, abandonment provision and uplift of 10% of eligible expenditures. CIT is a credit against PPT (calculate CIT that would be due on PPT profits excluding uplift allowance).

Losses have the same treatment as CIT (see above).

Bonuses, Rentals and Fees

There are no signature bonuses or production bonuses, or other fees.

Offshore exploration licence rental fees are payable, at €238/km² for the first six years, €477/per km² for the 7th to the 9th year and €713/km² thereafter. Onshore drilling permits have generally never incurred rental fees.

Royalty

No royalty is payable on offshore licences. For onshore licences royalty is levied on the wellhead value of production according to a sliding scale, based on production and with higher rates if EBN does not participate in the licence, as follows:

Netherlands onshore royalty rates

Oil Production (‘000 b/d)	Gas Production (mmcf/d)	Royalty Rate With State Participation	Royalty Rate No State Participation
< 3.5	< 19.4	0%	0%
3.5 - 10.3	19.4 - 58.1	2%	4%
10.3 - 20.7	58.1 - 116.1	3%	6%
20.7 - 34.5	116.1 - 193.5	4%	8%
34.5 - 68.9	193.5 - 387.0	5%	10%
68.9 - 137.9	387.0 - 774.0	6%	12%
> 137.9	> 774.0	7%	14%

Source Wood Mackenzie

The Groningen concession (lo-cal fields) does not pay royalty but is subject to a special levy of approximately 40% of revenues in excess of a reference gas price (which is index-linked).

Ring Fencing

Royalty is calculated at the licence level. CIT and PPT are calculated at the company level. CIT is not generally ringfenced, but can potentially incorporate all domestic, as well as some international activities.

Stability Provisions

There are no specific stability clauses guaranteeing fiscal terms for the duration of licences. The Netherlands is a member of International Centre for Settlement of Investment Disputes (ICSID).

4.6.2 Netherlands tax amendments since 2002

There have been a number of relatively minor adjustments to the Netherlands fiscal terms since 2002 which are summarised in the following table. There have been no fiscal changes announced recently and no firm proposals are being considered.

Summary of changes to Netherlands fiscal terms since 2002

Year	Fiscal Change
2012	
2011	
2010	Carry back for 3 years rather than 1 and carry forward for 6 years rather than 9. Extra 25% investment deduction on investments from PPT (not CIT) for selected marginal fields.
2009	Re-introduced depreciation at will for both CIT and PPT purposes, valid only for 2009 and 2010.
2008	
2007	For CIT, losses carry forward period to maximum nine years and carried back for one year. Previously, carry forward was unlimited, and carry back was available for three years. Corporate income tax rate lowered to 25.5% (from 29.6%)*
2006	Tax loss carry forward changed from unlimited to a maximum of nine years and one year carry-back. Corporate income tax rate lowered to 29.6% (from 31.5%)*
2005	
2004	Corporate income tax rate lowered to 31.5% (from 34.5%)*
2003	Tax depreciation schedule lengthened. Onshore royalty rates reduced. Carry-back three years for PPT calculation introduced where previously no carry back was allowed.
2002	Depreciation at will abolished

* The impact of these changes in corporate income tax is neutral because CIT is a credit against PPT

Source: Wood Mackenzie

Red = "increase" in Government Share

Green = "decrease" in Government Share

Bold = change which impacts existing production

4.6.3 Netherlands terms and conditions for licence extensions

Any expected requirements for licence extensions have to be requested at the Ministry of Economic Affairs and will be reviewed by the State Supervision of Mines, TNO and EBN.

4.6.4 Netherlands – Economic indicators for model fields

A comparative overview of economic indicators for a range of model field sizes, using the same model fields for each country, is provided in the appendix of this report. The following economic indicators are provided for each model field: Government share % (as a % of the pre-share NPV), Government take NPV (US\$ million), and Investor IRR (%).

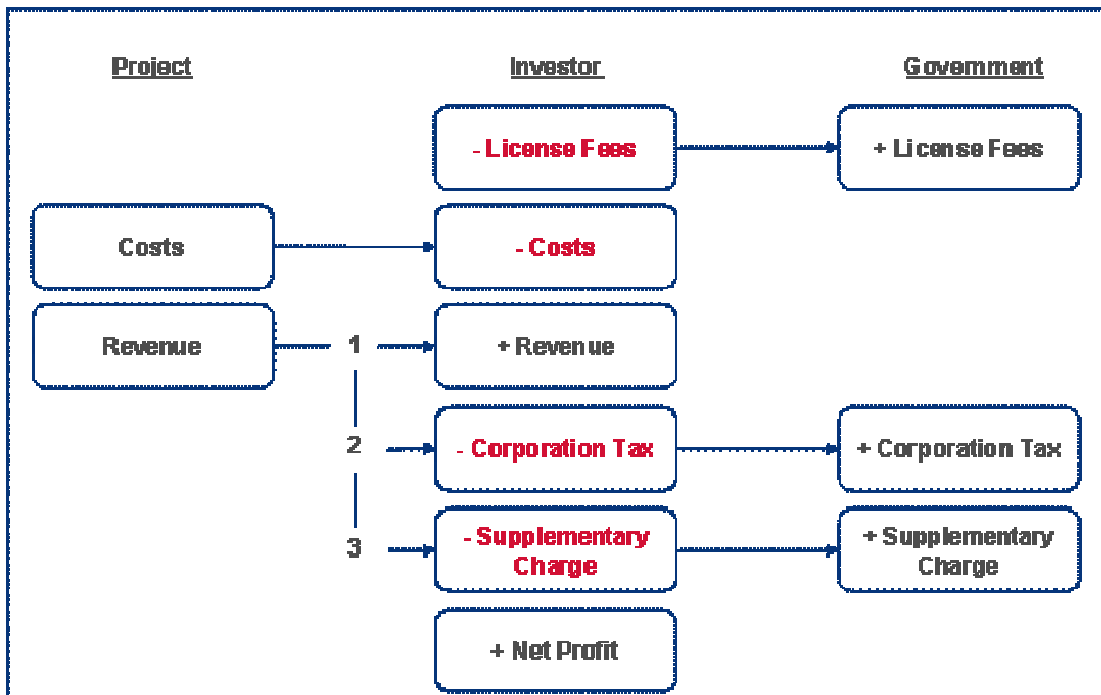
4.7 UK fiscal terms

Summary of current fiscal terms

All upstream operations in the UK are governed by concessions. Government take on new field developments currently comprises of corporation tax (CT) and a supplementary charge (SCT). CT is levied at a rate of 30% and SCT at 32%, to give an effective tax rate of 62%.

Fields with development approval prior to 16 March 1993 are liable to Petroleum Revenue Tax (PRT) at a rate of 50%, in addition to CT and SCT. The effective tax rate on fields subject to PRT, as well as CT and SCT, is 81%.

Flowchart of UK Fiscal System for new fields



4.7.1 UK current fiscal terms

Licence Terms

Production licences cover both exploration and production in the UK. Licences are most commonly awarded through competitive licensing rounds, which usually occur every year. There is also a process for out of round licence applications, which can be used in exceptional circumstances. Seaward Exploration Licences can also be awarded, but do not cover intrusive exploration such as drilling. The Exploration licence is cheaper than the Production licence with a flat rate of £2000 per year.

Production licences cover three terms, with the duration of each term dependent on the type of licence. Licence holders are required to pay an application fee in addition to a licence fee, which is calculated for each square kilometre included in the licence area, for the initial term, and then subsequent payment for each year in the further term.

There are five types of Production Licence awarded in the UK:

Seaward Production Licence (Traditional)

This was the first type of licence awarded in the UK, and the most commonly issued since the start of the UK licensing process. The licence covers initial and second terms of four years and a third term of 18 years. At the end of the first term, 50% of the acreage covered by the licence must be relinquished.

Seaward Production Licence (Promote)

In February 2003, the UK Department of Trade and Industry (now Department of Energy and Climate Change - DECC) introduced a new type of Seaward Production Licence. The Seaward Promote Licence is awarded in the same way as

the traditional Seaward Production Licence but has a lower rental fee and will expire within two years if the licensee does not have a work programme in place.

Seaward Production Licence (Frontier)

In 2004, another new type of Seaward Production Licence was introduced. This type of licence was introduced to encourage exploration in larger areas, by extending the initial exploration term to six years. These licences have an initial period of three years with rental for these years set at 10% of the Traditional Licence rental. At the end of this period 75% of the acreage must be relinquished. The Licensees then have a further three years in which to complete a work programme, after which time a further 50% of the remaining acreage must be relinquished.

Seaward Production Licence (West of Scotland Frontier)

The most recent variant on the Seaward Production Licence was introduced in 2010. This licence was introduced specifically for exploration in the harsh operating environment in the West of Shetland area. The licence is similar to the Frontier Licence, but with an initial term of nine years. These licences must contain significant seismic acquisition, as geophysical data is sparse in the area.

Petroleum Exploration and Development Licence (PEDL)

The PEDL is a landward licence enabling the holder to explore and exploit the reserves contained within the licence area. The PEDL was first awarded during 1996.

Corporate Income Tax

Corporation tax is applicable at 30% of the upstream profits of a company. The normal deductions apply when calculating corporation tax profits, including value allowance (where applicable), operating costs, capital allowances (depreciation), any losses brought forward from previous years and interest costs. In addition any Petroleum Revenue Tax (PRT) payable is also deductible against corporation tax profits.

Supplementary Charge

In April 2002, the UK government announced the introduction of a 'Supplementary Charge' chargeable on the upstream profits of a company. The Supplementary Charge was set at 10% when introduced, but has been increased periodically to its current rate of 32%. Since 2009, Value Allowances have been introduced to encourage investment in more challenging projects.

Petroleum Revenue Tax (PRT)

PRT was abolished for all fields that gained development approval on or after 16 March 1993 but remains payable by all fields developed prior to this date. In practice the majority of fields which gained development approval before this date do not pay PRT because of the operation of various reliefs, chiefly oil allowance and safeguard which ensure PRT is only paid on the larger more profitable fields. As a rule of thumb PRT is unlikely to be payable on fields with reserves of less than 100 million barrels.

Other Taxes

There are no environmental taxes applied. However, the European Union Emission Trading Scheme (EUETS) has been in place since 2005. From Phase III in 2013 the EUETS will have greater commercial impact as operators will be required to purchase EUAs for each tonne of CO₂ generated from electricity production. Prior to this installations are awarded free European Union Allocations (EUAs), or carbon permits, based on a benchmark of historical emissions..

EUETS Costs

The Wood Mackenzie carbon price assumption for UK installations participating in the European Union Emissions Trading Scheme (EUETS) in nominal terms is €21.11/CO₂ tonne in 2013, €23.66/CO₂ tonne in 2014 and €27.81/CO₂ tonne in 2015.

Royalties

Royalty is no longer payable by any field following its abolition on 1 January 2003.

Scientific Research Allowance

Exploration costs are treated as scientific research expenditure and are eligible for scientific research allowance. This allowance is at the rate of 100% enabling the immediate write-off of such costs. In the case where a company has no production, the loss can be carried forward.

Decommissioning

A new decommissioning allowance was introduced in 1990 giving 100% relief against corporation tax (subsequently to include supplementary charge) for decommissioning. The relief against corporation tax (including SCT) can be carried back to April 2002. In 2011, when SCT was increased from 20% to 32%, the supplementary charge available for decommissioning relief was capped at 20%.

In the 2012 Budget, the UK government committed to creating contractual certainty on the tax relief available for abandonment spend. This will not be introduced until 2013, following public consultation, which will legally bind future UK governments to a specific level of tax relief for decommissioning fields. We expect this to be at current levels of relief but the rate has not yet been determined. The contractual agreement is likely to take the form of a contract for difference.

Loss Carry Forward

Corporate tax losses can be carried forward indefinitely and may also be carried back and offset against the profits from the previous year. The relief against corporation tax (including the supplementary charge) for decommissioning costs can be carried back to April 2002.

Ring Fence Expenditure Supplement (RFES)

In July 2011, following the increase in Supplementary Charge in March 2011, the UK government announced an increase in the Ring Fence Expenditure Supplement (RFES) from 6% to 10%. The RFES allows companies that lack sufficient taxable income at a corporate level to uplift tax losses incurred through exploration, appraisal and development expenditure. The increase to 10% came into effect on 1 January 2012.

4.7.2 UK tax amendments since 2002

A summary of the major changes to the UK fiscal terms is provided in the following table. The most significant recent changes have been the introduction of the Supplementary Charge, and subsequent increases in the applicable rate of this charge. It is beyond the scope of this report to analyse the impact on investment levels in the UK of these changes, however, the frequency of the tax changes (3 different rates of Supplementary Charge in 10 years) has created a more uncertain environment for long-term capital investment decision making.

The latest amendment was announced in the March 2012 Budget, when the UK government increased the size of fields eligible for the small field value allowance, as well as the allowance itself. Fields with less than 6.25 million tonnes of oil equivalent reserves (45 mmboe) will receive a total allowance of £150 million to offset against supplementary charge profits. This was 20.5 mmboe with a £75 million allowance. It also introduced a new value allowance for large fields in the West of Shetlands.

The deep water West of Shetland allowance announced in the 2012 budget, was introduced to push the Rosebank project forward, which was unlikely to have happened without the incentive. The same can be concluded for the deep water gas allowance for Laggan and Tormore. The small fields allowances have encouraged the development of a larger number of fields, for example Alma and Galia, which is a redevelopment of some of the first producing oil fields in the UK (Argyll and Duncan). An estimated total of 56 fields are currently expected to be developed under small field terms in the UK, against four heavy oil fields, two deepwater gas fields and one deepwater field West of Shetland.

Summary of changes to UK fiscal terms since 2002

Year	Fiscal Change
2012	
2011	Supplementary charge rate increased to 32%
2010	
2009	Supplementary charge allowances introduced for small field, heavy oil and HT/HP investments
2008	
2007	
2006	
2005	Supplementary charge rate increased to 20% (from 10%)
2004	
2003	Royalty abolished on fields developed before 1982 Petroleum Revenue Tax (PRT) abolished on new tariff income.
2002	Supplementary charge introduced at 10% CIT depreciation accelerated (from 25% declining balance to 100% for most capital costs).

Source: Wood Mackenzie

Red = "increase" in Government Share

Green = "decrease" in Government Share

Bold = change which impacts existing production

4.7.3 UK terms and conditions for licence extensions

Applications are submitted to DECC to extend an Exploration and Production licence following each term. The initial term covers the exploration period and carries a agreed work programme. The first term can be extended upon completion of the work programme within the time period and relinquishment of a minimum amount of acreage.

The second term generally covers the appraisal / development stage. DECC expect a development plan for a field to be approved within this term to facilitate extension of the licence for a third term. All acreage outside the development area is also relinquished at the end of the second term.

The third term covers the production stage of the licence. This term can be extended by the Secretary of State, after review and approval from DECC, to continue field production.

4.7.4 UK – Economic indicators for model fields

A comparative overview of economic indicators for a range of model field sizes, using the same model fields for each country, is provided in the appendix of this report. The following economic indicators are provided for each model field: Government share % (as a % of the pre-share NPV), Government take NPV (US\$ million), and Investor IRR (%).

5 Comparative attractiveness

This section of the report provides a summary of a number of the performance indicators which the oil industry typically use to assess the attractiveness of a petroleum province: current resource base, expected commercial production levels, historic and forecast exploration prospectivity and the cost environment. A comparison of these performance indicators for Denmark, Norway, The Netherlands and UK is provided in the overview section, followed by a more detailed summary for each country.

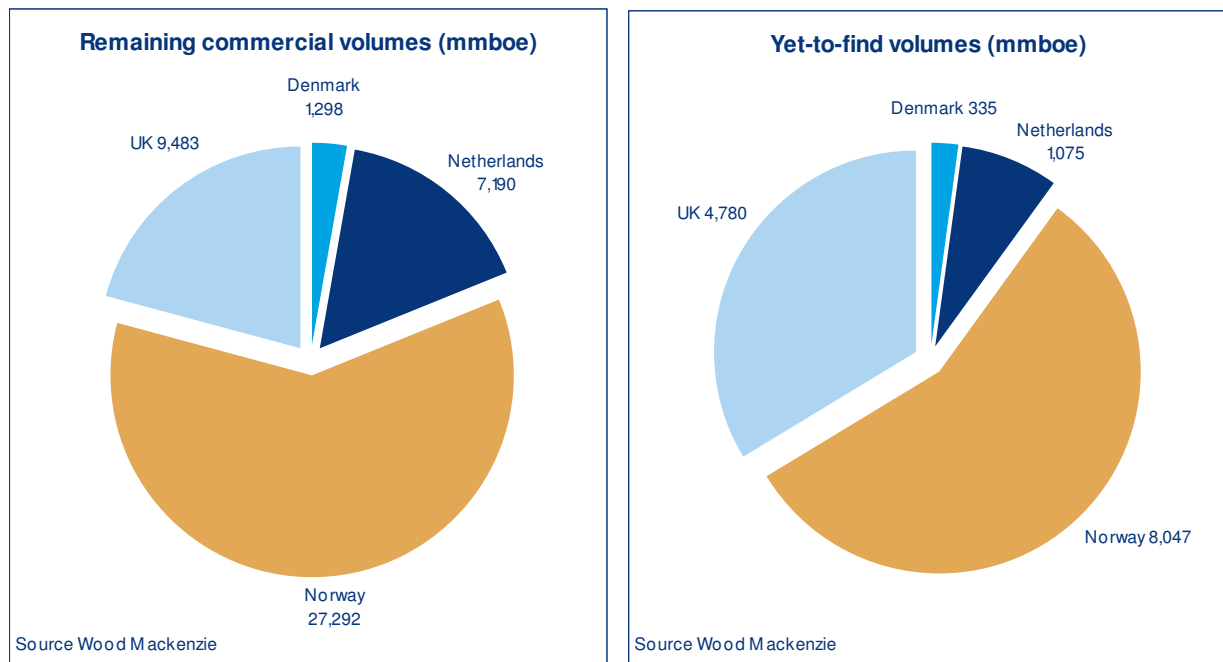
5.1 Overview

Resource comparison

The four countries included in this report have widely differing remaining resources, and estimated yet-to-find reserves. Norway and UK still have large underexplored frontier areas that are simply not available in Denmark and The Netherlands.

Norway's Yet to Find resource base is estimated to be 8.0 bnboe, this is almost twice the Yet to Find resource base of the UK and is 24 times the Yet to Find resource base of Denmark. However, this view is at least partly based on the historical level of exploration activity. Stimulation of activity, and entry of new explorers has proven to be successful strategies both in the UK and in Norway to boost commercial reserves discovered.

Remaining and yet-to-find volumes



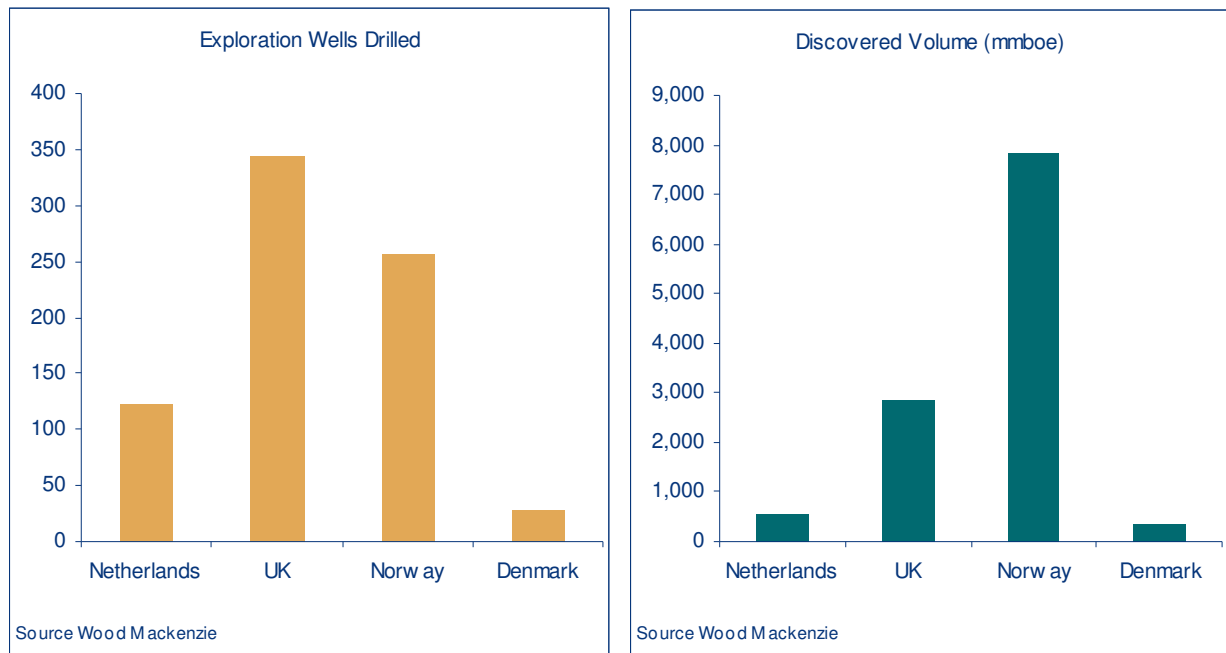
Exploration performance comparison

Comparing these countries directly, we can see an immediate difference in the maturity and diversity of each country, which demands differences in approach to optimising extraction of and exploration for hydrocarbons.

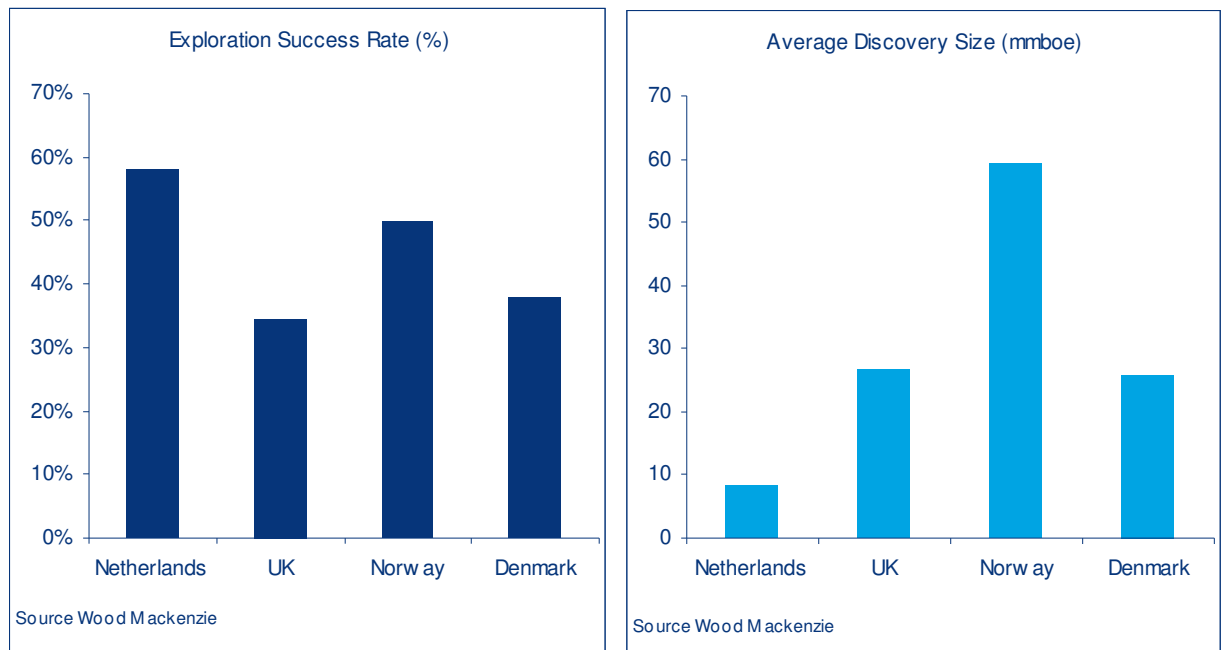
The scale of exploration activity and discovered volumes over the last decade can be seen in the following charts. Exploration success in Norway has been much higher than the other countries, which is both due to its extent and its remaining frontier areas, as well as remaining high activity levels. However, even in mature areas, exploration has been successful, with the discoveries of Edvard Grieg and Johan Sverdrup in 2007 and 2010 respectively, for example.

The UK has still seen continued success with high activity, but much smaller volumes being discovered. This applies even more so to The Netherlands. Denmark has been very unsuccessful in discovering significant commercial volumes, although a number of difficult to develop technical discoveries have been made.

Exploration activity 2002 – 2011

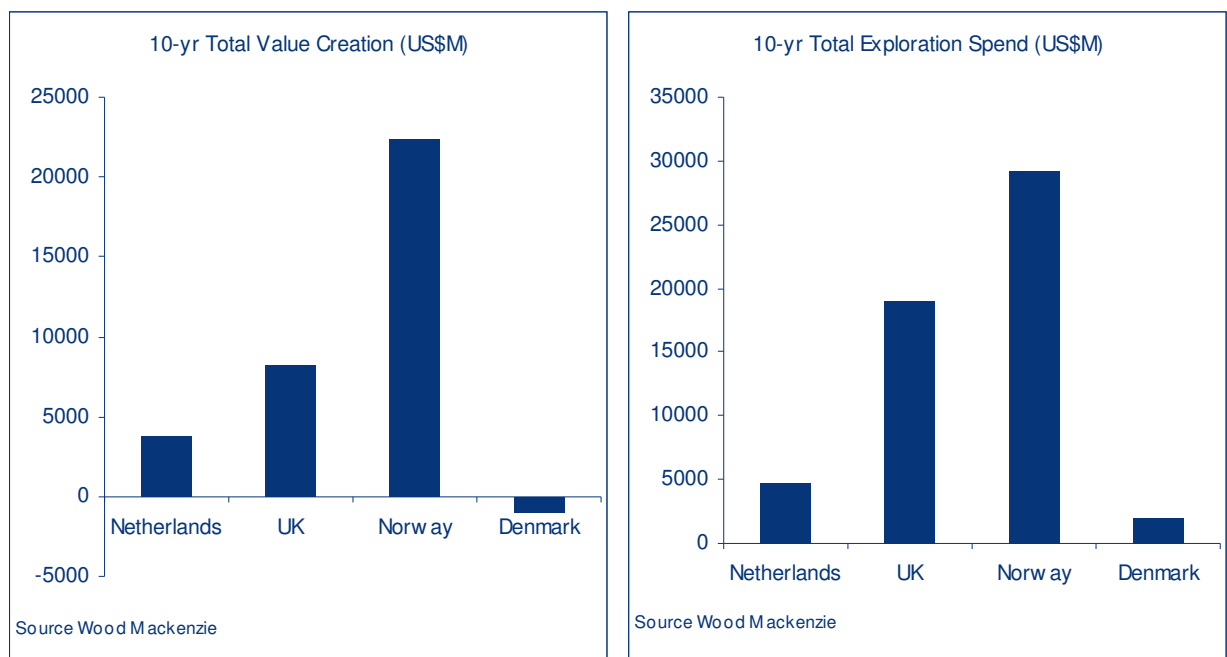


Exploration results comparison



All countries reviewed except Denmark have created value through exploration in the last decade. Exploration investment has generally corresponded to this trend, with Denmark having the lowest total exploration expenditure over the past decade. Drilling activity in the UK and Norway are driven by the large number of players and, in Norway specifically, direct incentives for non-tax paying companies to obtain a tax refund on exploration costs.

Value creation from exploration activity

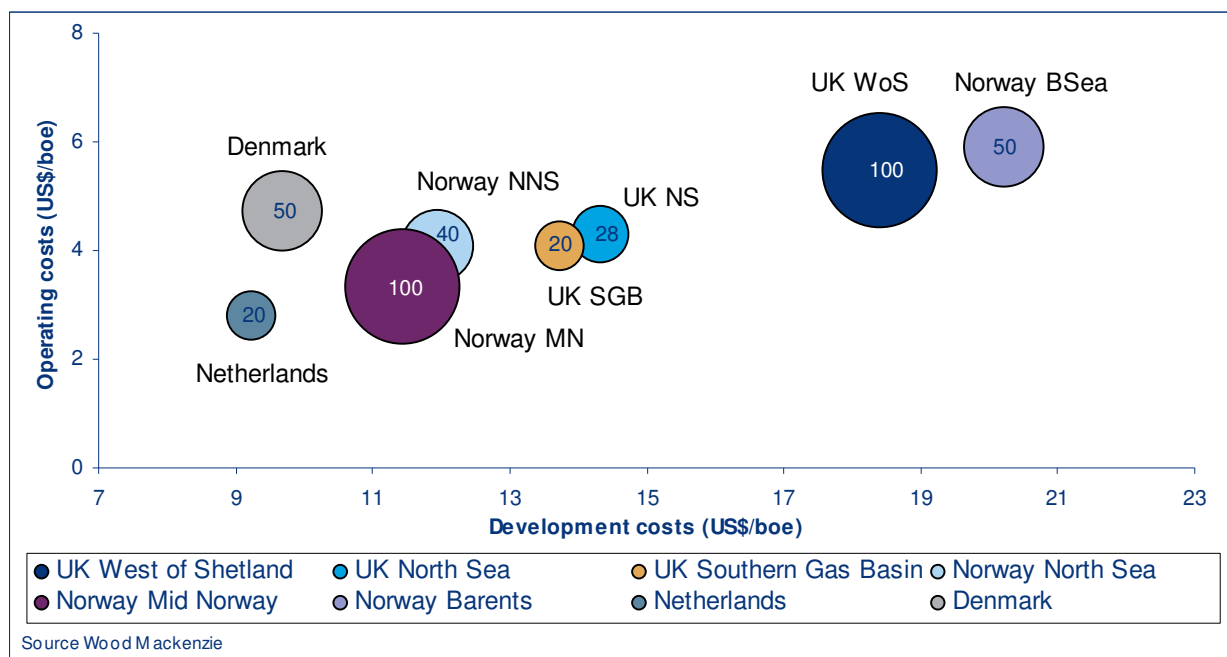


Cost comparison

In this section, a cost comparison is provided for expected typical discovery sizes for each region. The UK and Norway are split into a number of sectors due to their size and diversity.

