

Lækage ved mindre dansk produktion af olie i Nordsøen

Teknisk baggrundsnotat

1. Indledning

Dette baggrundsnotat forklarer matematikken bag beregningerne af kulstoflækagen for olie i Klimarådets analyse *Danmarks indvinding af olie og gas i Nordsøen* og særligt de formler, som er angivet i analysens boks 3. Boksen beskriver, hvordan kulstoflækagen består af tre dele:

- **Produktionslækage:** Hvis Danmark producerer mindre olie, vil verdensmarkedsprisen stige en lille smule, og det vil tilskynde andre lande til at øge deres produktion. Dette betegnes produktionslækage og angiver ændringer målt i tønder olie i modsætning til kulstoflækagen, som forholder sig til ændringer i ton CO₂e.
- **Forskelle i udledninger fra olie af forskellig oprindelse:** Skal produktionslækage oversættes til kulstoflækage, er det nødvendigt at tage højde for udledningerne fra den udenlandske olie relativt til den danske olie. Her er det særligt forskelle i udledninger i produktionsprocessen, der er vigtige.
- **Substitution til andre fossile brændsler:** Er produktionslækagen mindre end 100 pct., falder det globale olieforbrug, når Danmark producerer mere. Noget af dette fald kommer af reduceret energiforbrug, mens resten skyldes, at olien erstattes med andre energiformer. Her kan der være tale om vedvarende energi, men er erstatningen fossile brændsler som fx kul, udledes CO₂, som skal regnes med i kulstoflækagen.

Hovedvægten i dette baggrundsnotat ligger på produktionslækagen. Afsnit 2 beskriver i en teoretisk model for oliemarkedet, hvordan lækageraten kan udregnes. Efterfølgende sættes i afsnit 3 tal på lækageraten baseret på estimater fra et studie af Golombek et al. (2018), som efterfølgende sammenlignes med andre studier. Endelig beskrives de to sidste elementer i kulstoflækagen i afsnit 4.

2. Teoretisk model for produktionslækagen

Dette afsnit opstiller en simpel, partiel ligevægtsmodel af det internationale oliemarked. Formålet med modellen er at udlede en formel for produktionslækageraten, hvis Danmark reducerer olieproduktionen i Nordsøen. En sådan formel kan bidrage til at estimere lækageraten og hjælpe til at forstå, hvilke faktorer der påvirker lækagen. Produktionslækage skal her forstås som produktionsstigningen i den øvrige verden som følge af lavere dansk produktion.

Det internationale oliemarked er ikke et traditionelt, kompetitivt marked. OPEC er den dominerende aktør og kan i en vis udstrækning bestemme verdensmarkedsprisen ved at styre sin produktion, selv om den seneste priskrig med Rusland viser, at OPEC's markedsdominans langt fra er total. Udbudssiden i modellen består af to aktører: OPEC, der kontrollerer verdensmarkedsprisen, og landene uden for OPEC, der tager verdensmarkedsprisen for givet. OPEC har således markedsmagt i modellen, men ved at lade landene uden for OPEC få større vægt, kan modellen også beskrive scenarier med mindre dominans.

Modellen er statisk og fanger dermed ikke intertemporale beslutninger hos de olieproducerende lande om, hvornår landenes reserver skal udnyttes. Dermed skal modellens resultater tolkes i et langsigtet perspektiv, som netop er relevant i en klimasammenhæng. Samtidig skal alle underliggende elasticiteter opfattes som langsigtede

OPEC's markedsadfærd

Lad verdensmarkedsprisen være givet ved p og den globale efterspørgsel være givet ved $D(p)$. OPEC's produktion betegnes Q_O , mens produktionen uden for OPEC, non-OPEC, er $Q_{NO}(p)$. OPEC har omkostningsfunktionen $c(Q_O)$. Endelig betegner x den marginale danske produktion. Danmark er også med i non-OPEC, men x skal forstås som

en lille del af den danske produktion, som der tages eksogent, politisk stilling til, fx mængden relateret til den 8. udbudsrunder.

OPEC er ikke pristager og tager højde for påvirkningen af verdensmarkedsprisen i sin produktionsbeslutning. Det svarer til, at OPEC sætter verdensmarkedsprisen ved at løse profitmaksimeringsproblemet

$$\max_p pQ_O - c(Q_O) \quad (1)$$

under bibetingelse af ligevægt på det internationale marked, dvs.

