



NORDSØENS FREMTID

Historisk oversigt over væsentlige aftaler på olie- og gasområdet

Ressourcerne i Danmarks undergrund er blevet forvaltet siden den første undergrundslov i 1932.

Historisk oversigt over væsentlige aftaler

1932 Den første undergrundslov

1934 Eneretsbevilling

1950 Lovrevision i 1950 loven

1959 Eneretsbevilling tilbageleveret

1962 Eneretsbevillingen (af 1962) tildeles A.P.Møller

1972 Olieproduktionen påbegyndes. DONG stiftes. Lov om naturgasforsyning.

1976-aftale om tilbagegivelse af arealer, naturgasproduktion m.m. Dette bl.a. på baggrund af utilstrækkelig aktivitet i Nordsøen.

1979 Beslutning om indførelse af naturgas i Danmark. Varmeforsyningsloven.

1981-loven og 1981-aftale om tilbagegivelse af arealer, rørledningsloven m.m. Dette bl.a. på baggrund af utilstrækkelig aktivitet i Nordsøen.

1982 Kulbrinteskattelov

1983 1. udbudsrunde

1984 Produktion af naturgas påbegyndes (fra Tyra)

1998/99 Produktion af olie fra områder uden for eneretsbevillingen påbegyndes

2000-aftale om tilbagegivelse af arealer

2003-Nordsøaftalen. (herunder Kompensationsbestemmelsen). 2003-ændring af undergrundsloven og kulbrinte-skatteloven – implementering af Nordsøaftalen

2012 Nordsøfonden indtræder i DUC

2012-13 Serviceeftersyn af Nordsøaftalen

2017-Nordsøaftale om visse rammer for udviklingen af indvindingen af olie og gas i Nordsøen. Dette sker ved at muliggøre indvinding af yderligere ressourcer ved fortsat udnyttelse og renovering af eksisterende infrastruktur blandt andet ved tredjepartsadgang hertil, herunder genopbygning af Tyra-feltet. 2017-aftale mellem regeringen og DUC-selskaberne bekræfter og forpligter begge parter på at iværksætte indholdet af den politiske aftale.

2019 Aftale om modernisering af Eneretsbevillingen

Vurderinger af effekter af etablering af begrænsninger for indvinding af olie og gas i Danmark

Energistyrelsen udarbejder hvert år en prognose for olie- og gasindvinding i den danske del af Nordsøen og den seneste blev offentliggjort i september 2020. (https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/ressourcer_og_prognose_20200902_dk.pdf).

Olie- og gasprognosen er Energistyrelsens bedste faglige vurdering af, hvor meget der i fremtiden vil blive indvundet af olie og gas i den danske del af Nordsøen i området placeret vest for 6° 15' østlig længde.

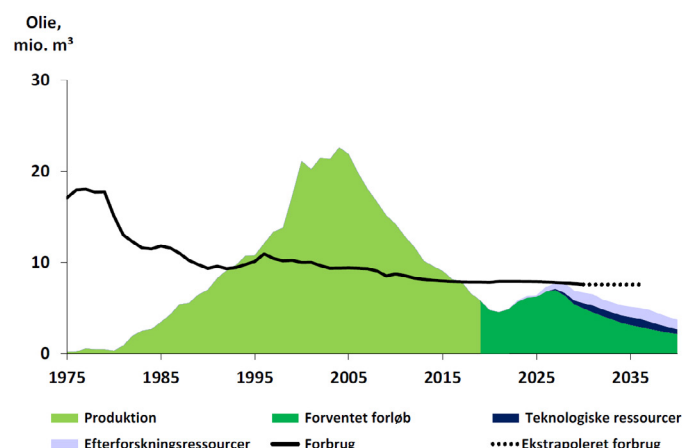
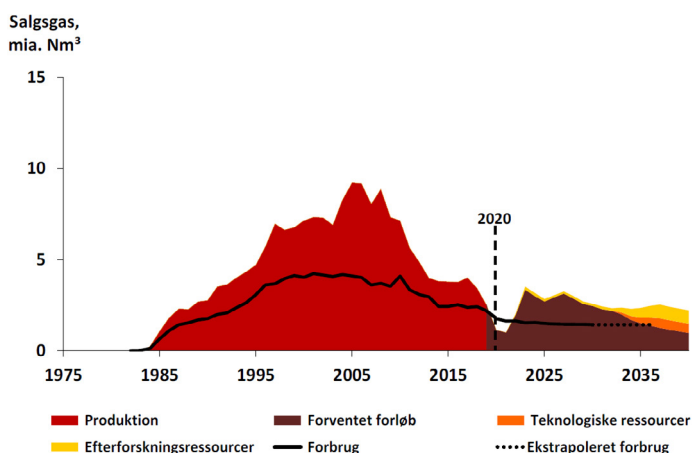
Prognosen er overordnet sammensat af fire **kategorier**:

- 1) **reserver** reserver (omfatter fremtidig indvinding fra eksisterende produktionsanlæg og udbygninger, som er sandsynliggjort),
- 2) **betingede ressourcer** (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),
- 3) **teknologiske ressourcer** (er et skøn over de mængder af olie og gas, der vurderes yderligere at kunne indvindes ved brug af ny teknologi) og
- 4) **efterforskningsressourcer** (er et skøn over de mængder, der vurderes at kunne indvindes fra nye fund og giver et samlet skøn opgjort på basis af to bidrag, hvor bidrag 1 er baseret på forventet anbringelse af kortlagte prospekter, og på den længere bane er bidrag 2 baseret på forventet påvisning af yderligere prospekter).

Energistyrelsen anvender så vidt muligt data fra selskaberne som udgangspunkt for arbejdet med prognosen. Data består af olie- og gasmængder med tilhørende økonomiske data fordelt på år. For alle data undtagen reserver foretages der en risikovejning, idet der er usikkerhed knyttet til disse ressourcer. Særligt i forhold til teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer er der tale om data forbundet med stor usikkerhed, og usikkerheden er stigende i takt med hvor langt ude i fremtiden perioden, der prognosticeret for, ligger.

Tre ud af prognosens fire ovennævnte kategorier afhænger af kommende investeringsbeslutninger: betingede ressourcer, efterforskningsressourcer og teknologiske ressourcer. Disse dele af prognosen er således følsomme over for usikkerhed generelt, herunder usikkerhed om rammevilkår på længere sigt. De tre kategorier indgår risikovægtede i prognosen. Dette er et resultat af, at der er usikkerhed om deres realisering. Såfremt man forestiller sig en situation med stigende usikkerhed om rammevilkårene, antages det, at nogle af investeringsbeslutningerne vil falde negativt ud. Dette karakteriseres som den indirekte effekt af at ændre på olie- og gasselskabernes rammevilkår. Det er vurderingen, at denne effekt allerede delvist har materialiseret sig, bl.a. som følge af udsættelsen af beslutningen om 8. udbudsrunde og faldet i oliepriserne.