The Danish and Dutch sectors have much narrower expected reserves ranges than Norway and the UK, as the latter two still have highly underexplored frontier regions. Discoveries in Denmark and The Netherlands can be developed at low cost as they are likely located near existing infrastructure, and shallow water conditions allow for much simpler development solutions. In the following chart, we show typical medium size discoveries and their expected relative development and operating cost.

Cost comparison – typical ‘medium’ field size by sector (reserves in mmboe shown inside bubble)

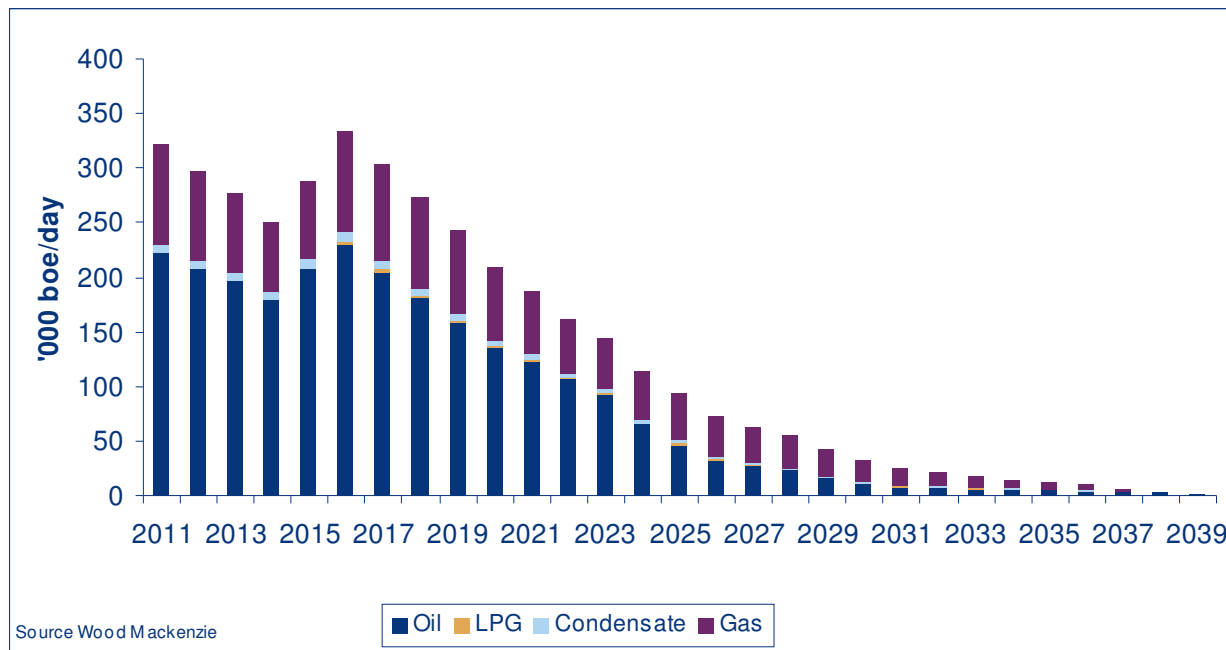


5.1 Denmark

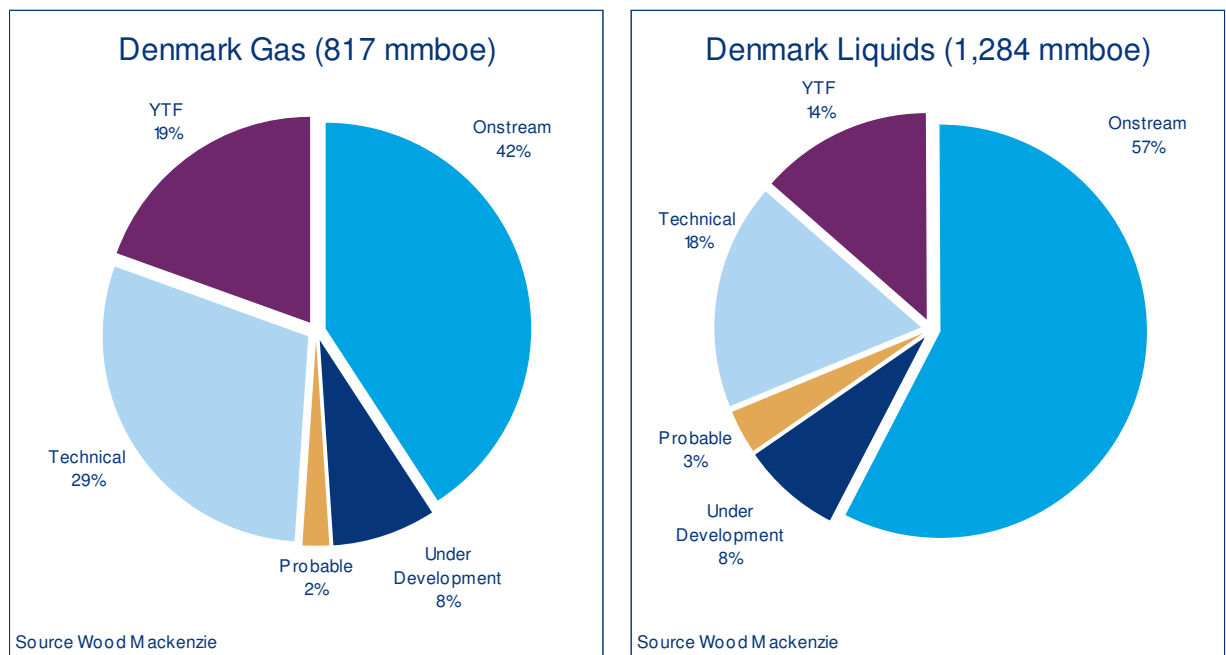
5.1.1 Denmark - current resource base and remaining prospectivity

Denmark is a mature hydrocarbon province where all of the currently producing developments are in the decline phase. Its total reserves are small in comparison with the UK and Norway but Denmark has some major accumulations. It is expected to remain a net exporter of oil until 2019 and gas until 2021. All current production comes from the Central North Sea, mainly from key developments such as Dan, Gorm, Tyra and Halfdan. Denmark is estimated to have 2.1bnboe of remaining oil and gas resources of which 817mmboe is gas and 1,284mmboe is liquids.

Denmark commercial production ('000 boe/d)



Denmark remaining resource base @ 1/1/2012 (mmboe)



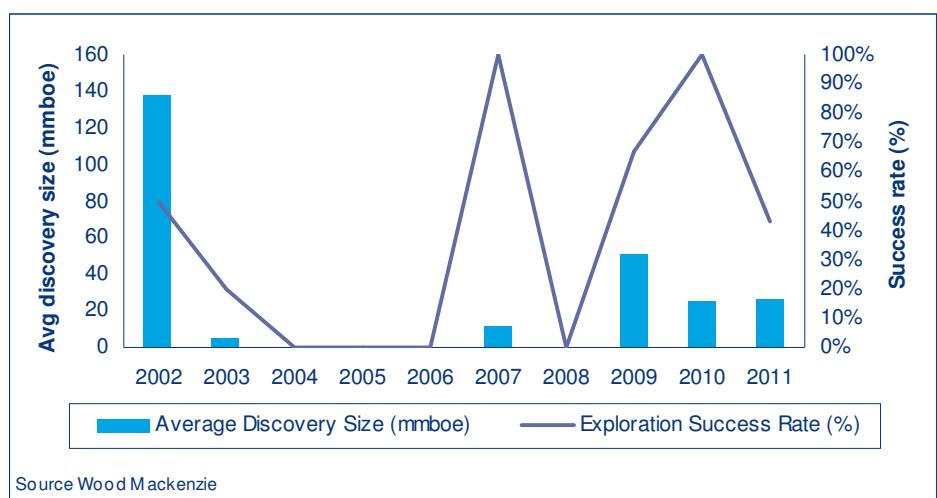
5.1.2 Denmark - historical exploration performance

The Central Graben Basin is the primary basin in the Danish sector. This basin has been well explored, with a number of large oil and gas finds having been made since the late 1960s. As a result of the high level of exploration activity which has already taken place, the remaining Yet to Find resource base is modest, with only an estimated 335 mmboe of resources expected to be remaining to be discovered (16% of total remaining resources). Nevertheless, future discoveries will benefit from established production and export facilities, and gas markets, and economic returns on successful exploration will be attractive.

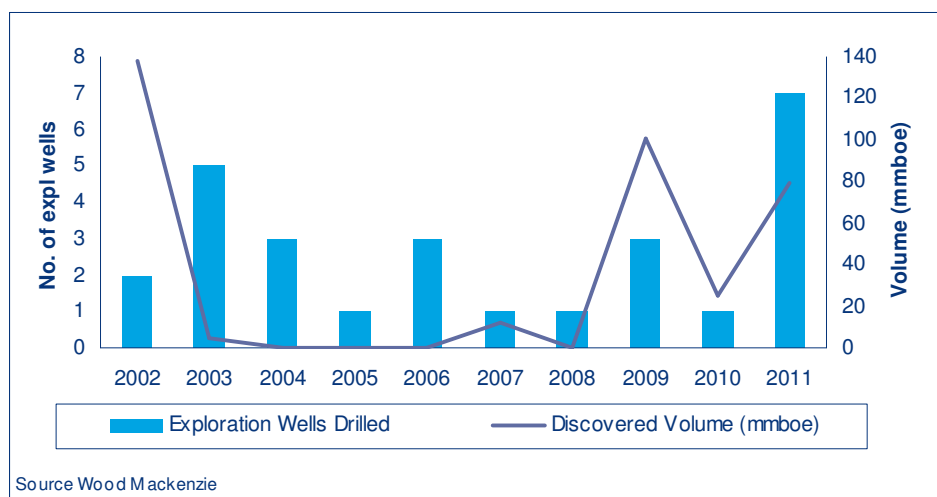
Explorers have targeted two distinct plays in the basin. The majority of activity has focused on the carbonate reservoirs of Late Cretaceous/Early Tertiary age. The deeper, high pressure/high temperature (HP/HT) Jurassic gas play has seen lower levels of activity, but has been the source of several notable gas discoveries made over the past twelve years. In order, the following discoveries were made in the last 10 years: Svane (2002), Sofie (2003), Rau (2007), Luke and Gita (2009), Solsort (2010), Sara, Broder Tuck and Lille John (2011).

The expected average discovery size in Denmark 42 mmboe, with an expected success rate of 28%.

Denmark average discovery size and success rate 2002-2011



Denmark exploration wells drilled and volume discovered 2002-2011



5.1.3 Denmark - oil and gas infrastructure

Gas infrastructure

There are two main gas pipelines in Denmark, the Tyra-Nybro and the South Arne-Nybro lines. The latter is routed north from South Arne via the Harald field, allowing gas to be rerouted from Tyra via the Harald-Tyra gas pipeline, in case problems arise. The facilities at Harald do not have sufficient compression to tap directly into the pipeline, and if necessary, gas is simply routed via Harald using compression facilities on Tyra, whilst Harald production is suspended. The nominal capacity of the Nybro plant is 1,400 mmcf/d (14.5 bcm/yr). From Nybro, gas pressure is reduced to around 80 bar within the onshore gas pipeline network. The gas is then transmitted throughout Denmark and to export markets in Sweden and Germany.

Another gas export pipeline connects the Tyra West platform to the NOGAT system in The Netherlands. The pipeline ties into the F/3-FB platform on the Dutch shelf and provides an export route for Danish gas to the European market. Additionally, a gas line was installed between the Halfdan BA platform and Tyra West, to provide further access to the new export link.

Denmark gas pipeline infrastructure

Gas Pipelines	Operator	From	To	Length (km)	Diameter (inches)	Capacity (mmcf/d)
Tyra East - Nybro Gas Pipeline	DONG Naturgas	Tyra	Nybro	230	30	840
South Arne-Nybro Pipeline	DONG Naturgas	South Arne	Nybro	315	24	560
Tyra West - NOGAT	Maersk Oil & Gas	Tyra	F/3	96	26	550

Source: Wood Mackenzie

Security of gas supply

Denmark is a net exporter of gas, but does not have any means of importing volumes. It supplies gas under contract to Sweden, and sells some volumes to Germany. As gas production declines, in order to maintain security of gas supply to meet the Danish demand (and demand for Danish gas in Sweden), alterations to gas system are required. A new compressor station, to increase pressure in the system and allow imports from Germany, is being built at Egtved. This is expected to be commissioned by 1 October 2013.

In conjunction with the compressor station a 76-centimetre diameter import pipeline from Germany is being built, running parallel to the existing Ellund to Egtved line. It is also expected to be commissioned by 1 October 2013.

Volumes of gas could also be imported from other countries North Sea fields, via Denmark's offshore infrastructure.

Denmark's onshore gas transmission system consists of one north-south pipeline on Jutland and one east-west line. The north-south line runs from Frederikshavn in northern Jutland via the Lille Torup gas storage facility to Krusa (near Flensburg) on the border with Germany. The east-west line runs from the Nybro terminal to Copenhagen.

A subsea line called Sydgas 1 exports gas from Copenhagen to Malmö in Sweden.

Oil Infrastructure

The Gorm-Fredericia Oil Pipeline is the main trunkline to shore, and serves all of the current producing fields on the Danish shelf, with the exception of the Siri, Nini, Cecilie and South Arne fields, which use tanker loading. An onshore section of the pipeline carries the crude to the terminal at Fredericia, which is located on the east Jutland coast. The pipeline is 327 kilometres in length and has a capacity of 360,000 barrels per day.

The oil pipeline terminal is located adjacent to the Shell refinery at Fredericia. There are nine storage tanks in use, each with a capacity of around 275,000 barrels. Further transport of the crude takes place to the adjacent Shell refinery, to the other Danish refinery or for export abroad.

As part of the development of the Hejre field, an NGL processing facility is expected to be built adjacent to the Fredericia Oil Terminal, in time for field start up in 2015.

Denmark oil pipeline infrastructure

Liquids Pipelines	Operator	From	To	Length (km)	Diameter (inches)	Capacity ('000 b/d)
Gorm-Fredericia Oil Pipeline	DONG Olierør	Gorm	Fredericia	327	20	360

Source: Wood Mackenzie

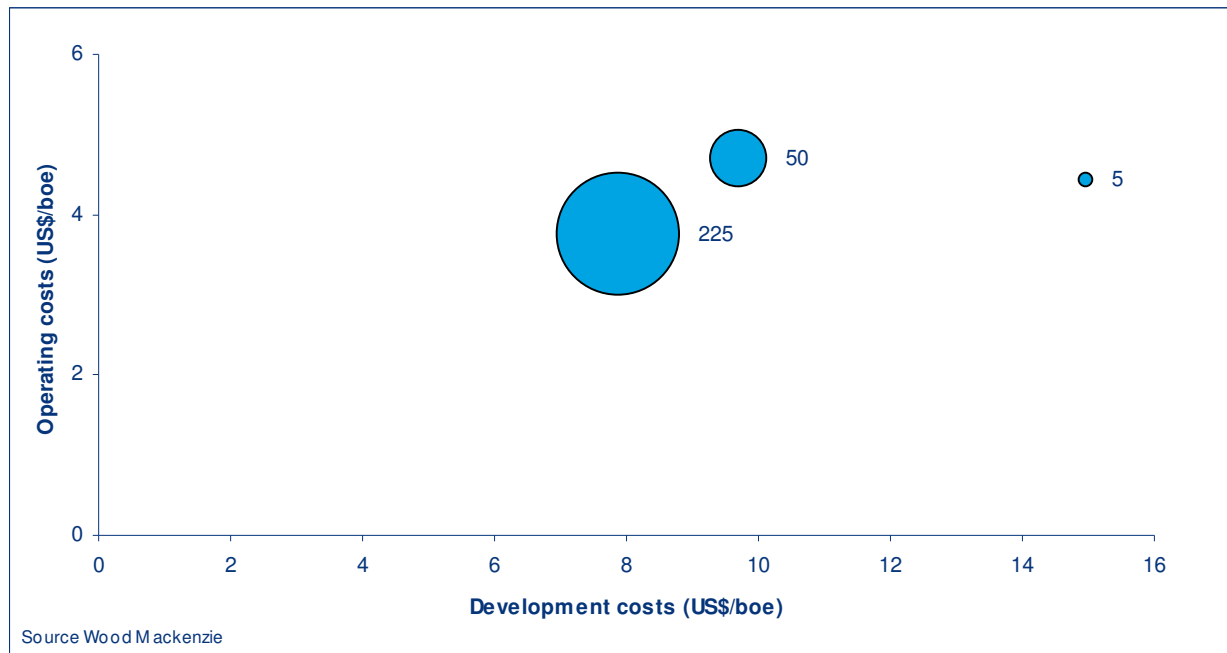


5.1.4 Denmark - cost analysis

When comparing expected development and operating costs for different field sizes within the Danish offshore sector, a typical cost shift is seen between small, medium and large size fields. The following chart shows the development and operating costs for a 5mmboe, 50mmboe and 225mmboe field, these field sizes represent Wood Mackenzie’s expected yet-to-find discovery sizes for the Danish sector.

As can be expected, larger field sizes result in generally lower development costs on a US\$/boe basis. Operating costs tend to remain relatively flat due to required unit tariff payments by small fields, which is often based on a share of operating costs at a receiving facility, and negotiated pipeline throughput tariffs.

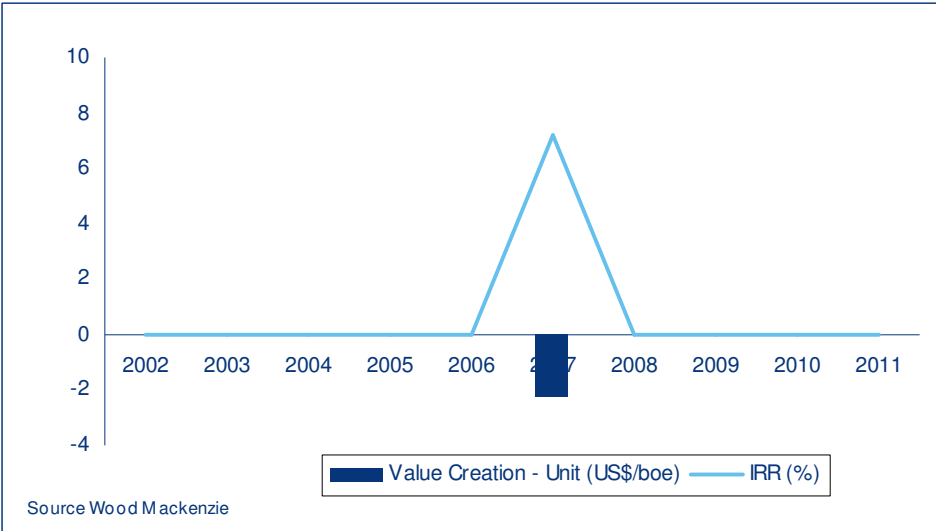
Denmark expected development and operating costs by field size in mmboe (reserves shown next to bubble)



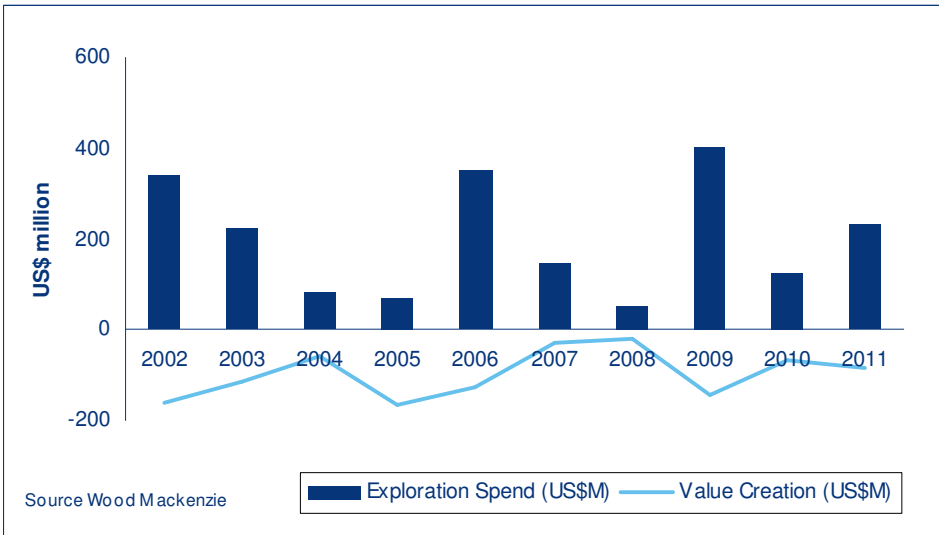
5.1.5 Denmark - value creation through exploration

Denmark is the only country of four discussed in this report where, in aggregate, value has been destroyed, rather than created, as a result of exploration drilling. The main reasons for this are the low activity level, and the relatively low commercial success rate. The only commercial discovery made in the last 10 years was Rau, in 2007. A number of technical discoveries have been made as well, but Wood Mackenzie do not currently view these as being economically viable.

Denmark value creation (US\$/boe and IRR) through exploration 2002-2011



Denmark exploration spend and value creation through exploration 2002-2011



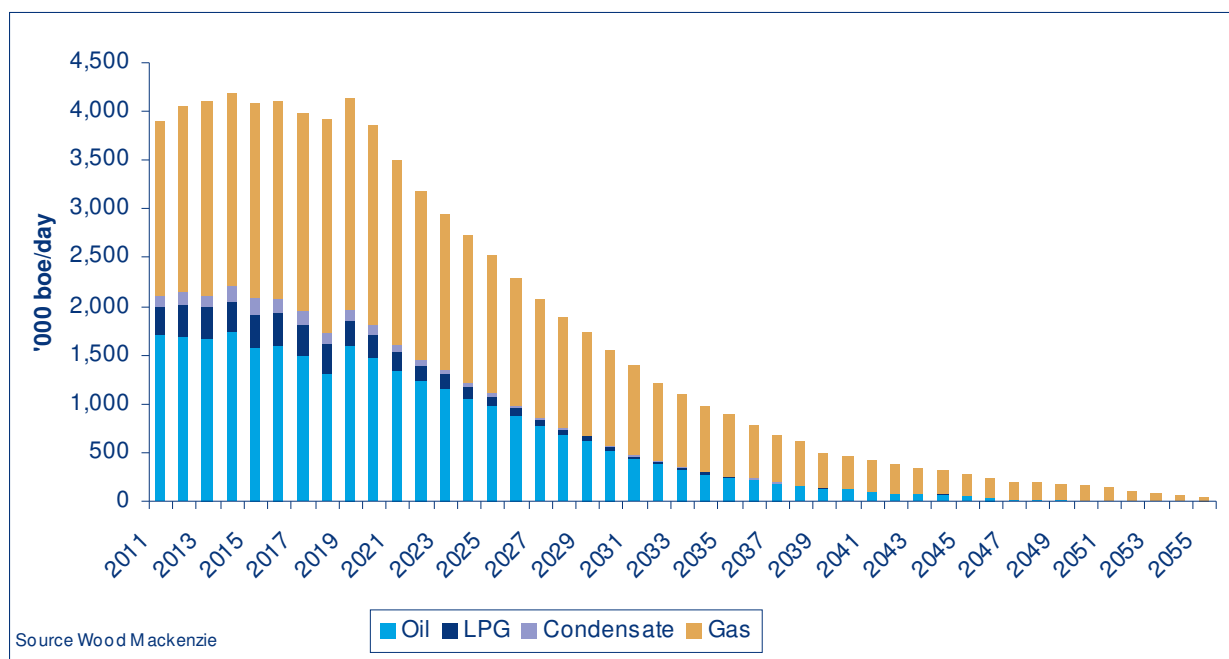
5.2 Norway

5.2.1 Norway - current resource base and remaining prospectivity

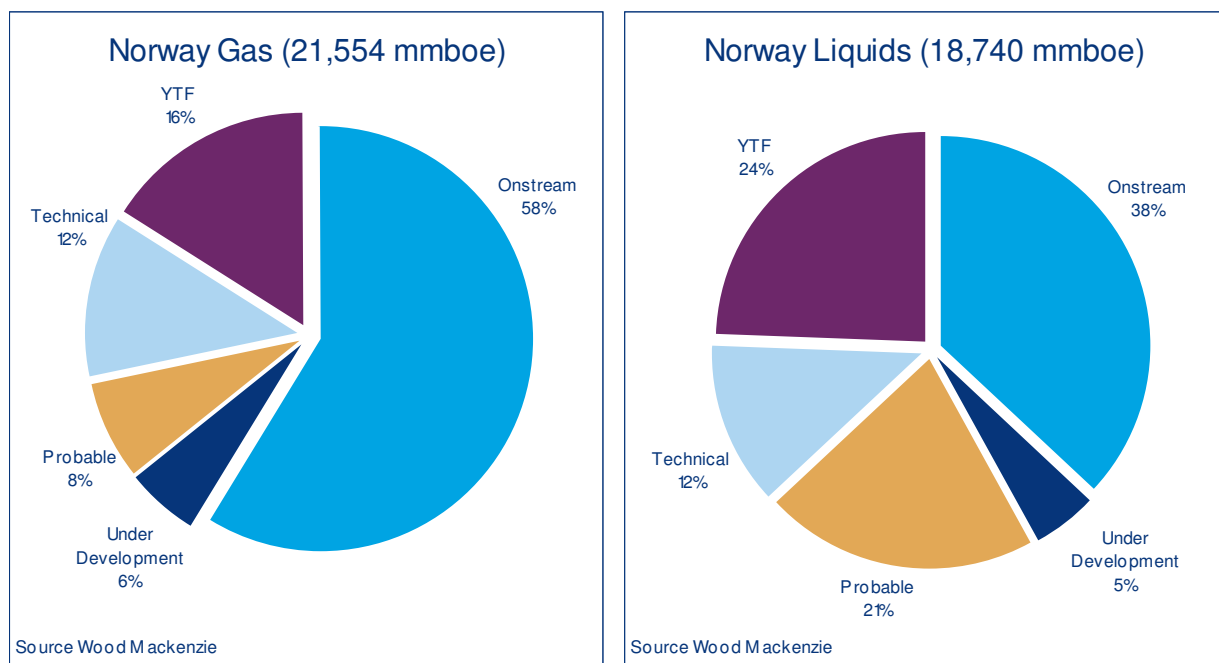
Norway is Europe's largest oil and gas producer, and has by far the highest remaining commercial reserves, estimated at close to 25 billion boe. Total resources, including commercial, technical and Yet to Find reserves are estimated to be 40.3bnboe. Norway's Yet to Find resource base is estimated to be 8.0bnboe, this is almost twice the Yet to Find resource base of the UK and is 24 times the Yet to Find resource base of Denmark.

Wood Mackenzie expect production in 2012 to average 11.3 bcf/d (320 mmcm/d) of gas and 2.1 mmbbl/d (0.33 mmcm/d) of liquids. Norway is increasingly viewed as a gas province, and overall gas production is forecast to overtake liquids in the next five years. The vast majority of its production is exported to continental Europe and the UK, as the domestic market is very small.