$$D(p) = Q_O + Q_{NO}(p) + x \quad (2)$$

Førsteordensbetingelsen for dette problem kan skrives som

$$p \left(1 - \frac{D(p) - Q_{NO}(p) - x}{D(p)\varepsilon + Q_{NO}(p)\gamma_{NO}} \right) = c'(Q_O) \quad (3)$$

hvor $\varepsilon = -D'(p) \frac{p}{D(p)}$ er (minus) efterspørgselelasticiteten, mens $\gamma_{NO} = Q_{NO}'(p) \frac{p}{Q_{NO}(p)}$ er udbudselasticiteten uden for OPEC.¹ OPEC's mark-up m , der er defineret ved $p = m \cdot c'$, kan ud fra (3) og $x = 0$ beregnes til

$$m = \frac{\varepsilon + (1-s)\gamma_{NO}}{\varepsilon + (1-s)(\gamma_{NO} + 1) - 1} = \frac{\eta}{\eta - 1} \quad (4)$$

hvor $s = \frac{Q_O}{D(p)}$ er OPEC's markedsandel, og $\eta = \frac{\varepsilon + (1-s)\gamma_{NO}}{s}$ angiver elasticiteten for OPEC's residualefterspørgsel, $D(p) - Q_{NO}(p)$.²

Udbudselasticitet for forskellige dele af den globale produktion

Et centralt tal for forståelsen af produktionslækagen er udbudselasticiteten for den globale produktion, der angiver, hvor mange pct. det globale udbud forøges, hvis olieprisen stiger med én pct.

Elasticiteten uden for OPEC er givet ved parameteren γ_{NO} . OPEC er ikke pristager og har derfor ikke en udbudsfunktion i traditionel forstand, men OPEC's priselasticitet i det konkrete tilfælde kommer indirekte til udtryk ved OPEC's reaktion på mindre dansk produktion og dermed en lidt højere oliepris, alt andet lige. OPEC's elasticitet, γ_O , kan findes som

$$\gamma_O = \frac{dQ_O}{dp} \frac{p}{Q_O} = \frac{\frac{dQ_O}{dx} p}{\frac{dp}{dx} sD} \quad (4)$$

Påvirkningen af OPEC's produktion ved reduceret dansk produktion, forstået som en marginal ændring i x , er

$$\frac{dQ_O}{dx} = \frac{dD}{dx} - \frac{dQ_{NO}}{dx} - 1 = -\eta \frac{sD}{p} \frac{dp}{dx} - 1 \quad (5)$$

Den marginale prisændring ved reduceret dansk produktion kan findes ud fra totaldifferentiering af (3) med hensyn til x , og denne ændring kan udtrykkes som

$$\frac{dp}{dx} = \frac{p}{D} \frac{ms + \beta(\varepsilon + (1-s)\gamma_{NO})}{s(1-s)\gamma_{NO}^2 - s\varepsilon^2 - \beta(\varepsilon + (1-s)\gamma_{NO})^2 - ms(1-s)(1+\gamma_{NO})^2 + ms(1-\varepsilon)^2} \quad (6)$$

hvor β er elasticiteten af OPEC's marginale omkostninger med hensyn til produktionen. Nu kan (4), (5) og (6) kombineres til at udlede OPEC's elasticitet, der efter en del matematiske krumspring kan skrives som

¹ Det antages, at elasticiteterne ε og γ er lokalt konstante, så de ikke påvirkes af en marginal ændring i den danske produktion.

² OPEC vil altid vælge en løsning, hvor $\eta > 1$. Det begrænser størrelsen af de mulige parametre i modellen.

$$\gamma_O = \frac{\eta - 1 - \frac{\varepsilon^2 - (1-s)\gamma_{NO}^2}{s\eta}}{1 + \beta(\eta - 1)} \quad (7)$$

Den samlede udbudselasticitet på verdensmarkedet, $\bar{\gamma}$, er et vægtet gennemsnit af udbudselasticiteterne for OPEC og landene uden for OPEC, dvs.

$$\bar{\gamma} = s\gamma_O + (1-s)\gamma_{NO} \quad (8)$$

Produktionslækageraten

Produktionslækageraten L_P betegner væksten i den øvrige verdensproduktion ved en marginal dansk produktionsnedgang. En del af stigningen i produktionen uden for OPEC kan i princippet også ske fra danske oliefelter, men da dansk produktion udgør en beskedent del af verdensmarkedet, kan man tillade sig at se bort fra denne detalje. Dermed kan lækagen defineres som

$$L_P = -\frac{d(Q_O + Q_{NO})}{dx} = -\bar{\gamma} \frac{D}{p} \frac{dp}{dx} \quad (9)$$

Differentiering af markedsligningen $D = Q_O + Q_{NO} + x$ med hensyn til x giver

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{1}{\varepsilon + \bar{\gamma}} \frac{p}{D} \quad (10)$$

Indsættes (10) i (9) fås nu det endelige udtryk for produktionslækagen som

$$L_P = \frac{\bar{\gamma}}{\varepsilon + \bar{\gamma}} \quad (11)$$

Det ses således, at lækagen bestemmes relativt simpelt ud fra udbuds- og efterspørgselselasticiteten, hvor den samlede udbudselasticitet $\bar{\gamma}$ er givet ved (7) og (8).