På de to figurer nedenfor ses historisk produktion og forbrug af olie og gas samt Energistyrelsens forventninger til de mængder, der forventes at blive indvundet og forbrugt i fremtiden.



Det samlede forventede skatteprovenu fra olie og gas indvindingen i Nordsøen, på baggrund af Energistyrelsens seneste prognose, er af Skatteministeriet opgjort til 87,6 mia. DKK i 2020-niveau i et Stated Policies-olieprisscenarie og 39 mia. DKK i 2020-niveau i et Sustainable Development-olieprisscenarie. Finansministeriet har anvendt Stated Policies-olieprisscenariet i den seneste udgave af Økonomisk Redegørelse (fra august 2020). Statens samlede indtægter fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen er i perioden 1972-2019 opgjort til godt 540 mia. DKK i 2019-niveau (tilbage diskonteret med udviklingen i dansk BNP).

Som det fremgår, har olie- og gasproduktionen toppet, og det forventes ikke at der opnås samme høje indtægtsniveau som i midt 00'erne. Der er dog fortsat tale om et væsentligt potentiale. Endvidere skal det nævnes, at olie og gasprognosens rækkevidde i dag ca. er til 2050. Dette betyder dog ikke, at der ikke forventes at kunne være produktion efter 2050, det er bare ikke muligt, at udarbejde en meningsfuld prognose for olie- og gasindvinding så langt ude i fremtiden.

I forhandlingerne om fremtiden for olie- og gasindvinding i Danmark er der arbejdet med scenariet 2050-stop med aflysning af 8. udbudsrunde og alle fremtidige udbudsrunder, som der er regnet mængde på. I tabellen nedenfor fremgår de mængdeeffekter, som vedrører scenariet.

Table 1

Kort scenariebeskrivelse	Samlet mængdeeffekt i pct. af prognosen	Usikkerhedsmargin udtrykt ved Mængdeeffekt-spænd	
2050 stop kombineret med aflysning af 8. og efterfølgende udbudsrunder	12%	9%	15%

Effekterne er beregnet ved at antage forskellige reduktioner af de andele af olie- og gasprognosen, som relaterer sig til endnu ikke tildelte licenser. Disse andele indeholder 8. udbudsrunde, efterfølgende udbudsrunder, nabobloktilladelser og minirundtilladelser.

I forbindelse med vurderingen af 2050-stop-scenariet og aflysning af 8. udbudsrunde og efterfølgende udbudsrunder antages det, at konsekvenserne vil være en reduktion af de olie- og gaspotentialer, som relaterer sig til 8. udbudsrunde samt det potentiale, der relaterer sig til efterfølgende udbudsrunder, herunder nabobloktilladelser og minirunder.

Potentialet, der relaterer sig til efterfølgende udbudsrunder, vurderes at blive påvirket mere end potentialet, der relaterer sig til 8. udbudsrunde. Dette fordi, at efterfølgende udbudsrunder ligger længere ude i tid end 8. udbudsrunde. Jo senere potentialet antages at blive indvundet, jo lavere sandsynlighed for at det kan nå at blive indvundet, som følge af slutdatoen i 2050.

Energistyrelsen har efter den seneste olie- og gasprognoses offentliggørelse primo september 2020 set tegn på, at indirekte effekter allerede har materialiseret sig. Disse indirekte effekter vurderes at hidrøre til en del af den andel af olie- og gasprognosen, hvor der udestår investeringsbeslutninger. Det er endnu ikke muligt at fastslå et præcist omfang, men det forventes at blive afspejlet i næste års prognose.

Grundene til den allerede indtrufne indirekte effekt kan bl.a. forklares med spørgsmålet om rammevilkårene, som følge af processen og arbejdet frem mod indgåelse af aftalen om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen, kombineret med at oliepriserne er faldet væsentligt bl.a. som følge af Corona-krisen.

I scenariet med en slutdato i 2050 og aflysning af 8. udbudsrunde og efterfølgende udbudsrunder er der antaget en reduktionseffekt på produktionsprognosen med mellem 9-15 pct. Omregnet til tønder olieækvivalenter (BOE) er effekten, at der antages en mindreproduktion på ca. 151 mio. BOE. Det bemærkes, at der er væsentlig usikkerhed ved antagelsen af effekter.

Det bemærkes, at det i forbindelse med indleveringen af ansøgninger i 8. udbudsrunde d. 1. februar 2019 blev anført i en pressemeldelse fra Energistyrelsen, at "Det er intentionen at afholde nye udbud hvert andet år og dermed at åbne den 9. udbudsrunde i 2020." Det er eksempelvis investeringer herfra, som ikke forventes realiseret og som medfører reduktioner.

Klimaeffekter – nationale og globale

Indledning

Ved en vurdering af klimaeffekter ved en slutdato i 2050 kombineret med aflysning af 8. og efterfølgende udbudsrunder for olie- og gastilladelser i Nordsøen, er det væsentligt at skelne mellem de klimaeffekter, som vil følge ved den nationale opgørelsesmetode efter klimakonventionens principper - når der altså skal evalueres nationale klimaeffekter mod det fastsatte reduktionsmål på 70 pct. - og de klimaeffekter, som vil kunne opstå, hvis vurderingen i stedet foretages ud fra en global betragtning. Der ses i dette notat alene på effekten i form af mindsket udledning. Der er således ikke medregnet politisk signalværdi eller muligheden for at andre lande følger trop.

I dette notat redegøres der for klimaeffekterne ud fra hhv. en national (afsnit 1) og en global betragtning, herunder karbonintensitet ved produktionen, (afsnit 2) samt Klimarådets vurdering af klimaperspektiverne i at aflyse 8. udbudsrunde (afsnit 3). Desuden redegøres for flaring fra de danske olie og gas platforme i Nordsøen, herunder med perspektivering til Norge (afsnit 4).

Klimaeffekter undersøges for følgende scenarie:

Scenarie	Beskrivelse
2050 stop kombineret med aflysning af 8. og efterfølgende udbudsrunder	2050 stop, hvor 8. og efterfølgende runder aflyses, men der fortsat er mulighed for minirunder og nabobloktilladelser.

1. National klimaeffekt

Effekten opstår ved en reduktion i udledninger forbundet med produktion, herunder flaring.

Tabel 1 viser resultatet for klimaeffekt på den nationale opgørelse efter klimakonventionens principper.

I 2030 vil effekten være lille op til 0,01 mio. ton CO₂-ækv. I 2040 vil effekten være 0,15 mio. ton CO₂-ækv. Der er en vis usikkerhed forbundet med resultatet, da hverken produktionsmængder, CO₂-intensitet ved udvinding eller teknologiudviklingen efter 2030 er kendt.

Tabel 1: Reduktionspotentiale for nationale udledninger 2030 og 2040 (mio. ton CO₂-ækv.).