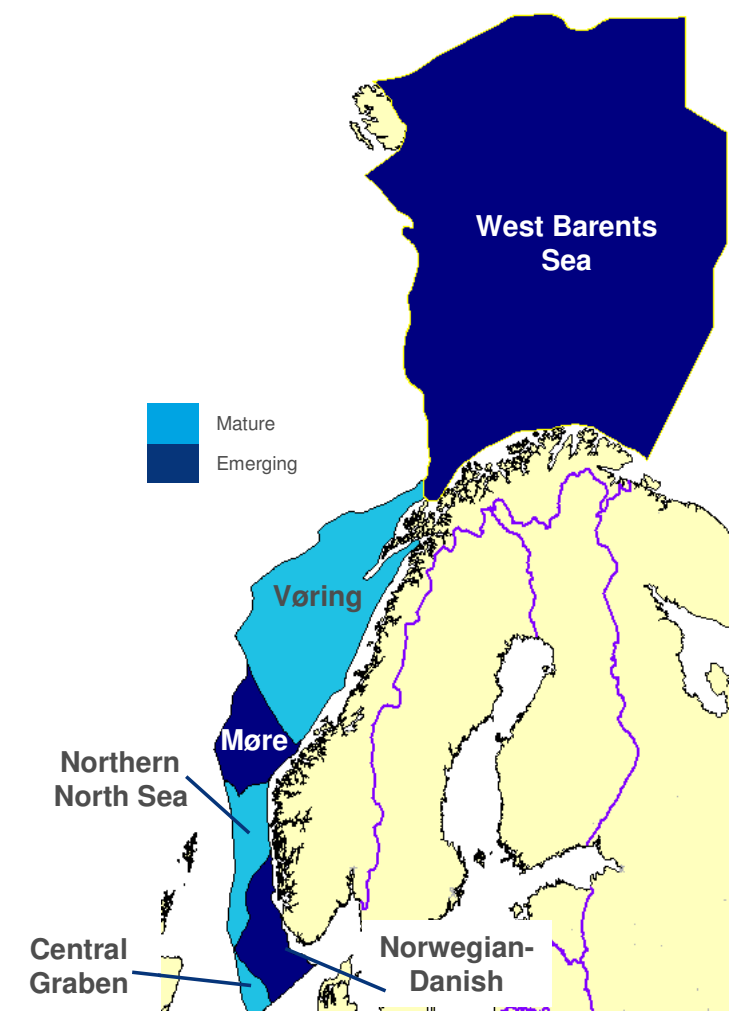
Norway commercial production ('000 boe/d)



Norway remaining resource base @ 1/1/2012 (mmboe)



Norway geological basins



5.2.2 Norway – historical exploration performance

Norway can be divided into three distinct geographical areas, some of which have multiple geological basins. These areas are the North Sea, Mid Norway and Western Barents Sea. The Eastern and Northern Barents are still unlicensed, and is so underexplored and remote, that very little information is known about the hydrocarbon potential. These areas are therefore not covered in this report.

The exploration success rate in Norway has remained relatively stable over the last decade. Norway is also the sector where the overall number of wells drilled has increased steadily since 2004, apart from the post-recession dip in 2010. This increase has mainly been a result of the success of the Awards in Pre-defined Area licences, and the exploration cost incentive. These have resulted in a great increase in the number of companies active on the shelf. The jump in average discovery size in 2010 is primarily the result of the giant Johan Sverdrup discovery, which is estimated at 2.5 billion barrels of oil equivalent.

North Sea

The main basins of the Norwegian are the Central Graben, Norwegian/Danish Basin, and the Northern North Sea. The Central Graben is a mature basin situated in the Central North Sea. Despite high taxation and high cost in Norway, full-cycle value can be created even at low oil and gas prices.

The Northern North Sea Basin is dominated by the Viking Graben. Recent exploration success has been outstanding in this play. The discovery of the giant Johan Sverdrup oil field in 2010 was the largest find in the basin since Troll Gas in 1979.

The Norwegian-Danish Basin extends north from the Danish maritime boundary. The oil-prone Middle Jurassic play has been well explored, but this has produced an average discovery size of only 19 mmboe over the life of this basin. Going forward, this is expected to decline to 11 mmboe. The small discovery size translates into high discovery costs.

The expected average discovery size in the Norwegian North Sea is 25 mmboe, with an expected success rate of 33%.

Mid Norway

The basins in Mid Norway are the Vøring and Møre basins. The Vøring basin is situated on the Mid Norwegian Shelf at latitudes greater than 62° north. The predominantly gas-prone hydrocarbon province extends out from the shelf to water deeper than 2,000 metres. Much of the exploration to date has focused Jurassic sandstone sequences in the shallower shelf area of the basin. In recent years, attention has also turned to the exploration potential of the frontier deepwater sector, but commercial success has been very limited.

The Møre Basin is situated in the Mid Norwegian Shelf and it extends from shallow water near the coast to ultra-deepwaters of over 2,000 metres near the basin's edge. The basin is believed to be gas-prone, with around 70% of yet-to-find resource in Paleocene sandstones.

Based on Wood Mackenzie's outlook analysis, contractors can expect to achieve marginal full-cycle value even at Wood Mackenzie's Low price assumption, with good upside at the Base and High prices. This is despite the high level of taxation in Norway and the high cost environment.

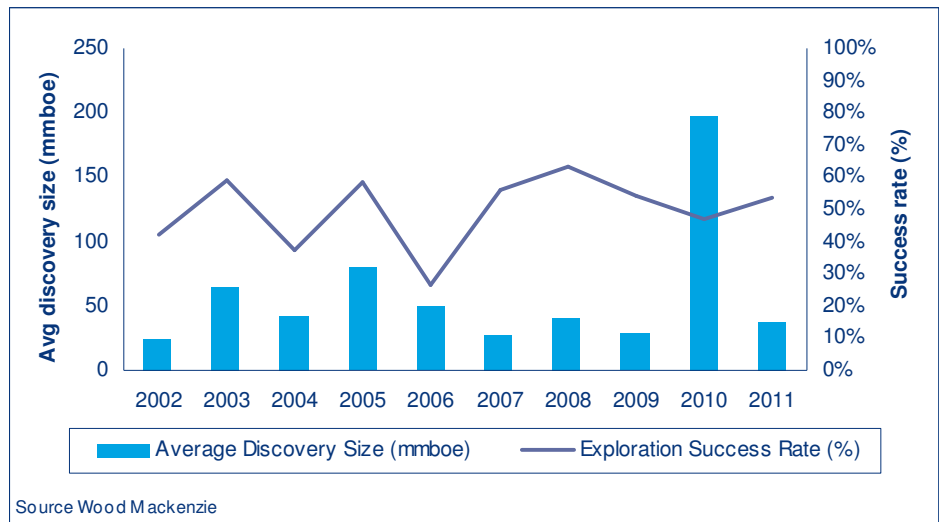
The expected average discovery size in Mid Norway is 25 mmboe, with an expected success rate of 33%.

West Barents

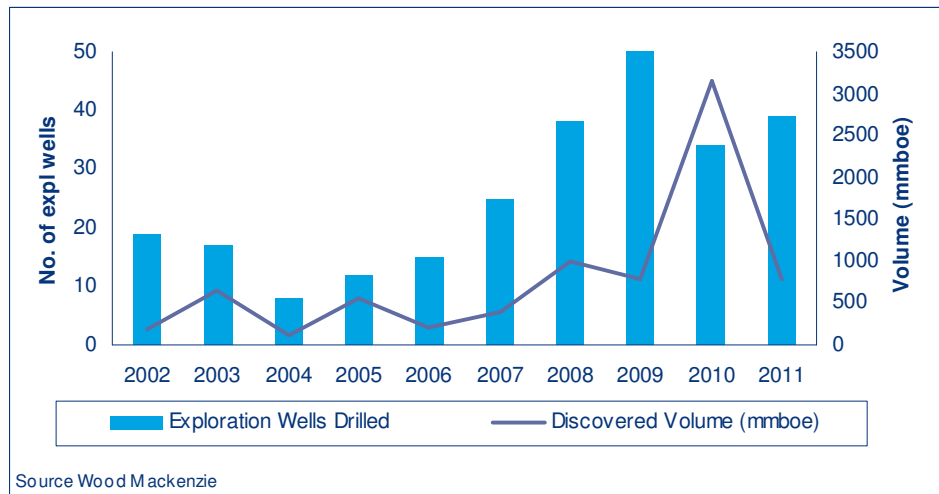
The West Barents Sea Basin is situated in Norway's Barents Sea at latitudes greater than 69° north. The province is predominantly gas-prone and much of the exploration to date has focused on the Mesozoic play in the shelf area of the basin. The environment requires that the majority of fields be developed via subsea installations. The market for equipment and services is extremely tight, infrastructure is very limited and this is likely to remain so for the foreseeable future, making subsea developments a lengthy and costly proposition.

The expected average discovery size in West Barents is 89 mmboe, with an expected success rate of 35%.

Norway average discovery size and success rate 2002-2011



Norway exploration wells drilled and volume discovered 2002-2011



5.2.3 Norway - oil and gas infrastructure

Given Norway's remoteness from most of its export markets for oil and particularly gas, the development of pipeline infrastructure has been integral to the development of the Norwegian shelf. It now has extensive infrastructure, primarily on the gas side, which is now mostly integrated into the common Gassled system. Norway's gas pipelines are shown in the following table.

Norway gas pipeline infrastructure

Gas Pipelines	Operator	From	To	Length (km)	Diameter (inches)	Capacity (mmcf/d)
Gassled - Ekofisk Bypass	Gassco	Ekofisk	Emden	16	36	1,935
Gassled - Europipe I	Gassco	Draupner	Emden	716	40	1,900
Gassled - Franpipe	Gassco	Draupner	Dunkirk	840	42	1,880
Gassled - Frigg System - Norway	Gassco	Frigg	St Fergus	350	32	1,270
Gassled - Langeled System	Gassco	Nyhamna	EasingtonDimlington	1,190	42	2,540
Gassled - Norpipe Gas	Gassco	Ekofisk	Emden	442	36	1,412
Gassled - OGT	Gassco	Oseberg	Heimdal	109	36	1,480
Gassled - Vesterled	Gassco	Heimdal	Frigg	45	32	1,270
Gassled - Zeepipe I	Gassco	Sleipner Øst	Zeebrugge	814	40	1,480
Gassled - Zeepipe(Sleipner-Draupner)	Gassco	Sleipner Øst	Draupner	40	30	1,480
Gassled - Zeepipe IIA	Gassco	Kollsnes	Sleipner Øst	303	40	2,540
Gassled - Zeepipe IIB	Gassco	Kollsnes	Draupner	304	40	2,500
Gassled Area A - Statpipe Z1	Gassco	Statfjord	Kårstø	309	30	880
Gassled Area B - ÅTS	Gassco	Åsgard	Kårstø	730	42	2,436
Gassled - Statpipe (Kårstø-Draupner)	Gassco	Kårstø	Draupner	227	28	880
Gassled - Statpipe(Draupner-Ekofisk)	Gassco	Draupner	Ekofisk	191	36	1,741
Gassled - Statpipe(Heimdal-Draupner)	Gassco	Heimdal	Draupner	155	36	1,161
Gassled - Gjøa - FLAGS	Gassco	Gjøa	FLAGS T (Gjøa)	130	28	600
Gassled Area G- Kvitebjørn-Kollsnes	Gassco	Kvitebjørn	Kollsnes	148	30	822
Gassled Area H - Norne to ÅTS	Statoil	Norne	Åsgard	128	16	348
Haltenpipe	Gassco	Heidrun	Tjeldbergodden	250	16	245
Troll Gas Pipeline	Statoil	Troll Gas	Kollsnes	65	36	4,250
Grane Gas	Statoil	Grane	Heimdal	50	18	200
Huldra - Heimdal Pipeline	Statoil	Huldra	Heimdal	150	22	N/A

Source: Wood Mackenzie

Gas terminal

The gas treatment plant at Kårstø, north of Stavanger, was established to handle rich gas from the Statpipe trunkline. After treatment, lean gas is exported on to continental Europe while NGLs are shipped out in carriers. Kårstø also receives condensate from the Sleipner area for stabilisation and storage before export by ship. The Kårstø facility is Europe's largest processor and exporter of NGLs and condensate. A major development project was completed in 2000 to accommodate gas from fields off Mid Norway via the Åsgard Transportation System (ÅTS) pipeline.

Gassled

In order to increase the efficiency of the Norwegian gas transportation network a regulated offshore gas grid was created, under common ownership with transparent access conditions. One of the main drivers for creating a regulated transport system was the adoption of the EU gas directive. The access and tariff regulations were introduced in December 2002, together with the negotiated State participation in the Gassled joint venture.

From 2002, the state-owned company, Gassco, operates the entire network system.

Future Developments

A number of potential future developments exist to expand capacity at various points in the Gassled system. The main bottlenecks in Norway exist in Mid Norway, where the Åsgard Transportation System is the only exit route from the Haltenbanken Area. Currently, the only exit route for gas in the Barents Sea, is the Snøhvit LNG terminal. In addition, the North Sea gas export infrastructure capacity is extremely limited until at least 2020.

The Kårstø terminal and receiving facilities on the continent at Emden and Dornum are under renovation and expansion.

A 500-kilometre long pipeline has been proposed by Gassco, to connect the Aasta Hansteen Area in the Norwegian Sea to the Nyhamna gas terminal. The project has not been officially sanctioned, but it has been assumed that it will go ahead following an investment decision in 2013 with first gas in 2018.

Since 2011, Gassco has been studying the potential to build a gas pipeline from the Barents to existing infrastructure in Mid Norway. Plans are at a very early stage, but there is a possibility of a new pipeline to exploit existing and future gas

discoveries in the region. Separate studies are being carried out to expand the LNG facility at Snøhvit with another train.

LNG Processing

Gas and condensate from the Snøhvit Area is transported to an LNG terminal located on the island of Melkøya near Hammerfest. This was the first Arctic LNG plant in the world. Studies are undergoing to investigate the economic and strategic potential of expansion with a second LNG train, versus a pipeline from the Barents Sea to Mid Norway.

Liquids Infrastructure

Norway has much fewer oil export pipelines than gas lines, primarily as most oil is transported for handling in central terminals located in Norway. Norway's liquids pipelines are shown in the following table.

Norway liquids pipeline infrastructure

Liquids Pipelines	Operator	From	To	Length (km)	Diameter (inches)	Capacity ('000 b/d)
Norpipe Oil Pipeline	ConocoPhillips	Ekofisk	Teesside (Oil) Terminal	350	34	810
Heimdal - Brae Pipeline	Statoil	Heimdal	Brae Area	117	8	75
Ula Pipeline	BP	Ula	Ekofisk	71	20	235
Oseberg Transportation System	Statoil	Oseberg	Sture	115	28	761
Sleipner Condensate Pipeline	Statoil	Sleipner Øst	Kårstø	245	20	200
Frostpipe (no longer in operation)	Total	Frøy (ceased)	Oseberg	82	16	100
Troll Oil Pipelines	Statoil	Troll Oil Field	Mongstad	86	16	565
Vestprosess	Statoil	Kollsnes	Mongstad	54	13	138
Grane Oil Pipeline	Statoil	Grane	Sture	220	29	220
Kvitebjørn-Troll C Pipeline	Statoil	Kvitebjørn	Troll Oil C Pipeline T	90	16	190

Source: Wood Mackenzie

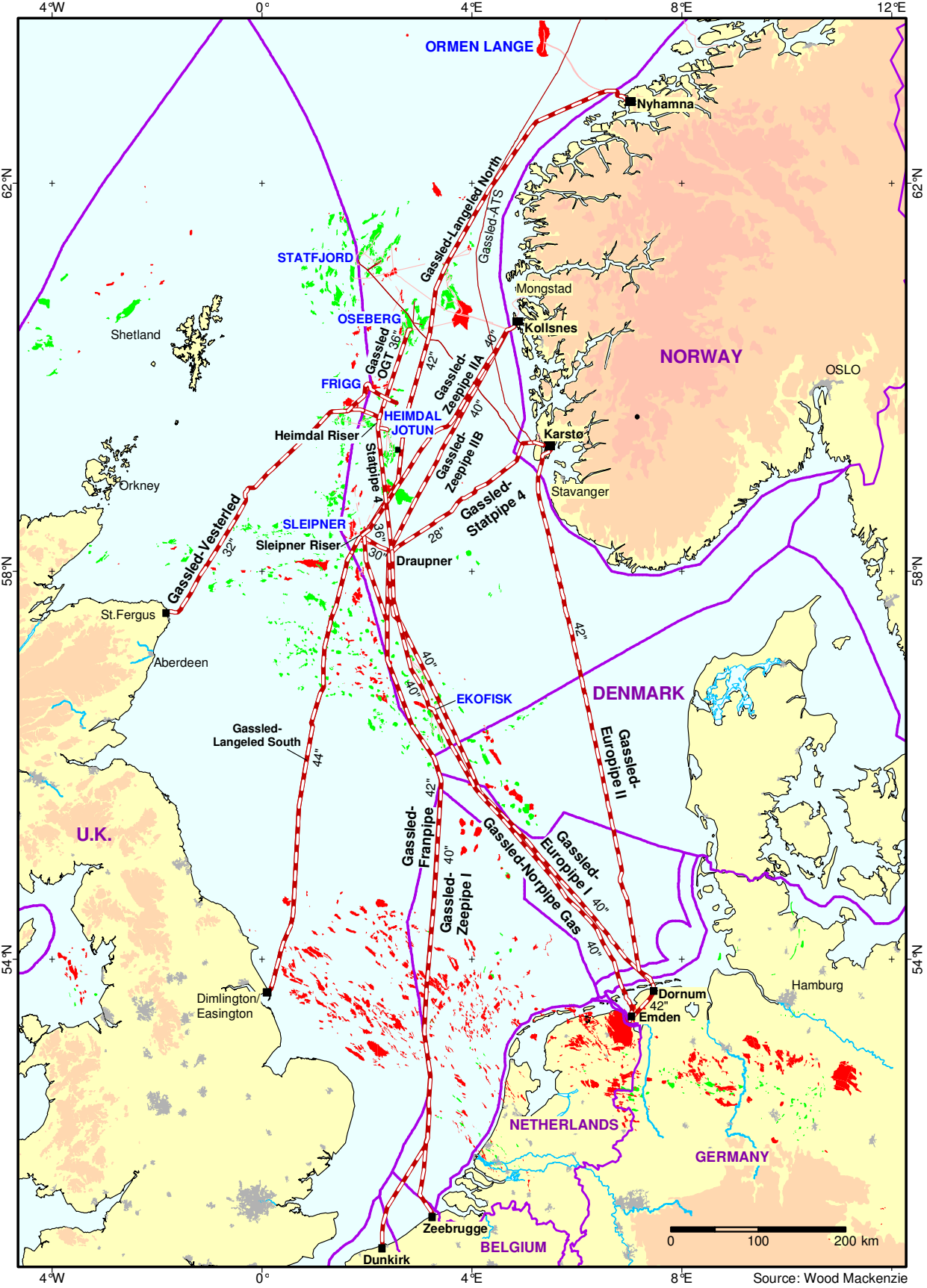
Oil Terminals

The terminal at Teesside in the UK receives production from Ekofisk.

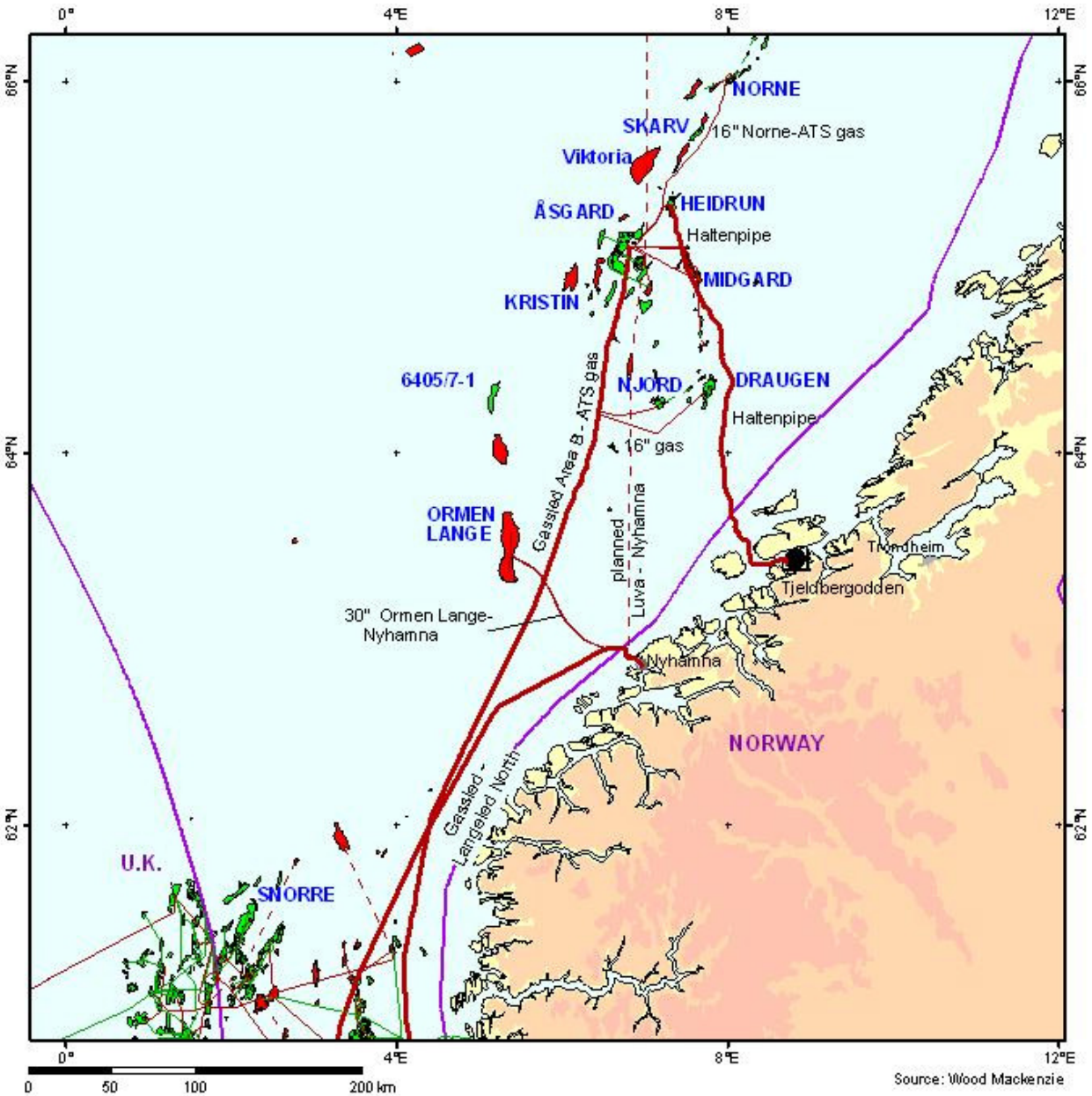
The Oseberg Transport System comes ashore at Sture in Øygarden municipality near Bergen. The terminal can store roughly six million barrels of oil. A fractionation plant was constructed at Sture in early 1998.

The Mongstad terminal and refinery is located near Bergen. It provides intermediate storage for the crudes from Troll and Heidrun. Crude is also received for trans-shipment from fields like Gullfaks, Statfjord and Norne.

Norway Central and Northern North Sea gas infrastructure



Norway Mid Norway gas infrastructure

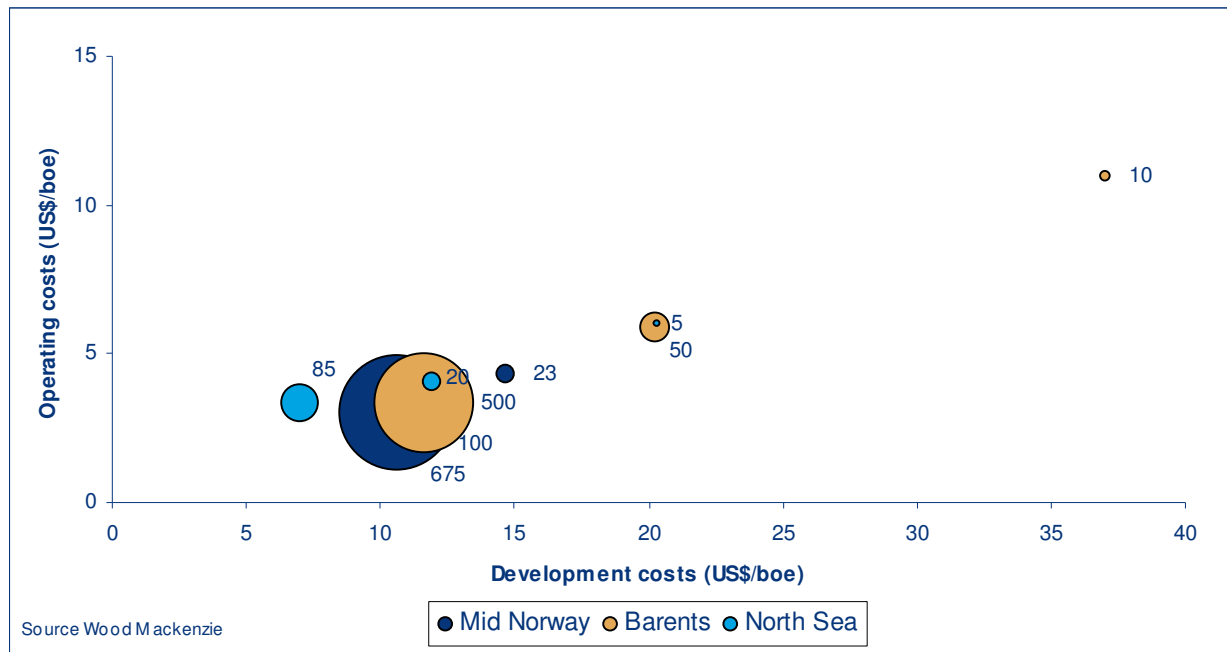


5.2.4 Norway - cost analysis

In order to compare expected development and operating costs for different field sizes within the Norwegian offshore sector, the three main regions have been split out between the North Sea, Mid Norway and the Barents Sea. The main reason for this is the difference in likely discovery size ranges between these sectors, with the latter two being substantially larger. They are also generally more expensive to develop, due to the remoteness from existing infrastructure and harsher conditions. For every scenario, a typical cost shift is seen between small, medium and large size fields. This is shown in the following chart, with the relative field sizes shown in mmboe. The sizes represented here are the expected yet-to-find discovery sizes for the Norwegian sectors.

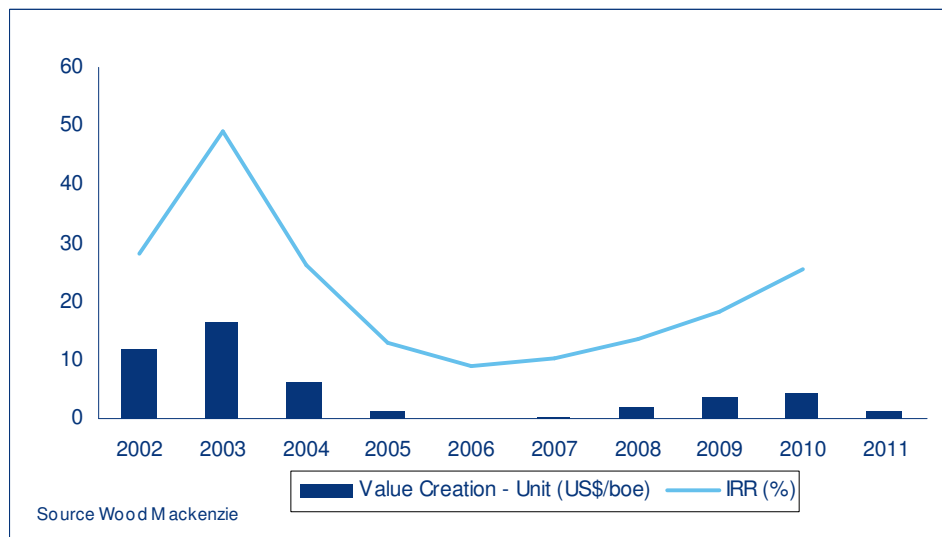
As can be expected, larger field sizes result in generally lower development costs on a US\$/boe basis. Operating costs tend to remain relatively flat due to required unit tariff payments by small fields, which is often based on a share of operating costs at a receiving facility, and negotiated pipeline throughput tariffs.