Et par illustrative specialtilfælde kan udledes fra (11). Hvis efterspørgslen er helt uelastisk, dvs. $\varepsilon = 0$, er $L_P = 1$. I det tilfælde vil mindre dansk produktion blive fuld ud dækket af øget produktion både i og uden for OPEC, så den uændrede efterspørgsel stadig kan tilfredsstilles. Hvis udbuddet både hos OPEC og uden for OPEC er helt uelastisk, så $\bar{\gamma} = 0$, reduceres (11) til $L_P = 0$, og der er således ingen lækage. Det svarer i forhold til modellens underliggende parametre til, at $\beta = \infty$ og $\gamma_{NO} = 0$.

3. Numeriske estimater af produktionslækagen

Dette afsnit giver en række bud på, hvad lækageraten er på baggrund af den teoretiske model. Usikkerheden i disse bud er naturligvis betragtelig, særligt hvis de skal bruges som bud på effekterne mange år ud i fremtiden, men de giver ikke desto mindre en fornemmelse for størrelsesordenerne og for, hvad der trækker resultaterne i forskellige retninger.

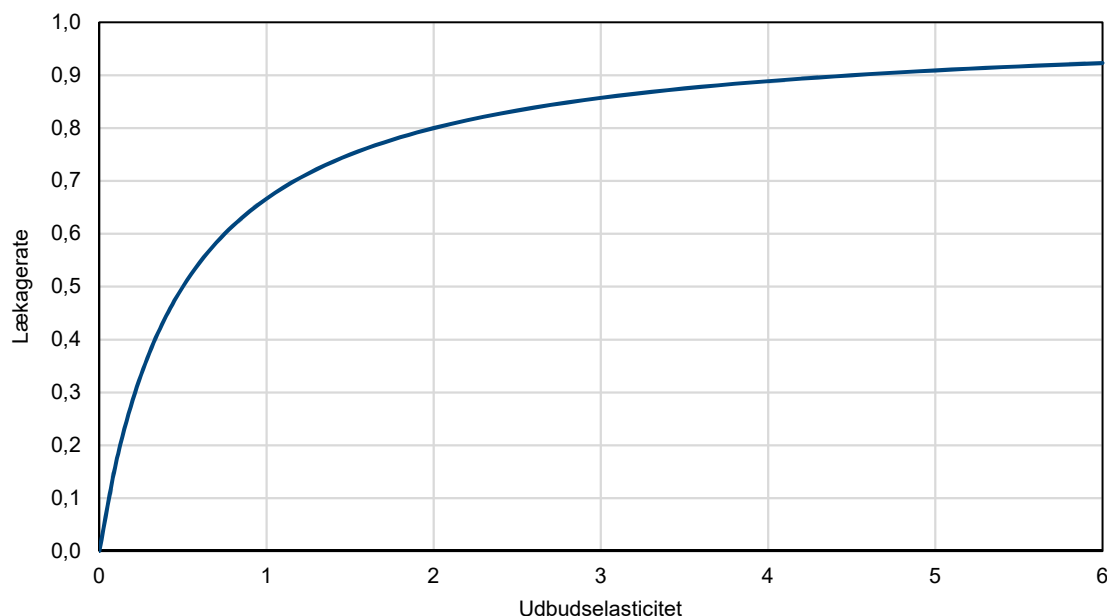
Estimation af lækageraten i modellen

Golembek m.fl. (2018) estimerer en model lig den, der er præsenteret i afsnit 2, og dette notat tager i første omgang udgangspunkt i denne estimation, da der så er konsistens mellem modellen og de estimerede parametre. Efterspørgselselasticiteten ε er 0,353, udbudselasticiteten uden for OPEC, γ , er 0,322, mens elasticiteten for OPEC's marginale omkostninger β estimeres til 1,545. OPEC's markedsandel s er ca. 42 pct.³ Disse værdier giver ud fra (7) og (11) en produktionslækage på $L_P = 0,40$, således at for hver tønde olie, Danmark producerer mindre, øges produktionen i lande med 0,4 tønder.

³ Tal for 2018 (www.statista.com/statistics/292590/global-crude-oil-production-opec-share/).

Produktionslækagen afgøres af, hvordan både udbudssiden og efterspørgselssiden reagerer på den lidt højere pris, som mindre dansk produktion medfører. Det er som nævnt svært at tale om en egentlig elasticitet på udbudssiden, da OPEC sætter og ikke reagerer på prisen, men ud fra ændringen i pris og mængder er det muligt at udregne en implicit priselasticitet for det globale udbud. Ud fra (7) kan denne elasticitet anslås til 0,12. Det er lavere end elasticiteten hos landene uden for OPEC og illustrerer, at OPEC som dominerende markedsaktør har en interesse i at holde produktionsstigningen nede, selv når olieprisen stiger. Samlet set er udbudselasticiteten på verdensmarkedet 0,24, jf. (8).

