

DANMARKS OLIE- OG GASPRODUKTION 2015

Danmarks olie- og gasproduktion 2015.

Samling af udgivet rapporter ang. olie- og gasaktiviteter i Danmark for 2015.

- Produktion (udgivet 20 december 2016)
- Ressourcer og prognose (udgivet 29 august 2016)
- Økonomi (udgivet februar 2017)
- Efterforskning (udgivet 21 september 2016)



PRODUKTION



Energistyrelsen

20 december 2016

PRODUKTION

I 2015 blev der produceret 9,1 mio. m³ olie. Dette var et fald i olieproduktionen på 5,5 pct. i forhold til 2014. Mængden af salgsgas var stabil fra 2014 til 2015 med 3,8 mia. Nm³.

Den danske olieproduktion i 2015 var ca. 5 pct. mindre end forventet i prognosen. Forventningen til mængden af salgsgas i 2015 var 4,1 mia. Nm³. Flere ikke-planlagte nedlukninger på bl.a. Tyra feltet fik konsekvenser for produktionen, særlig gasproduktionen.

Tendensen med faldende produktion siden 2006 synes at fortsætte. Der har været fokus på forebyggende vedligehold og brøndvedligehold, og samtidig fortsatte udbygningen af Syd Arne feltet med en nordlig platform. Produktionen fra nye brønde fra både Syd Arnes nordlige platform og fra Tyra SE har været medvirkende til at dæmpe faldet i produktionen.

Andelen af vand fra den samlede væskeproduktion steg i 2015 og er nu 80 pct. Mængden af produceret vand steg med 9,4 pct. i forhold til 2014.

Af tekniske og sikkerhedshensyn benyttes flaring ved alle offshore platforme med behandlingsanlæg. Den totale mængde af flaring steg med godt 6 pct. fra 2014 til 2015. Udledning af CO₂ stammer fra afbrænding af gas og diesellole og havde en svag stigning i 2015 i forhold til 2014.

2015 var det første hele år, hvor produktionen på Siri feltet og de tilhørende satellitfelter Nini og Cecilie ikke var påvirket væsentligt af reparationsarbejdet på tanken under Siri platformen. Der blev i hhv. 2009 og 2013 opdaget revner i tanken, hvilket medførte en længerevarende nedlukning af produktionen fra felterne. Produktionen fra felterne Nini og Cecilie blev genoptaget i januar 2014 med produktion direkte til tankskib, og i efteråret 2014 var produktionen fra alle tre felter, Siri, Nini og Cecilie tilbage i normal drift. Produktio-

nen fra Siri, Nini og Cecilie er ca. 7 pct. mindre end forventet, pga. ikke planlagte nedlukninger.

Den nordlige del af Syd Arne feltet er blevet videreudbygget i 2015 med en platform, hvor nye brønde kom i produktion i løbet af 2015. Boring af nye brønde herfra fortsætter i 2016. Produktionen fra Syd Arne feltet i 2015 var 1 mio. m³ olie og 0,2 mia. Nm³ salgsgas. Produktionen var en tredje del lavere end forventet. Årsagen er dels ikke planlagte nedlukninger og dels at idriftsættelsen af de nye brønde ikke er forløbet som forventet.

Eneretsbevillingen (DUC) har haft produktion i Nordsøen siden 1972, og mange af deres installationer har nået en moden alder. Operatøren Mærsk Olie og Gas A/S har derfor igennem en årrække indført sommernedlukning af udvalgte felter. I denne periode udføres omfattende vedligeholdelsesarbejder og udskiftning af udstyr. Således blev der installeret ny rørledning til felterne Rolf, Roar og Valdemar i løbet af 2015.

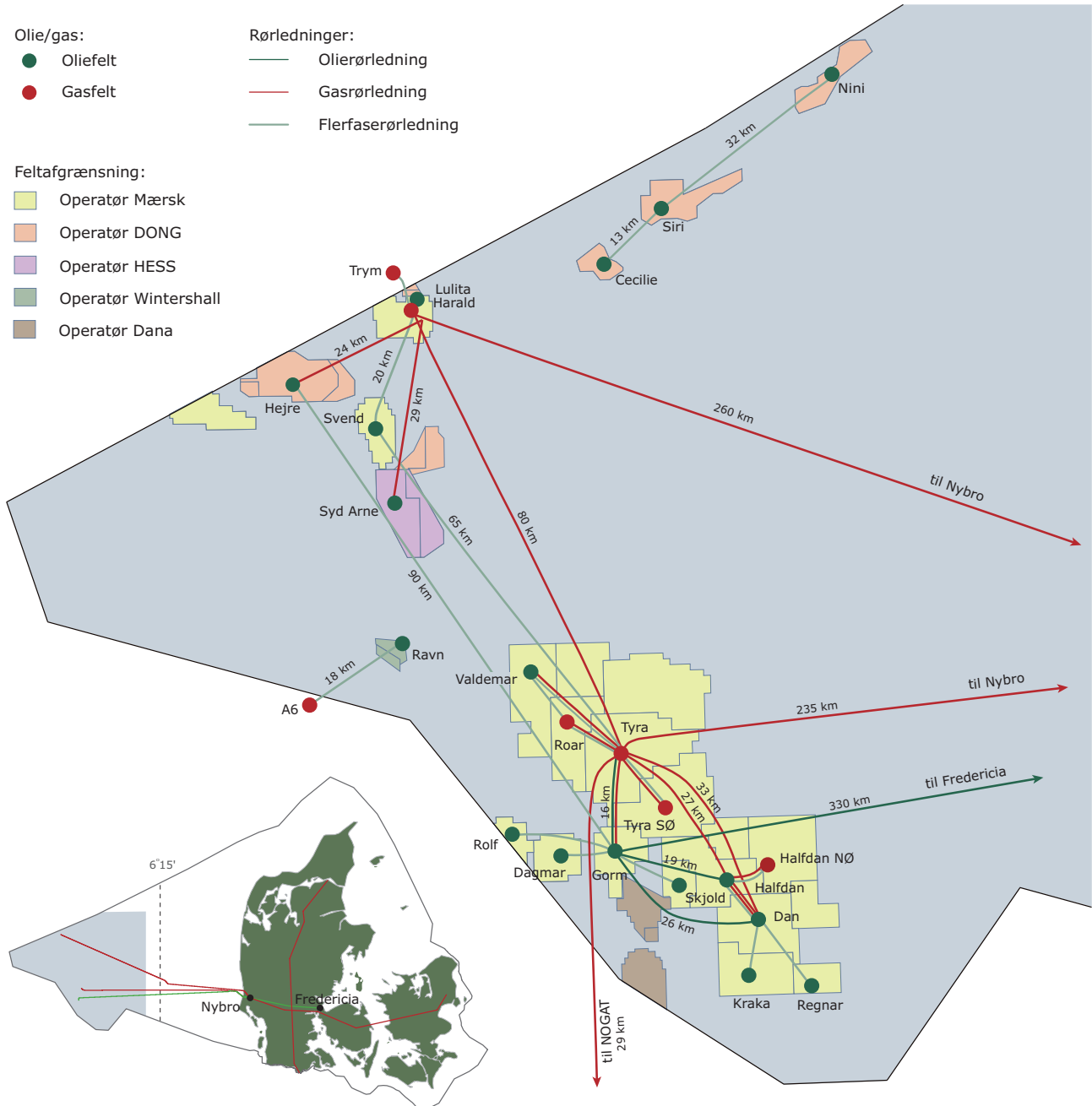
Olieproduktionen fra Eneretsbevillingen var 7,5 mio. m³ olie, i overensstemmelse med prognosen, mens produktionen af salgsgas var 3,5 mia. Nm³ ca. 4 pct. mindre end prognosen pga. ikke planlagte nedlukninger.

Den første olie fra produktionen fra de nye borer på Tyra SE platform B (TSB) blev modtaget i marts 2015. Den nye ubemandede platform blev installeret i 2014 og kan modtage produktion fra op til 16 nye brønde.

På Svend feltet blev produktionen indstillet, og alle borer blev lukket ultimo 2015. Svend feltets fremtid vurderes af bevillingshavere og myndigheder.

En oversigt over produktionen fra hvert af de 19 producerende felter kan findes på Energistyrelsens hjemmeside sammen med årlige produktionstal. Opgørelsen af produktionen går tilbage til 1972, hvor produktionen i Danmark startede.

PRODUKTIONSANLÆG I NORDSØEN



Figur 1. Placering af produktionsanlæg i Nordsøen 2015

Alle Danmarks producerende felter er placeret i Nordsøen og ses af figuren sammen med de vigtigste rørledninger. Der er i alt 19 felter der er eller har været i produktion på nuværende tidspunkt, og indvindingen fra disse felter varetages af tre operatører; DONG E&P A/S, Hess Denmark ApS og Mærsk Olie og Gas A/S. Felterne Hejre og Ravn er under etablering, men endnu ikke i produktion.



PRODUKTIONEN I 2015

I 2015 blev der produceret 9,1 mio. m³ olie svarende til 157.000 tønder/dag, hvilket er et fald på 5 pct. i forhold til i 2014. Den totale gasproduktion for 2015 var 4,5 mia. Nm³. Heraf blev 3,8 mia. Nm³ gas sendt til land som salgsgas, hvilket er samme størrelse som i 2014.

Tendensen med faldende produktion siden 2006 synes at fortsætte. Det tidligere fald i produktionen skyldtes hovedsa-

geligt, at de fleste felter har produceret størstedelen af den forventede indvindelige olie. Derudover kræver de aldrende felter mere vedligehold af brønde, rørledninger og platforme. Vedligeholdelsesarbejderne betyder ofte tabt eller forsinket produktion, da brønde og måske endda hele platforme skal lukkes, mens arbejderne pågår.



Figur 2. Produktionen af olie og gas i perioden 1991-2015

TABEL 1. OLIE, PRODUKTION

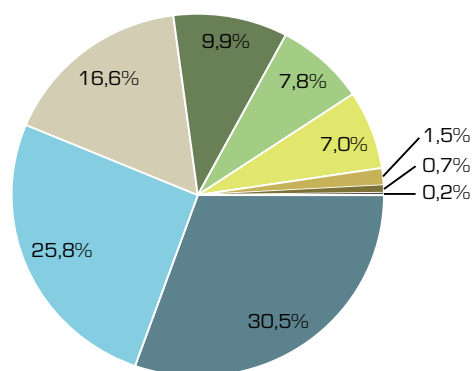
Tusinde kubikmeter

	1972-2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	I ALT
DAN	90.999	4.241	3.549	2.979	2.474	2.260	2.045	1.794	1.592	111.933
GORM	56.040	1.053	924	923	713	593	543	425	451	61.665
SKJOLD	40.571	989	918	835	778	679	605	587	515	46.477
TYRA	24.214	551	415	856	744	626	521	501	462	28.890
ROLF	4.212	78	76	60	1	0	0	0	78	4.505
KRAKA	4.778	112	37	67	170	129	101	89	146	5.629
DAGMAR	1.005	0	0	0	0	0	0	0	0	1.005
REGNAR	930	0	0	0	0	0	0	0	0	930
VALDEMAR	4.335	1.268	1.410	909	817	844	777	762	637	11.759
ROAR	2.509	28	30	24	16	2	4	6	6	2.625
SVEND	6.301	278	195	190	145	171	183	160	136	7.759
HARALD	7.632	114	65	70	95	79	25	21	21	8.122
LULITA	833	47	24	36	36	32	17	26	18	1.069
HALFDAN	35.394	5.326	5.465	5.119	4.905	4.617	4.150	3.674	3.345	71.995
SIRI	10.383	598	326	286	161	238	131	94	200	12.417
SYD ARNE	17.784	1.139	1.164	1.066	1.004	803	700	1.023	1.030	25.713
TYRA SØ	2.852	429	374	225	165	148	98	91	118	4.500
CECILIE	863	66	38	33	39	33	17	10	23	1.122
NINI	3.192	355	159	544	569	475	268	336	299	6.197
I ALT	314.827	16.672	15.169	14.222	12.832	11.729	10.185	9.599	9.077	414.312

SELSKABSMÆSSIG FORDELING AF OLIEPRODUKTIONEN I 2015

Samlet har i alt 11 selskaber haft andel i produktionen fra de danske felter i 2015. DUC har den største andel af

produktionen med 83 pct. af olieproduktionen og 91 pct. af gaseksporten.



