

Olie- og gasproduktion
samt anden anvendelse af undergrunden

DANMARKS OLIE- OG GASPRODUKTION 2011

FORORD

Årets rapport om Danmarks olie- og gasproduktion kommer på gaden næsten samtidigt med, at det er 40 år siden den første danske olie blev produceret fra Danfeltet i juli 1972. Der er siden gennemført mange aktiviteter i forsøget på at finde nye olie- og gasfelter, og foretaget store investeringer i etablering af produktionsanlæg i Nordsøen.

I de to efterforskningsboringer, der blev gennemført i 2011 i Nordsøen, blev der gjort to nye fund. Det ene fund blev gjort i lag i undergrunden, hvor der ikke tidligere er fundet olie og gas. Det understreger, at der fortsat er gode muligheder for at gøre nye fund af olie og gas i Danmark, og kan være med til at skærpe interessen for nye tilladelser til efterforskning og indvinding af olie og gas. Energistyrelsen er ved at forberede et nyt udbud af tilladelser i den vestlige del af Nordsøen, og der arbejdes hen imod et udbud af arealer i 2013.

Der etableres også løbende nye produktionsanlæg. I 2011 er der således godkendt en plan for indvinding af olie og gas fra Hejre feltet. Produktionen fra dette nye felt forventes igangsat i 2015.

Handlingsplanen om en styrket indsats for at reducere energiforbruget på anlæggene i Nordsøen har vist gode resultater. Der er sket en betydelig reduktion af udledningen af CO₂ og indsatsen for at reducere energiforbruget fortsætter i de kommende år.

Der er fortsat fokus på at sikre et højt niveau for sikkerhed og sundhed for de op mod 3.000 personer, der har deres arbejdsplads på offshoreanlæg i Nordsøen. Gennem tilsynsbesøg og dialog med selskaberne søger Energistyrelsen løbende at højne det sikkerheds- og sundhedsmæssige niveau, så det fortsat er blandt de højeste i Nordsøen. På trods af en svag stigning i ulykkesfrekvensen for 2011 har frekvensen på anlæggene i Nordsøen vist en faldende tendens de seneste 10 år, og forventes fortsat at falde de kommende år, da operatørerne har igangsat nye risikoreducerende initiativer. Sammenlignet med mange brancher i land er ulykkesfrekvensen offshore væsentlig lavere.

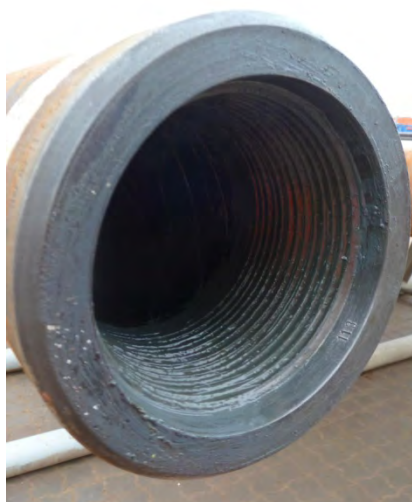
Der er stigende interesse for mulighederne for at indvinde geotermisk varme fra den danske undergrund til brug for fjernvarmeforsyning. I dag producerer to anlæg geotermisk varme, og endnu et anlæg er på vej. I 2011 er der udstedt tre nye tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk varme, og flere ansøgninger er under behandling. Produktion af geotermisk varme til fjernvarmeforsyning kan vise sig at kunne bidrage yderligere til en grøn omstilling i den danske fjernvarmeforsyning.

Formatet for "Danmarks olie og gasproduktion" er under løbende ændringer i disse år. Efter at være udkommet i en trykt version siden 1986, vil dette års rapport alene blive offentliggjort på Energistyrelsen hjemmeside www.ens.dk, og således ikke blive udsendt i en trykt udgave.

København, maj 2012



Ib Larsen



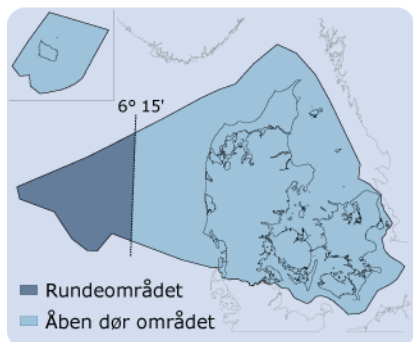
INDHOLD

Forord	3
1. Koncessioner og efterforskning	6
2. Anden anvendelse af undergrunden	15
3. Produktion og udbygning	19
4. Sikkerhed og sundhed	25
5. Klima og miljø	36
6. Ressourcer	43
7. Økonomi	50
Bilag A Producerede og injicerede mængder	58
Bilag B Ressourceopgørelse	61
Bilag C Økonomiske nøgletal	62
Bilag D Gældende økonomiske vilkår	63
Bilag E Geologisk tidssøjle	64
Bilag F1 Dansk koncessionsområde	65
Bilag F2 Dansk koncessionsområde – det vestlige område	66
Omregningsfaktorer	67

1

KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

fig. 1.1 Det danske koncessionsområde



Efterforskningsaktiviteten i Danmark har igen i 2011 været høj. Der er boret to borer på land og to i Centralgraven. I begge borer i Centralgraven blev der gjort fund. Det ene fund, Lille John, blev gjort i lag af Miocæn alder, og der er dermed tale om det første fund i lag af denne alder.

Det er regeringens ønske, at de olie- og gasressourcer, der findes i den danske undergrund, skal udnyttes på den bedst mulige måde. For at sikre dette, er forberedelserne til den 7. udbudsrunde i Nordsøen igangsat.

NY UDBUDSRUNDE I NORDSØEN I 2013

I Danmark udbydes området vest for 6°15' østlig længde som udgangspunkt i udbudsrunder (se figur 1.1. og boks 1.1), mens resten af det danske koncessionsområde udbydes efter åben dør proceduren (se figur 1.1 og boks 1.2). Den seneste udbudsrunde, 6. runde, blev afholdt i 2005-2006. Siden har der været livlig efterforskningsaktivitet i de 14 licenser, der blev tildelt i runden. Nogle af 6. runde tilladelserne er tilbageleveret, mens vurdering af fund eller supplerende efterforskningsarbejde foretages i de resterende.

Et nyt udbud af rundeområdet er i støbeskeen, og Energistyrelsen arbejder hen mod, at den 7. danske udbudsrunde igangsættes i 2013. Tidspunktet og vilkårene for 7. runde vil blive udmeldt fra klima- energi og bygningsministeren og offentliggjort i Den Europæiske Unions Tidende og i Statstidende.

Som led i forberedelserne til en ny udbudsrunde gennemføres en strategisk miljøvurdering (SMV) for rundeområdet. Resultaterne fra denne SMV vil blive inddraget i arbejdet med vilkårene for 7. runde.

Der findes stadig interessante efterforskningsmuligheder i den danske del af Nordsøen. Selvom rundeområdet må betragtes som et modent område, er der stadig efterforskningsmål, der ikke er intensivt efterforsket. De senere år har der været øget fokus på sandsten af sen og mellem jurassisk alder, og De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) har igangsat et større projekt for at belyse de jurassiske efterforskningsmuligheder. Men også i de yngre dele af lagserien kan der gemme sig interessante muligheder. Forskellige olieselskaber vurderer i øjeblikket fund i lag af Palæogen alder lige over kalken og i endnu yngre lag af Neogen alder, se bilag E.

MINIRUNDE I OMRÅDET VED SIRI OG NINI

Et område ved Siri og Nini felterne i Nordsøen planlægges udbudt i en såkaldt minirunde, som kun omhandler et begrænset område, se fig. 1.2. Tilladelserne i området vest for 6° 15' østlig længde er normalt blevet givet i forbindelse med egentlige udbudsrunder, se boks 1.1.

Energistyrelsen modtog i 2011 en uopfordret ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i det pågældende område. På grund af den forventede levetid af infrastrukturen i dette områdes nærhed haster det, hvis der skal findes og udnyttes flere forekomster i området. Ministeren har derfor besluttet at behandle ansøgningen. Efter bestemmelserne i undergrundsloven skal der derfor ske indkaldelse af ansøgninger om tilladelse til området. Indkaldelsen offentliggøres i Statstidende og i Den Europæiske Unions Tidende. Ifølge bestemmelserne skal ansøgninger indkaldes med en ansøgningsfrist på minimum 90 dage fra offentliggørelsen af vilkårene.

boks 1.1

Fakta om den kommende udbudsrunde i Nordsøen

Området i den danske del af Nordsøen vest for 6° 15' østlig længde udbydes efter offentlig indkaldelse af ansøgninger i en såkaldt udbudsrunde. Vilklarene for udbudsrunderne bliver offentliggjort i Den Europæiske Unions Tidende og i Statstidende mindst 90 dage før ansøgningsfristens udløb. Invitationsskrivelse samt oplysninger om vilkår og ledige arealer m.v. vil derefter være at finde på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Tilladelserne meddeles af klima-, energi- og bygningsministeren i henhold til § 5 i undergrundsloven. Der lægges vægt på:

- at ansøgere har fornøden sagkundskab og økonomisk baggrund,
- at samfundet har mest mulig indsigt i og gavn af arbejdet med tilladelsen,
- de efterforskningsarbejder, som ansøger tilbyder at udføre.

Herudover kan andre relevante, objektive og ikke-diskriminerende udvælgelseskræterier fastsættes.

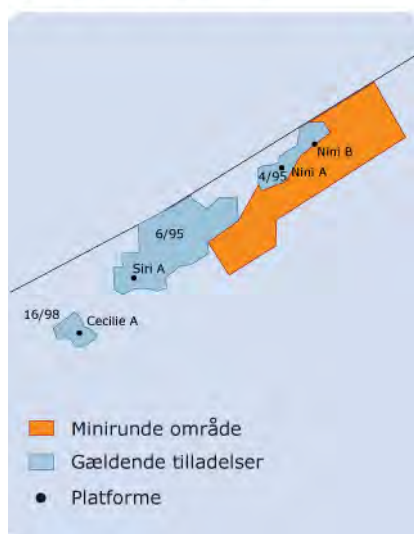
Inden en tilladelse meddeles, skal ministeren forelægge sagen for Klima-, Energi- og Bygningsudvalget i Folketinget.

Efterforskningstilladelser meddeles for et tidsrum på op til 6 år. I den enkelte tilladelse indgår et arbejdsprogram, hvori de efterforskningsarbejder, som rettighedshaveren er forpligtet til at udføre, er beskrevet.

Den seneste udbudsrunde blev afholdt i 2006. Denne runde var den 6. udbudsrunde i Danmark. I 2013 planlægges den 7. danske udbudsrunde afholdt.

Energistyrelsen har i samarbejde med De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) og Nordsøfonden oprettet en hjemmeside, hvor information om 7. runde vil kunne findes, så snart informationen foreligger. Adressen på hjemmesiden er www.oilgasin.dk.

fig. 1.2 Minirunde område



NYE TILLADELSER

Den 27. januar 2011 gav klima- og energiministeren en enerettstilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter til Altinex Oil Denmark A/S med en andel på 47 pct., Elko Energy A/S med en andel på 33 pct. og Nordsøfonden med en andel på 20 pct. Tilladelsen blev givet på baggrund af, at rettighedshaveren i tilladelse 2/05, hvor de samme olieselskaber deltager, havde indgivet en ansøgning om en såkaldt naboblok. Den nye tilladelse dækker et område i Nordsøen lige vest for tilladelse 2/05, se fig. 1.3

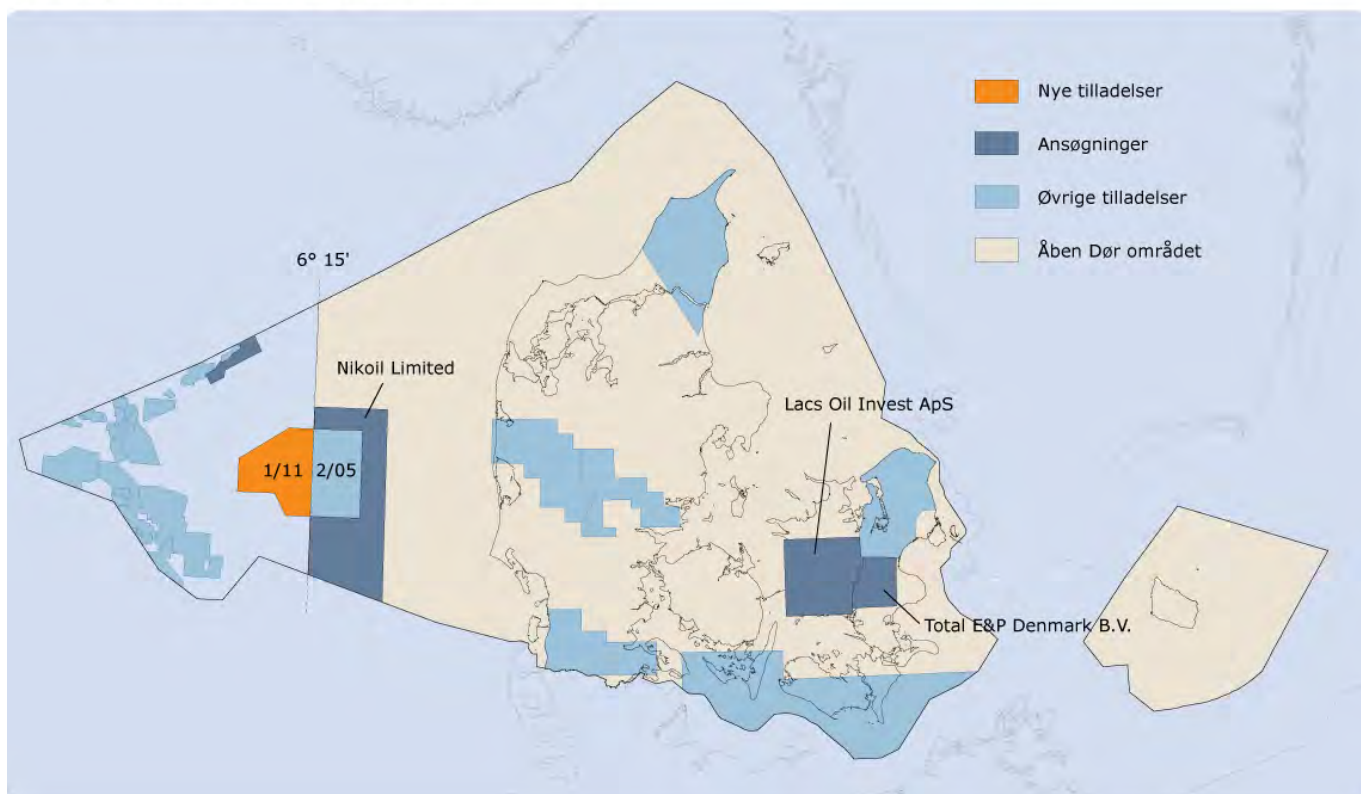
ANSØGNINGER UNDER BEHANDLING

Lacs Oil Invest ApS indgav i maj 2011 en ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Åben Dør området. Ansøgningen vedrører et område i Vestsjælland.

I marts 2012 modtog Energistyrelsen yderligere to Åben Dør ansøgninger. Nikoil Limited, et britisk registreret selskab, ansøgte den 7. marts 2012 om et område i Nordsøen. Den 8. marts 2012 ansøgte Total E&P Denmark B.V., et nederlandsk registreret selskab, om et område i det sydøstlige Sjælland.

De ansøgte områder er vist på kortet i figur 1.3.

fig. 1.3 Nye tilladelser og ansøgninger om tilladelser



ÆNDRINGER AF TILLADELSER

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser og forlængelser af tilladelser samt vilkårene herfor.

Koncessionsoversigten på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, opdateres løbende og indeholder beskrivelser af alle ændringer i form af forlængelser, overdragelser af andele og arealtilbageleveringer.

Koncessionskortene i bilag F1 og F2 viser de gældende koncessioner ved udgangen af marts 2012.

Overdragelser

I Åben Dør tilladelsen 2/07 reducerede GMT Exploration Company sin andel fra 55 pct. til 40 pct. Andelen blev med tilbagevirkende kraft fra 1. januar 2010 overtaget af Jordan Dansk Corporation, som dermed øgede sin andel i tilladelsen til 40 pct.

Med tilbagevirkende kraft fra 21. september 2010 blev GMT Exploration Company's andel på 40 pct. overdraget til GMT Exploration Company Denmark ApS, som også overtog operatørskabet for tilladelsen.

Med virkning fra 1. januar 2010 blev Jordan Dansk Corporation's andel på 40 pct. overtaget af JOG Corporation (25 pct.), Dunray, LLC (5 pct.), Armstrong Dansk, LLC (5 pct.) og Jimtown Ranch (5 pct.).

Med virkning fra 22. september 2011 reducerede GMT Exploration Company Denmark ApS sin andel med 2,5 pct. til 37,5 pct. Andelen blev overtaget af JOG Corporation.

Energistyrelsen godkendte den 10. marts 2011 Altinex Oil Denmark A/S' overtagelse af operatørskabet fra Elko Energy A/S i Åben Dør tilladelsen 2/05. Overdragelsen har virkning fra godkendelsestidspunktet.

Spyker Energy SAS' andel på 16 pct. i tilladelse 12/06 i Centralgraven er overdraget til Danoil Exploration A/S (8 pct.) og Spyker Energy ApS (8 pct.). Overdragelsen til Danoil har virkning fra 1. januar 2011, mens overdragelsen til Spyker Energy ApS har virkning fra 11. marts 2011.

Altinex Oil Denmark A/S' andel på 6,56250 pct. i tilladelse 7/89, som omfatter Syd Arne feltet, er med virkning fra 1. januar 2011 overdraget til Hess Denmark ApS (+4,03697 pct.), DONG E&P A/S (+2,41430 pct.) og Danoil Exploration A/S (+0,11123 pct.).

Selskabet New World Operations ApS har med virkning fra 1. oktober 2011 overtaget operatørskabet i Åben Dør tilladelserne 1/09 og 2/09 fra Danica Jutland ApS.

I tilladelse 6/95, der indeholder Siri feltet, har DONG E&P A/S med virkning fra 30. juni 2011 overtaget Altinex Oil Denmark A/S' andel på 20 pct. Med virkning fra samme dato overtog DONG E&P A/S selskabet Siri (UK) Limited fra Noreco, som er Altinex's moderselskab. Siri (UK) Limited har en andel på 30 pct. i tilladelsen. Efter disse ændringer råder DONG E&P A/S over 100 pct. af andelen i tilladelse 6/95.

boks 1.2

Åben Dør procedure

En Åben Dør procedure blev i 1997 indført for alle ikke-koncessionsbelagte områder øst for 6°15' østlig længde, dvs. hele det danske landområde samt området offshore med undtagelse af den vestligste del af Nordsøen. Området er vist i figur 1.1 samt bilag G1. Den vestligste del af Nordsøen udbydes i forbindelse med udbudsrunder.

Olieselskaberne kan løbende inden for den årlige åbningsperiode fra den 2. januar til den 30. september søge om koncessioner baseret på først til mølleprincippet.

I Åben Dør området er der ikke hidtil gjort kommercielle fund af olie eller gas. Kravene til arbejdsprogrammet i en Åben Dør ansøgning er derfor mere lempeelige end i området i den vestlige del af Nordsøen.

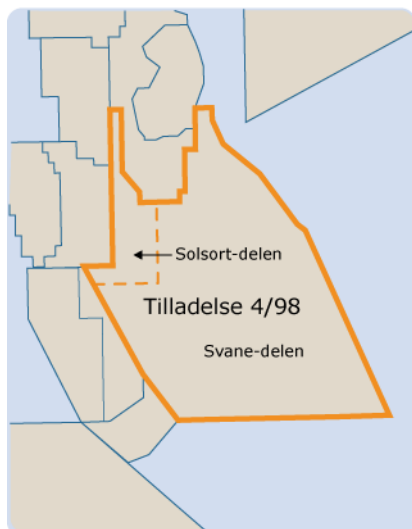
Koncessionskort samt invitationsskrivelse til Åben Dør proceduren kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Det er klima- og energi- og bygningsministeren der, efter forelæggelse for Klima-, Energi- og Bygningsudvalget i Folketinget, udsteder tilladelserne.

Forlængelser af tilladelser

Energistyrelsen har i 2011 og i begyndelsen af 2012 meddelt forlængelse af de i tabel 1.1 angivne tilladelser med henblik på efterforskning. Det er en forudsætning for forlængelserne, at rettighedshaverne har forpligtet sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejder i de pågældende områder.

fig. 1.4 Opdeling af tilladelse 4/98



tabel 1.1 Tilladelser forlænget med henblik på videre efterforskning

Tilladelse	Operatør	Udløb
6/95	DONG E&P A/S	15-11-2013
9/95	Mærsk Olie og Gas A/S	22-05-2012
4/98 (Svane-delen)	DONG E&P A/S	01-01-2013
4/98 (Solsort-delen)	DONG E&P A/S	29-06-2013
1/05	PGNiG	05-10-2012
2/05	Altinex Oil Denmark A/S	27-01-2013
5/06	Wintershall Noordzee B.V.	22-08-2013
8/06	Mærsk Olie og Gas A/S	22-05-2014

Den i tabel 1.1 omtalte opdeling af tilladelse 4/98 er illustreret i figur 1.4.

Ophørte tilladelser og arealtilbageleveringer

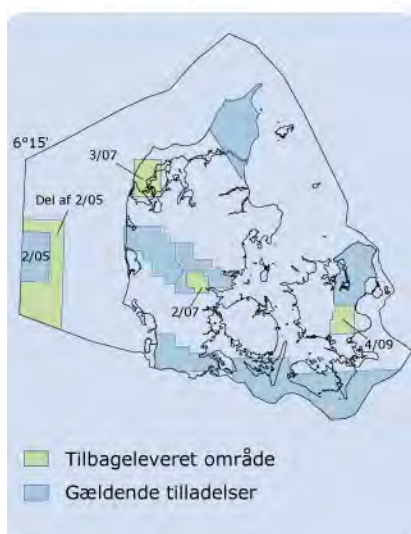
Rettighedshaveren i tilladelse 2/05 i Åben Dør området tilbageleverede med virkning fra 27. januar 2011 ca. 2/3 af det oprindelige tilladelsesområde.

Tilladelse 3/07 i Åben Dør området blev tilbageleveret den 12. februar 2011. Rettighedshaveren var DONG E&P A/S (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). Tilladelsen omfattede et område i Nordvestjylland. Geokemiske undersøgelser i 2007 og 2008 viste spor af kulbrinter og i 2009 foretog rettighedshaveren en 2D seismisk undersøgelse.

Den 17. november 2011 blev tilladelse 4/09 på det sydøstlige Sjælland tilbageleveret. Rettighedshaveren til tilladelsen var Schuepbach Energy LLC (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.).

Tilladelse 2/07, som omfattede et område i Jylland, blev tilbageleveret den 24. februar 2012. Rettighedshaveren var GMT Exploration Company Denmark ApS (37,5 pct.), JOG Corporation (27,5 pct.), Armstrong Dansk, LLC (5 pct.), Dunray, LLC (5 pct.), Jimtown Ranch Corporation (5 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). I 2011 borede selskaberne Løve-1 efterforskningsboringen, der er omtalt sidst i kapitel 1.

fig. 1.5 Tilbageleveringer i Åben Dør-området i 2011



Ændringerne i Åben Dør området fremgår af fig. 1.5.

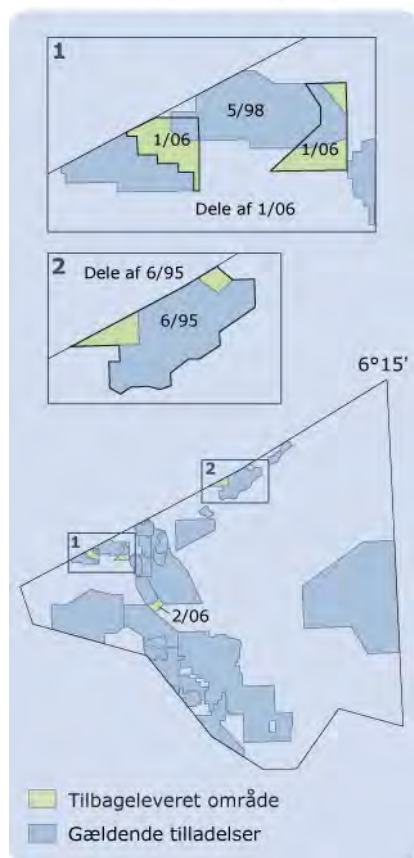
Hejre forekomsten blev erklæret kommerciel i 2010. I den forbindelse blev der foretaget en feltafgrænsning, og Energistyrelsen meddelte en 30-årig forlængelse med henblik på indvinding til det afgrænsede område. Forlængelsen vedrørte en del af tilladelse 5/98 og to delområder af tilladelse 1/06. De dele af tilladelse 1/06, som ikke var omfattet af feltafgrænsningen, blev tilbageleveret den 22. maj 2011.

Energistyrelsen forlængede i november 2011 tilladelse 6/95 med henblik på efterforskning, se også tabel 1.1. Med virkning fra 15. november 2011 ophørte tilladelsen til to delområder.

Tilladelse 2/06 blev tilbageleveret d. 22. november 2011. Rettighedshaveren var Hess Denmark ApS (45 pct.), DONG E&P A/S (26,85375 pct.), Altinex Oil Denmark A/S (6,5625 pct.), Danoil Exploration A/S (1,58375 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). Tilladelsen omfattede et område i sydlig forlængelse af Syd Arne tilladelsen, 7/89.

Ændringerne i området vest for 6° 15' østlig længde er vist i figur 1.6.

fig. 1.6 Tilbageleveringer i området vest for 6°15' østlig længde



boks 1.3

Adgang til oplysninger om undergrunden

Data, som tilvejebringes i medfør af eneretstilladelser efter undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. For tilladelsesområder, hvortil tilladelsen ophører, begrænses fortrolighedsperioden dog til 2 år.

Andre olieselskaber får hermed mulighed for at skaffe sig data fra de efterforskningsboringer og seismiske undersøgelser, som er gennemført i de tilbageleverede områder. Hermed kan selskaberne forbedre deres kortlægning af undergrunden og deres vurderinger af de fortsatte muligheder for olieefterforskningen i områderne.

De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) formidler alle frigivne oplysninger fra boringer, seismiske undersøgelser m.v. indhentet i forbindelse med efterforsknings- og indvindingsaktiviteter.

FORUNDERSØGELSER

Aktivitetsniveauet for seismiske forundersøgelser i 2011 er vist i figur 1.7. Figur 1.8 viser placeringen af forundersøgelserne i Nordsøen. På Energistyrelsens hjemmeside findes en oversigt med supplerende oplysninger om de omtalte forundersøgelser.

PGS Geophysical AS foretog i perioden april-maj en 3D seismisk undersøgelse, MC3D-CGR-2011, i Centralgraven langs den dansk-norske grænse. Undersøgelsen var en udvidelse af et lignende survey foretaget på især norsk område i 2010.

På land har Danica Resources ApS i perioden maj-juni 2011, indsamlet jordbundsprøver på Lolland, Falster og Ærø indenfor licensområde 1/08. Der blev foretaget geokemiske analyser af prøverne, for at undersøge om der var tegn på olie- eller gasforekomster i undergrunden.

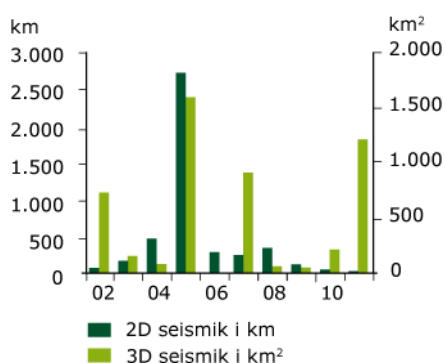
Mærsk Olie & Gas A/S har i juli 2011 udført en CSEM (elektromagnetisk) undersøgelse, DUC11-CSEM. Undersøgelsen dækkede et område på omtrent 70 km² i den sydlige del af Centralgraven.

I perioden juli-august foretog Hess Denmark ApS som operatør for tilladelse 7/89 en 3D seismisk undersøgelse, AHD11, over den nordlige del af Syd Arne området med henblik på at udføre et 4D seismisk studie.

Dansk Geotermi ApS har i forbindelse med kortlægning af mulighederne for indvinding af geotermisk energi i august udført en 2D seismisk undersøgelse i nærheden af Aabenraa. Seismiske forundersøgelser på land er vist på figur 2.3 i kapitel 2 *Anden anvendelse af undergrunden*.

DONG E&P A/S udførte i perioden august-september 2011 en 3D seismisk undersøgelse, DN113DC01. Undersøgelsen foregik i Centralgraven og var især rettet mod områder i tilladelse 4/98 og 3/09.

fig. 1.7 Indsamlede seismiske data i perioden 2002-2011



BORINGER

Der blev i 2011 udført to efterforskningsboringer i Central Graven og to efterforskningsboringer på land, se figur 1.9 og figur 1.11. I begge efterforskningsboringer i Centralgraven, Broder Tuck-2 og Lille John-1, blev der gjort fund af kulbrinter.