Mio. ton CO ₂ -ækv.	2030	2040
2050 stop kombineret med aflysning af 8.- og efterfølgende udbudsrunder	0,01	0,15

Det skønnes, at der knytter sig en generel usikkerhed til beregningens forudsætninger, der giver anledning til en usikkerhed på +/- 25 pct. på ovenstående resultatangivelser.

Betydning ift. 2030-manko ved 70 pct. reduktionsmål

Resultatet skal holdes op imod en forventet samlet national udledning under fravær af nye tiltag i 2030 på 43,1 mio. ton CO₂-ækv. (inkl. LULUCF), heraf en forventet udledning på 1,23 mio. ton CO₂-ækv. i 2030 fra olie- og gasudvinding. Reduktionsbehovet i 2030 forventes således at udgøre 20 mio. ton CO₂-ækv., i forhold til opfyldelse af målsætningen om at reducere de indenlandske drivhusgasudledninger i 2030 ift. 1990 med 70 pct.¹

Klimaeffekten er lille i 2030 svarende til 0,05 pct. eller derunder af mankoen i 2030.

¹ Reduktionsbehovet er vurderet med udgangspunkt i Basisfremskrivning 2020. Målet omfatter udledningerne i kvotesektoren, ikke-kvotesektoren LULUCF (Land Use, Land-Use Change and Forestry) og teknologisk fjernelse af CO₂. Rammerne for 70 pct. målsætningen er endnu ikke afklaret, men fastlægges i forbindelse med den kommende klimalov.

2. Global klimaeffekt

Der er uenighed i faglitteraturen om den globale klimaeffekt af et stop for udvindingen i den danske del af Nordsøen. Den danske olie- og gasproduktion udgjorde 0,1% af den globale produktion i 2019 ifølge BP Statistical Review of World Energy 2020.

Det Økonomiske Råd har på baggrund af en norsk analyse (Fæhn m.fl. 2017²) argumenteret for, at et stop for dansk udvinding kan reducere de globale CO₂-udledninger.

Brancheorganisationen Olie Gas Danmark har på den anden side, på baggrund af en analyse fra Copenhagen Economics (2020), argumenteret for, at et stop for dansk udvinding kan risikere at øge de globale CO₂-udledninger³.

Endelig har Klimarådet i deres analyse fra juni 2020 peget på, at lækageraten næppe er over 1, hvilket vil sige, at mindre danskproduceret olie og gas vil reducere de globale udledninger. I denne vurdering indgår, at gas i dag måske er mere grøn end kul (udleder mindre CO₂ ved afbrænding), men at naturgas fremadrettet i stigende grad er i konkurrence med vedvarende energi og dermed skal betragtes som et sort brændsel i tidsperspektivet for 8. udbudsrunde.

Det afgørende spørgsmål for, hvordan de globale udledninger påvirkes ved ændringer i den danske olie- og gasproduktion, er, hvor stor CO₂-lækageeffekten forbundet med en evt. produktionsbegrænsning vil være. Lækageeffekten udtrykker, om en 2050 slutdato kombineret med aflysning af 8. og efterfølgende udbudsrunder rent faktisk vil reducere de globale udledninger, eller om andre lande blot vil øge deres olie- og gasproduktion evt. med en mere karbonintensiv profil, eller om der skiftes til mere forurenende energikilder såsom kul. Der er stor usikkerhed forbundet med en beregning af lækageeffekten. Hvis CO₂-lækageeffekten er 100 pct., er reduktionseffekten ved at begrænse den danske produktion således 0.

De to forskellige faglige tilgange til dette spørgsmål gennemgås nedenfor. Klimarådets analyse beskrives i efterfølgende afsnit 3.

Det norske studies tilgang til vurdering af global klimaeffekt – lækageeffekt på 2/3

I den danske debat har der bl.a. været fokus på konklusionerne fra et norsk studie (Fæhn et al. 2017)⁴, som ser på effekterne af en lukning af produktion i eksisterende norske oliefelter. Studiet når frem til, at verdensmarkedet vil reagere ved at skruer op for produktionen af fossile brændsler svarende til ca. 2/3 af den norske CO₂ reduktion, så kun ca. 1/3 del af de umiddelbare globale reduktioner i CO₂ udledninger varer ved. Effekten skyldes, at den faldende norske produktion vil føre til et lavere udbud af olie på verdensmarkedet. Det vil øge prisen, hvorved nogle forbrugere pga. prisstigningen vil mindske forbruget og skifte til andre brændsler, etc.

Studiets følsomhedsanalyse peger på, at effekten dog kan variere fra 0 pct. til over 50 pct. Forfatterne understreger samtidig, at konklusionerne ikke kan overføres til gas, da der blandt andet er bedre substitutionsmuligheder mellem gas og kul, hvor kul har et væsentligt højere klimaaftryk end gas. Dette er et væsentligt forbehold, da 8. udbudsrunde og produktionen i Nordsøen omfatter både olie og gas. Det bemærkes, at forholdet mellem olie og gas målt i olieækvivalenter er ca. 3:1 i 8. udbudsrunde. Der er ikke grundlag for at foretage en vurdering af en evt. effekt af en samtidig reduktion af dansk gasproduktion. Der foreligger således ikke studier, der gør det muligt at lave en sådan vurdering. Det norske studie kan således ikke anvendes direkte til en vurdering af den samlede effekt af en reduceret dansk produktion.

Til illustration er der dog foretaget et regneeksempel, jf. Tabel 3, hvor der ses på effekten fra nedgangen i produceret råolie (mens der ses bort fra effekten fra gas), og hvor der tages udgangspunkt i en fortolkning af det norske studie, hvor det antages, at alene 65 pct. af den ikke-producerede oliemængde vil blive erstattet af anden olieproduktion vis-a-vis forbrugt/forbrændt. Dermed opnås en global reduktionseffekt svarende til 35 pct. af den ikke-producerede oliemængde ved forbrænding.

Ud fra denne antagelse og fortolkning vil den globale klimaeffekt være en reduktion på 0,1 mio. ton CO₂-ækv. i 2030, og 0,8 mio. ton CO₂-ækv. i 2040.

2 Taran Fæhn, Cathrine Hagem, Lars Lindholt, Ståle Mæland og Knut Einar Rosendahl (2017), Climate Policies in a Fossil Fuel Producing Country: Demand versus Supply Side Policies, Energy Journal, Vol. 38, No. 1, s. 77-102

3 Copenhagen Economics (2020), Rapport: Produktion af olie og gas i Danmark: Betydning for globale udledninger og dansk velfærd., for Olie Gas Danmark, 5.

4 Taran Fæhn, Cathrine Hagem, Lars Lindholt, Ståle Mæland og Knut Einar Rosendahl (2017), Climate Policies in a Fossil Fuel Producing Country: Demand versus Supply Side Policies, Energy Journal, Vol. 38, No. 1, s. 77-102

Tabel 3: Reduktionspotentiale for globale udledninger beregnet pba. det norske studie 2030 og 2040 (mio. ton CO₂-ækv.).

