

Uddrag af Østre Landsrets dom af 28. marts 2022 i BS-41574/2018 og BS-41577/2018:

" ...

### **Sagsfremstilling**

#### *De omhandlede selskaber og deres olieaktiviteter*

TotalEnergies EP Danmark A/S, tidligere Mærsk Olie og Gas A/S (herefter betegnet MOGAS), var et 100 % ejet datterselskab af A.P. Møller - Mærsk A/S (herefter betegnet APMM), der var administrationsselskab i sambeskatningen. MOGAS, der var moderselskab for en lang række datterselskaber (herefter betegnet MOGAS Gruppen), blev stiftet i 1962 i forbindelse med, at den nuværende A. P. Møller - Mærsk Gruppe fik tilladelse til at efterforske og udvikle forekomster af olie og gas i Nordsøen. Selskabet blev stiftet under navnet Dansk Boreselskab A/S og skiftede i 1984 navn til Mærsk Olie og Gas A/S. I 2018 blev Maersk Oil, som MOGAS var en del af, solgt til Total S.A.

MOGAS' virksomhed bestod i perioden frem til 2018 af tre hovedområder: MOGAS var for det første operatør på vegne af moderselskabet APMM i den danske del af Nordsøen (Dansk Undergrunds Consortium (herefter betegnet DUC)). MOGAS foretog derudover indledende forundersøgelser i forskellige dele af verden med henblik på at finde nye oliefelter, hvorefter datterselskaber/filialer blev etableret med henblik på den videre efterforskning efter olie samt iværksættelse af olieproduktion. Endvidere leverede MOGAS en række tekniske og administrative ydelser (såkaldt timewriting) til øvrige selskaber i koncernen, herunder til APMM og til sine datterselskaber i Algeriet og Qatar.

MOGAS' datterselskab, Mærsk Olie Algeriet K/S, indtrådte i 1990 i et konsortium med olieselskaberne Anadarko Algeria Corporation og Lasmo Oil (Algeria) Limited. Mærsk Olie, Algeriet A/S var komplementar i Mærsk Olie Algeriet K/S, og bl.a. MOGAS var kommanditist. I 1994 blev kommanditselskabets aktiver og passiver, herunder olierettighederne, overdraget til Mærsk Olie, Algeriet A/S, der er et af MOGAS 100 % ejet datterselskab.

Mærsk Olie, Algeriet A/S deltog i de omhandlede indkomstår 2006-2008 gennem sin lokale filial i to partnerskaber med partnerne Anadarko, Eni og det statsejede selskab Sonatrach. Selskabet Anadarko var operatør, og Mærsk Olie, Algeriet A/S og selskabets lokale filial i Algeriet havde ingen ansatte i Algeriet.

MOGAS' datterselskab, Maersk Oil Qatar A/S, blev stiftet i 1992 og en lokal filial heraf etableret. Maersk Oil Qatar A/S indgik i 1992 en aftale med staten Qatar om olieindvinding, og selskabets filial drev aktiviteterne alene og var selv operatør på et oliefelt benævnt Al Shaheen. ...

...

### *Landsskatterettens afgørelser*

Af Landsskatterettens afgørelse af 16. februar 2018 vedrørende MOGAS' klage over SKATs afgørelse af 26. juni 2012 fremgår:

" ...

#### **Landsskatterettens afgørelse**

Den påklagede afgørelse vedrører Mogas' skatteansættelser for indkomstårene 2006-2008 i relation til selskabets datterselskabers filialer i Algeriet og Qatar.

Som skattepligtig indkomst betragtes som udgangspunkt den skattepligtiges samlede indtægter, hvad enten de hidrører her fra andet eller ikke, bestående i penge eller formuegoder af pengeværdi. Dette fremgår af statskattelovens § 4.

Koncernforbundne selskaber og faste driftssteder beliggende i udlandet skal ved opgørelsen af den skattepligtige indkomst anvende priser og vilkår for handelsmæssige eller økonomiske transaktioner (kontrollerede transaktioner) i overensstemmelse med, hvad der kunne have været opnået, hvis transaktionerne var afsluttet mellem uafhængige parter. Dette fremgår af ligningslovens § 2, stk. 1.

Armslængdeprincippet i bestemmelsen skal forstås i overensstemmelse med OECD's modeloverenskomsts artikel 9, stk. 1, OECD's kommentarer hertil og OECD's Transfer Pricing Guidelines.

Mogas og datterselskaberne samt disses filialer er omfattet af personkredsen i ligningslovens § 2, stk. 1, om koncernforbundne selskaber og faste driftssteder i udlandet, idet det er uden betydning, om datterselskaberne og filialerne indgår i lokale joint ventures.