Figur 3. Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen i 2015

- 30,5 pct. Shell Olie og Gasudvinding Danmark B.V.
- 25,8 pct. A.P. Møller - Mærsk A/S
- 16,6 pct. Nordsøfonden
- 9,9 pct. Chevron Denmark
- 7,8 pct. DONG E&P A/S
- 7,0 pct. Hess Denmark ApS
- 1,5 pct. DEA Deutsche Erdoel AG
- 0,7 pct. DONG E&P (Siri) UK Limited
- 0,2 pct. Danoil Exploration A/S
- < 0,0 pct. DONG E&P DK A/S
- < 0,0 pct. Noreco Petroleum Denmark A/S
- < 0,0 pct. Noreco Oil Denmark A/S



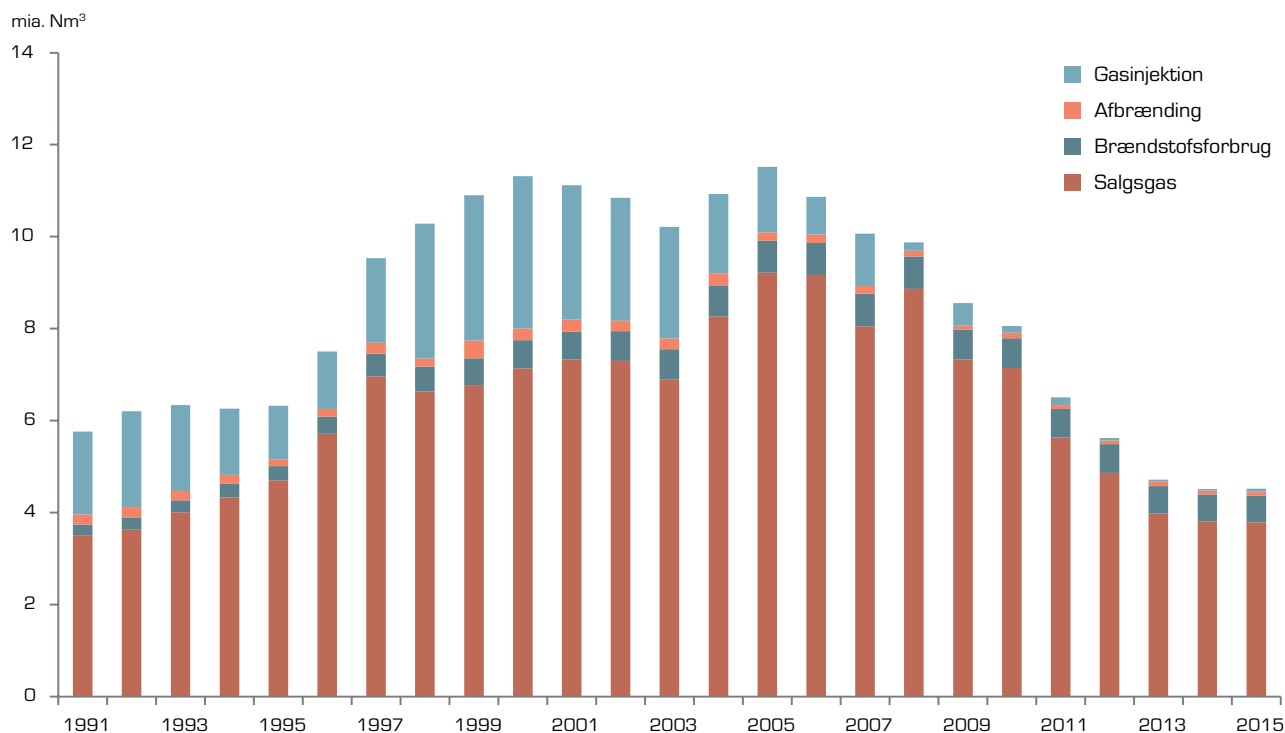
ANVENDELSE AF GASPRODUKTIONEN

I 2015 var den samlede produktion af gas 4,5 mia. Nm³. Af den samlede gasproduktion udgjorde salgsgassen ca. 84 pct.

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.

Gas som brændstof udgjorde i 2015 13 pct. af gasproduktionen. Flaring udgjorde 2 pct. af gasproduktionen, mens 1 pct. blev re-injiceret på Siri.

Årsagen til den generelle stigning i forbrug af brændstof frem til 2007 er dels en stigende produktion af olie og gas, dels ældningen af felterne. Årsagen til det markante fald fra 2008 er primært en effektiviseringsindsats fra operatørernes side.



Figur 4. Anvendelse af gasproduktionen i perioden 1991-2015

TABEL 2. GAS, PRODUKTION

Millioner normalkubikmeter

	1972-2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	I ALT
DAN	21.531	467	364	360	327	330	416	408	361	24.564
GORM	15.231	119	109	99	67	52	60	36	46	15.819
SKJOLD	3.343	60	58	87	69	62	70	68	64	3.881
TYRA	81.468	3.130	2.007	1.664	1.320	1.404	1.618	1.474	1.217	95.302
ROLF	177	3	3	3	0	0	0	0	5	191
KRAKA	1.348	36	8	12	46	35	20	18	36	1.559
DAGMAR	158	0	0	0	0	0	0	0	0	158
REGNAR	63	0	0	0	0	0	0	0	0	63
VALDEMAR	1.808	593	510	791	579	515	368	343	291	5.798
ROAR	13.689	417	398	213	171	24	28	46	40	15.026
SVEND	740	24	16	27	24	27	20	16	15	909
HARALD	19.608	690	400	592	573	541	174	274	389	23.241
LULITA	537	30	15	18	20	19	11	18	11	679
HALFDAN	12.292	3.104	3.401	2.886	2.343	1.709	1.389	1.309	1.394	29.827
SIRI	1.058	63	44	67	48	48	35	13	63	1.439
SYD ARNE	4.425	225	271	248	238	194	167	238	307	6.313
TYRA SØ	5.426	889	939	911	626	610	306	201	248	10.156
CECILIE	62	4	2	2	3	3	1	6	3	86
NINI	236	26	12	76	57	40	22	35	25	529
I ALT	183.200	9.880	8.557	8.056	6.511	5.613	4.705	4.503	4.515	235.540

TABEL 3. GAS, EKSPORT AF DANSK PRODUCERET SALGSGAS

Millioner normalkubikmeter

	1972-2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	I ALT
TYRA ØST	111.537	6.666	5.551	6.228	4.807	3.739	2.808	3.164	3.106	147.606
SYD ARNE	3.824	167	212	199	180	130	108	182	243	5.245
TYRA VEST	7.325	2.032	1.560	715	648	994	1.066	467	437	15.244
I ALT	122.686	8.865	7.323	7.142	5.635	4.863	3.982	3.813	3.786	168.095

TABEL 4. GAS, BRÆNDSTOF*

Millioner normalkubikmeter

	1972-2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	I ALT
DAN	2.625	225	207	206	179	167	178	175	187	4.149
GORM	2.661	117	116	111	107	107	105	93	92	3.509
TYRA	3.802	233	219	208	188	171	150	149	150	5.270
DAGMAR	21	0	0	0	0	0	0	0	0	21
HARALD	102	7	4	8	16	17	12	15	17	198
SIRI	182	25	19	27	28	26	16	17	27	365
SYD ARNE	371	53	54	55	41	64	60	55	59	812
HALFDAN	137	38	39	36	62	76	77	76	74	614
I ALT	9.901	699	658	651	620	628	597	580	605	14.939

TABEL 5. GAS, AFBRÆNDING*

Millioner normalkubikmeter

	1972-2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	I ALT
DAN	2.024	25	17	12	13	13	14	15	18	2.150
GORM	1.756	41	19	12	14	15	18	22	22	1.920
TYRA	1.148	44	32	23	28	25	41	30	26	1.397
DAGMAR	135	0	0	0	0	0	0	0	0	135
HARALD	136	2	2	3	3	2	11	2	2	164
SIRI	221	7	4	58	6	4	3	4	5	312
SYD ARNE	234	7	7	6	11	5	3	5	11	289
HALFDAN	81	8	4	5	6	6	7	8	6	130
I ALT	5.736	132	85	119	81	71	97	85	90	6.496

TABEL 6. GAS, INJEKTION

Millioner normalkubikmeter

	1972-2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	I ALT
GORM	8.164	0	0	0	0	0	0	0	0	8.164
TYRA	35.760	119	451	89	94	0	0	0	0	36.513
SIRI	955	61	35	57	74	62	41	21	61	1.367
CECILIE	0	0	0	0	0	0	0	14	0	14
NINI	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2
I ALT	44.879	180	486	146	168	62	41	36	62	46.060

* Indeholder bidrag fra Trym

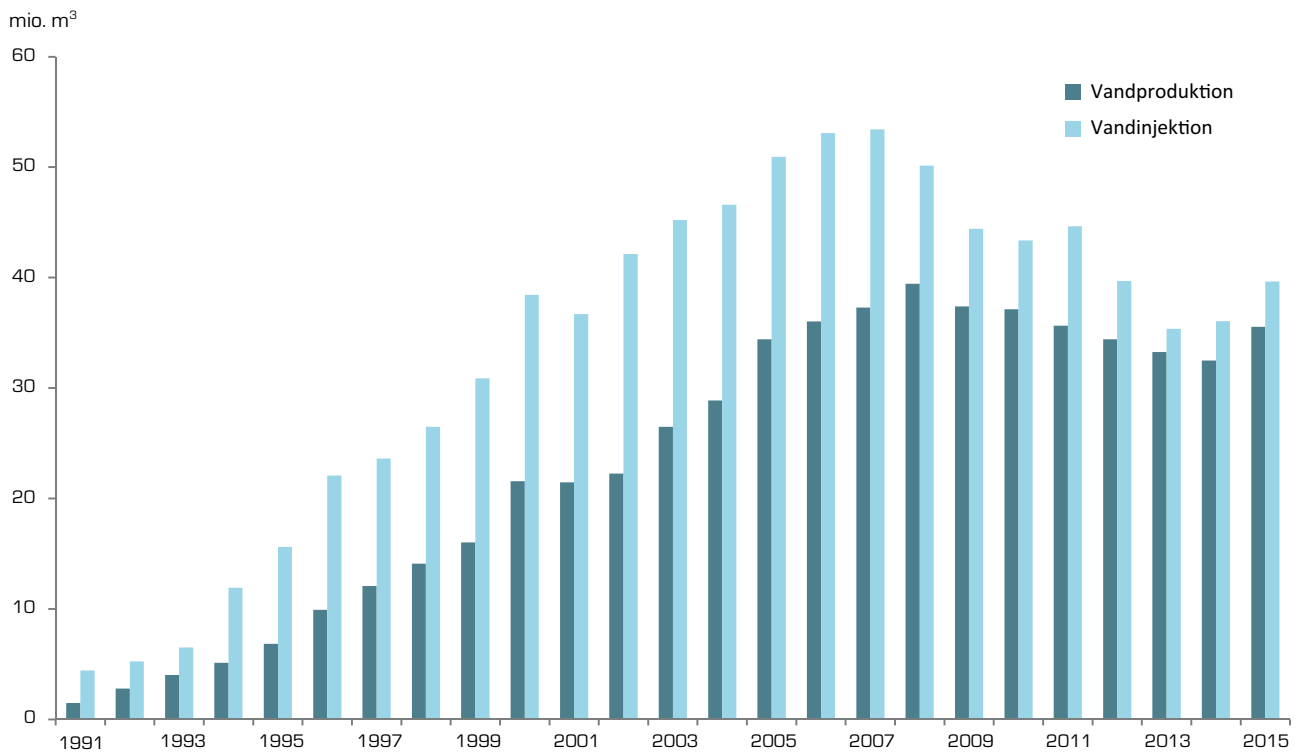


VANDPRODUKTION OG VANDINJEKTION

Vand produceres som et biprodukt i forbindelse med produktionen af olie og gas. Vandet kan både stamme fra naturlige vandzoner under reservoirerne 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 2015 nået op på 80 pct. Det kræver meget energi at håndtere disse store mængder produceret vand, der for visse ældre felter er helt oppe over 90 pct.

