

Beauty and the Beast:

Det norske lisenstildelingssystemet sett i lys av det amerikanske, en økonomisk tilnærming.

Johan Michael Berentzen Hoem



Masteroppgave ved Økonomisk Institutt

UNIVERSITETET I OSLO

Januar 2013

“There is frequently excessive focus on sophisticated theory at the expense of elementary theory; too much economic knowledge can sometimes be a dangerous thing. Too little attention is paid to the wider economic context, and to the dangers posed by political pressures. Superficially trivial distinctions between policy proposals may be economically significant, while economically irrelevant distinctions may be politically important.”

Paul Klempere¹

¹ Side 1 i Klempere, P. (2003): «Using and Abusing Economic Theory», Journal of the European Economic Association, Vol. 1, 272-300.

© Johan Michael Berentzen Hoem

2013

Beauty and the Beast: Det norske lisenstildelingssystemet sett i lys av det amerikanske, en økonomisk tilnærming.

Johan Michael Berentzen Hoem

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

Kapittel 1 består av innledning og gir bakgrunn for problemstillingen. Her avgrenses oppgavens omfang.

I kapittel 2 blir enkelte sentrale begreper presisert med den hensikt å gi støtte til den analytiske delen av oppgaven.

Kapittel 3 er den analytiske delen av oppgaven. Kapitlet starter med en enkel avklaring før de to aktuelle tildelingssystemene, det norske og det amerikanske, sine prinsipielle målsetninger presiseres i kapittel 3.1. Her skilles det mellom det norske og det amerikanske, før målsetningene sees i sammenheng med selskapenes incentiver.

I kapittel 3.2 forklares enkelte teorier og begreper essensielle for auksjonering av lisenser generelt og for lukket flerenhets-førstepris auksjon spesielt. De fire basisformene for auksjon angis og konseptet rundt flerenhetsauksjoner forklares. Videre nevnes flerkriterieauksjon før vinnerens forbannelse forklares med to ulike eksempel, konseptet illustreres også grafisk.

Kapittel 3.3 utleder mekanismene for tildeling prinsipielt. Mekanismene beskrives isolert sett for Norge og USA. Deretter konkretiseres administrative tildelingsmekanismer generelt og endelig auksjon som tildelingssystem. Kapitelene 3.3.5 og 3.3.6 problematiserer de to ulike tildelingssystemene hver for seg. Kapittel 3.3 avsluttes med en kort diskusjon, fundert i den økonomiske litteraturen, hvor de to systemene forsøkes å settes opp mot hverandre.

Kapittel 3.4 sammenholder de prinsipielle målsetningene utledet i kapittel 3.1 med hvordan skjønnhetskurranser og auksjon har prestert. Analysen er delvis empirisk og delvis teoretisk, hvor blant annet annenhåndsmarkedet for lisenser er analysert og government take andeler i Norge og USA relativiseres.

I kapittel 4 konkluderes det med de to systemenes ulikheter og analysen gir grunnlag for et forslag om en todeling av norsk sokkel hva gjelder tildelingsmekanisme med en innføring av auksjon som allokeringsmekanisme eller alternativt en flerkriterieauksjon hvor prismekanismen langt på vei neglisjeres.

I appendikset del A finnes særs utfyllende beskrivelser av hvordan de amerikanske myndighetene analyserer og godkjenner, eventuelt underkjenner budene de mottar.

Del B er en fin gjennomgang av det norske konsesjonssystemets historie. Systemets historie kan kaste lys over hvordan og hvorfor systemet i dag er slik det er. Fremvekst og endringene systemet har vært igjennom viser en historie fullt av utfordringer og komplekse problemer. Hva fremtiden bringer for konsesjonssystemet er usikkert, men dets robuste historie taler for at det vil bli værende.

Del C er en møysommelig gjennomgang av hvordan hele prosessen for tildeling av utvinningstillatelser på norsk sokkel forløper. Beskrivelsen starter med åpning av områder for undersøkelse og leting og avsluttes med tildeling av Kongen i statsråd, og signering av kontrakt i Olje- og energidepartementets lokaler.

Del D er en oppstilling av hvordan petroleumsskatten regnes ut i Norge. Dette er ment som støtte til teksten og kan komplementere forståelsen av statens inntektsandeler behandlet i kapittel 3.4.

Forord

Jeg vil gjerne rette en stor takk til min veileder, instituttbestyrer Nils-Henrik Mørch von der Fehr for gode samtaler, kommentarer og en alltid åpen kontordør.

Klaus Mohn, sjeføkonom i Statoil AS, fortjener en stor takk for å være svært åpen og imøtekommende hva gjelder diskusjoner rundt petroleumsøkonomiske problemstillinger, samt ypperlig kontaktformidling inn i petroleumsnæringens forunderlige univers.

Espen Myhra i Olje- og energidepartementet organiserte en strålende presentasjons- og intervjurunde i deres lokaler, samt mange gode tips på veien.

Jeg vil takke Terje Sørenes i Oljedirektoratet og Kitty Eide i AS Norske Shell for god hjelp med å komme i kontakt med riktige og kvalifiserte intervjuobjekter.

Professor Tore Nilssen fortjener en takk i denne sammenheng for ivrige diskusjoner omkring enkelttema i oppgaven min både under og etter forelesning, samt i heisen.

Takk til mine medstudenter for at de har gjort de fem årene under profesjonsstudiet i samfunnsøkonomi til en fantastisk tid, for alle de gode diskusjonene og pausene. Spesielt vil jeg trekke frem arbeidet i Fagutvalget samt opprettelsen av Foreleserprisen, Prisen for årets masteroppgave og foreningen Osloensis Finans som gode minner.

Til slutt, men ikke minst vil jeg takke min aller kjæreste Marte for all hjelp, støtte og motivasjon samt bryderiet med å lese korrektur.

Eventuelle feil og mangler i denne oppgaven er alene mitt, og kun mitt, ansvar.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning.....	1
2. Oljerente og nåvedi	4
2.1 Ressursrente og oljerent	4
2.2 Nåverdi	4
3. Det analytiske kapittelet.....	6
3.1 Prinsipielle målsetninger	6
3.1.1 Norge.....	7
3.1.2 USA.....	8
3.2 Auksjoner, teori og relevante begreper	10
3.2.1 Basisauksjoner.....	10
3.2.2 Flerenhetsauksjoner.....	11
3.2.3 Flerkriterieauksjoner	15
3.2.4 Vinnerens forbannelse.....	16
3.3 Tildelingsmekanismene.....	21
3.3.1 Prinsipiell tildeling i Norge	21
3.3.2 Prinsipiell tildeling i USA	25
3.3.3 Administrative tildelingsprosedyrer	26
3.3.4 Prisbasert tildelingsmekanisme	28
3.3.5 Administrative tildelingsprosesser ikke optimalt?	30
3.3.6 Er auksjoner ikke nødvendigvis optimalt?	31
3.3.7 Kort diskusjon	33
3.4 Tildelingsmekanismene i lys av myndighetenes målsettinger	37
3.4.1 Mangfold og konkurranse	38
3.4.2 Funn- og leteteknoder og funnsansynnlighet.....	39
3.4.3 Government take	41
3.4.4 Skifte fra diskresjonære systemer til auksjonsbaserte?	45
3.4.5 Effektiv allokering.....	46
3.4.6 Vinnerens forbannelse.....	48
3.4.7 Kan det norske systemet overføres til andre land?.....	50
4. Konklusjon	51
Litteraturliste	55

Liste over figurer:

Figur 1: Etterspørselskurvene til de tre budgiverne i en enkel flerenhetsauksjon.....	s.13
Figur 2: Markedskryss for lisensauksjon i en enkel flerenhetsauksjon.....	s.14
Figur 3: En illustrasjon av vinnerens forbannelse i et sannsynlighet-nåverdi diagram.....	s. 20
Figur 4: En illustrasjon av optimaliseringsproblemet i det norske tildelingssystemet, i et funnsannsynlighet-risiko diagram.....	s.24
Figur 5: Oppstilling av hvordan beregningen av petroleumsskatt gjøres i Norge.....	s.93

1 Innledning

Norge har vært en petroleumsproduserende nasjon i over 40 år. Sterk statlig kontroll i tildelingen av utvinningstillatelser har vært en sentral målsetning for norske myndigheter. Etter innføringen av EØS-regelverket har kravet om ikke-diskriminerende, kunngjorte og objektive kriterier for tildeling endret det norske tildelingssystemet. Nå er det uttalte formålet med tildelingssystemet å fremskaffe størst mulig verdier for folket, likefullt ligger ytterligere delmål til grunn for tildelingen. Disse er nedfelt i de kunngjorte tildelingskriteriene Olje- og energidepartementet (OED) publiserer til hver nummererte tildelingsrunde.

Tildelingssystemet for utvinningstillatelser for olje og gass på norsk sokkel har endret seg over tid, og systemets utvikling kaster lys over dagens allokeringssystem og hvorfor akkurat dette systemet ble valgt. Hvorfor auksjoneres ikke utvinningstillatelser i Norge? Tidlig i det norske tildelingssystemets historie var aktørbildet dominert av få, men store selskaper med høye markedsandeler. Etter fallende leteaktivitet og investeringer ble det fra bransjen lansert et ønske om et lavere skattetrykk. Myndighetene svarte da med å forenkle etableringshindringer og gi økte incentiver for nye selskaper til å etablere seg på sokkelen. Dette ble primært gjort gjennom endringer i skattesystemet og innføringen av TFO-ordningen. Pluraliteten på sokkel og fokuset på konkurranse gjør at tildelingssystemet har beveget seg i en mer markedsmessig retning. Likefullt er den statlige kontrollen fortsatt tilstedeværende.

I henhold til økonomiske teoretiske resonnementer bør ressurser allokere dit grenseproduktiviteten er høyest, for dermed å skape største mulig verdien per enhet ressurs. Teorien predikerer også at prismekanismen, hvor prisene inneholder all informasjon, er en effektiv allokeringssystem, hvor auksjonsobjektet tilfaller aktøren med den høyeste betalingsvilligheten. Auksjonen er en mekanisme for prisdannelse, særlig utbredt der det er usikkerhet omkring objektets verdi. Videre avslører en auksjon de ulike aktørenes verdsetting av objektet. En veldesignet auksjon er den metoden som mest sannsynlig allokere ressursene til de aktørene som kan utnytte dem mest verdifullt; en effektiv allokering (Bulow og Klemperer, 1996).

Auksjon som allokeringssystem er brukt i USA. Det er også bruk av auksjon i Brasil, da i form av en flerkriterieauksjon.

Oppgaven søker å avklare hvorfor en slik antatt effektiv allokeringssystem ikke er valgt i Norge og følgelig forsøkes det å undersøke hvilket system som oppfyller sine målsetninger best. Tildelingssystemenes allokeringseffektivitet og egnethet til å hente ut oljerenten forsøkes å måles opp mot hverandre.

Oppgaven legger til grunn økonomisk teori og litteratur som utgangspunkt for å analysere det norske og det amerikanske tildelingssystemet. Videre forankres analysen i myndighetenes selvpålagte målsetninger. Intervju utført med ulike representanter for aktive selskaper på norsk sokkel gir nyttig innblikk i hvordan tildelingsmekanismen oppfattes av aktørene selv. Ytterligere intervju er gjort med representanter i Oljedirektoratet (OD) og Olje- og energidepartementet. Til sammen gir detten en oversikt over hvordan tildelingsmekanismene fungerer prinsipielt, i henhold til økonomiske resonneringer og hvordan systemene oppfattes av aktørene.