I statistikken på figur 1.10 er boringer placeret i det år, hvor de er påbegyndt.

På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk, findes en oversigt over samtlige danske efterforsknings- og vurderingsboringer.

Efterforskningsboringer

Løve-1 (5509/6-1)

I perioden maj-juni 2011 har GMT Exploration Company Denmark ApS, som operatør for tilladelse 2/07, boret efterforskningsboringen Løve-1 mellem Give og Vejle i Jylland.

Løve-1 blev boret som en lodret boring og sluttede i grundfjeld i 2451 meters dybde målt under terræn, svarende til 2365 meters dybde målt under havets overflade.

Boringen fandt sandstenslag i Nedre Trias og lag med kalksten i Øvre Perm. Der blev foretaget målinger, der viste, at der kun var spor af olie og gas i kalkstenslagene. Boringen blev efterfølgende lukket permanent. Efter evalueringen af resultaterne fra boringen, besluttede rettighedshaveren, som omtalt i afsnittet *Ophørte tilladelser og arealtilbageleveringer*, at tilbagelevere tilladelsen.

Broder Tuck-2/2A (5504/20-04)

PA Resources UK Limited har, som operatør for tilladelse 12/06, boret efterforskningsboringen Broder Tuck-2 i den sydvestligste del af Nordsøen. Boringen blev udført i juni-august 2011 og fandt kulbrinter (naturgas med kondensat) i sandsten af Mellem Jura alder.

fig. 1.8 Geofysiske undersøgelser foretaget vest for 6°15' østlig længde

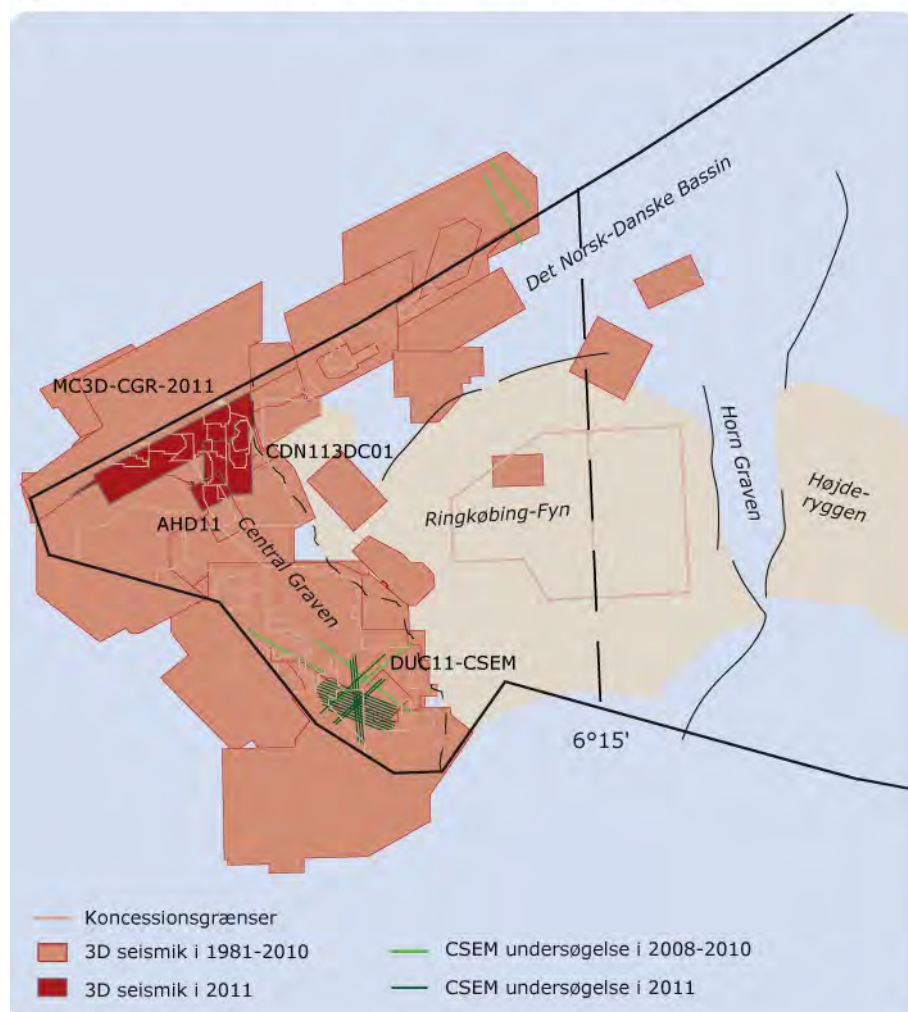


fig. 1.9 Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2011 vest for 6°15' østlig længde

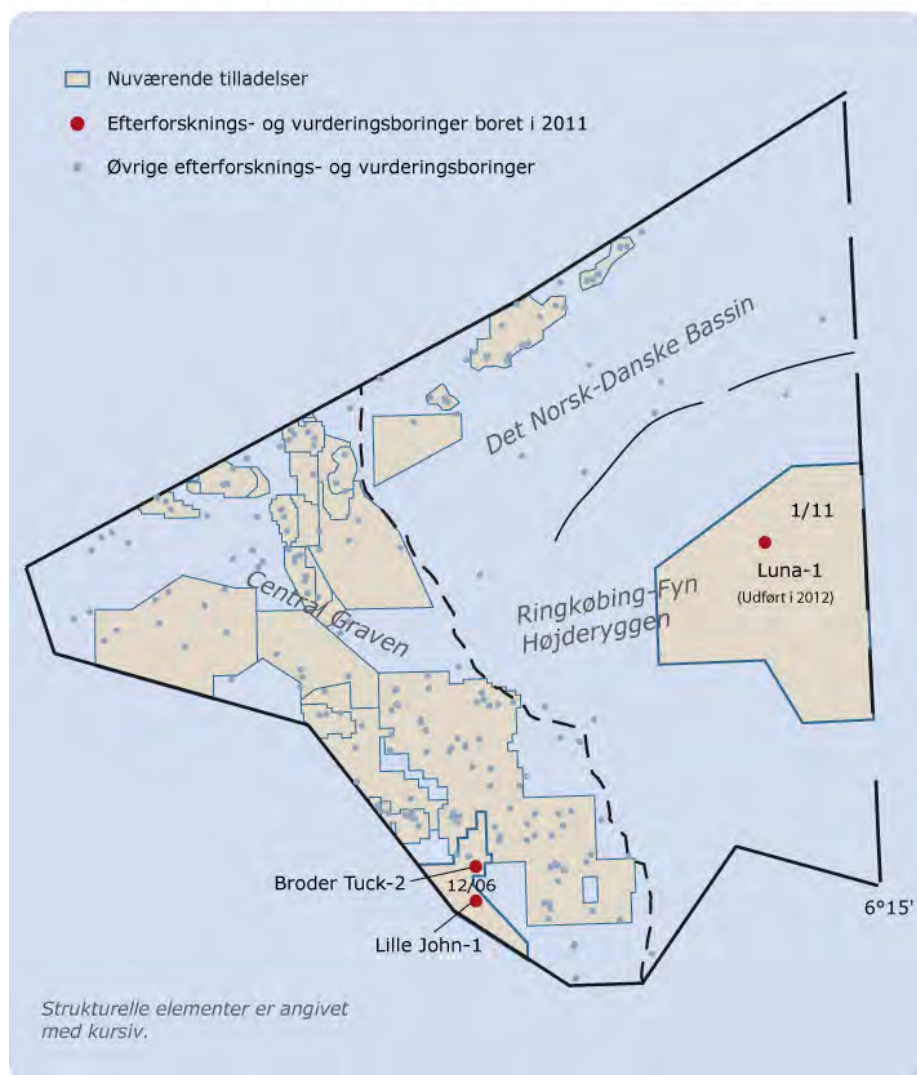
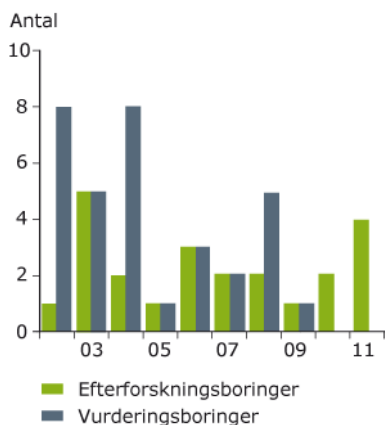


fig 1.10 Efterforsknings- og vurderingsboringer udført fra 2002-2011



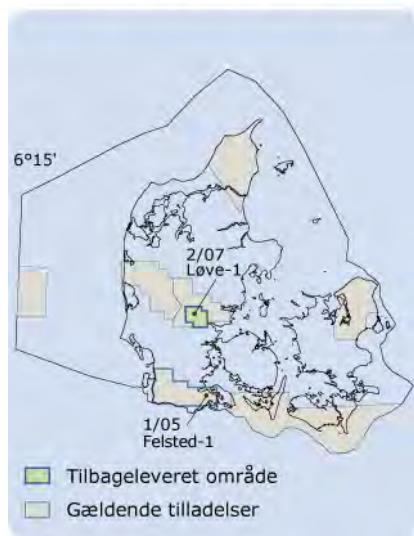
Boreoperationen blev oprindeligt påbegyndt med boringen Broder Tuck-1, men grundet tekniske problemer måtte denne forlades, og Broder Tuck-2 blev påbegyndt få meter derfra.

Broder Tuck-2 blev boret som en lodret boring og sluttede i lerlag i Trias i en dybde af 3658 meter under havets overflade. Der blev taget en borekerne, udtaget væskeprøver og foretaget omfattende målinger. For nærmere at vurdere udstrækningen og kvaliteten af gasfundet blev der boret en sideboring, Broder Tuck-2A. Broder Tuck-2A fandt ligeledes mellem jurassiske sandsten, der indeholdt kulbrinter. Denne sideboring blev afsluttet i lag af Trias alder i en dybde af 3799 meters dybde under havets overflade.

I 1975 blev U-1X boringen udført omtrent 290 m højere oppe på samme struktur, som Broder Tuck-2/2A er boret på, men U-1X fandt kun begrænsede mængder af kulbrinter.

Rettighedshaveren vil nu vurdere resultaterne fra Broder Tuck-2/2A nærmere og lægge en plan for de yderligere arbejder, der skal afgøre, om gasfundet kan udnyttes kommercielt.

fig. 1.11 Efterforskningsboringer i 2011 øst for 6°15' østlig længde



Lille John-1/1A/1B (5504/20-05)

I perioden september-november 2011 har PA Resources UK Limited, som operatør for tilladelse 12/06 udført efterforskningsboringen Lille John-1 i den sydvestligste del af Nordsøen. Boringen fandt olie i sandsten af Miocæn alder og svage indikationer på kulbrinter i dybereliggende lag.

Den miocæne lagpakke er et relativt udforsket efterforskningsmål på dansk område, og det spændende fund i Lille John-1 kan vise sig at blive den første udnyttelse af kulbrinter fra et reservoir af Miocæn alder i Danmark.

Lille John-1 blev boret som en nærvæd lodret boring. Der blev udtaget sidevægskerner og væskeprøver samt foretaget omfattende målinger. I forbindelse med boringen i Nedre Palæocæne lag måtte operatøren to gange genbore en sektion med henholdsvis sideboringen Lille John-1A og Lille John-1B. Lille John-1B gennemborede tætte lag, der viste svage indikationer på kulbrinter og sluttede i Zechstein saltlag i en dybde af 1307 meter lodret under havets overflade.

Rettighedshaveren vil nu vurdere resultaterne fra Lille John-1 nærmere og lægge en plan for de yderligere arbejder, der skal afgøre, om oliefundet kan udnyttes kommercielt.

Felsted-1 (5409/3-1)

Det polske statsolieselskab Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) har, som operatør for tilladelse 1/05, i perioden december 2011 til januar 2012, boret efterforskningsboringen Felsted-1 sydøst for Aabenraa i Jylland. Der blev fundet kvælstof og små mængder naturgas.

Felsted-1 blev boret som en afbøjet boring og sluttede i konglomerater af Rotliegendes alder i 2514 meters dybde målt under terræn, svarende til 2412 meters dybde målt lodret under havets overflade. Boringen fandt dolomit i lag af Zechstein alder. Der blev gennemført kerneboring og udtaget væskeprøver samt foretaget omfattende målinger. Der blev udtaget prøver med hovedsageligt kvælstof (nitrogen) samt små mængder naturgas i dolomitlagene.

Luna-1 (5605/32-1)

Altinex Oil Denmark A/S har som operatør for tilladelse 1/11 i samarbejde med tilladelse 2/05 boret efterforskningsboringen Luna-1. Boringen fandt ikke kulbrinter. Boringen blev påbegyndt i februar og afsluttet i marts 2012. Da boringen er påbegyndt i 2012 vil den indgå i statistikken for 2012.

Luna-1 blev boret på Ringkøbing-Fyn Højderyggen i den vestlige del af Nordsøen, omtrent 60 km fra Centralgraven.

Luna-1 blev boret som en lodret boring og sluttede i vulkanske konglomerater af sandsynligvis Rotliegendes alder i en dybde af 2073 meter under havets overflade. Der blev taget en borekerne, udboret sidevægskerner og foretaget omfattende målinger.

For at vurdere de geologiske muligheder i området vil rettighedshaveren nu foretage en nærmere analyse og vurdering af resultaterne.

2

ANDEN ANVENDELSE AF UNDERGRUNDEN

Anvendelse af den danske undergrund reguleres af lov om anvendelse af Danmarks undergrund. Loven omtales normalt som undergrundsloven. Dette kapitel omhandler anden brug af undergrunden end olie- og gasindvinding. I Danmark foregår der også produktion af salt fra undergrunden, efterforskning og indvinding af geotermisk varme, lagring af naturgas, ligesom der arbejdes med mulighederne for lagring af CO₂ i undergrunden. Undergrundsloven blev ændret i foråret 2011 for blandt andet at implementere EU-direktivet om geologisk lagring af CO₂.

GEOTERMISK VARMEPRODUKTION

Der findes store mængder varme i den danske undergrund. Den geotermiske varme kan indvindes fra det salte vand, der ligger i porøse sandstenslag, og som kan findes i meget store dele af Danmarks undergrund. Geotermisk varme fra undergrunden kan udnyttes til produktion af fjernvarme.

Der findes i dag to geotermiske anlæg, der producerer geotermisk varme til fjernvarmeforsyning. Et anlæg ved Thisted har produceret varme siden 1984 og et anlæg på Amager siden 2005. Et nyt anlæg er under etablering ved Sønderborg, hvor der i 2010 blev udført to borer til brug for produktion af geotermisk energi. Det nye anlæg ved Sønderborg forventes idriftsat i efteråret 2012. Figur 2.1 viser gældende geotermi tilladelser ved begyndelsen af 2012.

fig. 2.1 Geotermi tilladelser og -ansøgninger ved begyndelsen af 2012

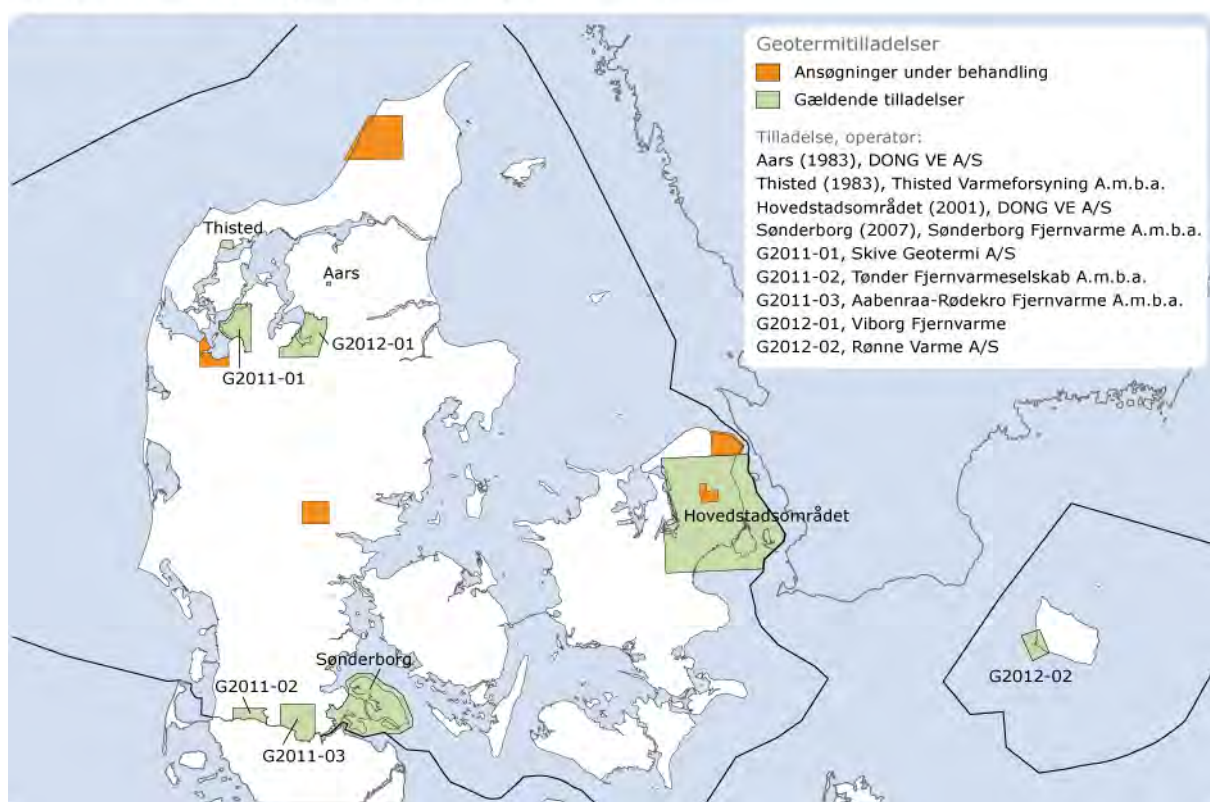
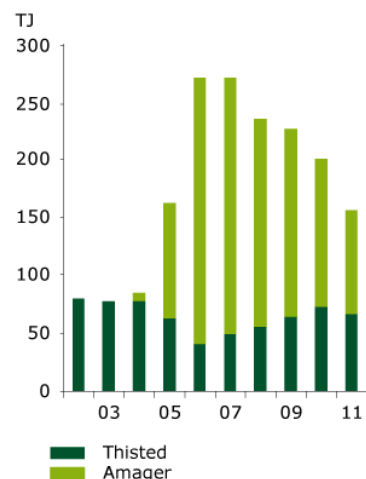


fig. 2.2 Produktion af geotermisk energi, 2002-2011



Produktionen af geotermisk energi gennem de seneste ti år er vist i figur 2.2. Samlet set blev der i 2011 produceret 166 TJ geotermisk energi til fjernvarmeproduktion. Det svarer til varmeforbruget i ca. 2500 husstande. Det er ca. 22 procent mindre end i 2010, og skyldes mindre produktion fra anlægget på Amager på grund af tekniske forhold.

For at give alle interesserede mulighed for at søge om en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi blev der i efteråret 2010 gennemført en åben indkaldelse af nye ansøgninger om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi til fjernvarmeproduktion. Der kan søges om nye tilladelser to gange om året med ansøgningsfrist den 1. februar og den 1. september. Energistyrelsen fremlagde den 1. oktober 2010 proceduren for indsendelse af sådanne ansøgninger. I denne forbindelse blev der også fremlagt standardvilkår for tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi med henblik på fjernvarmeforsyning. Ansøgningsproceduren er tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. En mindre opdatering af ansøgningsprocedure og modeltilladelse, som er tilgængelige på Energistyrelsens hjemmeside, er gennemført i december 2011.

Ifølge undergrundslovens § 35 skal en rettighedshaver erstatte skader, der forvoldes ved den i henhold til tilladelse udøvede virksomhed, selvom skaden er hændelig. Der er i tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi et krav om, at rettighedshaverens ansvar i henhold til undergrundsloven skal være dækket af forsikring. Forsikringen skal give en rimelig dækning ud fra hensynet til risikoen ved virksomhedens udøvelse. Desuden er der krav om, at rettighedshaveren i øvrigt skal følge de bestemmelser om forsikring, der måtte blive fastsat af Energistyrelsen. Energistyrelsens forventninger til forsikring i forbindelse med gennemførelse af aktiviteter i medfør af en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi er klagt i efteråret 2011, og fremgår nærmere af materiale på styrelsens hjemmeside.

NYE TILLADELSER OG ANSØGNINGER

Der er i 2011 udstedt tre nye tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi. Tilladelserne dækker områder ved Skive og Tønder samt et område syd for Aabenraa. I januar 2012 er der desuden udstedt yderligere to tilladelser til områder ved Viborg og Rønne. Områderne for de nye tilladelser er vist i figur 2.1.

Efter ansøgningsfristens udløb den 1. februar 2012 foreligger der nu i alt fem ansøgninger om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi med henblik på fjernvarmeforsyning. Ansøgningerne omfatter områder ved Hjørring, Struer, Givskud, Helsingør og Farum. Områderne for disse ansøgninger er vist i figur 2.1. Energistyrelsen behandler ansøgningerne. Før nye tilladelser kan udstedes af klima-, energi- og bygningsministeren, skal sagen forelægges for Klima-, Energi- og Bygningsudvalget i Folketinget.

Aabenraa-Røde Kro Fjernvarme A.m.b.a. foretog i august 2011 en seismisk undersøgelse med henblik på kortlægning af mulighederne for indvinding af geotermisk energi. Der blev i alt indsamlet ca. 12,5 km 2D seismiske linjer ved brug af vibroseismisk udstyr. Placeringen af linjerne er vist på figur 2.3

På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk findes yderligere detaljer om såvel de otte eksisterende tilladelser som de fem ansøgninger, der er under behandling. Det drejer sig blandt andet om oplysninger om, hvilke selskaber der indgår i de enkelte tilladelser.

LAGRING AF CO₂

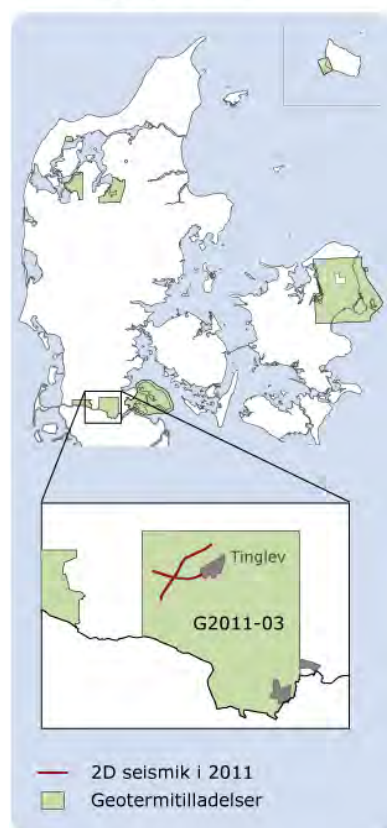
Mulighederne for at nedbringe CO₂-udledningerne til atmosfæren overvejes i mange sammenhænge. En mulighed kunne være at opsamle og efterfølgende lagre CO₂ fra store punktkilder som eksempelvis kraftværker og store industrianlæg. Ofte omtales denne teknologi som CCS, en forkortelse af udtrykket Carbon Capture and Storage.

Lagring af CO₂ skal ske på steder med egnede geologiske forhold. Før sådanne steder kan udpeges, skal der gennemføres en række detaljerede undersøgelser og analyser for at vurdere undergrundens egnethed til lagring af CO₂. Teknologien omkring lagring af CO₂ i undergrunden minder på en række områder om lagring af naturgas i undergrunden.

Det er også en mulighed at injicere CO₂ i oliefelterne i Nordsøen. Herved kan der opnås den effekt, at der kan produceres mere olie fra felterne. CO₂ injektion vil således kunne frigøre mere olie fra lagene i oliefeltet - olie som ellers ikke ville kunne produceres med den teknologi, der anvendes i dag. Metoden anvendes endnu ikke på oliefelter i Nordsøen, men der arbejdes på at undersøge om et projekt kan sættes i værk i de kommende år.

I forbindelse med Folketingets behandling af forslag til ændring af undergrundsloven for at implementere CCS-direktivet (jf. nedenfor) har Folketingets Energipolitiske Udvalg (nu KEB) i foråret 2011 behandlet forslaget. Det fremgår blandt andet af udvalgets betænkning, at regeringen arbejder for, at injektion og lagring af CO₂ kan ske på oliefelter i Nordsøen med det formål at øge olieindvindingen, såfremt det kan gennemføres sikkerheds- og miljømæssigt fuldt forsvarligt. Desuden fremgår det af energiudvalgets betænkning, at der i udlandet arbejdes med at demonstrere opsamling, transport og lagring af CO₂ i forbindelse med større kraftværker og industrielle anlæg. Det forventes, at der i udlandet frem mod 2015 vil blive taget beslutning om og etableret flere fuldskala demonstrationsanlæg, og at der i årene herefter vil kunne indsamles nyttige erfaringer fra sådanne projekter. Regeringen afventer sådanne erfaringer, før der kan tages stilling til, om lagring af CO₂ på land i Danmark kan accepteres. Før lagring af CO₂ på land kan finde sted, skal der tages principiel stilling hertil ved en drøftelse i Folketingssalen. Det samme gør sig gældende for lagring af CO₂ på havet, såfremt der er tale om lagring uden at dette samtidig omfatter øget olieindvinding fra oliefelter. En drøftelse af disse forhold kan gennemføres, når der er flere erfaringer med teknologien, hvilket tidligst forventes at foreligge frem mod 2020.

fig. 2.3 Geofysiske undersøgelser foretaget på land i 2011

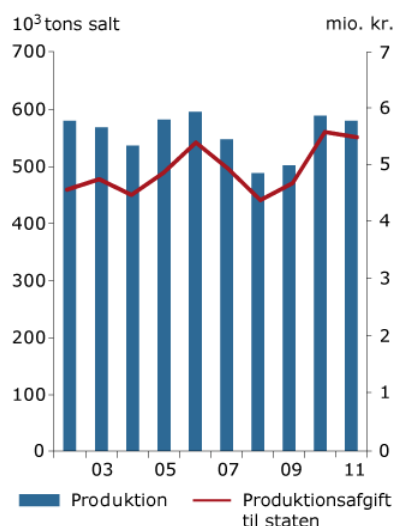


I marts 2010 har Vattenfall fremsendt en ansøgning om tilladelse til at anvende undergrunden til lagring af CO₂ i Vedsted strukturen beliggende nordvest for Aalborg. Der er i oktober 2011 meddelt Vattenfall et afslag på ansøgningen. Ved afgørelsen er der navnlig lagt vægt på, at regeringen vil afvente udenlandske erfaringer med anvendelse af CCS teknologien, før der kan tages stilling til, om lagring af CO₂ på land kan accepteres i Danmark.

ÆNDRING AF UNDERGRUNDSLOVEN

EU vedtog i april 2009 et direktiv om lagring af CO₂, det såkaldte CCS-direktiv. Folketinget vedtog i maj 2011 en ændring af undergrundsloven, som blandt andet implementerer store dele af CCS-direktivet. De mere tekniske dele af direktivet er implementeret ved udstedelse af bekendtgørelse nr. 859 af 14. juli 2011 om geologisk lagring af CO₂ m.v. Med lovændringen er der ikke taget stilling til om CO₂ lagring skal anvendes i Danmark. Lovændringen omfatter en retlig ramme for CO₂ lagring, såfremt det besluttes at anvende denne teknologi i Danmark.

fig. 2.4 Saltproduktion og statens indtægter fra produktionsafgiften, 2002-2011



Samtidigt med implementering af CCS direktivet i undergrundsloven er der også indført andre ændringer af loven.

Der er indført en hjemmel til at kunne afstå at behandle uopfordrede nye ansøgninger om tilladelse til efterforskning og indvinding af et eller flere råstoffer. Herved er der mulighed for, at der kan ske en prioritering af anvendelsen af undergrunden til forskellige formål. Der er nu også særlige bestemmelser i loven om efterforskning og indvinding af geotermisk energi, herunder om hvordan der kan indsendes ansøgninger om nye tilladelser. Desuden er der gennemført en revision af bestemmelsen, som giver klima-, energi- og bygningsministeren mulighed for at påbyde samordnet indvinding og udnyttelse af anlæg til brug for indvinding, behandling og transport af olie og gas. Formålet hermed er at sikre bedst mulig udnyttelse af infrastrukturen med henblik på at forlænge levetiden for eksisterende olie- og gasfelter og produktion fra nye marginale felter. Den reviderede og samlede undergrundslov fremgår af lovbekendtgørelse nr. 960 af 13. september 2011, som blandt andet kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. Mere detaljerede regler om samordning (tredjepartadgang) findes i bekendtgørelse nr. 1132 af 5. december 2011.