Norway expected development and operating costs by field size in mmboe (reserves shown next to bubbles)

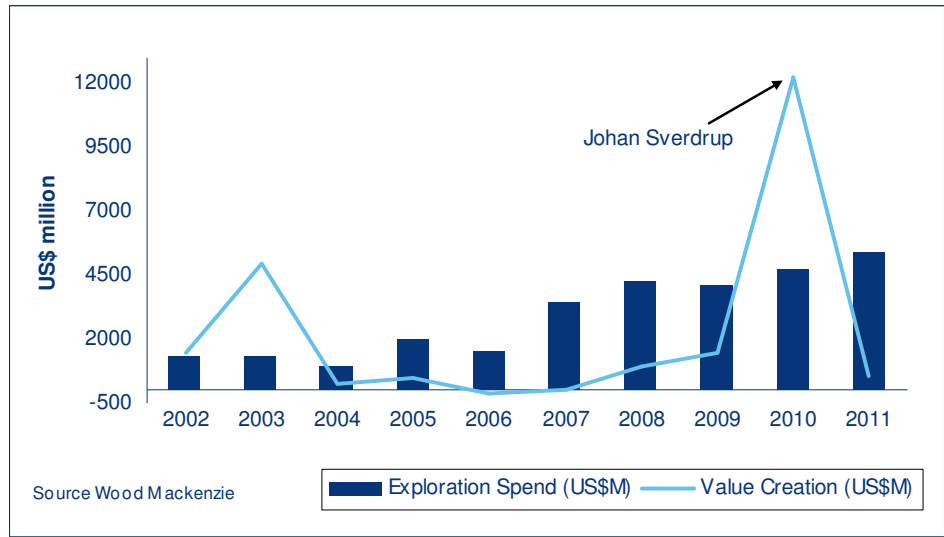


5.2.5 Norway - value creation through exploration

Norway value creation (US\$/boe and IRR) through exploration 2002-2011



Norway exploration spend and value creation through exploration 2002-2011



5.3 Netherlands

5.3.1 Netherlands - current resource base and remaining prospectivity

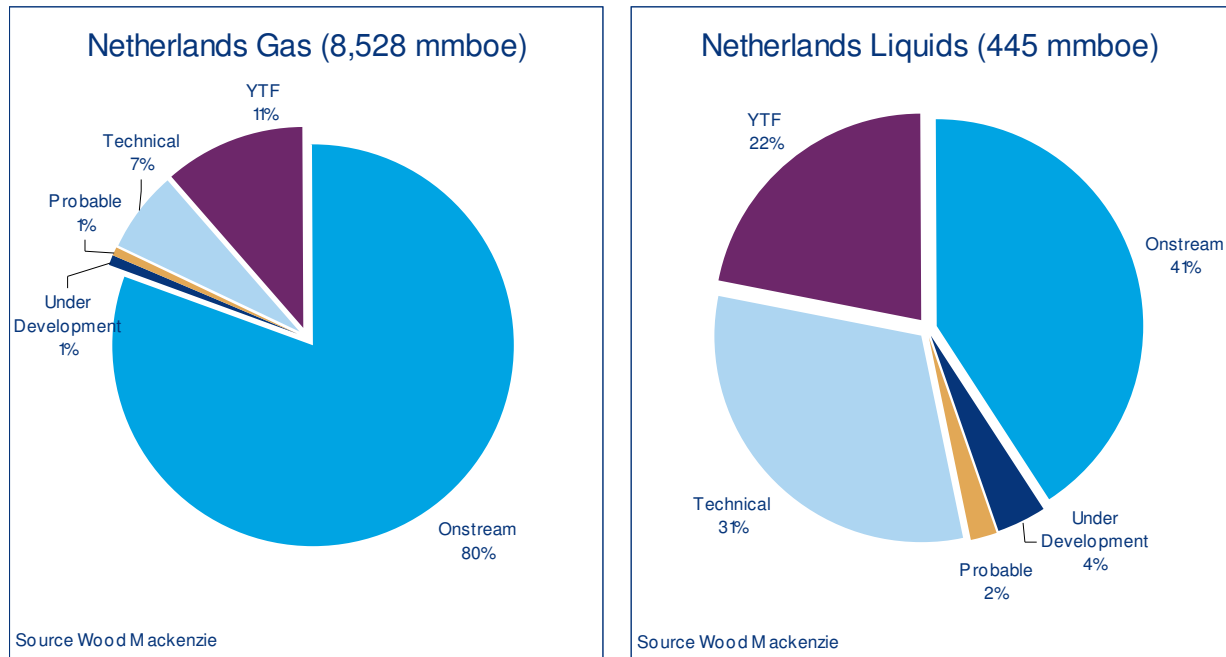
The Netherlands is the second largest gas producer in Europe. It is a mature hydrocarbon province, with onshore production starting in the 1950s and offshore production in the 1960s. Gas production is dominated by the large onshore Groningen field, which is the largest gas field in Europe. It is estimated to have recoverable reserves of 104.5 tcf, with around 34.6 tcf remaining. Groningen acts as the country's main swing producer, both on a daily and seasonal basis. This allows other Dutch gas fields to produce with very low swing requirement. The field is being conserved as a strategic reserve in order to provide this balancing capacity for as long as possible.

The Dutch remaining resource base is estimated to be 9bnboe of which Yet to Find reserves account for around 1.1bnboe. For onstream gas, around 84% is allocated to the Groningen field.

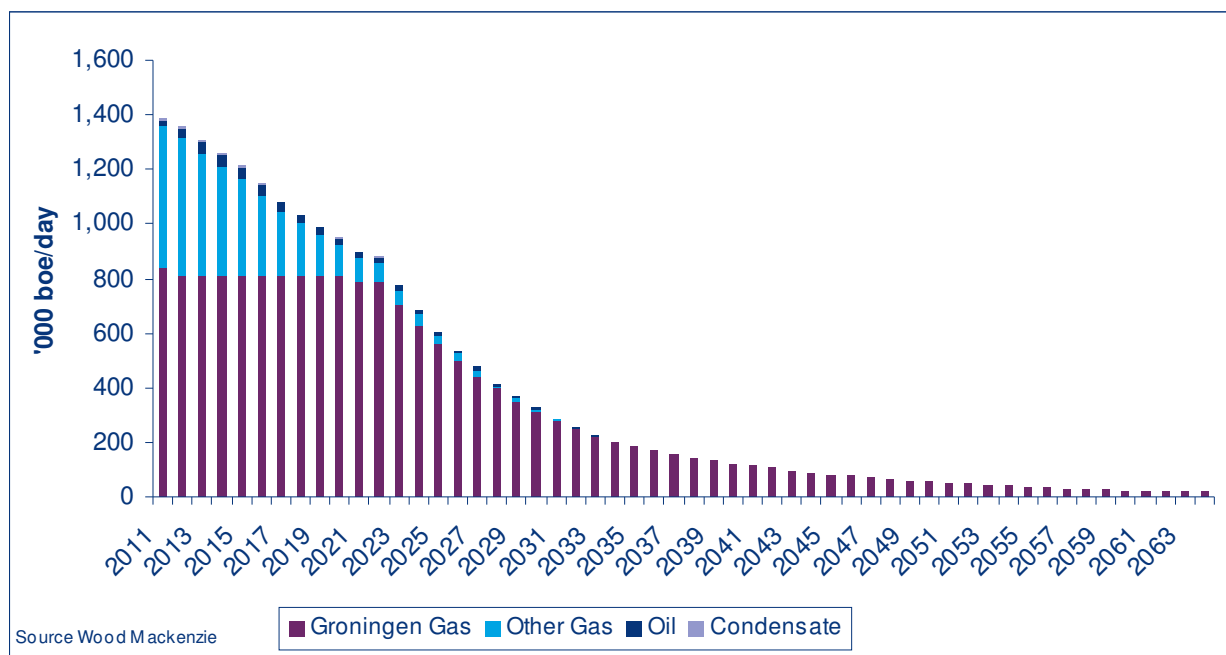
There is limited potential for further large discoveries in the basin, and a number of the original players have downscaled their interests. However, significant total yet-to-find volumes remain, and these provide the opportunity to create value going forward. Wood Mackenzie forecast that activity will remain relatively high, driven by the entry of numerous smaller companies which are more willing to seek and develop smaller fields. Yet-to-find reserves do not include unconventional (shale gas) resources, which are believed to be present onshore.

The expected average discovery size on the Dutch shelf is 15 mmboe, likely gas, with a high expected success rate of 38%.

Netherlands remaining resource base @ 1/1/2012 (mmboe)



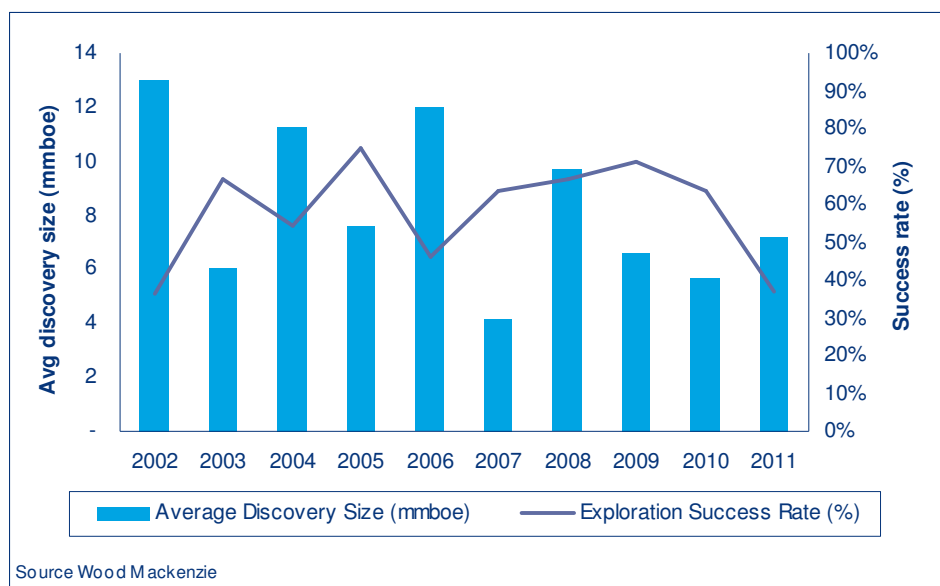
Netherlands commercial production ('000 boe/d)



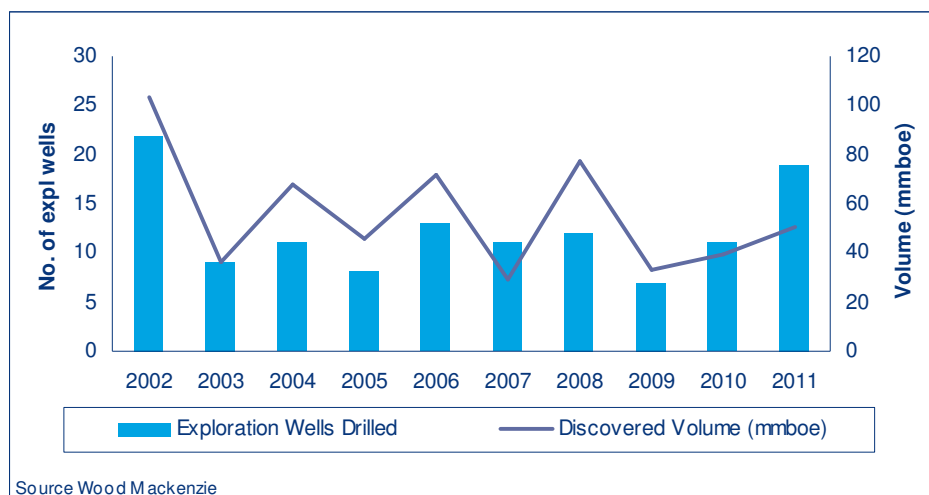
5.3.2 Netherlands - historical exploration performance

Exploration activity and performance in the Netherlands has remained relatively steady in the last decade. This mature sector remains highly for value creation on a US\$/boe basis, due to the low costs of tie-ins of discoveries, and the relatively low cost development environment. Overall value creation however has been limited due to the small size of discoveries.

Netherlands average discovery size and success rate 2002-2011



Netherlands exploration wells drilled and volume discovered 2002-2011



5.3.3 Netherlands - oil and gas infrastructure

Being primarily a gas producing country, the main infrastructure in The Netherlands concerns gas pipelines. The Dutch offshore sector boasts a well developed infrastructure for the delivery of gas to shore. Two major pipeline systems (NGT and WGT) were built during the 1970s to serve the central Netherlands offshore gas province. The third major pipeline (NOGAT) was constructed in the early 1990s to evacuate gas from the northern offshore sector.

There are only a few liquids pipelines exporting relatively small volumes directly to shore, with most volumes being tanker loaded.

Gas Infrastructure

The main offshore gas pipelines in the Netherlands are detailed in the following table.

Netherlands offshore gas pipelines

Gas Pipelines	Operator	From	To	Length (km)	Diameter (inches)	Capacity (mmcf/d)
A/6-F/3 Pipeline (Netherlands)	Wintershall	A/6-B/4	F/3-FB Main Field	120	20	270
Noordgasttransport (NGT)	GDF Suez	L/10-L/11A	Uithuizen	178	36	1,500
NGT Extension	GDF Suez	D/15-FA	L/10-A	140	36	1,200
G/17-NGT Connection	GDF Suez	G/17d-A	NGT T	63	18	485
NOGAT	GDF Suez	F/3-FB Main Field	Den Helder	255	24/36	1,110
P/15-P/18 Gas Pipeline	TAQA	Rijn	Maasvlakte	40	26	N/A
Q/8 Gas Pipeline	Wintershall	Q/8	Wijk aan Zee	17	10	N/A
WGT High-Cal line	Wintershall	K/13	Den Helder	130	36	1,500
WGT Markham Extension	Wintershall	Markham (Netherlands)	K/13	86	24	710
Zuidwal-Harlingen Pipeline	Total	Zuidwal	Harlingen	21	20	N/A
WGT Markham Extension	Wintershall	Markham (Netherlands)	K/13	86	24	710
Zuidwal-Harlingen Pipeline	Total	Zuidwal	Harlingen	21	20	N/A

Source: Wood Mackenzie

Gas Transmission Pipelines

The onshore transmission network was initially constructed to transport Groningen quality gas (33.34 MJ/sm³). However, as offshore gas fields are generally of a higher calorific gas quality, Gasunie was required to construct a complementary high-calorific gas network.

The NETG pipeline transports Dutch gas from Elten on the Dutch/German border to Köln in Germany. The TENP transports Dutch gas to Italy via Germany and Switzerland. A double pipeline runs from Hilvarenbeek on the Dutch/Belgium border to Blaregnies on the Belgian/French border.

In order to transport its own and Norsk Hydro's quantities of UK Interconnector gas, Gasunie constructed a line from Zelzate on the Dutch/Belgian border to Bergen Op Zoom. This is the same route of the Zebra pipeline which was constructed by EnTrade and Delta to handle their UK gas purchased from Centrica. There are a number of branch lines including one to the Elsta plant at Terneuzen

The Balgzand to Bacton line runs from a compressor station near Den Helder, to Shell's terminal at Bacton in the UK. In 2011, a fourth compressor station increased capacity to 19.2 bcm per year.

Offshore Oil Pipelines

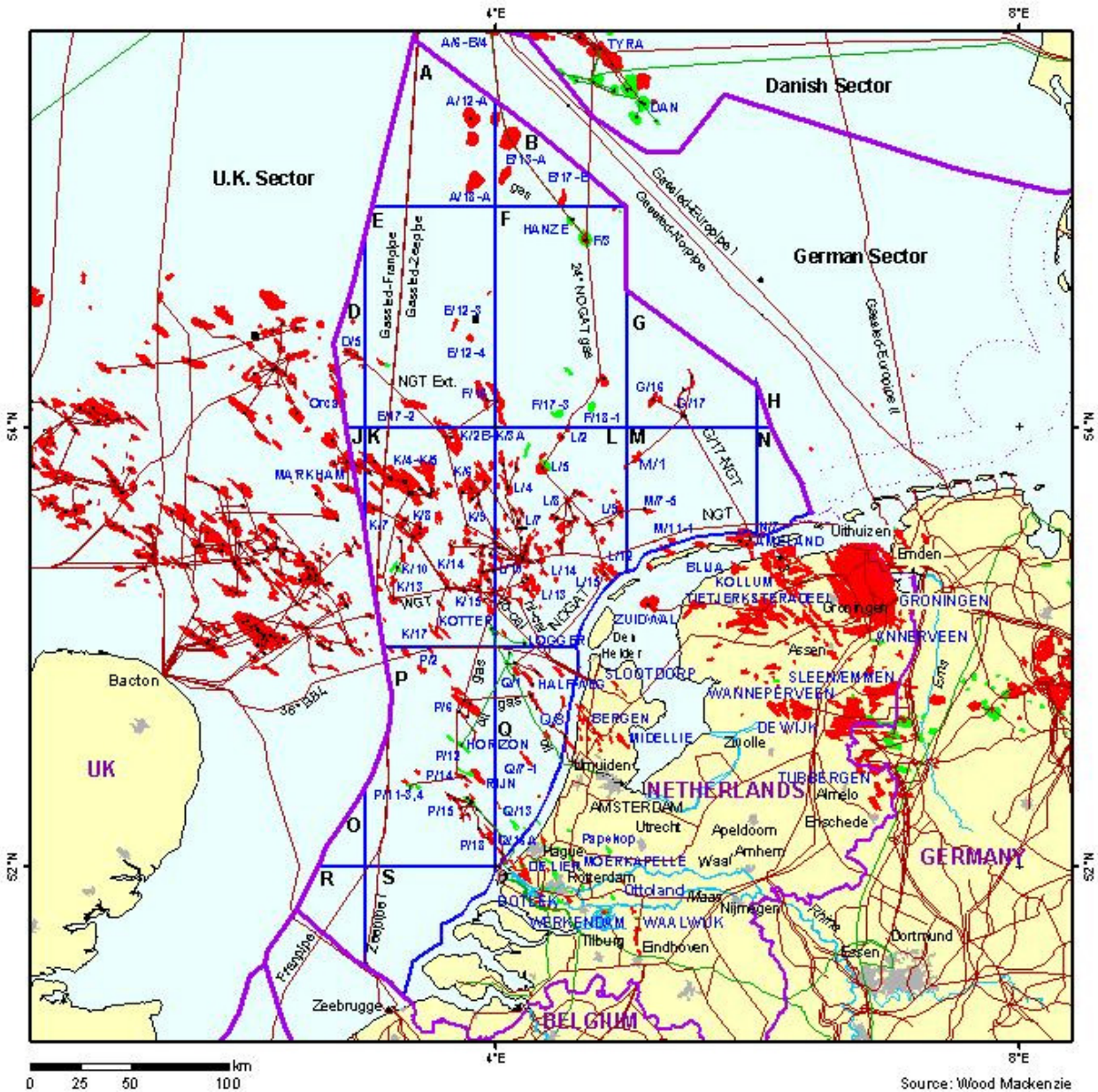
There are 2 offshore oil pipelines in the Netherlands, these are detailed in the following table.

Netherlands offshore liquids pipelines

Liquids Pipelines	Operator	From	To	Length (km)	Diameter (inches)	Capacity ('000 b/d)
Q/1 Pipeline System	Chevron	Q/1	Amerikahaven	56	20	125
Rijn Oil Pipeline	TAQA	Rijn	Europoort	57	10	N/A

Source: Wood Mackenzie

Netherlands oil and gas infrastructure

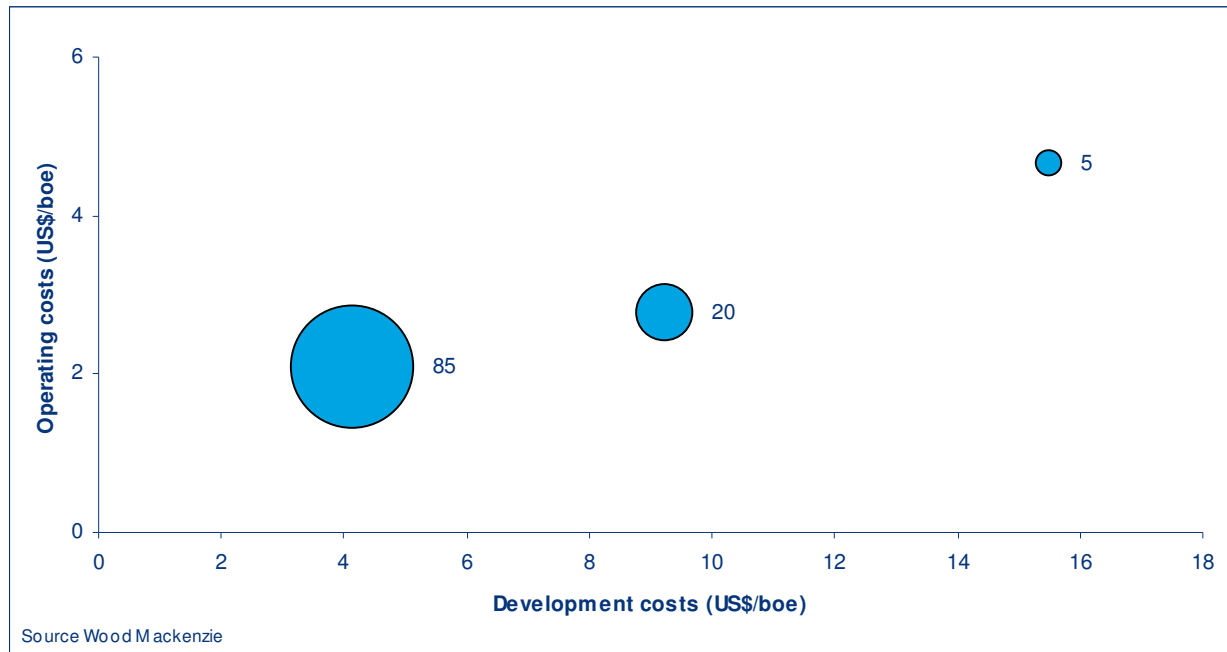


5.3.4 Netherlands - cost analysis

When comparing expected development and operating costs for different field sizes within the Dutch offshore sector, a typical cost shift is seen between small, medium and large size fields. This is shown in the chart, with the relative field sizes shown in mmboe. The sizes represented here are expected yet-to-find discovery sizes for the Dutch sector.

As can be expected, larger field sizes result in generally lower development costs on a US\$/boe basis. Operating costs tend to remain relatively flat due to required unit tariff payments by small fields, which is often based on a share of operating costs at a receiving facility, and negotiated pipeline throughput tariffs.

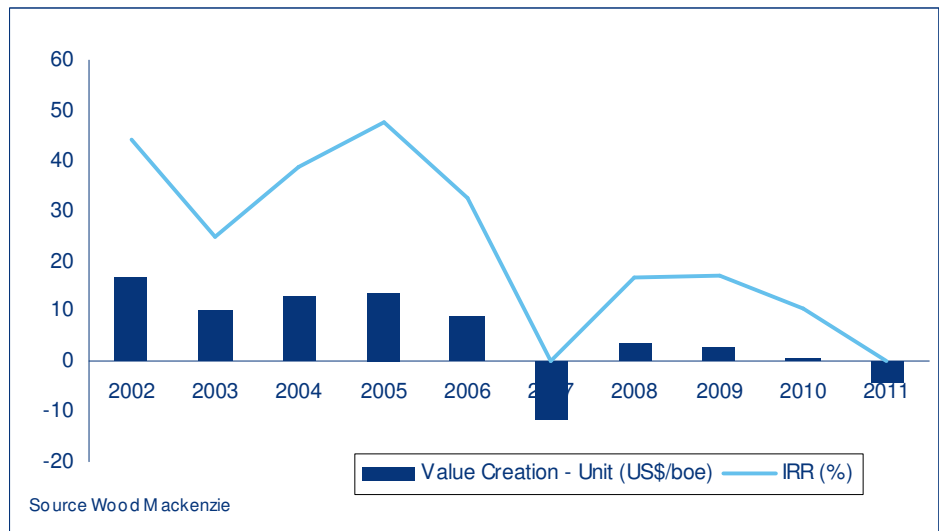
Netherlands expected development and operating costs by field size in mmboe (reserves shown next to bubble)



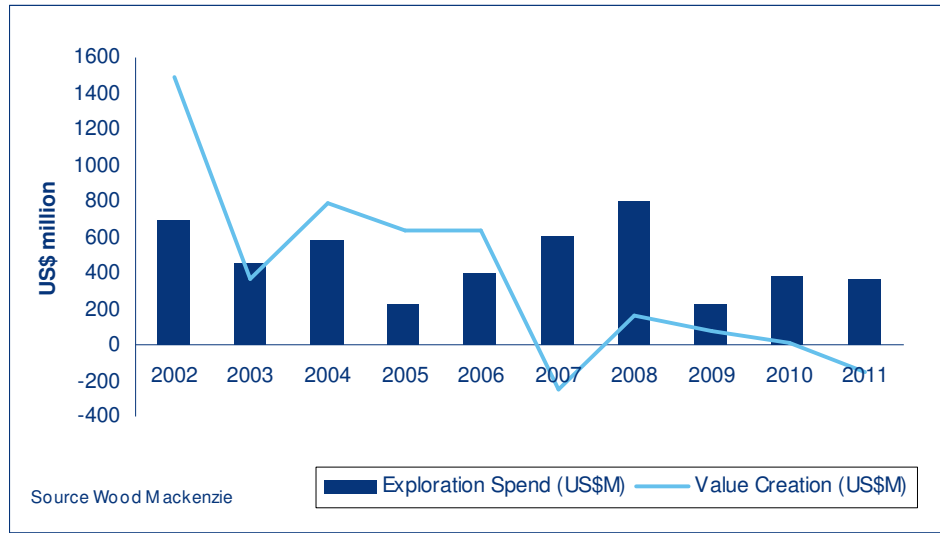
5.3.5 Netherlands - value creation through exploration

Although the exploration success rate in The Netherlands has been good over the last decade, overall value creation has been limited due to the lack of large discoveries. Wood Mackenzie have also observed a steady decline in value creation over this period, partly due to industry-wide cost increases.

Netherlands value creation (US\$/boe and IRR) through exploration 2002-2011



Netherlands exploration spend and value creation through exploration 2002-2011

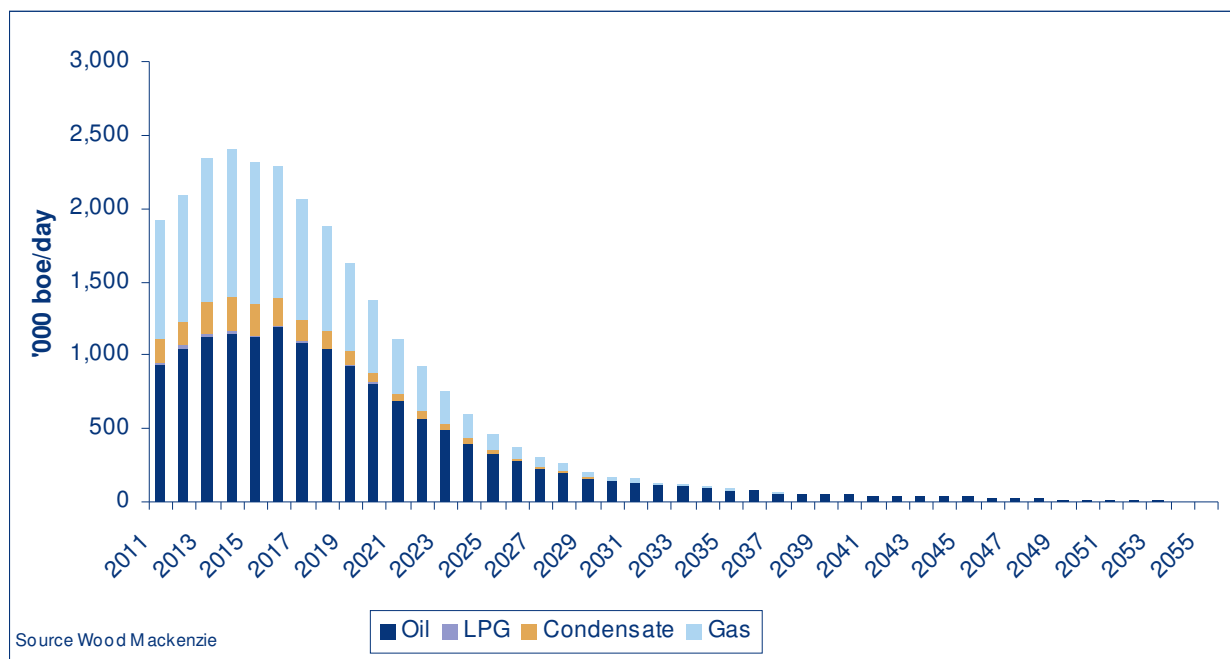


5.4 UK

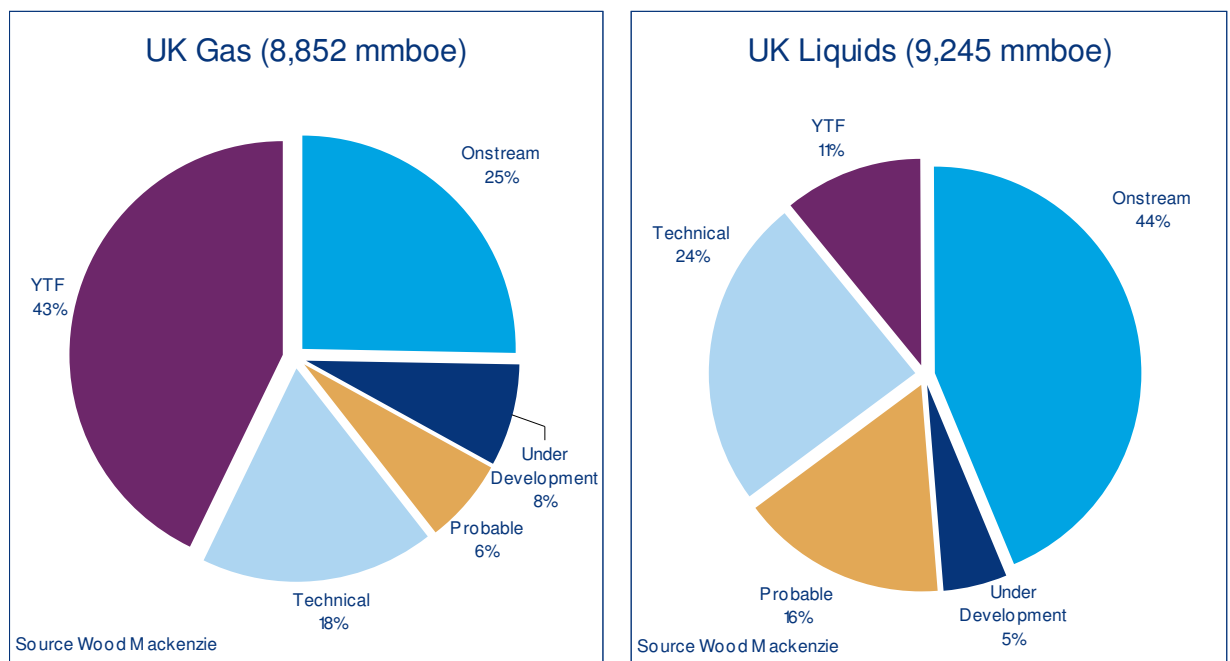
5.4.1 UK - current resource base and remaining prospectivity

The UK has been producing hydrocarbons offshore since 1967 and is a mature region, with over 80% of commercial reserves already produced. Material discoveries are still being made and fields with recoverable reserves of over 200 mmboe are currently under development. Despite this, these new fields are not expected to reverse the overall decline in production. Many fields are nearing depletion and high decommissioning liabilities are imminent.