Mogas afholder udgifter til efterforskning og undersøgelser af muligheder for opnåelse af licenser til udvinding. Udgifterne afholdes som led i selskabets virksomhed med efterforskning efter olie- og gasforekomster. Selskabet har fradragsret for udgifterne efter ligningslovens § 8B, stk. 2. Mogas forestår forhandling af licenser og vilkårene herfor og afholder udgifter i den forbindelse. Opnås der licens, afholdes efterfølgende udgifter af et datterselskab eller en filial heraf, og dette selskab eller filial oppebærer alle indtægter fra udvinding. Mogas indestår for, at forpligtelserne i henhold til licensretten over for den pågældende stat (eller et selskab som staten har stiftet til dette formål) og kontrakten med de uafhængige joint venture-deltagere opfyldes af det lokale Mogas datterselskab eller faste driftssted. Mogas har indtægter ved ydelser til datterselskaberne mv. Disse ydelser vederlægges til kostpris.

Denne forretningsmodel medfører, at Mogas aldrig vil opnå et overskud af sin virksomhed. Det må lægges til grund, at selskabet ikke ville indgå i en sådan forretningsmodel med uafhængige parter. Det bemærkes herved, at indtægter ved udbytte ikke anses for en forretningsmæssig indtægt.

SKAT har som udgangspunkt ved korrektionen af selskabets skattepligtige indkomst statueret en kontrolleret transaktion mellem Mogas og filialerne i Algeriet og Qatar. En kontrolleret transaktion bør kun statueres ganske undtagelsesvist, jf. OECD Transfer Pricing Guidelines 2010, pkt. 1.64. De tilfælde, hvor skattemyndigheder kan statuere en transaktion, er defineret i OECD Transfer Pricing Guidelines 2010, pkt. 1.65., som dels de situationer hvor økonomisk substans i en faktisk transaktion er uoverensstemmende med transaktionens form og dels de situationer hvor omstændighederne omkring de faktiske transaktioner adskiller sig fra den måde hvorpå uafhængige parter, ud fra en forudsætning om rationel forretningsmæssig handlemåde, ville have indrettet sig på:

"The second circumstance arises where, while the form and substance of the transaction are the same, the arrangements made in relation to the transaction, viewed in their totality, differ from those which would have been adopted by independent enterprises behaving in a commercially rational manner and the actual structure practically impedes the tax administration from determining an appropriate transfer price" (pkt. 1.65)

Selskabets driftsøkonomiske resultater samt placering af funktioner og risici i koncernen anses som nævnt ikke at være i overensstemmelse med en forretningsmæssig rationel handlemåde, hvorfor SKAT har været berettiget til at statuere en kontrolleret transaktion.

#### 4 retsmedlemmer – herunder retsformanden – udtaler.

SKATs forhøjelser er i afgørelsen beskrevet som værende vederlag for anvendelse af Mogas' immaterielle aktiver.

Filialerne i Algeriet og Qatar har anvendt immaterielle aktiver, som må anses for at være ejet af Mogas. Disse immaterielle aktiver kan karakteriseres som knowhow og rettigheder til olieudvinding i form af licenser. Det lægges til grund, at der mellem uafhængige parter ville være betalt et vederlag for anvendelse af denne type immaterielle aktiver i form af royalty eller lignende. Der er herved lagt vægt på, at filialerne er etableret i forbindelse med opnåelse af licenser i det givne land, og filialerne derfor ikke kan anses at have opbygget sådanne immaterielle aktiver

selv. Mogas har afholdt alle udgifter til efterforskning og undersøgelser af muligheder for opnåelse af licenser til udvinding. Det er således Mogas, der ejer den knowhow, der er anvendt til at konstatere, om der overhovedet fandtes olie og gas til udvinding. Det er også Mogas, der har forhandlet og indgået licensaftaler i det givne land, hvorfor rettighederne til selve udvindingen må anses for at være ejet af Mogas, og stillet til rådighed for filialerne. Desuden indestår Mogas' for filialernes forpligtelser via performancegarantier.

SKATs forhøjelser svarer samlet over perioden 2006-2008 til enroyaltysats på cirka 1,7 % af filialernes omsætning. En sådan royaltysats anses at være i overensstemmelse med armslængdeprincippet, set i lyset af, at en stor del af overskuddet fra olieudvindingen fortsat er placeret i filialerne i Algeriet og Qatar samt at selskabet ikke selv har fastsat en armslængdepris for at stille de immaterielle aktiver til rådighed for filialerne.

Mark-up på timewriting og administrations fee, anses at indgå som et element i vederlaget for anvendelsen af de immaterielle aktiver, og skal derfor ikke prisfastsættes separat. Det bemærkes hertil, at disse ydelser anses at udgøre betaling for blandt andet knowhow fra Mogas til filialerne.

Disse retsmedlemmer finder herefter, at SKATs afgørelse skal stadfæstes.

#### 2 retsmedlemmer udtaler:

SKATs forhøjelser er beregnet på baggrund af Mogas' udgifter til efterforskning mv. for de aktuelle indkomstår. Udgifterne er fordelt på datterselskaberne i forhold til omsætning. Herefter er beregnet en overskudsgrad i filialerne i Algeriet og Qatar, og samme overskudsgrad er anvendt til at opgøre en 'beregnet omsætning' i Mogas. Forhøjelsen er således ikke begrundet i en prisfastsættelse af en specificeret ydelse fra Mogas.