GASLAGRING

Der findes i dag to gaslagre i Danmark. Det ene ligger ved Stenlille på Sjælland og er ejet af DONG Storage A/S. Det andet gaslager ligger ved Lille Torup i det nordlige Jylland og ejes af Energinet.dk Gaslager A/S.

Der findes flere oplysninger om gaslagrene ved Stenlille og Lille Torup i Energistyrelsens rapport "Danmarks olie- og gasproduktion - og udnyttelse af undergrunden, 2009".

Der er i juni 2011 meddelt afslag til Dansk Gaslager ApS på en ansøgning om tilladelse til anlæg og drift af et naturgaslager ved Tønder. Ved afgørelsen er der navnlig lagt vægt på, at der ikke aktuelt er behov for en udvidelse af gaslagerkapaciteten i Danmark.

SALTINDVINDING

I Danmark indvindes salt et enkelt sted ved Hvornum ca. 8 km sydvest for Hobro. Det er selskabet Akzo Nobel Salt A/S, der indvinder salt fra en salthorst i undergrunden. Selskabet har en eneretsbevilling til produktion af salt fra den danske undergrund. Saltet anvendes til konsumsalt, industrisalt og vejsalt.

Den årlige produktion af salt er omkring 500.000 til 600.000 tons om året, og statens indtægter fra produktionsafgift er omkring 5 mio. kr. om året. Figur 2.4 viser de seneste ti års produktion af salt og de statslige indtægter fra produktionsafgift.

3

PRODUKTION OG UDBYGNING

Danmarks olie- og gasproduktion har været i gang i snart 40 år, og der er stadig stor aktivitet. Dette kunne også ses i 2011, hvor Energistyrelsen godkendte fem planer for videreudbygning af eksisterende felter samt en plan udbygningen af et helt nyt felt, Hejre feltet. Offshore har der desuden været omfattende aktiviteter med vedligeholdelsesarbejder for at optimere produktionen fra eksisterende felter, ligesom der har været udført boring af nye brønde

fig. 3.1 Placering af produktionsanlæg i Nordsøen 2011

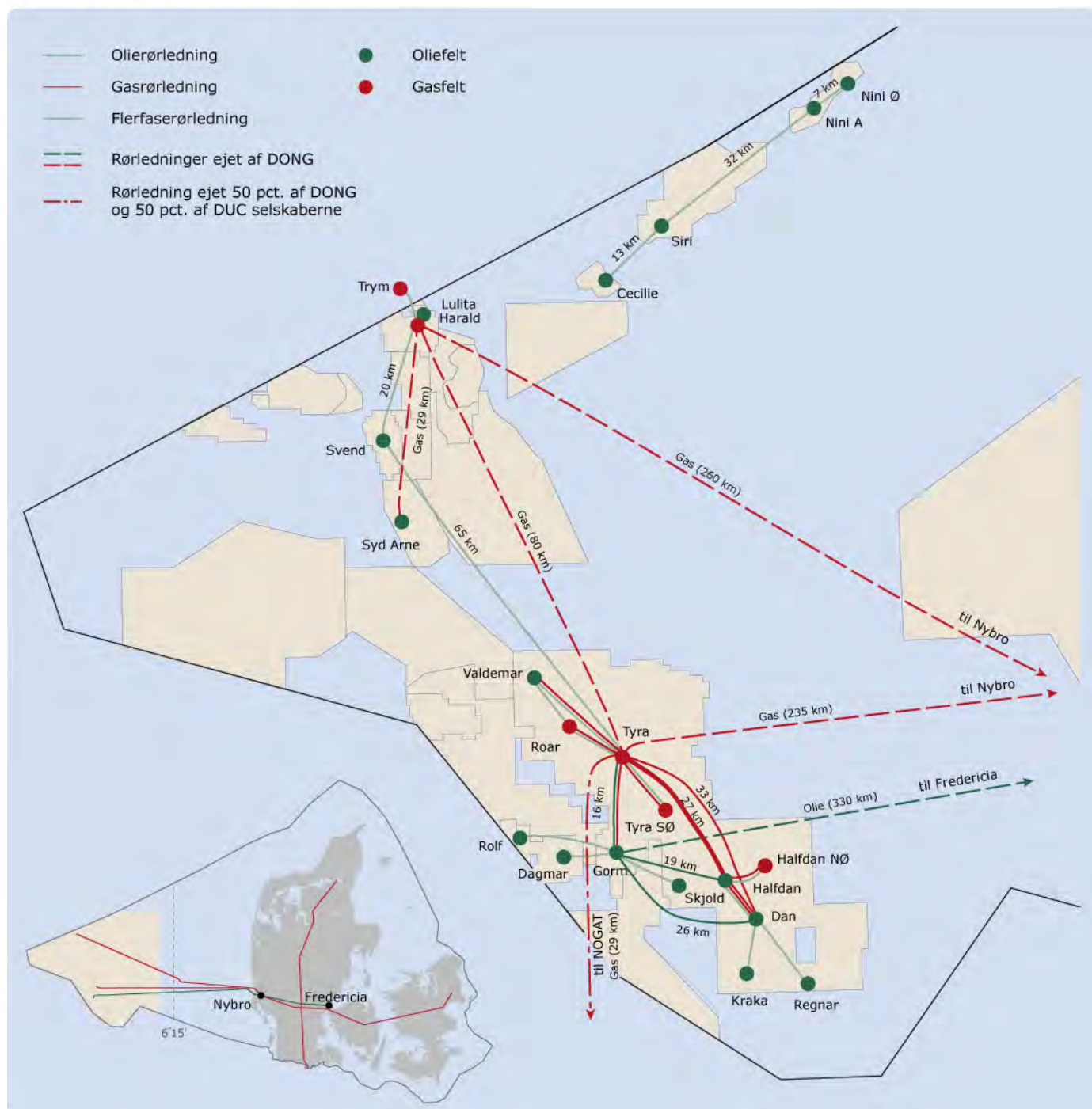
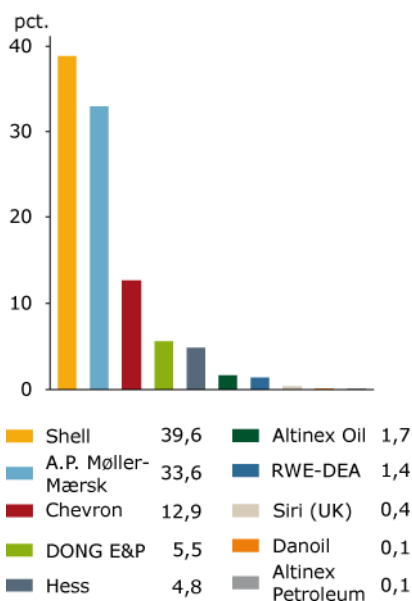


fig. 3.2 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



I 2011 har produktionen i perioder været standset på nogle felter af sikkerhedsmæssige eller miljømæssige hensyn. Disse nedlukninger kan blive mere normale i fremtiden, efterhånden som platformene og rørledningerne bliver ældre. For at modvirke uplanlagte nedlukninger, har der i de senere år været planlagte sommernedlukninger på flere platforme for at foretage gennemsyn og vedligehold af brønde og offshoreinstallationer.

En beskrivelse af samtlige producerende felter kan findes i oversigten "Danmarks producerende felter 2011" på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. Oversigten indeholder udbygningsaktiviteter, investerings, historisk produktion og tilbageværende reserver. Derudover er der en kort beskrivelse for hvert felt af de geologiske forhold, produktionsstrategi og anlæggene samt et feltkort, der viser de eksisterende indvindings- og injektionsbrønde.

PRODUKTIONEN I 2011

Alle Danmarks producerende felter er placeret i Nordsøen og kan ses på figur 3.1 sammen med de vigtigste rørledninger. Der er i alt 19 felter af varierende størrelse, og indvindingen fra disse felter varetages af tre operatører; DONG E&P A/S, Hess Denmark ApS og Mærsk Olie og Gas A/S.

Samlet har i alt 10 selskaber andel i produktionen fra de danske felter. De enkelte selskabers andel af olieproduktionen kan ses på figur 3.2. Dansk Undergrunds Consortium (DUC), som består af Shell, A.P. Møller Mærsk og Chevron, har den største andel med 86 pct. af olieproduktionen og 97 pct. af gaseksporten.

Indvindingen i den danske del af Nordsøen kom i 2011 fra i alt 278 aktive produktionsbrønde, hvoraf 199 er oliebrønde og 79 er gasbrønde. 109 aktive vandinjektionsbrønde og 6 gasinjektionsbrønde bidrog til indvindingen.

Produktion af olie og gas fra de enkelte felter er angivet i bilag A. Gasproduktionen er opdelt i salgsgas, injektionsgas, gas til brændstof samt afbrændt gas. Ligeledes er der i bilag A angivet tal for produktion og injektion af vand samt udledning af CO₂.

Produktionstal for hvert år kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. Opgørelsen går tilbage til 1972, hvor produktionen startede i Danmark.

Olieproduktionen

I 2011 blev der produceret 12,8 mio. m³ olie, hvilket er et fald på 9,8 pct. i forhold til i 2010. Dermed fortsætter produktionen fra den danske del af Nordsøen som forventet med at aftage. Denne tendens skyldes hovedsageligt, at de fleste felter allerede over mange år har produceret størstedelen af den forventede indvindelige olie. Derudover kræver disse aldrende felter mere vedligehold af brønde, rørledninger og platforme. Vedligeholdelsesarbejderne betyder ofte tab af produktion eller forsinket produktion, da brønde og måske endda hele platforme skal lukkes, mens arbejderne pågår. Udviklingen i olie- og gasproduktionen i de sidste 25 år kan ses på figur 3.3.

Udbygning af eksisterende og nye felter kan bidrage til at modvirke den faldende produktion. Derudover kan implementering af både kendt og ny teknologi være med til at optimere produktionen fra eksisterende felter.

Gasproduktionen

Den totale gasproduktion for 2011 var 6,5 mia. Nm³. Heraf blev 5,6 mia. Nm³ gas sendt til land som salgsgas, hvilket er et fald på 21 pct. i forhold til 2010.

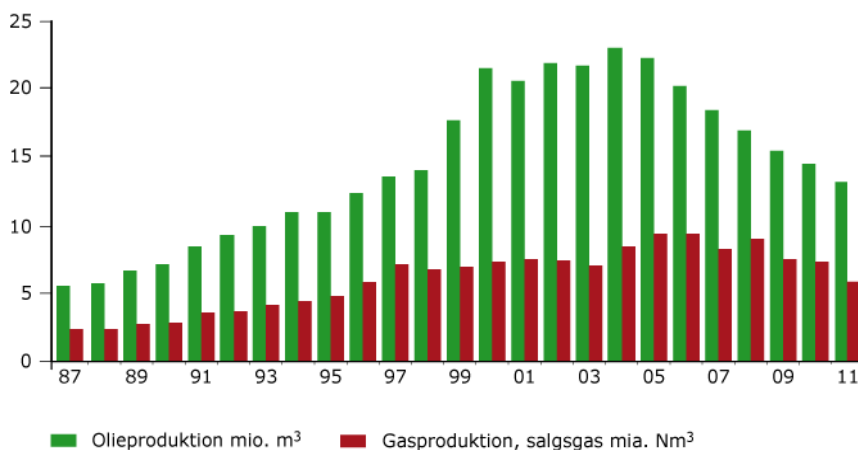
Den resterende del af gasproduktionen er enten reinjiceret i udvalgte felter til forbedring af indvindingen eller brugt som brændstof på platformene. En mindre del af gassen er afbrændt uden nyttiggørelse (flaring) af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager. Forbrug af gas til brændstof og gasafbrænding uden nyttevirkning er beskrevet i kapitel 5, *Klima og Miljø*. En oversigt over den historiske udvikling siden 1972 findes i bilag A.

Vandproduktionen og vandinjektionen

Vand produceres som et biprodukt i forbindelse med produktionen af olie og gas. Vandet kan både stamme fra naturlige vandzoner i undergrunden samt fra den vandinjektion, som udføres for at fremme olieproduktionen. Andelen af vand i den samlede væskeproduktion for den danske del af Nordsøen stiger og er i 2011 nået op på 74 pct. Det kræver meget energi at håndtere disse store andele produceret vand, der for visse gamle felter er helt oppe omkring 90 pct. I 2011 var vandproduktionen 35,6 mio. Nm³, hvilket er et fald på 4 pct. i forhold til 2010. Vandinjektionen er i 2011 steget med 3 pct. i forhold 2010.

Siden 2008 er vandproduktionen faldet hovedsageligt som følge af den faldende olie- og gasproduktion. Vandmængden af den samlede væskeproduktion stiger på de fleste felter, jf. ovenfor, så operatørerne forsøger at dæmme op for det ved blandt andet at lukke produktion fra zoner med høj vandproduktion.

fig. 3.3 Produktion af olie og gas i perioden 1987-2011



UDBYGNING I 2011

Der er blevet boret og afsluttet seks nye produktionsbrønde og en ny vandinjektionsbrønd i 2011. Dermed har niveauet for etablering af udbygningsbrønde i 2011 været lidt højere end i 2010. Set på baggrund af tidligere godkendte udbygningsplaner forventes niveauet at stige yderligere i 2012.

De udførte borer og øvrige udbygningsaktiviteter repræsenterer en samlet investering på 4,3 mia. kr., hvilket er på samme niveau som i 2010.

Godkendte udbygningsplaner og igangværende aktiviteter

Dan feltet

En ny plan for videreudbygning af Dan feltet blev godkendt den 27. maj 2011. Planen omfatter etablering og produktion fra op til otte nye brønde udført fra eksisterende installationer. Der er planlagt seks nye brønde samt mulighed for genboring af yderligere to brønde, såfremt det ikke er muligt at reparere dem.

Udgifterne til brøndene skønnes at andrage ca. 150 mio. kr. pr. brønd. Udbygningen forventes at øge produktionen fra Dan feltet med ca. 2,7 mio. m³ olie i brøndenes levetid.

I 2011 blev der arbejdet med at etablere to nye produktionsbrønde på Dan feltet, MFF-40 og MFF-36, der først forventes fuldført i 2012. Disse to brønde indgår i de udbygningsplaner, som er godkendt i henholdsvis juli 2010 og maj 2011.

På Dan feltet har der i 2011 været en omfattende kampagne til vedligehold og reparation af eksisterende brønde og installationer. To af brøndene er blevet permanent lukket.

Gorm feltet

En plan for videreudbygning af Gorm feltet blev godkendt den 4. oktober 2011. Planen omfatter etablering og produktion fra seks nye olieproduktionsbrønde, hvoraf flere genbruger dele af eksisterende brønde, der ikke længere bidrager til produktionen. De nye brøndes placering er fordelt over feltet mellem de eksisterende brønde.

Udgifterne til den samlede udbygningsplan skønnes at andrage ca. 740 mio. kr. Udbygningen forventes at øge produktionen fra Gorm feltet med ca. 0,95 mio. m³ olie i brøndenes levetid. Arbejderne forventes påbegyndt i 3. kvartal 2012.

På Gorm feltet har der i 2011 været en omfattende kampagne til vedligehold og reparation af eksisterende installationer.

Halfdan feltet

En plan for videreudbygning af Halfdan feltet blev godkendt den 11. marts 2011. Planen omfatter etablering og produktion fra op til fire nye olieproduktionsbrønde fra eksisterende installationer. Indledningsvis udføres en brønd fra Halfdan DA og afhængig af resultaterne fra denne vurderes potentialet for udførelse af yderligere tre brønde fra samme platform.

Udgifterne til den første brønd skønnes at andrage ca. 256 mio. kr. Produktionen fra brønden forventes at udgøre ca. 0,23 mio. m³ olie og ca. 0,19 mio. Nm³ gas i brøndens levetid. Udbygningen blev iværksat i marts 2011.

Den første brønd i ovennævnte udbygningsplan HDA-9ML, blev påbegyndt i 2011 og endelig afsluttet i 2012. Brønden er en kombineret vurderings- og produktionsbrønd. Indledningsvis blev der boret et vurderingsspor, som efterfølgende blev permanent lukket, inden det egentlige produktionsspor blev boret.

Halfdan feltets nye procesplatform Halfdan BD blev sat i drift i 2011 og modtog den første olie til behandling i marts 2011.

Harald feltet

Selve Harald feltet er ikke udbygget i 2011, men det norske felt Trym er via en rørledning blevet tilsluttet anlægget på Harald feltet i 2011. Produktion fra Trym startede i februar 2011 og eksporteres til land via Harald feltet.

Hejre feltet

En plan for udbygning af det helt nye felt, Hejre, blev godkendt den 6. oktober 2011. Feltet er placeret i den nordlige ende af den danske del af centralgraven. Hydrokarbonerne findes i ca. 5 km's dybde, hvilket er så dybt, at de vanskelige geologiske forhold kræver udstyr til håndtering af højt tryk og høj temperatur (HPHT udstyr). I Danmark er der ind til nu produceret olie og gas fra dybder på omkring 1,5-3,5 km.





Planen omfatter etablering og produktion fra et nyt offshoreanlæg samt mindst fem nye brønde fra feltet. Det nye offshoreanlæg består af en kombineret beboelse, brøndhoved og procesplatform. Behandlingskapaciteten på anlægget planlægges til ca. 7.200 m³ væske og 2 mio. Nm³ gas pr. dag. Beboelsen forventes maksimalt at kunne huse 70 personer. I tilknytning til udbygningen skal der endvidere udføres rørledningsarbejder i forbindelse med opkobling til eksisterende infrastruktur.

Omkostningerne til feltudbygningen forventes at andrage omkring 12 mia. kr. for DONG E&P A/S. Den samlede produktion fra brøndene forventes at udgøre ca. 16 mio. m³ olie og ca. 10 mio. Nm³ gas i projektets levetid. Udbygningen planlægges påbegyndt i 2014 med forventet produktionsstart i 2015.

Det forventes, at hydrokarbonerne, der produceres fra feltet, vil have en sammensætning, som gør det nødvendigt at udbygge olieterminalen i Fredericia. DONG Oil Pipe A/S forventer at investere ca. 2 mia. kr. i terminaludbygningen.

Kraka feltet

Kraka feltet blev i 2011 udbygget med brønden A-11, som er boret ved delvist genbrug af den lukkede brønd A-4. Det udførte arbejde er en del af en udbygningsplan for Kraka feltet, som Energistyrelsen godkendte i 2006.

Nini feltet

Nini feltet blev i 2011 udbygget med brønden NB-4, som anvendes til injektion af vand. Brønden er en del af den plan for Nini Øst, der blev godkendt i januar 2008.

Rolf feltet

Rolf feltet har været lukket siden marts 2011 på grund af en lækage på rørledningen fra Rolf feltet til Gorm feltet. Der arbejdes på at finde en løsning.

Siri Feltet

I 2009 blev der observeret problemer med den undervandskonstruktion på Siri anlægget, som understøtter brøndcaissonen. I januar 2010 blev der etableret en midlertidig understøtning af caissonen, og i 2011 begyndte arbejdet med at etablere en permanent konstruktion. Denne permanente løsning forventes klar til sommeren 2013.

Indtil den permanente konstruktion er klar, har operatøren af sikkerhedsmæssige årsager været nødt til at lukke hele Siri anlægget ned i perioder, hvor den forventede bølgehøjde var over 6 m. Nedlukningerne har også omfattet felterne Nini og Cecilie, som begge er satellitter til Siri.

Svend feltet

Svend feltet var lukket i perioden fra november 2010 til slutningen af marts 2011 i forbindelse med reparation af korroderede installationer.

Syd Arne feltet

På Syd Arne feltet pågår arbejdet med udførelse af 2. etape af feltets 3. udbygningsfase, som blev godkendt i 2010. Planen omfatter etablering og produktion fra to nye platforme med i alt 11 nye brønde. Planen er nærmere beskrevet i sidste års udgave af Danmarks olie og gas produktion.

Der er gennemført vedligeholdelseskampagner på eksisterende brønde og opgraderinger af eksisterende udstyr i relation til den igangværende udbygning. Der er installeret et flaregasgenindvindingsanlæg, som forventes taget i brug i 2012.



Tyra feltet

I 2011 blev der godkendt to forskellige planer for videreudbygning af Tyra feltet.

Årets første udbygningsplan for Tyra feltet blev godkendt den 11. marts. Planen omfatter etablering og produktion fra op til to nye olieproduktionsbrønde fra eksisterende installationer. Indledningsvis udføres en brønd fra Tyra vest og afhængig af resultaterne af denne vurderes potentialet for udførelse af yderligere en brønd på den sydlige flanke af Tyra feltet. Udgifterne til den første brønd skønnes at andrage ca. 326 mio. kr. Produktionen fra brønden forventes at udgøre ca. 0,68 mio. m³ olie og ca. 0,31 mia. Nm³ gas i projektets levetid. Udbygningen er påbegyndt i 1. kvartal 2012.

Årets anden udbygningsplan for Tyra feltet blev godkendt den 23. december 2011. Denne plan omfatter etablering af og produktion fra op til fire nye gasproduktionsbrønde, alle fra eksisterende installationer. Resultaterne fra den første brønd vil være afgørende for, om der er grundlag for yderligere tre brønde. Udgifterne til den første brønd skønnes at andrage ca. 190 mio. kr., og udbygningen med den første brønd forventes at øge indvindingen fra Tyra feltet med ca. 0,05 mio. m³ olie og 0,37 mia. Nm³ gas i brøndens levetid. Arbejderne forventes påbegyndt i 2. kvartal 2013.

Valdemar feltet

Valdemar feltet er i 2011 udbygget med to nye produktionsbrønde VBA-6C og VBA-9, som begge er en del af udbygningsplanen for feltet, der blev godkendt i 2009.

Efterforsknings- og vurderingsboringer, som er udført i 2011, omtales i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*. Oplysninger om godkendte udbygningsplaner og nye planer under behandling kan endvidere findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

4

SIKKERHED OG SUNDHED

Sikkerhed og sundhed på faste og mobile offshoreanlæg på dansk sokkelområde reguleres af offshoresikkerhedsloven og regler udstedt i medfør af denne. Offshoresikkerhedsloven med tilhørende regler kan findes på styrelsens hjemmeside.

Offshoresikkerhedsloven er baseret på, at selskaberne selv fastsætter høje sikkerheds- og sundhedsstandarder og reducerer risici til et niveau, der er så lavt som rimeligt, praktisk muligt. Endvidere er offshoresikkerhedsloven baseret på, at virksomhederne har et ledelsessystem for sikkerhed og sundhed, så de selv kan styre risici og sikre, at bestemmelser i love og regler overholdes.

Energistyrelsen fører sammen med Søfartsstyrelsen tilsyn med virksomhedernes styring af risici, herunder overholdelse af love og regler. Energistyrelsen samarbejder endvidere med en række andre nationale myndigheder og nationale og internationale organisationer, heriblandt Offshoresikkerhedsrådet, Miljøstyrelsen, North Sea Offshore Authorities Forum og International Regulators Forum om løbende at forbedre sikkerheds- og sundhedsforholdene på offshoreanlæggene.

Et højt niveau for sikkerhed og sundhed er af afgørende betydning for de op mod 3.000 personer, der har deres arbejdsplads på offshoreanlæg på dansk sokkelområde.

Kommissionen har fremsat forslag til regulering af olie- og gasaktiviteter offshore med det formål at forebygge større ulykker og begrænse konsekvensen af olieforurening af det marine miljø i EU. Forslaget er en reaktion på "Deepwater Horizon" ulykken i den Mexicanske Golf, hvor 11 mennesker omkom, boreplatformen sank, og mere end 4 mio. tønder (800.000 m³) olie strømmede ud i havet, se boks 4.1.

TILSYN MED SIKKERHED OG SUNDHED PÅ NORDSØANLÆGGENE

Det skal være sikkert at arbejde på offshoreanlæg på dansk sokkelområde. Gennem tilsynsbesøg og dialog med selskaberne søger Energistyrelsen løbende at højne det sikkerheds- og sundhedsmæssige niveau i den danske sektor, så det fortsat er blandt de højeste i Nordsøen, se boks 4.2.

Der er tre hovedtyper af tilsynsbesøg, nemlig strakstilsyn, projekttilsyn og driftstilsyn.

Strakstilsyn

Strakstilsyn gennemføres i forbindelse med arbejdsulykker og større nærvæd hændelser. Ved strakstilsyn medvirker Energistyrelsen til klarlægning af hændelsesforløbet, når politiet deltager, mens Energistyrelsen selv forestår klarlægningen, hvis politiet ikke deltager.

Projekttilsyn

Projekttilsynet er tilsyn med nybygninger og større ændringer af eksisterende offshore anlæg.

Driftstilsyn

Langt de fleste tilsynsbesøg er driftstilsyn. Driftstilsyn omfatter de anmeldte regelmæssige tilsynsbesøg, de uvarslede tilsynsbesøg og de såkaldte tematilsyn.





Regelmæssige tilsynsbesøg

Normalt gennemføres et årligt tilsyn med driftsforholdene på alle bemandede faste og flytbare anlæg. Besøget omfatter bl.a. tre faste tilsynspunkter: en gennemgang af arbejdsulykker, kulbrinteudslip og vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr.

Uvarslede tilsyn

Uvarslede tilsyn gennemføres, hvor formålet med tilsynet ville forspildes, hvis besøget blev varslet, eksempelvis overholdelse af hviletidsbestemmelserne, indkvartering og beredskab ved opmanding af anlæg, malerkampagner mv. Endvidere gennemføres uvarslede tilsyn, hvis der anmeldes forhold, der er i strid med lovgivningen, eller hvis hensynet til de ansattes sikkerhed og sundhed i øvrigt gør det nødvendigt. Der udføres årligt mellem 3 og 5 uvarslede tilsyn.

Et uvarslet tilsynsbesøg adskiller sig fra det årlige tilsyn med driften ved, at programmet normalt kun fokuserer på to-tre aktuelle emner.

boks 4.1

Macondo ulykken i den Mexicanske Golf

I april 2010 skete der en eksplosion på den flydende boreplatform "Deepwater Horizon", som udførte borearbejde på BP's Macondo felt. 11 mennesker omkom, boreplatformen sank, og gennem en periode på tre måneder strømmede mere end 4 mio. tønder (800.000 m³) olie ud i Den Mexicanske Golf.

Som reaktion på ulykken igangsatte Kommissionen et analysearbejde for at vurdere om en tilsvarende ulykke kunne ske i EU's farvande.

Kommissionen fandt bl.a. at de lovgivningsmæssige rammer for efterforskning og udnyttelse af olie- og gas i EU ikke gav det mest effektive beredskab til imødegåelse af ulykker i alle EU's medlemsstater. Endvidere var det ikke klart, hvor ansvaret for oprydning og udbedring af skader efter et større oliespild var placeret.

Kommissionen fremsatte derfor et forslag til regulering af olie- og gasaktiviteter offshore i form af en forordning, hvis formål er at forebygge større ulykker og begrænse konsekvensen af olieforurening af det marine miljø.

Forordningen er blevet forhandlet under det danske EU-formandskab i første halvår 2012 og forhandlingerne fortsætter under det cypriotiske formandskab i andet halvår 2012.

Hovedparten af medlemsstater er imod en forordning, som er direkte gældende og ønsker i stedet et direktiv, således at eksisterende national lovgivning i vidt omfang kan bevares.

Lovgivningen forventes vedtaget i 2013/2014. Hvis forslaget vedtages i den foreliggende form, vil det medføre en række betydelige ændringer for myndighederne. Offshoresikkerhedsloven bestemmelser om forebyggelse af storulykkesrisici vil blive reguleret af forordningen, medens øvrige sikkerheds- og sundhedsmæssige risici forbliver en del af den nationale lovgivning. Endvidere fastsætter forslaget bl.a., at mellemstaternes myndigheder, der regulerer sikkerhed og miljø offshore i sin funktion, skal være uafhængig af eventuelle interessekonflikter i forhold til de myndigheder, der varetager den økonomiske udvikling, herunder tildeling af koncessioner og opkrævning af skatter, afgifter og gebyrer.

Forslaget forventes ikke at have en stor effekt på de juridiske krav til industrien i forhold til offshoresikkerhedsloven. Kravene til vurdering af risici for større ulykker (Major Hazards) forventes dog ændret. Endvidere indeholder forslaget krav om offentlig deltagelse i godkendelsesprocedurer.

Energistyrelsens tilsyn med offshoreanlæg

Med Folketingets vedtagelse af offshoresikkerhedsloven i 2005, gældende fra 1. juli 2006, blev ansvarsforholdene på området ændret fra mere præskriptive regler i havanlægsloven til mere funktionsrettede regler i offshoresikkerhedsloven. Det er således i dag virksomhederne, der beslutter og udfører aktiviteterne, og har et klart defineret ansvar for, at det sker ordentligt og forsvarligt også i sikkerheds- og sundhedsmæssig forstand. Offshoresikkerhedsloven er udformet som funktionsbestemte regler, dvs. regler, der beskriver det mål, der skal nås og ikke, hvordan målet specifikt nås. Den enkelte virksomhed skal således selv fastsætte rammerne for sine aktiviteter og herigennem sikre, at lovens mål opfyldes.