UK commercial production ('000 boe/d)



UK remaining resource base @ 1/1/2012 (mmboe)



The total remaining resource base in the UK, including commercial, technical and Yet to Find reserves are estimated to be 18.1bnboe. The UK's Yet to Find resource base is estimated to be 4.8bnboe, the second highest in Europe after Norway, and 14 times the Yet to Find resource base of Denmark.

5.4.2 UK - historical exploration performance

The UK resource base is spread over a greater number of fields and basins than that of Denmark and The Netherlands, and arguably Norway as well. The UK can be split into three major regions: North Sea, West of Shetland and Southern Gas Basin. Each of these can in turn be split into a number of basins.

North Sea

The main basins of the North Sea are the Central Graben, Moray Firth and Northern North Sea. The Central Graben has water depths less than 100 metres, with relatively benign weather conditions. It is a mature region with declining production and most future exploration activity is likely to be focused on either low-risk, near-field prospects, or more costly high pressure/high temperature (HP/HT) reservoirs.

The Moray Firth Basin is also mature, but with the relatively recent large Buzzard discovery, the area has a good exploration outlook, in an area with mainly liquid prospects, relatively low costs, short lead times and moderate fiscal terms.

The Northern North Sea Basin has water depths between 100 and 200 metres. Its harsh weather conditions and deeper water make the area more challenging and expensive than the other two North Sea basins. The Brent field was discovered here in 1971, but more recently exploration has focused on the tail of near-field prospects, seeking low-cost developments utilising spare capacity in existing infrastructure. The basin has matured, and yet-to-find resource is a fraction of discovered reserves.

The average discovery size for the North Sea area is expected at 22 mmboe with a success rate of 27%.

West of Shetland

The two main basins in West of Shetland are the Faroe-Shetland Escarpment and West Shetland. The Faroe-Shetland Escarpment is characterized by its remoteness, and a challenging operating environment. Exploration costs will remain high, particularly in deep water areas and where thick basalts are present. Exploration activity has been concentrated in the southern extent of the basin, culminating with the small Tornado discovery in 2009. The basin attracted significant interest in the 26th Offshore Licensing Round, but winning bids included minimal work commitments. Activity is likely to remain low, with greater focus given on the more favorable southern area of the basin.

The West Shetland Basin also has challenging climatic conditions and isolation from infrastructure. A small number of oil fields have been brought onstream, but much of the basin is still considered to be frontier exploration territory.

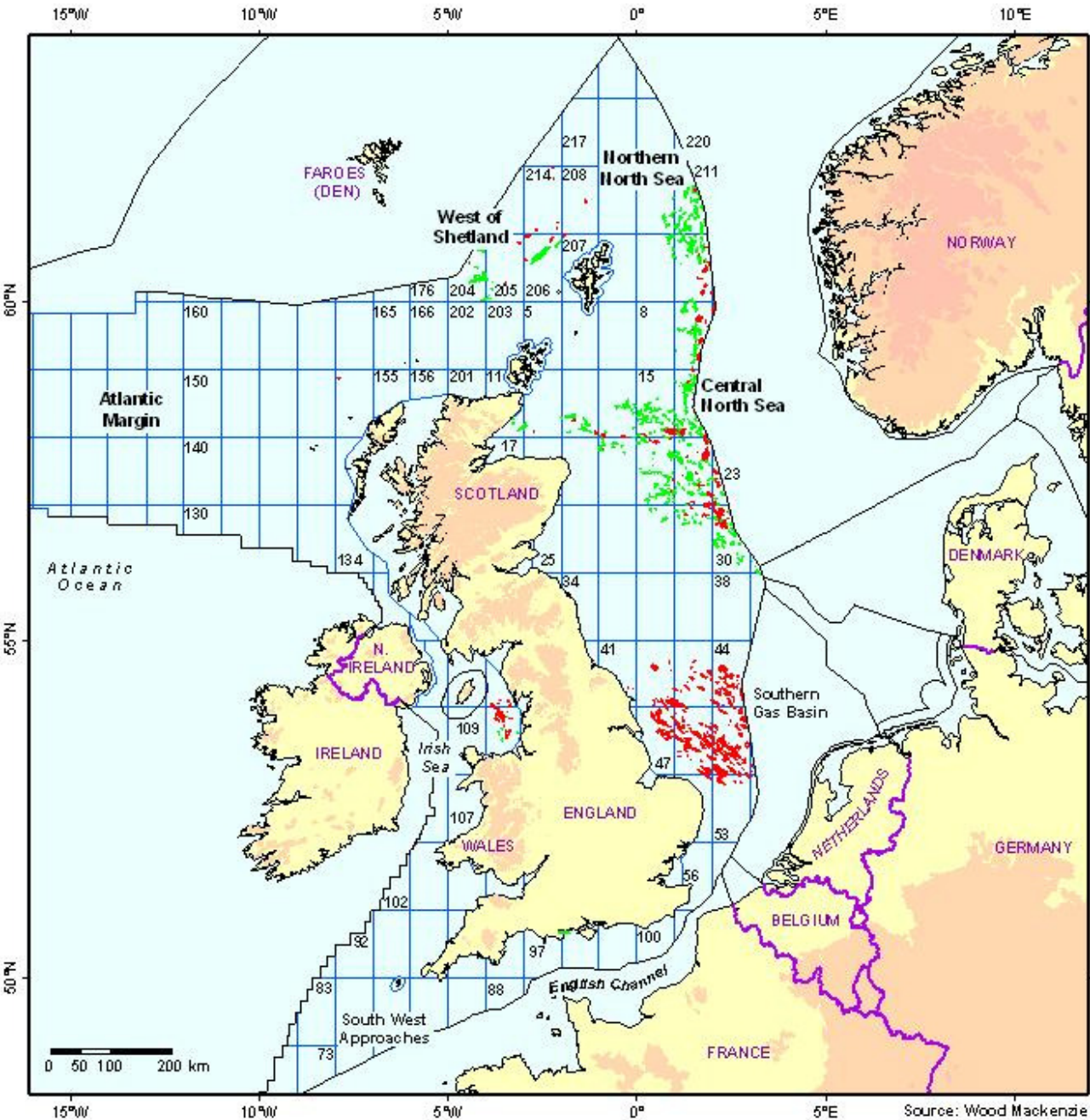
The average discovery size for the West of Shetland is 117 mmboe with a success rate of 38.3%, however, at much higher cost than the North Sea area due to its deeper waters and harsh conditions.

Southern North Sea

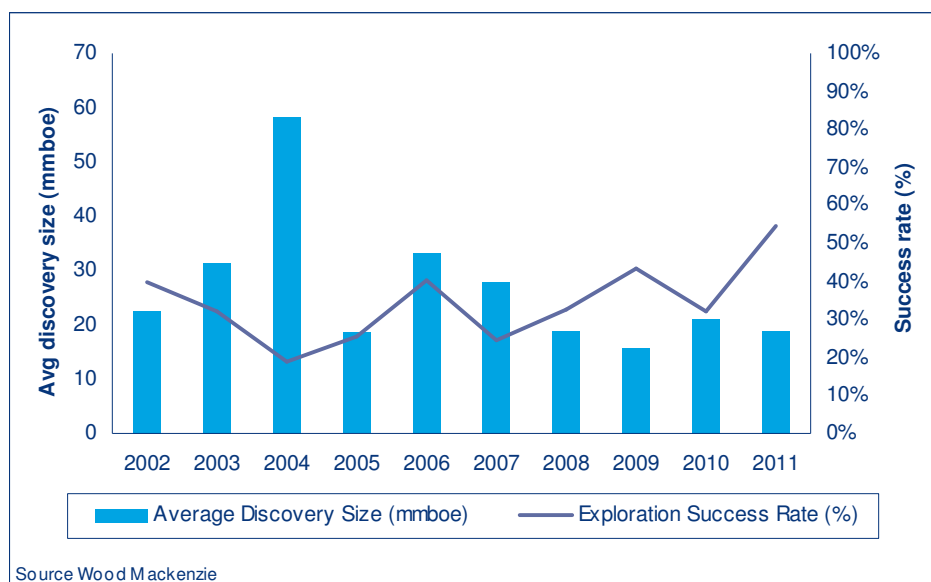
The Southern North Sea Basin (also known as Southern Gas Basin) is one of the most prolific gas producing areas in the world with exploration dating back to the 1960s. The basin, which extends into The Netherlands, has shallow water depths and relatively benign weather conditions. Future drilling activity is likely to prioritise the Permian play, where the majority of yet-to-find volumes are concentrated. With a large number of small caps and utilities holding acreage here, high exploration activity is expected to be driven out to 2030.

The average discovery size for the Southern North Sea is 14 mmboe with a success rate of 30%, however, at much lower cost than the other UK areas due to its shallow depth and extensive infrastructure.

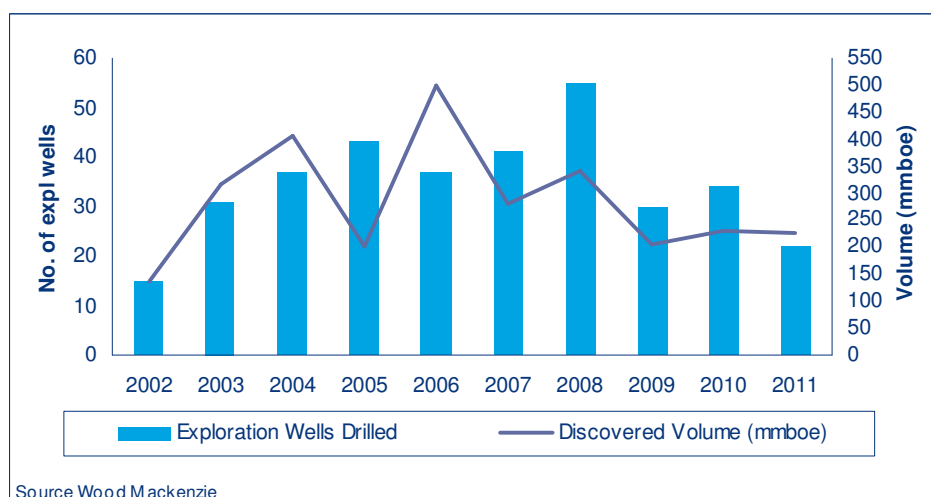
UK sectors/basins



UK average discovery size and success rate 2002-2011



UK exploration wells drilled and volume discovered 2002-2011



5.4.3 UK - oil and gas infrastructure

In the UK offshore, there are currently 13 pipeline systems facilitating production export in the Central and Northern North Sea, and 25 pipeline systems serving the Southern Gas Basin and the Irish Sea. In the Southern North Sea, the terminal facilities at Bacton receive 12 of these pipeline systems, the terminals at Easington and Dimlington receive five, and the Theddlethorpe terminal receives four.

The most recent major pipeline system to be commissioned in the UK, serving a number of fields, is the Shearwater and Elgin Area Line (SEAL). The pipeline exporting gas from the Elgin, Franklin and Shearwater fields. The pipeline has a nominal capacity of 925 mmcf of gas and lands at the Bacton terminal in Norfolk.

In addition, the Magnus Enhanced Oil Recovery (EOR) pipeline started operations during 2002. The pipeline transports gas from the West of Shetland's Foinaven, Schiehallion, Loyal and Clair fields, via the Sullom Voe Terminal to Magnus, where it is being used in a miscible gas injection scheme. Once recycled through the reservoir, the gas is exported along with indigenous Magnus gas via the FLAGS pipeline to the Shell-operated terminal facilities at St Fergus.

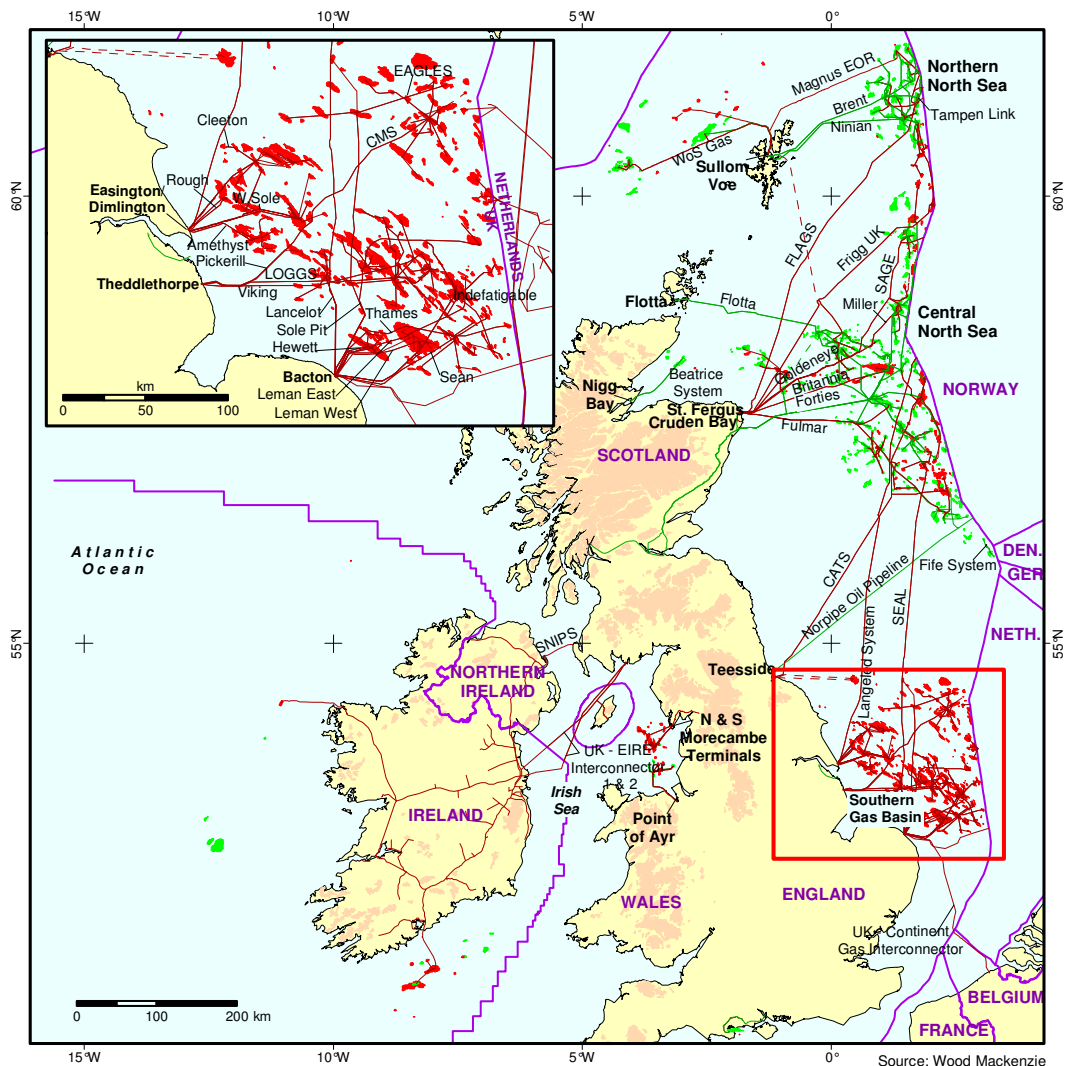
The Langeled pipeline, which brings gas from the Ormen Lange field in Norway to the UK was completed in May 2007 and commenced export following start-up of the field in September 2007. The line carries processed gas from the Nyhamna Terminal to the Sleipner area of the North Sea (Langeled North) and then onwards to the Easington Terminal on the Lincolnshire coast in the UK (Langeled South). The southern leg of the export pipeline became operational in October 2006, thereby allowing the export of third party gas volumes from Norway to the UK.

In October 2007, the Tamen Link from the Statfjord field in Norway to the FLAGS system in the UK came into operation. The system provides Norwegian gas with a new export route to the UK and is part of the Statfjord late life project.

In March 2010, DECC granted development approval for the Laggan and Tormore fields, which will be the first gas fields to be developed in the West of Shetland sector. Subsea wells will be tied back to a new gas processing facility at Sullom Voe using two 140 kilometre multiphase pipelines. From Sullom Voe, the new Shetland Island Regional Gas Export (SIRGE) pipeline will transport gas 230 kilometres south where it will tie into the existing Frigg UK pipeline, close to the decommissioned MCP-01 platform. With a gas transport capacity of 665 mmcf/d, the pipeline is also expected to be the new export route for Clair, Edradour and Rosebank gas and provide an alternative export option for volumes from Schiehallion, and any future third party gas developments West of Shetlands.

In July 2011, DECC approved RWE Dea's plans to install a new 100 kilometre long, 20 inch diameter, gas pipeline from the Breagh field in the Southern Gas Basin to terminal facilities at the Teesside Gas Processing Plant. The pipeline has additional spare capacity for future developments.

UK oil and gas infrastructure



Gas Infrastructure

The main gas pipeline systems in the UK are as follows:

- CATS (Central Area Transmission System) is a wet gas line with gas and NGL transported in a single dense phase. Throughput started in 1993. The starting point for CATS is a riser platform located adjacent to the Everest platform. From there, a 36-inch diameter line runs 404 kilometres to the BP-operated reception facilities at Seal Sands in Teesside. Gas is processed at either the CATS gas processing plant or the adjacent Teesside Gas Processing Plant (TGPP). CATS has a nominal pipeline capacity of 1,700 mmcf/d.
- FLAGS (Far-north Liquids and Associated Gas System) runs south from the Brent 'Alpha' platform in the Northern North Sea to the Shell-operated terminal at St Fergus. FLAGS also transports gas from fields other than Brent via two feeder lines. The wet gas, 36-inch pipeline has a nominal capacity of 1,100 mmcf/d.
- Frigg UK System - Two pipelines run southwest from the Frigg field in the Northern North Sea to the Total-operated terminal at St Fergus. One line runs from the Alwyn North platform in the UK sector, the other from the Heimdal platform in the Norwegian sector. The Frigg Norway line carries dry gas and only a limited amount of further processing is required at St Fergus to reach National Transmission System (NTS) specifications. The Frigg UK line was converted to carry wet volumes of gas from Alwyn North and the processing facilities at St Fergus were consequently upgraded. The 32-inch pipeline has a nominal capacity of 1,170 mmcf/d.
- LOGGS (Lincolnshire Offshore Gas Gathering System) is a major transportation network in the Southern Gas Basin with a large number of third party users. Gas is exported to the terminal at Theddlethorpe via the 36-inch diameter, 119 kilometre long pipeline. Gas production through LOGGS started in 1986, and the pipeline has a nominal capacity of 2,000 mmcf/d.
- The SAGE pipeline transports gas from the Beryl riser and East Brae platforms in the Northern North Sea to the Apache-operated terminal facilities at St Fergus. First gas volumes exported via SAGE commenced in 1992 from the Beryl field. This was quickly followed by the Beinn, Ness and Scott fields in 1993. Significantly, first export of sales gas volumes from the Brae Area fields occurred in 1994 allowing throughput to ramp up to the full potential of the SAGE pipeline. The 30-inch, 327 kilometre long pipeline has a nominal capacity of 1,150 mmcf/d.
- SEAL (Shearwater Elgin Area Line) transports gas to the Shell-operated terminal at Bacton. As part of the SEAL development the SEAL-Interconnector Link (SILK) was constructed. This line directly connects the SEAL system with the continental market via the UK-Continent Gas Interconnector. The High Pressure/High Temperature (HP/HT) Elgin, Franklin and Shearwater fields were awarded development approval in April 1997. The SEAL pipeline was initiated in the same year, with first volumes exported in 2001. The capacity of the 34-inch, 468 kilometre long SEAL line is estimated to be 1,235 mmcf/d.
- The UK - Continent Gas Interconnector runs from Bacton in the southeast of England to Zeebrugge in Belgium, linking the European and UK gas networks. The line started operating on 1 October 1998. In 2010, the interconnector primarily exported UK gas to the continent, known as forward flow. However, the operating direction of the pipeline is increasingly seasonal, often operating in reverse flow, importing gas into the UK, in winter months. The pipeline can transport up to 1,940 mmcf/d from Bacton to Zeebrugge.
- The UK - Ireland Gas Interconnector consists of two UK-Ireland gas pipelines that run from Bord Gais Eireann in southwest Scotland, under the Irish Sea to the north of Dublin linking the Ireland and UK gas networks. The original interconnector (IC1) has provided Ireland with imported gas supplies since 1993. In order to relieve a potential gas supply shortage, a second Interconnector (IC2), was constructed increasing the nominal capacity to 810 mmcf/d. First gas flow from IC2 started during the winter of 2002.

Oil Infrastructure

The main oil pipeline systems in the UK are as follows:

- The 'Brent System' refers to the 36-inch, 153 kilometre long pipeline which links the Cormorant 'A' (South) platform with the BP-operated Sullom Voe Terminal. Laid during 1975 and 1976, the TAQA-operated Brent oil pipeline began operating in late 1978. The Brent System transports crude oil and liquefied gas from over 20 fields in the East Shetland Basin and has a nominal capacity of one million barrels/day.
- The Flotta System runs from the Piper and Claymore fields in the Central North Sea to the Talisman-operated Flotta Terminal in the Orkney Islands. The nominal throughput capacity of the 36-inch, 209 kilometre long pipeline is 560,000 barrels/day, although this is limited by the current terminal capacity.

- The Forties Pipeline System provides a liquids export route (and ultimately onshore processing facilities) for over 70 fields located in the UK sector of the Central and Northern North Sea, in addition to several Norwegian fields. The offshore line is the largest in the UK North Sea in terms of liquids throughput. The 36-inch diameter, 169 kilometre long pipeline runs from the Forties field to Cruden Bay, north of Aberdeen, and then overland to Grangemouth. Separation facilities are provided at Grangemouth, with the stabilised crude then exported from Hound Point in the Firth of Forth or processed at the INEOS Grangemouth refinery. Expansion of the Forties System since 1991 (including modifications to Kinneil at Grangemouth, in 1996) has resulted in an increase in throughput capacity to the current level of 1.15 million barrels/day.
- The Ninian pipeline runs from the CNR-operated Ninian Central platform, 159 kilometres to the BP-operated Sullom Voe Terminal. Production from the Columba, Heather, Lyell, Magnus and Strathspey fields is collected at the Ninian Central Platform and the partially stabilised crude oil is subsequently transported along the Ninian pipeline. The 36-inch pipeline has a maximum design capacity of 875,000 barrels of oil per day and is operated by BP. It was laid during 1975 and 1976 and received first oil in December 1978.
- Norpipe was the first oil pipeline system to be constructed in the Norwegian sector and the first oil pipeline to reach landfall in the UK. Oil from both UK and Norwegian developments located in the Central North Sea area is transported through the system, starting at the Ekofisk complex, to the Teesside Oil Terminal. The pipeline was commissioned in 1975. Nominal throughput of the 34-inch, 350 kilometre long pipeline is 810 mmcf/d.

5.4.4 UK - cost analysis

When comparing expected development and operating costs for different field sizes within the UK offshore sector, Wood Mackenzie has split out three main regions – West of Shetland, North Sea and Southern North Sea (Southern Gas Basin).

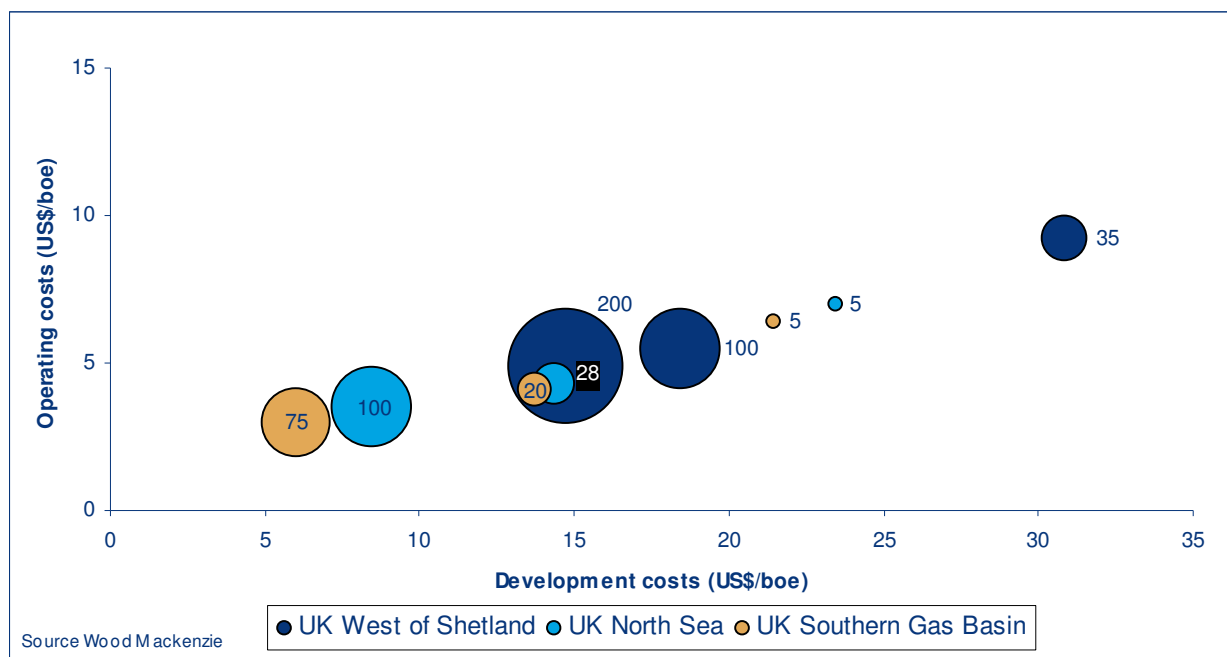
The West of Shetland region is considered the last exploration frontier in the UK. Limited infrastructure (3 producing hubs currently) and harsh weather lead to more robust and expensive developments. Water deepens further to the west, which results in more complex development challenges and an increased cost environment. The potential Yet to Find resources are, however, larger than elsewhere in the UK.

In the Southern Gas Basin, the number of small fields is very large, but the area is very mature. Costs are lower than elsewhere on the shelf due to proximity to existing infrastructure, and capability to install shallow water wellhead structures.

The Northern and Central North Sea have a much wider range of development costs. It is more common to develop fields as subsea tie-backs to existing processing/platform facilities. Although an increase in use of FPSO-type vessels can be observed, which can lower development and decommissioning costs particularly if vessels are re-used. Operating costs may be higher due to vessel leasing. Increased costs in this sector are often associated with the development of HP/HT and heavy oil fields.

For every scenario, a typical cost shift is seen between small, medium and large size fields. This is shown in the following chart, with the relative field sizes shown in mmbœ. The sizes represented here are the expected yet-to-find discovery sizes for the main UK sectors.