Analyse av data for amerikanske sokkel er nøye gjennomført av blant annet Porter (1995) og Hendricks, Porter og Boudreau (1987). Analysing av amerikanske data utover dette er ikke gjort, da disse analysene er veldokumenterte og mye sitert i den øvrige litteraturen.

For norske forhold er government take andeler sammenfattet basert til nasjonalbudsjetter og statsbudsjetter i de senere år. Videre er Oljedirektoratets rike database omkring lisensrettighetene tilgjengelig på deres nettsider. Data for alle tildelte lisenser på norsk sokkel er blitt gjennomgått, med det formål å avdekke reallokeringer.

Tildelingskriteriene som ligger til grunn for tildelingen har en nokså generell karakter. Det er enkelt å tenke seg situasjoner hvor to konkurrerende selskaper stiller nokså likt på alle de kunngjorte punktene.

Hva de reelle tildelingskriteriene er og hvordan tildelingen faktisk foregår er utgangspunktet for denne oppgaven. Undring over hva som til syvende og sist teller når lisensandeler skal allokere, deles med de bransjeaktørene som er blitt intervjuet.

Generelt vil man kunne slutte, som Sunnevåg (2000), at diskresjonære systemer av denne art aldri kan garantere aktørene at tildelingen er gjort helt objektivt, følgelig er systemet urettferdig. Intervjuobjektene oppgir at, selv om det avholdes avklaringsmøter etter endt tildeling, er det få eller ingen som føler de sitter igjen med en god forklaring på hvorfor de

eventuelt ikke fikk tildelt en lisensandel.

Denne oppgaven er et forsøk på å gi en oversikt over, samt belyse hva, de reelle tildelingskriteriene er, og hvordan disse settes opp mot hverandre. Videre søker oppgaven å avklare hvorvidt enkelte av myndighetens delmål oppfylles og i hvilken grad de eventuelt oppfylles av det gjeldende konsesjonssystemet på norsk sokkel.

Det auksjonsbaserte konsesjonssystemet gjeldene på amerikansk sokkel relativiserer det norske i så henseende. Masteroppgaven er avslutningsvis et forsøk på å avklare forskjellene og effektene av bruken av prismekanismen som allokeringfaktor, igjennom bruk av auksjoner, og bruken av en administrativ allokeringmekanisme hvor informasjonen inkorporert i prisene ikke nyttiggjøres, men hvor all tilgjengelig informasjon samles inn hos myndighetene; et diskresjonært skjønnhetskonkurransbasert system.

Oppgaven er ikke ment å berøre problemstillinger av miljø- og sikkerhetsmessige karakter.

Hvorvidt petroleumen skal utvinnes og i hvilket tempo er ikke en del av oppgaven.

Det legges til grunn at de helse, miljø og sikkerhetskrav som omkranser den norske sokkelen ikke er et produkt av tildelingsmekanismen i seg selv. Den ofte titulerte norske modellen for petroleumsutvinning er mer innholdsrik og kompleks enn selve tildelingsmekanismen. Disse øvrige momentene er ikke gjenstand for undersøkning, det er tildelingsmekanismen som allokeringfunksjon og dens relative egnethet som er utgangspunktet for analysen i oppgaven.

2 Oljerente og nåverdi

2.1 Ressursrente og oljerente

Råolje og naturgass er ikke-fornybare naturressurser. Fra økonomisk teori er det velkjent at virksomhet tilknyttet disse typer knappe ressurser gir opphav til en ressursrente.

Ressursrenten kan også tolkes som en skyggepris på den knappe ressursmengden. Andre kilder til ressursrenten vil være oligopolistisk adferd hvor markedet kan presse prisene over frikonkurransen og dermed gi produsentene en merinntekt; en monopolrente.²

Ser vi helt bort ifra den fysiske begrensningen av petroleumsressurser, er det likefullt en mulighet for en ressursrente. Siden kostnadene varierer med feltene, med bakgrunn i de ulike feltenes tilgjengelighet og geologiske egenskaper vil det være en renteprofitt tilknyttet utvinningsvirksomheten. I en likevektssituasjon hvor prisene på verdensmarkedet er bestemt av enhetskostnadene på de dyreste feltene i drift, vil det på tidligere utbygde felt med lavere kostnader oppstå en positiv differanse mellom pris og enhetskostnad. Altså gir avtakende skalautbytte en differensialrente i allerede utbygde felt.³

Tradisjonelt har oljeproduksjon og dertil salg av petroleum gitt rettighetshaverne og oljeselskapene store økonomiske overskudd, dette kan kalles en oljerente.

2.2 Nåverdi

En verdibeholding antas normalt å ha høyere verdi i dag enn i fremtiden. Dette da potensielle rentefortjenester tapes, inflasjon kan redusere realverdien og det kan være usikkerhet knyttet

² Bjerkholt, O., Ø. Olsen og S.Ø. Strøm (1990): Olje og gassøkonomi, Oslo: Universitetsforlaget..

³ Bjerkholt, O., Ø. Olsen og S.Ø. Strøm (1990): Olje og gassøkonomi, Oslo: Universitetsforlaget..

til beholdningens faktiske verdi. Jo lengre en verdibeholdning forblir urealisert eller jo høyere avkastningskrav man har til verdibeholdningen, jo lavere vil verdibeholdningens nåverdi være. Følgelig har vi sammenhengen; nåverdien av x kroner om T år, er hva x kroner er verdt om T år. Gitt en rentesats/diskonteringsrente lik r har vi at nåverdien av x kroner om T år blir

$$x = \frac{1}{(1+r)^T}.$$

Nåverdien av en investering er dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer. Når en investering gjøres fører det normalt til både inn- og utbetalinger gjennom investeringens levetid. Summen av alle innbetalingene, minus summen av alle utbetalingene gir investeringens innbetalingsoverskudd.

Investeringsbeløpet i periode null samt investeringens innbetalingsoverskudd utgjør investeringens kontantstrøm. Tilordnet investeringen er det en diskonteringsrente, som er investeringens forrentningskrav. Investeringens nåverdi finner man frem til ved å ta investeringens beregnede kontantstrøm og neddiskontere denne til tidspunkt null. For at en investering skal kunne være lønnsom, må dens nåverdi være positiv.

3 Det analytiske kapittelet

Myndighetene i stater med petroleumsforekomster har store utfordringer og viktige valg å ta. Initialt må myndighetene avgjøre hvorvidt petroleum skal utvinnes. Dernest i hvilket tempo utvinningen skal skje. Hvem skal få lov til å utvinne og hvordan skal ansvar og risiko fordeles. I oppgaven ser jeg helt bort i fra hvorvidt petroleum skal utvinnes og i hvilket tempo. Miljø og klimamessige hensyn vies liten eller ingen plass.

For å kunne utnytte petroleumsressurser effektivt er nasjoner normalt nødt til å involvere private oljeselskaper. Myndighetene har i så henseende en stor utfordring med å bestemme hvilke selskaper, eller grupper av selskaper, som skal få eksklusive rettigheter til å utvinne olje og gass fra et bestemt geografisk område, og hvordan myndighetene kan få ressursens grunnrente, oljerente, ut fra disse forekomstene.

Størrelsen på oljerenten vil avhengige av hvor godt tildelingssystemet er til å finne det riktige utvinningsselskapet og evnen til å bruke det riktige verktøyet for beskatning.⁴

Tildelingssystemet skal i henhold til økonomisk teori tillate at lisenstildeleren henter ut hele grunnrenten, og følgelig bør lisensleietakerne få lov til å ha en normal avkastning av sine investeringer i lisenser.⁵

3.1 Prinsipielle målsetninger

Formålet med kapittel 3.1 er å avklare og fremheve de prinsipielle målsetningene med tildelingssystemet i Norge og i USA.

⁴ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

⁵ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

3.1.1 Norge

Produksjon og utvinning av petroleum forutsetter tildeling av utvinningstillatelser fra myndighetene. I Norge er det Olje- og energidepartementet (OED) som har ansvaret for at den overordnede petroleumspolitiske målsetningen om en effektiv ressursutnyttelse på norsk sokkel nås ved hjelp av tildelingssystemet for utvinningstillatelser.

Fra Stortingsproposisjon nr. 1 (2008-2009) for Olje og energidepartementet er regjeringens overordnede målsetning for petroleumsvirksomhetene å sikre en langsiktig forvaltning og verdiskapning på norsk sokkel. Dette innenfor miljømessig forsvarlige rammer og med tanke på sameksistens med øvrige næringer.

Olje- og energidepartementet har som mål å bidra til å realisere de store verdiene i uoppdagede ressurser på sokkelen ved å tilrettelegge for tilgang på lovende leteområder. Videre er det en prinsipiell målsetning om å opprettholde et høyt aktivitetsnivå og samtidig sikre mangfold og konkurranse blant selskapene, noe som ønskes gjennomført ved en aktiv lete- og konsesjonspolitikk.⁶ Opprettholdelsen av et stabilt investeringsnivå på sokkelen og på den måten ivareta utviklingstakten samt sikre fremtidige produksjonsmuligheter er et annet mål for tildelingssystemet.⁷

I Norge har Olje- og energidepartementet etter noen år med nasjonale hensyn, nå et overordnet mål om å maksimere inntektene fra petroleumsnæringen.⁸

Like fullt er hensyn til pluralitet internt i lisenser og på norsk sokkel med i tildelingsmekanismen. En skrittvis tildeling, hvor lisensandelene tildeles aktører med mål om å skape en bestemt dynamikk i lisensen, med lave funnkostander og relativt høy funnsannsynlighet, er norske myndigheters prinsipielle målsetninger. Av Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten» slås dette fast, «kostnadskontroll er avgjørende for å utnytte potensialet på norsk sokkel»⁹ og «et overordnet mål for petroleumsvirksomheten er å legge til rette for lønnsom utnyttelse av olje- og

⁶ Riksrevisjonen (2010): «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelser i petroleumssektoren.» Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010.

⁷ Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten».

⁸ Stortingsmelding nr. 38 (2001-2002) «Om olje og gassvirksomheten».

⁹ Kapittel 2.4, siste avsnitt i Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten».

gassressursene. Et mangfold av aktører og sunn konkurranse i alle ledd er viktige bidrag i dette».¹⁰

Ulike aktører på norsk sokkel, gir i intervju, uttrykk for at de oppfatter myndighetenes målsetninger å være å sikre god forvaltning av petroleumsressursene gjennom et forutsigbart og sekvensielt system, hvor mangfoldet er viktig. Videre påpekes det at, det å kunne styre takten i utforskningen og den skrittvisse utbyggingen, samt detaljstyre hvilke blokker og områder som lyses ut, sikre at kompetansen til de aktørene som slippes til er god og samtidig være globalt konkurransedyktige, oppfattes som øvrige formål med tildelingssystemet. Flere aktører antar at grunnen til myndighetenes styringsvilje er at staten i realiteten finansierer 78 prosent av aktiviteten gjennom skattefradragssystemet.¹¹

3.1.2 USA

I USA har det amerikanske innenriksdepartementet, via byrået for energiforvaltning til havs,¹² ansvaret for å besørge at statens inntekter fra petroleumsressursene blir størst mulig, gitt kriterier som miljøhensyn, sikkerhet og utvikling. Det søker å balansere økonomisk utvikling, energiavhengighet og miljømessige hensyn.¹³

Amerikanske myndigheter har auksjon som prinsipiell allokeringssystem for sine utvinningslisenser. Følgelig er de prinsipielle målsetningene å allokere lisensrettigheter ved bruk av prismekanismen og dermed maksimere statens andel av inntekten fra lisenstildelingen, begrenset av miljø-, sikkerhetshensyn.