Mio. ton CO ₂ -ækv.	2030	2040
2050 stop kombineret med aflysning af 8. og efterfølgende udbudsrunder	0.1	0.8

Det skønnes, at der knytter sig en generel usikkerhed til beregningens forudsætninger, der giver anledning til en usikkerhed på +/- 25 pct. på ovenstående resultatangivelser.

Copenhagen Economics tilgang til vurdering af global klimaeffekt – fuld eller øget lækage

Andre eksperter, herunder fra Det Internationale Energiagentur (IEA) og fra Copenhagen Economics, anser det for mest sandsynligt, at en dansk udbudsreduktion vil udgøre så lille en andel af verdensmarkedet, at der ikke vil vise sig en synlig priseffekt på verdensmarkedet eller alene en marginal effekt. Her vil det også kunne få betydning, at en lang række olie- og gasproducenter i andre lande sandsynligvis har et væsentligt større klimaaftryk forbundet med deres produktion end danske producenter. Et relativt lavt klimaaftryk ved dansk olieproduktion har bl.a. været konklusionen i et studie fra Stanford University (Masnadi et al. 2018⁵).

Ifølge dette studie har Danmark den relativt højeste effektivitet ved udvinding og en udledning på 3,3 gram CO₂-ækv. per MJ råolie, hvor det globale gennemsnit ligger på 10,3 gram CO₂-ækv. per MJ råolie.

Antages det således, at en dansk reduktion ikke har en synlig - eller en meget marginal - priseffekt på verdensmarkedet, vil der være en risiko for, at udbudsreduktionen kan indebære, at de globale udledninger samlet øges, såfremt dansk produceret råolie i stedet bliver erstattet af råolie, som er udvundet med et højere klimaaftryk end det danske.

Til illustration er der lavet et regneeksempel, hvor der ses på effekten på den globale udledning, hvis det antages, at udlandet fuldt ud kompenserer for den danske reduktion i råolieudvinding (eksemplet ser bort fra effekten fra gas). Da den totale globale olieudvinding i dette scenarie ikke ændrer sig, vil olieprisen heller ikke ændre sig, og der vil derfor heller ikke være en effekt på olieforbruget og den derfra afledte effekt på CO₂-udledninger. Den eneste effekt, der er i dette scenarie, er differencen mellem, hvor meget CO₂-udledning den udenlandske produktion af olie medfører ift. den danske produktion af olie. Tabel 4 viser den globale merudledning, når Danmark begrænser olieudvindingen med 2050 som slutdato kombineret med aflysning af 8. og efterfølgende udbudsrunder, hvis der tages udgangspunkt i den gennemsnitlige udledning ved produktion for hele verdenen. Her vil den globale klimaeffekt være, at globale emissioner øges med 0,02 mio. ton CO₂-ækv. i 2030 og med 0,2 mio. ton CO₂-ækv. i 2040.

Tabel 4: Global merudledning hvis dansk olieproduktion kompenseres fuldt ud af udlandet beregnet pba. Stanford studiet (mio. ton CO₂-ækv.).

Mio. ton CO ₂ -ækv.	2030	2040
2050 stop kombineret med aflysning af 8. og efterfølgende udbudsrunder	0,02	0,2

Det skønnes, at der knytter sig en generel usikkerhed til beregningens forudsætninger, der giver anledning til en usikkerhed på +/- 25 pct. på ovenstående resultatangivelser. Note: Beregningen antager, at den danske reduktion i produktionen modsvares 100 pct. i udlandet af en produktion med gennemsnitlig, global CO₂-udledning.

Det er således den samlede vurdering på baggrund af de gennemgåede videnskabelige studier, at det ikke kan afvises, at en isoleret reduktion af dansk olie- og gasproduktion kan have en global klimaeffekt. Det norske studie og Klimarådet peger på en positiv effekt, som dog er meget lille. Omend effekten kan være positiv, er den i givet fald for lille til, at der kan drages en robust konklusion om en evt. global klimaeffekt.

Den globale kvantitative positive eller negative effekt (ton CO₂) af et dansk olie- og gasproduktionsstop vil formentlig være begrænset, da den danske produktion udgør maks. 0,1% af den globale produktion. Klimarådets vurderinger og anbefalinger gennemgås i afsnit 3.

Karbon-intensitet forbundet med olie- (og gas) produktion

Karbon-intensiteten ved olie- og gasproduktionen indgår i vurderingerne af CO₂-lækageeffekter og er et udtryk for hvor meget CO₂-ækv., der udledes pr. produceret enhed⁶. Det vil sige, at en lav karbon-intensitet er udtryk for en mindre klimabelastende produktion.

Karbon-intensiteten af dansk olie- og gasproduktion sammenlignet med andre lande og det globale gennemsnit er vurderet af flere uafhængige kilder.

Rystad Energy analyse 2019

Analysefirmaet Rystad Energy offentliggjorde i september 2020 deres opgørelse af karbon-intensiteten i 2019 fra upstream produktion i nordsølandene samt det globale gennemsnit for 2019.

Rystad Energy opgør karbon-intensiteten ved at vurdere CO₂-udledningen fra upstream olie- og gasproduktion (fuel + flare) set i fht. den totale produktion i 2019 af olie og salgsgas omregnet til boe (barrels of oil equivalents), hvilket giver en karbon-intensitet for Danmark i 2019 på 27 kg CO₂/boe, hvilket er det højeste blandt Nordsølandene (Norge: 8 kg CO₂/boe og UK: 21 kg CO₂/boe).

Rystad angiver det globale gennemsnit for karbon-intensiteten fra upstream olie- og gasproduktion i 2019 til 19 kg CO₂/boe.

Rystad Energy konkluderer således, at Danmarks olie- og gasproduktion har en højere karbon-intensitet end det globale gennemsnit. Denne konklusion er forskellig fra de konklusioner, der er set i tidligere studier, hvor olieproduktionen i Danmark bliver vurderet til at have den laveste eller næstlaveste karbon-intensitet målt i g CO₂e/MJ blandt de undersøgte lande.

Tidligere studier baseret på OPGEE modellen

Karbon-intensitet er tidligere vurderet i tre uafhængige studier for olieproduktionen i verden inklusive Danmark. Disse tager ikke højde for karbon-intensiteten ved gasproduktion. Studierne inkluderer bl.a. en artikel i Science fra Stanford University.

1. Rapport "Upstream Emissions of Fossil Fuel Feedstocks for Transport Fuels Consumed in the European Union" ICCT (2014)
2. Rapport "Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas" EU Commission (2015)
3. Artikel "Global carbon intensity of crude oil production" Science (2018) baseret på referenceåret 2015.