Det selv at skulle opstille retningslinjer og procedurer stiller anderledes og højere krav til virksomhederne – og giver tilsvarende flere frihedsgrader og større manøvrerum, så længe det er sikkerheds- og sundhedsmæssigt forsvarligt.

Det overordnede mål for virksomhedernes egne retningslinjer og procedurer er, at opfylde lovgivningens formål om dels at fremme et højt niveau for sikkerhed og sundhed offshore, som er i overensstemmelse med samfundets tekniske og sociale udvikling, dels at skabe rammerne for, at virksomhederne selv kan løse sikkerheds- og sundhedsspørgsmål offshore.

Energistyrelsens forventninger til virksomhederne er derfor, at:

- lovens hensigt følges ved at sætte mål for sikkerhed og sundhed, der suppleres af acceptkriterier som ikke må overskrides,
- der etableres og implementeres et effektivt ledelsessystem til styring af sikkerhed og sundhed på offshoreanlæggene,
- der vedligeholdes og udbygges en sikkerhedskultur, som kan befordre en langsigtet forebyggelse af såvel ulykker som lidelser samt skader på udstyr og anlæg, bl.a. gennem øget uddannelse og kompetence,
- løsningsforslag er begrundet med skyldig hensyn til risici og arbejdsmiljø ved anvendelse af risikovurdering som beslutningsværktøj og inddragelse af arbejdsstyrken,
- risikoreduktion gennemføres med hensyn til såvel sandsynligheder som konsekvenser, og reduktion balanceres mod dokumenterbar indsats af ressourcer,
- evakueringsanalyser er detaljerede og stedspecifikke, og beredskab til imødegåelse af konsekvenser af ulykkes- og faresituationer afprøves i praktiske øvelser,
- samarbejdet med myndighederne sker i åben, respektfuld og ansvarsbevidst dialog.

I praksis fører Energistyrelsen tilsyn ved at besøge både virksomhedernes administrationskontorer på land og anlæg offshore. Et væsentligt element er at danne sig et indtryk af sikkerhedskulturen på stedet. Energistyrelsen kontrollerer under rundgang på offshoreanlæggene konkrete forhold, som fx skiltning, vedligeholdstilstand og indretning af arbejdssteder. Efter hvert tilsyn udfærdiges en tilsynsrapport, der sendes til virksomheden, som skal gøre rapporten tilgængelig for offshoreanlæggets ansatte.

De virkemidler Energistyrelsen anvender i forbindelse med observationer under syn på stedet er:

- mundtlig påpeging på stedet af mindre forbedringspunkter,
- udleveret liste på stedet med større forbedringspunkter og afvigelser fra lovgivningen, samlet benævnt observationer,
- varsel om påbud på stedet ved alvorlige afvigelser fra lovgivningen,
- strakspåbud på stedet ved forhold med umiddelbar fare for alvorlig ulykke,
- efterfølgende skriftlig henstilling om at bringe afvigende forhold i overensstemmelse med lovgivningen,
- efterfølgende skriftligt påbud om indenfor en tidsfrist at bringe alvorlige afvigende forhold i overensstemmelse med lovgivningen. Efterkommes påbud ikke, er næste skridt at sagen overgives til politiet med henblik på straffetretslig behandling.

boks 4.3

Tilsyn med muskel- og skeletbesvær

Energistyrelsen har gennemført tematisyn med forebyggelse af muskel- og skeletbesvær i 2010 og 2011.

Muskel- og skeletbesvær hører under øvrige risici i §§ 14, 16 og 19 i bekendtgørelse nr. 729 af 3. juli 2009 om styring af sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg samt bekendtgørelse nr. 395 af 15. januar 2008 om manuel håndtering af byrder på offshoreanlæg m.v.

Risikovurdering af arbejdsopgaver på offshoreanlæggene skal indeholde vurdering af det ergonomiske arbejdsmiljø. I risikovurderingen skal bl.a. indgå arbejdsstillinger, minimering af manuel håndtering, daglig løftemængde og antal kg pr. engangsløft, frekvens og varighed af løft, arbejdspladsens indretning og vejrlig (kulde og træk).

Energistyrelsen indledte tematisynet med at gennemgå de dele af selskabernes ledelsessystem, der relaterer sig til ergonomisk arbejdsmiljø for at klarlægge, hvorledes forebyggelse af muskel- og skeletbesvær er indarbejdet. Dette blev fulgt op med tilsyn rettet mod det ergonomiske arbejdsmiljø på samtlige bemandede offshoreanlæg i løbet af 2011, og afsluttet med et tilsynsbesøg på administrationskontorerne på land for uddybning af beskrivelsen i ledelsessystemet.

Energistyrelsen kunne konstatere, at alle driftsansvarlige virksomheder adresserede emnet ergonomisk arbejdsmiljø i deres ledelsessystem. Desuden var det Energistyrelsens indtryk, at fokus på det ergonomiske arbejdsmiljø i forbindelse med besøg på selskabernes administrationskontorer på land og ved tilsyn på offshoreanlæggene gav større opmærksomhed og forståelse for emnet både blandt selskabernes medarbejdere og ledelsen på anlæggene.

Under tilsynene offshore kunne Energistyrelsen konstatere, at der var ergonomiske forhold, som kunne forbedres bl.a. mht. arbejdsstillinger, arbejds højde og rækkeafstand. Desuden var ergonomisk korrekt opbevaring i forhold til vægt og anvendelse ikke altid tilstrækkeligt vurderet på anlæggene.

Energistyrelsen kunne ligeledes konstatere, at der var en forståelse af, at bæring af tunge byrder og tunge løft kan føre til muskel- og skeletbesvær. Der var imidlertid en tendens til at skadeeffekten fra u hensigtsmæssigt skub, træk, vrid og gentagelse af manuel håndtering blev undervurderet. Denne undervurdering kom til udtryk ved, at personalet ikke i tilstrækkelig grad benyttede tekniske hjælpemidler som kran, rulle vogne, sækve vogne o. lign. Dette på trods af at det generelt var accepteret af både ledelse og kollegaer at sige fra over for tunge løft og i stedet gennemgå løfteopgavernes udførelse, herunder evt. behov for kranassistance (ved tunge løfteopgaver).

Energistyrelsen fandt, at sikkerheds- og sundhedskampagner med fokus på forebyggelse af muskel- og skeletbesvær, der blev koordineret af medic, resulterer i en mere ensartet forståelse af og tilgang til emnet.

Energistyrelsen konkluderede, at i forbindelse med bygning af fremtidige anlæg og større ændringer på eksisterende anlæg skal designfasen i højere grad indeholde en vurdering af de kommende ergonomiske forhold samt risikovurdering af disse.

boks 4.4

Anmeldelse af arbejdsulykker

Arbejdsulykker, der fører til uarbejdsdygtighed i mindst én dag ud over tilskadekomstdagen, skal anmeldes.

Arbejdsgiveren har pligt til at anmelde ulykker, men alle har ret til at indgive en anmeldelse.

Uarbejdsdygtighed defineres som, at "den tilskadekomne er ude af stand til i fuldt omfang at varetage sit sædvanlige arbejde."

tabel 4.1 Anmeldte arbejdsulykker fordelt efter ulykkesårsag

Hvordan skete ulykken	Faste	Mobile
Fald/snublen	7	0
Brug af tekniske hjælpemidler	3	1
Faldende genstande	1	0
El-ulykker	1	0
Håndtering af gods	1	0
Kran/løfteoperationer	2	0
Øvrige	1	0
Total	16	1

Tematilsyn

Tematilsyn er tilsyn, hvor ét bestemt emne tages op. Siden 2007 har fokus været rettet mod:

- Arbejdsulykker (2007)
- Støj (2008)
- Psykisk arbejdsmiljø (2009 – 2010)
- Muskel- og skeletbesvær (2010 – 2011), se boks 4.3.

TILSYNSBESØG 2011

Energistyrelsen gennemførte 24 tilsynsbesøg offshore i 2011. Tilsynsbesøgene var fordelt med 16 besøg på bemandede faste offshoreanlæg, ét besøg på ubemandede anlæg samt syv besøg på flytbare anlæg, dvs. boreplatforme og beboelsesplatforme.

Tre af tilsynsbesøgene blev gennemført som uvarslede tilsyn på henholdsvis Tyra Øst, Dan F og Dan B. Ved besøgene blev der ikke observeret forhold af væsentlig sikkerhedskritisk karakter.

Tre af tilsynsbesøgene blev gennemført som strakstilsyn i forbindelse med arbejdsulykker på Gorm, Dan og Syd Arne.

Endvidere blev der gennemført seks tilsynsbesøg hos operatører og driftsansvarlige virksomheders landorganisation.

Herudover blev der gennemført otte besøg på mobile anlæg, der var på værft i henholdsvis Holland og UK, som grundlag for meddelelse af tilladelse til drift på dansk område.

En oversigt over tilsynsbesøg i 2011 findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

ARBEJDSKADER

Arbejdsskader er en fællesbetegnelse for arbejdsulykker og erhvervs sygdomme (tidl. arbejdsbetingede lidelser). Arbejdsulykker, der sker på offshoreanlæg, skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.4. Erhvervs sygdomme skal indberettes til både Energistyrelsen, Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen af lægen, som er anmeldepligtig.

Arbejdsulykker

Energistyrelsen registrerer og behandler samtlige anmeldte arbejdsulykker på de danske offshoreanlæg, ligesom styrelsen vurderer selskabernes opfølgning. Alle arbejdsulykker tages op på møder med sikkerhedsorganisationen på anlægget ved Energistyrelsens første tilsynsbesøg efter ulykken. Ved alvorlige ulykker gennemfører Energistyrelsen strakstilsyn på anlægget i samarbejde med politiet.

Det overordnede formål med Energistyrelsens opfølgning på arbejdsulykker er, at virksomhederne i samarbejde med sikkerhedsorganisationen styrker den forebyggende indsats på offshoreanlæggene.

I 2011 har Energistyrelsen i alt registreret 17 anmeldte arbejdsulykker. Heraf skete 16 af ulykkerne på faste offshoreanlæg inkl. flytbare beboelsesplatforme, mens én arbejdsulykke skete på øvrige flytbare offshoreanlæg som vist i figur 4.1. Ulykkerne er opdelt efter ulykkesårsag i tabel 4.1 og figur 4.2.

fig. 4.1 Antal ulykker på offshoreanlæg, 2004-2011

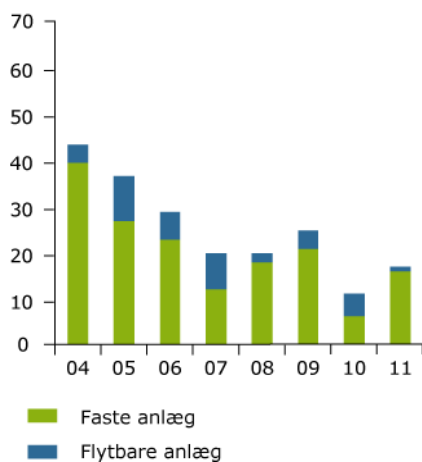
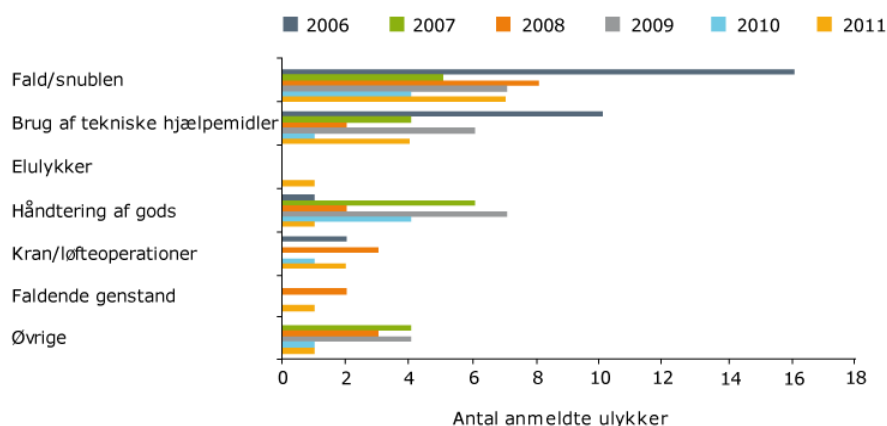


fig. 4.2 Sammenligning af anmeldte ulykker i 2006-2011 for offshoreanlæg fordelt efter ulykkesårsag



Den tilskadekomnes faktiske fravær fra arbejdspladsen for både faste og flytbare offshoreanlæg er angivet i tabel 4.2.

Ulykkesfrekvenser

Energistyrelsen udregner hvert år en ulykkesfrekvens. Ulykkesfrekvensen er antal anmeldte ulykker pr. mio. arbejdstimer.

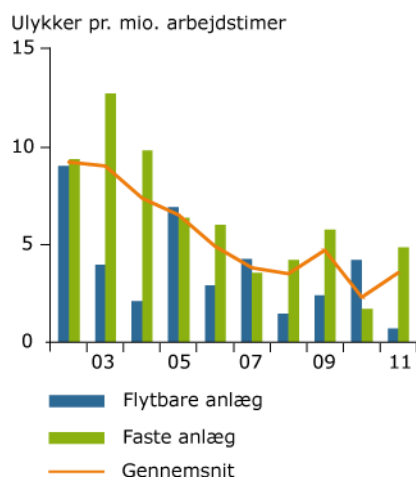
Den samlede ulykkesfrekvens for både de faste og de flytbare offshoreanlæg for de seneste år er vist i figur 4.3. Som det fremgår af figuren, var ulykkesfrekvensen i 2011 for flytbare og faste offshoreanlæg tilsammen 3,5. Dette er en stigning i forhold til 2010, hvor den samlede ulykkesfrekvens var på 2,3.

For de flytbare offshoreanlæg alene blev der i 2011 registreret én arbejdsulykke, og der blev leveret i alt 1,5 mio. arbejdstimer. Ulykkesfrekvensen for flytbare offshoreanlæg er derved faldet fra 4,2 i 2010 til 0,7 i 2011.

På faste offshoreanlæg og flytbare beboelsesplatforme, som opgøres samlet, var antallet af anmeldte arbejdsulykker 16 i 2011. De driftsansvarlige virksomheder har oplyst, at der i 2011 blev leveret i alt 3,3 mio. arbejdstimer på disse offshoreanlæg. Ulykkesfrekvensen for de faste offshoreanlæg er dermed 4,8 for 2011, hvilket er en stigning i forhold til 2010, hvor ulykkesfrekvensen var 1,7.

På grund af det relativt lille antal ulykker på offshoreanlæggene, skal der blot ganske få ulykker til at ændre billedet fra år til år. Det er derfor udviklingen gennem en årrække, og ikke udviklingen fra det ene år til det andet, der giver et indtryk af, hvordan billedet af ulykkesfrekvensen ser ud.

fig. 4.3 Ulykkesfrekvens for offshoreanlæg



boks 4.5

Faldulykke på Dan anlægget

På Dan anlægget trådte en medarbejder den 3. januar 2011 ud på en aluminiumstrappe efter at have rengjort en turbineindkapsling. Medarbejderen gled på 2. trin af trappen, og tog under faldet fra med hånden. Medarbejderen blev straks fløjet til Esbjerg sygehus, hvor det kunne konstateres, at han havde brækket håndleddet.

Energistyrelsen fulgte op på ulykken ved det efterfølgende tilsyn på anlægget, og kunne her konstatere, at der på trappetrinene på flere trapper udover den hvor ulykken var sket, var blevet påført skridsikker belægning, og at der var blevet påmonteret gelænder til håndstøtte.

Energistyrelsen anser dermed sagen for afsluttet.

tabel 4.2 Faktisk fravær for anmeldte arbejdsulykker i 2011

Varighed	Faste	Mobile
1-3 dage	0	0
4-14 dage	1	0
2-5 uger	2	0
Mere end 5 uger	9	0
Uoplyst	4	1
Total	16	1

boks 4.6

Løfteulykke på Gorm anlægget

Ulykken skete i forbindelse med et løft af en strømforsyningsenhed (vægt ca. 1200 kg) på Gorm C platformens produktionsdæk den 26. januar 2011. Kranen skulle benyttes til at flytte enheden fra et område (modul) på platformen til et afsætningsområde. Portåbningen i modulet var i gulvniveau forsynet med en kant på ca. 10 cm, som strømforsyningsenheden skulle løftes op over for at kunne placeres i afsætningsområdet. Kranløftet skulle foretages som et blindt skråløft. Dvs. at krankrogen ikke kunne få lodret fat i byrden, men måtte foretage et skævt træk ud gennem portåbningen. Der var ikke frit udsyn for kranføreren til enheden. Der var tre personer involveret i løfteoperationen, og de havde alle radiokontakt med hinanden under løftet.

Under løftet var skadelidte placeret mellem strømforsyningsenheden og gelænderet i afsætningsområde, mens en anhugger var placeret indenfor i modulet. Idet enheden blev løftet hen over kanten på modulet svingede den ud ad, og skadelidte fik benet i klemme mellem enheden og gelænderet.

Skadelidte blev straks fløjet med helikopter til hospitalet i land for nærmere undersøgelse, hvor det blev konstateret, at han havde brækket ankel og skinneben.

Energistyrelsen undersøgte ulykkesstedet sammen med Syd- og Sønderjyllands politi på et straks-tilsyn. Her kunne Energistyrelsen konstatere, at der ikke var blevet foretaget risikovurdering af løfteoperationen inden løftet påbegyndtes, hvilket er i strid med bestemmelserne i offshoresikkerhedsloven, ligesom brug af styreliner til retningskontrol eller taljer ikke var blevet overvejet.

Den driftsansvarlige virksomhed (Mærskolie og Gas A/S) har efterfølgende gennemført forskellige tiltag, herunder udviklet en klarere beskrivelse af forskellige typer af løft og de dertilhørende forholdsregler, samt sikret en fælles aftale om sikker positionering af anhuggere inden et løft udføres.

Energistyrelsen har efterfølgende overdraget sagen til politiet.

boks 4.7

El-ulykke på Syd Arne anlægget

Den 14. december 2011 arbejdede en medarbejder på Syd Arne anlægget på en ombygning af batteri-nødstrømsanlægget. Under arbejdet skete en kortslutning forårsaget af et håndbåret målerinstrument, som medarbejderen anvendte. Der opstod en lysbue, hvorved medarbejderen pådrog sig første-gradsforbrændinger i ansigtet og andengradsforbrændinger på hænderne. Medarbejderen blev behandlet af medic, og derefter fløjet til behandling på Esbjerg sygehus.

Energistyrelsen undersøgte ulykkesstedet sammen med Sikkerhedsstyrelsen og Syd- og Sønderjyllands politi på et strakstilsyn. Energistyrelsen vurderede, at selskabet havde afvejet fra eget ledelsessystem under opgavens udførelse ved ikke at suspendere arbejdstilladelsen undervejs i opgaven, da medarbejderen konstaterede, at udførelsen af opgaven skulle ændres. Endvidere konstaterede Energistyrelsen, at der ved målingerne var anvendt målerudstyr, som ikke var egnet til den pågældende opgave, hvilket er i strid med bestemmelserne i offshoresikkerhedsloven.

Den driftsansvarlige virksomhed (Hess Denmark ApS) har efterfølgende planlagt forskellige tiltag, herunder gennemgang af aktuelle procedurer samt en undersøgelse af forbedringsmuligheder af måling og isolation af elektriske installationer i forbindelse med el-arbejde.

Ulykkesfrekvens på land

Energistyrelsen har sammenlignet ulykkesfrekvensen på de danske offshoreanlæg med ulykkesfrekvensen på land som vist i tabel 4.3.

tabel 4.3 Ulykkesfrekvens offshore og i andre brancher onshore

Branche	Frekvens ulykker pr. mio. arbejdstimer		
	2009	2010	2011
Offshoreanlæg *	4,6	2,3	3,5
Samtlige brancher på land i alt	9,5	10,5	
Heraf			
- Færdiggørelse af byggeri	16,0	17,0	
- Energi og råstoffer	7,8	8,7	
- Installation og reparation af maskiner og udstyr	9,4	9,3	
- Kemi og medicin	8,7	8,1	

*) Samlet ulykkesfrekvens for faste og flytbare offshoreanlæg

boks 4.8

Arbejdstilsynets opgørelse af arbejdsulykker

For brancher på land opgør Arbejdstilsynet incidensen af anmeldte arbejdsulykker som antal ulykkesanmeldelser i forhold til arbejdsstyrken, dvs. antal beskæftigede. Arbejdstilsynet anvender Danmarks Statistiks Registerbaserede arbejdsstyrkestatistik (RAS), som er en opgørelse af antallet af personer, der har deres primære beskæftigelse i de pågældende brancher i november måned året før opgørelsesåret. I Arbejdstilsynets årsopgørelser angives incidensen pr. 10.000 beskæftigede. For samtlige brancher på land var der således i 2010 en incidens på 165 anmeldelser pr. 10.000 beskæftigede.

Denne incidens er ikke umiddelbart sammenlignelig med opgørelser af ulykker offshore i forhold til antal præsterede arbejdstimer (fx pr. 1 mio. arbejdstimer). En omregning fra antal beskæftigede til antal præsterede arbejdstimer kan kun være en tilnærmelse, idet det forudsættes, at én beskæftiget svarer til et årsværk. I omregning af tallene for virksomheder på land antages det, at der er 222 arbejdsdage om året, og at der er 7,12 arbejdstimer pr. dag svarende til et årsværk på 1.580 timer.

Der blev i 2010 anmeldt 44.382 arbejdsulykker for virksomheder på land. Med en arbejdsstyrke i 2010 på 2.684.992 beskæftigede (ca. 4,24 mia. arbejdstimer) kan ulykkesfrekvensen i 2010 for samtlige branchekategorier på land beregnes til 10,5 anmeldelser pr. 1 mio. arbejdstimer. Beregningen er baseret på de antagelser, der er beskrevet i boks 4.8. Arbejdstilsynet har endnu ikke opgjort antal arbejdsulykker og antal beskæftigede for 2011.

Arbejdstilsynet ændrede i 2009 på antallet af branchekoder. Tidligere var det samlede antal af branchekoder på land 49. Dette tal er nu reduceret til 36 forskellige branchekoder, hvilket betyder, at tallene for de enkelte brancher fra 2009 og frem ikke er sammenlignelige med tallene fordelt på brancher fra tidligere år. Tabellen viser derfor kun ulykkesfrekvens fordelt på brancher på land fra 2009. Energistyrelsen har beregnet ulykkesfrekvensen for udvalgte brancher på land samt samlet for land og offshore for 2009 og 2010. Resultatet er vist i tabel 4.3.

boks 4.9

Anmeldelse af nærved hændelser

Ved en nærved hændelse forstås en hændelse, som umiddelbart kunne have ført til en ulykke med personskade eller en skade på offshoreanlægget. De hændelser, der skal anmeldes til Energistyrelsen er nærmere beskrevet i anmeldevejledningen, som findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

Erhvervssygdomme

Erhvervssygdomme (tidligere arbejdsbetingede lidelser) defineres som en sygdom eller en lidelse, der er opstået efter længere tids påvirkning under arbejdet eller som følge af andre forhold på offshoreanlægget.

Lægerne har fra den 1. juli 2008 haft pligt til at indberette alle konstaterede eller formodede erhvervssygdomme til Energistyrelsen. Erhvervssygdommene skal desuden fortsat indberettes til Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen.

For at sikre, at Energistyrelsen har medtaget alle indberetninger om formodede erhvervssygdomme, som er opstået efter påvirkning under arbejdet på et offshoreanlæg, afventer styrelsen data fra Arbejdstilsynet. Arbejdstilsynet har afsluttet sit arbejde angående erhvervssygdomme for 2010, men har endnu ikke offentliggjort data for 2011.

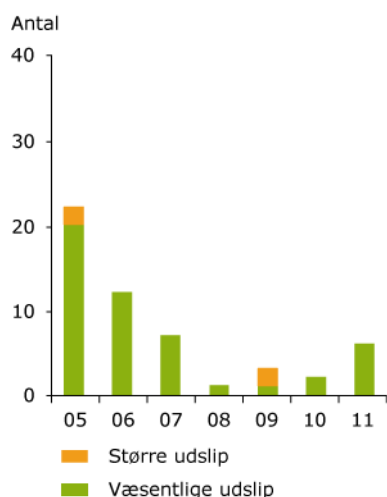
Energistyrelsen har for 2010 modtaget 20 indberetninger fra Arbejdstilsynet om formodede erhvervssygdomme, hvor en læge har vurderet, at erhvervssygdommen fortrinsvist er blevet pådraget i forbindelse med arbejde på offshore anlæg. Indberetningerne for 2010 er fordelt på 5 høreskader, 13 indberetninger af muskel- og skeletbesvær, herunder 1 vibrationskade, 1 indberetning om astmatisk lidelse samt 1 indberetning om sygdom i centralnervesystemet på grund af dampe eller væsker.

NÆRVED HÆNDELSER

Væsentlige nærved hændelser skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.9. Energistyrelsen har i 2011 modtaget i alt 20 anmeldelser om nærved hændelser. Til sammenligning blev der anmeldt 11 nærved hændelser i 2010, hvilket var væsentligt lavere end tidligere år.

Kulbrinteudslip defineres også som nærved hændelser, se afsnittet om Gasudslip nedenfor.

fig. 4.4 Utilisgtede udslip af kulbrintegas, 2005-2011



GASUDSLIP

De driftsansvarlige virksomheder har pligt til straks at anmelde større udslip og væsentlige udslip af kulbrintegas.

Større udslip er udslip af en mængde på mere end 300 kg eller en massehastighed på mere end 1 kg/sek. i mere end 5 minutter.

Væsentlige udslip er udslip af en mængde på mellem 1-300 kg eller en massehastighed på 0,1-1 kg/sek. med en varighed på 2-5 minutter.

I 2011 har der ikke været større udslip, men der er anmeldt seks væsentlige udslip. For tre af udslippene er massehastigheder beregnet til mellem 0,001 og 0,14 kg/sek. Varigheden af udslippene kendes ikke. Ved de øvrige tre udslip varierer massehastigheden mellem 0,03 og 1,0 kg/sek. svarende til en masse på 3 – 150 kg.

Siden Energistyrelsen rettede fokus mod utilisgtede udslip af kulbrintegas, er det samlede antal udslip faldet fra 36 i 2004 til to udslip i 2010 med en stigning til seks udslip i 2011, se figur 4.4.

boks 4.10

Myndighedernes Beredskabskomité

Beredskabskomitéen består af en formand samt fire medlemmer. Disse repræsenterer hhv. Energistyrelsen, Forsvarskommandoen, Justitsministeriet, Miljøstyrelsen og Søfartsstyrelsen, og er udnævnt af klima- energi og bygningsministeren.

Beredskabskomitéen træder sammen, når der indtræffer en større ulykke på et offshoreanlæg, rørledninger eller skibe, hvor der indkvarteres ansatte på et tilknyttet offshoreanlæg, eller når der er væsentlig fare for at dette vil ske. Beredskabskomitéens medlemmer overvåger desuden de forholdsregler, som den driftsansvarlige virksomhed for offshoreanlægget, rørledningen eller skibet træffer i tilfælde af en større ulykke.

Beredskabskomitéens medlemmer skal endvidere medvirke til at sikre myndighederne fuld indsigt i en større ulykkes forløb og i de foranstaltninger, som den driftsansvarlige virksomhed træffer for at imødegå ulykken. Det er desuden Beredskabskomitéens opgave at rådgive og informere et ministerudvalg bestående af klima-, energi- og bygningsministeren, justitsministeren, forsvarsministeren og miljøministeren på embedsmandniveau, ligesom Komitéen skal koordinere en eventuel direkte indsats fra myndigheder i udlandet.

Beredskabskomitéen skal jævnligt afholde øvelser med henblik på at efterprøve procedurer. Senest blev der afholdt øvelse i september 2011.

GODKENDELSER OG TILLADELSER MEDDELT I 2011

Tilsynet med sikkerhed og sundhed på faste og flytbare offshoreanlæg på dansk sokkelområde indebærer godkendelser og tilladelser til design, idriftsættelse og ændringer.

Godkendelser og tilladelser efter offshoresikkerhedsloven

Det overordnede design af et produktionsanlæg skal godkendes efter § 27 i offshoresikkerhedsloven inden produktionsanlægget detailprojekteres og bygges.

Før produktionen kan påbegyndes, skal anlægget have en driftstilladelse efter § 28 i offshoresikkerhedsloven. Tilsvarende skal et flytbart offshoreanlæg, som f.eks. en boreplatform, have en driftstilladelse, før det tages i brug på dansk område.

Ved væsentlige ændringer af eksisterende anlæg, hvor ændringen påvirker risikoen for store ulykker, skal den driftsansvarlige virksomhed søge om en ændringstilladelse i henhold til § 29 i offshoresikkerhedsloven.