Figur 1 viser, hvordan produktionslækagen, L_p , påvirkes af den samlede udbudselasticitet ud fra (11).



Figur 1 Produktionslækagerater ved forskellige antagelser om udbudselasticiteten

Anm.: Figuren er tegnet for $\varepsilon = 0,5$.

Andre specifikationer af modellen

Den præsenterede model udgør en overordnet ramme, der også kan repræsentere andre specifikationer af verden. I det følgende gives et bud på et par stykker.

Visse studier finder, at OPEC ikke kan ses som et sammenhængende kartel, og at det reelt kun er Saudi Arabien, der kan opfattes som en dominerende markedsaktør. Hvis kun Saudi Arabien i modellen opfattes som tilhørende OPEC, falder s til ca. 13 pct.,⁴ og hvis de øvrige parameterestimater forudsættes uændrede, bliver $L_p = 0,50$. Det begrænser altså lækagen, at en større del af OPEC optræder som markedsdominerende enhed. Det skyldes, at en prissættende producent vil være mere tilbøjelig end en pristager til at holde igen med at øge produktionen ved lidt højere priser, da førstnævnte vil tage højde for, at det kan sænke prisen igen.

Hvis alle aktører, inklusive Saudi Arabien, optræder kompetitivt på verdensmarkedet og tager verdensmarkedsprisen for givet, er den samlede udbudselasticitet eksogen. Udbudselasticiteten for OPEC's produktion er i et kompetitivt scenarie givet ud fra omkostningsfunktionen som $\beta^{-1} = 0,65$, og den samlede elasticitet for den samlede verdensproduktion er så $\bar{\gamma} = s\beta^{-1} + (1 - s)\gamma = 0,46$. Det giver $L_Q = 0,56$, og eksemplet illustrerer yderligere, hvordan OPEC's markedsdominerende adfærd er med til at begrænse lækagen.

Parameterestimerne i Golembek m.fl. (2018) bygger på historiske data 1986 til 2016. I 2015 fik verden Parisaftalen, og verdens lande skal i regi af aftalen fastsætte nationale klimamål. Disse mål påvirker landenes efterspørgsel efter olie, og i de lande, hvor målene binder, vil udledningerne blive helt uelastiske. Fremover vil

⁴ BP (2019), tal for 2018.

næppe alle lande have et fuldt bindende klimamål, men hvis det antages at være tilfældet for lande svarende til halvdelen af verdens olieefterspørgsel, kan det i modellen oversættes til, at ε halveres til 0,18. I en verden med mindre elastisk efterspørgsel vil produktionsfordelingen mellem OPEC og landene uden for OPEC være en anden end i dag, og med $\varepsilon = 0,18$ fås $s = 0,35$, således at OPEC mister lidt af sin markedsandel. I denne situation vokser lækageraten til $L_p = 0,60$. Det skal dog understreges, at denne beregning fastholder udbudselasticiteten, men at dette tal også kan blive påvirket, hvis verden reducerer olieforbruget. Det vil skubbe produktionen ned af udbudskurven til et potentielt fladere og mere elastisk del, hvilket i så fald vil presse lækagen yderligere op.

OPEC kan potentielt have andre prisstrategier end den profitmaksimerende. En mulighed er, at OPEC søger at holde verdensmarkedsprisen konstant og dermed vil udligne eventuelle udsving i dansk produktion, selv om det skal understreges, at en sådan strategi ikke virker fornuftig på lang sigt, som er det relevante perspektiv i denne sammenhæng. I det tilfælde er efterspørgslen på verdensmarkedet uændret, fordi prisen er uændret, og dermed er der fuld lækage, dvs. $L_Q = 1$. Modellen kan producere dette resultat ved at sætte $s = 0$ og $\gamma = \infty$, således at udbudssiden er fuldt elastisk. I dette tilfælde gavner det således ikke det globale klima, at Danmark reducerer Nordsøproduktionen.

En anden mulighed er, at OPEC holder sin egen produktion konstant selv ved udsving i olieprisen. OPEC's adfærd vil så reelt svare til en lodret omkostningskurve, dvs. $\beta = 0$, og det er da kun landene uden for OPEC, der er årsag til lækage. I dette tilfælde reduceres udledningslækagen en smule til $L_E = 0,39$.

Tabel 1 opsummerer de forskellige specifikationer.