SKATs forhøjelser kan ikke tiltrædes. Der er herved henset til, at Mogas' udgifter til efterforskning mv. i de pågældende år vedrører andre geografiske områder, og at udgifterne derfor ikke kan fordeles på de eksisterende datterselskaber/filialer. Desuden anses der ikke at være belæg for, at Mogas skulle have samme overskudsgrad som filialerne, idet parterne ikke er sammenlignelige med hensyn til aktivitet, risiko mv. Endelig har SKAT ikke specificeret hvilken koncernintern ydelse, forhøjelsen er et resultat af. SKATs metode til at karakterisere den kontrollerede transaktion er således ikke i overensstemmelse med metoder beskrevet i OECD Transfer Pricing Guidelines.

Disse retsmedlemmer finder endvidere, at forhøjelserne overhovedet savner hjemmel. Koncernens set-up er – og har længe før indførelsen af de nugældende regler, herunder om beskatning af udbytteindkomst, været – forretningsmæssigt begrundet. På denne baggrund findes der ikke at have foreligget sådanne kunstige forskydninger mellem interesseforbundne parter, som ellers kunne have dannet grundlag for en transfer pricing-regulering.

Vedrørende timewriting og administrations fee bemærkes, at Mogas har ydet specialistsupport mv. til datterselskaber, filialer og APMM og herfor har modtaget timewriting og administration fee til kostpris. Det lægges til grund, at datterselskaberne og filialerne – inden for det joint venture de indgår i – anvender kostpriser ved sådanne ydelser i overensstemmelse med AINPs aftaleskabelon (JOA) og kutyme i branchen. Denne kutyme gælder aktørerne i et joint venture, der sammen har licens til udvinding af olie og gas, og har sammenfaldende interesse i, at ingen af aktørerne skal tjene på ydelserne, men at fortjeneste udelukkende skal opnås på udvindingen. Uanset at aktørerne generelt er uafhængige parter, anses de i denne forbindelse for at have sammenfaldende interesser. Kutymen kan derfor ikke overføres på parter uden for joint venturet. Da Mogas ikke indgår i de pågældende joint ventures, kan kostprisen ikke anses for værende udtryk for markedsprisen mellem Mogas og datterselskaberne/filialerne. Prisen mellem uafhængige parter anses at ville indeholde en fortjeneste. Mogas' indtægter ved timewriting og administrations fee skal derfor tillægges en fortjeneste.

...

Mark up på timewriting og administrations fee ansættes i mangel af andre oplysninger om markedsprisen til 5 % i, jf. EU Joint Transfer Pricing Forums report: Guidelines on low value adding intra-group services af februar 2010 afsnit 7.7.2. punkt 63. ...

Disse retsmedlemmer finder herefter, at selskabets indkomst skal nedsættes med de af SKAT foretagne forhøjelser og forhøjes med de nævnte beløb for mark up på timewriting og administrations fee.

Et retsmedlem udtaler:

Dette retsmedlem er enig med ovennævnte 2 retsmedlemmer i, at SKATs forhøjelser ikke kan tiltrædes.

Dette retsmedlem finder, at sagen skal hjemvises til SKAT til fornyet behandling, således at der beregnes vederlag på baggrund af en beregnet samlet overskudsgrad i Mogas' datterselskaber mv.

Der træffes afgørelse efter stemmeflertal. SKATs afgørelse stadfæstes.”

Af Landsskatterettens afgørelse af 16. februar 2018 vedrørende APMM’s klage over SKATs afgørelse af 5. juli 2012 fremgår:

”

...

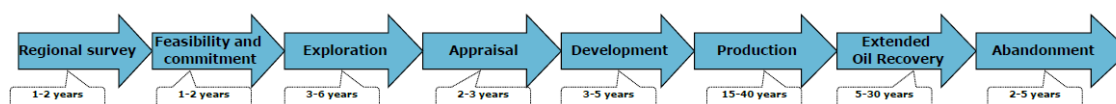
### Landsskatterettens afgørelse

Landsskatteretten har i en samtidig hermed truffet afgørelse for datterselskabet, Mærsk Olie og Gas A/S, ..., statueret, at yderligere indkomst i datterselskabet for indkomstårene 2006-2008 stadfæstes. Som konsekvens heraf stadfæstes sambeskatningsindkomsten.”

...

MOGAS’ indledende forundersøgelser i udlandet

Forløbet i et olieprojekt er beskrevet således:



	Technical activities	Commercial activities
Regional survey	<ul style="list-style-type: none"> <li>Analysis of fly by magnetic shots</li> <li>Analysis of available seismic and similar data</li> <li>Analysis of available data on E&amp;P in the region</li> <li>Appointment of blocks of interest</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acquisition of fly by magnetic shots</li> <li>Survey for business opportunities in the area</li> </ul>
Feasibility and commitment	<ul style="list-style-type: none"> <li>Analysis of 2D seismic data on blocks of interest</li> <li>Identification of potential reservoirs</li> <li>Assessment of potential reservoir depth, shape and size</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acquisition of 2D seismic data</li> <li>Identification of block-specific business opportunities</li> <li>Development of business case</li> <li>Tendering for license/participation</li> <li>Negotiation of terms with governments/partners</li> </ul>
Exploration	<ul style="list-style-type: none"> <li>Analysis of 3D seismic data</li> <li>Sophistication of potential reservoir depth, shape and size</li> <li>Planning and drilling of exploration wells</li> <li>Forecasting resources</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acquisition of 3D seismic data</li> <li>Contracting with drilling suppliers</li> <li>Farming out</li> <li>Declaration of commerciality/relinquishment</li> </ul>
Appraisal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Planning and drilling of appraisal wells</li> <li>Further sophistication of reservoir depth, shape, size and resources forecast</li> <li>Development of production technology and field development plan</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contracting with Drilling suppliers</li> <li>Farming out</li> <li>Development and negotiation of field development plan</li> <li>Development of organisation</li> <li>Government relations</li> </ul>
Development	<ul style="list-style-type: none"> <li>Drilling of production wells</li> <li>Establishing full production site</li> <li>Establishing own infra structure</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contracting with all suppliers</li> <li>Contracting with infra structure owners</li> <li>Contracting with gas customers</li> <li>Farming out</li> </ul>
Production	<ul style="list-style-type: none"> <li>Producing oil and gas</li> <li>Well stimulation</li> <li>Field development</li> <li>Technology development</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marketing oil and gas</li> <li>Field strategy</li> <li>Contracting with suppliers</li> <li>Stakeholder management/Government relations</li> </ul>
Extended Oil Recovery	<ul style="list-style-type: none"> <li>Assessment of recoverability</li> <li>Selection and development of technologies</li> <li>Implementation of EOR programmes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Stakeholder management</li> <li>Government relations</li> <li>Field strategy</li> <li>Contracting</li> </ul>
Abandonment	<ul style="list-style-type: none"> <li>Development of abandonment programme</li> <li>Implementation of abandonment programme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abandonment strategy</li> <li>Government relations</li> <li>Contracting with suppliers and customers</li> <li>Stakeholder management</li> </ul>

Om indholdet af disse otte faser er nærmere oplyst:

### Fase 1-2 – indledende forundersøgelser

I den første fase, benævnt ”Regional survey”, indhentes eller indkøbes seismiske og magnetiske billeder og data for en geografisk region, som undersøges nærmere. Denne fase varer typisk 1-2 år.

I den anden fase, benævnt "Feasibility and commitment", indhentes eller indkøbes yderligere seismiske data vedrørende udvalgte blokke. Denne fase varer også typisk 1-2 år.

Licensen fra den lokale regering opnås sædvanligvis efter afslutningen af projektets første to faser, der samlet betegnes som "indledende forundersøgelser". På dette tidspunkt er det forbundet med stor usikkerhed, hvorvidt oliefeltet, som licensen omfatter, indeholder olie- eller gasforekomster, kvantiteten af sådanne forekomster, og om en indvinding af forekomsterne overhovedet vil være kommercielt rentabel.

#### Fase 3-4 – Efterforskning

I den tredje fase, benævnt "Exploration", indhentes yderligere seismiske data, og der foretages som udgangspunkt mere dybdegående analyser med henblik på at øge sandsynligheden for, at de efterfølgende efterforskningsboringer foretages de rigtige steder. Denne fase varer typisk 3-6 år.

I den fjerde fase, benævnt "Appraisal", foretages yderligere såkaldte vurderingsboringer af lovende kulbrinteforekomster, og mulighederne for at igangsætte produktion vurderes nærmere. I flere tilfælde vil disse vurderingsboringer og det efterfølgende analysearbejde vise, at et fund ikke kan udnyttes kommercielt. Denne fase, der er risikofyldt og omkostningstung, varer typisk 2-3 år.

#### Fase 5-8 – Udvikling, produktion og nedlukning

Hvis et felt viser sig at være egnet til kommerciel olie- eller gasproduktion, etablerer licenshaveren produktionsfaciliteter og lokal infrastruktur omkring feltet, og de endelige produktionsbrønde bores. Denne femte fase, benævnt "Development", varer typisk 3-5 år.

I den sjette fase, benævnt "Production", begyndes den egentlige olieproduktion, som typisk varer mellem 15 og 40 år.

I den syvende fase, benævnt "Extended Oil Recovery", undersøges det, om det er muligt at fortsætte olieproduktionen i en periode ud over det oprindeligt forventede nedlukningstidspunkt. Dette kræver typisk udvikling af ny teknologi og betydelige investeringer. En sådan forlænget produktionsfase kan vare mellem 5 og 30 år.

I den ottende fase, benævnt "Abandonment", forlader licenshaveren feltet, efter at det ikke længere er rentabelt at foretage yderligere indvinding. Nedlukningen af et felt, herunder fjernelse af de installerede produktionsfaciliteter, kan tage adskillige år

MOGAS' indledende forundersøgelser i udlandet relaterer sig til fase 1 og 2. Alle øvrige udgifter vedrørende de efterfølgende faser afholdes af MOGAS' datterselskaber og deres filialer.

...