Inden et fast offshoreanlæg må demonteres, skal rettighedshaveren ansøge om godkendelse af dette i henhold til § 31 i offshoresikkerhedsloven. Dette er ikke sket i 2011.

Energistyrelsen har i 2011 meddelt følgende godkendelser og tilladelser til faste og flytbare anlæg samt en rørledning i den danske del af Nordsøen:

Syd Arne feltet

På Syd Arne feltet er der givet tilladelser til ombygning af det eksisterende Syd Arne procesanlæg som følge af den forestående udbygning af Syd Arne feltet med to nye platforme og rørledning mellem disse. Den ene platform er en ubemandet brøndhovedplatform ca. 2,5 km nord for det eksisterende Syd Arne anlæg. Den anden platform er en brøndhovedplatform placeret øst for Syd Arne anlægget og broforbundet med denne.



Endvidere er der givet tilladelser til at øge bemanning på Syd Arne platformen og øge belægning på kamre i forbindelse med forberedelse af udbygningsprojektet frem til 9. april 2012.

Siri feltet

På Siri feltet er der givet tilladelser til at etablere supplerende afstivning af platformen samt etablere selvstændig understøtning af brønd caissonen for at aflaste tankkonsollen, der understøtter caissonen. Til udførelse af de forberedende arbejder er der givet flere tilladelser til at øge bemanning på anlægget i en længere periode.

Halfdan feltet

På Halfdan feltet er der givet tilladelse til at sætte Halfdan Fase 4 udbygningen i drift. Herudover er der givet tilladelse til, at en række mobile anlæg kan operere ved anlæggene.

Dan feltet

På Dan feltet er der givet tilladelse til udskiftning af afbrændingstårnet samt til, at en række mobile anlæg kan operere ved anlæggene, herunder beboelsesplatformen Atlantic Labrador.

Gorm feltet (inklusive Skjold feltet)

På Gorm feltet er der givet tilladelse til at foretage ændringer på Gorm og Skjold anlæggene.

Tyra feltet

På Tyra feltet er der givet tilladelse til modifikation af anlæggene. Endvidere er der givet tilladelse til, at en række mobile anlæg opererer ved anlæggene, herunder, at Safe Esbjerg anvendes som ekstra beboelse ved Tyra Øst.

Flytbare anlæg

ENSCO 70, ENSCO 71, ENSCO 72, Energy Endeavour, GSF Monarch og Safe Esbjerg har fået nye driftstilladelser i 2011. Endvidere er der meddelt ændringstilladelser til ENSCO 71, ENSCO 72, Energy Endeavour og Safe Esbjerg i forbindelse med deres operation ved faste offshoreanlæg.

Safe Esbjerg, Mærsk Resolute, Mærsk Reacher og ENSCO 70 har alle forladt dansk sokkelområde i 2011.

PÅVIRKNING AF OMGIVELSERNE

Som alle andre aktiviteter påvirker offshore kulbrinte efterforskning, produktion og sluttelig dekommissionering af udtjente anlæg omgivelserne. For at kunne tillade aktiviteterne er det derfor en væsentlig betingelse, at påvirkningerne identificeres og kontrolleres på en sådan måde, at konsekvenserne er acceptable.

De forskellige aktiviteter påvirker omgivelserne med varierende intensitet over meget forskellig tidslængde. Seismiske undersøgelser og lægning af rørledninger er eksempler på aktiviteter af kortere varighed over et stort areal, mens borer og etablering eller fjernelse af anlæg nok er af kortere varighed, men medfører en mere intensiv påvirkning på en begrænset lokalitet. Produktion af kulbrinter medfører derimod en mere konstant, lokal påvirkning over meget lang tid, hvortil kommer den tilhørende nødvendige infrastruktur i form af flyvning og skibstransport.

Påvirkningerne sker gennem udledninger og eventuelt spild til havet, emissioner til luften, ændringer i undergrunden hvorfra kulbrinterne hentes op, samt den fysiske tilstedeværelse af konstruktioner og infrastruktur i havbund, vandsøjle og luftrum.

For påvirkninger på klima og miljø forvalter Energistyrelsen emission til luften af CO₂ fra afbrænding af gas og dieselolie, aktiviteter påvirkning på forholdene i etablerede internationale naturbeskyttelsesområder samt projekters tilladelige indvirkning på miljøet og overvågning heraf.

Udledninger og eventuelt spild til havet forvaltes fortsat af Miljøministeriet, bl.a. på grundlag af vedtagelser i regi af det internationale samarbejde under OSPAR konventionen. Oslo-Paris konventionen handler om beskyttelse af havmiljøet, og dækker det nordøstlige Atlanterhav. Den omfatter 15 lande heriblandt Danmark.

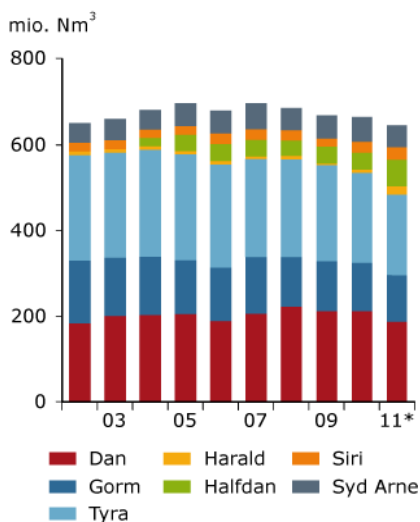
ENERGIEFFEKTIVITET OFFSHORE

I den energipolitiske aftale af 21. februar 2008 blev der opstillet mål for udviklingen af det danske energiforbrug i årene 2008-2011. Et af de overordnede mål i energiaftalen er en reduktion i det danske bruttoenergiforbrug på to pct. i 2011 og fire pct. i 2020 i forhold til 2006-niveauet. Som et af opfølgingspunkterne i aftalen udarbejdede Energistyrelsen med bidrag fra de danske operatører redegørelsen "Kortlægning og oplæg til initiativer til en mere energieffektiv indvinding af olie og gas" fra december 2008. Klima- og energiministeren aftalte på baggrund af denne redegørelse en handlingsplan i april 2009 med de danske operatører om en styrket indsats for at reducere energiforbruget offshore. Der blev siden aftalt et tillæg til handlingsplanen i februar 2010.

Handlingsplanen indeholdt en række initiativer til energieffektivisering, som samlet set for perioden 2006-2011 forventedes at føre til et fald i energiforbruget på tre pct. mod tidligere en forventet stigning på 1,5 pct. Der var således tale om initiativer, der forventedes at føre til en samlet besparelsesindsats på omkring 4,5 pct. i forhold til 2006. Omkring en fjerdedel af de forventede besparelser skyldtes reduceret afbrænding af gas uden nyttiggørelse af gassens energiindhold (flaring) som følge af en omlægning af driften.



fig. 5.1 Brændstofforbrug (gas)



*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven

Ordførerne for partierne bag det energipolitiske forlig blev i maj 2010 orienteret om status for handlingsplanen og i december 2011 blev "Sammenfatning af resultaterne for gennemførelse af en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen 2009-2011" sendt til ordførerne.

Heraf fremgik blandt andet, at "Den seneste prognose for energiforbruget ved indvinding af olie og gas i Nordsøen i 2011 viser, at forbruget af gas til fuel og flare i 2011 forventes at blive 739 mio. Nm³. Da forbruget i 2006 var på 882 mio. Nm³ svarer det til en reduktion på knap 16 pct. Det skal bemærkes, at der i 2011 er påbegyndt behandling af norsk produktion (Trym) på Harald platformen, samt at en af Halfdan platformene er blevet udbygget. Dette giver et øget brændstof- og flareforbrug. Det var i handlingsplanen forventningen, at de initiativer, som efter planen skulle være påbegyndt 1. april 2009 og fuldt implementeret inden 1. oktober 2009, ville føre til en reduktion af energiforbruget i 2011 med 4,5 pct. i forhold til 2006 niveauet. Prognosen for 2011 viser således en større reduktion af energiforbruget end forventet."

Indholdet af den gennemførte handlingsplan fremgår af boks 5.1.

Klima-, energi- og bygningsministeren har i december 2011 bedt Energistyrelsen om at drøfte en handlingsplan til opfølgning af den nuværende med Danish Operators. I april 2012 har klima-, energi og bygningsministeren indgået aftale med Danish Operators om en ny handlingsplan for perioden 2012 til 2014.

LUFTEMISSIONER

Luftemissionerne består blandt andet af gasserne CO₂ (kuldioxid) og NO_x (kvælstofilte).

Udledninger af CO₂ til luften kommer fra afbrænding af gas og dieselolie. Ved produktion og transport af olie og gas forbruges betydelige energimængder. Det er desuden nødvendigt at afbrænde en del gas, der af sikkerhedsmæssige eller anlægstekniske grunde ikke kan nyttiggøres (flaring). Flaring sker på alle offshore platforme med behandlingsanlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn, hvis anlæggene skal tømmes for gas hurtigt.

Størrelsen af udledningen fra det enkelte anlæg eller felt afhænger af produktions størrelse samt anlægstekniske og naturgivne forhold.

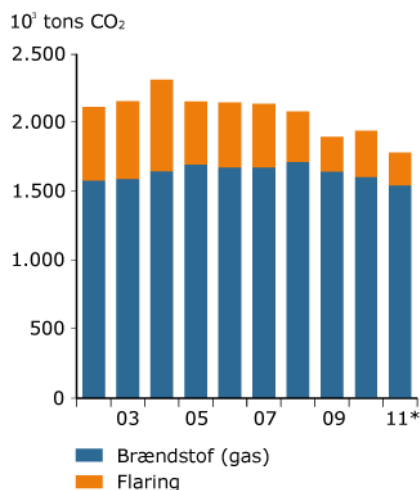
Afbrænding af gas uden nyttiggørelse reguleres via undergrundsloven, mens udledningen af CO₂ (inklusive CO₂ fra flaring) er omfattet af CO₂-kvoteloven.

Forbrug af brændstof

Gas som brændstof udgjorde i 2011 knap 89 pct. af det totale gasforbrug offshore. De resterende 11 pct. er flaret. Udviklingen i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg kan ses på figur 5.1. Årsagen til den generelle stigning frem til 2007 er dels en stigende produktion af olie og gas, dels ældningen af felterne. Årsagen til det markante fald fra 2008 og frem er primært en effektiviseringsindsats fra operatørernes side.

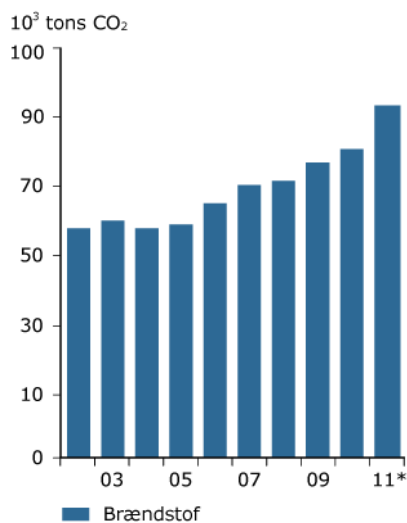
I de senere år er det især de stadig ældre felter, som påvirker forbruget af brændstof. De naturgivne forhold i de danske felter medfører, at energiforbrug pr. produceret ton olieækvivalent (t.o.e.) stiger, jo længere tid et felt har produceret. Dette skyldes bl.a., at produktionens vandandel stiger gennem et felts levetid, og at der dermed produceres relativt mindre olie og gas i forhold til den samlede produktion. Med uændrede produktionsforhold medfører dette et stigende behov for brug af løftegas og eventuel injektion af vand for at bevare trykket i reservoiret. Begge dele er energikrævende.

fig. 5.2 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvotelovent og indeholder CO₂-udledning fra dieselforbrug på anlæggene

fig. 5.3 CO₂-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvotelovent og indeholder CO₂-udledning fra dieselforbrug på anlæggene

boks 5.1

Handlingsplan for en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen 2009-2011

Et af de centrale elementer i handlingsplanen for 2009-2011 har været, at operatørerne har forpligtet sig til at indføre energiledelse efter de principper, der findes i standarden for energiledelse. Dette er med til at sikre, at fokus på energieffektivisering er blevet styrket og indgår både i den daglige drift og ved planlægning af nye projekter. Operatørerne har derved integreret energieffektivitet i deres politikker og har opstillet mål for energieffektiviseringsindsatsen i deres energiledelsessystemer. Gennemførte konkrete initiativer er eksempelvis:

- Omlægning til mere energieffektiv drift af generatorer, pumper og kompressorer,
- Reduktion af energiforbruget til belysning,
- Bedre overvågning af brønde, som reducerer vandproduktion og forbrug af løftegas,
- Bedre overvågning af udstyr.

Operatørerne har i handlingsplanen forpligtet sig til at foretage en fortsat optimering af driften mhp. at reducere afbrænding af gas uden nyttiggørelse af gassens energiindhold (flaring). Aktiviteter, der er gennemført for at reducere mængden af flaring, er bl.a.:

- En ændret styring og omlægning af udvalgte processystemer på både Dan og Gorm-anlæggene, hvorved der kan genvindes gas,
- En systematisk gennemgang og reparation af ventiler, der tidligere har lækket gas til flaresystemet,
- At antallet af stop på procesudstyret og deraf følgende nedblæsninger til flaresystemerne er reduceret gennem forbedret vedligehold og yderligere øget fokus på stabile driftsforhold.

Handlingsplanen indeholder endvidere en arbejdsplan for yderligere analyser. Disse analyser er gennemført, og resultaterne af analyserne er præsenteret sammen med en status for gennemførelse af handlingsplanen i starten af maj 2010. I december 2011 blev "Sammenfatning af resultaterne for gennemførelse af en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen 2009-2011" færdiggjort. Handlingsplanen, statusrapport og sammenfatning af resultaterne kan findes på www.ens.dk.

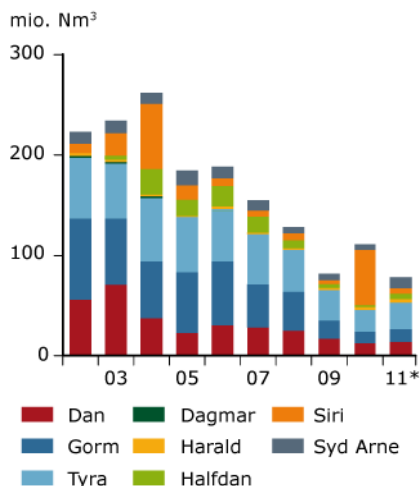
Flaregasgenindvinding

En del af den gas, der bruges til flaring, kan genvindes ved installation og brug af gasgenindvindingsanlæg. Sådanne anlæg findes på platforme i Norge og på Siri platformen i den danske del af Nordsøen. Under almindelige driftsforhold opsamles og komprimeres gas, der er ledt til flaresystemet, for at blive tilbageført til procesanlæggene på platformen.

Mærsk Olie og Gas A/S har analyseret mulighederne for at installere flaregasgenindvindingsanlæg på selskabets platforme og konkluderer, at der ikke er økonomisk grundlag for etablering af flaregasgenindvindingsanlæg på nogen af selskabets platforme. Selskabet vil i stedet fortsætte med at fokusere på yderligere optimering af processen mhp. nedbringelse af flaring, f.eks. ved tætning af ventiler til flaresystemer. Der vil bl.a. blive set på afgangningen fra degassere og muligheden for genindvinding.

Hess Denmark ApS har analyseret mulighederne for etablering af et flaregasgenindvindingsanlæg på Syd Arne og har besluttet at idriftsætte et anlæg i henhold til handlingsplanen. I november 2011 blev flaregasgenindvindingsanlægget installeret og det forventes i drift medio 2012.

fig. 5.4 Flaring



*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvotestemmet

Udviklingen i udledningen af CO₂ fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 2002 er vist i figur 5.2. Det ses, at den samlede udledning i 2011 udgjorde ca. 1,74 mio. tons CO₂, dvs. det laveste niveau i de seneste 10 år.

Det fremgår af figur 5.3, at CO₂-udledningen fra brændstofforbruget i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse er steget i de seneste 10 år. Stigningen skyldes, at nedgangen i produktionen af olie og gas har været mere markant end reduktionen i brændstofforbruget, hvorfor CO₂-udledningen fra brændstofforbruget set i forhold til de producerede mængder er steget.

Flaring – gasafbrænding uden nyttiggørelse

Flaringen er faldet markant fra 2006 til 2011 på alle felter på nær Harald, der er steget marginalt på grund af idrifttagelsen af Trym, samt Siri og Syd Arne, hvor flaringen er uændret. Årsagerne hertil kan henføres til mere stabile driftsforhold på anlæggene, omlægninger af driften og fokus på energieffektivisering. Som det fremgår af figur 5.4, der viser mængden af flaret gas, er der en stor variation i flaring fra år til år. Det store udsving i 2004 skyldtes bl.a. indfasning af nye felter og indkøring af nye anlæg. Flaringen på Siri var i 2010 markant højere end tidligere, da en gaskompressors kapacitet var for lille. I januar 2011 blev kompressoren renoveret, således at kapaciteten blev forøget. Det har medført, at flaringen på Siri er normaliseret i 2011. I 2011 var den samlede afbrænding uden nyttiggørelse 81 mio. Nm³.

Mængden af flaret gas afhænger bl.a. af det enkelte anlægs opbygning og ikke af den mængde gas eller olie, der bliver produceret.

I 2011 udgjorde udledningen fra flaring 0,23 mio. tons CO₂ ud af en samlet CO₂-udledning fra offshoresektoren på 1,74 mio. tons – dvs. 13 pct. af den samlede udledning. Hele udledningen er omfattet af CO₂-kvotestemmet.

Udledningen fra flaring har været faldende siden 2004 frem til 2009, men er i 2010 steget igen, for i 2011 at falde til det laveste niveau siden 1998.

Kulbrinteproduktionen er faldet over de seneste 10 år, og dermed er afbrændingen per produceret t.o.e. steget frem til 2007, se figur 5.5. Fra 2008 til 2011 er afbrændingen per produceret t.o.e. faldet til knap 14 kton CO₂ per mio. t.o.e. hvilket vil sige, at reduktionen i flaringen været så stor, at det har mere end opvejet faldet i kulbrinteproduktionen.

Regulering af NO_x-emission

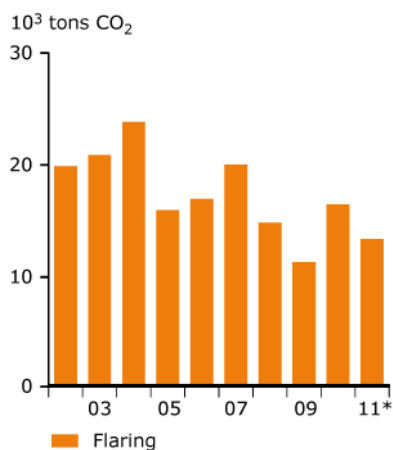
I november 2011 fremlagde skatteministeren et lovforslag L 32 til lov om ændring af lov om afgift af kvælstofoxider, lov om energiafgift af mineralolieprodukter m.v. og lov om afgift af naturgas og bygas. Forslaget indgik som en del af aftalen om finansloven for 2012 mellem regeringen og Enhedslisten.

Loven (nr. 1385 af 28. december 2011) trådte i kraft 1. januar 2012 bortset fra enkelte dele, hvor skatteministeren fastsætter ikrafttrædelsen. Loven kan findes på www.retsinformation.dk.

Loven bidrager til at sikre, at Danmark opfylder forpligtelserne i Europa-Parlamentets og Rådets direktiv (2001/81/EF af 23. oktober 2001) om nationale emissionslofter for visse luftforurenende stoffer (NEC-direktivet), og omfatter også offshoresektoren.

Loven indebærer, at afgiften på luftforurening fra NO_x forhøjes fra 5 kr. til 25 kr. pr. kg NO_x. Udover selve afgiftsforhøjelsen vil der desuden være flere NO_x-udledende energianlæg i Nordsøen, som vil blive pålagt afgiften. Afgiftsforhøjelsen for de NO_x-udledende energianlæg i Nordsøen træder i kraft fra 1. juli 2012.

fig. 5.5 CO₂-udledning fra flaring pr. mio. t.o.e.



*Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvotestemmet og indeholder CO₂-emission fra dieselforbrug på anlæggene



OLIE/GASAKTIVITETER OG NATURBESKYTTELSE

Når der ansøges om et projekt til f.eks. en efterforskningsboring, et indvindingsprojekt eller en seismisk undersøgelse, skal ansøger indsende de nødvendige oplysninger om projektet i forhold til projektets påvirkning på internationale beskyttelsesområder, herunder Natura 2000-områder, for at Energistyrelsen kan afgøre, om der skal foreligge en konsekvensvurdering.

Projekter, der må antages at kunne påvirke et internationalt naturbeskyttelsesområde væsentligt, kan kun få tilladelse eller godkendelse, hvis der foreligger en konsekvensvurdering, som viser, at projektet ikke skader naturbeskyttelsesområdet under hensyn til områdets bevaringsmålsætninger. Energistyrelsen beslutter, om der skal indsendes en konsekvensvurdering sammen med ansøgning om tilladelse til projektet.

I forbindelse med en tilladelse eller en godkendelse kan der være knyttet vilkår med det formål at beskytte natur, miljø og kulturarv. Sådanne vilkår kan medføre begrænsninger for projektet. F.eks. kan der i nogle områder være tidsmæssige begrænsninger for, hvornår støjende aktiviteter kan udføres for at sikre, at hvaler, herunder marsvin, ikke bliver forstyrret i perioder, hvor arten er særligt følsom over for forstyrrelser, som f.eks. i parrings- og yngletiden.

Hvaler og delfiner hører til de arter, der ifølge habitatdirektiv, direktiv 92/43/EØF om bevaring af naturtyper samt vilde dyr og planter, kræver en streng beskyttelse. Disse arter må ikke forstyrres i deres naturlige udbredelsesområde, især ikke i de særligt følsomme perioder, med skadelige virkninger for arten eller bestanden. Et projekt kan derfor ikke få tilladelse eller godkendelse, hvis projektet på denne måde vil forstyrre beskyttede arter. I projektansøgningen skal der være tilstrækkelige oplysninger til, at Energistyrelsen kan vurdere, om beskyttede arter vil blive forstyrret under udførelsen af aktiviteten.

Et standardvilkår i forbindelse med en godkendelse eller tilladelse er, at selskaberne skal anvende en såkaldt soft start-procedure, når en støjende aktivitet skal udføres, f.eks. seismiske undersøgelser eller nedramninger i havbunden. Ved en soft start-procedure øges lydniveauet fra lydkilden langsomt til det operationelle niveau. Hvis der observeres havpattedyr i en afstand af mindre end 200 meter fra lydkilden, skal soft start-proceduren udsættes. Soft start-proceduren skal udføres efter et sæt "best practice" retningslinjer, der er udarbejdet af Danmarks Miljøundersøgelser (DMU).

Vilkårene, der stilles i forbindelse med tilladelse til eller godkendelse af aktiviteter på havet, er bl.a. baseret på nyeste data og oplysninger om tilstedeværelsen af og adfærden hos de havpattedyr, der lever i det danske havområde. Energistyrelsen revurderer og opdaterer løbende vilkårene, når der kommer ny viden om emnet, for at sikre, at habitatdirektivets krav om en streng beskyttelse af bl.a. hvaler og delfiner bliver overholdt.

Der blev i 2011 indgået en rammeaftale mellem Naturstyrelsen og Mærsk Olie og Gas A/S om et måle- og monitoringsprogram af havpattedyrs tilstedeværelse og adfærd sammenholdt med støjpåvirkninger fra offshorerelaterede aktiviteter i den vestlige del af den danske del af Nordsøen. Der er dermed opnået enighed om det grundlæggende indhold i programmet, som skal være afrapporteret i 2014.

Havstrategidirektivet

Havstrategidirektivet, direktiv 2008/56/EF om fastlæggelse af en ramme for Fællesskabets havmiljøpolitiske foranstaltninger, indeholder en fælles køreplan for medlemsstaterne til at sikre en god miljøtilstand i havmiljøet senest i år 2020. Havstrategidirektivet pålægger den enkelte medlemsstat at udarbejde og gennemføre havstrategier for sine havområder. Som led heri skal der udarbejdes basisanalyser

med beskrivelse af tilstand og påvirkninger af de enkelte havområder, fastlægges mål for natur- og miljøtilstand med tilhørende indikatorer samt udarbejdes indsats- og overvågningsprogrammer for at fastholde eller opnå god miljøtilstand for havet.

Formålet med havstrategierne er at beskytte, bevare og forebygge forringelse af havmiljøet og så vidt muligt genoprette marine økosystemer i områder, hvor der allerede er sket en negativ påvirkning. Samtidig skal forureningen af havmiljøet og dens skadevirkninger reduceres og forebygges. Der anvendes en økosystembaseret tilgang til forvaltning af menneskelige aktiviteter for at sikre, at det samlede pres fra disse aktiviteter holdes inden for niveauer, der er forenelige med at opnå en god miljøtilstand, ligesom det skal sikres, at de marine økosystemer bevarer evnen til at håndtere de menneskeskabte forandringer, de bliver udsat for.

Naturstyrelsen har igangsat en række aktiviteter som led i udarbejdelsen af basisanalyser af de danske havområder, beskrivelser af god miljøtilstand samt forslag til miljømål, der alle skal foreligge senest den 15. juli 2012. Energistyrelsen følger arbejdet i en myndighedsgruppe, der er etableret i forbindelse hermed.

REDEGØRELSE OM VURDERING AF VIRKNINGERNE PÅ MILJØET (VVM)

Regulering

Den 25. juni 2011 trådte en revideret VVM-bekendtgørelse i kraft, bekendtgørelse nr. 684 af 23. juni 2011 om VVM, konsekvensvurdering vedrørende internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter ved projekter offshore om efterforskning og indvinding af kulbrinter, lagring i undergrunden, rørledninger, m.v.

Revisionen af VVM-bekendtgørelsen er en opfølgning på den gennemførelse af CCS-direktivet, direktiv 2009/31/EF om geologisk lagring af kuldioxid, der skete ved lov nr. 541 af 30. maj 2011 om ændring af lov om anvendelse af Danmarks undergrundt.

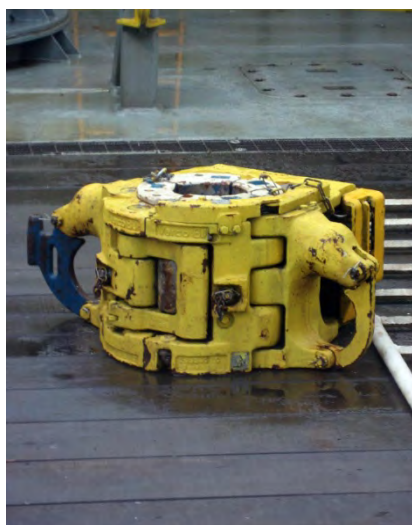
I den reviderede VVM-bekendtgørelse er der fastsat regler om VVM for projekter offshore om geologisk lagring af CO₂ (kuldioxid) og rørledninger til transport af CO₂. Hermed gennemføres de ændringer, som CCS-direktivet foretog af VVM-direktivet, direktiv 85/337/EØF om vurdering af visse offentlige og private projekters indvirkning på miljøet. Endvidere blev der fastsat regler om konsekvensvurdering vedrørende internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter i forbindelse med projekter offshore om geologisk lagring af CO₂ og rørledninger til transport af CO₂.

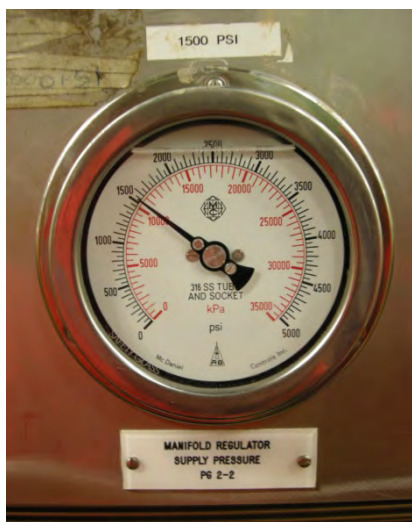
Endelig blev der i reglerne om artsbeskyttelse indsat en henvisning direkte til listen over dyrearter, der kræver streng beskyttelse, i Bilag IV i habitatdirektivet, direktiv 92/43/EØF om bevaring af naturtyper samt vilde dyr og planter. Listen over arter i VVM-bekendtgørelsens bilag 4 blev i stedet ændret til et vejledende bilag.

VVM-bekendtgørelsen vil i 2012 blive ændret, så krav om screening for VVM-pligt ved dybdeboringer udvides til også at omfatte boringer vedrørende efterforskning og indvinding af kulbrinter. Dette sker på baggrund af en fortolkning fra Kommissionen af VVM-direktivets screeningskrav for dybdeboringer.