Forsyningssikkerhet er en sentral og prinsipiell målsetning i amerikansk energipolitikk, det gjelder i særdeleshet petroleum hvor utvinning og følgelig tildeling av lisenser bærer preg av

¹⁰ Kapittel 2.5, første avsnitt i Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten».

¹¹ Intervju med representanter for ulike aktører på norsk sokkel, gjennomført 26/8-2012, 2/10-2012, 24/10-2012, 26/10-2012.

¹² The Bureau of Ocean Energy Management (BOEM).

¹³ Det amerikanske byrået for energiforvaltning til havs (The Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)): <http://www.boem.gov/About-BOEM/index.aspx> Besøkt 2/1-2013 kl. 21.41.

kravet om forsyningssikkerhet.¹⁴ Like fullt har amerikanske myndigheter tidvis blitt kritisert for å legge ut for få lisens for auksjonering for å skape høyere priser per auksjonerte enhet (Porter (1995)).

3.1.3 Myndighetenes og selskapenes incentiver

Skattesystemet som omkranser utvinning på norsk sokkel gir sammenfallende incentiver for myndighetene og selskapene; når selskapene tjener mer penger, tjener myndighetene også mer penger. Selskapene har isolert sett incentiver til å få høyest mulig nåverdi av en utvinningstillatelse. Nåverdien er dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer, følgelig avhenger nåverdien negativt med tiden frem til inntjening. De norske myndighetene ønsker også å få en høy nåverdi på de enkelte arealene.

Optimeringsproblemene oppstår når oljeselskapene har incentiver som perverterer de sammenfallende incentivene. Selskapene råder over begrensede innsatsfaktorer.

Humankapital, kapital og øvrige innsatsfaktorer er knappe ressurser selskapene trenger for å utvinne petroleum. Videre vil et internasjonalt oljeselskap råde over ulike utvinningstillatelser i ulike deler av verden. Et slikt selskap vil, som alle andre oljeselskap, søke å optimalisere sin portefølje av utvinningstillatelser og det er ikke gitt at optimalisering av selskapets utvinningstillatelser på norsk sokkel samsvarer med optimal allokering av ressurser når man ser den internasjonale porteføljen under ett.

Det er verdt å merke seg at også myndighetene perverterer incentivstrukturen når de avviker fra profittmaksimeringen.

En slik miss-match mellom myndighetenes incentiver og selskapenes incentiver kan komme til uttrykk i arbeidsprogrammet selskapene søker med. Arbeidsprogrammet låser selskapene til en tidsplan for boring og utvinning og selskapene har følgelig et incentiv til å få tildelt et lite restriktivt arbeidsprogram. I økonomisk spillteori vil man kunne slutte at å begrense mulighetsområdet gir et bedre utfall. Men i dette praktiske tilfellet er det ønskelig for selskapene å få et så diffust og fleksibelt arbeidsprogram som mulig hvor de i større grad kan optimalisere sine avgjørelser friere. Myndighetenes ønske er å begrense spillerne, altså

¹⁴ Crane, K. (et al.). (2009) Imported oil and U.S. national security, Santa Monica: RAND Corporation.

oljeselskapene, sine mulighetsområder. OED ønsker å kontrollere arbeidsprogrammet for å gi en så restriktiv tidsplan som mulig. Når incentivene til OED er å maksimere nåverdien er det ønskelig med rask utvinning hvor fokuset er på effektiv ressursutnyttelse.¹⁵

3.2 Auksjoner, teori og relevante begreper

Her forklares enkelte teorier og begreper tilknyttet auksjonsteori, dette da det amerikanske systemet er tuftet på auksjon som allokeringmekanisme. Videre er auksjoner et naturlig utgangspunkt for komparative spørsmål omkring det norske tildelingssystemet.

Auksjon er en prisfastsettelsesmekanisme, der noe skal selges til et oppgitt tidspunkt. Ordet auksjon kommer av latinske augere som betyr å øke. Auksjoner har siden antikken blitt brukt som allokeringmekanisme for ulike objekter, den doriske historikeren Herodot beskriver at auksjoner ble brukt i det gamle Babylon så tidlig som år 500 før Kristus¹⁶.

Auksjon som allokeringmekanisme byr på to utfordringer. Utfordringen for samfunnet er om auksjonen er effektiv, det vil si om objektet som auksjoneres bort blir kjøpt av budgiveren med den høyeste betalingsvilligheten. For selgeren er utfordringen å vite om prisen man får er høyest mulig.¹⁷

3.2.1 Basisauksjonsformer

Innen økonomisk teori defineres ulike typer auksjoner, hvor vi har fire basisauksjonsformer; Engelsk auksjon, Hollandsk auksjon, førstepris lukket auksjon og annenpris lukket auksjon også kalt Vickrey auksjon¹⁸.

¹⁵ Intervju med ansatte i Leteseksjonen i Olje- og gassavdelingen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler, 17/8-2012.

¹⁶ Side 1 i Krishna, V. (2002): Auction Theory, San Diego: Academic Press.

¹⁷ Klempere, P. (1999): «Action Theory: A Guide to the Literature», Journal of Economic Surveys, Vol. 13 (3), 227-286.

¹⁸ Oppkalt etter økonomen William Vickery.

Engelsk auksjon og Hollandsk auksjon er begge åpne auksjoner, i den form at budene som kommer inn er tilgjengelig informasjon for auksjonens deltakere. I en engelsk auksjon er budene tiltakende i valør og budgiveren med det høyeste budet vinner auksjonen. Vinneren betaler i henhold til vinnerbudet sitt. I en hollandsk auksjon utropes det en høy startpris, auksjonarius senker prisen fortløpende til en av auksjonens deltakere signaliserer at de aksepterer prisen, vedkommende vinner auksjonen til den prisen som auksjonarius ropte sist. Vinneren betaler den sist utropte prisen.

I en førstepris lukket auksjon er auksjonsdeltakerne uvitende om de andre budene. Budgiver sender inn sitt bud lukket for andre deltakeres innsyn. Vinneren er budgiveren med det høyeste eventuelt laveste budet, vedkommende betaler det han/hun bød. Ved eksempelvis anbud er det det laveste budet som vinner, er det en tradisjonell auksjon er det budet med høyeste valør som vinner. Vickrey auksjon foregår på samme måte som førstepris lukket auksjon, men vinneren av auksjonen betaler verdien av det nest høyeste budet.

Alle disse fire nevnte auksjonstypene er effektive; de allokere enheten til den aktøren som har den høyeste betalingsvilligheten. Med bakgrunn i det velkjente revenue equivalence teoremet gir de fire overnevnte auksjonsformene selger den samme profitten.

Revenue equivalence teoremet ble først bevist av den kanadiske nobelprisvinnende økonomen William Vickrey i 1961.¹⁹ Teoremet utleder at hvis alle budgivere er risikonøytrale og er trukket fra en strengt voksende og atomløs fordeling,²⁰ samt at budgiveren med den laveste verdsettelsen av objektet har en forventet profitt lik null samtidig med at auksjonen er effektiv i allokeringen, så oppnår selgere den samme profitten ved alle de fire nevnte auksjonsformene.²¹

Ordet auksjon vil utelukkende benevne en auksjon hvor det er en selger som auksjonerer bort og hvor det er de potensielle kjøperne som er budgivere. Jeg utelukker anbudsauksjoner, hvor parten som auksjonerer bort, er kjøper av tjenesten eller varen som auksjoneres.

¹⁹ Krishna, V. (2002): Auction Theory, San Diego: Academic Press.

²⁰ Med en atomløs fordeling menes en fordeling hvor $P[X = x] = 0$, altså en egenskap vi finner hos de fleste kontinuerlige funksjoner.

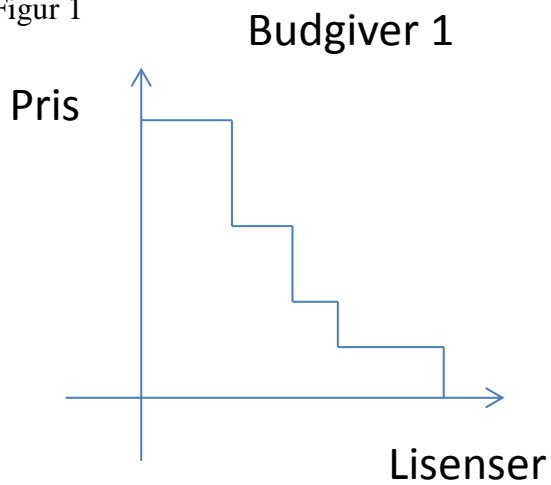
²¹ Klempere, P. (1999): «Action Theory: A Guide to the Literature», Journal of Economic Surveys, Vol. 13 (3), 227-286.

3.2.2 Flerenhetsauksjoner

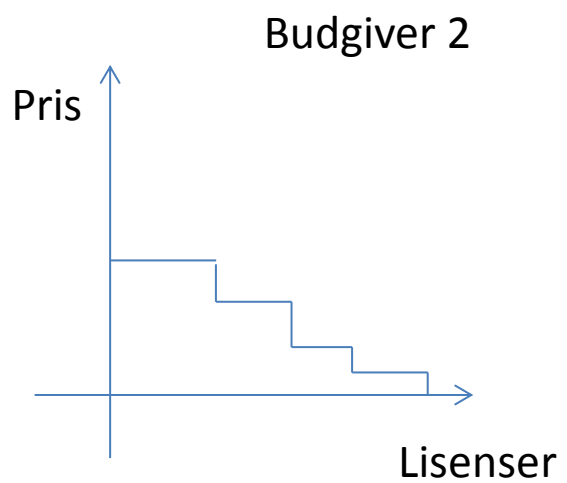
Flerenhetsauksjoner er auksjoner hvor selger har flere mer identiske objekter å auksjonere og en kjøper kan by på ulike objekter simultant.

I en flerenhetsauksjon kan budgiver gi bud på så mange lisenser som ønskelig. Antas det at det er fire lisenser til salgs har vi at budgiver gir bud på lisens nummer en, så på lisens nummer to, deretter på lisens nummer tre, slik fortsetter budgiver å legge inn bud på lisensene helt til siste lisens eller til budgiver ikke lenger har etterspørsel etter flere lisenser. Er antallet lisenser lik L og budgiver j sitt første bud lik b_1^j har vi at $b_1^j \geq b_2^j \geq b_3^j \geq b_4^j$ hvor det antas at etterspørselen er fallende i prisen: betalingsvilligheten for lisens 1 er lik eller større enn for lisens 2 som er større enn eller lik betalingsvilligheten for lisens 3 og så videre. Følgelig er $\sum_{i=1}^n b_n^j, n = 1,2,3,4$, lik budgiver j sitt bud for fire lisenser, og en etterspørselsfunksjon kan konstrueres. For $j = 1,2,3$ vil funksjonene eksempelvis se slik ut:

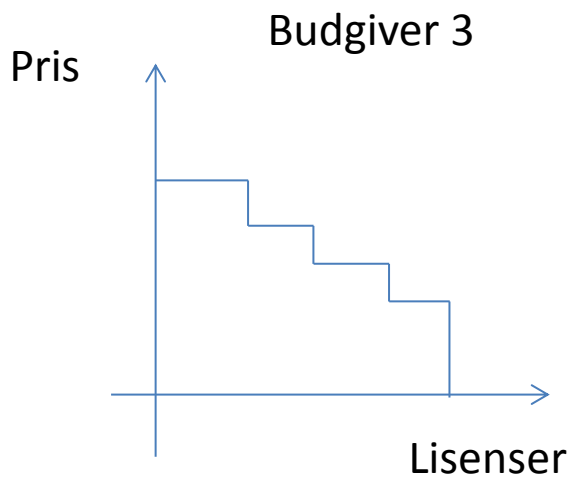
Figur 1



er budgiver 1 sin
etterspørselskurve etter
lisenser.



er budgiver 2 sin
etterspørselskurve etter lisenser.



er budgiver 3 sin
etterspørselskurve etter lisenser.