Tabel 1 Lækagerater og bagvedliggende elasticiteter ved forskellige specifikationer af modellen

	Efterspørgselselasticitet (ε)	Udbudselasticitet ($\bar{\gamma}$)	Produktionslækage (L_p)
Grundscenarie	0,35	0,24	0,40
Kun Saudi Arabien er dominerende aktør	0,35	0,35	0,50
Fuldkommen konkurrence	0,35	0,46	0,56
Halv efterspørgselselasticitet (Parisaftale)	0,18	0,26	0,60
OPEC holder pris konstant	0,35	∞	1,00
OPEC holder produktion konstant	0,35	0,26	0,39

Øvrige studier af produktionslækagen

Tabel 2 oplister en lille håndfuld studier, der estimerer produktionslækagen, og angiver også, hvilke estimater for de relevante elasticiteter, der ligger til grund, jf. sammenhængen i (11). Tabellen viser, at der er store forskelle i de underliggende elasticiteter på tværs af studierne, hvilket betyder, at der også er betydelig variation i lækageraterne.

Tabel 2 Produktionslækage i udvalgte studier

	Produktionslækage	Udbudselasticitet	Efterspørgselselasticitet
Golombek et al. (2018) i Klimarådets model	0,36	0,19	0,35
Fæhn et al. (2017)	0,55	0,61 ¹	0,5
Erickson og Lazarus (2018), referencescenarie	0,61	0,13	0,2
Erickson og Lazarus (2018), Parisaftale-scenarie	0,80	0,8	0,2
Copenhagen Economics (2020), hovedscenarie	1,00	Uendelig	Ikke relevant
Copenhagen Economics (2020), alternativt scenarie	0,79 – 0,91 ²	1,9 – 5,2	0,5

Anm. 1: Udbudselasticiteten for det samlede verdensmarked fremgår ikke studiet, men kan udledes ud fra de øvrige estimater.

Anm. 2: Det lave tal er for 2027, mens det høje tal dækker 2042. Lækageraterne fremgår ikke direkte af studiet, men kan udledes ud fra de øvrige forudsætninger. Copenhagen Economics har oplyst til Klimarådet, at den gennemsnitlige produktionslækagerate over alle år er 0,87, når også lækagen i gasmarkedet regnes med.

Det norske studie Fæhn et al. (2017) når frem til en produktionslækage på 0,55. Studiet bygger på en gennemgang af økonomiske studier af elasticiteterne på oliemarkedet baseret på historiske data og lægger sig på den

baggrund fast på gennemsnitlige antagelser for disse værdier inden for det ganske store spænd, som litteraturen udspænder. I estimatet for udbudselasticiteten antages, at OPEC udøver markedsdominerende adfærd på samme måde som i modellen i afsnit 2. Denne adfærd trækker i sig selv lækagen ned som demonstreret i tabel 1, fordi monopolister typisk reagerer mindre kraftigt på prisændringer end virksomheder i stor konkurrence.

Fælles for Fæhn et al. (2017) og Golombek et al. (2018) er, at de anvender økonometriske estimater baseret på historiske data for oliemarkedet. Fordelen ved denne tilgang er, at reel og ikke hypotetisk adfærd ligger til grund for resultaterne. Omvendt er tilgangen bagudskuende, og dermed ikke nødvendigvis retvisende for lækageeffekterne på oliemarkedet 10-20 år ude i fremtiden, som er tidshorizonten for 8. udbudsrunde. Endvidere er der risiko for at de historiske studier undervurderer den langsigtede udbudselasticitet. Et permanent opadgående stød til olieprisen kan påvirke olieselskabernes investeringer mange år frem, og argumentet i blandt andet Copenhagen Economics (2020) lyder, at studier, der undersøger historisk samvariation mellem oliepris og olieproduktion, ikke fanger de nye investeringer, som det ofte tager flere år at gennemføre.

Generelt viser den økonometriske litteratur et utroligt stort spænd i estimaterne, både for efterspørgselselasticiteten men især for udbudselasticiteten. Fx finder Skjerpen, Ringlund og Rosendahl (2008) i en artikel fra 2008 værdier for udbudselasticiteten på helt op til 1,9, hvilket er langt fra de 0,19 hos Golombek et al. (2018).

En anden tilgang til at vurdere udbuddets prisfølsomhed er at konstruere en fremadskuende udbudskurve for oliemarkedet. Denne bottom-up-tilgang anvender Erickson og Lazarus (2018), der baserer antagelserne om udbudselasticiteten på en udbudskurve, som konsulenthuset Rystad Energy har lavet ud fra deres database med detaljerede data for et stor udsnit af verdens oliefelter. Erickson og Lazarus (2018) anvender en udbudskurve for 2030 og finder en særdeles lav udbudselasticitet på 0,13 i et referencescenarie med en høj oliepris. De anvender dog samtidig en lav efterspørgselselasticitet, hvorfor produktionslækagen kommer op på 0,61. Studiet indeholder også et scenarie med lavere oliepris, som er mere kompatibelt med Parisaftalen, og her bliver udbudselasticiteten væsentligt højere, fordi olieforbruget falder, og dermed er der mere ledig kapacitet, der kan aktiveres ved en lille prisstigning. I dette scenarie kommer produktionslækagen op på 0,8.