#### *MOGAS' levering af teknisk og administrativ bistand (timewriting)*

MOGAS leverer løbende teknisk og administrativ bistand til koncernforbundne selskaber, herunder til APMM (DUC) og til sine datterselskaber og datterselskabernes udenlandske filialer, heriblandt i Algeriet og Qatar i de omhandlede indkomstår 2006-2008. MOGAS leverer den tekniske og administrative bistand til kostpris.

Om baggrunden for MOGAS' levering af teknisk og administrativ bistand til DUC, hvor MOGAS fungerer som operatør, er oplyst, at Dansk Boreselskab A/S, A/S Dampskibsselskabet Svendborg, Dampskibsselskabet af 1912 A/S, Shell Olieudvinding A/S, Chevron Petroleum Company of Denmark og Texaco Denmark Inc. den 28. december 1977 indgik en konsortieaftale (Joint Operating Agreement) vedrørende den sydvestlige del af den danske del af Nordsøen. Af aftalen med senere tillæg, som var gældende for indkomstårene 2006-2008, fremgår bl.a., at Dansk Boreselskab A/S (MOGAS) skulle fungere som operatør for DUC, og at de af MOGAS i den forbindelse afholdte omkostninger, der skulle føres i en separat bogføringskreds i MOGAS, skulle refunderes af konsortiedeltagerne uden tillæg af fortjeneste. Ud over refusion af alle afholdte direkte omkostninger, var MOGAS berettiget til at oppebære et beløb til dækning af en række nærmere angivne indirekte omkostninger, der i størrelse svarede til 1 % af de af MOGAS afholdte direkte omkostninger.

I indkomstårene 2006-2008 var deltagerforholdet mellem konsortiepartnerne i DUC sådan, at Shells andel udgjorde 46 %, APMM's andel udgjorde 39 % og Chevrons andel udgjorde 15 %.

Det er oplyst, at det ved den skattemæssige behandling af MOGAS' ydelser til DUC, der er leveret til kostpris, er lagt til grund, at ydelserne er leveret på markedsmæssige vilkår.

Der er for landsretten fremlagt oplysninger om en branchekutyme for omkostningsdeling i joint ventures indenfor olie- og gassektoren, hvorefter operatørens ydelser leveres til kostpris. ...

...

#### *MOGAS' transfer pricing-dokumentation*

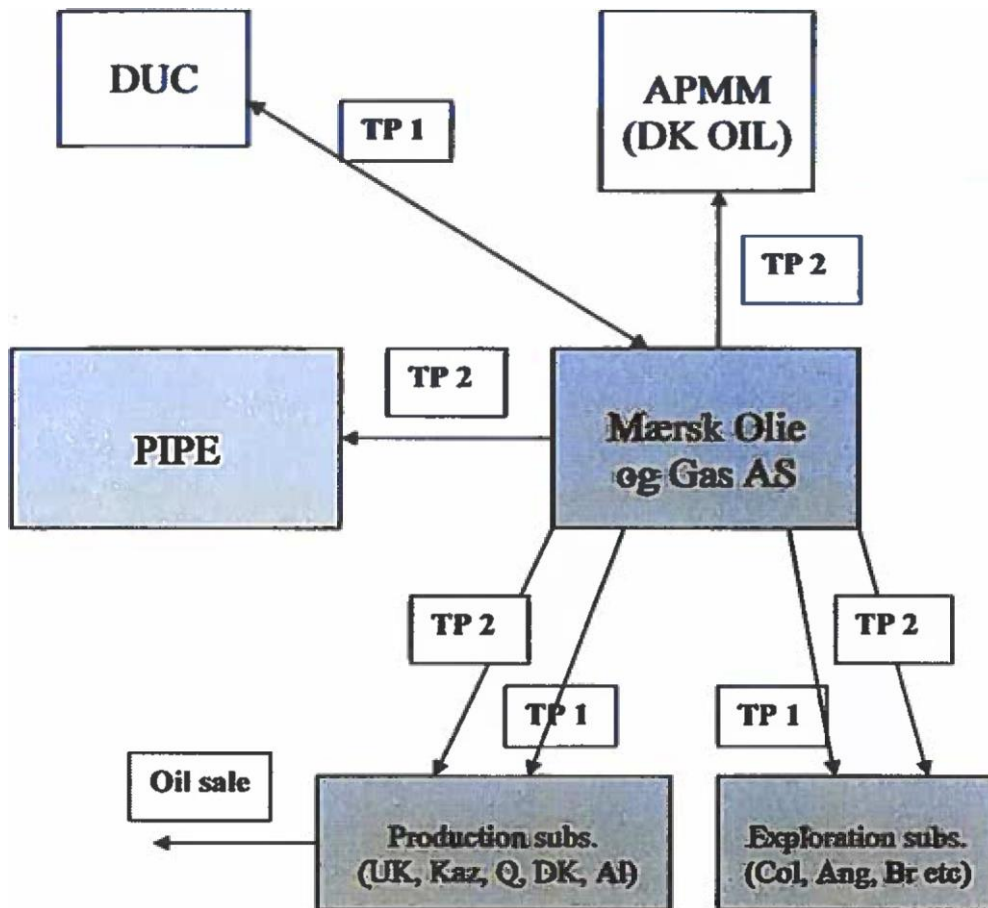
MOGAS' transfer pricing-dokumentation indeholder indledningsvist en overordnet beskrivelse af koncernstrukturen og olieaktiviteterne i Maersk Oil, herunder i MOGAS Gruppen. Transfer pricing-dokumentationen behandler ikke MOGAS' udgifter til



indledende forundersøgelser eller afgivelse af performancegarantier, men alene den løbende tekniske og administrative bistand. Af MOGAS' transfer pricing-dokumentationen, som er enslydende for alle årene 2006-2008, fremgår bl.a.:

**"1.3.4 Summary of inter-company transactions**

The transfer pricing set-up and the identified types of inter-company transactions in MOGAS are illustrated in figure below.



As can be seen from the figure, the following inter-company transactions are included

- TP1– Time writing fee, and
- TP2– Administration fee

comprising inter-company transactions in which MOGAS functions as provider of services etc. ..."

...

**Landsrettens begrundelse og resultat**

Sagerne vedrører skattemyndighedernes skønsmæssige forhøjelse af MOGAS' indkomst for indkomstårene 2006-2008 (sagen BS-41577/2018) samt en konsekvensforhøjelse af moderselskabet APMM's sambeskatningsindkomst for de omhandlede indkomstår (sagen BS-41574/2018). Forhøjelserne er baseret på en transfer pricing-korrektion, der udspringer

af MOGAS' samhandel med sine to datterselskaber og disses faste driftssteder i Algeriet henholdsvis Qatar, jf. ligningslovens § 2, stk. 1.

Det følger af ligningslovens § 2, stk. 1, at koncernforbundne selskaber og faste driftssteder beliggende i udlandet ved opgørelsen af den skattepligtige indkomst skal anvende priser og vilkår for handelsmæssige eller økonomiske transaktioner (kontrollerede transaktioner) i overensstemmelse med, hvad der kunne have været opnået, hvis transaktionerne var afsluttet mellem uafhængige parter. Det er ubestridt, at MOGAS, datterselskaberne og disses filialer er omfattet af personkredsen i ligningslovens § 2, stk. 1, om koncernforbundne selskaber og faste driftssteder i udlandet.

Skattemyndighederne har fundet, at der er grundlag for en skønsmæssig forhøjelse af MOGAS' skattepligtige indkomst for indkomstårene 2006-2008, og sagerne for landsretten rejser overordnet spørgsmålene, om der har været grundlag for at foretage en skønsmæssig ansættelse, og om skønnet i givet fald er udøvet på et forkert grundlag eller er åbenbart urimeligt.

Skattemyndighederne lægger til grund, at MOGAS' forretningsmodel medfører, at MOGAS aldrig vil kunne opnå et overskud af sin virksomhed, idet skattemyndighederne finder, at udbytter er betaling for kapitalinvesteringer og ikke for leverede ydelser, og at indtægter ved udbytte ikke anses for en forretningsmæssig indtægt.

Det kan lægges til grund, at MOGAS' resultat før finansielle poster og skat i perioden 1986-2010 i det væsentlige har været negativt, herunder i de omhandlede indkomstår 2006-2008, mens MOGAS' resultat inklusive finansielle poster, herunder udbytter, i samme periode har været positivt, og landsretten tiltræder, at indtægter ved udbytte ikke kan anses for en forretningsmæssig indtægt i den forstand, at udbytte, som MOGAS modtager som ejer, ikke udgør betaling for transaktioner omfattet af ligningslovens § 2.

Landsretten finder imidlertid, at det forhold, at MOGAS' resultat før finansielle poster og skat i perioden 1986-2010 i det væsentlige har været negativt, ikke i sig selv kan begrunde en adgang for skattemyndighederne til at foretage en skønsmæssig ansættelse.

#### *Transaktioner omfattet af ligningslovens § 2*

SKAT fandt, at MOGAS stiller værdifuld knowhow til rådighed for datterselskaberne, blandt andet i form af de indledende forundersøgelser (fase 1 og 2), etableringen af datterselskaberne, forhandlinger med oliestaten, garantistillelse samt løbende teknisk og administrativ bistand (timewriting), og SKATs skønsmæssige forhøjelse er begrundet i manglende betaling fra de udenlandske filialer for anvendelsen af MOGAS' immaterielle rettigheder. SKAT fandt, at en uafhængig part ville kræve en andel af de fremtidige indtægter som betaling herfor.

Landsskatterettens flertal lagde til grund, at filialerne i Algeriet og Qatar har anvendt immaterielle aktiver som må anses for ejet af MOGAS, og at disse immaterielle aktiver kan karakteriseres som knowhow og rettigheder til olieindvinding i form af licenser.

Landsskatterettens flertal lagde til grund, at der mellem uafhængige parter ville være blevet betalt et vederlag for anvendelse af denne type immaterielle aktiver i form af royalty eller lignende. Landsskatterettens flertal har herved lagt vægt på, at MOGAS har afholdt udgifterne til forundersøgelser, kaldet fase 1 og 2, hvilket danner grundlag for opnåelse af licenser, og at MOGAS stiller rettighederne til indvindingen til rådighed for filialerne. Endvidere har Landsskatterettens flertal lagt vægt på, at MOGAS indestår for datterselskabernes forpligtelser via performancegarantier.