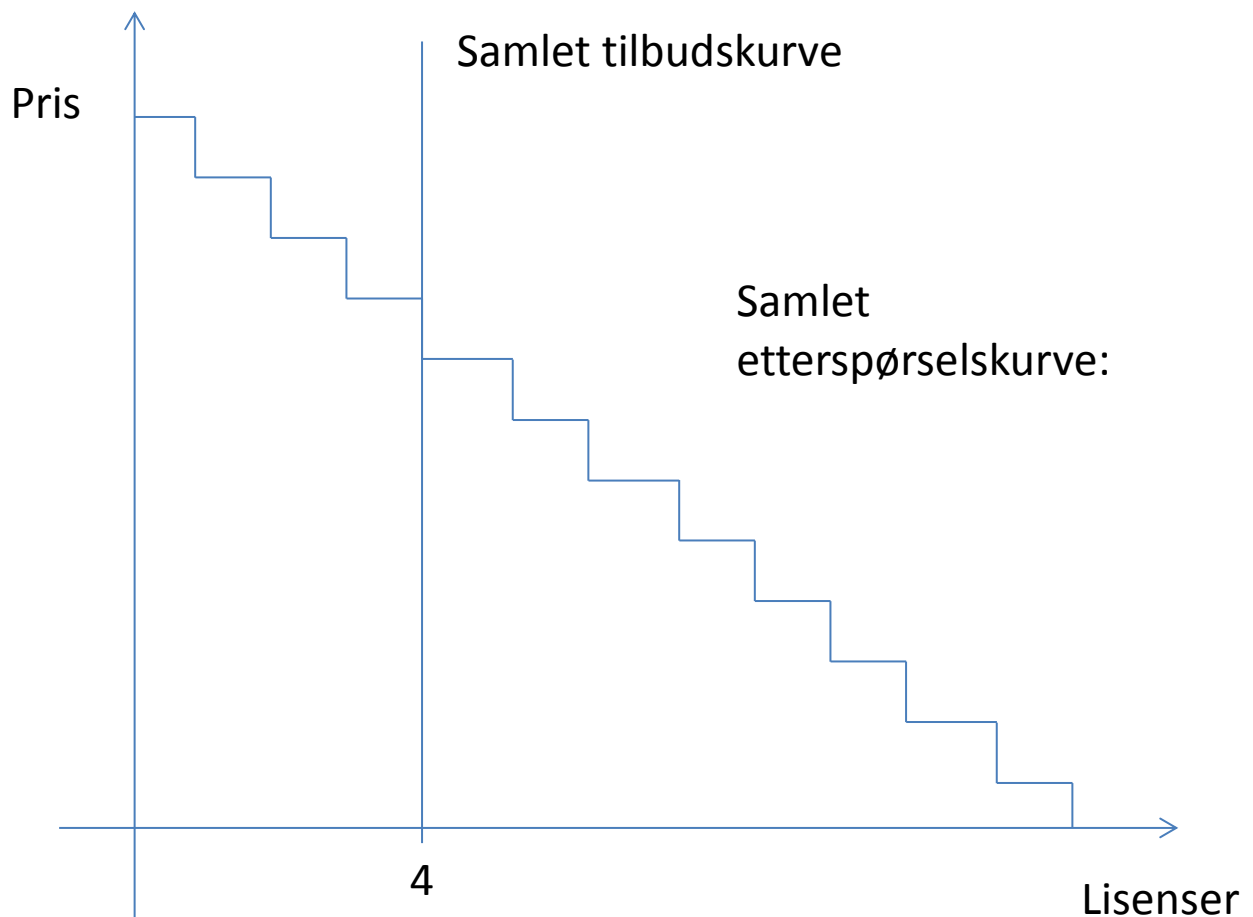
Legges det til grunn at det finnes kun en selger, myndighetene, og tre budgivere, hvor alle budgivere har en etterspørsel som dekker minst fire lisenser vil det i auksjonen legges inn $3 \times 4 = 12$ bud. Hver budgiver kan legge inn 1 gyldig bud per lisens, og kun et bud kan vinne per lisens, ergo vil det være 4 vinnerbud og 8 tapende bud.

Myndighetenes tilbud av lisenser er konstant lik fire og følgelig vil tilbudskurven være en vertikal linje i markedskrysset. Myndighetene kan hente inn de tre budgivers etterspørselskurver, som summert opp utgjør den samlede etterspørselen i markedet etter de

fire lisensene.

Dette gir et markedskryss hvor samlet etterspørselskurve krysser samlet tilbudskurve (myndighetenes tilbudskurve). Bud som ligger til venstre for markedskrysset vil være de fire vinnerbudene, mens de resterende budene som er tapende bud, ligger til høyre for markedskrysset i pris-lisenser diagrammet.

Figur 2



Den samlede etterspørselskurven angir hvor mange lisenser som totalt er etterspurt for ulike priser.

Tilbudsfunksjonene er en vertikal linje gitt myndighetenes tilbudte lisenser lik fire enheter. Markedskrysset oppstår da der etterspørselsfunksjonen krysser tilbudsfunksjonen. Alle bud som i diagrammet ligger til venstre for markedskrysset er vinnende bud og alle bud som ligger til høyre for markedskrysset er tapende bud i auksjonen.

Alternativt vil en enkel flerenhetsauksjon kunne, som i Engelbrecht-Wiggans og Weber (1979), bestå av n firma som ønsker å kjøpe en utvinningstillatelse fra en begrenset mengde utvinningstillatelser. Et firma, A , ønsker å kjøpe en utvinningstillatelse for inntil kroner 100, og anser da alle andre lisenser som verdiløse. Det er m utvinningstillatelser som auksjoneres bort og et firma kan velge kun å by på en lisens eller på fler samtidig. By på flere lisenser simultant vil øke sannsynligheten for å få tak i en lisens, men også for at selskapet får tak i mer enn en lisens. Selskapet er underlagt ressursknapphet og for mange lisenser kan medføre stordriftsulemper. En slik modell vil bli vesentlig forenklet om det ikke finnes et annenhåndsmarked å omsette lisenser i, auksjonsformen er lukket første pris og både m og n er store samt at n følger en Poisson fordeling. Er det flere selskap som har det høyeste budet tildeles lisensen ved loddtrekning mellom de høystbydende selskapene.

Likevektstrategiene gir svar på hvordan en slik allokeringssform fortøner seg. Når alle lisensene forsøkes å selges simultant vil ikke nødvendigvis allokeringen gi det høyeste mulige samfunnsøkonomiske overskuddet.²² Det å designe flerenhetsauksjoner som simultane enkeltobjektsauksjoner kan, generelt sett, være nokså ineffektivt.²³

Budgivere kan by mer aggressivt på ulike objekter i simultane auksjoner selv om objektene har lik forventet verdi. Dette siden selv om et firma kun har bruk for et begrenset antall lisenser, så er firmaet likefult interessert i å skaffe en ekstra lisens hvis prisen er lav (nok).²⁴ Selv om antatt like utvinningstillatelser selges samtidig, men i separate auksjoner, kan de ulike firmaenes budsjettbetingelser og kapasitetsbegrensninger føre til ulike bud i de ulike auksjonene.

Utvinningstillatelser tilhører som regel blokker som kan være heterogene objekter snarere enn homogene. Lisensene kan også gi selskaper synergieffekter om de for eksempel ligger geografisk nært en blokk selskapet allerede har utforsket. I en slik situasjon er det behov for betydelig koordinering mellom de ulike budgiverne for at auksjonsformen skal fungere godt

²² Engelbrecht-Wiggans, R. og R. J. Weber, (1979): «An example of a multi-object auction game», Management Sciences, Vol. 25 (12), 1272-1277.

²³ Engelbrecht-Wiggans, R. og R. J. Weber, (1979): «An example of a multi-object auction game», Management Sciences, Vol. 25 (12), 1272-1277.

²⁴ Engelbrecht-Wiggans, R. og R. J. Weber, (1979): «An example of a multi-object auction game», Management Sciences, Vol. 25 (12), 1272-1277.

med hensyn til effektivitet og inntekter, en lukket auksjonsform vil enkelt mislykkes i å etablere en effektiv allokering av lisenser i et slikt tilfelle.²⁵

3.2.3 Flerkriterie auksjon

En flerkriterie auksjon er en auksjon hvor seleksjonskriteriene er vektet og summen totalt på budet gir vinnerbudet. Dette er en auksjonsform hvor ulike kriterier kan vektes opp mot hverandre. Hvorvidt en flerkriterie auksjon er effektiv, i den forstand at utvinningstillatelsen tilfaller den aktøren med høyes betalingsvillighet, kommer helt an på hvordan auksjonen er satt sammen (McAfee og McMillan, 1987).

I Brasil har man en form for flerkriterie auksjon. Hvor pris, arbeidsprogram og nasjonal forankring vektes ulikt i en auksjonering av utvinningstillatelser for petroleumsressurser på brasilianske sokkel.²⁶

I Brasil må selskapene by et pengebeløp for lisensen, fremlegge et arbeidsprogram og graden av nasjonal forankring, altså hvor mye selskapet ønsker å benytte brasiliansk utstyr og service. Auksjonen er en førstepris lukket bud auksjon, hvor de utlyste lisensene auksjoneres bort simultant.²⁷ Lisensene er standardiserte, slik at hver lisens dekker et like stort areal.

Vinnerbudet kåres ut ifra de tre kriteriene, bonusbeløp, arbeidsprogram og nasjonal forankring. Når budene skal rangeres teller bonusbeløpet 40 prosent, arbeidsprogrammet teller 40 prosent og nasjonal forankring teller 20 prosent.

Videre har de brasilianske myndigheter en progressiv særskatt på petroleumsutvinningen. Ifølge Rodriguez og Suslick (2009)²⁸ er allokeringen effektiv og tildelingsmekanismen gir de brasilianske myndighetene betraktelige inntekter fra petroleumsvirksomheten, utvikling av nasjonal industri samt god informasjon om selskapenes verdivurderinger av brasiliansk sokkel.

²⁵ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

²⁶ «An overview of Brazilian petroleum exploration lease auctions» TERRÆ 6(1):6-20, 2009 av Monica Rebelo Rodriguez og Saul B. Suslick

²⁷ I de fire første konsesjonsrundene i Brasil ble lisensene auksjonert bort sekvensielt.

²⁸ «An overview of Brazilian petroleum exploration lease auctions» TERRÆ 6(1):6-20, 2009 av Monica Rebelo Rodriguez og Saul B. Suslick.