VVM for Mærsk felter

Mærsk Olie og Gas A/S har udarbejdet en VVM-redegørelse for samtlige deres igangværende og planlagte aktiviteter for olie- og gasindvinding i Nordsøen. VVM redegørelsen blev hørt i offentligheden i slutningen af 2010. Mærsk Olie og Gas A/S reviderede efter høringen VVM-redegørelsen, "Vurdering af virkningen på miljøet fra yderligere olie og gas aktiviteter, juli 2011".





I forbindelse med høringsprocessen havde Naturstyrelsen bl.a. haft bemærkninger til støjpåvirkningen fra offshoreaktiviteter på havpattedyr og havde ønsket denne problemstilling nærmere belyst for de aktiviteter, der beskrives i VVM'en. I forbindelse med godkendelsesprocessen er der indgået aftale mellem Naturstyrelsen og Mærsk Olie og Gas A/S om et måle- og monitoringsprogram af havpattedyrs tilstedeværelse og adfærd i området sammenholdt med støjpåvirkninger fra offshore-relaterede aktiviteter.

VVM for Hejre feltet

Energistyrelsen modtog den 4. november 2010 en ansøgning fra DONG E&P A/S om godkendelse af udbygning af Hejre feltet i Nordsøen. Miljøvurderingen af det pågældende projekt findes i VVM-redegørelsen "Vurdering af virkninger på miljøet (VVM) for Hejre-feltet – udbygning og produktion, 2011", som var fremlagt for offentligheden fra den 13. maj - 8. juli 2011.

Energistyrelsen har efterfølgende behandlet ansøgningen og godkendt udbygningen af Hejre feltet. Godkendelsen omfatter etablering af et anlæg til behandling, indkvartering og produktion fra op til seks brønde. Desuden omfatter godkendelsen etablering af to nye rørledninger til transport af hhv. gas og ustabiliseret olie.

De øvrige omkringliggende lande i Nordsøen blev bedt om at tage stilling til, om de var af den opfattelse, at den danske del af rørledningen kunne påvirke miljøet i deres respektive områder. Dette fulgte af Espoo-konventionens bestemmelser om samråd mellem implicerede lande for at forhindre, mindske og overvåge mærkbare skadevirkninger på miljøet på tværs af landegrænser. Bemærkninger i høringssvarene fra høringen af VVM-redegørelsen blev indarbejdet som vilkår i godkendelsen af udbygningen.

boks 5.2

Espoo-høring

Espoo-konventionen (Konvention af 25. februar 1991 om vurdering af virkningerne på miljøet på tværs af landegrænserne) er en FN-konvention, der er ratificeret af Danmark og en lang række andre lande. Konventionen skal modvirke påtænkte aktiviteter's grænseoverskridende skadevirkninger på miljøet. Der stilles i den forbindelse krav om, at vurderingerne skal gennemføres allerede i projektfasen.

Espoo-konventionen indeholder derfor bestemmelser om vurdering af virkningerne på miljøet (VVM), offentlig høring og samråd mellem de implicerede lande for at forhindre, mindske og overvåge mærkbare skadevirkninger på miljøet på tværs af landegrænserne.

Ved en Espoo-høring gives offentligheden i alle de områder, der må antages at blive berørt af et påtænkt projekt, mulighed for at deltage i processen om vurdering af projektets miljøpåvirkninger, dvs. også områder beliggende i andre lande.

6

RESSOURCER

Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse af de danske olie- og gasressourcer.

Energistyrelsen benytter et klassifikationssystem for kulbrinter til at opgøre Danmarks olie- og gasressourcer. Ressourceopgørelsen anvendes som grundlag for prognoser for olie- og gasproduktionen, der blandt andet kan bruges til at give et skøn over de fremtidige indtægter til staten. Formålet med klassifikationssystemet er at opgøre ressourcerne på en systematisk måde. En beskrivelse af klassifikationssystemet findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk.

RESSOURCEOPGØRELSEN 2012

De producerede mængder og de danske ressourcer, opgjort efter Energistyrelsens klassifikationssystem, fremgår af tabel 6.1. For gas er angivet to mængder: nettogas, der er fremtidig produktion fratrukket gas, der reinjiceres, og salgsgas, der er fremtidig produktion fratrukket reinjiceret gas samt forbrug af gas til brændstof og flaring (gasafbrænding uden nyttevirkning). I Energistyrelsens opgørelse bruges salgsgasmængden, mens der i ældre opgørelser er brugt nettogasmængden. For at muliggøre sammenligning med Energistyrelsens ældre opgørelser er nettogasmængden angivet her.

tabel 6.1 Producerede mængder og ressourcer, opgjort pr. 1. januar 2012

	Olie (mio. m ³)	Nettogas (mia. Nm ³)	Salgsgas (mia. Nm ³)
Produktion	374	170	152
Reserver	128	55	43
Betingede ressourcer	53	40	37
Teknologiske ressourcer	100		15
Efterforskningsressourcer	45		30

En mere detaljeret opgørelse af producerede mængder, reserver og betingede ressourcer fremgår af bilag C.

Der blev i 2011 produceret 12,8 mio. m³ olie og 6,3 mia. Nm³ nettogas eller 5,6 mia. Nm³ salgsgas.

En sammenligning af sidste års olieressourcer med den nuværende opgørelse er vist i figur 6.1. Summen af reserver og betingede ressourcer på 185 mio. m³ olie i 2011 skal sammenlignes med summen af reserver og betingede ressourcer på 181 mio. m³ i 2012. Produktionen i 2011 var 12,8 mio. m³ olie, og vurderingen af den fremtidige indvinding er opskrevet med 9 mio. m³ således, at forskellen mellem opgørelserne er 4 mio. m³ olie. Opskrivningen af den fremtidige indvinding skyldes hovedsagelig nye udbygningsmuligheder.

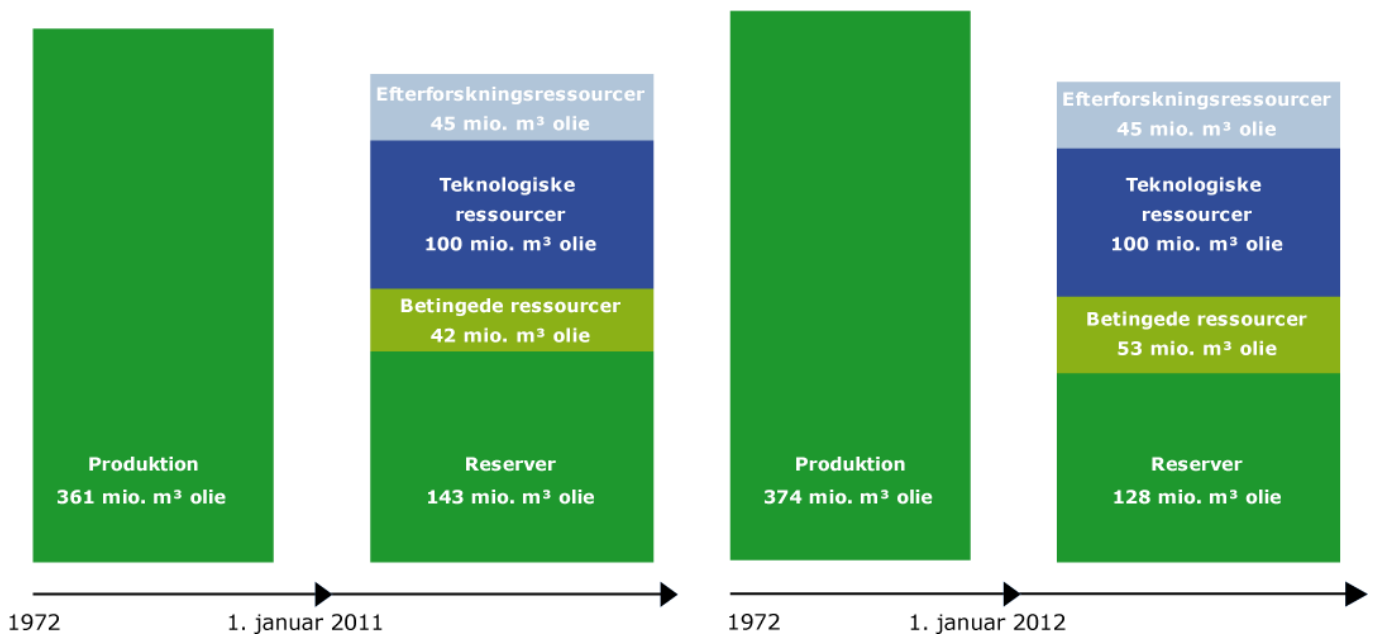
Skønnet for øget indvinding af olie ved hjælp af ny teknologi, benævnt teknologiske ressourcer, er uændret forhold til sidste års opgørelse.

Efterforskningsressourcerne for olie er vurderet til 45 mio. m³, og skønnet er uændret i forhold til sidste års opgørelse.

For opgørelsen af nettogas skal summen af reserver og betingede ressourcer på 95 mia. Nm³ i 2012 sammenlignes med summen af reserver og betingede ressourcer



fig. 6.1 Producerede oliemængder og olieressourcer



på 101 mia. Nm³ i 2011. Produktionen i 2011 var 6,3 mia. Nm³ gas, og vurderingen af den samlede fremtidige indvinding er ikke ændret således, at forskellen mellem opgørelserne udgøres af produktionen i 2011.

Ved estimeringen af forbruget til brændstof og afbrænding er det forudsat, at hovedparten af procesanlæggene, eksempelvis Tyra anlægget, forventes at producere i hovedparten af prognoseperioden. Det samlede forbrug til brændstof og afbrænding for klasserne reserver og betingede ressourcer er estimeret til 16 mia. Nm³ gas.

Skønnet for indvinding af gas ved hjælp af ny teknologi udgør 15 mia. Nm³ og er uændret i forhold til sidste års opgørelse.

Efterforskningsressourcerne for gas er vurderet til 30 mia. Nm³ gas, og skønnet er ikke ændret i forhold til sidste års opgørelse.

Ressourceopgørelsen er grundlaget for udarbejdelse af Energistyrelsens produktionsprognoser for olie og gas.

PRODUKTIONSPROGNOSER FORÅR 2012

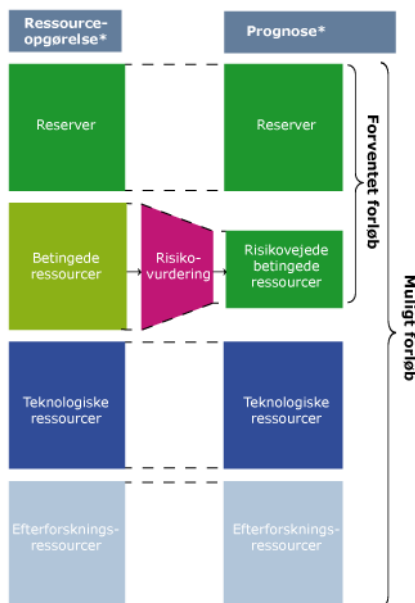
Energistyrelsen udarbejder prognoser for den forventede danske olie- og gasproduktion både på kort og lang sigt.

Udgangspunktet for Energistyrelsens prognoser 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.

Produktionsprognoserne tager udgangspunkt i de opgjorte ressourcer. Opgørelsen bliver justeret ved, at der for de betingede ressourcer foretages en risikovurdering, dvs. der skønnes en sandsynlighed for, at udbygningsprojekterne for de opgjorte ressourcer gennemføres. Se fig. 6.2.

For olie medfører risikovurderingen, at forskellen mellem de betingede ressourcer og de risikovejede betingede ressourcer er knap 30 mio. m³ olie. Heraf stammer godt 10 mio. m³ olie fra ressourcer i fund, som ikke indgår i en efterforskningsstilladelse, mens resten er en reduktion som følge af sandsynlighedsvægtningen af udbygningsprojekterne.

fig. 6.2 Sammenhæng mellem energistyrelsens ressourceopgørelse og produktionsprognose



* Ressourceopgørelsen og prognosen er vist med farvekoden for olie

For gas medfører risikovurderingen, at forskellen mellem de betingede ressourcer og de risikovejede betingede ressourcer er godt 20 mia. m³ gas. Omkring 10 mia. Nm³ gas er fra ressourcer i fund, som ikke indgår i en efterforskningsstilladelse, mens resten af reduktionen er en følge af sandsynlighedsvægtningen af udbygningsprojekterne.

Energistyrelsens prognoser for produktion af olie og gas samt for de investeringer og driftsomkostninger, der knytter sig til produktionen, anvendes bl.a. til beregning af statens forventede indtægter fra olie- og gasindvindingen.

Endvidere anvendes prognoserne for olie- og gasproduktionen sammen med Energistyrelsens forbrugsprognoser til at vurdere, om Danmark er nettoimportør eller -eksportør af olie og gas. Danmark er nettoeksportør, når energiproduktionen overstiger energiforbruget i en samlet energiopgørelse.

For at belyse mulighederne for at forlænge Danmarks periode som nettoeksportør af olie og gas ved anvendelse af ny teknologi og gennem nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne er der foretaget en vurdering for de samlede ressourcer. Prognosen baseret på de samlede ressourcer betegnes det mulige forløb.

Det forventede forløb er grundlag for udarbejdelse af Energistyrelsens såkaldte 5-års-prognose.

5 års prognose

Energistyrelsen udarbejder årligt en 5-års-prognose for produktion af olie og gas til brug for Finansministeriets fremskrivninger af statens indtægter. 5-års-prognosen offentliggøres i Energistyrelsens rapport "*Danmarks olie- og gasproduktion – og anvendelse anden af undergrunden*". Prognosen revideres desuden hvert efterår.

Olie

For 2012 forventes olieproduktionen at blive 11,8 mio. m³ svarende til ca. 203.000 tønder olie pr. dag, se tabel 6.2. Det er en nedgang på 8 pct. i forhold til 2011, hvor olieproduktionen var 12,8 mio. m³. I forhold til sidste års skøn for 2012 er det en opskrivning på 2 pct.

For perioden fra 2012 til 2015 forventes olieproduktionen at aftage eller være konstant, hvorefter den forventes at stige i 2016. I forhold til sidste års prognose er der kun foretaget mindre revisioner, og det samlede skøn for prognoseperioden er stort set uændret i forhold til sidste år. En mere detaljeret prognose findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk.

tabel 6.2 Forventet forløb for produktion af olie og salgsgas

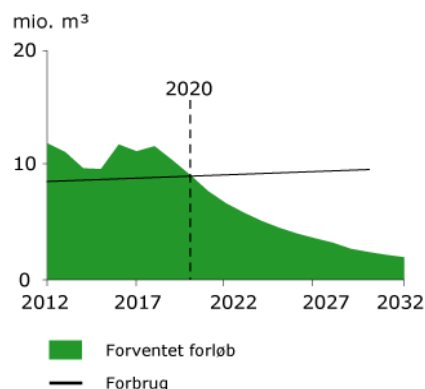
	2012	2013	2014	2015	2016
Olie, mio. m ³	11,8	11,0	9,6	9,6	11,7
Salgsgas, mia. Nm ³	4,3	3,5	3,7	3,4	5,0

Salgsgas

Produktionen af salgsgas forventes i 2012 at blive 4,3 mia. Nm³, se tabel 6.2. Det er en nedgang på 23 pct. i forhold til 2011, hvor produktionen var 5,6 mia. Nm³. I forhold til sidste års skøn for 2012 er skønnet for produktionen uændret.

I forhold til sidste års prognose er skønnet for produktionen i perioden fra 2013 til 2016 i gennemsnit nedskrevet med 12 pct. som følge af udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for felterne Adda og Elly samt udsættelse af en videreudbygning på Tyra feltet.

fig. 6.3 Forventet forløb, olie



Nettoeksport/nettoimport i de kommende 20 år

Energistyrelsen udarbejder årligt en 20-års-prognose baseret på det forventede forløb for produktion af henholdsvis olie og salgsgas.

En prognose, som dækker en periode på 20 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 findes derfor ikke planlagte udbygninger i slutningen af prognoseperioden, selvom det må formodes, at der også vil blive foretaget udbygninger på dette tidspunkt, hvis selskaberne vurderer, at udbygningerne er kommercielle.

Det forventede forløb for olie er generelt aftagende, se figur 6.3. Dog forventes en stigende produktion i 2016 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter. Produktionen forventes om godt 10 år at udgøre omkring halvdelen af produktionen i 2012.

Forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2011" er vist på figur 6.3. Basisfremskrivningen repræsenterer et forløb, hvor det antages, at der ikke implementeres virkemidler udover de, der allerede i dag er vedtaget med politisk flertal. Basisfremskrivningen er derfor ikke en prognose for det fremtidige energiforbrug, men en beskrivelse af den udvikling, som under en række forudsætninger om teknologisk udvikling, priser, økonomisk udvikling mv. kan forekomme i perioden frem til 2030, hvis det antages, at der ikke gennemføres nye initiativer eller virkemidler.

Med disse forudsætninger for produktion og forbrug forventes Danmark at være nettoeksportør af olie til og med 2020. Det skal dog bemærkes, at der i 2014 og 2015 ikke forventes at være markant forskel på størrelsen af produktionen og forbruget.

En forudsætning for produktion af salgsgas er i modsætning til olie, der fra Nordsøen oftest afsættes som enkelte skibslaster til den gældende markedspris, at der er indgået kontrakter om levering. Kontrakterne kan være langtidskontrakter eller "spot"-kontrakter til levering i en meget kort periode.

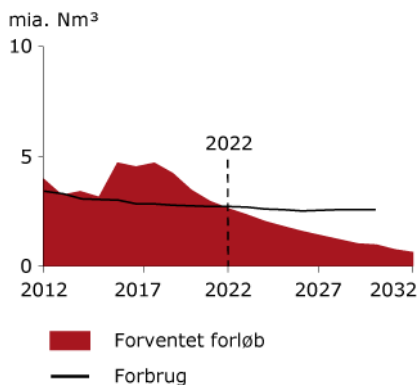
Siden salget af gas begyndte i 1984, er leverancerne af gas fra A. P. Møller – Mærsk's Eneretsbevilling primært sket i henhold til langtidskontrakter for gassalg indgået mellem DUC-selskaberne og DONG Naturgas A/S. Det nuværende aftalekompleks omfatter ikke et fast, samlet volumen, men en årlig mængde, der leveres så længe, det er teknisk og økonomisk forsvarligt for DUC at opretholde produktionen.

I 1997 blev der endvidere indgået aftale om køb af gassen fra Syd Arne feltet mellem Hess Denmark ApS-gruppen og DONG Naturgas A/S, og i 1998 blev der indgået kontrakt med DONG Naturgas A/S om leverance af DONG-gruppens andel af gassen fra Lulita feltet.

Endvidere er der gasproduktion som følge af eksportkontrakter gennem rørledningen fra Tyra Vest via NOGAT-rørledningen til Nederlandene.

Alle de ovennævnte bidrag er medtaget i produktionsprognosen for salgsgas. Produktionsprognosen for det forventede forløb for gas er vist på figur 6.4. Forløbet af prognosen er generelt aftagende i lighed med olien. Dog forventes produktionen at stige i 2016 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter. Prognosen angiver de mængder, som det forventes at være teknisk muligt at producere. Den faktiske produktion afhænger imidlertid, som nævnt, af salget på grundlag af de nuværende og fremtidige gassalgskontrakter.

fig. 6.4 Forventet forløb, salgsgas



Brændstofforbruget i forbindelse med produktionen skal ifølge internationale forordninger medregnes i opgørelsen af energiforbruget, men er her fratrukket forbruget således, at forbruget kan sammenlignes med produktionen. Danmark forventes at være nettoeksportør af salgsgas til og med 2022 med det forventede forløb som grundlag, se figur 6.4. Det skal dog bemærkes, at der i perioden 2013 til 2015 ikke forventes at være markant forskel på størrelsen af produktionen og forbruget.

Den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne forventes dog at bidrage med yderligere produktion og dermed forlænge Danmarks periode som nettoeksportør af olie og salgsgas.

Nettoeksport/nettoimport baseret på de samlede ressourcer

En prognose, baseret på de samlede ressourcer, kan opdeles i bidragene:

Forventet forløb, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer.

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.

Baseret på de opgjorte reserver og risikovejede betingede ressourcer er den gennemsnitlige forventede indvindingsgrad for olie 26 pct.

Antagelsen om, at det er muligt at forøge den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie med fem 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.

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. 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.

En analyse – igangsat af Mærsk Olie og Gas A/S, Nordsøfonden og Energistyrelsen – foretaget af det anerkendte University of Texas i Austin demonstrerer, at den bedste mulighed for substantielt at øge olieproduktionen fra de største danske felter er at injicere CO₂ i felterne. Analysen findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Indvindingsgraden for de store producerende felter med vandinjektion forventes at blive 35 pct. De oprindeligt tilstedeværende oliemængder i disse felter udgør godt halvdelen af de samlede oprindeligt tilstedeværende mængder i undergrunden. Derfor forudsætter de teknologiske ressourcer en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på omkring 9 pct. point for disse felter. Med de forudsatte teknologiske ressourcer forventes der opnået en gennemsnitlig indvindingsgrad for de store olieløb på 44 pct.

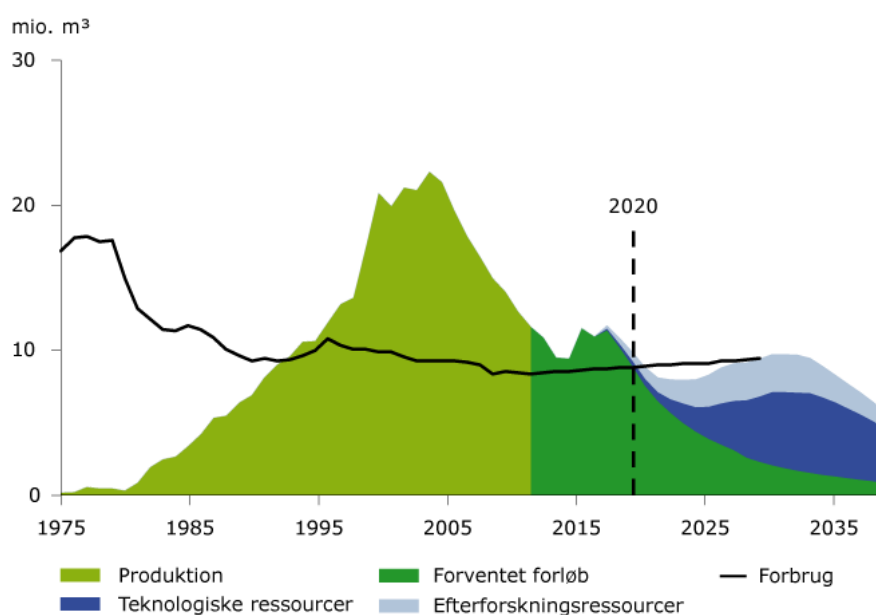
Nye teknologier skal implementeres, mens felterne producerer, da det oftest ikke vil være økonomisk rentabelt at indføre de nye teknologier, når et felt først er luk-

ket. Dette indebærer, at der er et begrænset tidsrum til at udvikle og indføre nye teknologier i.

Energistyrelsens skøn for efterforskningsressourcerne tager udgangspunkt i de i dag kendte efterforskningsprospekter, som forventes anført. Desuden indgår vurderinger af, hvilke yderligere prospekter, der kan forventes påvist senere i prognoseperioden.

Prognosen for olieproduktion opdelt i de tre nævnte bidrag, det forventede forløb, de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne, er vist på figur 6.5 sammen med forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2011".

fig 6.5 Produktion og muligt forløb, olie



Det ses af figuren, at Danmark forventes at være nettoeksportør af olie i 9 år til og med 2020 baseret på det forventede forløb. Perioden med Danmark som nettoeksportør er forholdsvis sikkert bestemt for det forventede forløb, idet produktionen for bidraget kendes med betydelig sikkerhed og forventes at aftage markant, mens forbruget forventes at være nogenlunde konstant.

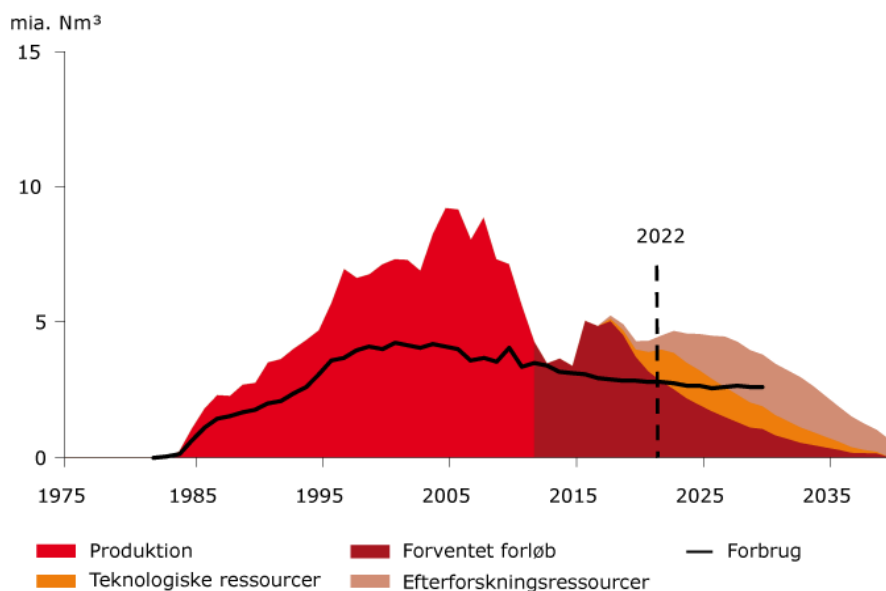
Prognosen for olieproduktionen inklusiv teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer har et varierende forløb fra 2015 til omkring 2035, hvorefter skønnet for produktionen forventes at falde. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, vil de bidrage markant til at mindske Danmarks nettoimport af olie fra omkring 2025 til omkring 2035.

Prognosen for produktion af salgsgas, opdelt i det forventede forløb, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer, er vist på figur 6.6. Endvidere er forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2011" vist. Af figuren ses, at Danmark forventes at være nettoeksportør af salgsgas i 11 år til og med 2022 baseret på det forventede forløb.

For salgsgas forventes ikke noget markant bidrag fra teknologiske ressourcer for de producerende felter, da der allerede med dagens teknologi opnås en væsentlig højere indvindingsgrad end for olie. Der er dog medtaget et bidrag som følge af muligheden for udvikling af ny brøndteknologi.

Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør af naturgas i godt 20 år regnet fra 2012

fig 6.6 Produktion og muligt forløb, salgsgas



7

ØKONOMI



Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen påvirker samfundsøkonomien via statens skatteindtægter, effekterne på handels- og betalingsbalancen samt via overskuddet fra olie- og gassektorens aktører og ikke mindst som arbejdsplads for mange mennesker.

Indvindingen af kulbrinter har sammen med bl.a. energibesparelser og udnyttelsen af vedvarende energi siden 1997 bidraget afgørende til, at Danmark som eneste EU-land er nettoeksportør af energi.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Værdien af olie- og gasproduktionen bestemmes af tre faktorer: produktionens størrelse, den internationale råoliepris samt dollarkursen.

Den gennemsnitlige oliepris i 2011 var ved Brent-noteringen 111,4 US\$ pr. tønde mod 79,5 US\$ pr. tønde i 2010. Det er en stigning på ca. 40 pct. i forhold til 2010.

Udviklingen i olieprisen i 2011 ses af figur 7.1. Året har været præget af en forholdsvis stabil oliepris omkring 110 US\$ pr. tønde. Af figur 7.1 ses, at forholdet mellem € og US\$ har været forholdsvis stabil i 2011. Olieprisens udvikling fra 1972 til 2011 er vist i figur 7.2.

Dollarkursen var i 2011 på 5,4 kr. pr. US\$. Det er et fald på knap 4 pct. i forhold til 2010, hvor den gennemsnitlige dollarkurs var 5,6 kr. pr. US\$.

Den svagt faldende dollarkurs og markant højere oliepris i US\$ i forhold til gennemsnitsprisen i 2010 bevirkede, at olieprisen målt i danske kroner steg med knap 35 pct. fra 2010 til 2011. Den gennemsnitlige pris for en tønde Brent-olie var på 595,8 danske kroner i 2011 mod 446,7 i 2010.