I de tre studier anvendes det samme modelleringsværktøj til at vurdere karbon-intensiteten ved olieproduktion: 'The Oil Production Greenhouse gas Emissions Estimator' (OPGEE), som er en regnearksbaseret model, til livscyklus evaluering af up- og midstream GHG emissioner i forbindelse med råolieproduktion. Ud over emissioner fra forbrænding (fuel+flare) inkluderer denne opgørelse og GHG emissionerne fra direkte metan udledninger omregnet til CO₂e.

⁶ typisk i enhederne g CO₂e/MJ (produceret energi) eller kg CO₂e/boe (barrels of oil equivalents, olie og gas produktion), svarende til at CO₂e er det engelske udtryk for CO₂-ækv.

Den relativt lave karbon-intensitet af dansk olieproduktion er ifølge studierne primært et resultat af tre faktorer: De geologiske forhold (konventionelt reservoir), olietyperne i Nordsøen og regelsæt vedrørende forbud mod afbrænding af gas i forbindelse med produktionen (flaring). Se særskilt afsnit om flaring, jf. afsnit 4.

Fælles for disse studier er, at de vurderer Danmark til at have den laveste eller næstlaveste karbon-intensitet målt i g CO₂e/MJ blandt de undersøgte lande.

Gennemsnittet for karbon-intensiteten af dansk olieproduktion i de tre studier er vurderet til 3,2 gr CO₂e/MJ; 5,32 gr CO₂e/MJ og 3,3 gr CO₂e/MJ. EU og det globale gennemsnit er vurderet til omkring 10 gr CO₂e/MJ.

I et af studierne vurderes også karbon-intensiteten (CI) for de naturgasstrømme der importeres til Europa, heriblandt gas fra Danmark. Gas fra Danmark til Nordeuropa har således en af de laveste CI vurderet til 8,08 g CO₂e/MJ, kun hollandsk gas til Nordeuropa leveres med lavere CI (6,58 g CO₂e/MJ).

Forskellige studier og konklusioner

Det er ikke muligt direkte at sammenligne de to måder at opgøre karbon-intensitet på, da de repræsenterer to forskellige opgørelsesmetoder og er opgjort i forskellige enheder. De væsentligste forskelle er bl.a.:

- Referenceåret for Rystads analyse er 2019, mens for eksempelvis Stanford/Science artiklen er 2015.
- Rystad inkluderer ikke GHG emissioner fra direkte metan udledning, hvilket er medtaget i de tidligere studier. GHG emissioner fra metan udgør ifølge Science-artiklen fra Stanford University en signifikant del af den totale udledning fra verdens olieproduktion: "Carbon dioxide and methane contribute on average 65% and 34% of total CO₂e emissions, respectively". Dette er potentielt noget af forklaringen på
- Danmarks relativt dårlige placering ift. det globale gennemsnit i Rystads analyse. Havde Rystad inkluderet GHG emissioner fra metan udledninger, ville det globale gennemsnit for CI forventeligt blive højere relativt til Danmarks CI.

Energistyrelsen vurderer, at det til illustration er muligt at omregne Rystads karbon-intensitet (kg CO₂/boe) til samme enhed som OPGEE-baserede karbon-intensitet (kg CO₂/MJ). Gør man det for 2015, som er referenceåret for Stanford/Science artiklen, bliver 'Rystad'-CI for Danmark, 3,3 gr CO₂/MJ, hvilket er det samme som i Stanford/Science artiklen. Med forbehold for det faktum, at de to måder at opgøre karbon-intensitet på er forskellige og derfor ikke direkte sammenlignelige, kan det dog konkluderes, at CI opgjort ved de to metoder synes at være på samme niveau.

Dansk karbon-intensitet

Den totale udledning af CO₂ fra den danske Nordsø er generelt aftagende, og de nye anlæg på Tyra-feltet, og kommende ombygninger og effektiviseringer af andre anlæg, forventes at forbedre det danske CO₂-aftryk for nordsøproduktionen væsentligt inden for få år.

Danmark vil dog fremadrettet være udfordret mht. karbon-intensiteten, da Danmark betegnes et modent område, hvilket betyder, at de producerede mængder olie og gas vil være faldende. De seneste 15 års kontinuerede reduktion af de danske CO₂-udledninger fra olie- og gasproduktion skal ses i forhold til et relativt større fald i olie- og gasproduktionen i Danmark. Denne effekt vil alt andet lige betyde en stigende karbonintensitet, fordi produktionen falder hurtigere end udledningerne.

Det er særligt indfasning af ny produktion, installation af ny teknologi og moderne anlæg, der ændrer på Nordsøens CO₂-udledning. Derfor vil ny produktion og evt. nye anlæg, som følge af fx nye tilladelser via minirunde og/eller naboblokproceduren, forventes at have betydeligt lavere CO₂-udledning, end de nuværende anlæg og ligge med et klimaaftryk væsentligt under det nuværende verdensgennemsnittet indikeret af Rystad.

3. Klimarådets vurdering af klimaperspektiverne i at aflyse 8. udbudsrunde

Klimarådet har den 4. juni 2020 udgivet deres rapport angående Danmarks indvinding af olie og gas i Nordsøen, som er rådets vurdering af klimaperspektiverne i at gennemføre eller aflyse 8. udbudsrunde. Klimarådet har således ikke analyseret effekterne ved en slutdato i 2050.

Klimarådet har udført analysen på baggrund af klima-, energi- og forsyningsministerens anmodning i henhold til klimaloven. Det oprindelige opdrag lød:

- "Klimarådets faglige vurdering af betydningen for den nationale klimamålsætning om 70 pct. reduktion af drivhusgasudledninger i 2030 ved hhv. en gennemførelse eller et stop for 8. udbudsrunde og fremtidige udbudsrunder i Nordsøen."
- "Klimarådets faglige vurdering af de globale klimakonsekvenser ved hhv. en gennemførelse eller et stop for 8. udbudsrunde og fremtidige udbudsrunder."

Klimarådet blev særligt bedt om at forholde sig til, om en aflysning af 8. udbudsrunde fører til, at andre lande øger deres produktion af olie og gas, såkaldt kulstoflækage, og om gas kan hjælpe den grønne omstilling på vej i lande, der i dag er meget afhængige af kul.

Nedenfor gives et overblik over de væsentligste elementer i rapporten.

Gennemgang af elementer i klimarådets rapport

Klimarådets rapport behandler de to overordnede temaer:

- Effekt af 8. udbudsrunde på 70-procentsmålet (det nationale mål)
- Effekt af 8. udbudsrunde på de globale udledninger (det globale hensyn)

I forhold til det nationale 70-procentsmål konkluderes det, at 8. udbudsrunde har meget beskedne betydning for de danske udledninger og 70-procentsmålet. Ikke mindst fordi produktionen fra runden primært ligger efter 2030, men også fordi 70-procentsmålet primært nås som følge af mindre forbrug (afbrænding) af olie og gas og kun i mindre grad ved at mindske produktionen af olie og gas.