3.2.4 Vinnerens forbannelse

I common value auksjoner²⁹ kan det forekomme situasjoner med vinnerens forbannelse³⁰, dette selv om budgiverne sitter på lik type informasjon, i den forstand at de har like mye informasjon om objektets verdi eller forventede verdi. Dette fordi auksjonens vinner vil være den budgiveren som har det mest optimistiske anslaget på objektets verdi. Er anslaget for optimistisk vil vinnerbudet være større enn verdien på objektet. Har en av budgiverne mer presis eller bedre informasjon om objektets faktiske verdi, kan dette bli brukt til å skaffe ekstrainntekter på bekostning av de andre budgiverne. Budgivere må hensynta begge disse aspektene, og de har dermed incentiver til å samle ytterligere informasjon eller til å få kunnskap om konkurrentenes incentiver.³¹

Hvis det etter auksjonens slutt er mulig å få tak i mer informasjon om objektets verdi enn hva som var mulig før auksjonen, så kan selger sikre seg merinntekt av det potensielle avviket ved å hefte en avgift basert på utnyttelse av objektet etter at det er auksjonert bort, i tillegg til inntekten selgeren får av selve auksjonen. Men hvis kjøper kan påvirke objektets verdi igjennom tiltak iverksatt etter auksjonens slutt, så oppstår det problemer med moralsk hasard (kjøper endrer adferd etter auksjonens slutt i forhold til den adferden han/hun ville ha hatt om muligheten til å påvirke verdien etter auksjonens slutt ikke var der).³² Hvis selger legger for stor vekt på avgifter knyttet til bruk av objektet så kan det forskyve insentivene som ligger til grunn for auksjonen.³³

Denne spillteoretiske relasjonen som utfolder seg mellom selger og kjøpere er ikke et null-sum-spill, derfor er det mulig at vi får ineffektive resultater.³⁴ I et null-sum-spill er summen av deltakernes tap og gevinst lik null til enhver tid, i spill mellom selger og kjøper hvor

²⁹ Auksjoner hvor auksjonsobjektet har felles verdi for kjøperne. Eksempelvis kan et fat olje være like mye verdt for det enkelte selskap.

³⁰ Winner's curse.

³¹ Kagel, J. H. og D. Levin (1996): «The Winner's Curse and Public Information in Common Value Auctions», *The American Economic Review*, 76 (5), 894-920.

³² Porter, R. H. (1995): «The role of information in U.S. offshore oil and gas lease auction», *Econometrica*, Vol. 63 (1), 1-27.

³³ Kagel, J. H. og D. Levin (1996): «The Winner's Curse and Public Information in Common Value Auctions», *The American Economic Review*, 76 (5), 894-920.

³⁴ Porter, R. H. (1995): «The role of information in U.S. offshore oil and gas lease auction», *Econometrica*, Vol. 63 (1), 1-27.

verdien av objektet kan endre verdi og hvor gevinst og tap ikke er balansert kan det oppstå skjevheter og da altså ineffektive resultat.

For eksempel kan det tenkes at en lisens skal lyses ut ved hjelp av en auksjon. Det er to aktuelle selskaper som ønsker å by på den, og i sitt arbeid med å beregne lisensens nåverdi har de seks mulig utfall; 1, 2, 3, 4, 5, og 6, hvor 6 er den høyeste mulige nåverdien de kan estimere. For illustrasjonens skyld følger vi Gardner (1995) og antar at lisensens faktiske nåverdi er gitt av gjennomsnittet av å kaste to terninger.³⁵ $6/21 = 3,5$ er gjennomsnittsverdien av et terningkast, ergo er gjennomsnittlig nåverdi av lisensen lik 3,5.

Faktisk nåverdi av lisensen har seks mulig utfall, alle med like stor sannsynlighet, følgelig har hvert av de seks mulig utfallene en sannsynlighet lik $1/6$. Nåverdiens sannsynlighetsfordeling er da lik den horisontale linjen i figuren under.

De to selskapene har muligheten til å analysere den offentlige geologiske informasjonen, som seismikkundersøkelser med mer. Dette kan illustreres ved at selskap 1 får se hva terning 1 er og selskap 2 får se hva terning 2 faktisk viser. For eksempel kan selskap 2 observerer de seismiske dataene (terning 2), finne at verdien er 1, og følgelig vet selskap 2 at lisensens nåverdi maksimalt vil være 3,5.³⁶

Siden hver av selskapenes terninger har samme sannsynlighetsfordeling over de seks mulig utfallene er terning 1 og terning 2 forventingsrette, da faktisk nåverdi har en sannsynlighetsfordeling lik $1/6$.

Dette kan tilsi at selskapene bør sette sine bud lik den verdien de observerer på «sin» terning.

Hvis selskapene så gjør får vi følgende situasjon.

Ved en budrunde, er det 6×6 mulige kombinasjoner = 36 muligheter. Det legges til grunn at selskapene maksimalt kan by en verdi lik 6 og at begge selskapenes etterspørsel minst dekker den utlyste lisensen. La (a,b) indikere at selskap 1 sitt bud er lik a og selskap 2 sitt bud er lik b. Sannsynligheten for at det høyeste budet er lik 2 i budrunden er lik $1/12$. Dette da det høyeste budet kan være like 2 i tre tilfeller; (1,2), (2,1) og (2,2), ergo $3/36 = 1/12$ sannsynlighet for at akkurat dette inntreffer. Sannsynligheten for at 1 er det høyeste budet er

³⁵ Gardner, R. (1995): Games for Business and Economics, andre utgave, New York: John Wiley & Sons.

³⁶ Terning 1 kan maksimalt ha verdi lik 6. $6 + 1 = 7$, som gir et gjennomsnitt på 3,5. Lisensens faktiske nåverdi er i fremstillingen antatt lik gjennomsnittet av de to terningene.

lik $1/36$. På samme måte kommer vi frem til at 3 er høyeste bud med sannsynlighet lik $5/36$. Sannsynligheten for at 4 er høyeste bud er $7/36$, for 5 som høyeste bud er det $1/4$ og endelig er sannsynligheten for at 6 er det høyeste budet lik $11/36$.

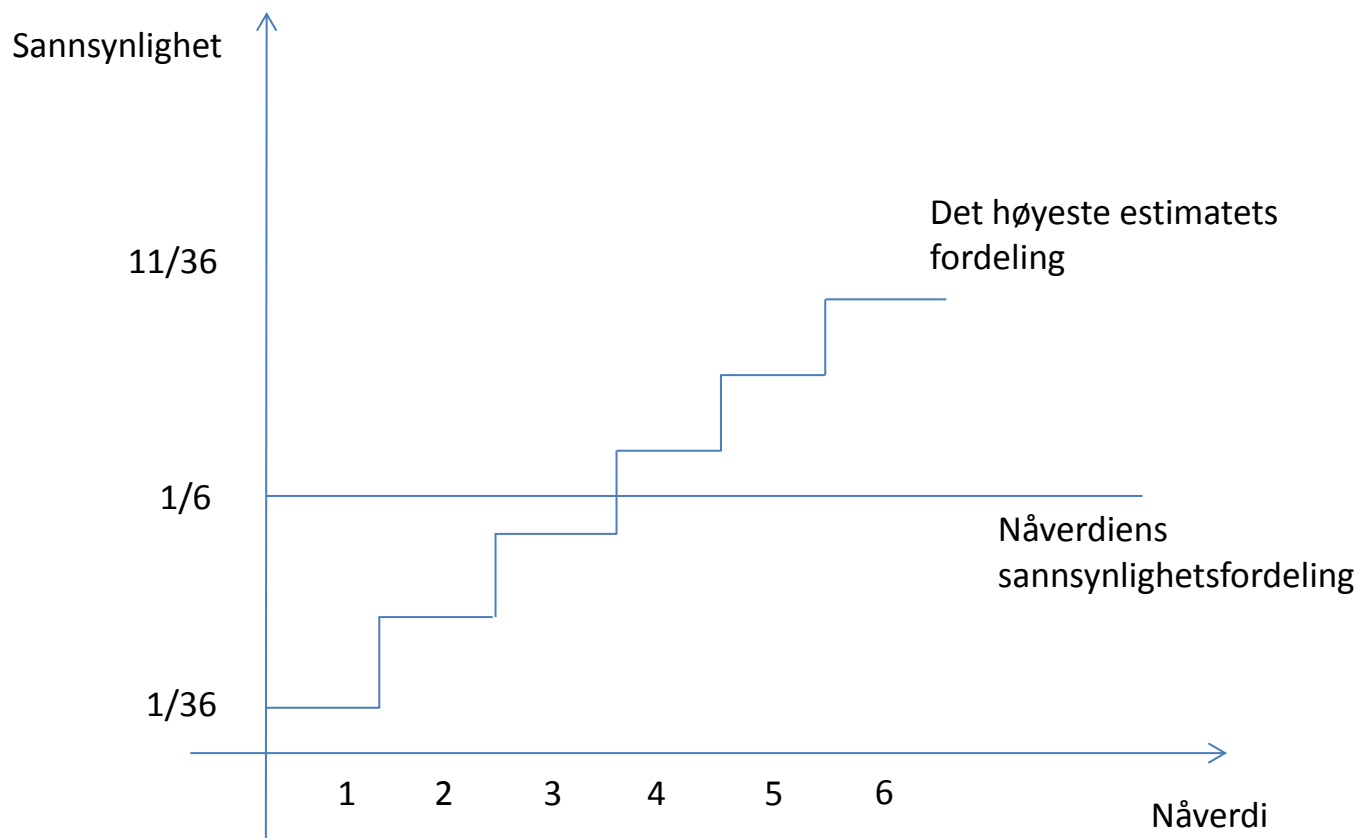
Multipliseres hver av de seks sannsynlighetene med det tilordnede budets verdi, får vi fordelingen til det høyeste budet(estimatet) som anvist i figuren under.

Dette gir, med bakgrunn i den oppsatte sannsynlighetsfordelingen, at gjennomsnittet for det høyeste budet i denne auksjonen er lik $161/36 = 4,472$.

Basert på oppsettet har lisensen en faktisk nåverdi i gjennomsnitt på 3,5.

Det selskapet som vinner denne auksjonen, vil altså i gjennomsnitt få et tap tilsvarende $4,472 - 3,5 = 0,972$. Lisensen blir systematisk tildelt det selskapet som er mest optimistisk med tanke på lisensens nåverdi. Vinnererselskapet opplever et tap, på tross av at selskapet bruker en forventningsrett estimeringsmetode (terningen) og byr i henhold til denne. Vinneren sies å være underlagt en form for «økonomisk forbannelse»; vinnerens forbannelse.

Figur 3



En fremstilling av vinnerens forbannelse.

Hvor det er to selskap som deltar, og det antas at selskapenes budgivning er i samsvar med deres egen estimering av nåverdien, dermed blir det høyeste estimatet lik den høyeste budgivningen.

Sannsynligheten for at det høyeste estimatet er lik en gitt verdi multiplisert med den gitte verdien av estimatet gir det høyeste estimatets fordeling.

3.3 Tildelingsmekanismene

I denne delen søkes det å forklare de to ulike tildelingsmekanismer som er valgt i Norge og USA prinsipielt sett og deretter i en mer faglitterær kontekst. De to systemene problematiseres så, før de avslutningsvis kort diskuteres i henhold til faglitteraturen. Dette for å klargjøre hvordan tildelingsmekanismene fungerer og hvordan de faktisk tildeler prinsipielt samt fremvise hvordan mekanismene er ulike også i henhold til den økonomiske litteraturen.