Vandproduktionen er faldet i perioden fra 2008 til 2014. I 2015 steg vandproduktionen igen til 35,5 mio. Nm³, hvilket svarer til en stigning på 9,4 pct. i forhold til 2014. Det er primært på felterne Siri, Nini og Halfdan, at produktionen af vand er steget. Injektionen af vand er i 2015 steget med 9,9 pct. i forhold 2014.



Figur 5. Vandproduktion og vandinjektion i perioden 1991-2015

TABEL 7. VAND, PRODUKTION

Tusinde kubikmeter

	1972-2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	I ALT
DAN	81.343	13.946	12.889	12.111	11.059	10.468	11.207	11.494	12.297	176.814
GORM	54.523	3.976	4.737	4.904	4.654	3.897	3.658	2.833	3.525	86.707
SKJOLD	47.403	3.636	3.855	3.895	3.861	3.978	4.023	3.865	4.281	78.797
TYRA	37.543	3.103	2.677	1.980	1.811	1.516	2.063	1.678	1.677	54.048
ROLF	5.843	349	381	281	8	0	0	0	100	6.962
KRAKA	4.567	436	183	166	358	237	170	214	362	6.693
DAGMAR	3.914	13	0	0	0	0	0	0	0	3.927
REGNAR	4.064	0	0	0	0	0	0	0	0	4.064
VALDEMAR	3.933	925	812	1.207	1.026	893	916	873	642	11.227
ROAR	4.308	586	624	275	200	34	59	98	107	6.291
SVEND	10.356	1.022	804	664	585	685	712	650	561	16.039
HARALD	335	21	11	37	113	152	47	20	21	757
LULITA	311	91	49	65	73	86	48	76	42	841
HALFDAN	14.234	4.766	4.814	5.519	6.149	6.139	6.099	6.574	7.344	61.638
SIRI	18.755	2.686	1.778	2.868	2.593	2.879	1.481	943	2.917	36.900
SYD ARNE	8.021	2.174	2.285	2.068	1.883	2.317	2.198	2.369	2.655	25.970
TYRA SØ	2.795	602	716	568	485	440	235	286	284	6.411
CECILIE	2.219	456	266	317	452	390	179	138	271	4.688
NINI	2.235	660	522	195	330	297	166	376	627	5.408
I ALT	306.702	39.448	37.403	37.120	35.640	34.408	33.261	32.487	37.713	592.013

TABEL 8. VAND, INJEKTION

Tusinde kubikmeter

	1972-2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	I ALT
DAN	208.108	19.275	16.712	15.148	14.508	11.684	10.148	11.568	13.364	320.515
GORM	110.681	5.251	4.777	4.408	5.459	3.709	3.549	2.735	2.562	143.131
SKJOLD	97.192	4.989	5.285	4.155	4.374	5.093	4.956	4.624	5.063	135.731
HALFDAN	47.012	12.727	11.485	11.945	12.277	10.912	10.921	11.403	10.760	139.442
SIRI	25.920	2.695	1.692	2.692	3.201	3.020	1.592	1.788	2.930	45.530
SYD ARNE	31.993	4.279	3.872	3.427	3.240	4.104	3.660	3.368	3.281	61.224
CECILIE	413	42	97	47	221	35	0	0	0	855
NINI	2.825	883	501	1.558	1.365	1.151	549	575	1.679	11.086
I ALT	524.144	50.141	44.421	43.380	44.645	39.708	35.375	36.061	39.639	858.022

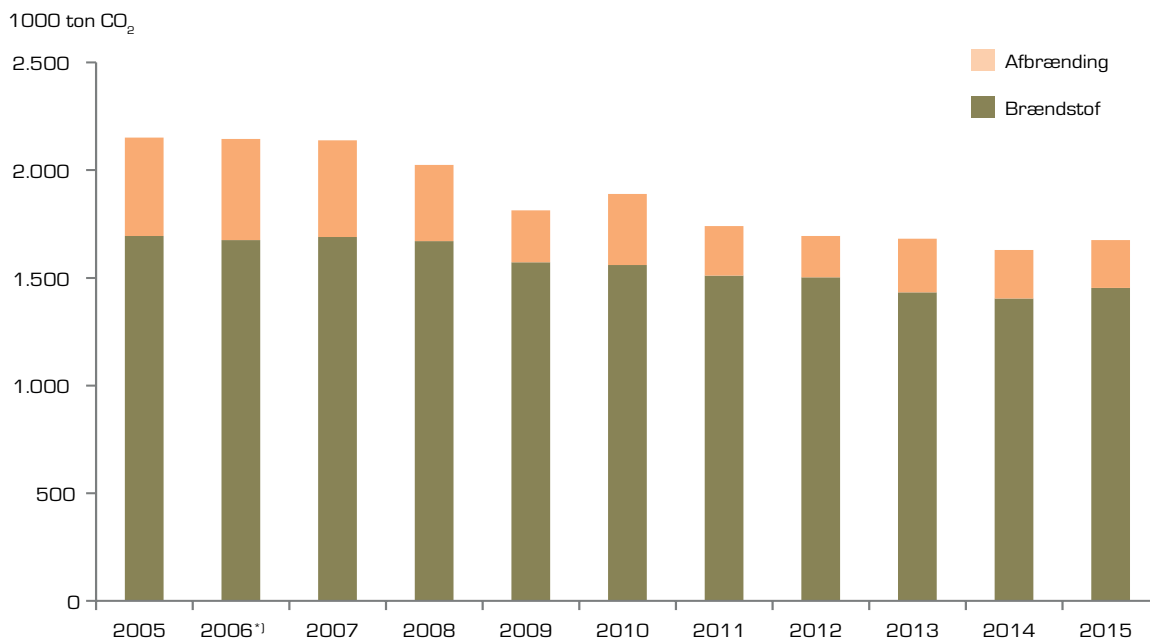
LUFTEMISSIONER

Luftemissionerne består blandt andet af gasserne CO₂ (kuldioxid) og NOx (kvælstofilter).

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 i de tilfælde, hvor anlæggene skal tømmes hurtigt for gas. Flaring af gas reguleres via undergrundsloven, mens udledningen af CO₂ (inklusive CO₂ fra flaring) er omfattet af CO₂-kvotelovent.

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

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. Med uændrede produktionsforhold medfører den stigende vandandel et stigende behov for brug af løftegas og eventuel injektion af vand for at bevare trykket i reservoiret. Begge dele er energikrævende.



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

Figur 6. CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen

Den samlede udledning af CO₂ fra produktionsanlæggene i Nordsøen i 2015 udgjorde ca. 1,676 mio. ton CO₂, hvilket er en svag stigning fra 2014, men som fastholder den generelle trend med svagt faldende udledning gennem de seneste 10 år.



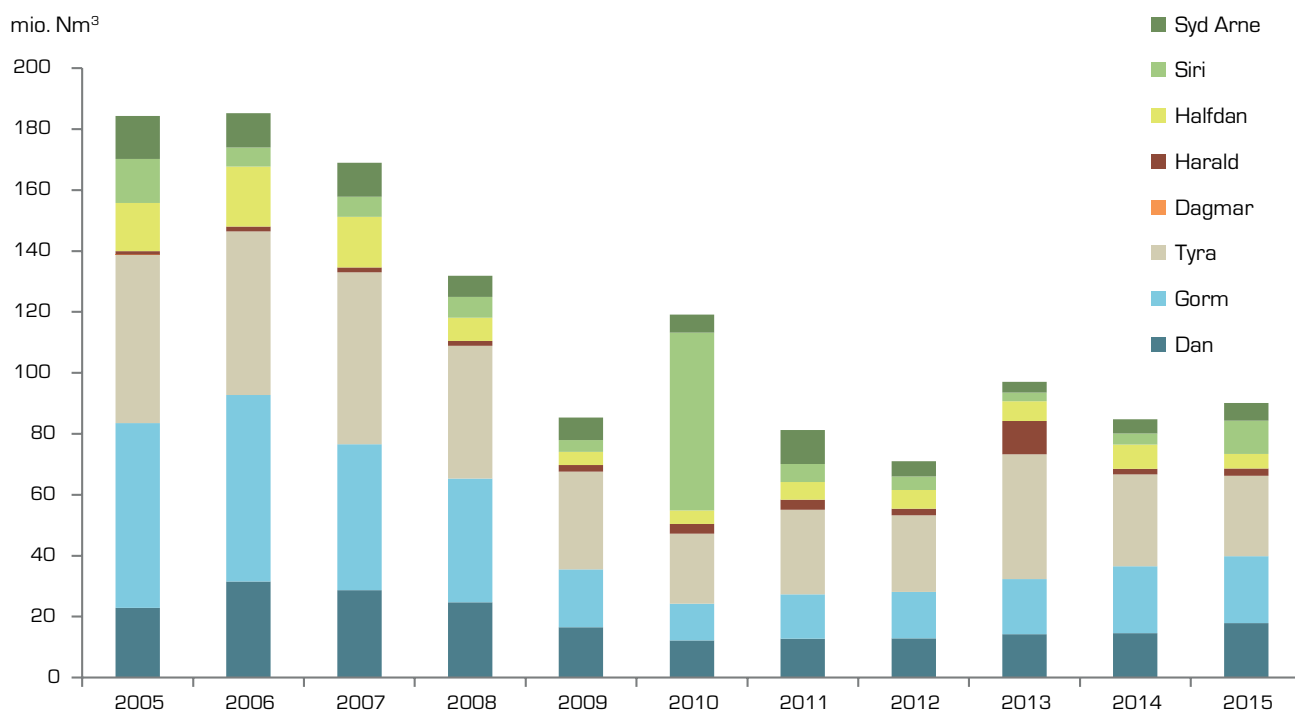
FLARING

I 2015 var den samlede afbrænding uden nyttiggørelse 90 mio. Nm³, hvilket er en stigning på godt 6 pct. i forhold til 2014. Mængden af flaret gas afhænger bl.a. af det enkelte anlægs opbygning og ikke af den mængde gas eller olie, der bliver produceret.

Flaring er generelt faldet markant i de sidste 10 år pga. mere stabile driftsforhold på anlæggene, omlægninger af driften og fokus på energieffektivisering, såsom anvendelse

af anlæg til genindvinding af flaregas på felterne Syd Arne og Siri.

Der kan dog være stor variation i flaring fra år til år, hvilket ofte skyldes indfasning af nye felter og indkøring af nye anlæg. Derudover foretages der midlertidige nedlukninger af platforme, hvor det er nødvendigt at blæse trykket af og tømme rørledninger mellem felter for gas, der så brændes af.



Figur 7. Afbrænding af gas uden nyttiggørelse (flaring)



RESSOURCER OG PROGNOSE



Energistyrelsen

29. august 2016

RESSOURCER OG PROGNOSE

Energistyrelsen udarbejder hvert andet år en opgørelse over de danske olie- og gasressourcer og en produktionsprognose på lang sigt. I de mellemliggende år udarbejdes der en produktionsprognose på kort sigt, den såkaldte 5 års prognose. I 2016 er der udarbejdet en opgørelse af de danske olie- og gasressourcer og en produktionsprognose på lang sigt.

Til opgørelsen af Danmarks olie- og gasressourcer benytter Energistyrelsen et klassifikationssystem for kulbrinter. Formålet med klassifikationssystemet er at opgøre ressourcerne på en systematisk måde. En beskrivelse af klassifikationssystemet findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk. På grundlag af ressourceopgørelsen udarbejdes produktionsprognoser for olie og gas på kort og lang sigt.