UK expected field development and operating costs by field size in mmboe (reserves shown next to bubble)

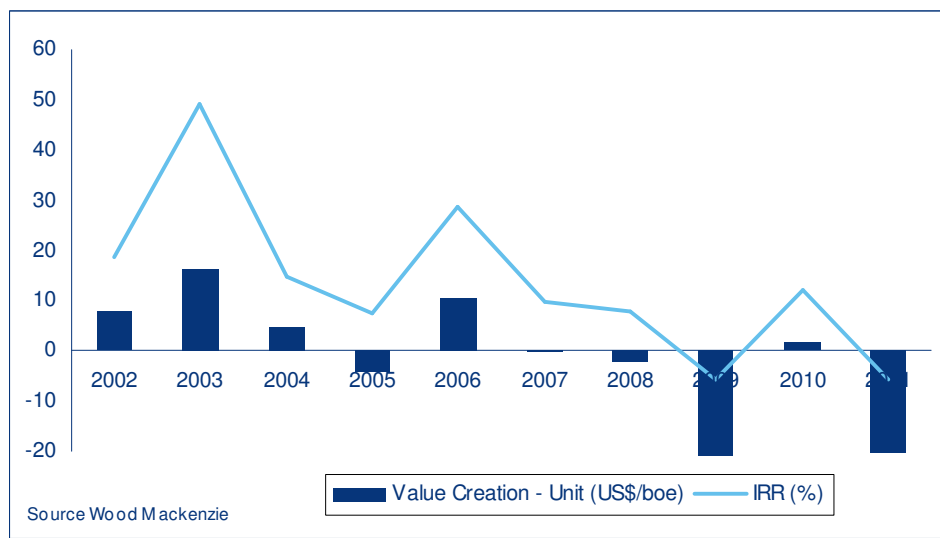


As can be expected, larger field sizes result in generally lower development costs on a US\$/boe basis. Operating costs tend to remain relatively flat due to required unit tariff payments by small fields, which is often based on a share of operating costs at a receiving facility, and negotiated pipeline throughput tariffs.

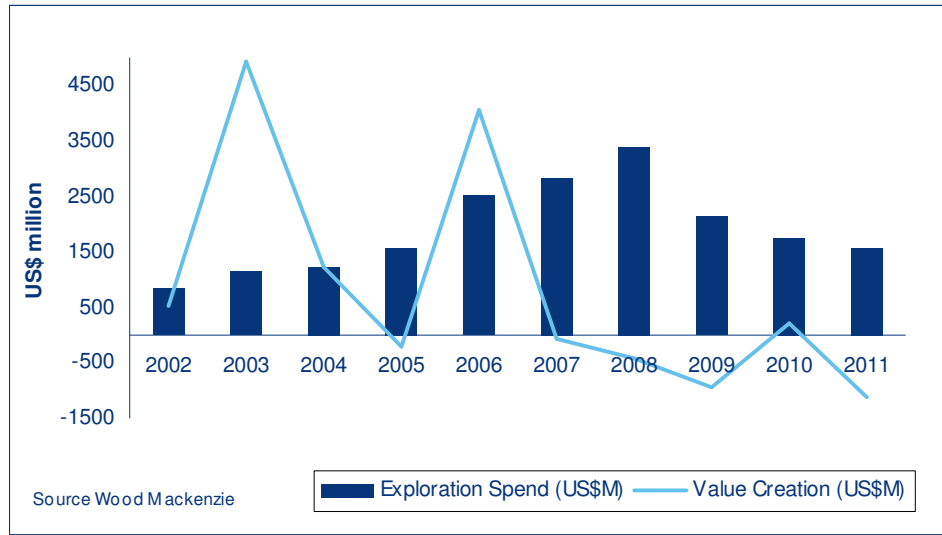
4.4.5 UK - value creation through exploration

The key drivers of value creation through exploration over the past decade have been the Central North Sea and the Northern North Sea. Significant value is expected to be created in the future in these basins, with the West of Shetlands also expected to yield significant future discoveries as deepwater exploration activity increases.

UK value creation (US\$/boe and IRR) through exploration 2002-2011

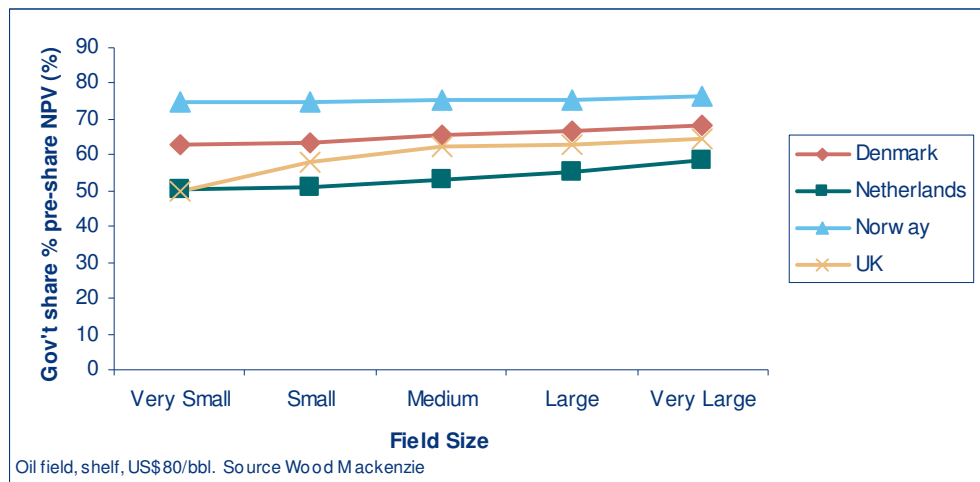


UK exploration spend and value creation through exploration 2002-2011

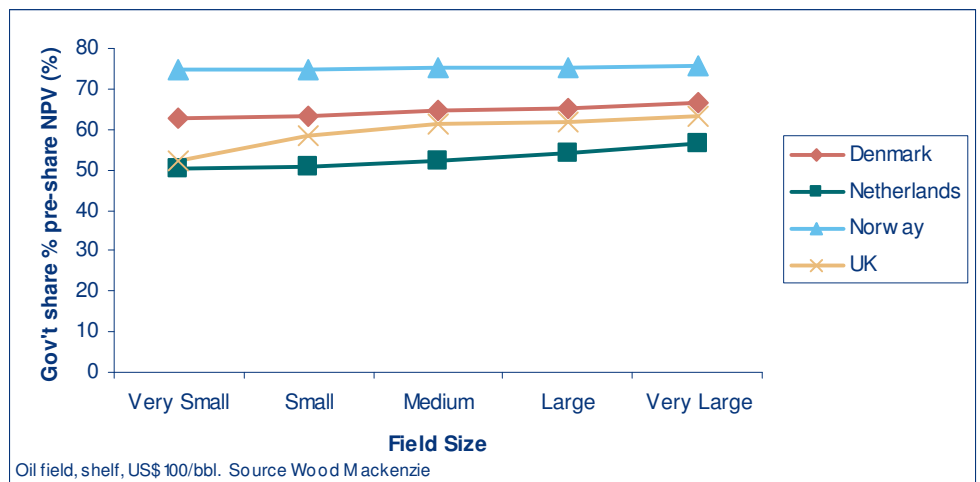


Appendix 1 – Model oil field results: Government Share

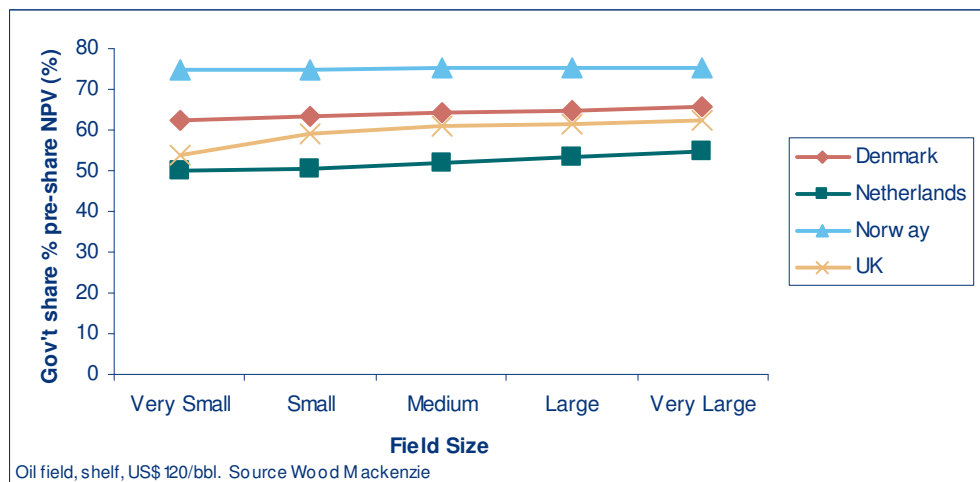
Government share of Model oil field pre-share NPV (US\$80/bbl case)



Government share of Model oil field pre-share NPV (US\$100/bbl case)

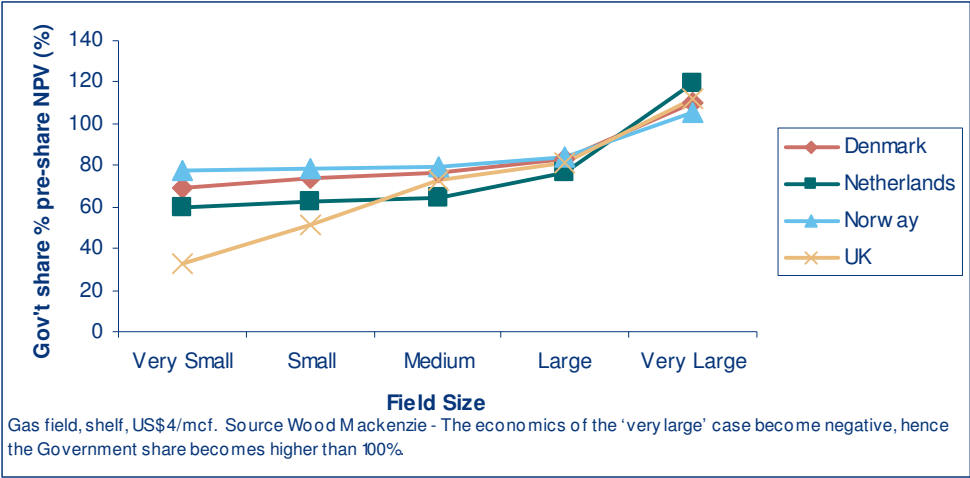


Government share of Model oil field pre-share NPV (US\$120/bbl case)

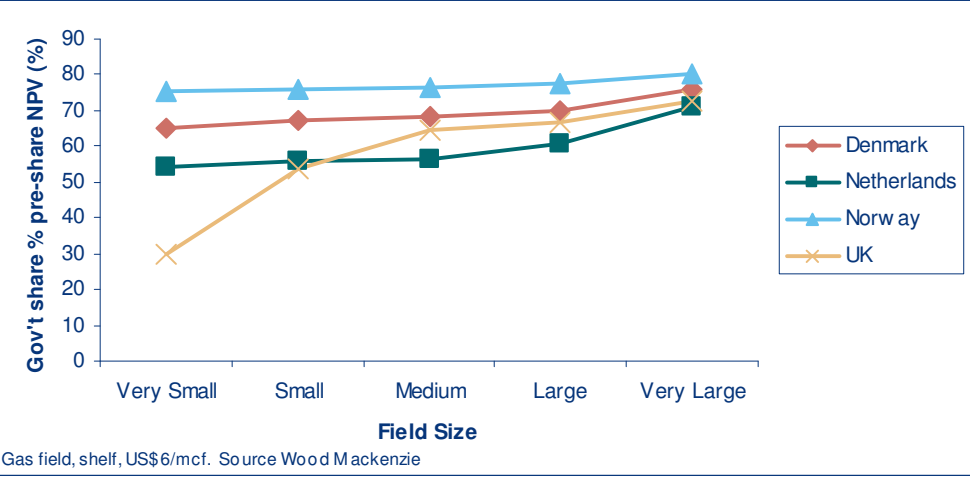


Appendix 2 – Model gas field results: Government Share

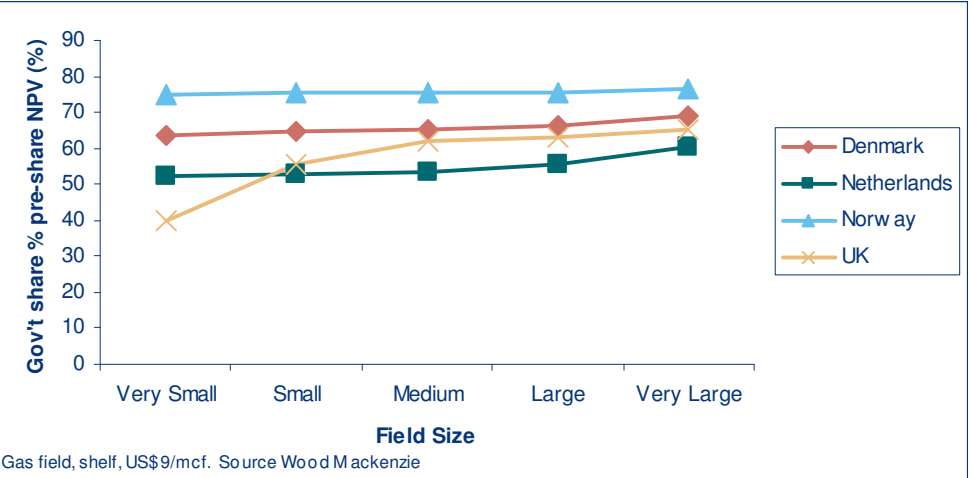
Government share of Model gas field pre-share NPV (US\$4/mcf case)



Government share of Model gas field pre-share NPV (US\$6/mcf case)

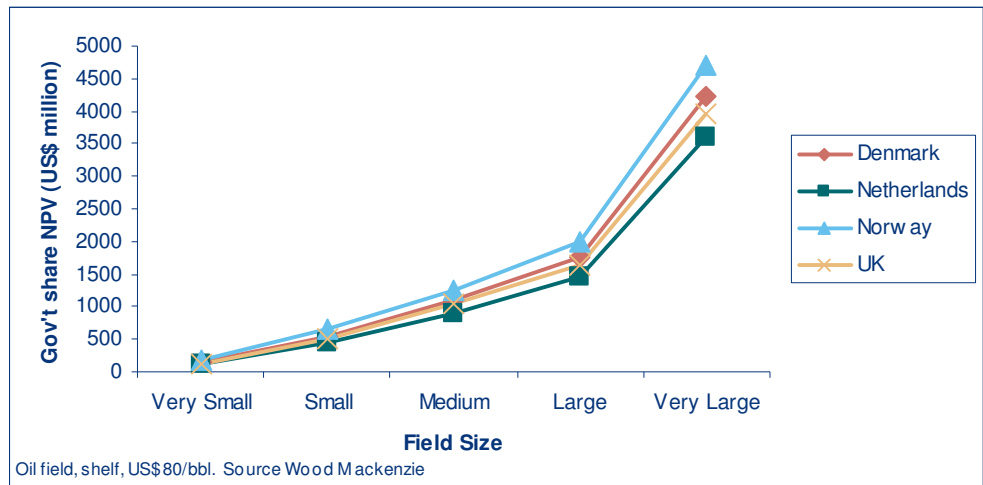


Government share of Model gas field pre-share NPV (US\$9/mcf case)

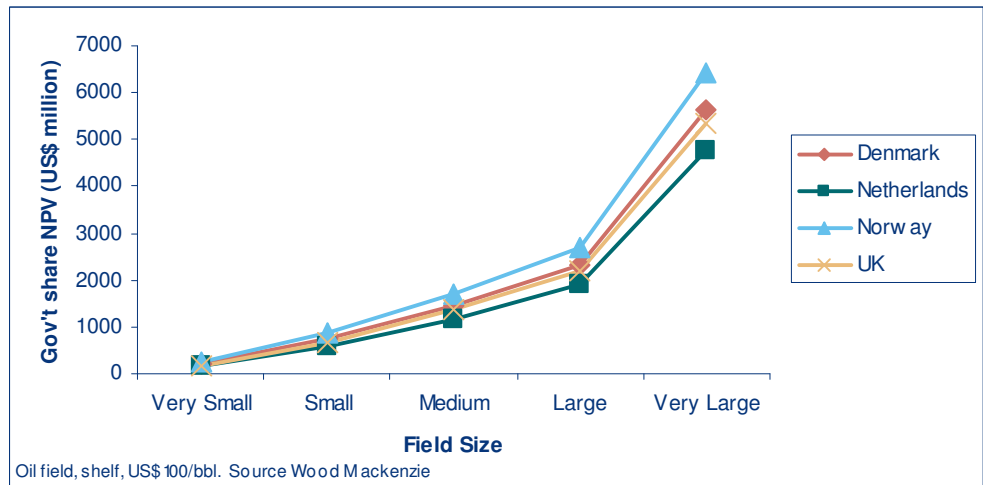


Appendix 3 – Model oil field results: Government NPV

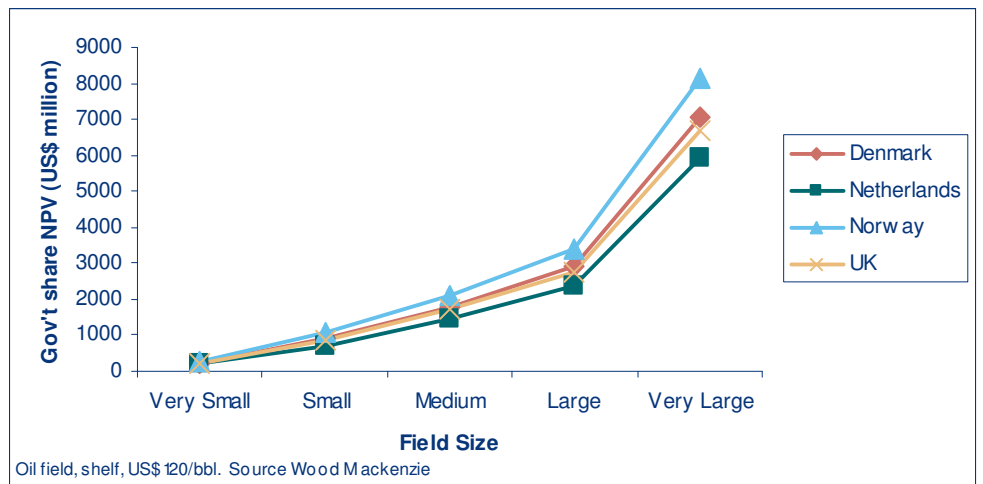
Government NPV for Model oil field (US\$80/bbl case)



Government NPV for Model oil field (US\$100/bbl case)

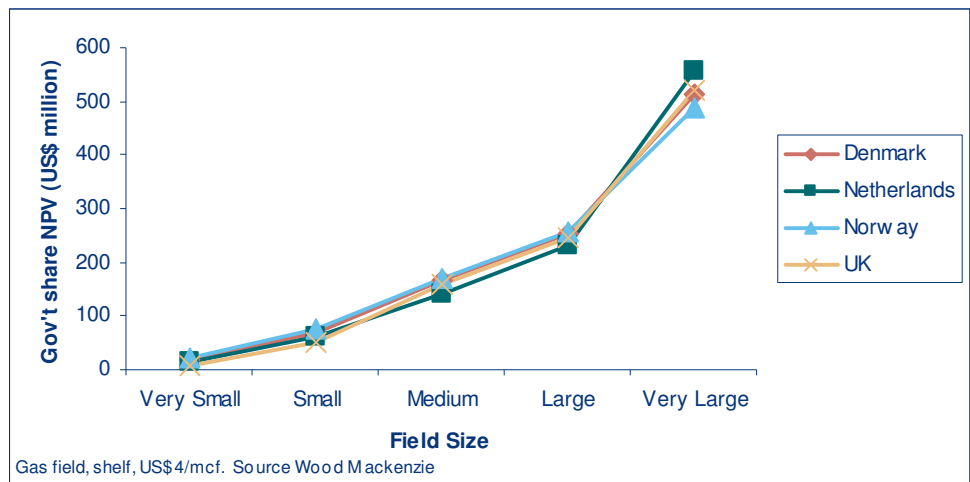


Government NPV for Model oil field (US\$120/bbl case)

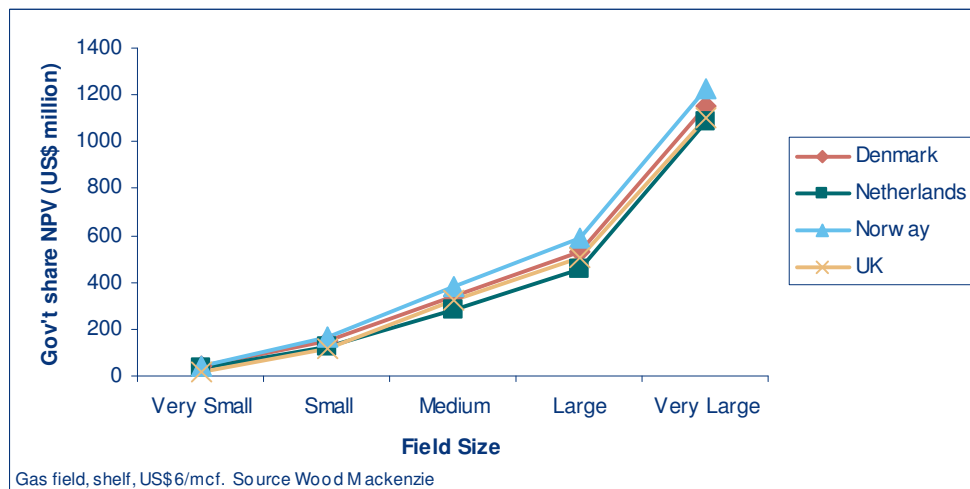


Appendix 4 – Model gas field results: Government NPV

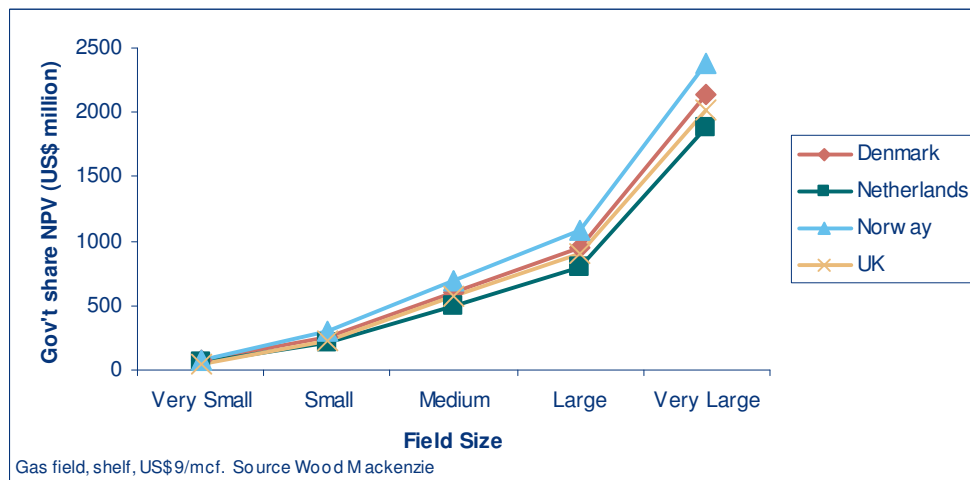
Government NPV for Model gas field (US\$4/mcf case)



Government NPV for Model gas field (US\$6/mcf case)

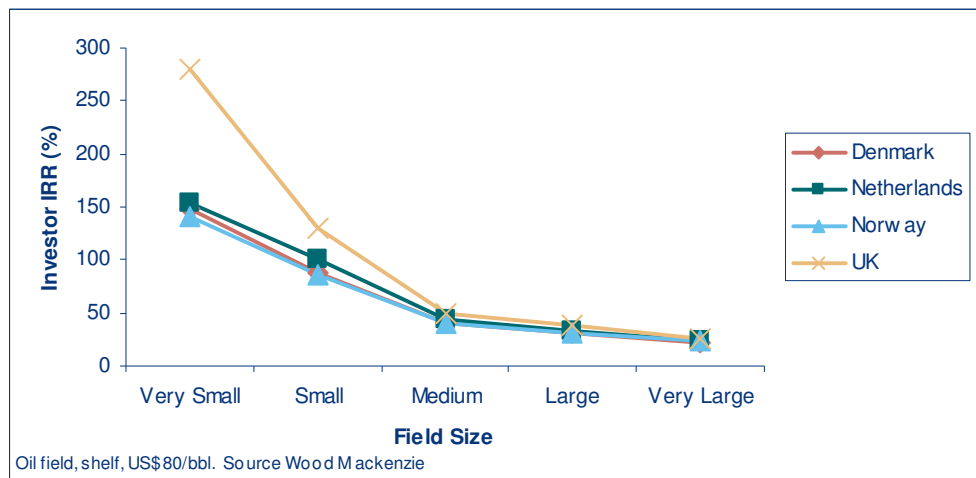


Government NPV for Model gas field (US\$9/mcf case)

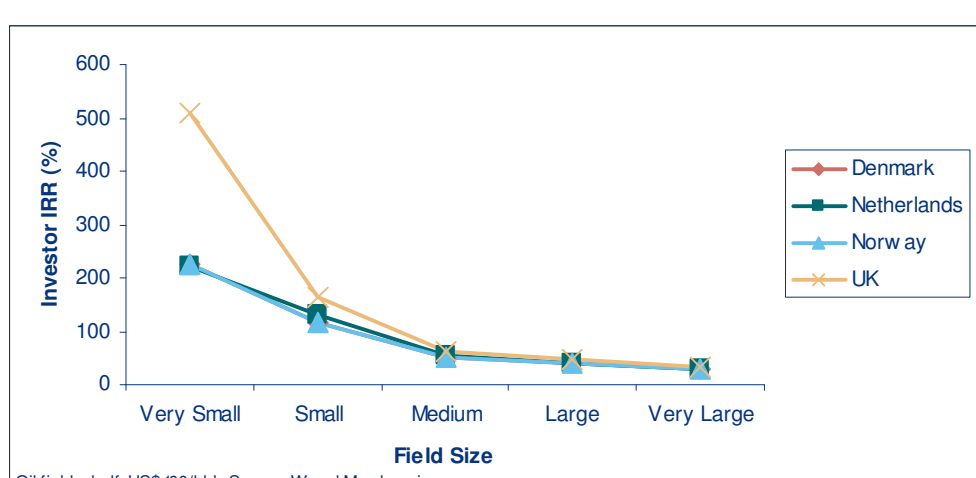


Appendix 5 – Model oil field results: Investor IRR

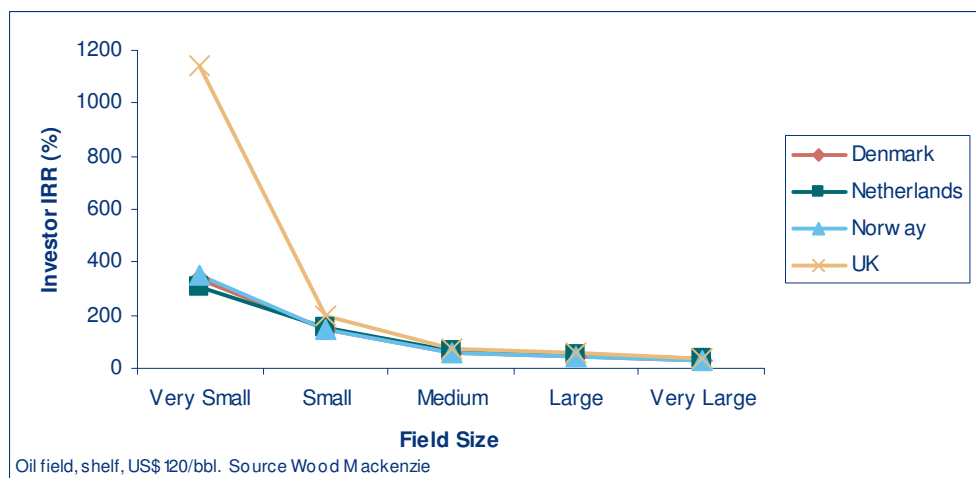
Investor IRR for Model oil field (US\$80/bbl case)



Investor IRR for Model oil field (US\$100/bbl case)

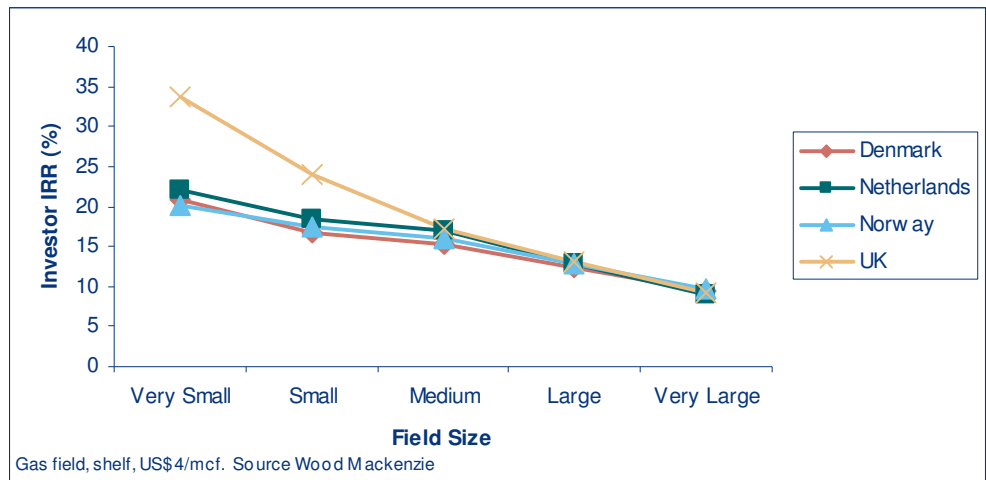


Investor IRR for Model oil field (US\$120/bbl case)