Klimarådet anbefaler, at 8. udbudsrunde aflyses pga. følgende:

1. Et stop for ny efterforskning kan styrke troværdigheden om 70-procentsmålet og udgøre et stærkt klimapolitisk signal internationalt.
2. Det gavner samlet set klimaet, at Danmark producerer mindre olie og gas, selv om andre lande delvist modvirker dette ved at producere mere som reaktion.
3. Prisen for hvert globalt sparet ton CO₂ er med stor sandsynlighed ikke højere end prisen på nationale reduktioner ved de reduktionstiltag, som skal til for at opfylde 70-procentsmålet.
4. Meget tyder på at statens indtægter fra fortsat olieagt ikke er så betydningsfulde, som de tidligere har været for statskassen.

Ad 1:

Klimarådet vurderer, at et dansk stop for yderligere efterforskning i Nordsøen kan virke som et stærkt signal i international klimapolitik og måske ligefrem tilskynde andre lande til at følge efter. Klimarådet fokuserer på Danmark som foregangsland, og troværdighed i forhold til det ambitiøse 70-procentsreduktionsmål. Klimarådet nævner, at der er syv andre lande (Frankrig, New Zealand, Costa Rica, Belize, Irland, Italien og Spanien), der er begyndt at lægge begrænsninger for nye olie- og gasinvesteringer, men at disse er lande med yderst beskedne produktionsmængder.

Kun Italien har en nævneværdig produktion ca. 0.1% af den globale produktion, ligesom den danske produktion. Italien vedtog i februar 2019 et 18 måneders moratorium for alle, inkl. godkendte, efterforskningsaktiviteter og tildelingen af nye koncessioner. Forbuddet i New Zealand omfatter kun offshore (hvor der ikke er produktion), mens produktion og tildeling af nye efterforskningstilladelser fortsætter onshore. Forbuddet i Belize omfatter kun offshore. Onshore-produktion fortsætter. Irland stopper for olie-efterforskning (der er ingen olieproduktion), men gasproduktion og -efterforskning fortsætter. Frankrig, Spanien og Costa Rica har ingen eller ekstrem begrænset efterforskning og produktion.

Eksempelvis er produktionen i Frankrig ca. 15.000 boe/d (ca. 6 pct. af DK produktion), og Frankrig er 99 pct. afhængig af import af olie og gas.

Ad 2:

Denne begrundelse baserer sig på Klimarådets analyse af kulstoflækageeffekten. Analysen af kulstoflækagen deles op i tre dele: 1) Produktionslækage, 2) Forskelle i udledninger fra olie af forskellig oprindelse og 3) Substitution til andre fossile brændsler.

Klimarådet vurderer kulstoflækagen til at ligge mellem 0,65 til 0,95, hvilket angiver den øgede udledning i ton CO₂-ækv. fra udenlandsk olie og gas, når Danmark reducerer produktionen svarende til ét ton CO₂-ækv.

Hovedkonklusionen er dog, at resultatet er forbundet med stor usikkerhed. Klimarådet vurderer, at lækageraten næppe er over 1, og at dette vil sige, at mindre danskproduceret olie og gas vil reducere de globale udledninger, og at der i denne vurdering indgår, at gas i dag er mere grøn end kul, men at naturgas fremadrettet i stigende grad er i konkurrence med vedvarende energi og dermed skal betragtes som et sort brændsel i tidsperspektivet for 8. udbudsrunde.

Det fremgår af Klimarådets analyse, at: *Det er yderst vanskeligt at sætte et præcist tal på kulstoflækagen. Disse betydelige usikkerhedsmomenter gør, at en faglig vurdering af kulstoflækagen i højere grad bliver en analyse og diskussion af, hvad der bestemmer kulstoflækagen, frem for fastsættelse af ét tal.*

Energistyrelsen forstår rapporten således, at Klimarådet alene benytter data for 8. udbudsrunde, selvom rapporten konkluderer, at en aflysning af 8. runde nødvendigvis vil medføre en aflysning af efterfølgende runder. Det skal her nævnes, at 8. udbudsrunde kun udgør en meget lille andel af Energistyrelsens seneste samlede olie- og gasproduktionsprognose fra september 2020, samt at prognosen er forbundet med usikkerhed.

I Energistyrelsens olie- og gasproduktionsprognose indgår både olie og gas. Regneteknisk er det nødvendigt at tage hensyn til andelen af olie og af gas, da lækageeffekten af Klimarådet vurderes at være højere for gas end for olie.

Da olie/ gas forholdet målt i olieækvivalenter⁷ i 8. runde er ca. 3/1, men det for efterfølgende runder er ca. 1/ 1 betyder dette, at beregningerne af udledningerne ved afbrænding af hele produktionen i Klimarådets beregning er baseret på en skæv fordeling i forhold til den reelle fordeling, der ligger i Energistyrelsens olie-gas-produktionsprognose.

Rådet vurderer dog forskellene til at være små, og at tallene under alle omstændigheder er forbundet med stor usikkerhed.

Ad. 3

Denne konklusion vedrører Klimarådets analyse af CO₂-skyggepriser. Klimarådets samfundsøkonomiske skyggepris er baseret på lækageeffekten og tager ikke højde for, at en aflysning af 8. udbudsrunde kan få en effekt på investeringslysten og aktiviteten i eksisterende tilladelser. Rentabiliteten af eksisterende aktiviteter kan være betinget af muligheden for yderligere fund og senere tilladelser.

På baggrund af rådets analyse af lækageeffekten har rådet beregnet, at omkostningen er mellem ca. 1.300 og 9.400 kr. pr. ton i scenariet med den høje oliepris og mellem ca. 700 og 4.700 kr. pr. ton i scenariet med den lave oliepris. Klimarådet skriver, at *"Usikkerheden om både lækageraten og olieprisen resulterer således i en betydelig usikkerhed om prisen pr. reduceret ton af de globale udledninger. Det skal understreges, at disse omkostninger ikke afhænger i substantiel grad af, om en aflysning af 8. eller senere udbudsrunder dæmper investeringslysten knyttet til aktiviteter vedrørende de eksisterende licenser. Hvis der reelt er en sådan dæmpende effekt, vil det samlede tab i statsindtægter ved en aflysning være større, men klimaeffekten vil også være tilsvarende større, hvormed omkostningerne pr. reduceret ton er nogenlunde de samme."*

Ad. 4

Af Klimarådets rapport fremgår det, at den absolutte omkostning for staten synes overkommelig. Klimarådet tager udgangspunkt i, at regeringen samlet vurderer, at staten vil få indtægter fra Nordsøen i perioden fra 2020 til 2050 på 85 mia. kr. i det lave olieprisscenarie og 151 mia. kr. i det høje⁸. Heraf skønner Klimarådet, at henholdsvis ca. 16 og ca. 35 mia. kr. kan henføres til 8. og senere udbudsrunder. Dette er dermed et skøn over omkostningen ved at stoppe ny efterforskning i Nordsøen, idet der ikke er taget højde for, om et sådan stop får betydning for aktiviteterne i eksisterende licenser. Yderligere understreger Klimarådet, at der foruden usikkerhed om olieprisen også er betydelig usikkerhed om, hvor meget olie og gas, der reelt vil kunne indvindes kommercielt fra ny efterforskning. Det kan potentielt trække omkostningen ned, men klimagevinsten reduceres da tilsvarende. De 16-35 mia. kr. er ifølge Klimarådet store beløb, men de dækker en mere end 20-årig periode, og i det lys vurderer Klimarådet ikke, at et sådan indtægtstab er uoverstigeligt for den danske statskasse.