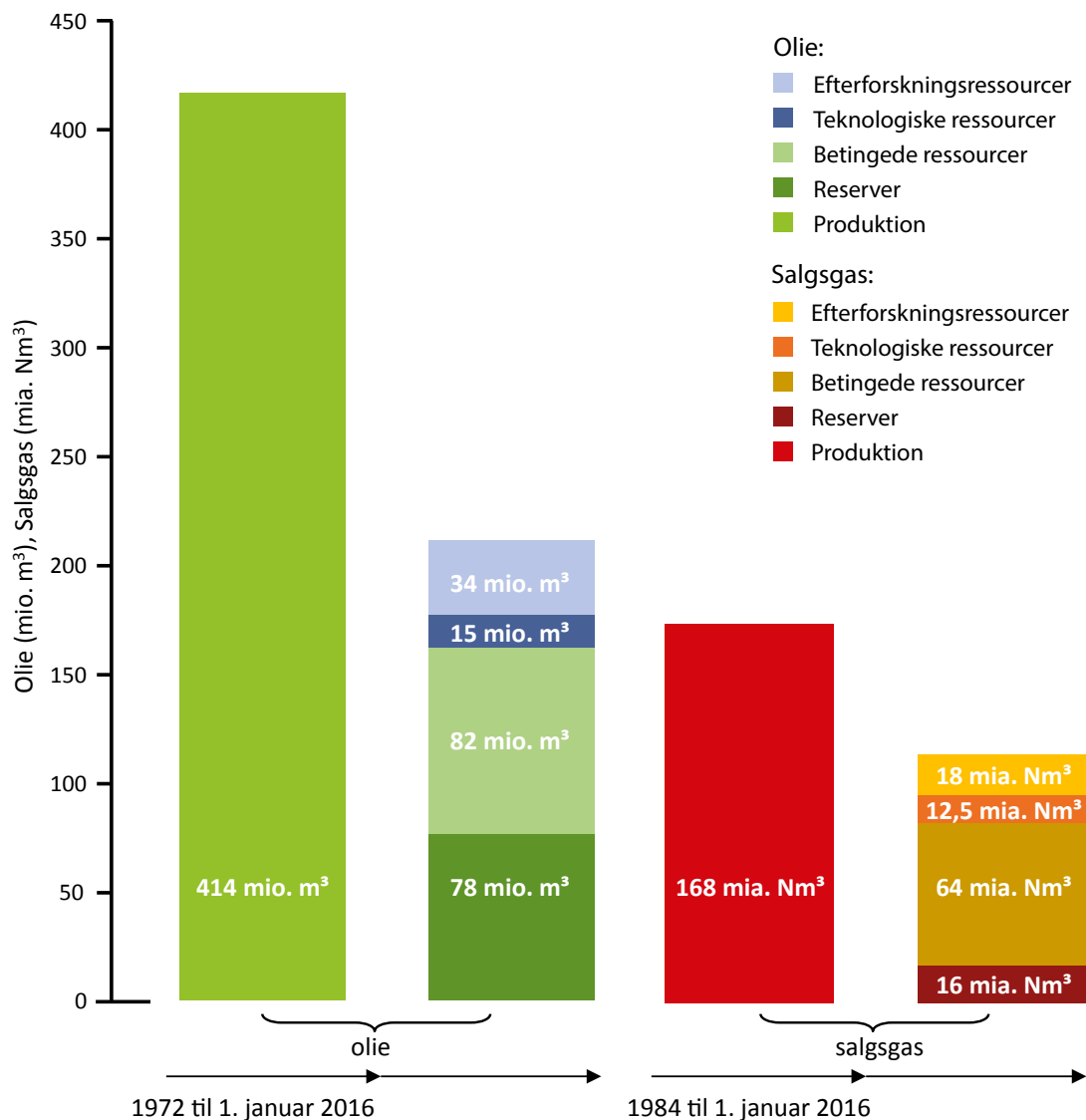
STØRRE ÆNDRINGER I OPGØRELSENE

Der er i ressourceopgørelsen og prognosen foretaget en række ændringer i forhold til tidligere. Disse ændringer skyldes primært følgende forhold:

- Der er ud fra en samlet vurdering af potentialer i området mv. lagt til grund i Energistyrelsens ressourceopgørelse og prognose, at der foretages en fuld genopbygning af Tyra feltets anlæg. Der er i prognosen dog forudsat midlertidigt stop af produktion fra Tyra feltet og tilknyttede felter fra 2019. Dette medfører et fald i prognosen for gas i perioden 2019 – 2021, og herefter forventes produktionen at stige. Baggrunden herfor er, at Mærsk Oil har udmeldt, at produktion fra Tyra Øst og Tyra Vest vil ophøre den 1. oktober 2018, hvis ikke der findes en økonomisk levedygtig løsning for fortsat drift i løbet af 2016. Feltet lukkes på grund af indsykning af platformene på feltet, da indsykningen kan udgøre en sikkerhedsmæssig risiko. Den midlertidige lukning af Tyra feltets anlæg indgår for første gang i produktionsprognosen.

- Den forventede olieproduktion er nedskrevet på kort sigt. Dette skyldes, at idriftsættelsen af Hejre feltet er udsat, fordi licenshaverne DONG Energy og Bayerngas i foråret 2016 opsagde en kontrakt om bygning af behandlingsanlæg til feltet. Tidspunktet for idriftsættelse af Hejre feltet i prognosen er ændret fra 2017 til 2021.
- Prognosen er generelt mere usikker i år end sædvanligt. Dette skyldes primært usikkerhed om de forventede store udbygninger af Tyra feltets anlæg og Hejre feltet.
- Ressourcerne for både olie og gas er generelt opskrevet. For gassens vedkommende skyldes det renoveringen af Tyra feltet, ændrede risikovurderinger og flere forventede udbygninger. I forhold til olieresourcerne skyldes opskrivningen yderligere indvinding fra Dan feltet, flere forventede udbygninger samt ændrede risikovurderinger. Samtidig er ressourcerne for Hejre feltet blevet nedskrevet. Generelt har data en bedre kvalitet og er mere detaljerede end tidligere, hvilket har medført et bedre vurderingsgrundlag. Det har også bidraget til opskrivningen af ressourcerne for olie og gas.
- Bidraget på længere sigt for de teknologiske ressourcer er nedskrevet for olie. Dette skyldes, at en forøgelse af produktionen ved injektion af CO₂ ikke længere vurderes som sandsynlig, da der ikke kan forventes at være tilstrækkelig CO₂ til rådighed til injektion i felterne, ligesom et sådant projekt ikke vurderes at være økonomisk med den nuværende lave oliepris.

RESSOURCEOPGØRELSE FORDELT PÅ KATEGORIER



Figur 1. Ressourceopgørelse

Risikovejning

På grundlag af kategorierne *Reserver* og *Betingede ressourcer* udarbejdes en prognose for det forventede forløb af produktionen. Desuden udarbejdes en prognose, der også indeholder bidrag fra *Efterforskningsressourcer* og *Teknologiske ressourcer*.

For kategorien *Betingede ressourcer* foretages der en risikovejning, idet der er en usikkerhed knyttet til disse ressourcer. Ressourcerne i denne kategori indgår derfor med risikovejningen i prognosen.

TABEL 1. RESERVER OG BETINGEDE RESSOURCER PR. 1. JANUAR 2016

	OLIE, mio. m ³		SALGSGAS, mia. Nm ³
	Reserver		Reserver
Igangværende indvinding og besluttet udbygning		Igangværende indvinding og besluttet udbygning	
CECILIE	0,1	CECILIE	-
DAGMAR	0,0	DAGMAR	0
DAN	16,8	DAN	1
GORM	2,5	GORM	0
HALFDAN	29,4	HALFDAN	5
HARALD	0,1	HARALD	1
KRAKA	0,7	KRAKA	0
LULITA	0,1	LULITA	0
NINI	0,7	NINI	-
RAVN	0,4	RAVN	0
REGNAR	0,0	REGNAR	0
ROAR	0,1	ROAR	1
ROLF	0,6	ROLF	0
SIRI	1,0	SIRI	-
SKJOLD	4,2	SKJOLD	0
SVEND	0,0	SVEND	0
SYD ARNE	9,4	SYD ARNE	1
TYRA (inkl. TYRA SYDØST)	3,4	TYRA (inkl. TYRA SYDØST)	6
VALDEMAR	2,2	VALDEMAR	1
SUM	72,0	SUM	16
Sandsynliggjort udbygning	6	Sandsynliggjort udbygning	0
SUM	78	SUM	16
	Betingede ressourcer*		Betingede ressourcer*
Afventende udbygning	69	Afventende udbygning	51
Uafklaret udbygning	2	Uafklaret udbygning	2
Afvist udbygning	11	Afvist udbygning	10
SUM	82	SUM	64
TOTAL 2016	160	TOTAL 2016	80

* **Betingede ressourcer**

Klassen omfatter projekter for udbygninger af fund og nye felter eller videreudbygning af eksisterende felter, hvor det tekniske eller kommercielle grundlag endnu ikke er på plads til en endelig beslutning om udbygning. Disse projekter er inddelt i tre kategorier:

Afventende udbygning: Kategorien omfatter projekter med potentiale for en kommerciel udbygning.

Uafklaret udbygning: Denne kategori omfatter projekter, der menes at kunne blive kommercielle eller projekter, der ikke er kommercielle i den nuværende økonomiske situation, men som kan blive det i nær fremtid.

Afvist udbygning: Kategorien omfatter udbygningsprojekter, der ikke anses for kommercielle under de nuværende betingelser.

KORTSIGTET 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.

	2016	2017	2018	2019	2020
OLIE , mio. m ³	8,7	8,4	8,2	7,5	6,6
SALGSGAS , mia. Nm ³	3,9	3,9	3,5	2,5	1,1

Tabel 2. Forventet forløb for produktion af olie og salgsgas.

Olie

For 2016 forventer Energistyrelsen, at olieproduktionen bliver 8,7 mio. m³ svarende til ca. 150.000 tønder olie pr. dag, se tabel 2. I forhold til sidste års skøn for 2016 er det en nedskrivning på 8 pct. hovedsagelig begrundet i, at Energistyrelsen forventer en mindre produktion på Syd Arne feltet, idet idriftsættelsen af nye brønde ikke er forløbet som forventet.

I 2019 og 2020 forventes en reduceret olieproduktion i forhold til sidste års skøn på grund af udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for Hejre feltet og reoveringen af Tyra.

Salgsgas

Energistyrelsen forventer for 2016, at produktionen af salgsgas bliver 3,9 mia. Nm³ svarende til ca. 71.000 tønder olieækvivalenter pr. dag, se tabel 2. I forhold til Energistyrelsens skøn sidste år for 2016 er det en opskrivning på ca. 8 pct. hovedsagelig som følge af, at Energistyrelsen forventer en større gasproduktion på Tyra feltet .

I 2019 og 2020 er produktionen af salgsgas reduceret i forhold til sidste års skøn på grund af reoveringen af Tyra og udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for Hejre feltet, jf. ovenfor. Produktionen for 2019 og 2020 er reduceret med henholdsvis ca. 37 pct. og ca. 69 pct. i forhold til sidste års skøn.

SYSTEMATIK FOR OPGØRELSE AF LANGSIGTET PROGNOSE

Prognosen på lang sigt er opdelt i tre bidrag; det forventede forløb, de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne.

Det forventede forløb er en prognose for indvinding fra eksisterende felter og fund med eksisterende teknologi.

De teknologiske ressourcer er et skøn for indvindingspotentialet ved anvendelse af ny teknologi. Energistyrelsen har som nævnt revurderet de teknologiske ressourcer for olie og nedskrevet bidraget fra 100 mio. m³ til 15 mio. m³, idet der ikke længere indgår et bidrag for yderligere olieindvinding ved CO₂-injektion. Bidraget er ikke længere medtaget, da et sådant projekt ikke er økonomisk med de nuværende lave oliepriser, og der er heller ikke CO₂ til rådighed til injektion.

Efterforskningsressourcerne er et skøn for indvindingen fra kommende nye fund som følge af de igangværende efterforskningsaktiviteter og kommende nye udbudsrunder. Skønnet 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.

Forbrugsprognosen er baseret på forbruget af olie og gas i Energistyrelsens "Basisfremskrivning 2015". Forbruget i Basisfremskrivning 2015 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 2025, hvis det antages, at der ikke gennemføres nye initiativer eller virkemidler.

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

LANGSIGTET PROGNOSE OG FORBRUGSPROGNOSEN

Energistyrelsen har i 2016 udarbejdet en langsigtet produktionsprognose for olie og salgsgas.

Prognosen for olie og salgsgas på lang sigt er vist sammen med den nævnte forbrugsprognose. Se figur 2 og 3. For at belyse, om Danmark er nettoeksportør eller -eksportør efter 2025, er der for perioden 2026 til 2035 angivet et forbrug lig forbruget i 2025.