Copenhagen Economics (2020) anvender også bottom-up-tilgangen og data fra Rystad Energy i en rapport for brancheorganisationen Olie Gas Danmark. Rapportens alternative scenarie, som er kompatibelt med Parisaftalen, når frem til estimater for den fremtidige udbudselasticitet på mellem ca. 2 og 5 for perioden 2027 til 2042, hvilket er markant højere end alle andre studier. Dermed ligger Copenhagen Economics vurdering af produktionslækagen også i den helt høje ende med lækagerater, som er mellem 0,79 og 0,91 afhængigt af de konkrete år.

De underliggende tal fra Rystad Energy, som Copenhagen Economics (2020) anvender, er lidt nyere end hos Erickson og Lazarus (2018). Det kan dog ikke forklare den store forskel i udbudselasticiteten. Rystad Energy (2019) har i en analyse for det britiske energiministerium konstrueret udbudskurver for årene frem til 2040 for det globale oliemarked. På baggrund af kurverne er det muligt at udregne en implicit udbudselasticitet i et Parisaftalekompatibelt scenarie, som i 2030 ligger på ca. 1,05 og i 2040 på ca. 1,25. Det er lidt højere end hos Erickson og Lazarus (2018), men betydeligt lavere end hos Copenhagen Economics (2020).

Det kan umiddelbart undre, at vurderingen af udbudselasticiteten kan være så forskellig i Copenhagen Economics (2020) og Rystad Energy (2019), når de samme data ligger bag. Forskellen bunder formodentligt i, at Copenhagen Economics (2020) kun medregner oliefelternes variable omkostning i den pris, som olieselskabet mindst skal have for at ville producere. Det gælder både felter, der allerede er i drift, og felter, som der endnu ikke taget investeringsbeslutning for. Rystad Energy (2019) tilføjer kapitalomkostninger for de felter, der endnu ikke er etableret, og som derfor typisk kræver en højere pris for overhovedet at påbegynde produktion. Af den grund skal der større prisstigninger til hos Rystad Energy (2019) for at skabe samme produktionsforøgelse, og dermed er udbudselasticiteten lavere end hos Copenhagen Economics (2020). Det er Klimarådets vurdering, at tilgangen hos Rystad Energy (2019) er den korrekte, fordi investorerne bag de nye felter har mulighed for at ændre beslutningen om, hvorvidt de skal foretage investeringen, hvis Danmark i dag ændrer på sin fremtidige plan for olieproduktionen.

Copenhagen Economics tror dog selv mest på en helt tredje tilgang. Denne tilgang baserer sig på hypotesen om, at OPEC har som strategi at stabilisere prisen på olie og dermed fuldt ud vil kompensere for mindre dansk produktion ved selv at producere mere. Det svarer til, at OPEC og dermed hele verdensmarkedet reagerer uendeligt følsomt på prisændringer. Copenhagen Economics lægger denne hypotese til grund for deres grundscenarie og finder derfor, at det samlede udbud af olie og dermed også det samlede forbrug ikke påvirkes, selv om Danmark reducerer produktionen i Nordsøen. Konsekvensen er en produktionslækage på 1.

OPEC har ved mange lejligheder udøvet prisstabiliserende adfærd. Man skal dog være varsom med at tolke OPEC's generelle markedsadfærd som udtryk for, at sammenslutningen opererer med en egentlig *target price*. Der er studier som fx Pierru et al. (2018), der påviser, at OPEC til dels stabiliserer verdensmarkedsprisen gennem sine produktionsplaner, men her er der tale om stabilisering af kortsigtede udsving. Hvis Danmark reducerer sin olieproduktion, vil der derimod være tale om et langsigtet opadgående pres på verdensmarkedsprisen, og her tilsiger økonomisk teori, at OPEC kun vil modgå en del af prisstigningen med øget produktion. Så hvis OPEC reelt opererer med en target price i relation til kortsigtede udsving, vil det være naturligt, at denne pris justeres opad ved langvarige ændringer i oliemarkedet. På den baggrund finder Klimarådet det ikke sandsynligt, at mindre dansk olieproduktion vil blive fuldt ud neutraliseret af øget OPEC-produktion. En produktionslækage på 1 synes derfor ikke plausibel.

Klimarådets samlede vurdering af produktionslækagen

Tabel 2 viser et betydeligt spænd i vurderingen af produktionslækagen, som især skyldes store forskelle i de underliggende udbuds- og efterspørgselselasticiteter. Baseret på diskussionen i dette afsnit kan Klimarådet indsnævre spændet, men de store usikkerheder om både metode og den fremtidige udvikling gør, at det ikke kan elimineres fuldstændigt.