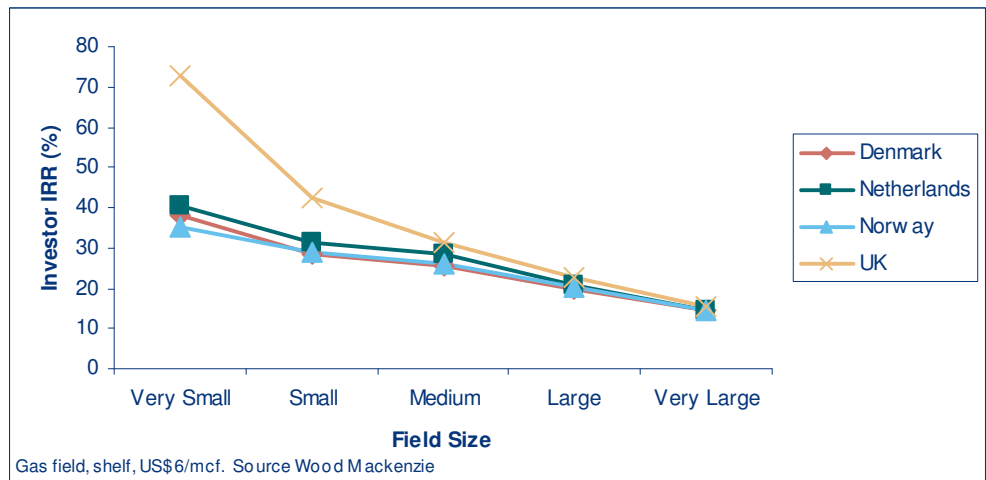


Appendix 6 – Model gas field results: Investor IRR

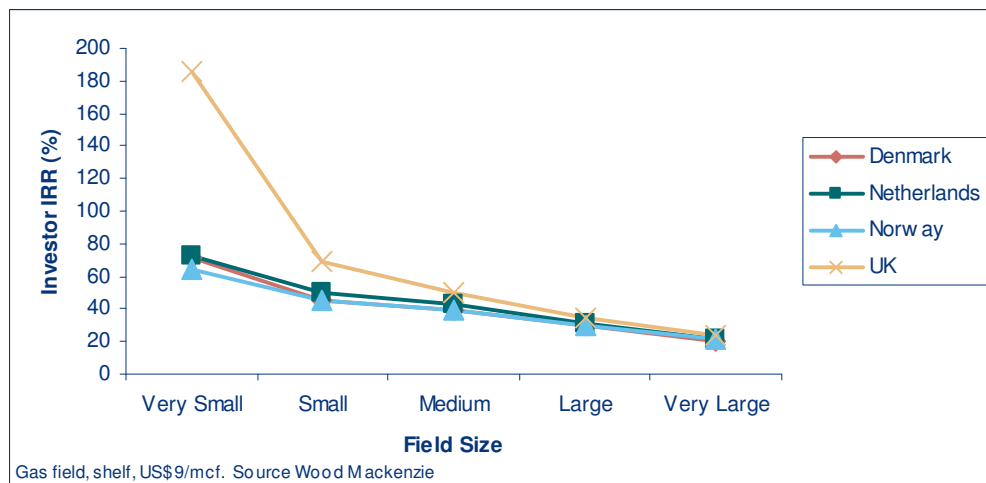
Investor IRR for Model gas field (US\$4/mcf case) * (IRR becomes < 10% for very large fields in low price scenario, resulting in a negative Present Value)



Investor IRR for Model gas field (US\$6/mcf case)



Investor IRR for Model gas field (US\$9/mcf case)



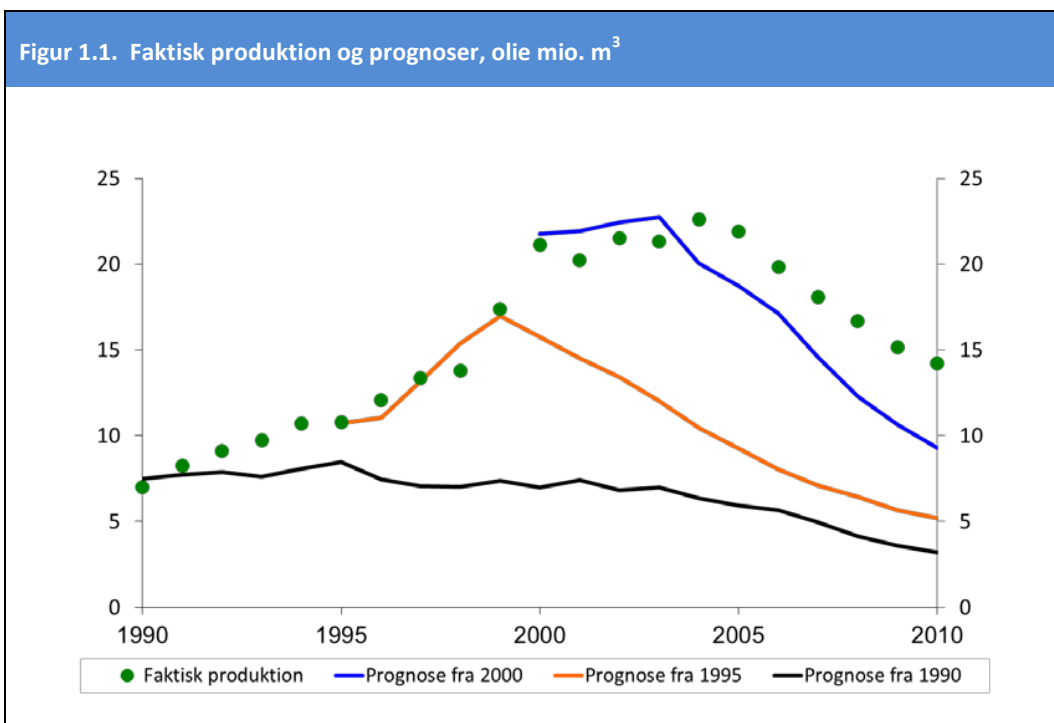
Bilag 4: Beskrivelse af Energistyrelsen prognoser

1.1 Prognosernes metodik

Energistyrelsen udarbejder prognoser for produktionen af olie og gas. Metodikken for prognoserne er udviklet med baggrund i de erfaringer, der er gjort gennem årene, men også internationale klassifikationssystemer er for nylig inddraget.

For at belyse udviklingen er produktionsprognoserne for olie fra årene 1990, 1995, 2000 samt den faktiske produktion vist på figur 1.1. I disse prognoser var der kun medtaget bidrag for eksisterende teknologi og kendte felter og fund i henhold til almindelig praksis for reserveopgørelse.

I perioden 1990 til 1995 var der stigende forventninger til produktionen, som hovedsagelig skyldes yderligere udbygning af felterne med anvendelse af ny teknologi, såsom vandrette brønde og vandinjektion. Fra 1995 til 2005 er baggrunden for ændringerne især forventningen om udbygning og videreudbygning af fundene Siri, Syd Arne og Halfdan.



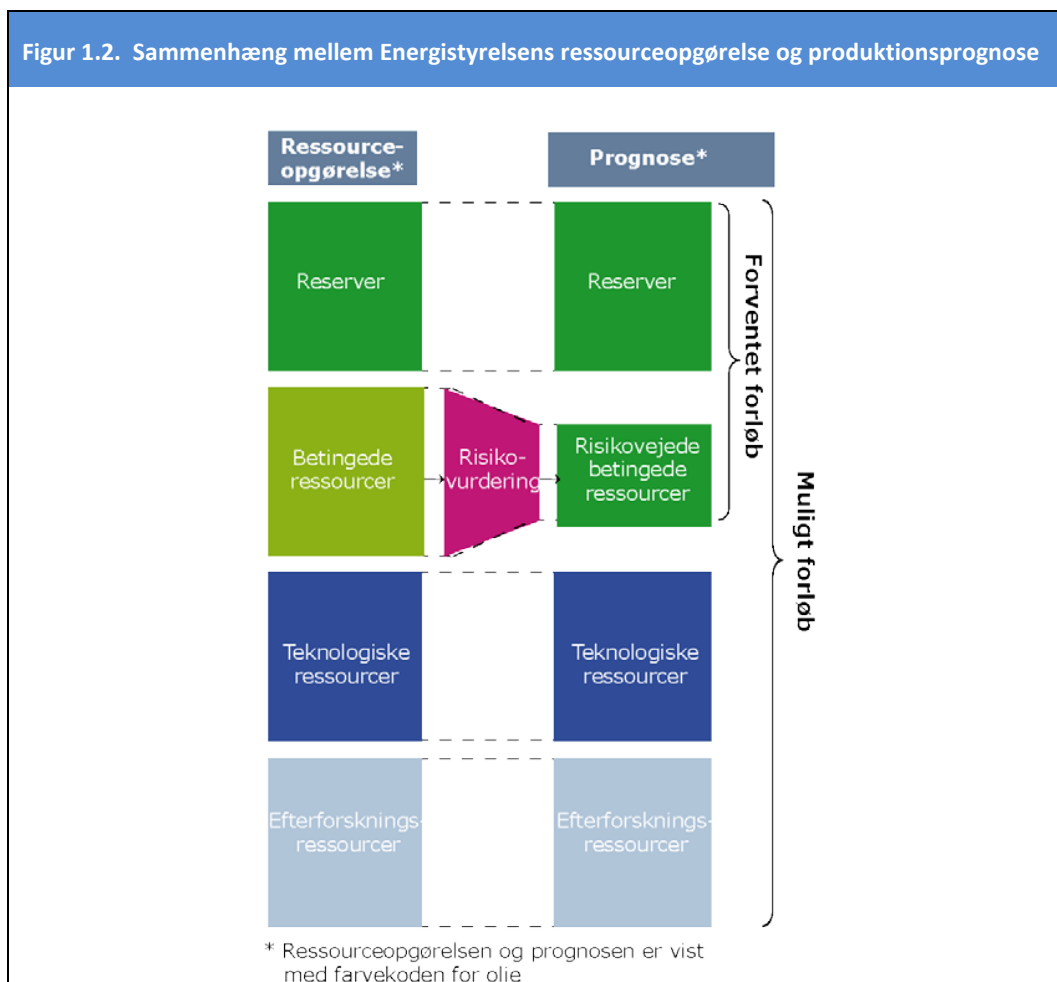
Kilde: Energistyrelsen.

Energistyrelsens klassifikationssystem indeholder grundet den historiske udvikling bl.a. andet bidrag fra teknologisk udvikling og nye fund. Endvidere har styrelsen valgt at lægge sit klassifikationssystem tæt op ad et internationalt system, som er udviklet af SPE (Society of Petroleum Engineers).

Klassifikationssystemet til ressourceopgørelse er vist i figur 1.2. Formålet med klassifikationssystemet er at opgøre ressourcerne på en systematisk måde.

Ressourceopgørelsen anvendes som grundlag for prognoserne for olie- og gasproduktionen.

Figur 1.2. Sammenhæng mellem Energistyrelsens ressourceopgørelse og produktionsprognose



Kilde: Energistyrelsen.

Reserver omfatter fremtidig indvinding fra eksisterende produktionsanlæg og udbygninger, som er sandsynliggjort. Udbygningerne omfatter udbygning af nye felter samt videreudbygninger og ændringer af eksisterende anlæg.

Klassen omfatter udbygninger med en godkendt plan eller udbygninger, hvor der endnu ikke foreligger en myndighedsgodkendt plan, men hvor der er stor sandsynlighed for, at disse udbygninger gennemføres.

Betingede ressourcer omfatter projekter for udbygning af fund og nye felter eller videreudbygning af eksisterende felter, hvor det tekniske eller kommercielle grundlag endnu ikke er på plads til en endelig beslutning om udbygning.

De udbygningsprojekter, som indgår i klassen betingede ressourcer, er altså i modsætning til klassen reserver karakteriseret ved, at det er usikkert, om udbygningerne vil blive gennemført.

Under udarbejdelsen af prognosen (prognosticeringen) bliver der derfor foretaget en risikovurdering af disse udbygningsprojekter således, at der for hvert projekt skønnes en sandsynlighed mellem 0 og 1 for, at projektet gennemføres. Indvindingen for de enkelte projekter vægtes herefter med den skønnede sandsynlighed for udbygning.

Herved findes en vægtet sum for indvindingen, der kaldes de risikovejede betingede ressourcer, og som er en del af grundlaget for udarbejdelsen af det forventede forløb og prognosen for de samlede ressourcer, *jf. figur 1.2*. Det væsentligste i forbindelse med prognosticeringen er, at det kan forventes, at de risikovejede betingede ressourcer vil blive produceret.

Det forventede forløb omfatter produktion af reserver og risikovejede betingede ressourcer.

Udgangspunktet for prognoserne er et forventet forløb således, at det i princippet er lige så sandsynligt, at prognosen viser sig at være optimistisk, som det er sandsynligt, at den viser sig at være pessimistisk.

En prognose, som dækker en periode på 30 år, er mest pålidelig først i perioden, og det ligger i prognosens metodik, at produktionen falder efter en kort årrække. Det skyldes, at alle kommercielle udbygninger gennemføres hurtigst muligt. Der planlægges således ikke iværksættelse af nye udbygninger i slutningen af prognoseperioden.

Det mulige forløb er summen af det forventede forløb, produktion af teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer.

Teknologiske ressourcer er et skøn over de kulbrintemængder, der vurderes at kunne indvindes ved brug af ny teknologi.

Efterforskningsressourcer er et skøn over de kulbrintemængder, der vurderes at kunne indvindes fra nye fund, og er inddelt i to kategorier, anbring af kortlagte prospekter og anbring af yderligere prospekter, *jf. figur 1.4*.

På grund af prognosernes lange tidshorisont må den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne forventes at bidrage med yderligere produktion. Det var baggrunden for ændringerne i prognoserne over tid, som blev beskrevet i det indledende afsnit. Det skal understreges, at skøn for størrelsen af både de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne er behæftet med stor usikkerhed.

Energistyrelsens skøn for de teknologiske ressourcer for olie forudsætter en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på de danske felter og fund med 5 pct. point. Den gennemsnitlige indvindingsgrad er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede oprindeligt tilstedeværende mængder i undergrunden.

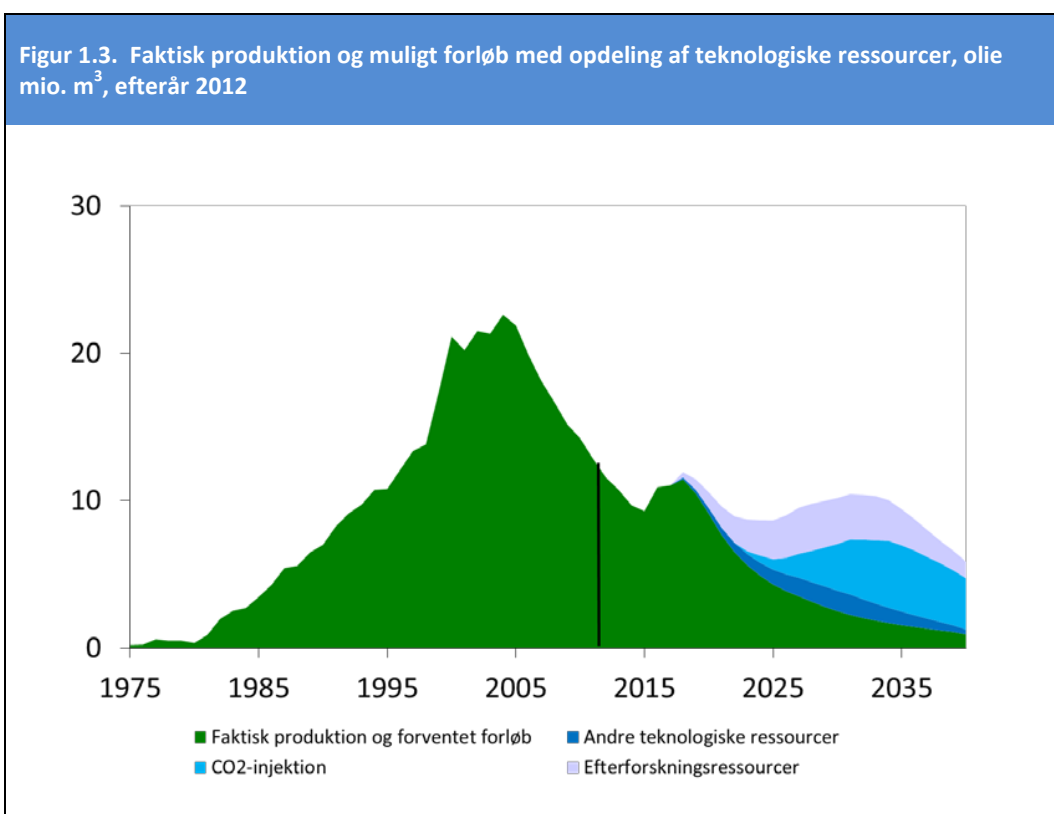
Antagelsen om, at det er muligt at forøge den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie med 5 pct. point, er baseret på en vurdering af den historiske udvikling. Den gennemsnitlige indvindingsgrad steg således med 9 pct. point i perioden 1990 til 2000. Der har ikke siden 2000 været nogen signifikant forøgelse af indvindingsgraden. Det er imidlertid meget

vanskeligt at forudse, hvilke nye teknologier der fremover vil bidrage til produktionen og at estimere, hvor meget disse teknologier vil bidrage med.

En analyse igangsat af Mærsk Olie og Gas A/S, Nordsøfonden og Energistyrelsen foretaget af forskere fra University of Texas i Austin tyder på, at den bedste mulighed for substantielt at øge olieproduktionen fra de største danske felter er at injicere CO₂ i felterne.

Hovedparten af teknologibidraget på fem pct. forventes opnået ved ibrugtagning af ny teknologi til CO₂-injektion i de store producerende felter med vandinjektion, mens resten er mindre bidrag fra andre teknologiske tiltag. Analysen indeholder produktionserfaringer med CO₂-injektion i felter på land i USA, og styrelsens skøn for indvindingen med CO₂-injektion i danske felter er baseret på disse erfaringer.

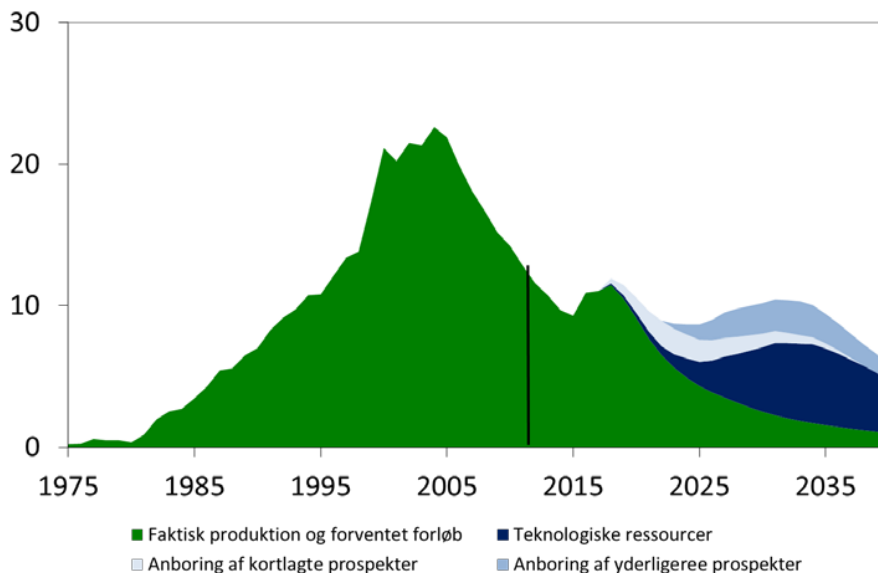
Det er forudsat, at CO₂-injektion vil bidrage til produktionen fra perioden 2020-2025, mens bidragene til produktionen fra de øvrige tiltag vil være fordelt ud over prognoseperioden fra 2018, jf. figur 1.3.



Kilde: Energistyrelsen

Bidraget for CO₂-injektion er endvidere karakteriseret ved, at der sandsynligvis skal udvikles teknologier udenfor olieindustrien for, at bidraget kan realiseres. Der foregår ikke i dag udskillelse af CO₂ i industriel målestok fra kraftværkerne. Det skønnes, at hovedparten af den CO₂, som skal injiceres, vil komme fra kraftværkerne.

Figur 1.4. Faktisk produktion og muligt forløb med opdeling af efterforskningsressourcer, olie mio. m³, efterår 2012



Kilde: Energistyrelsen

Den første kategori i efterforskningsressourcerne indeholder de i dag kendte prospekter, der forventes anført indenfor ca. 5 år. For hvert prospekt foreligger der vurderinger af, hvor meget der kan forventes produceret, og til hvert prospekt er knyttet en såkaldt fundchance, der udtrykker den erfaringsmæssige chance for, at der er kulbrinter i prospektet, som kan indvindes kommercielt. Med udgangspunkt i disse data er der foretaget en beregning af den samlede, forventede indvinding fra disse prospekter.

Anboring af yderligere prospekter er en skønnet ressourcemængde, der kan forventes at blive anført på lang sigt.

For kategorierne reserver og risikovejede betingede ressourcer udfører Energistyrelsen ikke selvstændige økonomiske beregninger af projekterne. Det forudsættes, at projekterne er økonomisk rentable, da selskaberne ellers ikke vil arbejde med dem. I forbindelse med vurderingen af marginale felter, som tilhører kategorien betingede ressourcer, indgår en risikovurdering af, om projektet gennemføres. I risikovurderingen indgår en overordnet vurdering af, om projektet er økonomisk rentabelt kombineret med en teknisk vurdering.

Skønnet for de teknologiske ressourcer er baseret på historiske erfaringer og den nævnte analyse af forøgelsen af olieindvinding ved CO₂-injektion, og der er derfor stor usikkerhed forbundet med skønnet. Mindre svingninger i olieprisen influerer derfor ikke direkte på skønnets størrelse. Endvidere er størrelsen af investeringerne til implementering af CO₂-injektion forbundet med stor usikkerhed.

1.2 Ressourcer opdelt på de 3 områder

1.2.1 Faktisk olie- og gasproduktion 2004–2011 og det forventede og mulige produktionsforløb i perioden 2012 til 2040 fordelt på eneretsbevillingen og øvrige områder

Nedenfor beskrives udviklingen i den danske olie og gasproduktion samt fordelingen af denne på produktion fra eneretsbevillingen (DUC) og produktion fra tilladelser til efterforskning og indvinding til områder uden for eneretsbevillingen (non-DUC).

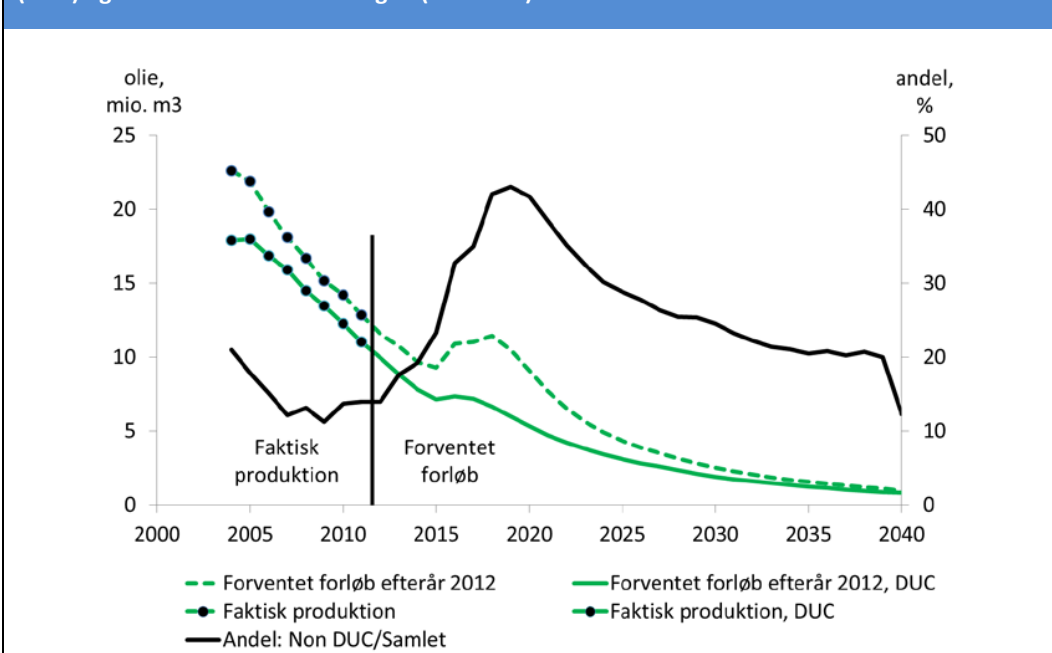
Produktion fra områder uden for eneretsbevillingen kommer fra tilladelser tildelt efter undergrundsloven fra 1981. I det fremtidige produktionsforløb indgår produktion fra tilladelser, hvor et eller flere af DUC-selskaberne har andele.

Endvidere beskrives fordelingen af produktion fra områder uden for eneretsbevillingen fordelt på tilladelser tildelt indtil 2004 og fra 2004. Tilladelser tildelt før 2004 er omfattet af "de gamle kulbrinteskatteregler", mens nyere tilladelser beskattes efter de skatteregler, der blev indført i 2003. Udviklingen beskrives dels for det forventede forløb, dels for det mulige forløb. Begge forløb er beregnet på grundlag af de foreliggende oplysninger pr. 1. januar 2012.

1.2.1.1 Olieproduktion fordelt på eneretsbevillingen og uden for eneretsbevillingen

Det forventede forløb for den samlede olieproduktion er generelt aftagende. Dog forventes en stigende produktion i 2016 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter.

Figur 1.5. Faktisk olieproduktion 2004-2011 samt forventet forløb, fordelt på eneretsbevillingen (DUC) og uden for eneretsbevillingen (non-DUC)

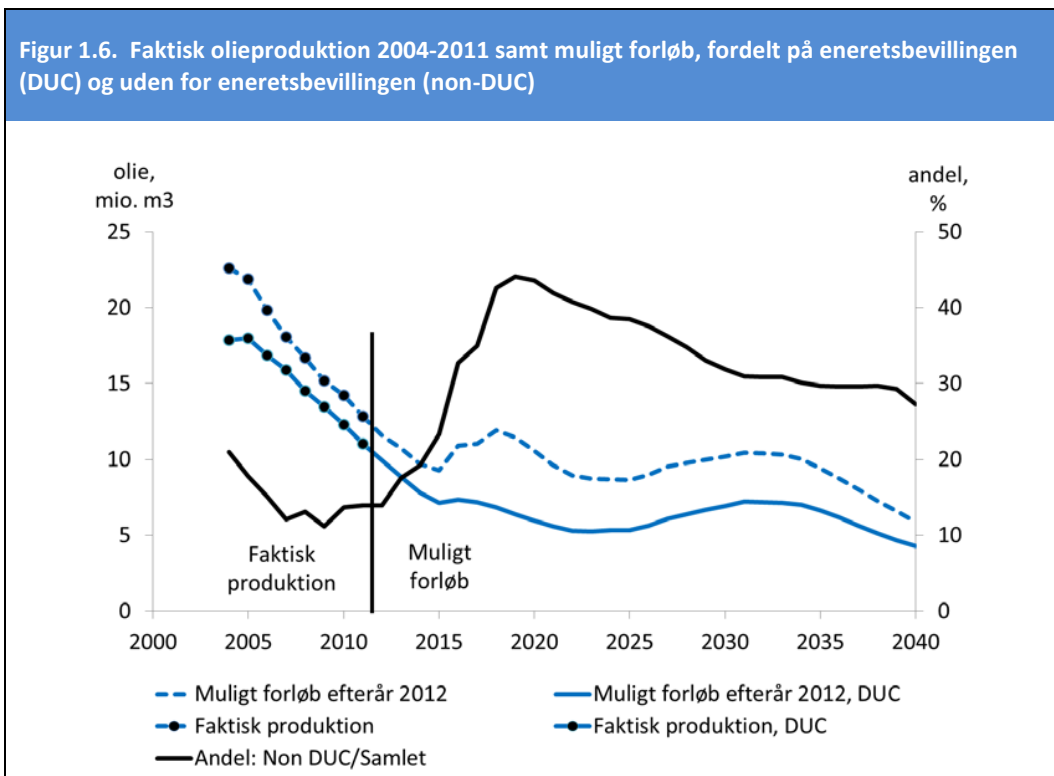


Kilde: Energistyrelsen.