3.3.1 Prinsipiell tildeling i Norge

Etter utviklingen av Norge som petroleumsproduserende nasjon tiltok ble også tildelingssystemet mer fritt, men den norske stat skulle ha minst 50 prosent andeler i de ulike feltene.³⁷ Formålet var å ha tett kontroll med tempoet og retningen petroleumsaktiviteten tok samt innvirkningen aktiviteten hadde.³⁸ Det overordnede tankesettet i norsk ressursforvaltningen er nå å gjøre verdiene størst mulig for samfunnet, men ønsket om å ha en detaljert kontroll med utviklingen oppfattes av næringen selv å være godt tilstede også i dag.³⁹

Olje- og energidepartementet bruker de kunngjorte tildelingskriteriene mer fleksibelt og etter behov for å kunne gjøre skjønsmessige helhetsvurderinger i utformingen av lisenssammensetningen samt oppnevningen av operatører.⁴⁰ Oljedirektoratet (OD) gjør en faglig vurdering av lisenssammensetningen ved tildeling som baserer seg på et stringent poengsystem hvor man tilordner poeng til søknadenes ulike kvaliteter. En analyse av total karakteren basert på de ulike delkarakterene gir en søkers posisjon relativ til de andre søkerne. De ulike kriteriene tilordnes også ulike vekt. Geologisk og teknisk kunnskap tillegges eksempelvis særdeles stor vekt. Riksrevisjonens rapport fastslår at selv om det er

³⁷ Midttun, Ø. (2004): «Konsesjonspolitik på norsk sokkel: flere tiår med gulrot og pisk». I Norsk Oljemuseums Årbok 2003. http://www.norskolje.museum.no/stream_file.asp?iEntityId=332 PDF-fil lastet ned 25/8-2012 kl. 10.05.

³⁸ Helle, E. (1984): Norges olje – de første 20 årene, Oslo: Tiden norsk forlag.

³⁹ Intervju med representanter for aktører på norsk sokkel.

⁴⁰ Avsnittet bygger på Riksrevisjonen (2010): «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelse i petroleumssektoren.» Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010.

Olje og energidepartementet som tar de faktiske avgjørelsene, så er det sjelden OED sin koordinerende rolle innbefatter å fravike fagetaten OD sin anbefaling. Dette gir grunnlag for å anta at den karaktersetning og vektning Oljedirektoratet gjør i sin vurdering av søknadene videreføres i mindre formelle rammer når endelig tildeling faktisk avgjøres.

Andre hensyn, som myndighetenes erfaring med søkerne og deres finansielle posisjon, tillegges også vekt. Olje- og energidepartementets rolle er langt på vei koordinerende i tildelingsprosessen. I Forskrift til lov om petroleumsvirksomheten § 10 fastholdes det at departementet kan hensynte enhver form for manglende effektivitet eller ansvarlighet en søker har utvist tidligere. Videre kan departementet og vektlegge «andre relevante objektive og ikke-diskriminerende kriterier som gjør det mulig å foreta det endelige valg mellom søknadene»⁴¹. Tildelingen kan altså være diskresjonær.

Tidlig i prosessen med å utforme tildelingssystemet på norsk sokkel var myndighetene klare på at de ikke ønsket et bonusbasert system.⁴² Budgiving hvor penger var seleksjonskriteriet var heller ikke ønskelig. Et mål var å få selskapene til å satse på å investere i seismikkundersøkelser og kartlegging av ressurser, for på den måten å få optimal utforskning av ressurspotensialet. Pengebaserte budrunder mente myndighetene ville vri næringens fokus vekk fra dette målet. Argumentet mot auksjoner var at etter auksjonsrunden ville auksjonens vinner gjennomføre et slappere arbeidsprogram eller argumentere for at selskapet selv skulle få bestemme arbeidsprogrammet. Sett i et slikt lys vil et pengebasert bonussystem svekke myndighetenes innflytelse på å få vedtatt og gjennomført det antatt optimale arbeidsprogrammet. Med bakgrunn i denne grunntanken er arbeidsprogrammet et av de mer sentrale seleksjonskriteriene for tildeling av utvinningstillatelser.

Troen på diversifisering internt i en lisens er et viktig fundament for det norske tildelingssystemet. I følge Farouk Al-Kasim⁴³ gir det å inkludere selskaper som er ulike inn til å jobbe innenfor den samme utvinningstillatelsen en mer effektiv letevirksomhet; diversifiseringen gir økt ressursvekst og lavere funnkostnader per enhet.

⁴¹ Forskrift av 1997-06-27 nr. 653: Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet, § 10 siste ledd.

⁴² Avsnittet bygger på kapittel 12 i Al-Kasim, F. (2006): *Managing Petroleum Resources the "Norwegian Model" in a Broad Perspective*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.

⁴³ Al-Kasim, F. (2006): *Managing Petroleum Resources the "Norwegian Model" in a Broad Perspective*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.

Videre er fokuset på å få frem det optimale arbeidsprogrammet, forstått som det programmet som sikrer den mest effektive måten å utforske den aktuelle blokken på.⁴⁴

Oljedirektoratet er spesielt fokusert på å minimere enhetskostnaden ved leting og kartlegging.⁴⁵ Minimeringsproblemet fortoner seg som å designe kostnadene knyttet til seismikkundersøkelser og prøveboringer slik at risikoen for å bore tørre brønner blir mest mulig begrenset. Samtidig må kostnadsstrukturen tilpasses det andre delmålet om å maksimere sannsynligheten for å gjøre kommersielt levedyktige funn. For tidlige eller uforsvarlige letekostnader reduserer ressursens nettoinntekt både for myndighetene og selskapene. Videre vil en minimering av enhetskostnadene ved leting maksimere verdien av petroleumssressursen. Oljedirektoratets faglige anbefalinger videreføres som regel av Olje- og energidepartementet⁴⁶. Al-Kasim slår fast at Oljedirektoratet var særdeles påvirket av prinsippet om at den mest effektive måte å utforske arealet gir den optimale allokeringen av lisenser.

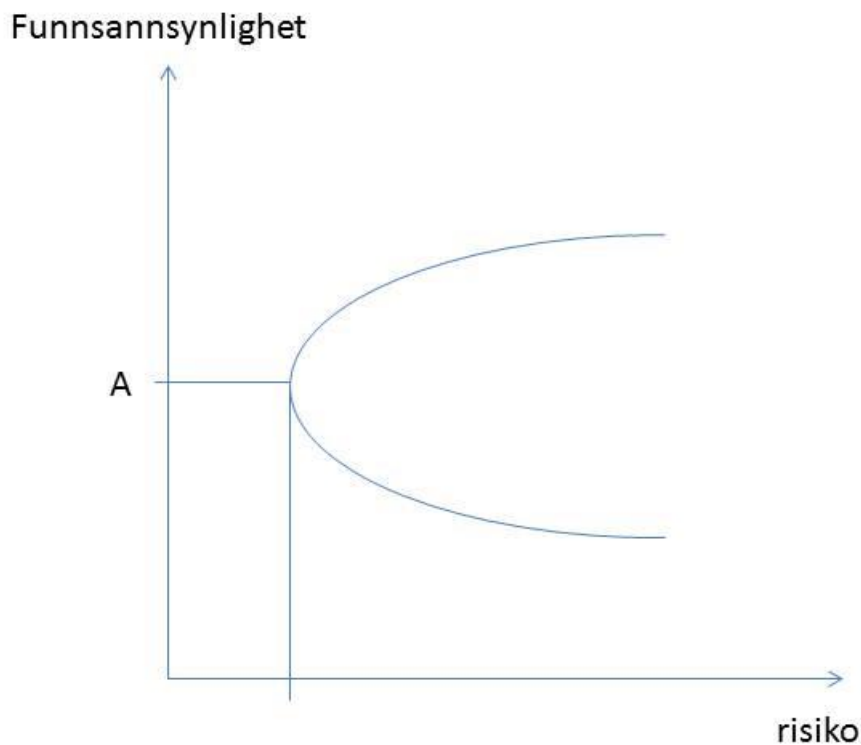
Optimaliseringsproblemet kan beskrives grafisk i følgende sammenheng:

⁴⁴ Intervju med ansatte i Leteseksjonen i Olje- og gassavdelingen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler, 17/8-2012.

⁴⁵ Intervju med ansatte i Oljedirektoratet 26/10-2012.

⁴⁶ Riksrevisjonen (2010): «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelser i petroleumssektoren.» Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010.

figur 4



Punkt A er forventet funnsannsynlighet i optimal tilpasning. For en gitt risiko vil punkter på hyperbelens overside dominerer stokastisk punktene på undersiden.

OD gjør sine valg basert på egne opplysninger samt informasjon tilsendt fra bransjen, hvor målet er å finne det minst risikofylte arbeidsprogrammet. Angivelig sammenfaller det minst risikofylte arbeidsprogrammet og det mest effektive arbeidsprogrammet.⁴⁷

Like fullt kan prinsippet fravikes om en ny ide eller nytt konsept for utforskning eller utvinning oppfattes spennende eller nyskapende nok. Et slikt arbeidsprogram kan bli valgt selv om det innbefatter større risiko og lavere funnsannsynlighet.⁴⁸

I vedlegg C er det en detaljert oversikt over hvordan prosessen for tildeling av utvinningslisenser i Norge fungerer.

⁴⁷ Intervju med ansatte i Oljedirektoratet 5/10-2012.

⁴⁸ Intervju med ansatte i Leteseksjonen i Olje- og gassavdelingen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler, 17/8-2012.

3.3.2 Prinsipiell tildeling i USA

Det er innenriksdepartementet som har det administrative ansvaret for tildeling av utvinningstillatelser i USA. Departementet er lovpålagt å påse at myndighetene får en rettferdig avkastning (fair return) på de utvinningstillatelsene som gis, oppgaven utføres av byrået for energiforvaltning til havs.⁴⁹ Produksjonsrettigheten blir i USA overført fra den amerikanske staten til private aktører ved at produksjonsrettighetene auksjoneres bort. Prinsipielt brukes prismekanismen som allokeringssform; den aktøren som byr det høyeste beløpet blir tildelt lisensen.⁵⁰

En slik auksjon initieres ved at myndighetene åpner et område for letevirksomhet, og hvor da interesserte aktører inviteres til å nominere blokker eller områder de ønsker skal komme for salg.⁵¹ Selskapene gjør geologiske utforskninger og nominerer de ønskede blokkene. Basert på nominasjonene lager myndighetene en endelig liste over blokker som skal tilbys i den neste salgsrunden. Det er vesentlig flere felt som nomineres enn det er felt som myndighetene mottar bud på. Trolig er det derfor liten grad av informasjon som finnes i selve nomineringen (Porter 1995). Leasingavtaler om utvinning på alle de nominerte blokkene, som er på myndighetenes endelig liste, legges ut samtidig for salg i lukket første pris auksjon. Et selskap legger inn bud på de blokkene de ønsker seg utvinningstillatelsene til og budgiveren kan legge inn mange bud på en og samme lisens, men kun det høyeste budet kan bli godkjent. For eksempel kan budgiver A legge inn tre bud, det høyeste budet blir tatt med videre til ytterligere vurdering, mens de to andre budene blir forkastet som uregelrette bud.

Et bud kan også kalles bonus, og er det antallet dollar selskapet ønsker å betale for å få leie utvinningsrettighetene til en aktuell blokk. Et bud er juridisk bindende og 1/5 av beløpet skal selskapet betale til myndighetene idet budet gis, de resterende 4/5 av budbeløpet innbetales når budet eventuelt aksepteres.^{52 53}

⁴⁹ The Bureau of Ocean Energy Management (BOEM).