Klimarådet vurderer, at udbudselasticiteten frem mod 2040 med stor sandsynlighed ikke overstiger 1,25. Dette tal er udvalgt med baggrund i udbudskurverne for Rystad Energy (2019). Kombineret med den mindste efterspørgselselasticitet fra tabel 2 på 0,2 giver det en maksimal produktionslækage på ca. 0,85. Klimarådet sætter den lavest mulige udbudselasticitet til 0,6, hvilket omtrentligt svarer til antagelsen i Fæhn et al. (2018). Dermed udelukkes de helt lave estimater hos fx Golombek et al. (2018) ud fra en vurdering af, at disse formodentligt ikke fanger den fulde tilpasning af udbuddet på lang sigt ved en højere verdensmarkedspris. Kombineres de 0,6 med den høje værdi for efterspørgselselasticiteten i tabel 2 på 0,5, fås en minimal produktionslækage på ca. 0,55. Det samlede udfaldsrum fra 0,55 til 0,85 er ganske bredt, men fortæller dog, at der er betydelig lækage på oliemarkedet, uden at denne lækage dog kommer tæt på 1.

4. Fra produktionslækage til kulstoflækage

Mens produktionslækagen angiver produktionsændringen i udlandet, når Danmark producerer én tønne olie mindre, vedrører kulstoflækagen ændringer i ton CO₂e. Det betyder for det første, at dansk og udenlandsk olie skal oversættes til udledninger, og for det andet, at der skal tages højde for, om mindre olieforbrug kan betyde øget forbrug af andre fossile brændsler.

Produktionslækagen oversat til udledninger

Som beskrevet i hovedanalysen kan udledninger fra olie opdeles i udledninger fra indvinding, raffinering og forbrug. Udledningsændringen på verdensplan fra den danske produktion af størrelse x er

$$E^{DK} = (e_I^{DK} + e_R^{DK} + e_F^{DK})x \quad (12)$$

Hvor e angiver udledninger pr. tønne olie, og fodtegn angiver, hvor i værdikæden udledningen sker. Bemærk, at fx e_F^{DK} henviser til forbrugsudledningerne fra dansk olie, uanset hvor i verden olien i sidste ende brændes af. Den tilsvarende ligning for udlandet, hvor der for nemheds skyld ikke sondres mellem OPEC og non-OPEC, er

$$E^{UDL} = (e_I^{UDL} + e_R^{UDL} + e_F^{UDL})Q \quad (13)$$

hvor Q betegner den samlede produktion i udlandet. Væksten i udlandets produktion ved en marginal reduktion i x er givet produktionslækagen, det vil sige $\frac{dQ}{dx} = -L_p$. Dermed kan merudledningerne fra mere udenlandsk olie, når udledningerne fra mindre dansk olie reduceres med ét ton CO₂e, bestemmes ud fra (12) og (13) til

$$\frac{dE^{UDL}}{dE^{DK}} = -L_p \cdot F \quad (14)$$

hvor forholdet

$$F = \frac{e_I^{UDL} + e_R^{UDL} + e_F^{UDL}}{e_I^{DK} + e_R^{DK} + e_F^{DK}} \quad (15)$$

angiver mer- eller mindredledningen ved udenlandsk olie sammenlignet med dansk olie i alle dele af værdikæden.

Tabel 3 viser F for forskellige lande i sammenligning med Danmark. Indvindingsudledningerne er baseret på Masnadi et al. (2018), mens raffinering- og forbrugsudledningerne kommer fra Carnegie Endowment (2016). Disse to kategorier er som argumenteret i hovedanalysen antaget uafhængige af oliens oprindelsesland, og værdierne er derfor identiske på tværs af tabellens lande. Tallene er opgjort som danske værdier, men der kan være variation på tværs af lande. Denne variation er dog ikke stor nok til for alvor at rykke ved F .

Tabel 3 CO₂-intensitet ved olieproduktion og -forbrug i udvalgte lande

g CO ₂ e pr. MJ	Danmark	USA	Rusland	Norge	Canada	Saudi Arabien	Verden
Indvinding	3,3	11,0	9,7	5,5	16,5	4,6	10,3
Raffinering	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Forbrug	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
I alt	84,0	91,7	90,4	86,2	97,2	85,3	91,0
Ratio ift. Danmark (F)	-	1,09	1,08	1,03	1,16	1,02	1,08
Andel af verdensproduktion (%)	0,1	15,0	12,9	1,9	5,7	12,9	100,0

Anm. 1: Indvindingsudledningerne er baseret på Masnadi m.fl. (2018).

Anm. 2: Raffinerings- og forbrugsudledninger er antaget ens for alle lande og er baseret på danske tal hos Carnegie Endowment (2016). Jo større disse tal er, jo mindre fylder forskelle i indvindingsudledningerne, og jo mindre bliver ratioen F .