Spørgsmålet for landsretten er, om og i givet fald i hvilket omfang der i indkomstårene 2006, 2007 og 2008 foregik transaktioner mellem MOGAS og datterselskabernes filialer i Algeriet og Qatar, som er omfattet af ligningslovens § 2. Der er i den forbindelse enighed mellem parterne om, at MOGAS' levering af teknisk og administrativ bistand (timewriting) i indkomstårene 2006-2008 er transaktioner omfattet af ligningslovens § 2.

Efter bevisførelsen lægger landsretten til grund, at datterselskaberne er de såvel formelle som reelle ejere af licenserne til olieindvindingen i henholdsvis Algeriet og Qatar. Landsretten har herved lagt vægt på det fremlagte aftaleretlige grundlag samt selskabernes regnskaber. Det må således også anses for ubestridt for landsretten, at MOGAS ikke er licenstagere. Det kan herefter ikke lægges til grund, at der mellem MOGAS og datterselskaberne i indkomstårene 2006-2008 forelå en transaktion omfattet af ligningslovens § 2 i form af, at licenserne til olieindvindingen skulle være stillet til rådighed for datterselskaberne af MOGAS.

Det må anses for ubestridt, at de foretagne forundersøgelser i fase 1 og 2 vedrørende Algeriet og Qatar blev afsluttet af MOGAS i 1990 henholdsvis 1992, og at MOGAS ikke har afholdt udgifter til de efterfølgende faser (fase 3 og frem). Forundersøgelserne udgør således ikke transaktioner, jf. ligningslovens § 2, i indkomstårene 2006-2008, men skattemyndighederne lagde som nævnt til grund, at der mellem uafhængige parter ville være blevet betalt et vederlag herfor i form af overskudsandel, royalty eller lignende.

Efter bevisførelsen finder landsretten, at der mellem uafhængige parter ikke ville være blevet betalt et årligt vederlag for forundersøgelserne i fase 1 og 2 i form af royalty eller overskudsandel fra datterselskaberne i Algeriet og Qatar, som ville udgøre en transaktion i indkomstårene 2006-2008 omfattet af ligningslovens § 2. Landsretten lægger herved vægt på karakteren og indholdet af forundersøgelserne i fase 1 og 2 sammenholdt med de følgende faser, herunder de hermed forbundne udgifter samt den usikkerhed, der efter fase 1 og 2 fortsat er forbundet med olieforekomsten og udnyttelsen heraf.

MOGAS' udgifter til forundersøgelserne i relation til Algeriet og Qatar er ikke nærmere opgjort, men MOGAS' samlede udgifter til efterforskning i årene 1986-1991, der blandt andet vedrørte Algeriet og Qatar, er opgjort til ca. ... kr. Udgifterne til den videre efterforskning, produktion m.v. er afholdt af datterselskaberne, og de samlede udgifter til efterforskning afholdt af datterselskabet i Algeriet er for perioden 1990-2010 opgjort til i alt ca. ... kr., mens de samlede udgifter til efterforskning afholdt af datterselskabet i Qatar for perioden 1992-2010 er opgjort til i alt ca. ... kr. *[MOGAS' samlede udgifter til efterforskning i årene 1986-1991 er opgjort til et betydeligt mindre beløb end den videre efterforskning, produktion m.v. afholdt af de omhandlede datterselskaber i henholdsvis 1990-2010 og 1992-2010.]*

Dertil kommer, at MOGAS har foretaget tilsvarende forundersøgelser, hvor det alene har ført til en begrænset eller ligefrem underskudsgivende olieproduktion, som skattemyndighederne har valgt at se bort fra. Endelig er der ikke fremlagt andre eksempler på, at der i lignende tilfælde sker løbende betaling i form af royalty eller overskudsandel for det relativt begrænsede arbejde, der udføres i fase 1 og 2.

Omvendt finder landsretten, at de af MOGAS stillede performancegarantier må anses for at udgøre kontrollerede transaktioner omfattet af ligningslovens § 2, for hvilke der mellem uafhængige parter ville være blevet betalt et årligt vederlag. Landsretten lægger herved vægt på, at garantierne må anses for stillet i garantirekvirentens (datterselskabets) interesse og til fordel for denne. Desuden er garantierne efter deres indhold ubegrænsede moderselskabsgarantier, der udgør mere end blot et kapitaliseringstilsagn. Landsretten bemærker herved, at MOGAS ikke har gjort gældende, at de to omhandlede garantier skulle være forskellige i deres indhold.