⁵⁰ Bureau of Ocean Energy Management (BOEM): Hjemmesider. <http://www.boem.gov/> og Bureau of Ocean Energy Management (BOEM): Hjemmesider. <http://www.boem.gov/About-BOEM/index.aspx> Besøkt 2/1-2013 kl. 21.41.

⁵¹ Bureau of Ocean Energy Management (BOEM): Hjemmesider. <http://www.boem.gov/>

⁵² Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

⁵³ Alle budgiver får igjen sin 1/5-andel umiddelbart etter auksjonens slutt.

Det høyeste budet får tildelt blokken med mindre myndighetene oppfatter vinnerbudet for lavt. Myndighetene kan sette opp en nedre akseptgrense for bud, likefullt så kan de avvise bud som er over denne grensen. Denne reservasjonsprisen kan variere fra salgsrunde til salgsrunde, men den eventuelle reservasjonsprisen er lik innenfor den enkelte auksjonssrunde. De amerikanske myndighetene har en nokså detaljerte prosess for å kunne bestemme om bud skal aksepteres eller avvises. Se egen del i vedlegg A for en grundig fremstilling av hvordan bud vurderes av myndighetene.

Myndighetenes kriterier er offentlig kjente og godt tilgjengelig for selskaper som ønsker å legge inn bud. Når auksjonen er ferdig blir navnet på alle budgiverne, beløpet de bød og resultatet av budrunden offentliggjort under et åpent møte.

Når et selskap har vunnet en budrunde om en blokk, har det normalt fem år på å utforske blokken. Leasingavtalen regulerer lengden på avtalen. Er det ikke gjort noe arbeid på blokken fra selskapets side innen utløpstiden, vil avtalen opphøre og utvinningstillatelsen tilbakefaller til de amerikanske myndighetene. Ved en slik situasjon både kan og normalt vil myndighetene legge ut blokken for salg igjen ved et senere tidspunkt.

3.3.3 Administrative tildelingsprosedyrer

Et system hvor all tilgjengelig informasjon samles inn hos myndighetene og hvor aktørene ikke konkurrerer på pris, men et sett av andre kvalitative parametere omtales ofte som et skjønnhetskonkurransbasert (beauty contest) tildelingssystem.⁵⁴ Myndighetene forsøker å opptre som den allvitende velmenende samfunnsplanlegger og følgelig allokere den optimale sammensettingen av utvinningen av petroleumsressursene.

Diskresjonære systemer med administrative tildelingsprosedyrer er en utbredt form allokeringssystemer.⁵⁵ Blant de lisensbaserte systemene er diskresjonære administrative

⁵⁴ Se for eksempel Binmore, K. og Klempere, P. (2002): «The Biggest Auction Ever: The Sale of The British 3G Telecom Licences», *The Economic Journal*, 112 (Mars), C74-C96.

⁵⁵ Tordo, S., D. Johnston og D. Johnston (2010): «Petroleum Exploration and Production Rights, Allocation Strategies and Design Issues», Verdensbanken, World Bank Working Paper nr. 179.

tildelingssystemer, hvor myndighetene vurderer søkende selskapers finansielle og tekniske kompetanse samt selskapenes foreslåtte arbeidsprogrammer, et av systemene som ofte petroleumsnasjoner benytter. Denne formen for tildelingssystem bruker en petroleumsrelatert skatt eller avgift for å hente ut grunnrenten.

Er myndighetenes målsetning med tildelingssystemet å maksimere leting og utforskning av arealet kan en mekanisme hvor arbeidsprogrammet er i fokus være mest effektiv.⁵⁶ Et system hvor selskapene konkurrerer om å tilby det beste arbeidsprogrammet vil kunne være mest effektiv, da de forplikter seg til å lete og utforske et bestemt areal for å kunne få utvinningstillatelsene.⁵⁷

Dette kan være særlig aktuelt i områder hvor det er begrenset geologisk kunnskap, lite infrastruktur og høye investeringskostnader. Utfordringer i slike områder er ikke bare prosjektenes høye risiko, men også vanskelighetene med å estimere den reelle risikoen i seg selv.⁵⁸

Tildeling med base i selskapenes foreslåtte arbeidsprogram vil kunne gi myndighetene mer informasjon om de geologisk usikre områdene. Tildelingen kan utformes med et minimumskrav til arbeidsprogram for å få tilstrekkelig geologisk forståelse av det aktuelle området. Alternativt kan skrittvis tildeling strategisk utforske sentrale geologiske elementer i området. En slik fremgangsmåte imøtekommer en målsetning om å avgjøre utvinning basert på god geologisk kjennskap til det aktuelle området. Skrittvis tildeling vil gå på bekostning av effektiviteten i tildelingen, men er formålstjenlig i underutviklede og krevende områder.⁵⁹ Dog er ensidig bruk av arbeidsprogram som allokeringsvariabel ikke uproblematisk. For detaljerte arbeidsprogram som overgår hva selskapene trenger for å utnytte ressursene effektivt vil på sikt redusere oljerenten (Tordo o.fl. ,2010 og Mead, 1994).

⁵⁶ Tordo, S., D. Johnston og D. Johnston (2010): «Petroleum Exploration and Production Rights, Allocation Strategies and Design Issues», Verdensbanken, World Bank Working Paper nr. 179.

⁵⁷ Tordo, S., D. Johnston og D. Johnston (2010): «Petroleum Exploration and Production Rights, Allocation Strategies and Design Issues», Verdensbanken, World Bank Working Paper nr. 179.

⁵⁸ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

⁵⁹ Tordo, S., D. Johnston og D. Johnston (2010): «Petroleum Exploration and Production Rights, Allocation Strategies and Design Issues», Verdensbanken, World Bank Working Paper nr. 179.

3.3.4 Prisbasert tildelingsmekanisme

Det amerikanske prisbaserte auksjonssystemet er basert på at all tilgjengelig informasjon er inkorporert i prisene. For å sikre mest effektiv utnyttelse av petroleumsressursene fordeles utvinningstillatelsene til den aktøren som har høyest betalingsvillighet. Den samfunnsøkonomiske nytten maksimeres og allokeringssystemet vil i teorien gi en effektiv ressursutnyttelse og en Pareto-optimal allokering. En veldesignet auksjon er den metoden som mest sannsynlig allokere ressursene til de aktørene som kan utnytte dem mest verdifullt; en effektiv allokering (Bulow og Klempere, 1996).

Informasjon kan spille en avgjørende rolle i auksjoner. En selger tyr ofte til auksjon som salgsform fordi det er usikkerhet knyttet til objektets verdi; selger er usikker på kjøpernes betalingsvillighet. I slike tilfeller er auksjon en mekanisme for prisdannelse.

Samtidig kan en auksjon være nyttig når kjøperne er usikre på hvordan konkurrentene verdsetter objektet, videre kan kjøperne selv også være usikre på deres egen verdivurdering av objektet.⁶⁰

Ved tildeling av utvinningstillatelser for petroleum offshore, vil en auksjon fungere som en allokeringssystem og et verktøy for grunnrentebeskatning.

Hvis det er sterk konkurranse mellom budgiverne i en lisensauksjon, vil en reservasjonspris ofte være unødvendig. Men er det få budgivere kan en reservasjonspris, eller minstepris, simulere økt konkurranse og følgelig økte inntekter.⁶¹

Et tildelingssystem hvor aktørene konkurrerer på pris i form av en auksjon er det eneste nøytrale systemet for innhenting av oljerenten (Mead, 1994). Dette ifølge Mead da den samfunnsmessige verdien av en utvinningslisens i prinsippet er lik det mest effektive selskapets verdivurdering av lisensen og en auksjon vil avdekke det mest effektive selskapets verdsetting av lisensen. Videre vil ikke bonusbetalingen påvirke marginale beslutninger som utforskning og produksjonstakt siden betalingen utføres på forhånd. Endelig konkluderer

⁶⁰ Klempere, P. (1999): «Action Theory: A Guide to the Literature», Journal of Economic Surveys, Vol. 13 (3), 227-286.

⁶¹ Avsnittet er basert på Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

Mead med at studiene gjennomført av tildelingen i Mexicogolfen viser at hele ressursrenten har blitt hentet ut gjennom budgivingen og bonusbetalingene. Mead sitt resonnement støttes av Porter (1995) som konkluderer med at myndighetene trolig har, gitt den risiko man er underlagt, fått hentet ut en rimelig andel av grunnrenten fra Mexicogolfen.

Verdien av blokker tilhørende en lisens er høyst uavklart a priori tildeling. Som Sunnevåg (2000) presiserer kan myndighetene aldri være sikre på i hvilken grad den økonomiske verdien av en lisens faktisk kommer til syne gjennom en auksjon. Følgelig vil det være motvilje fra myndighetenes side til kun å belage seg på auksjonen i arbeidet med å hente ut ressursrenten.

De fleste land som bruker auksjon som allokeringmekanisme bruker lukkede simultane flerenhetsauksjoner eller sekvensielle auksjoner.⁶² I en sekvensiell auksjon lyses lisensene ut etter hverandre (sekvensielt), mens i lukkede simultane flerenhetsauksjoner legges lisensene ut samtidig, og aktørene kan by på flere lisenser på samme tid og hvor ingen aktører har innsyn i de andres budgiving. Hvis myndighetenes målsetning er å maksimere nåverdien av ressursrenten, finnes det andre auksjonsformer som gir høyere bud, ceteris paribus?

I følge Tordo o. fl.(2010) vil engelsk simultan flerenhetsauksjon i større grad allokere lisenser til budgiveren som verdsetter lisensen høyest, enn hva lukket simultan flerenhetsauksjon gjør. Engelsk simultan flerenhetsauksjon gjør det enklere å maksimere komplementariteten blokker imellom og kan være mer effektiv ved tildeling av lisenser i umodne og utfordrende områder enn lukket simultan flerenhetsauksjon.⁶³

Åpne auksjoner er åpenbart mer sårbare for prissamarbeid selskapene imellom enn hva en lukket auksjon er. Ved en åpen auksjon kan selskapene fordele lisensen seg i mellom a priori, og følgelig ikke by på andre auksjoner enn på de lisenser en selv skal «få». Når det er åpne auksjoner kan de som bryter med prissamarbeidet lett oppdages og straffes av de andre sammensvorne, som da kan by opp prisen på utbryterens tiltenkte lisens.

Den kontrollmekanismen og reaksjonsmuligheten de andre deltakerne i et prissamarbeid har ovenfor en utbryter bortfaller i større grad ved en lukket auksjon.

⁶² Tordo, S., D. Johnston og D. Johnston (2010): «Petroleum Exploration and Production Rights, Allocation Strategies and Design Issues», Verdensbanken, World Bank Working Paper nr. 179.

⁶³ Tordo, S., D. Johnston og D. Johnston (2010): «Petroleum Exploration and Production Rights, Allocation Strategies and Design Issues», Verdensbanken, World Bank Working Paper nr. 179.

Sekvensielle auksjoner brukes i for eksempel Venezuela.⁶⁴ I en sekvensiell auksjon lyses lisensene ut etter hverandre (sekvensielt), auksjonsformen er lukket første-pris auksjon. Rekkefølgen objektene auksjoners ut er viktig, da det kan påvirke selgers forventede inntekt og allokerings effektivitet som sådan (Pitchik, 1989). Hausch (1986) og Krishna (1993) gir eksempler på hvordan sekvensielle auksjoner gir ineffektivitet og reduserte inntekter relativt til alternative flerenhetsauksjoner.