PRODUKTION OG PROGNOSE FOR OLIE

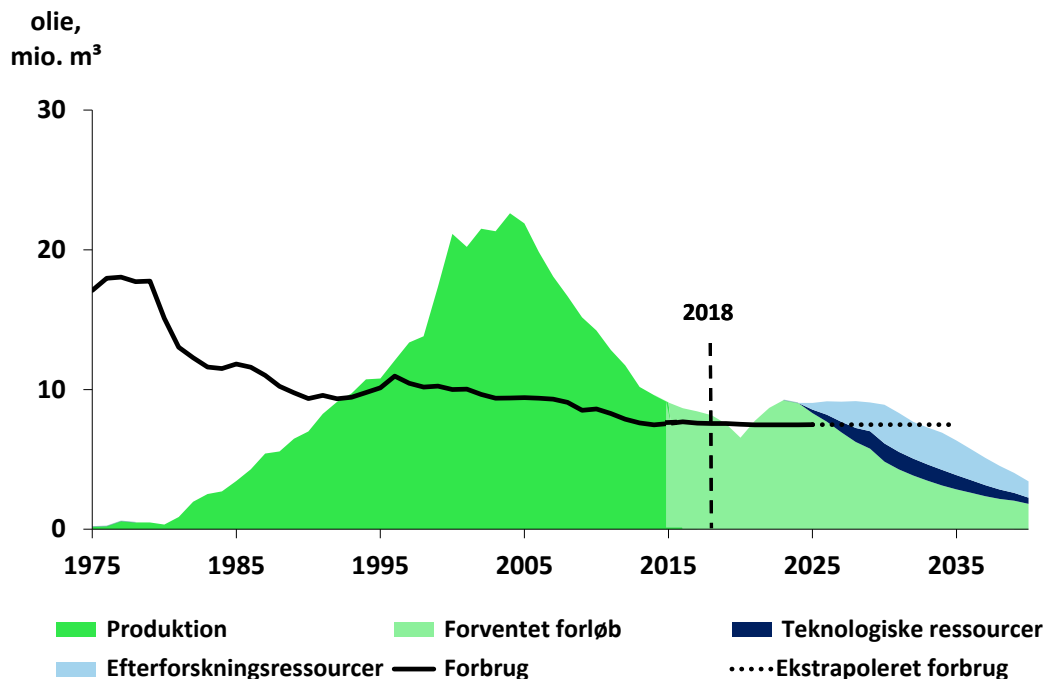
Danmark forventes at være nettoeksportør af olie i 3 år til og med 2018 baseret på det forventede forløb. For årene 2019 og 2020 forventes forbruget at overstige produktionen, mens produktionen for det forventede forløb igen overstiger forbruget i perioden 2021 til og med 2026. I den senest offentliggjorte prognose fra 2015 var det forventningen, at Danmark ville være nettoeksportør af olie til og med 2021.

Indtil 2021 forventes et fald i olieproduktionen i forhold til sidste års prognose hovedsagelig på grund af udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for Hejre og renovering af Tyra feltets anlæg. I prognosen aftager produktionen generelt fra 2023, hvilket er senere end i sidste års prognose. Prognosen for det forventede forløb er efter 2022 øget hovedsagelig som følge af forventning om yderligere indvinding fra Dan feltet, flere forventede udbygninger samt

ændrede risikovurderinger. Dele af prognosen er desuden udarbejdet på grundlag af mere detaljerede data og data af en bedre kvalitet end tidligere.

Bidraget for teknologiske ressourcer er reduceret i forhold til det seneste skøn fra 100 mio. m³ olie til 15 mio. m³ olie. Endvidere er efterforskningsbidraget revideret og nedskrevet fra 55 mio. m³ til 34 mio. m³ olie. Nedskrivningen skyldes dels anbringelse af prospekter i den forløbne periode, hvorved disse er udgået af efterforskningsopgørelsen, dels revideret skøn for efterforskningspotentialet bl.a. i 7. runde samt, at skønnet for efterforskningsressourcerne på lang sigt er nedskrevet.

Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør til 2032 bortset fra årene 2019 og 2020.



Figur 2. Produktion og langsigtet prognose for olie

PRODUKTION OG PROGNOSE FOR SALGSGAS

For salgsgas forventes Danmark at være nettoeksportør i 4 år til og med 2019 baseret på det forventede forløb. I den senest offentliggjorte prognose fra 2015 var det forventningen, at Danmark ville være nettoeksportør af gas til og med 2023.

I perioden 2019-2021 forventes et fald i produktionen af salgsgas i forhold til sidste års skøn på grund af renovering af Tyra feltets anlæg. Hertil kommer en udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for Hejre fra 2017 til 2021. Forbruget forventes at overstige produktionen for det forventede forløb i 2020 og 2021.

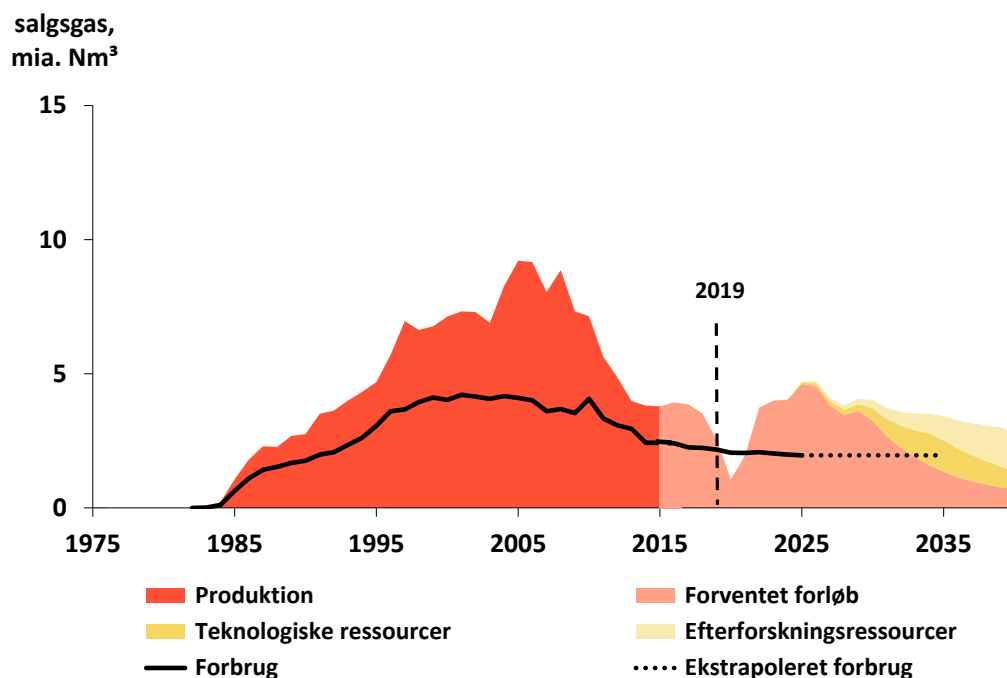
Efter 2022 forventes produktionen af salgsgas øget i forhold til sidste års prognose. Dette skyldes primært renoveringen af Tyra feltet, flere forventede udbygninger samt ændrede risikovurderinger. Dele af prognosen er desuden udarbejdet på grundlag af mere detaljerede data og data af en bedre kvalitet end tidligere.

Bidraget for teknologiske ressourcer er reduceret i forhold til det seneste skøn fra 15 mia. Nm³ til 12,5 mia. Nm³ salgsgas. Endvidere er efterforskningsbidraget revideret og nedskrevet fra 30 mia. Nm³ til 18 mia. Nm³ salgsgas.

Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør til efter 2035 bortset fra årene 2020 og 2021.

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

Prognosen for salgsgas angiver de mængder, som styrelsen forventer, at det er teknisk muligt at producere. Den faktiske produktion afhænger imidlertid af salget på grundlag af de nuværende og fremtidige gassalgskontrakter.



Figur 3. Produktion og langsigtet prognose for salgsgas



ØKONOMI

Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen har gennem mange år bidraget positivt til samfundsøkonomien via skatteindtægterne samtidig med, at aktiviteterne i Nordsøen skaber arbejdspladser både offshore og på land.

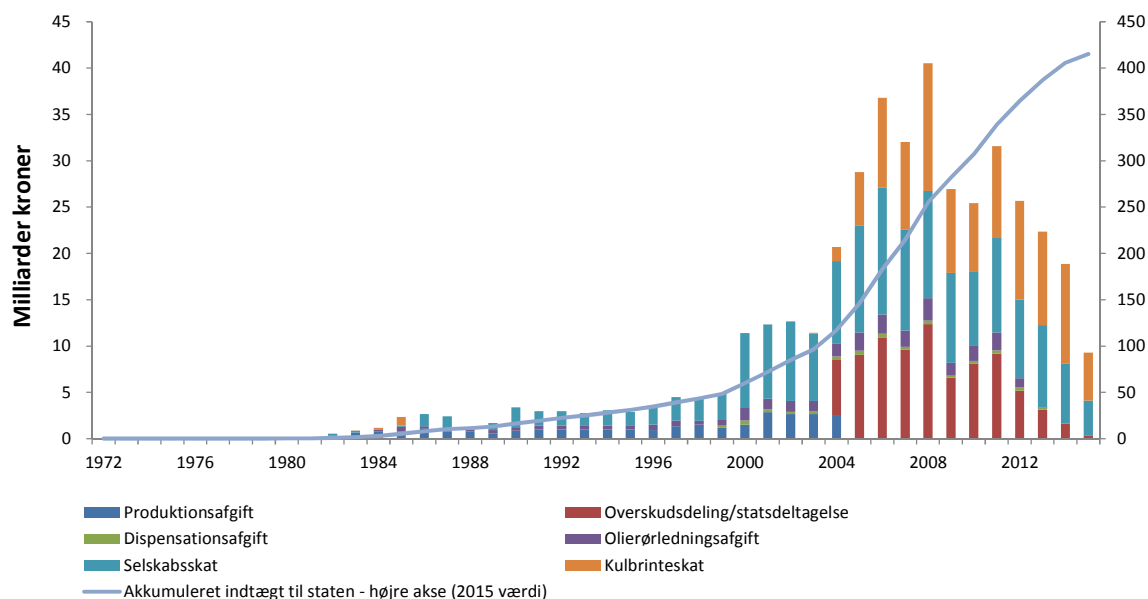
Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1963 - 2015 til 415 mia. kr. i 2015-priser.

STATENS INDTÆGTER

Statens indtægter fra olie- og gasproduktionen i Nordsøen for 2015 beløber sig til 9,3 mia. kr., hvilket svarer til, at statens andel af overskuddet udgør ca. 60 pct. inklusive statsdeltagelse. Statens indtægter faldt med 50,5 pct. i forhold til 2014, hvilket primært skyldes at den gennemsnitlige oliepris faldt kraftigt fra 2014 til 2015. Kun en meget lille del af faldet i indtægterne kan tilskrives nedgang i produktionen.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Den akkumulerede produktionsværdi var i perioden 1963 - 2015 på 1.045 mia. kr. i 2015-priser. Den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2015 skønnes til 24,8 mia. kr., hvilket svarer til et fald på 46 pct. i forhold til produktionsværdien i 2014. Ifølge opgørelsen fordeler produktionsværdien sig med ca. 20 mia. kr. på olieproduktionen og 4,8 mia. kr. fra gasproduktionen. Produktionsværdien bestemmes af udbud- og efterspørgselsforhold på olie- og gasområdet, dollarkursen samt produktionens



Figur 1. Udvikling i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding i forhold til produktionsværdien fra 1972 til 2015.

INVESTERINGER OG DRIFTSUDGIFTER

Rettighedshavernes akkumulerede investeringer og udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 378 mia. kr. (2015-priser) i perioden 1963-2015.

Investeringer i feltudbygninger udgør over halvdelen af de akkumulerede udgifter med et samlet beløb på godt 198 mia. kr. i 2015-priser.

Investeringer til udbygningsaktiviteter i 2015 er skønnet til knap 9,7 mia. kr. Dette er en stigning på omkring 9 pct. i forhold til 2014. Langt hovedparten af investeringerne skyldes udbygningen af felterne Hejre, Syd Arne, Tyra og Valdemar.

De endelige tal for efterforskningsudgifter i 2015 beløber sig til knap 1,4 mia. kr. Dette er et fald på 23 pct. i forhold til tallene fra 2014. Udgifterne dækker over olie- og gasselskabernes samlede efterforskningsomkostninger til efterforskningsboringer og seismiske undersøgelser.

OLIEPRISUDVIKLING 2015 OG 2016

Figur 2 viser, at året 2015 var præget af en relativt lav oliepris med en månedlig gennemsnitspris på mellem 64 USD og 38 USD pr. tønde. Udviklingen med faldende oliepriser fortsatte ind i 2016.