Produktionsværdien fordeler sig ifølge de foreløbige skøn for 2011 med ca. 48,3 mia. kr. på olieproduktion og 9,9 mia. kr. fra gasproduktion.

fig 7.1 Oliepriser, 2011, US\$ og EUR

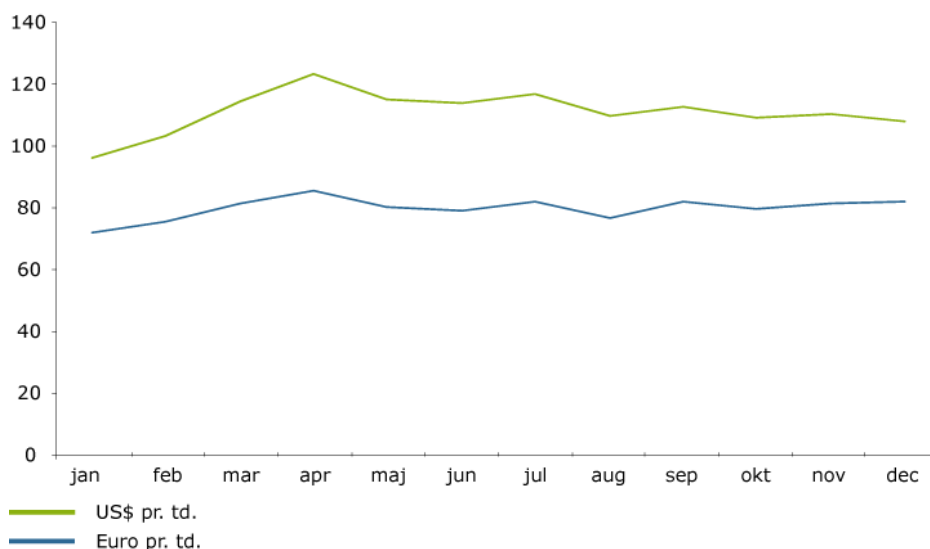
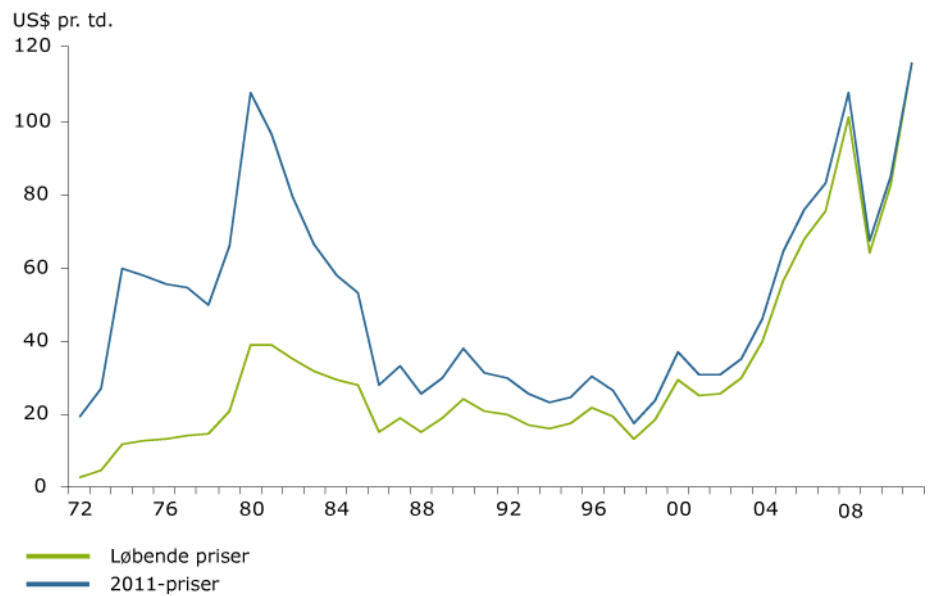


fig 7.2 Olieprisens udvikling 1972-2011, US\$ pr. td.



Den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2011 skønnes til 58,2 mia. kr., hvilket er en stigning på ca. 15 pct. i forhold til året før. Stigningen i produktionsværdien skyldes, at den højere oliepris mere end opvejer faldet i produktion.

Olieproduktionens fordeling på de ti producerende selskaber i Danmark i 2011, kan ses i figur 3.2 i kapitel 3: *Produktion og udbygning*.

Energistyrelsen udarbejder på baggrund af reserveopgørelsen en produktionsprognose for den fremtidige udvikling i produktionen, se Kapitel 6: *Ressourcer*.

I bilag C findes en detaljeret oversigt over økonomiske nøgletal fra 1972 til 2011.

tabel 7.1 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr. 2011-priser, mellem prisforløb (120 US\$/td.)

	2012	2013	2014	2015	2016
Samfundsøkonomisk produktionsværdi	57	54	48	48	61
Importindhold	6	6	7	8	6
Vare- og tjenestebalancen	51	48	41	40	55
Renter og udbytter	11	11	9	8	12
Betalingsbal. løbende poster	41	37	32	32	43
Betalingsbal. løbende poster, lavt prisforløb (80 US\$/td.)	28	25	21	21	30
Betalingsbal. løbende poster, højt prisforløb (160 US\$/td.)	54	49	43	43	56

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

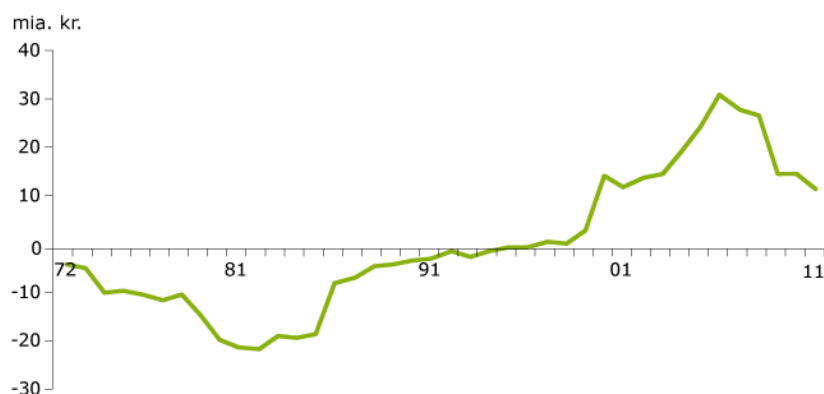
Olie- og gasproduktionen bidrager til, at Danmark er nettoeksportør af energi. Denne eksport har en positiv effekt på handelsbalancen og på betalingsbalancens løbende poster.

Handelsbalancen for olie og naturgas

Udviklingen i Danmarks handel med udlandet inden for olie og gas ses af figur 7.3. Danmark har siden 1995 haft overskud på handelen med udlandet.

I 2011 var overskuddet på 12,3 mia. kr., hvilket er et fald fra året før på ca. 20 pct.

fig 7.3 Handelsbalance for olie og naturgas 1972-2011, løbende priser



Betalingsbalanceeffekten

På baggrund af egne prognoser for produktion, investeringer, drifts- og transportomkostninger udarbejder Energistyrelsen et skøn for olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster i de kommende fem år. Beregningerne sker på baggrund af en række antagelser om importindholdet, renteudgifter samt selskabernes overskud for kulbrinteaktiviteterne.

Energistyrelsens 5-års-prognose er i år udarbejdet med tre forløb af olieprisen. De tre forløb beregnes med en oliepris på henholdsvis 80, 120 og 160 US\$ pr. tønde og med en dollarkurs på ca. 5,5 kr. pr. US\$. En pris på 120 US\$ pr. tønde svarer til IEA's langsigtede forventning til olieprisen i 'New policies scenariet' (2010-priser).

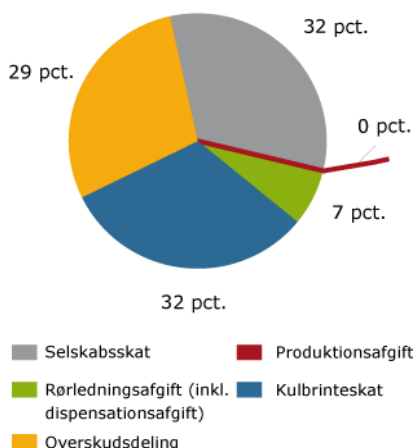
Formålet med at beregne tre forløb er at illustrere betalingsbalanceeffektens følsomhed overfor ændringer i olieprisen. Det er således kun olieprisen, som ændres i de tre forløb. Beregningerne indeholder ingen dynamiske eller afledte effekter.

Værdien af de forskellige poster i beregningen af olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancen for prisforløbet på 120 US\$ pr. tønde er vist i tabel 7.1. Næderst i tabellen vises endvidere den beregnede effekt på betalingsbalancens løbende poster for prisforløb på henholdsvis 80 US\$ og 160 US\$ pr. tønde.

Ved en oliepris på 120 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge på cirka 32 til 43 mia. kr. pr. år i perioden 2012-2016. Det fremgår endvidere, at en højere oliepris betyder en større effekt og omvendt.



fig 7.4 Fordeling af statens indtægter i 2011



Statens indtægter

Staten modtager indtægter fra indvindingen af olie og naturgas i Nordsøen via direkte indtægter fra forskellige skatter og afgifter: selskabsskat, kulbrinteskatt, produktionsafgift, olierørledningsafgift, dispensationsafgift og overskudsdeling.

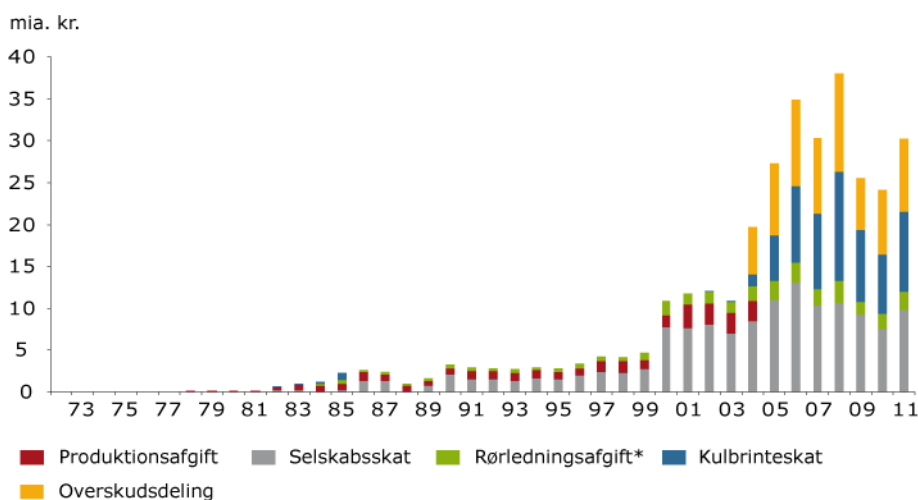
Udover de direkte indtægter fra skatter og afgifter har staten indirekte indtægter fra Nordsøen gennem sin aktiepost i DONG Energy. Det skyldes, at datterselskabet DONG E&P A/S deltager i dele af olie- og gasaktiviteterne, og herigennem opnår staten indirekte en indtægt. Endvidere vil staten på sigt opnå en indtægt gennem Nordsøfonden.

En uddybende forklaring af grundlaget for statens indtægter fra skatter og afgifter på indvindingen af olie og gas kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk og i bilag D.

Overskudsdeling og selskabsskat udgør med en andel på hver cirka 32 pct. de væsentligste indtægtskilder for staten. Fordelingen af statens skatteindtægter i 2011 er vist i figur 7.4.

Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1963- 2011 til 325 mia. kr. i 2011-priser. Den akkumulerede produktionsværdi var i perioden 831 mia. kr., mens den akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var ca. 292 mia. kr. i 2011-priser. Figur 7.5 viser udviklingen i statens indtægter fra 1972-2011.

fig 7.5 Udvikling i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2011, 2011-priser



* Inkl. dispensationsafgift
Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Udviklingen i 2011 har været præget af fald i produktion og stigning i oliepris. De samlede indtægter for 2011 skønnes til 30,6 mia. kr. Det er en stigning i forhold til 2010 på knap 30 pct. Udviklingen i de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter i de seneste fem år er vist i tabel 7.2.

Statens indtjening er som følge af stigningen i olieprisen vokset betydeligt siden 2003. Stigningen skyldes også, at regeringen i 2003 indgik en aftale med A.P. Møller- Mærsk, den såkaldte Nordsøaftale. Gennem en omlægning af mulighederne for fradrag betød aftalen en skærpet beskatning. På www.ens.dk findes oplysninger om selskaberne i Dansk Undergrunds Consortiums resultat før skat. Oplysningerne vil ligesom de tidligere år ligeledes blive sendt til Klima-, Energi- og Bygningsudvalget.

tabel 7.2 Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

	2007	2008	2009	2010	2011**
Kulbrinteskatt	8.245	12.405	8.250	6.943	9.732
Selskabsskatt	9.475	10.092	8.876	7.374	9.852
Produktionsafgift	2	2	0	0	1
Olierørledningsafgift*	1.815	2.511	1.431	1.824	2.201
Overskudsdeling	8.348	11.145	6.027	7.594	8.819
I alt	27.885	36.155	24.584	23.735	30.605

* Inkl. 5 pct. dispensationsafgift

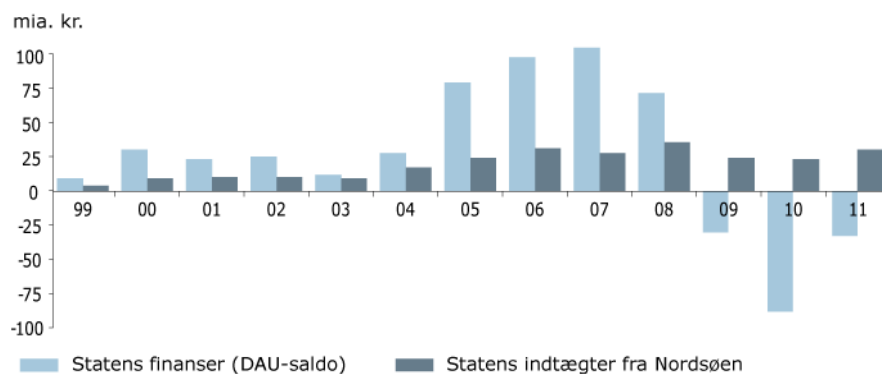
** Skøn

Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Statens andel af overskuddet opgjort i indbetalingsår, skønnes i 2011 at være ca. 62 pct. Marginalskatten er ca. 71 pct. efter de nye regler, inklusiv overskudsdeling, og ca. 29 pct. efter de gamle regler eksklusiv kulbrinteskatt. Reglerne for kulbrintefradrag bevirker, at selskaber, der beskattes efter de gamle regler, i praksis ikke betaler kulbrinteskatt. Tilladelser, som er tildelt før 2004, beskattes efter de gamle regler, dog undtaget eneretsbevillingen.

Regeringen har ved årsskiftet 2011/12 besluttet at igangsætte et serviceeftersyn af vilkårene for indvindingen af olie og gas i Nordsøen. Herunder skal vilkårene for koncessioner omfattet af Nordsøaftalen fra 2003, eksisterende koncessioner, der ikke er omfattet af Nordsøaftalen, samt fremtidige koncessioner belyses. Det er en præmis for serviceeftersynet, at regeringen står ved den indgåede aftale mellem staten og A. P. Møller-Mærsk.

Olie- og gasindtægterne i forhold til statens samlede finanser er vist i figur 7.6. Som det fremgår, er indtægterne fra den danske del af Nordsøen med til at mindske statens underskud i 2011.

fig. 7.6 Statens finanser (DAU-saldo) og statens indtægter fra Nordsøen

Note: DAU-saldo (Statens saldo for Drift, Anlæg og Udgifter) er forskellen mellem statens samlede indtægter og statens samlede udgifter

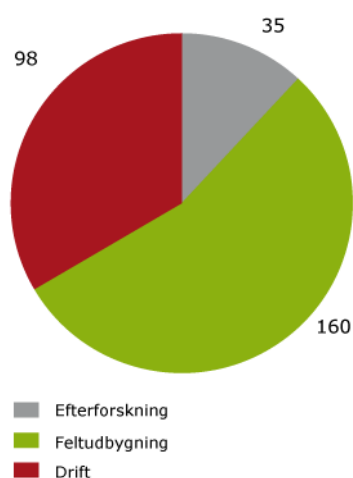
Skatteministeriet skønner for de kommende fem år og med et olieprisforløb på 120 US\$ pr. tønde, at statens samlede indtægter vil være mellem 22-30 mia. kr. pr. år fra 2012 til 2016. I tabel 7.3 er vist udviklingen i statens forventede indtægter for de tre olieprisforløb på 80, 120 og 160 US\$ pr. tønde. Det fremgår ligeledes af tabellen, at statens andel er voksende ved stigende indtjening eksempelvis som følge af højere oliepriser. Indtægterne fra Nordsøfonden begynder at fremgå fra 2012, samtidig med at indtægterne fra overskudsdeling ophører. Forklaringen er, at staten den 9. juli 2012 via Nordsøfonden indtræder med en andel på 20 pct. i DUC hvorefter overskudsdelingen bortfalder.

Fremtidige skøn over selskabs- og kulbrinteskot indeholder usikkerhed om både oliepris, produktion og dollarkurs. Hertil kommer en usikkerhed knyttet til beregningernes øvrige forudsætninger med hensyn til blandt andet selskabernes finansieringsudgifter.

tabel 7.3 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., løbende priser*

		2012	2013	2014	2015	2016
Selskabsskattegrundlag før skatter og afgifter	160 US\$/td	68,8	62,0	56,1	52,9	71,6
	120 US\$/td	48,1	43,1	38,8	35,7	49,7
	80 US\$/td	27,5	24,2	21,4	18,6	27,8
Selskabsskat	160 US\$/td	14,9	15,3	13,9	13,1	17,5
	120 US\$/td	10,4	10,7	9,6	8,9	12,1
	80 US\$/td	5,8	6,0	5,3	4,7	6,8
Kulbrinteskot	160 US\$/td	18,1	19,3	18,6	16,7	19,6
	120 US\$/td	12,3	13,3	12,2	11,1	13,5
	80 US\$/td	6,6	7,2	6,6	5,7	7,4
Overskudsdeling	160 US\$/td	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordsøfonden overskud efter skat **	160 US\$/td	1,3	3,9	3,3	2,5	3,5
	120 US\$/td	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	120 US\$/td	0,7	2,7	2,2	1,5	2,3
	80 US\$/td	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0
	80 US\$/td	0,0	1,6	1,2	0,5	1,2
Produktionsafgift	160 US\$/td	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	120 US\$/td	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	80 US\$/td	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Olierørledningsafgift ***	160 US\$/td	1,7	0,6	0,6	0,6	1,1
	120 US\$/td	1,3	0,5	0,4	0,5	0,8
	80 US\$/td	0,9	0,3	0,3	0,3	0,5
Total	160 US\$/td	43,4	39,2	36,4	33,0	41,7
	120 US\$/td	30,0	27,2	24,4	22,0	28,8
	80 US\$/td	16,6	15,1	13,3	11,2	15,9
Statens andel (pct.)	160 US\$/td	63,1	63,2	64,8	62,4	58,2
	120 US\$/td	62,3	63,0	63,1	61,5	57,9
	80 US\$/td	60,4	62,5	62,3	60,4	57,2

fig. 7.7 Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2011, mia. kr., 2011-priser



* Der er forudsat 1,8 pct. årlig inflation

** Staten indtræder den 9. juli 2012 gennem Nordsøfonden med en andel på 20 pct. i DUC. Nordsøfonden er skattepligtig, hvorfor indtægterne fra statsdeltagelsen er indeholdt i flere kategorier, herunder kulbrinteskot og selskabsskat. Nordsøfondens overskud efter skat tilfalder staten. Det bemærkes dog, at Nordsøfonden først skal afvikle fondens gæld og finansiere løbende investeringer før staten modtager overskud fra Nordsøfonden

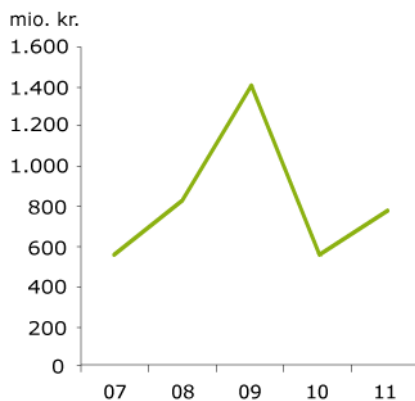
*** Inklusiv 5 pct. Dispensationsafgift

Kilde: Skatteministeriet

Note: baseret på Energistyrelsens 5-års prognose

Anm. Nationalregnskabsperiodisering (indkomstår)

fig. 7.8 Efterforskningsudgifter
2007-2011, løbende priser



Investeringer og udgifter

På samme måde som olieprisen har betydning for indtægterne fra indvindingen fra Nordsøen, spiller rettighedshavernes indsats en stor rolle for såvel det nuværende som fremtidige aktivitetsniveau og dermed også for de potentielle indtægter.

Fordelingen af rettighedshavernes udgifter fra 1963 til 2011 er vist i figur 7.7. Udbygning og investering udgør over halvdelen af rettighedernes samlede udgifter. Udgifterne til efterforskning, udbygning og drift inkl. administration og transport udgør henholdsvis 12, 55 og 33 pct. af de samlede udgifter.

Efterforskningsudgifter

Udviklingen i efterforskningsudgifter fra 2007 til 2011 er vist i figur 7.8.

De foreløbige tal for 2011 viser en stigning i efterforskningsudgifterne fra 2010 til 2011 på cirka 40 pct. Det skyldes, at der er boret flere dybe efterforskningsboringer i 2011. For 2011 vurderes de samlede efterforskningsudgifter foreløbigt til godt 0,75 mia. kr.

I 2012-2015 forventes samlede investeringer på ca. 4,9 mia. kr. Aktiviteterne vil omfatte yderligere efterforskning både på land og i den danske del af Nordsøen

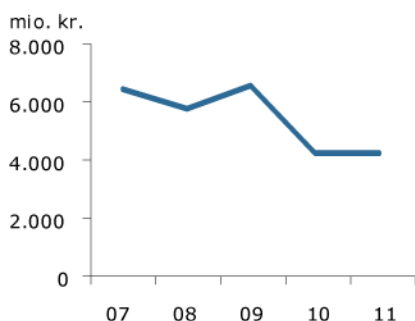
Udbygningsinvesteringer

Blandt rettighedshavernes økonomiske forhold er investeringerne i udbygning af nye og eksisterende felter den mest udgiftskrævende post. Investeringen til udbygningsaktiviteter i 2011 er skønnet til ca. 4,3 mia. kr., hvilket er på niveau med året før. Investeringsniveauet i 2011 er under de gennemsnitlige årlige investeringer, som de sidste ti år har været på ca. 5,5 mia. kr. Figur 7.9 viser investeringer i feltudbygninger i perioden 2007-2011. På Energistyrelsens hjemmeside findes en tabel med en feltfordeling af investeringer.

Energistyrelsens forventninger til udbygningsaktiviteten i perioden 2012 til 2016 er vist i Tabel 7.4. Forventningerne bygger på reservekategorierne; igangværende indvinding, besluttet og sandsynliggjort udbygning samt risikovejede betingede ressourcer. Se kapitel 6: *Ressourcer*. For de kommende fem år forventes investeringer i størrelsesordenen 44 mia. kr. i alt. Det skal bemærkes at, investeringerne i 2014 og 2015 forventes at udgøre godt 10 mia. kr., hvilket indikerer et højt forventet niveau for udbygningsaktiviteterne.

På Energistyrelsens hjemmeside findes en feltfordeling af investeringerne i kategorien igangværende og besluttet udbygning.

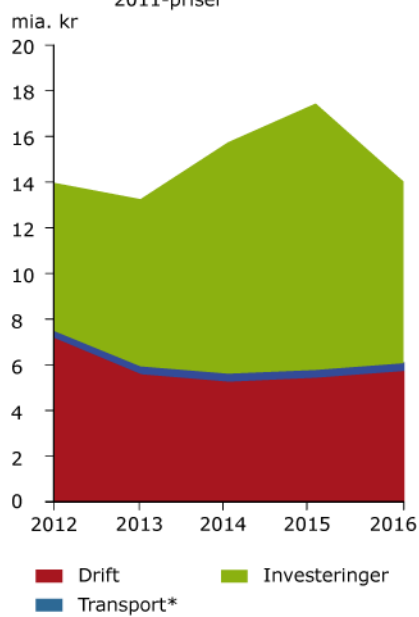
fig. 7.9 Investeringer i feltudbygninger
2007-2011, løbende priser



tabel 7.4 Forventede investeringer i feltudbygning i perioden 2012-2016, mia. kr., 2011-priser

	2012	2013	2014	2015	2016
Igangværende og besluttet	6,459	6,547	5,746	3,814	250
Sandsynliggjort udbygning	22	162	-	-	-
Risikovejede betingede ressourcer	-	623	4,405	7,867	7,725
Forventede i alt	6,481	7,332	10,151	11,680	7,976

fig. 7.10 Investeringer i felter samt udgifter til drift og transport, 2011-priser



*Eksl. rørlednings- og dispensationsafgift

Udgifter til drift, administration og transport

For 2011 har Energistyrelsen skønnet udgifterne til drift, administration og transport til 6,1 mia. kr. Det er en stigning på ca. 11 pct. i forhold til året før.

Energistyrelsens forventninger til udviklingen i investeringer, drifts- og transportudgifterne fra 2012-2016 kan ses i figur 7.10.

Grundet den danske sektors modenhed har Energistyrelsen revurderet skønnet for de fremtidige driftsudgifter, og det har betydet en opskrivning af omkostningsniveauet.