Anm. 3: Andel af verdensproduktionen er fra 2018 og baseret på BP (2019).

Klimarådet har valgt Saudi Arabien og USA som grænserne i et sandsynligt udfaldsrum for F . Det betyder, at Dansk olie er mellem 2 og 9 pct. renere end den olie, der i et vist omfang vil erstatte den. Copenhagen Economics benytter også Masnadi et. al (2018), men bruger det globale gennemsnit som reference og lander derfor på $F = 1,08$.

Substitution til andre fossile brændsler

Sidste element, der mangler for at kunne bestemme kulstoflækagen, vedrører mulig substitution til andre fossile brændsler som fx kul. Når Danmark producerer én tønne olie mindre, vil forbruget af olie på verdensplan falde med $1 - L_p$. Noget af det fald vil skyldes reduceret efterspørgsel efter energiservices, mens resten vil blive dækket af andre energiformer.

Antag for enkelhedens skyld, at kul er eneste fossile substitutionsmulighed til olie. Hvis andelen z af det reducerede energiforbrug fra olie dækkes af kul, øges kulforbruget målt i olieækvivalenter med $(1 - L_p)z$, når den danske olieproduktion reduceres med én olieækvivalent. Omregnet til udledninger, betyder det, at udledningerne fra produktion og forbrug af kul øges med S , når dansk produktionen af dansk olie reduceres svarende til ét ton CO₂e, hvor S er givet ved

$$S = \frac{e^{KUL}}{e_I^{DK} + e_R^{DK} + e_F^{DK}} (1 - L_P)Z \quad (16)$$

og hvor e^{KUL} angiver udledningerne pr. olieækvivalent kul i både produktion og forbrug.

Klimarådet anvender samme værdi som i et Fæhn et al. (2017), hvor mindre olieproduktion svarende til udledning af 1 ton CO₂ betyder, at forbruget af andre fossile brændsler øges med 0,09 ton. Dette tal afhænger dog af produktionslækagen, for jo højere den er, jo mindre reduceres olieforbruget, og jo mindre vil behovet for substitution være. Ved at korrigere for forskellen mellem produktionslækagen i Fæhn et al. (2017) på 0,61 og Klimarådets udfaldsrum fra 0,55 til 0,85 kan S udregnes til mellem 0,09 og 0,03.

Klimarådets samlede vurdering af kulstoflækagen

Nu kan det endelige udtryk for kulstoflækagen, L_K , opskrives ud fra (14) og (16) til

$$L_K = L_P \cdot F + S$$

Tabel 4 angiver det nedre og øvre spænd for Klimarådets vurdering af kulstoflækagen.

Tabel 4 Klimarådets vurdering af kulstoflækagen

	Nedre estimat	Øvre estimat
Produktionslækage (L_P)	0,55	0,85
Forskelle i udledninger fra olie af forskellig oprindelse (F)	0,01	0,08
Substitution til andre fossile brændsler (S)	0,09	0,03
Kulstoflækage (L_K)	0,65	0,95

Til sammenligning finder Fæhn et al. (2017) en kulstoflækage for norske tal på 0,66, som altså er tæt på den nedre grænse i Klimarådets interval. Derimod er lækageraten hos Copenhagen Economics (2020) over 1 i begge scenarier – dette tal dækker både over olie og gas.

Referencer

BP (2019): *Statistical Review of World Energy* (www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html).

Carnegie Endowment for International Peace (2016): *Oil-Climate Index* (<https://oci.carnegieendowment.org/>).

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

Erickson og Lazarus (2018): Would constraining US fossil fuel production affect global CO₂ emissions? A case study of US leasing policy, *Climatic Change* 150, s. 9–42.

Fæhn, Hagem, Lindholt, Mæland og Rosendahl (2017): Climate policies in a fossil fuel producing country: demand versus supply side policies, *The Energy Journal* 38(1), s. 77–102.

Golombek, Irarrazabal og Lin (2018): OPEC's market power: An empirical dominant firm model for the oil market, *Energy Economics* 70, s. 98–115.

Masnadi et al. (2018): *Global carbon intensity of crude oil production*, *Science* Vol. 361, Issue 6405, s. 851-853.

Pierru, Smith og Zamrik (2018): *OPEC's Impact on Oil Price Volatility: The Role of Spare Capacity* (www.researchgate.net/publication/323411328_OPEC%27s_Impact_on_Oil_Price_Volatility_The_Role_of_Spare_Capacity).

Klimarådet.

Rystad Energy for Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2019): BEIS Fossil Fuel Supply Curves (https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/565992/BEIS_WM_Fossil_Fuel_Supply_Curves_Final_Report.pdf).

Skjerpen, Ringlund og Rosendahl (2008): Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation. *Energy Economics*, 30, 371-396.