#### *Transfer pricing-dokumentation*

Det fremgår af de dagældende bestemmelser i skattekontrollovens § 3 B, stk. 8, jf. § 5, stk. 3, at hvis den skattepligtige ikke har udarbejdet den lovpligtige dokumentation for prisfastsættelse af transaktioner mellem interesseforbundne parter (transfer pricing-dokumentation), kan skatteansættelsen foretages skønsmæssigt. Højesteret har i domme af 31. januar 2019 (UfR 2019.1446) og af 25. juni 2020 (UfR 2020.3156) fastslået, at en transfer pricing-dokumentation, der i så væsentligt omfang er mangelfuld, at den ikke giver skattemyndighederne et tilstrækkeligt grundlag for at vurdere, om armslængdeprincippet er overholdt, må sidestilles med manglende dokumentation.

Landsretten finder, at MOGAS' transfer pricing-dokumentation vedrørende den tekniske og administrative bistand (timewriting) i indkomstårene 2006-2008 ikke var mangelfuld i så væsentligt omfang, at det kunne sidestilles med manglende dokumentation.

Landsretten har herved lagt vægt på, at det forhold, at skattemyndighederne er uenige i eller rejser berettiget tvivl om sammenlignelighedsanalysen i relation til MOGAS' levering

af teknisk og administrativ bistand ikke i sig selv indebærer, at dokumentationen i væsentligt omfang er mangelfuld, jf. Højesterets dom af 25. juni 2020 (UfR 2020.3156). Skatteministeriet har heller ikke nærmere påvist betydningen af eventuelt manglende eller utilstrækkelige funktionsanalyser for den konkrete bedømmelse af, om armslængdeprincippet er overholdt.

MOGAS' transfer pricing-dokumentation vedrørende den tekniske og administrative bistand (timewriting) giver herefter ikke grundlag for at ansætte MOGAS' indkomst skønsmæssigt i medfør af den dagældende skattekontrollovs § 3 B, stk. 8, jf. § 5, stk. 3.

Som anført ovenfor udgør de af MOGAS stillede performancegarantier samt den af MOGAS leverede tekniske og administrative bistand (timewriting) kontrollerede transaktioner omfattet af ligningslovens § 2.

Performancegarantierne, der vederlagsfrit er stillet til fordel for datterselskaberne, er ikke omtalt i transfer pricing-dokumentationen, og landsretten finder, at dette giver grundlag for, at MOGAS' indkomst vedrørende performancegarantierne ansættes skønsmæssigt i medfør af den dagældende skattekontrollovs § 3 B, stk. 8, jf. § 5, stk. 3.

#### *Vurdering af armslængdevilkår*

Idet landsretten bemærker, at det må anses for ubestridt, at performancegarantierne – i fald disse betragtes som transaktioner omfattet af ligningslovens § 2 – ikke er stillet til rådighed på armslængdevilkår, er spørgsmålet herefter, om Skatteministeriet har godtgjort, at datterselskabernes betalinger til MOGAS for den tekniske og administrative bistand (timewriting) ikke er i overensstemmelse med, hvad der kunne være opnået, hvis transaktionerne var afsluttet mellem uafhængige parter (armslængdeprincippet), jf. ligningslovens § 2, stk. 1.

MOGAS har i sin transfer pricing-dokumentation henvist til, at MOGAS' operatørydelser i DUC på vegne af APMM udgør en CUP i forhold til samhandlen med datterselskaber. Der er desuden henvist til en branchekutyme for omkostningsdeling i joint ventures indenfor olie- og gassektoren, hvorefter operatørens ydelser leveres til kostpris.

Allerede fordi MOGAS hverken deltager i et joint venture eller fungerer som operatør i relation til olieindvindingen i Algeriet og Qatar finder landsretten, at MOGAS' levering af teknisk og administrativ bistand til datterselskaberne ikke er sammenlignelig med den oplyste branchekutyme eller MOGAS' levering af ydelser til DUC, hvor MOGAS fungerer som operatør.

På denne baggrund finder landsretten, at Skatteministeriet har godtgjort, at MOGAS' levering af den tekniske og administrative bistand (timewriting) til datterselskaberne til

kostpris ligger uden for rammerne af, hvad der kunne være opnået, hvis aftalen var indgået mellem uafhængige parter, jf. ligningslovens § 2, stk. 1.

#### *Konklusion*

Samlet finder landsretten, at der er grundlag for at foretage en skønsmæssig ansættelse af MOGAS' skattepligtige indkomst for indkomstårene 2006-2008, hvorfor der ikke er grundlag for at tage MOGAS' principale påstand til følge. Skattemyndighedernes skøn hviler imidlertid på et forkert grundlag og er åbenbart urimeligt, hvorfor sagen hjemvises til fornyet behandling ved skattemyndighederne i overensstemmelse med MOGAS' subsidiære påstand.

Med samme begrundelse finder landsretten, at der ikke er grundlag for at tage APMM's principale påstand til følge, men at ansættelsen af APMM's sambeskatningsindkomst for indkomstårene 2006-2008 hjemvises til fornyet behandling ved skattemyndighederne i overensstemmelse med APMM's subsidiære påstand, 1. pkt.

Som følge af ovenstående – og som sagen i øvrigt er forelagt – finder landsretten ikke anledning til at tage stilling til APMM's subsidiære påstand, 2. pkt., herunder hvorvidt skatteforvaltningslovens § 48 er til hinder for at inddrage spørgsmålet.  
..."