I figur 1.5 er vist det forventede forløb fra 2004 til 2040 for henholdsvis den samlede danske produktion og fra eneretsbevillingen. Endvidere er vist andelen af produktion fra områder uden for eneretsbevillingen i forhold til den samlede produktion. For perioden 2004-2011 udgør olieproduktionen uden for eneretsbevillingen omkring 15 pct. af den samlede produktion. Efter 2015 forventes andelen af produktion uden for eneretsbevillingen (non DUC) at forøges markant, hovedsagelig på grund af idriftsættelsen af Hejre feltet. Andelen forventes at variere markant i perioden 2012-2040 med et gennemsnit på 29 pct. over perioden.

Det mulige forløb for den samlede olieproduktion fremgår af figur 3.6, og afviger ikke fra det forventede forløb indtil 2018. Fra 2018 forventes de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne at bidrage med yderligere produktion i forhold til det forventede forløb.

Andelen af produktion fra uden for eneretsbevillingen har grundlæggende samme forløb som det forventede forløb med et gennemsnit på 33 pct. for perioden 2012-2040.



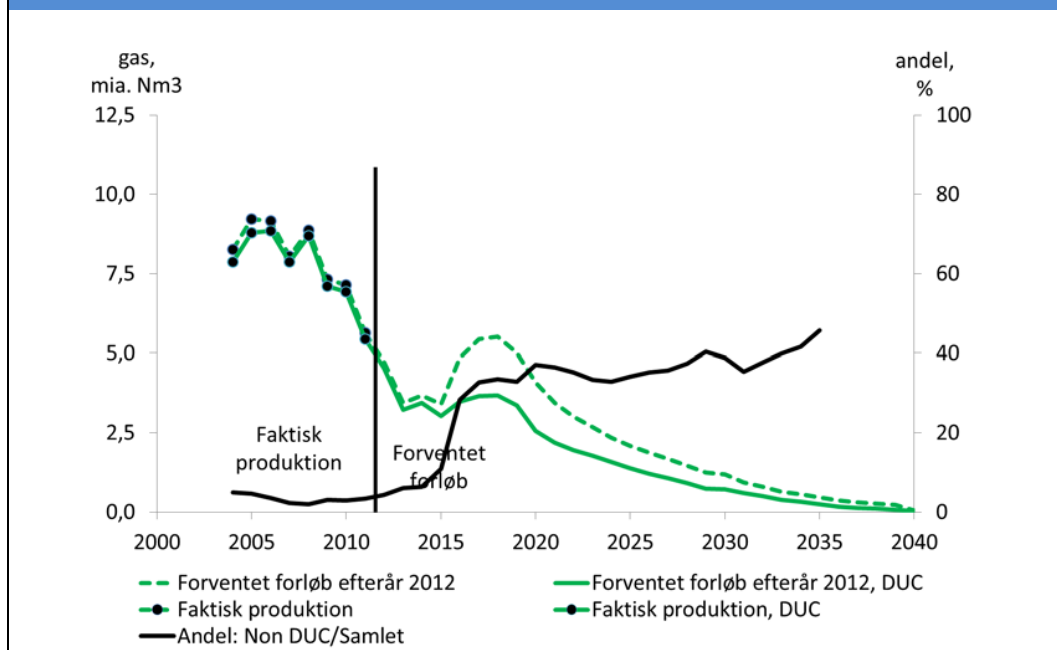
Kilde: Energistyrelsen.

1.2.1.2 Gasproduktion fordelt på eneretsbevillingen og uden for eneretsbevillingen

Det forventede forløb for den samlede gasproduktion er i lighed med olieproduktionen generelt aftagende, se figur 1.7. Som for olieproduktionen forventes en stigende produktion i 2016 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter.

For perioden 2004-2011 udgør gasproduktionen uden for eneretsbevillingen ca. 3 pct. af den samlede produktion. Efter 2015 forventes andelen af produktion fra uden for eneretsbevillingen at ændres markant, hovedsagelig på grund af idriftsættelsen af Hejre feltet. Fra 2017 til omkring 2030 forventes andelen at være nogenlunde konstant med et gennemsnit på 28 pct. for perioden 2012-2040. Efter 2035 forventes produktionen at være relativt lille, og små ændringer af produktionen medfører store ændringer af andelen, så derfor er andelen ikke vist på figuren efter dette tidspunkt.

Figur 1.7. Faktisk gasproduktion 2004-2011 samt forventet forløb, fordelt på eneretsbevillingen (DUC) og uden for eneretsbevillingen (non-DUC)

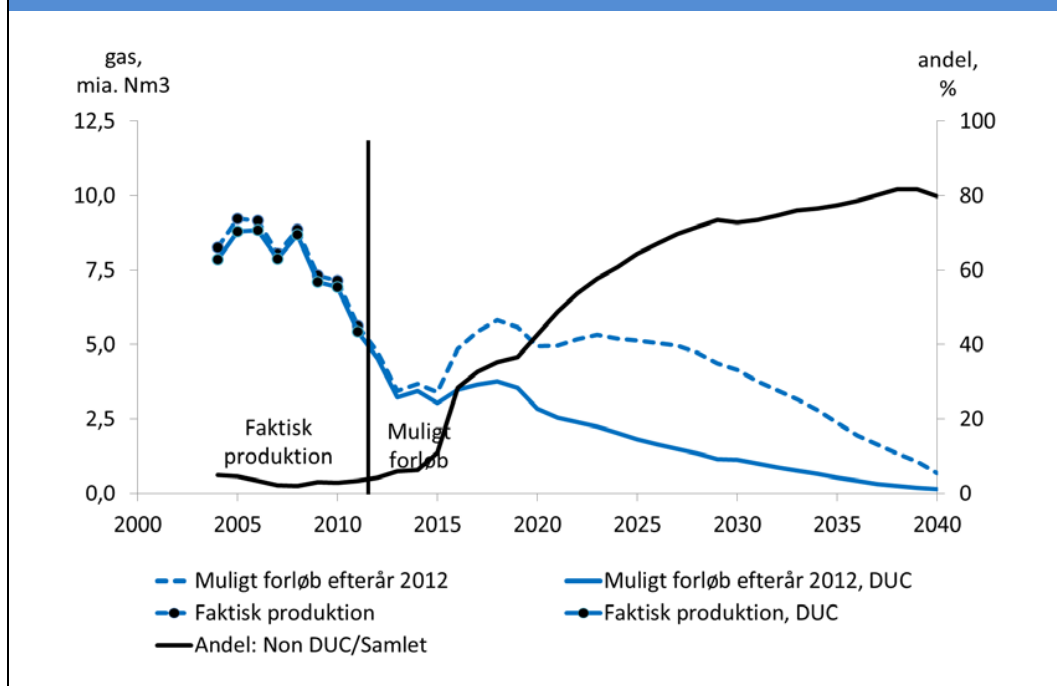


Kilde: Energistyrelsen.

Det mulige forløb for den samlede gasproduktion fremgår af figur 1.8, og afviger som for olien ikke fra det forventede forløb indtil 2018. Fra 2018 forventes de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne at bidrage med yderligere produktion i forhold til det forventede forløb.

Andelen af produktion fra områder uden for eneretsbevillingen stiger fra omkring 45 pct. i 2020 til godt 80 pct. i slutningen af perioden med et gennemsnit på 52 pct. for perioden 2012-2040.

Figur 1.8. Faktisk gasproduktion 2004-2011 samt muligt forløb, fordelt på eneretsbevillingen (DUC) og uden for eneretsbevillingen (non-DUC)



Kilde: Energistyrelsen.

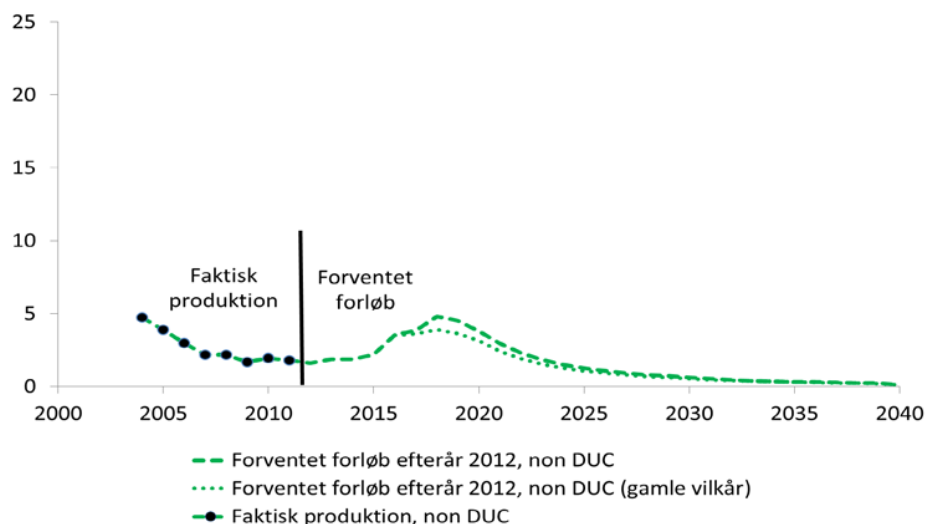
1.2.1.3 Produktion fra områder uden for eneretsbevillingen fordelt på gamle og nye skattevilkår

I det følgende beskrives den faktiske produktion 2004–2011 samt den forventede og mulige produktion fra områder uden for eneretsbevillingen. Denne produktion er i det foregående benævnt "non-DUC". Produktionen fra områder uden for eneretsbevillingen omfatter blandt andet tilladelser, hvor et eller flere af DUC-selskaberne har andele.

1.2.1.3.1 Olieproduktion

I figur 1.9 er vist den faktiske olieproduktion samt det forventede forløb for produktion af olie fra områder uden for eneretsbevillingen. Produktionen er fordelt på tilladelser til efterforskning og indvinding tildelt før 2004 med gamle skattevilkår og tilladelser tildelt i 2004 og efterfølgende med nye skattevilkår. Det ses, at hele den faktiske produktion 2004 - 2011 kommer fra tilladelser med gamle skattevilkår. Med de i dag foreliggende oplysninger vil hovedparten af produktionen fremover ligeledes komme fra tilladelser på gamle skattevilkår. Graferne i figuren kan sammenholdes med figur 1.5, da figuren er vist med samme y-akse.

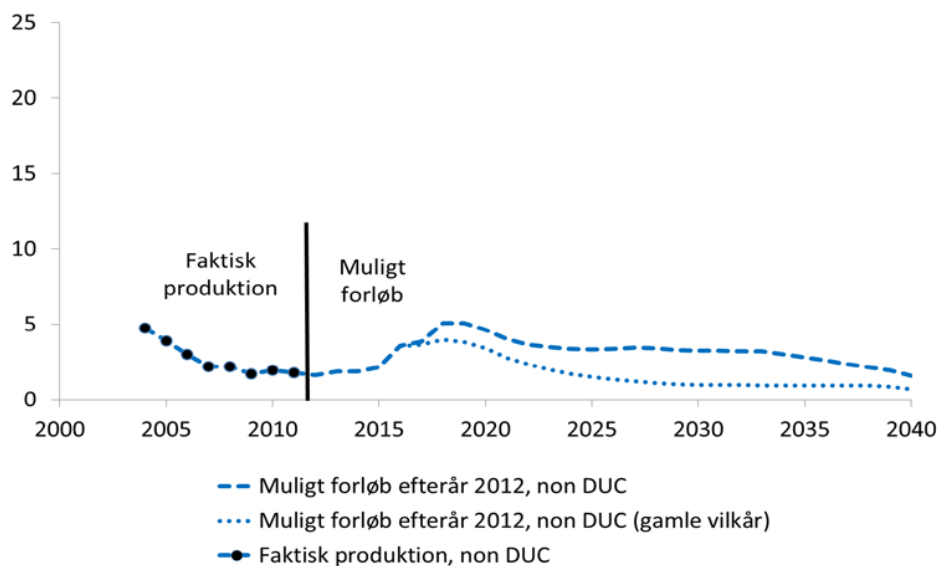
Figur 1.9. Faktisk olieproduktion 2004-2011 samt forventet forløb af produktionen uden for eneretsbevillingen, fordelt på gamle og nye skattevilkår, olie mio. m³



Kilde: Energistyrelsen.

På figur 1.10 er vist den faktiske olieproduktion 2004 - 2011 fra områder uden for eneretsbevillingen samt det mulige forløb for produktion af olie fra disse områder. Produktionen er ligesom på figur 1.9 fordelt på tilladelser med gamle og nye skattevilkår. Fremover vil godt halvdelen af produktionen for det mulige forløb komme fra tilladelser på gamle skattevilkår. Andelen af den mulige produktion fra tilladelser med nye vilkår er altså højere end for den forventede.

Figur 1.10. Faktisk olieproduktion 2004-2011 samt muligt forløb af produktionen uden for eneretsbevillingen, fordelt på gamle og nye skattevilkår, olie mio. m³

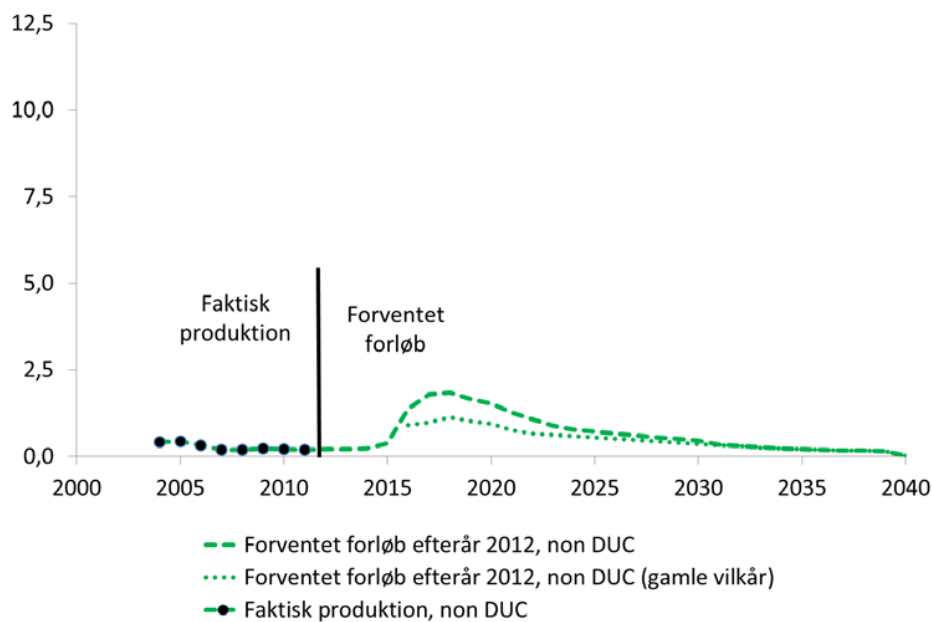


Kilde: Energistyrelsen.

1.2.1.3.2 Gasproduktion

I figur 1.11 er vist den faktiske gasproduktion samt det forventede forløb for produktion af gas fra områder uden for eneretsbevillingen. Produktionen er ligesom på de to foregående figurer for olieproduktion fordelt på produktion fra tilladelser med gamle og nye skattevilkår. Hele produktionen i perioden 2004-2011 kom fra tilladelser på gamle skattevilkår. Det vil ligeledes være tilfældet for hovedparten af produktionen fremover.

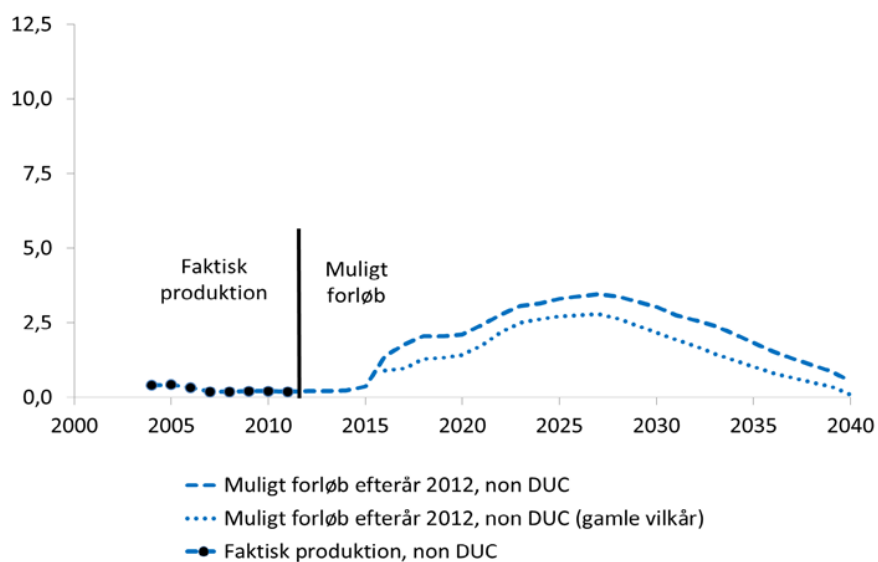
Figur 1.11. Faktisk gasproduktion 2004-2011 samt forventet forløb af produktionen uden for eneretsbevillingen, fordelt på gamle og nye skattevilkår, gas mia. Nm³



Kilde: Energistyrelsen.

I figur 1.12 er vist den faktiske gasproduktion 2004-2011 fra områder uden for eneretsbevillingen samt det mulige forløb for produktion af gas. Produktionen er ligesom i figur 1.9 fordelt på tilladelser med gamle og nye skattevilkår. Fremover vil hovedparten af produktionen ligeledes komme fra tilladelser på gamle skattevilkår.

Figur 1.12. Faktisk gasproduktion 2004-2011 samt muligt forløb af produktionen uden for eneretsbevillingen, fordelt på gamle og nye skattevilkår, gas mia. Nm³



Kilde: Energistyrelsen.

Bilag 5: Oversigt over de ved udgangen af februar 2013 gældende kulbrintetilladelser/-bevillinger

Tilladelse	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962		Selskab	Andel (%)
Operatør	Mærsk Olie og Gas A/S		Shell Olie og Gasudvinding Danmark B.V. Holland. Dansk Filial.	36,8
Tilladelse meddelt	08-07-1962		A.P. Møller - Mærsk A/S samt Mærsk Olie og Gas A/S (Bevillingshavere)	31,2
Gældende til	08-07-2042		Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA	12,0
Blok nr.	5504/7, 8, 11, 12, 15, 16; 5505/13, 17, 18 ("Det Sammenhængende Område")		Nordsøfonden	20,0
	5504/5, 6 (Elly)			
	5603/27, 28 (Gert)			
	5504/10, 14 (Rolf)			
	5604/25 (Svend)			
	5604/21, 22 (Harald/Lulita)			
Areal (km²)	1478,8 ("Det Sammenhængende Område")			
	64,0 (Elly)			
	44,8 (Gert)			
	8,4 (Rolf)			
	48,0 (Svend)			
	55,7 (Harald/Lulita)			

Tilladelse	7/86 (Amalie delen)		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		Hess Energi ApS	40,077
	Hess Energi ApS er medoperatør			
Tilladelse meddelt	24-06-1986 (2. runde)		DONG E&P A/S	30,000
Gældende til	14-08-2026		Noreco Oil Denmark A/S	19,431
Blok nr.	5604/22, 26		Noreco Petroleum Denmark A/S	10,492
Areal (km²)	47,0			
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	5500			

Tilladelse	7/86 (Lulita delen)		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	43,594
Tilladelse meddelt	24-06-1986 (2. runde)		Noreco Oil Denmark A/S	38,904
Gældende til	17-02-2027		Noreco Petroleum Denmark A/S	17,502
Blok nr.	5604/29, 30			
Areal (km²)	9,3			
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	3750			

Tilladelse	7/89 (Syd Arne feltet)		Selskab	Andel (%)
Operatør	Hess Denmark ApS		Hess Denmark ApS	61,51572
Tilladelse meddelt	20-12-1989 (3. runde)		DONG E&P A/S	36,78930
Gældende til	08-03-2026		Danoil Exploration A/S	1,69498
Blok nr.	5604/22			
Areal (km²)	2,6			
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	Østlige del: 3200 Vestlige del: 5100			

Tilladelse	1/90 (Lulita)		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	43,594
Tilladelse meddelt	03-07-1990		Noreco Oil Denmark A/S	38,904
Gældende til	08-03-2026		Noreco Petroleum Denmark A/S	17,502
Blok nr.	5604/18			
Areal (km²)	1,2			
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	3750			

Tilladelse	4/95 (Nini feltet)		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	40
Tilladelse meddelt	15-05-1995 (4. runde)		RWE Dea AG	30
Gældende til	18-06-2032		Noreco Oil Denmark A/S	30
Blok nr.	5605/10, 14			
Areal (km²)	44,6			
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	1950			

Tilladelse	6/95		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	70
Tilladelse meddelt	15-05-1995 (4. runde)		DONG E&P (Siri) UK Limited	30
Gældende til	15-11-2013 (Siri feltafgrænsningen i 6/95 indtil 18-07-2027)			
Blok nr.	5604/16, 20; 5605/13, 17			
Areal (km²)	114,5			

Tilladelse	9/95		Selskab	Andel (%)
Operatør	Mærsk Olie og Gas A/S		A.P. Møller - Mærsk A/S	42,6
Tilladelse meddelt	15-05-1995 (4. runde)		DONG E&P A/S	27,3
Gældende til	22-05-2014		Noreco Oil Denmark A/S	16,4
Blok nr.	5604/21, 22, 25, 26		Danoil Exploration A/S	13,7
Areal (km²)	55,6			

Tilladelse	4/98		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	35
Tilladelse meddelt	15-06-1998 (5. runde)		Bayerngas Danmark ApS	30
Gældende til	29-06-2013		VNG Danmark ApS	15
Blok nr.	5604/26, 30		Nordsøfonden	20
Areal (km²)	62,9			
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	Østlige del: 3100			

Tilladelse	5/98 (Hejre feltet)		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	60
Tilladelse meddelt	15-06-1998 (5. runde)		Bayerngas Petroleum Danmark AS	25
Gældende til	15-10-2040		Bayerngas Danmark ApS	15
Blok nr.	5603/24, 28; 5604/21, 25			
Areal (km²)	76,6			
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	6000			

Tilladelse	16/98 (Cecilie feltet)		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		Noreco Oil Denmark A/S	37
Tilladelse meddelt	15-06-1998 (5. runde)		Noreco Petroleum Denmark A/S	24
Gældende til	18-06-2032		DONG E&P A/S	22
Blok nr.	5604/19, 20		RWE Dea AG	17
Areal (km²)	2,6			
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	2400			

Tilladelse	1/06		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	48
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)		Bayerngas Petroleum Danmark AS	20
Gældende til	15-10-2040		Bayerngas Danmark ApS	12
Blok nr.	5603/28; 5604/21, 25		Nordsøfonden	20
Areal (km²)	22,0			
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	6000			

Tilladelse	4/06 (nordøstlige del)		Selskab	Andel (%)
Operatør	Wintershall Noordzee B.V.		Wintershall Noordzee B.V.	35
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)		Bayerngas Petroleum Danmark AS	30
Gældende til	22-11-2013		EWE Vertrieb GmbH	15
Blok nr.	5603/31, 32; 5503/3, 4; 5604/29; 5504/1		Nordsøfonden	20
Areal (km²)	326			

Tilladelse	4/06 (sydvestlige del)		Selskab	Andel (%)
Operatør	Wintershall Noordzee B.V.		Wintershall Noordzee B.V.	80
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)		Nordsøfonden	20
Gældende til	22-01-2015			
Blok nr.	5603/31; 5503/3, 4, 7, 8;			
Areal (km²)	356			

Tilladelse	5/06		Selskab	Andel (%)
Operatør	Wintershall Noordzee B.V.		Wintershall Noordzee B.V.	35
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)		Bayerngas Petroleum Danmark AS	30
Gældende til	22-08-2013		EWE Vertrieb GmbH	15
Blok nr.	5504/1, 2, 5, 6		Nordsøfonden	20
Areal (km²)	333			

Tilladelse	7/06		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	40
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)		RWE Dea AG	40
Gældende til	22-05-2014		Nordsøfonden	20
Blok nr.	5604/23, 24, 27			
Areal (km²)	203			

Tilladelse	8/06, delområde A		Selskab	Andel (%)
Operatør	Mærsk Olie og Gas A/S		Shell Olie og Gasudvinding Danmark B.V. Holland. Dansk Filial.	43,3
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)		A.P. Møller - Mærsk A/S	36,7
Gældende til	22-05-2014		Nordsøfonden	20,0
Blok nr.	5504/5, 6, 10, 11, 15			
Areal (km²)	289,7			

Tilladelse	8/06, delområde B		Selskab	Andel (%)
Operatør	Mærsk Olie og Gas A/S		Shell Olie og Gasudvinding Danmark B.V. Holland. Dansk Filial.	36,8
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)		A.P. Møller - Mærsk A/S	31,2
Gældende til	22-05-2014		Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA	12,0
Blok nr.	5504/7		Nordsøfonden	20,0
Areal (km²)	5,8			

Tilladelse	9/06		Selskab	Andel (%)
Operatør	Mærsk Olie og Gas A/S		A.P. Møller - Mærsk A/S	31,2
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)		PA Resources Denmark ApS	26,8
Gældende til	22-05-2014		Noreco Oil Denmark A/S	12,0
Blok nr.	5604/22, 26		Danoil Exploration A/S	10,0
Areal (km²)	71		Nordsøfonden	20,0

Tilladelse	12/06		Selskab	Andel (%)
Operatør	PA Resources UK Ltd.		PA Resources UK Ltd.	64
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)		Spyker Energy ApS	8
Gældende til	22-05-2014		Danoil Exploration A/S	8
Blok nr.	5504/16, 19, 20, 24		Nordsøfonden	20
Areal (km²)	229			

Tilladelse	1/08		Selskab	Andel (%)
Operatør	New World Resources Operations ApS		Danica Resources ApS	67,5
Tilladelse meddelt	31-03-2008 (Åben Dør)		New World Resources ApS	12,5
Gældende til	31-03-2014		Nordsøfonden	20,0
Blok nr.	5410/1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16; 5411/5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 23, 24; 5412/5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 17			
Areal (km²)	1/08			

Tilladelse	1/09		Selskab	Andel (%)
Operatør	New World Operations ApS		Danica Jutland ApS	67,5
Tilladelse meddelt	17-05-2009 (Åben Dør)		New World Jutland ApS	12,5
Gældende til	17-05-2015		Nordsøfonden	20,0
Blok nr.	5508/3, 4, 7, 8; 5509/1, 5; 5608/21, 22, 23, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32			
Areal (km²)	2439,1			

Tilladelse	2/09		Selskab	Andel (%)
Operatør	New World Operations ApS		Danica Jutland ApS	67,5
Tilladelse meddelt	17-05-2009 (Åben Dør)		New World Jutland ApS	12,5
Gældende til	17-05-2015		Nordsøfonden	20,0
Blok nr.	5509/1, 2, 3, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12; 5609/25, 26, 29, 30			
Areal (km²)	1666,3			

Tilladelse	3/09		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	35
Tilladelse meddelt	29-06-2009		Bayerngas Danmark ApS	30
Gældende til	29-06-2015		VNG Danmark ApS	15
Blok nr.	5604/25,26,29,30		Nordsøfonden	20
Areal (km²)	51,3			

Tilladelse	1/10		Selskab	Andel (%)
Operatør	Total E&P Denmark B.V.		Total E&P Denmark B.V.	80
Tilladelse meddelt	05-06-2010 (Åben Dør)		Nordsøfonden	20
Gældende til	05-06-2016			
Blok nr.	5609/4; 5610/1, 2, 5, 6; 5709/16, 19, 20, 23, 24, 27, 28, 32; 5710/7, 10, 11, 13, 14, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 25, 26, 27, 29, 30			
Areal (km²)	2971,7			

Tilladelse	2/10		Selskab	Andel (%)
Operatør	Total E&P Denmark B.V.		Total E&P Denmark B.V.	80
Tilladelse meddelt	05-06-2010 (Åben Dør)		Nordsøfonden	20
Gældende til	05-06-2016			
Blok nr.	5511/4, 8, 12, 16; 5512/1, 2, 3, 5, 6, 7, 9, 10, 13, 14; 5611/32; 5612/26, 29, 30, 31			
Areal (km²)	2288,9			

Tilladelse	1/12		Selskab	Andel (%)
Operatør	DONG E&P A/S		DONG E&P A/S	80
Tilladelse meddelt	23-11-2012		Nordsøfonden	20
Gældende til	23-11-2018			
Blok nr.	5605/7, 10, 11, 13, 14, 17			
Areal (km²)	288,3			

* m.u.h.o.: forkortelse for *meter under havets overflade*