4. Flaring fra de danske olie og gas platforme i Nordsøen

Afbrænding uden nyttiggørelse (flaring) af naturgas fra de danske olie og gas platforme i Nordsøen beskrives herunder med perspektivering til Norge. Flaring udgjorde i 2019 knap 0,2 mio. ton CO₂ eller 12 pct. af den samlede CO₂-udledning⁹ fra olie-gas-produktionsplatformene i den danske del af Nordsøen på i alt 1,4 mio. ton CO₂. Det er således relevant at forholde sig til flaring for at forstå udledningerne forbundet med produktionen fra Nordsøen. Udledningerne fra flaring er ikke nødvendigvis proportionelle med produktionens omfang.

Flaring

Ved produktion af olie og gas er det nødvendigt at afbrænde en del gas, der af sikkerhedsmæssige eller anlægstekniske grunde ikke kan nyttiggøres (flaring). Flaring giver anledning til udledning af CO₂ til luften. Flaring sker på alle danske offshore platforme med behandlingsanlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn i de tilfælde, hvor anlæggene skal tømmes hurtigt for gas.

Regulering og praksis i Danmark

Unødig, rutinemæssig flaring er i praksis ikke tilladt på danske olie- og gasfaciliteter. Flaring af gas reguleres via undergrundsloven, mens udledningen af CO₂ (inklusive CO₂ fra flaring) er omfattet af CO₂-kvotelovent. De sikkerhedsmæssige rammer er Arbejdstilsynets ansvarsområde og fastsættes i offshoresikkerhedsloven.

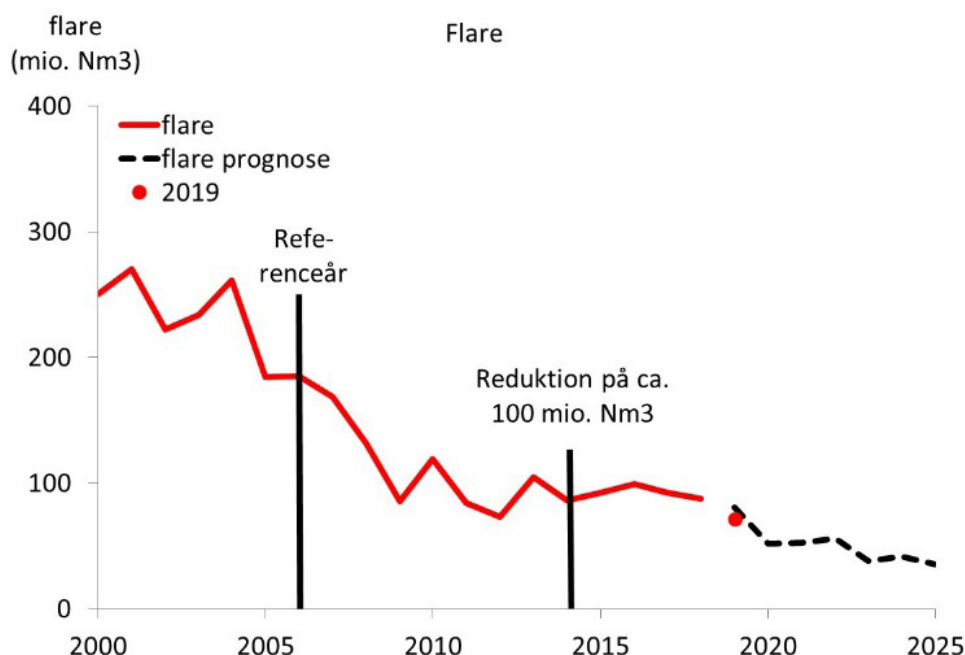
Der er desuden økonomiske incitamentter til at reducere unødig flaring, da naturgassen kan sælges, og da flaring er omfattet af CO₂-kvotesystemet.

CO₂-kvotesystemet¹⁰ bygger på generelle regler og er bestemt via EU's kvotedirektiv. CO₂-kvoter vil således ikke give grundlag for kompensation i henhold til kompensationsaftalen, idet det sker på et objektive grundlag og vil gælde generelt i EU.

Frivillige tiltag

I de frivillige aftaler om energieffektiviseringshandlingsplaner, som operatørerne indgik med energiministeren for perioderne 2009-2011 og 2012-2014, har reduktion af flaring været et element. Målsætningerne i handlingsplanerne for flaring blev nået, men det var på baggrund af et udgangspunkt i flaringen i 2006. Der blev i perioden 2006 til 2014 opnået en reduktion på ca. 100 mio. Nm³ eller ca. 45 pct. af 2006-flaringen.

Figur 1. Energistyrelsen



⁹ Verificerede tal fra den årlige rapportering af CO₂-udledning iht. EU CO₂-kvoteordning - European Union Greenhouse Gas Emission Trading System. <https://ens.dk/ansvarsomrader/co2-kvoter/eus-co2-kvotering>

¹⁰ Ordningen trådte i kraft i 2005 og kaldes officielt "European Union Greenhouse Gas Emission Trading System"

Handlingsplanerne for en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen har i realiteten karakter af en hensigtserklæring, men er dog naturligvis politisk forpligtende for selskaberne. Energistyrelsen vil dog ikke kunne træffe en afgørelse med baggrund i denne handlingsplan.

Regulering og praksis i Norge

Håndtering i vilkår og tilladelser

Flaring tillades kun, når det er nødvendigt af sikkerhedsårsager som i Danmark. Tilladelse til sikkerhedsmæssig flaring gives af Olje- og energidepartementet. Ved alle nye feltudbygninger og større modifikationer skal operatøren fremlægge en oversigt over energibehov og omkostninger ved energiforsyning fra land i stedet for ved brug af gasturbiner. I henhold til den norske forureningsloven (forureningsloven) kræver udslip til luften fra olie- og gasvirksomhed desuden tilladelse.

Regulering i øvrigt- CO₂-afgift og kvotepligt

Den norske olie- og gasindustri har siden 1990 været underlagt CO₂-afgift. Selskaberne skal betale CO₂-afgift ved afbrænding af gas, olie og diesel og ved udslip af CO₂ eller gas. Afgiftens størrelse vedtages af Stortinget og er for 2019-2020 foreslået til at være NOK 1,15 kroner per standardkubikmeter gas, liter olie eller kondensat. For naturgas, som forbrændes, svarer dette til NOK 491 per ton CO₂. For naturgas der udluftes/cold flaring/venting er satsen NOK 7,93 kroner per standard kubikmeter.