BILAG A: PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

Produktion og salg

OLIE

tusinde kubikmeter

	1972- 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Dan	57.222	6.326	5.929	6.139	5.712	5.021	4.650	4.241	3.549	2.979	2.474	104.242
Gorm	42.330	2.887	2.838	2.469	1.978	1.897	1.639	1.053	924	923	713	59.653
Skjold	32.398	1.659	1.532	1.443	1.310	1.214	1.015	989	918	835	778	44.092
Tyra	19.390	801	918	723	773	845	764	551	415	856	744	26.781
Rolf	3.678	51	104	107	79	89	103	78	76	60	1	4.427
Kraka	3.675	157	139	199	211	222	176	112	37	67	170	5.165
Dagmar	990	6	7	2	0	-	-	0	-	-	-	1.005
Regnar	847	18	19	19	16	11	0	-	-	-	-	930
Valdemar	1.282	353	435	491	423	470	881	1.268	1.410	909	817	8.739
Roar	1.936	175	121	98	94	51	35	28	30	24	16	2.607
Svend	4.320	457	280	326	324	296	299	278	195	190	145	7.110
Harald	5.763	578	425	314	237	176	139	114	65	70	95	7.976
Lulita	612	24	20	19	35	68	55	47	24	36	36	976
Halfdan	4.307	3.718	4.352	4.946	6.200	6.085	5.785	5.326	5.465	5.119	4.905	56.209
Siri	5.472	1.487	925	693	703	595	508	598	326	286	161	11.754
Syd Arne	5.345	2.313	2.383	2.257	2.371	1.869	1.245	1.139	1.164	1.066	1.004	22.157
Tyra Se	-	493	343	580	614	446	377	429	374	225	165	4.045
Cecilie	-	-	166	310	183	116	88	66	38	33	39	1.038
Nini	-	-	391	1.477	624	377	323	355	159	544	569	4.820
I alt	189.567	21.505	21.327	22.612	21.886	19.847	18.084	16.672	15.169	14.223	12.834	373.726

Produktion

GAS

millioner Normalkubikmeter

	1972- 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Dan	17.367	945	786	764	651	561	456	467	364	360	327	23.050
Gorm	13.597	480	339	216	218	207	175	119	109	99	67	15.624
Skjold	2.812	123	92	77	93	77	69	60	58	87	69	3.617
Tyra	57.952	3.948	3.994	4.120	3.745	3.792	3.916	3.130	2.007	1.664	1.320	89.588
Rolf	155	2	4	5	3	4	4	3	3	3	0	186
Kraka	1.168	52	25	23	24	28	28	36	8	12	46	1.450
Dagmar	151	1	3	2	0	-	-	0	-	-	-	158
Regnar	56	1	2	2	1	1	0	-	-	-	-	63
Valdemar	559	109	151	218	208	208	355	593	510	791	579	4.282
Roar	9.111	1.052	915	894	860	489	367	417	398	213	171	14.888
Svend	508	61	43	38	34	28	28	24	16	27	24	831
Harald	11.995	2.019	1.563	1.232	1.091	927	781	690	400	592	573	21.864
Lulita	438	6	5	5	13	38	33	30	15	18	20	619
Halfdan	736	759	1.142	1.449	2.582	2.948	2.675	3.104	3.401	2.886	2.343	24.025
Siri	515	157	110	64	112	55	47	63	44	67	48	1.280
Syd Arne	1.654	681	544	461	485	366	234	225	271	248	238	5.408
Tyra Se	-	447	452	1.233	1.337	1.108	848	889	939	911	626	8.791
Cecilie	-	-	14	22	13	8	6	4	2	2	3	74
Nini	-	-	29	109	46	28	24	26	12	76	57	407
I alt	118.772	10.844	10.213	10.934	11.517	10.873	10.046	9.879	8.559	8.057	6.511	216.205

Brændstof *

GAS

millioner Normalkubikmeter

	1972- 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Dan	1.409	182	198	201	205	209	222	225	207	206	179	3.443
Gorm	1.863	146	135	137	124	124	132	117	116	111	107	3.112
Tyra	2.351	245	242	249	247	241	228	233	219	208	188	4.651
Dagmar	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21
Harald	56	9	8	8	7	8	7	7	4	8	16	139
Siri	52	21	20	19	20	24	25	25	19	27	28	279
Syd Arne	69	45	49	45	52	53	55	51	52	55	49	574
Halfdan	-	-	-	20	39	39	39	39	39	37	62	315
I alt	5.820	648	652	679	694	698	708	697	656	652	629	12.534

* Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven

Flaring *

	1972- 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Dan	1.778	55	71	37	23	29	27	25	16	12	13	2.086
Gorm	1.382	81	66	57	61	61	48	41	19	12	14	1.842
Tyra	805	61	54	63	55	51	43	43	32	23	28	1.258
Dagmar	128	1	3	2	0	-	-	0	-	-	-	135
Harald	126	3	1	1	1	2	2	2	2	3	3	147
Siri	97	9	23	65	15	6	7	7	4	58	6	296
Syd Arne	164	11	12	11	14	11	11	7	7	6	11	264
Halfdan	-	-	4	25	16	20	17	8	4	2	6	101
I alt	4.480	222	234	262	184	180	154	132	85	116	81	6.129

* Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven

Injektion

	1972- 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Gorm	8.137	14	6	4	3	0	-	-	-	-	-	8.164
Tyra	26.163	2.535	2.312	1.612	1.285	761	1.094	119	451	89	94	36.514
Siri	367	127	109	111	135	61	45	61	35	59	73	1.182
I alt	34.666	2.676	2.428	1.727	1.423	821	1.139	180	486	148	167	45.860

Salg *

	1984- 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Dan	16.141	1.521	1.679	1.681	1.804	1.862	1.653	1.293	947	1.200	1.017	30.800
Gorm	5.181	364	228	99	126	103	66	23	33	64	12	6.298
Tyra	38.811	2.776	2.948	4.580	4.598	4.574	4.143	4.652	3.163	3.283	2.410	75.938
Harald	12.250	2.013	1.558	1.228	1.096	954	804	710	408	598	577	22.196
Syd Arne	1.421	625	483	406	419	302	168	167	212	199	180	4.582
Halfdan	0	0	4	274	1.172	1.370	1.215	2.020	2.560	1.801	1.439	11.850
I alt	73.804	7.299	6.900	8.267	9.215	9.164	8.049	8.865	7.324	7.144	5.635	151.666

* De anvendte navne henviser til behandlingscentre

Udledning

CO₂-UDLEDNING ^{*)}

tusinde tons

	1972-2001	2002	2003	2004	2005	2006 **	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Brændstof	13.414	1.577	1.591	1.642	1.694	1.675	1.690	1.670	1.572	1.559	1.510	29593
Flaring	10.551	535	564	664	457	470	449	354	241	331	230	14846
I alt	22.965	2.112	2.154	2.306	2.151	2.144	2.139	2.025	1.813	1.890	1.740	43.440

*) CO₂-udledningen er beregnet under anvendelse af parametre, som er specifikke for de enkelte år og for de enkelte anlæg
CO₂-udledning fra anvendelse af dieselolie er ikke medtaget frem til og med 2005

**) Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven og indeholder CO₂-emission fra dieselforbrug på anlæggene

Produktion

VAND

tusinde kubikmeter

	1972-2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Dan	27.143	6.348	7.183	8.053	9.527	10.936	12.152	13.946	12.889	12.111	11.059	131.346
Gorm	26.132	4.017	4.420	5.173	5.252	4.822	4.708	3.976	4.737	4.904	4.654	72.794
Skjold	24.700	3.007	3.525	3.688	4.270	4.328	3.885	3.636	3.855	3.895	3.861	62.650
Tyra	19.909	2.261	3.039	2.977	3.482	3.150	2.725	3.103	2.677	1.980	1.811	47.114
Rolf	4.109	168	270	308	290	316	383	349	381	281	8	6.861
Kraka	2.652	306	208	426	320	297	359	436	183	166	358	5.712
Dagmar	3.285	160	375	90	3	-	-	13	-	-	-	3.927
Regnar	2.487	257	316	396	352	255	1	-	-	-	-	4.064
Valdemar	444	272	310	325	792	937	854	925	812	1.207	1.026	7.902
Roar	1.159	301	476	653	662	498	560	586	624	275	200	5.994
Svend	3.230	1.051	1.330	1.031	1.309	1.205	1.200	1.022	804	664	585	13.431
Harald	157	78	43	15	12	12	18	21	11	37	113	518
Lulita	43	14	14	15	38	92	96	91	49	65	73	588
Halfdan	787	367	612	2.099	2.825	3.460	4.086	4.766	4.814	5.519	6.149	35.483
Siri	4.941	3.041	2.891	1.641	1.683	2.032	2.528	2.686	1.778	2.868	2.593	28.680
Syd Arne	185	370	857	1.127	1.790	1.830	1.861	2.174	2.285	2.068	1.883	16.430
Tyra Se	-	250	596	466	437	377	669	602	716	568	485	5.166
Cecilie	-	-	25	331	637	651	576	456	266	317	452	3.710
Nini	-	-	0	63	730	822	619	660	522	195	330	3.942
I alt	121.360	22.268	26.490	28.875	34.410	36.019	37.280	39.448	37.402	37.121	35.640	456.311

Injektion

	1972-2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Dan	91.849	16.123	18.063	20.042	20.281	21.520	20.230	19.275	16.712	15.148	14.508	273.753
Gorm	67.424	8.167	7.066	7.551	7.251	6.544	6.678	5.251	4.777	4.408	5.459	130.576
Skjold	61.204	6.411	6.115	5.607	6.045	5.711	6.098	4.989	5.285	4.155	4.374	115.995
Halfdan	715	2.532	5.162	5.759	9.710	11.026	12.107	12.727	11.485	11.945	12.277	95.446
Siri	9.515	4.517	3.383	1.683	1.350	1.973	3.499	2.695	1.692	2.692	3.201	36.198
Syd Arne	2.049	4.397	5.332	4.949	5.608	5.362	4.296	4.279	3.872	3.427	3.240	46.811
Nini	-	-	81	918	502	912	413	883	501	1.558	1.365	7.132
Cecilie	-	-	-	93	198	30	91	42	97	47	221	819
I alt	232.756	42.148	45.201	46.603	50.945	53.077	53.412	50.141	44.420	43.379	44.646	706.730

Injektion af vand omfatter både injektion af produceret vand og havvand. Hovedparten af det producerede vand fra felterne Gorm, Skjold, Dagmar og Siri reinjiceres

BILAG B: PRODUCEREDE MÆNGDER, RESERVER OG BETINGEDE RESSOURCER PR. 1. JANUAR 2012

OLIE, mio. m ³			GAS, mia. Nm ³			
Produktion	Ressourcer		Nettoproduktion*	Ressourcer		
	Forventede			Nettogas * Forv.	Salgsgas * Forv.	
Reserver			Reserver			
<i>Igangværende indvinding og besluttet udbygning</i>			<i>Igangværende indvinding og besluttet udbygning</i>			
Cecilie	1,0	0,2	Cecilie	0,1	-	-
Dagmar	1,0	0,0	Dagmar	0,2	0,0	0
Dan	104,2	20,7	Dan	23,1	2,8	0
Gorm	59,7	5,4	Gorm	7,5	0,6	0
Halfdan	56,2	44,4	Halfdan	24,0	8,0	7
Harald	8,0	0,4	Harald	21,9	3,0	3
Hejre	-	16,2	Hejre	-	10,0	9
Kraka	5,2	0,8	Kraka	1,5	0,1	0
Lulita	1,0	0,2	Lulita	0,6	0,1	0
Nini	4,8	1,9	Nini	0,4	-	-
Regnar	0,9	0,0	Regnar	0,1	0,0	0
Roar	2,6	0,1	Roar	14,9	0,3	0
Rolf	4,4	0,0	Rolf	0,2	0,0	0
Siri	11,8	1,8	Siri	0,1	-	-
Skjold	44,1	5,4	Skjold	3,6	0,5	0
Svend	7,1	0,6	Svend	0,8	0,1	0
Syd Arne	22,2	13,7	Syd Arne	5,4	2,8	2
Tyra **	30,8	8,4	Tyra **	61,9	18,4	14
Valdemar	8,7	7,7	Valdemar	4,3	5,2	5
<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	0	<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	3	3
Sum	374	128	Sum	170	55	43
Betingede ressourcer			Betingede ressourcer			
<i>Afventende udbygning</i>	-	26	<i>Afventende udbygning</i>		18	16
<i>Uafklaret udbygning</i>	-	15	<i>Uafklaret udbygning</i>		12	11
<i>Afvist udbygning</i>	-	11	<i>Afvist udbygning</i>		10	9
Sum		53	Sum		40	37
Total	374	181	Total	170	95	79
Januar 2011	361	185	Januar 2011	164	101	84

*) *Nettoproduktion: historisk produktion fratrukket injektion*

Nettogas: fremtidig produktion fratrukket injektion

Salgsgas: fremtidig produktion fratrukket injektion samt forbrug til brændstof og flaring

**) *Tyra Sydøst inkluderet*

BILAG C: ØKONOMISKE NØGLETAL

	Invest. i feltudbygning mio.kr. ¹⁾	Driftsomk. for felter mio.kr. ²⁾	Efterforsknings omk. mio.kr.	Råoliepris US\$/tønne ³⁾	\$-kurs kr./US\$	Inflation pct. ⁴⁾	Handelsbalance overskud mia.kr ⁵⁾	Statens indtægter mio.kr.
1972	105	21	30	3,0	7,0	6,7	-3,2	0
1973	9	23	28	4,6	6,1	9,3	-4,0	1
1974	38	44	83	11,6	6,1	15,3	-9,2	1
1975	139	47	76	12,3	5,8	9,6	-8,5	2
1976	372	53	118	12,9	6,1	9,0	-9,5	4
1977	64	61	114	14,0	6,0	11,1	-10,4	5
1978	71	83	176	14,1	5,5	10,0	-9,5	21
1979	387	120	55	20,4	5,3	9,6	-13,7	19
1980	956	83	78	37,5	5,6	12,3	-18,6	29
1981	1.651	197	201	37,4	7,1	11,7	-20,1	36
1982	3.884	407	257	34,0	8,4	10,1	-20,6	231
1983	3.554	431	566	30,5	9,1	6,9	-17,8	401
1984	1.598	1.099	1.211	28,2	10,4	6,3	-18,3	564
1985	1.943	1.275	1.373	27,2	10,6	4,7	-17,6	1.192
1986	1.651	1.217	747	14,9	8,1	3,7	-7,3	1.399
1987	930	1.167	664	18,3	6,8	4,0	-5,9	1.328
1988	928	1.210	424	14,8	6,7	4,5	-3,7	568
1989	1.162	1.409	366	18,2	7,3	4,8	-3,2	1.024
1990	1.769	1.450	592	23,6	6,2	2,6	-2,7	2.089
1991	2.302	1.670	985	20,0	6,4	2,4	-1,9	1.889
1992	2.335	1.560	983	19,3	6,0	2,1	-0,4	1.911
1993	3.307	1.816	442	16,8	6,5	1,2	-1,7	1.811
1994	3.084	1.907	151	15,6	6,4	2,0	-0,5	2.053
1995	4.164	1.707	272	17,0	5,6	2,1	0,3	1.980
1996	4.260	1.915	470	21,1	5,8	2,1	0,4	2.465
1997	3.760	1.946	515	18,9	6,6	2,2	1,4	3.171
1998	5.381	1.797	406	12,8	6,7	1,8	0,9	3.125
1999	3.531	1.910	656	17,9	7,0	2,5	3,5	3.630
2000	3.113	2.577	672	28,5	8,1	2,9	14,9	8.695
2001	4.025	2.557	973	24,4	8,3	2,4	12,6	9.634
2002	5.475	2.802	1.036	24,9	7,9	2,4	14,5	10.138
2003	7.386	3.380	789	28,8	6,6	2,1	15,3	9.331
2004	5.104	3.174	340	38,2	6,0	1,2	19,7	17.092
2005	3.951	4.005	578	54,4	6,0	1,8	24,8	24.163
2006	5.007	5.182	600	65,1	5,9	1,9	31,5	31.499
2007	6.524	4.129	547	72,5	5,4	1,7	28,3	27.885
2008	5.879	5.402	820	97,2	5,1	3,4	27,1	36.155
2009	6.686	5.284	1.413	61,6	5,4	1,3	15,0	24.584
2010	4.330	5.471	547	79,5	5,6	2,3	15,3	23.735
2011*	4.314	6.083	767	111,4	5,4	2,8	12,3	30.605

Løbende priser

1) Investeringer er inkl. NOGAT pipeline

2) Inkl. transportomkostninger. Driftsudgifter er korrigeret for hele perioden.

3) Brent råolie

4) Forbrugerpriser, kilde: Danmarks Statistik

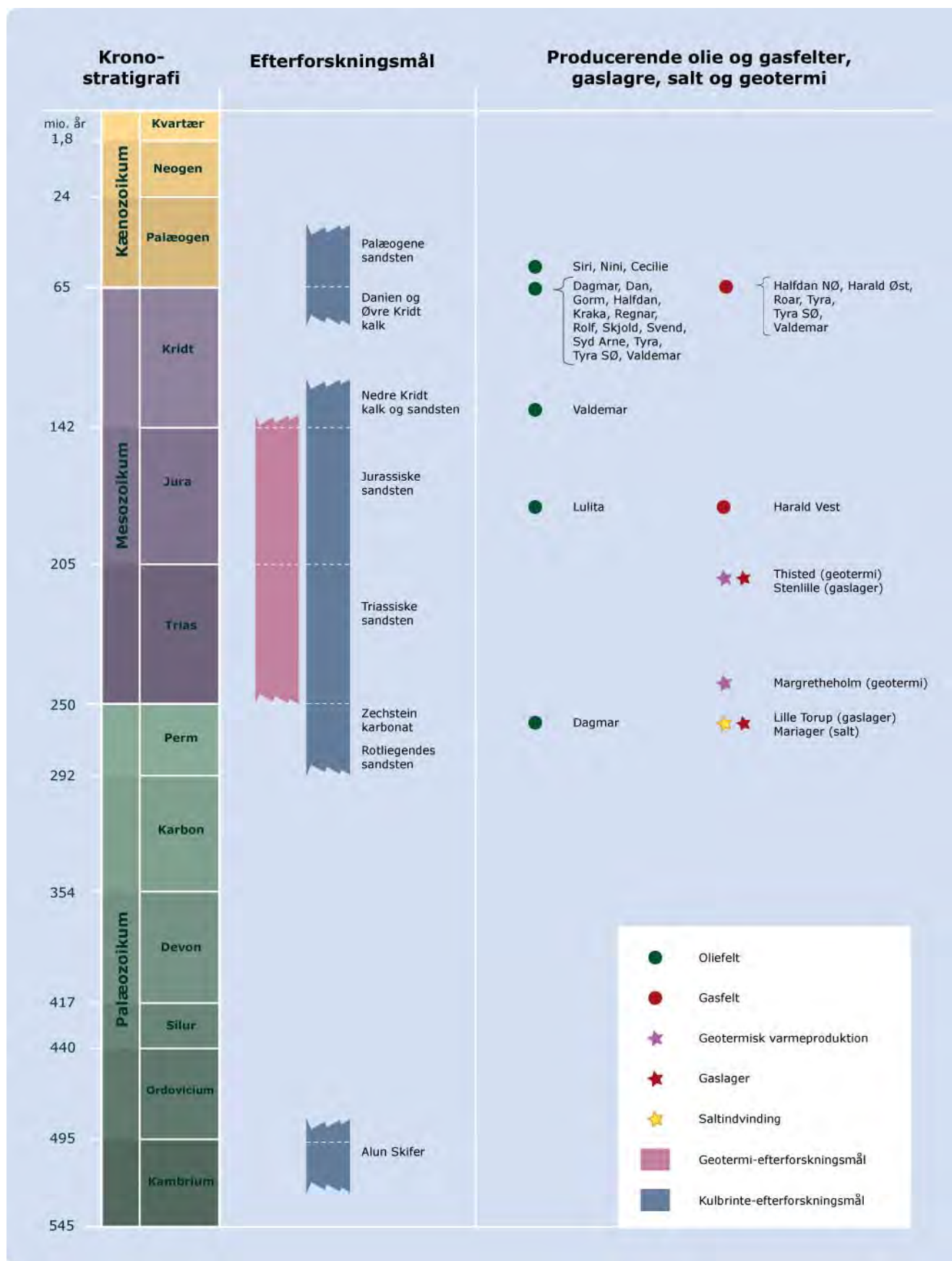
5) Nettovalutaværdi - Overskud på handelsbalancen med olieprodukter og naturgas, kilde: Udenrigshandel statistik fra Danmarks Statistik

*) Skøn

BILAG D: GÆLDENDE ØKONOMISKE VILKÅR

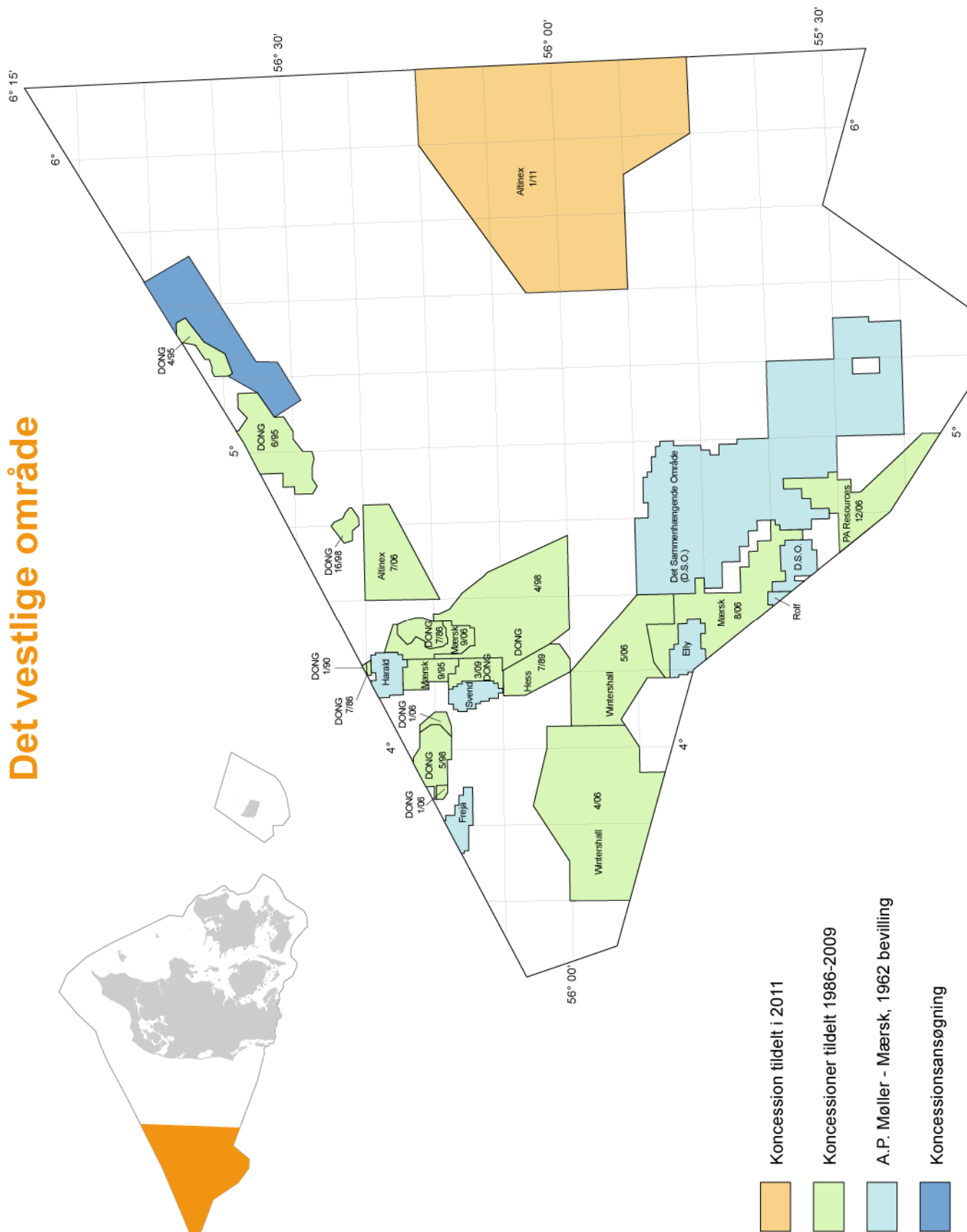
	Eneretsbevillingen pr. 1/1-2004	Tilladelser meddelt før 1/1-2004	Tilladelser meddelt efter 1/1-2004
Selskabsskat	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.
Kulbrinteskot	52 pct. Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2004.	70 pct. Fradrag på 25 pct. i 10 år (i alt 250 pct.) for investeringer.	52 pct. Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer.
Produktionsafgift	Nej	2. runde tilladelser, betaler en produktionsafhængig afgift: 1.000 td/dag Sats 0 - 5 2 pct. 5 - 20 8 pct. 20 - 16 pct. Fradragsberettiget i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	Nej
Rørlednings-/dispensationsafgift	5 pct. frem til 8. juli 2012, herefter afskaffes afgiften. Rørlednings-/dispensationsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten og kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	5 pct. Rørlednings-/dispensationsafgiften kan fradrages i grundlaget for produktionsafgift samt selskabs og kulbrinteskattegrundlaget.	5 pct. frem til 8. juli 2012, herefter afskaffes afgiften. Rørlednings-/dispensationsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten og kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.
Statsdeltagelse	20 pct. fra og med 9. juli 2012	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.
Overskudsdeling	Fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012 betales 20 pct. af den selskabsskattepligtige indkomst før skat og før nettorenteudgifter.	Nej	Nej

BILAG E: GEOLOGISK TIDSSØJLE



BILAG F2: DANSK KONCESSIONSOMRÅDE – MARTS 2012

Det vestlige område



OMREGNINGSFAKTORER

Referencetryk og -temperatur for de nævnte enheder:

		TEMP.	TRYK
Råolie	m ³ (st)	15°C	101,325 kPa
	stb	60°C	14,73 psia ⁱⁱ
Naturgas	m ³	15°C	101,325 kPa
	Nm ³	0°C	101,325 kPa
	scf	60°C	14,73 psia*

ii) referencetrykket 14,73 psia benyttes blandt andet i Danmark og i enkelte stater i USA samt offshore USA.

I oliebranchen benyttes jævnligt to typer enheder: SI enhederne, også kaldet de metriske enheder, og de såkaldte oil field units, der oprindeligt kommer fra USA. For de metriske enheder findes internationalt fastlagte definitioner, mens der kan være traditionsbestemte forskelle på de oil field units, der anvendes i forskellige lande.

For oil field units benyttes de forkortelser, som SPE (Society of Petroleum Engineers) anbefaler.

Olie og naturgas angives i rumfang eller energiindhold. Da gassen og i nogen grad også olien kan presses sammen, varierer rumfanget af en bestemt mængde med tryk og temperatur. Rumfangsangivelser er derfor kun entydige, hvis tryk og temperatur oplyses.

Sammensætningen og dermed brændværdien af råolie og naturgas varierer fra felt til felt. Sammensætningen af den danske råolie varierer lidt over tiden, og derfor er omregningsfaktorerne til ton (t) og gigajoule (GJ) tidsafhængige. Den nedre brændværdi er angivet.

SI præfikserne m (milli), k (kilo), M (mega), G (giga), T (tera) og P (peta) står for henholdsvis 10⁻³, 10³, 10⁶, 10⁹, 10¹² og 10¹⁵.

I oil field units benyttes et lidt specielt præfiks: M (romertal 1.000). Én million stock tank barrels skrives 1 MMstb og én milliard standard cubic feet skrives 1 MMMscf eller 1 Bscf (amerikansk billion).

Nogle enheders forkortelser:

<i>kPa</i>	<i>Kilopascal. Trykenhed, hvor 100 kPa = 1 bar.</i>
<i>psia</i>	<i>Pound per square inch absolute; pund per kvadrattomme, absolut målt.</i>
<i>m³(st)</i>	<i>Standardkubikmeter. Benyttes om naturgas og råolie ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.</i>
<i>Nm³</i>	<i>Normalkubikmeter. Benyttes om naturgas ved referencetilstanden 0°C og 101,325 kPa.</i>
<i>scf</i>	<i>standard cubic feet; standardkubikfod. Benyttes om naturgas ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.</i>
<i>stb</i>	<i>Stock tank barrel; tønde ved referencetilstanden 15°C og 101,325 kPa. Benyttes om olie.</i>
<i>bbf</i>	<i>Blue barrel. I oliebranchens pionertid, hvor olien handlede i fysiske tønder, blev der hurtigt forskel på tøndernes størrelse. For at undgå forvirring malede Standard Oil deres tønder med et fastsat rumfang blå.</i>
<i>kg · mol</i>	<i>kilogrammol; mængde af et stof, hvor massen i kg er lig med molekylvægten af stoffet.</i>
<i>γ</i>	<i>gamma; relativ vægtfylde i forhold til vand.</i>
<i>Btu</i>	<i>British Thermal Unit. Er ækvivalent med enhederne J (=Joule) og cal (=kalorie).</i>
<i>t.o.e.</i>	<i>ton olieækvivalent; enheden er internationalt defineret ved: 1 t.o.e.=10 Gcal.</i>
<i>in</i>	<i>inch; engelsk tommes. 1 inch=2,54 cm.</i>
<i>ft</i>	<i>feet; engelsk fod. 1fod=12 in=0,3048 m.</i>

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m ³ (st)	stb	6,293
	m ³ (st)	GJ	36,55 ⁱ
	m ³ (st)	t	0,85 ⁱ
Naturgas	Nm ³	scf	37,2396
	Nm ³	GJ	0,03946 ⁱ
	Nm ³	t.o.e.	942,49 · 10 ⁻⁶ ⁱ
	Nm ³	kg · mol	0,0446158
	m ³ (st)	scf	35,3014
Rummål	m ³ (st)	GJ	0,03741 ⁱ
	m ³ (st)	kg · mol	0,0422932
	m ³	bbf	6,28981
	m ³	ft ³	35,31467
	US gallon	in ³	231*
Energi	bbf	US gallon	42*
	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947.817
	cal	J	4,1868*
Densitet	FRA	TIL	KONVERTERING
	°API	kg/m ³	141.364,33/(°API+131,5)
	°API	γ	141,5/(°API+131,5)

*) Eksakt værdi.

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter for 2011

Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og er en styrelse under Klima-, Energi- og Bygningsministeriet. Energistyrelsen beskæftiger sig nationalt og internationalt med opgaver i relation med energiforsyning og -forbrug samt indsatsen for at nedbringe CO₂-udledningen. Energistyrelsen har dermed ansvaret for hele kæden af opgaver knyttet til produktion og forsyning, transport og forbrug af energi, herunder energieffektivisering og -besparelser samt nationale CO₂-mål og indsats til begrænsning af udledningen af drivhusgasser.

Derudover gennemfører Energistyrelsen analyser og vurderinger af udviklingen på klima-, energi- og bygningsområdet nationalt som internationalt og varetager danske politiske interesser på klima-, energi- og bygningsområdet i det internationale samarbejde.

Energistyrelsen rådgiver ministeren om klima-, energi- og bygningssspørgsmål og varetager administrationen af den danske lovgivning på områderne.

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Telefon 33 92 67 00
Telefax 33 11 47 43
Hjemmeside www.ens.dk

Udgivet: 31 maj 2012

Forsidefoto: Illustration af anvendelse af undergrunden i Danmark (Sarah Christiansen, Energistyrelsen)
Øvrige fotos: Energistyrelsen

Redaktør: Sarah Christiansen, Energistyrelsen
Illustrationer og kort: Philippa Pedersen og Sarah Christiansen, Energistyrelsen
Layout: Energistyrelsen

ISBN: 978-87-7844-934-4 [www](http://www.ens.dk)
ISSN: 1904-0253

Redaktionen blev afsluttet den 15. april 2012.

Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

I 1966 blev der for første gang fundet olie og naturgas i Danmark. Energistyrelsen har siden 1986 årligt udgivet rapporten ”Danmarks olie- og gasproduktion”.

Denne rapport beskriver som de tidligere rapporter efterforsknings- og udbygningsaktiviteterne på dansk område og en gennemgang af produktionen. Rapporten beskriver også anden anvendelse af den danske undergrund end olie- og gasindvinding, herunder geotermi og muligheden for fremtidig lagring af CO₂ (CCS).

Rapporten indeholder desuden en beskrivelse af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold ved olie- og gasproduktionen samt miljø og klima.

Herudover indeholder rapporten en opgørelse over de danske reserver af olie og gas samt et kapitel om kulbrinteproduktionens betydning for den danske økonomi.

Rapporten kan hentes via Energistyrelsens hjemmeside: www.ens.dk

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Tlf 33 92 67 00
ens@ens.dk
www.ens.dk

CVR-nr: 59 77 87 14