Den gennemsnitlige Brent spot pris var i 2014 på knap 99 USD. I år 2015 var gennemsnitsprisen på lidt over 52 USD pr. tønde råolie og i 2016 var gennemsnitsprisen faldet yderligere til under 44 USD pr. tønde (Kilde: The World Bank).

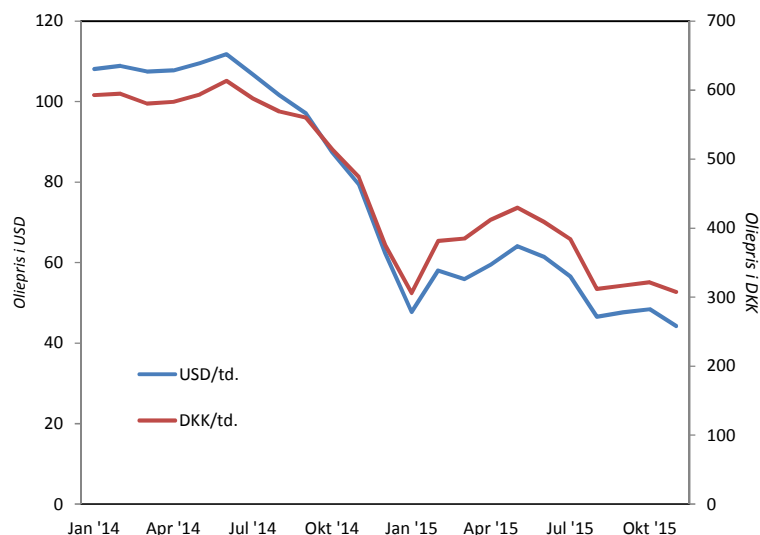
Faldet i gennemsnitsprisen fra 2014 til 2015 var på omkring 47 pct. og 20 pct. fra 2015 til 2016.

På verdensmarkedet handles olien almindeligvis i USD. Olieprisfaldets virkning på statens indtægter blev derfor i nogen grad opvejet af den stigende USD kurs i anden halvdel af 2015. Den gennemsnitlige pris for en USD var i 2014 på 5,62 DKK, mens gennemsnittet i 2015 var på 6,73 DKK. Den gennemsnitlige USD kurs i 2016 har holdt sig nogenlunde på samme niveau som i 2015.

Som følge af stigningen i USD kursen har olieprisfaldet været mindre opgjort i DKK. Den gennemsnitlige oliepris målt i danske kroner faldt fra 557 kr. pr. tønde i 2014 til 352 kr. pr. tønde i 2015. Dette svarer til et fald på 36,8 pct., hvorimod faldet opgjort i USD var på 47,5 pct..

Olieprisens fald bliver almindeligvis forklaret ved et samspil af flere udbuds- og efterspørgselsforhold. På udbudssiden nævnes almindeligvis udbuddet af skiferolie, høj produktion af olie blandt OPEC-landene og ophævelsen af handelsrestriktionerne over for Iran.

På efterspørgselssiden forklares prisfaldet ved blandt andet lavere økonomisk vækst på verdensplan (især i Kina) samt stigende forbrug af energi fra vedvarende energikilder. Udbuddet af olie er på kort sigt relativt rigtigt over for prisændringer.



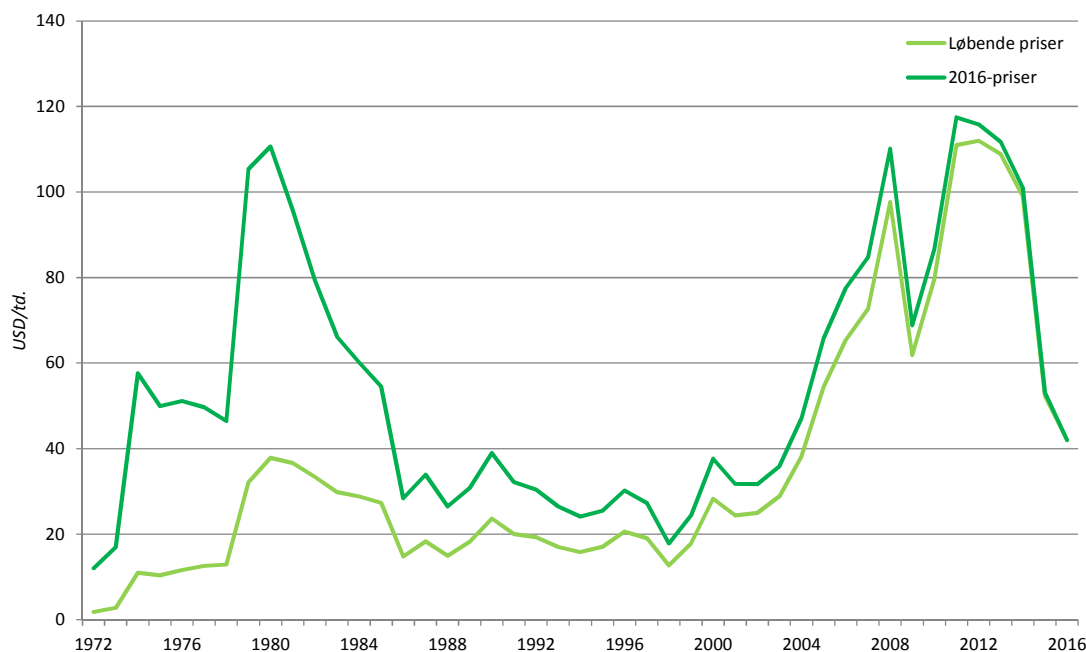
Figur 2. Månedlig udvikling i Brent spot olieprisen for 2014 og 2015. Den månedlige Brent Spot oliepris er et gennemsnit af den daglige Brent Spot pris.

Trods lave priser på olie kan det på kort sigt betale sig for producenterne at fortsætte produktionen, så længe råolieprisen er højere end de marginale driftsomkostninger.

Det kan derfor ofte være rentabelt at producere olie selv i perioder med meget lave oliepriser. På længere sigt vil udbuddet af olie og dens pris dog i højere grad være bestemt ved investeringer i bl.a. efterforskning og udbygning af nye forekomster.

Olieprisens udvikling historisk

Figur 3 viser olieprisens udvikling i USD pr. tønde i både faste og løbende priser. De kraftige opsving i prisen i 1973 og 1979 skyldtes politiske konflikter i Mellemøsten. Under disse kriser begrænsede OPEC-landene udbuddet af råolie til verdensmarkedet, hvilket fik prisen til at stige. Det ses yderligere, at olieprisen i 2011 nåede en historisk højde på ca. 117 USD pr. tønde i 2016-priser.

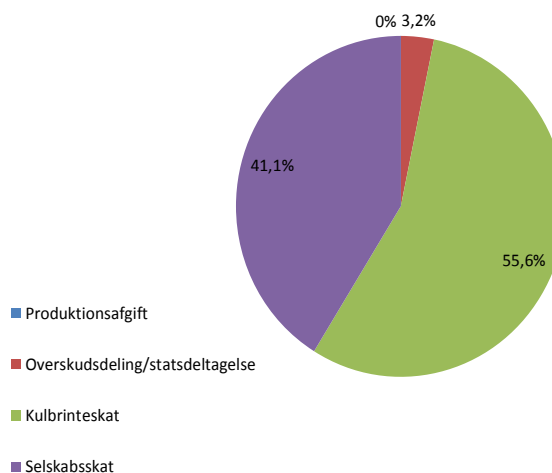


Figur 3. Olieprisens udvikling 1972-2016, USD pr. tønde.

FORDELING I STATENS INDTÆGTER

Statens indtægter fra Nordsøaktiviteterne i 2015 var på ca. 9,3 mia. kr. fordelt på 5,2 mia. kr. fra kulbrintebeskatning, 3,8 mia. fra selskabsbeskatningen og 0,3 mia. fra statsdeltagelsen. Kulbrinteskatten og selskabsskatten udgør de væsentligste indtægtskilder på hhv. 56 og 41 pct.

Udover skatter og afgifter opnår staten indtægter fra Nordsøen gennem Nordsøfonden, der siden 2005 har varetaget statsdeltagelsen på 20 pct. i alle nye tilladelser og fra 9. juli 2012 via statsdeltagelsen på 20 pct. i Dansk Undergrunds Consortium (DUC),



Figur 4. Fordeling af statens indtægter fra indvindingen af olie og naturgas fra Nordsøen i 2015

hvor A.P. Møller - Mærsk, Shell og Chevron også deltager. Endvidere kan staten indirekte opnå indtægter fra olie- og gasindvinding gennem aktieposten i DONG Energy, da datterselskabet

DONG E&P A/S deltager i efterforskning og produktion af olie og gas i Nordsøen. Disse indtægter indgår ikke i opgørelsen.

Gældende økonomiske vilkår

Tabel 1

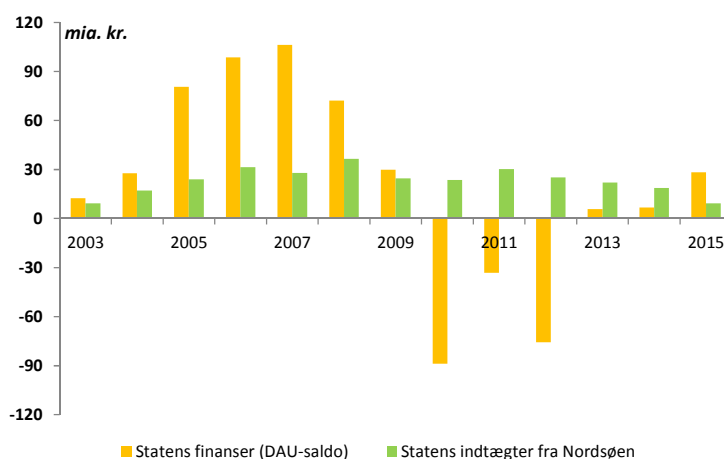
	Eneretsbevillingen pr. 1/1-2004	Tilladelser meddelt før 1/1-2004	Tilladelser meddelt efter 1/1-2004
Selskabsskat	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.
Kulbrinteskate	52 pct. Frdrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2004.	52 pct. Frdrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2014.	52 pct. Frdrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer.
Produktionsafgift	Nej	Nej	Nej
Rørlednings-/dispensationsafgift	Nej	Nej	Nej
Statsdeltagelse	20 pct.	20 pct. *)	20 pct.
Overskudsdeling	Nej	Nej	Nej

*) I enkelte af de tilbageværende tilladelser er statsandel øget på grund af vilkår i tilladelseerne om forøget statsdeltagelse afhængig af produktionens størrelse.

STATENS FINANSER

Figur 5 viser statens indtægter fra Nordsøen i forhold til statens samlede finanser (DAU-saldoen, der er givet ved forskellen mellem statens indtægter og udgifter). Som det fremgår, er indtægterne fra den danske del af Nordsøen med til at sikre, at staten havde overskud i 2015.

Figur 5. Statens finanser (DAU-saldo) og statens indtægter fra Nordsøen, løbende priser



UDVIKLING I STATENS INDTÆGTER I DE SENESTE 5 ÅR

Statens andel af overskuddet skønnes i 2015 at være ca. 60 pct. inklusive statsdeltagelse. Marginalskatten er 64 pct. efter de gældende regler, uden statsdeltagelse. Staten opnår med

statsdeltagelsen ca. 71 pct. af den marginale indtjening ved reglerne, som trådte i kraft den 1. januar 2014.

	2011	2012	2013	2014	2015
PRODUKTIONSAFGIFT	1	2	1	0	0
OLIERØRLEDNINGSAFGIFT *	1.881	1.009	28	0	0
DISPENSATIONSAFGIFT	320	328	211	0	0
KULBRINTESKAT	9.521	10.467	9.951	10.734	5.169
SELSKABSSKAT	9.754	8.304	8.782	6.459	3.827
OVERSKUDSDELING/STATSDELTAGELSE **	8.819	5.090	3.116	1.600	300
I ALT	30.296	25.200	22.089	18.793	9.296

Tabel 2. Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

*Inkl. dispensationsafgift på 5 pct.