Siden 2005 har den norske olie- og gasindustri været knyttet til EU's kvotesystem for udslip af klimagasser. Det betyder, at industrien har kvotepligt på linje med industrivirksomheder i EU. Den samlede effekt af CO₂-afgift og kvotepligt er, at den samlede pris for CO₂ udslip er på mellem NOK 700 og 800 per ton.

Sammenligning mellem Norge og Danmark

Når man simpelt sammenligner flaring per produceret mængde olie og gas i Norge og i Danmark, er der markant forskel.

Det er der en række årsager til.

1. Den høje norske beskatning af CO₂ (afgifter og senere kvoter) har været et kraftigt økonomisk incitament, som har været styrende for investeringerne i udbygningen af den norske sektor, hvilket har medført, at anlæggene i Norge fra starten af har været udstyret med flarebegrænsende teknisk udstyr. Dette mindsker niveauet for basisflaringen.

Det vurderes, at det i Danmark, med henvisning til kompensationsaftalen, vil udløse kompensation til DUC, i fald man vælger at indføre CO₂-afgifter.

2. Norge har formået at fastholde en flad udvikling i produktionsmængde olie og gas over en lang årrække, hvorimod Danmark siden 2005 har haft faldende produktion. Den samlede olie- og gasproduktion i Danmark toppede i 2005 med godt 30 mio. m³ olieækvivalenter og var i 2018 ca. 10 mio. m³ olieækvivalenter, altså omkring en tredjedel af den samlede produktion i 2005.

Ved et stabilt flaringsniveau vil flaring per produceret mængde olie og gas være stigende, når produktionen falder.

3. Flaringsniveauet på et anlæg er primært afhængigt af indretningen af anlægget og i mindre grad af produktionens størrelse. En faldende produktion medfører, at der vil opstå en overkapacitet i behandlingsanlæggene. Basisflaringen vil ikke mindskes væsentligt på denne baggrund. En væsentlig reduktion kræver en reduktion af kapaciteten i behandlingsanlægget, fx ved at reducere antallet af beholdere.

Bilag 1 - IEA's umiddelbare vurdering af global effekt af eventuel dansk mindreproduktion

Det internationale energiagentur, IEA, har foretaget en foreløbig vurdering af spørgsmålet. IEA fremsendte den 4. november 2019 følgende udtalelse til Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet:

"Denmark is currently producing around 100 kb/d of oil, or roughly 0.1% of global oil supply. If no new projects are developed and investments into current fields are halted, production would likely decline by around 10-15% per year with output halving by 2025 and reaching marginal levels by the mid-2030s. It is difficult to assess the impact of any policy changes related to oil supply in Denmark on the global oil market as it will depend both on other producers' reactions to any such change and the state of the market.

In theory, if the market is perfectly balanced and other producers were to not offset a decline in Danish production, then world demand must be reduced by 100 kb/d to re-balance the market. Given a price elasticity of demand of -0.05 and total oil demand close to 100 mb/d, Denmark cutting production by 100 kb/d could increase prices by $-0.1/(100 \times -0.05) = 2\%$ and reduce world demand (vs. base case) by 100 kb/d.

However, such is the length of the forecast period we are talking about and the fact that there is plentiful spare production capacity, there is ample scope to offset any decline from Denmark.

Currently, OPEC countries sit on more than 3 mb/d of spare capacity. Of this, 70% of this is held in Saudi Arabia, with additional increases possible from Kuwait, the UAE and Iraq. Further gains could come from Russia, which has cut production in accordance with the OPEC+ output deal (IEA 2019, Oil Market Report). In addition, Iran (c. 2mb/d), Venezuela (c. 3 mb/d) and the Neutral Zone (c. 0.5 mb/d) produce significantly below their feasible medium term potential.

In the period 2018-24, non-OPEC oil supply is expected to increase by 6.1 mb/d, compared with projected demand growth of 7.1 mb/d. The United States, Brazil, Norway and Guyana will be the largest sources of growth. OPEC crude oil production capacity falls marginally, due to sanctions in Iran and further deterioration in Venezuela (IEA 2019: Oil 2019, Analysis and forecast to 2024). Furthermore, US shale production is highly price responsive and relatively quick to react to market signals, and the potential for further increases (beyond the 4 mb/d assumed for total US growth in Oil 2019) is significant. The general tendency in recent years has been to under-estimate US production growth.

Therefore; with Denmark's oil output being very small global terms it is likely to have only a marginal impact on the market.

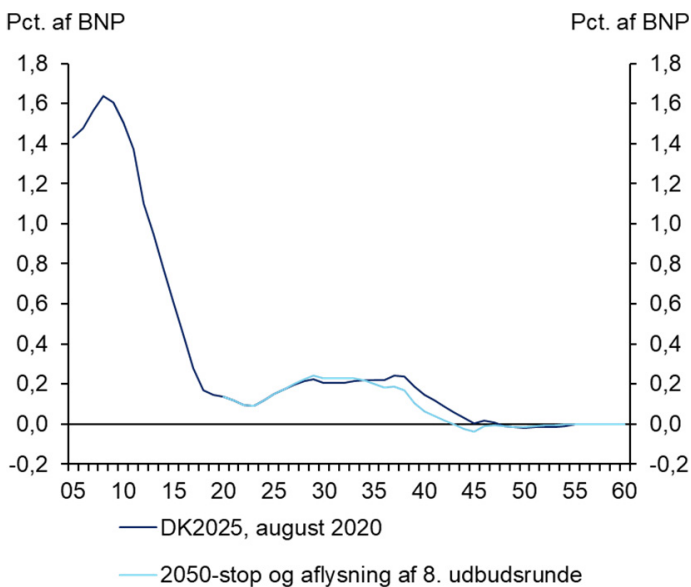
As for emissions, this will depend on which producers step up to replace lost Danish production and the average greenhouse gas emission intensity from those producers compared with Denmark."

Effekter

- Samlet reduktionseffekt i olie- og gasprognosen på 9-15 pct.
- Statslig provenueffekt på 13 mia. kr. frem mod 2050.
- 2050-slutdato inkl. aflysning af 8. udbudsrunde vurderes at medføre et varigt finansieringsbehov på 90 mio. kr. årligt.

2021-niveau	Slutdato og aflysning af 8. runde
Strukturelt årligt provenutab 2021-2024	90 mio. kr.
Varig årlig virkning (dvs. virkning på holdbarhed)	90 mio. kr.
Akkumuleret faktisk provenutab frem mod 2050	13 ¼ mia. kr.
Årligt tab på BNP (2028-2050)	1 ¼- 2 ¼ mia. kr.

FIGUR 1: STRUKTURELLE NORDSØINDTÆGTER



FIGUR 2: VIRKNING PÅ STRUKTUREL PRIMÆR SALDO