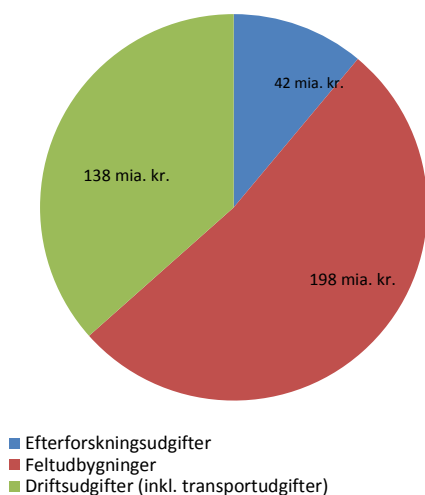
**Tal fra 2011 til medio 2012 vedrører overskudsdeling. Opgørelsen fra 9. juli 2012 til 2013 vedrører statsdeltagelsen (Nordsøfondens overskud efter skat). Tallet for 2013 er inkl. en udgift på 202 mio. kr. i form af overskudsdeling vedr. 2004-2006 samt en indtægt på 18 mio. kr. i form af efterregulering af overskudsdeling vedr. 2009-2012.

Anm.: Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

INVESTERINGER OG UDGIFTER

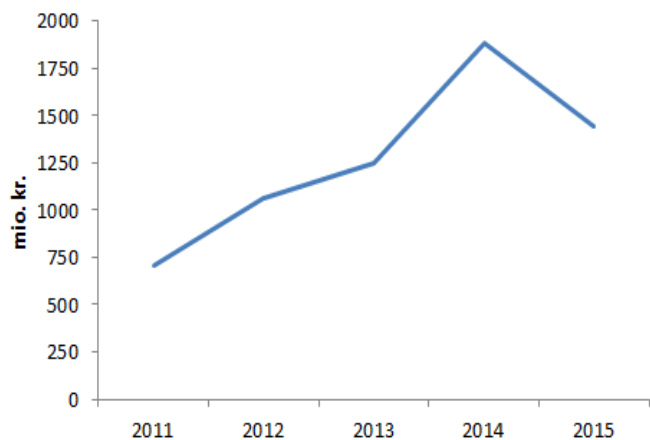
Investeringer i feltudbygninger udgør med et samlet beløb på godt 198 mia. kr. i 2015-priser over 52 pct. af rettighedshavernes akkumulerede udgifter. Udgifterne til drift inkl.

administration og transport, efterforskning og feltudbygning udgør henholdsvis 37, 11 og 52 pct. af de samlede udgifter.



Figur 6. Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2015, mia. kr., 2015-priser.

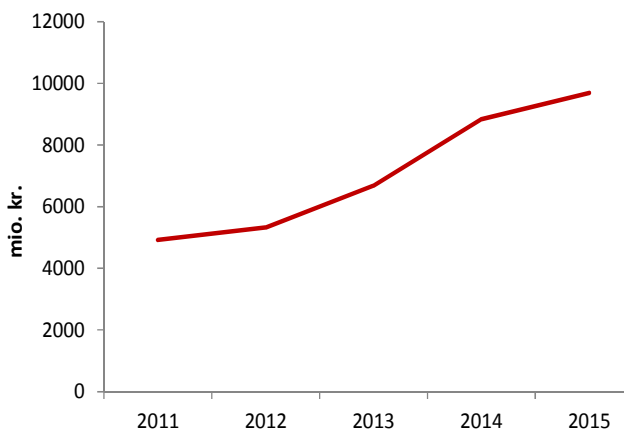
I udgifterne indgår olieselskabernes omkostninger ved såvel efterforskningsboringer som seismiske undersøgelser. De foreløbige tal for 2015 viser et



fald i efterforskningsudgifterne på godt 23 pct. i forhold til det foregående år, og forløber sig til omkring 1,4 mia. kr.

Figur 7. Efterforskningsudgifter 2011-2015, løbende priser

Feltudbygninger er rettighedshavernes største post. Investeringer til udbygningsaktiviteter i 2015 er skønnet til knap 9,7 mia. kr., hvilket svarer til en stigning på omkring 9 pct. i forhold til 2014. De



gennemsnitlige årlige investeringer i feltudbygninger for de sidste 10 år har til sammenligning været på 6,8 mia. kr. (i 2015 priser).

Figur 8. Investeringer i feltudbygninger 2011-2015, løbende priser.



EFTERFORSKNING

EFTERFORSKNING

Den danske del af Nordsøen må betragtes som et modent område. Trods dette findes der stadig interessante efterforskningsmuligheder, og der er stadig efterforskningsmål, der ikke er intensivt efterforsket.

Med tildelingen af 16 nye tilladelser i 7. udbudsrunde i 2016 kan der forventes omfattende efterforskningsaktiviteter i og omkring Central Graven i de kommende år. Energistyrelsen har i 2016 modtaget én ansøgning til et areal i det øvrige Danmark, hvilket viser fortsat interesse for efterforskning også uden for de traditionelle områder i Nordsøen. Denne interesse har også i 2015 resulteret i den første efterforskningsboring efter skifergas på land, nemlig Vendsyssel-1 boringen i Nordjylland.

7. UDBUDSRUNDE

Interessen fra danske og internationale olieselskaber for at søge tilladelser i 7. udbudsrunde viste sig at være stor, da Energistyrelsen efter ansøgningsfristens udløb havde modtaget 25 ansøgninger om koncessioner.

Efter en vurdering af ansøgningerne og drøftelser med ansøgerne kunne energi-, forsynings- og klimaministeren den 6. april 2016 tildele 16 nye koncessioner til efterforskning og indvinding af kulbrinter. De 16 nye tilladelser omfatter arealer på i alt 4064 km², hvilket svarer til ca. 1/4 af det udbudte område på 16.869 km². Tilladelseernes placering fremgår af kort bagerst i afsnittet.

De samlede arbejdsprogrammer omfatter to ubetingede boringer og op til 24 betingede boringer. Hertil kommer forpligtelser vedrørende geofysiske og geologiske undersøgelser. Arbejdsprogrammernes omfang er generelt lidt mere beskedent end ved tidligere udbudsrunder, men tilsvarende gør sig gældende i flere af de øvrige Nordsølande. Energistyrelsen forventer, at der i de kommende 6 år vil blive udført efterforskningsaktiviteter i de 16 nye tilladelser for ca. 800 mio. kr.

Med tilladelseerne i 7. udbudsrunde er der kommet flere olieselskaber til, som ikke tidligere har haft koncessioner i Danmark. Samtidig er selskaberne DEA Deutsche Erdoel AG, Edison International S.P.A., Hansa Hydrocarbons og Ardent Oil blevet godkendt som operatører for nogle af de nye tilladelser. Disse selskaber har ikke tidligere været operatører i Danmark.

SKIFERGAS

I 2015 udførte Total og Nordsøfonden en 3,6 km dyb prøveboring, Vendsyssel-1, ved Dybvad i Vendsyssel. Efterforskningsmålet var skifergas. Boringen bekræftede tilstedeværelsen af gas i skiferen, men viste samtidig, at skiferlagtykkelsen var mindre end forventet.

Selskaberne valgte at tilbagelevere den nordjyske tilladelse 1/10 den 5. juni 2016, da de på baggrund af efterfølgende analyser af data fra boringen vurderede, at produktion af gas fra skiferlaget pt. ikke kunne give et økonomisk rentabelt projekt.

I 2012 blev der indført et midlertidigt stop på land for nye tilladelser, hvor det efterforskningsmæssige mål er skifergas. Stoppet blev indført for at undersøge muligheden for at fremme en produktion af skifergas, der kan ske sikkerheds- og miljømæssigt fuldt forsvarligt. Inden der kan gives nye tilladelser, hvor det efterforskningsmæssige mål er skifergas skal der gennemføres en evaluering blandt andet baseret på de erfaringer, der blev indhentet fra Vendsyssel-1 boringen i Nordjylland.

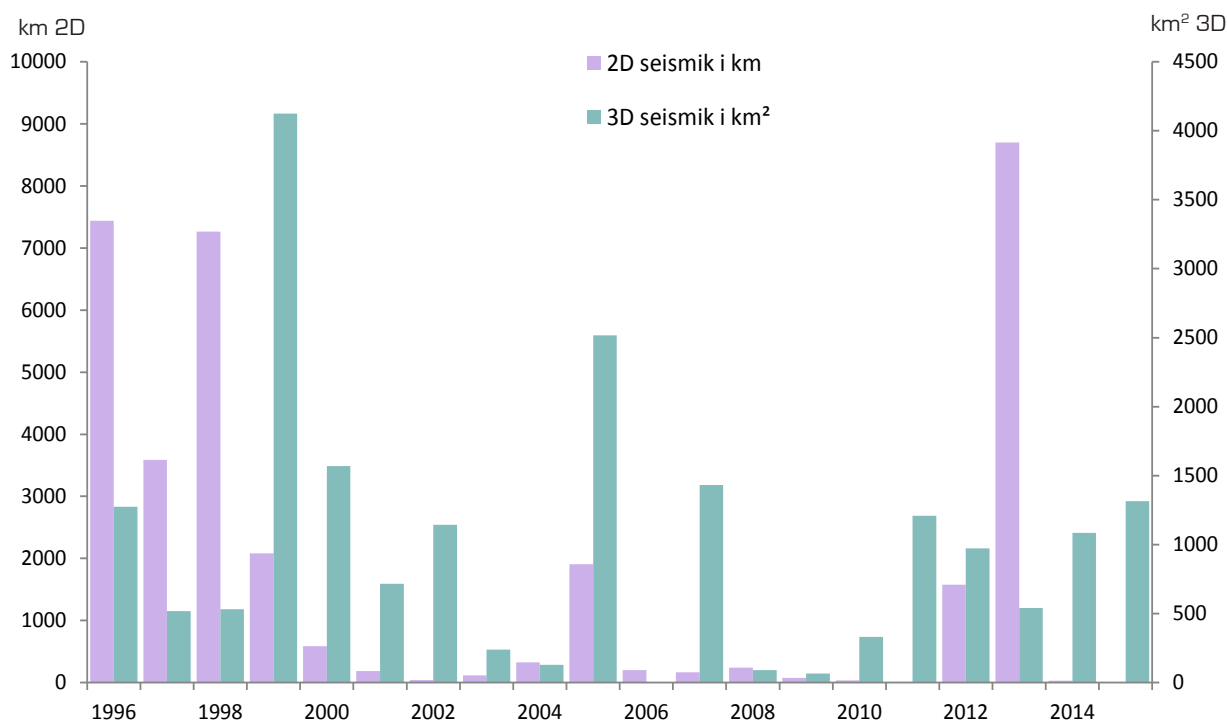
Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet begyndte medio 2016 første del af evalueringen af skifergas i Danmark. Denne del forventes afsluttet omkring årsskiftet 2016/17. Herefter kan det besluttes, om der er yderligere emner og i givet fald hvilke, der skal belyses i en fuld evaluering. En tidsplan herfor afventer resultatet af evalueringens første trin.

FORUNDERSØGELSER

Seismiske data er afgørende for olieselskabernes kortlægning af mulighederne for at gøre nye fund af olie og gas. I 2015 blev der udført fire undersøgelser i den vestligste del af Nordsøen. Niveauet er noget mindre end i 2013 og 2014, hvor der blev gennemført flere større 2D og 3D seismiske forundersøgelser i Nordsøen forud for 7. udbudsrunder, se tabel 1 og figur 1.

UNDERSØGELSE TILLADELSE	OPERATØR KONTRAKTOR	ON-/OFF-SHORE TYPE	PÅBEGYNDT AFSLUTTET	OMRÅDE	INDSAMLET
ORG SURVEY § 3	Ithaca Petroleum Norge AS og Concedo ASA ORG Geophysical	Offshore Elektromagnetisk undersøgelse	29-06-2015 31-06-2015	Nordsøen	35 km
DG15001 § 3	DONG E&P Norge A/S CGG Services SA	Offshore 3D seismik	12-07-2015 08-08-2015	Nordsøen	73 km ²
PGS15015 FASE 1 § 3	PGS Geophysical AS PGS Geophysical AS	Offshore 3D seismik	22-09-2015 30-10-2015	Nordsøen	1.241 km ²
GEOKEMISK SURVEY 5/06 § 3	Wintershall Fugro Survey BV	Offshore Havbundsprøver, geokemi	27-09-2015 30-09-2015	Norsøen	80 prøver

Tabel 1. Forundersøgelser i 2015



Figur 1. Indsamlet seismisk data i perioden 1996 til 2015.

EFTERFORSKNINGS- OG VURDERINGSBORINGER

Der blev i 2015 udført fire efterforsknings- og vurderingsboringer – tre i den vestlige del af Nordsøen og en på land i Nordjylland. De to efterforskningsboringer førte til to nye fund, og to vurderingsboringer bekræftede tidligere fund, se tabel 2 og figur 2.

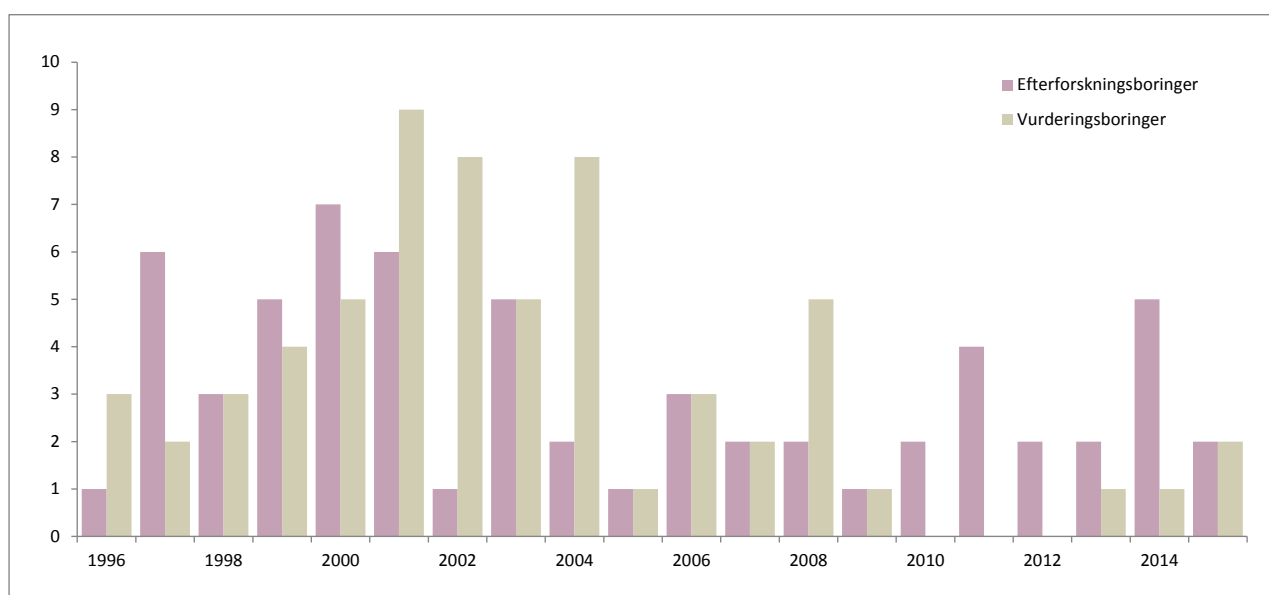
Vendsyssel-1 efterforskningsboringen i Nordjylland påviste gas i alunskiferen.

Efterforskningsboringen Xana-1 påviste tilstedeværelsen af kulbrinter i Øvre Jura sandsten i tilladelse 9/95 og er under vurdering.

Vurderingsboringerne, Lille John-2 og Jude-1, bekræftede kulbrinter i hhv. Lille John forekomsten og Bo Syd. Resultaterne fra Jude-1 vurderes yderligere, mens Lille John er erklæret kommercielt.

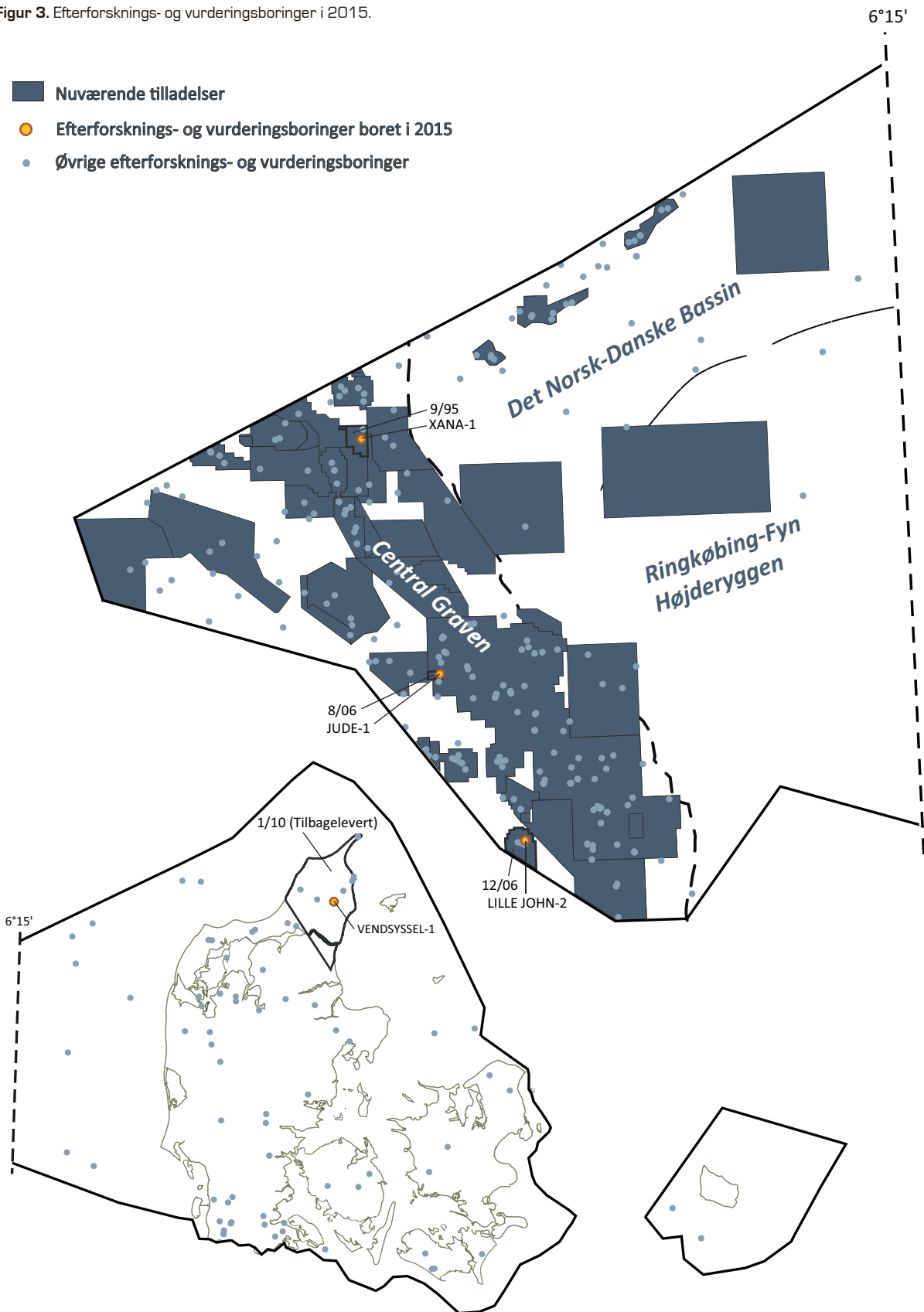
BORING NUMMER	FORMÅL	TILLADELSE	OPERATØR	PÅBEGYNDT AFSLUTTET	ON-/OFFSHORRE OMRÅDE	RESULTAT
Xana-1X 5604/26-07	Efterforskning	9/95	Mærsk Olie og Gas A/S	08-12-2014 25-05-2015	Offshore Centralgraven	Kulbrinter i Øvre Jura sandsten
Lille John-2 5504/20-06	Vurdering	12/06	Dana Petroleum B.V.	13-12-2014 13-02-2015	Offshore Centralgraven	Olie i Miocæne sandsten
Vendsyssel-1 5710/22-02	Efterforskning	1/10	TOTAL E&P Denmark B.V.	04-05-2015 02-09-2015	Onshore Nordjylland	Gas i Alunskiferen
Jude-1 5504/18	Vurdering	8/06 delområde B	Mærsk Olie og Gas A/S	02-06-2015 21-08-2015	Offshore Centralgraven	Olie i Nedre Krdit

Tabel 2. Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2015

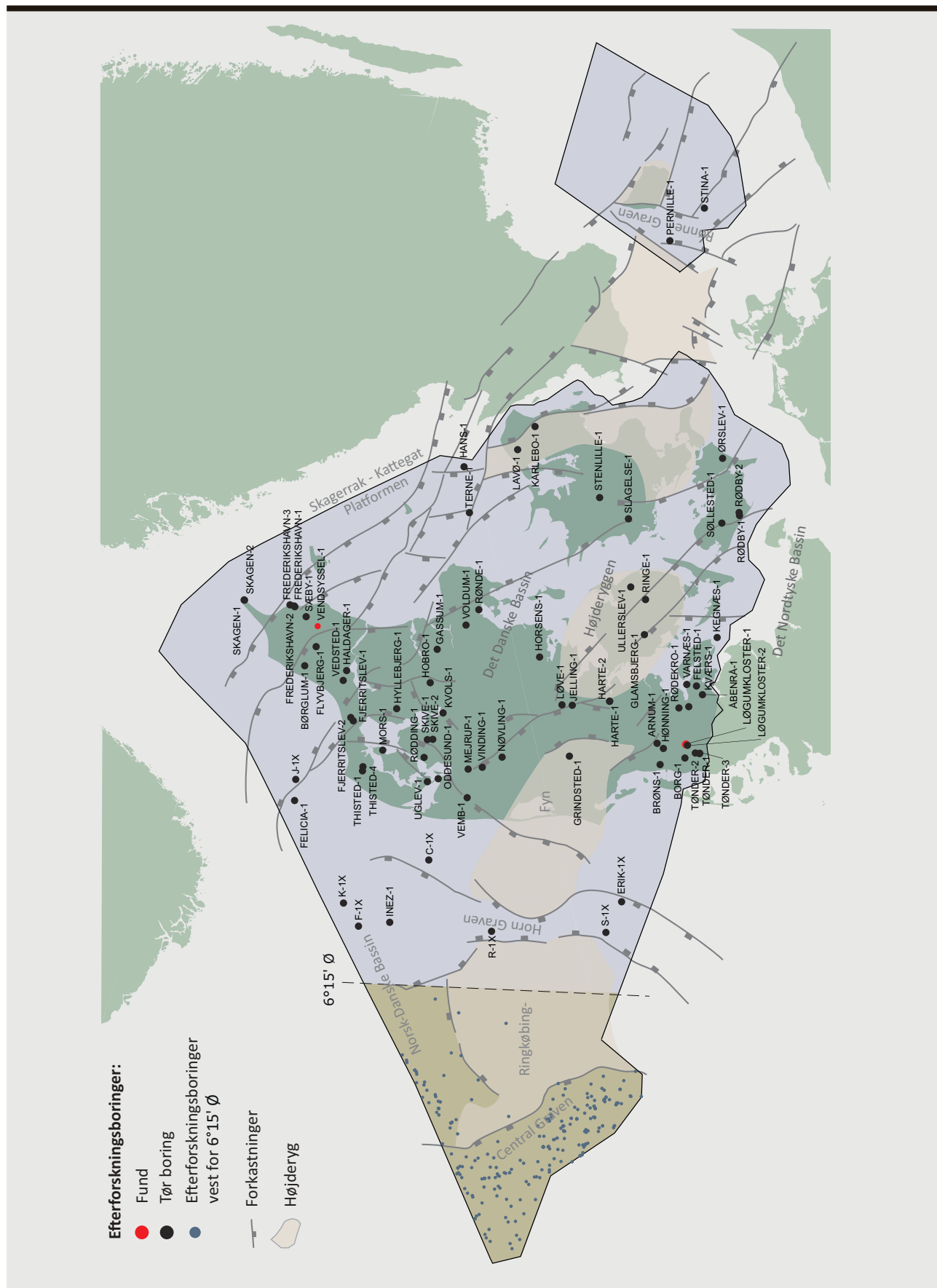


Figur 2. Efterforsknings- og vurderingsboringer udført fra 1996 til 2015.

Figur 3. Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2015.



EFTERFORSKNINGSBORINGER OG FUND - ÅBEN-DØR



EFTERFORSKNINGSBORINGER OG FUND - RUNDE OMRÅDET