3.3.5 Administrative tildelingsprosesser ikke optimalt?

Det norske tildelingssystemet er et eksempel på et diskresjonært system hvor tildelingen foregår basert på en administrativ prosess. Selv om seleksjonskriteriene er offentlige, objektive og ikke-diskriminerende har mekanismen potensielle svakheter.

Når myndighetene skal tildele lisenser er det økonomisk hensiktsmessig å tildele de aktørene som er mest effektive. Dette gir, som Sunnevåg (2000) påpeker, myndighetene et informasjonsproblem. Selskapene som søker på en lisens kan være nokså likt kvalifisert på de fleste av de kunngjorte kriteriene, og myndighetene kan ha vansker med å finne det selskapet som skaper de største verdiene. En sentral utfordring med denne tildelingsmekanismen er at myndighetene har begrenset informasjon om selskapenes relative kostnadseffektivitet.⁶⁵ Sunnevåg slutter at dermed er systemet utsatt for allokeringsforvregninger, grunnet potensielt manglende kostnadsminimering.

Transparens er en annen utfordring med denne formen for administrative systemer. Sunnevåg (2000) mener dette er en stor svakhet med denne formen for allokering, spesielt siden selskaper som ikke får tildelt en ønsket lisens, ikke kan være sikre på at de har tapt til en konkurrent som er mer effektiv i utvinningen. Administrative systemer er, i seg selv, betraktelig mer utsatt for korrupsjon enn hva åpne markedsbaserte tildelingssystemer er ifølge Sunnevåg (2000).

⁶⁴ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

⁶⁵ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

I boken «Government and North Sea Oil» fremhever Hann blant annet utfordringer knyttet til diskresjonære lukkede tildelingssystemer i et public choice perspektiv. Et tildelingssystem knyttet opp mot administrative prosedyrer krever mye arbeid fra myndighetenes side. Følgelig trengs det mange og kunnskapsrike byråkrater for å bistå politikere i tildelingen av lisenser. Mye av kunnskapene som kreves av de ulike byråkratene er spesialkunnskap, som styrker byråkratenes påvirkning av politikere, siden politikere er avhengig av deres kunnskap for å kunne treffe gode valg. I et diskresjonært system vil ulike byråkrater kunne tilegne seg mye administrativ makt og påvirkningskraft, som, med bakgrunn i maksimering av egen nytte, byråkrater og myndighetspersonell kan nyttiggjøre seg av for å begunstige seg selv. Hann viderefører sitt eget resonnement rundt dette med å slå fast at statlige byråkrater og deres motparter i oljeselskapene vil være imot å endre et slikt system, siden dette vil true deres posisjoner og den innflytelse de allerede har bygget opp.⁶⁶

3.3.6 Er auksjoner ikke nødvendigvis optimalt?

I utgangspunktet vil en budgiver i en auksjon søke profitt, og dermed vil et bud undervurdere lisensens verdi. Men hvis det a) er nok budgivere til å skape en stor nok konkurranse og b) budgiverne er rimelig trygge på sin egen verdivurdering av lisensen, så vil budene være nokså nært inntil lisensens reelle verdi (McMillian, 1995).

Sunnevåg (2000) presiserer at i praksis vil flere hensyn enn kun forventede reservoarverdier spille inn når selskaper skal legge inn bud. Graden av hvorvidt a) og b) tilfredsstilles, og dermed vinnerbudets evne til å avdekke ressursrenten, vil avgjøre hvorvidt bonusbetalinger alene bør være myndighetenes verktøy for å hente inn grunnrenten.⁶⁷

Auksjonering av utvinningstillatelser er et auksjonsmarked underlagt høy grad av usikkerhet. Dette gjør at selskaper har åpenbare incentiver til å kommunisere med hverandre for å unngå å betale for mye for den enkelte lisens (Porter, 1995). Det er naturlig å forvente at i

⁶⁶ Hann, D. (1986): Government and North Sea Oil, New York: St. Martin's Press.

⁶⁷ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

flerenhetsauksjoner, som i den amerikanske auksjoneringen av utvinningstillatelser, er incentivene ekstra sterke for selskapene til å fordele lisensene seg i mellom. Dette fordi enkelte lisenser kan være substitutter og selskapene er begrenset av knapphet på humankapital og øvrige innsatsfaktorer.⁶⁸ Både Porter (1995) og Sunnevåg (2000) påpeker at de amerikanske myndighetene likefullt har lyktes i å få selskapene til å delta og konkurrere i lisensauksjoner. Hvor eksempelvis reservasjonsprisen kan simulere økt konkurranse.⁶⁹ Resultatene til Porter er dog noe mindre entydige.

I hvilken grad selskapene er trygge på sine egne verdivurderinger av lisensene kan også kommenteres nærmere.

Budgivernes profitt avhenger negativt med antallet budgivere, og bedre (geologisk) informasjon øker forventet profitt.⁷⁰ Følgelig kan investeringer i leteaktivitet øke forventet avkastning av å delta i lisensauksjonen. Seismiske data kan kjøpes på markedet eller, som i Norge, er samlet inn hos myndighetene. Denne informasjonen er å regne som offentlig. Tolkningen av disse dataene er derimot privat informasjon.

Et selskap med overlegen geologisk kompetanse eller informasjonstilgang vil kunne tjene en monopolprofitt eller da ta ut en kunnskapsrente på bekostning av de øvrige selskapene med mindre kunnskap eller dårligere informasjonstilgang (Sunnevåg, 2000).

Informasjonsasymmetri vil forpurre auksjonen. Aktøren med dårligst informasjon er underlagt en høyere grad av usikkerhet; den uinformerte budgiveren vil kun vinne budrunden hvis hans/hennes bud overgår lisensens faktiske verdi. (Vinnerens forbannelse).

Wilson (1967) konkluderer med at budgivere med bedre informasjon maksimerer sin forventede gevinst fra auksjonen ved å by mindre enn lisensens forventede verdi.

Velinformerte budgivere vil dermed kunne hente ut en informasjonsrente på bekostning av øvrige budgivere.

Leland (1978) argumenterer for at budgivere kan opptre sterkt risikoaverse. Om så er tilfelle vil det kunne påvirke selskapenes avgjørelser knyttet til leting, utvikling og produksjon, og

⁶⁸ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

⁶⁹ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

⁷⁰ Porter, R. H. (1995): «The role of information in U.S. offshore oil and gas lease auction», Econometrica, Vol. 63 (1), 1-27.

dermed vil det kunne øke differansen mellom lisensens private verdi, samfunnsmessige verdi og de lavere budene.

Hvorvidt budgiverne faktisk er sterkt risikoaverse er vanskelig å avklare ut ifra så vel teoretisk som empiriske perspektiver.⁷¹ En kan tenke seg at leterisikoen er diversifiserbar og at investorer trolig vil kun kreve en risikopremie over den risikofrie renten for å ta på seg ikke-diversifiserbare risikoer. Og de selskapene som pådrar seg selskapsspesifikke risikoer vil konkurrere med selskapene som ikke har det (Sunnevåg, 2010).

Videre finner Mead (1994) ingen risikoavers adferd for selskapene samlet sett i sin studie av auksjonene i Mexicogolfen.

En annen utfordring auksjoner som seleksjonsmekanisme for utvinningstillatelser står ovenfor, er politisk usikkerhet. Etter endt auksjon, kan man havne i en situasjon hvor selskapene har betalt relativt lite for en lisens, som etter tid viser seg å inneholde særs store mengder petroleum. Dette vil kunne føre til ønsker om for eksempel å øke skattetrykket på selskapene eller petroleumsbransjen generelt. Videre vil en (uventet) raskt stigende oljepris gjøre en lisens mer verdifull enn hva den var ved auksjoneringstidspunktet. Dette kan føre til politisk press mot selskapene for å betale mer i form av skatter eller avgifter. Denne formen for usikkerhet omtaler Mead (1994) som «Prudhoe Bay effekten», hvor myndighetene i delstaten Alaska nær doblet enkelte skattesatser da det i ettertid ble oppdaget et særlig stort oljefelt.

Problemet med denne formen for politisk relatert usikkerhet er at om den oppfattes som reell, vil den opplagt kunne spille inn i budgiverens verdivurdering av den enkelte lisens, og også selskapenes betalingsvillighet for områdets lisenser som sådan.

3.3.7 Kort diskusjon

Ut i fra økonomiske hensyn bør et tildelingssystem for utvinningstillatelser ifølge Sunnevåg (2000) ivareta to formål. Det ene er å gjøre kaken størst mulig, det vil si at formålet bør være

⁷¹ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», Resources Policy 26 (2000), 3-16.

å maksimere den samfunnsmessige nåverdien av ressursrenten, altså oljerenten. Dette vil igjen kreve at allokeringmekanismen på lang sikt bør tildele lisenser til de mest effektive selskapene. Videre bør formålet være å minimere administrasjonskostnadene, både for myndighetene selv og for selskapene. Administrative kostnader reduserer oljerenten uavhengig av hvem som betaler dem.

Det andre formålet er at myndighetene bør hente ut hele grunnrenten, noe som impliserer at selskapene som leier utvinningstillatelser får en normal avkastning.⁷²

Gitt at myndighetenes målsetning er å maksimere nåverdien, samt hente ut grunnrenten er det i litteraturen ofte fremholdt at auksjoner med bonusbetalinger er den fremste og nærmest optimale tildelingmekanismen for å hente ut oljerenten.⁷³

I sin artikkel fra 1991 sammenlikner Fraser auksjonsbaserte systemer og diskresjonære systemer. Fraser konkluderer med at auksjoner gir myndighetene bedre informasjon om de ulike selskaperes oppfatning av feltenes faktiske verdi, og følgelig gir auksjoner myndighetene muligheter for en vesentlig høyere inntekt fra lisenstildelingen sin.⁷⁴

Sunnevåg (2000) argumenterer likefult for at i et tildelingssystem er auksjoner best egnet som allokeringmekanisme og at auksjoners evne til å hente ut grunnrenten kan tones ned.

I eksempelvis umodne områder med begrenset infrastruktur, geologisk kunnskap og vanskelige forhold for petroleumsproduksjon kan skjønnskurranser være et godt alternativ. Dette poengteres av aktører på norsk sokkel som trekker frem forutsigbarheten og den tunge vektleggingen av faglig kompetanse i alle faser av virksomheten som særs positive sider ved det norske tildelingssystemet. Norsk sokkel oppfattes som verdensledene på teknologiutvikling, effektiv leting, oljevernberedskap, miljøtiltak med mer. Dette tilskrives konsesjonssystemet som motiverer og stiller krav til rettighetshaverne på alle disse områdene.⁷⁵

Videre påpeker Fraser (1998) at høy usikkerhet i slike områder vil kunne gi færre

⁷² Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», *Resources Policy* 26 (2000), 3-16.

⁷³ Se for eksempel Mead (1994).

⁷⁴ Fraser, R. (1991): «Licensing resources tracts: a comparison of auctions and discretionary systems», *Resources Policy*, Vol. 17(4), 271-283.

⁷⁵ Intervju med representanter for ulike aktører på norsk sokkel, gjennomført 26/8-2012, 2/10-2012, 24/10-2012, 26/10-2012.

interessenter og følgelig færre budgivere om slike områder auksjoneres bort. En auksjon vil dermed kunne gi en ineffektiv allokering, da potensielle budgivere vil sette en høy diskonteringsrate i beregningen av en lisens forventede nåverdi, og følgelig legge inn lavere bud, som igjen antakelig gir et vinnerbud som ikke reflekterer lisensens faktiske verdi.⁷⁶

Bulow og Klempere (1996) fremhever at i situasjoner hvor det er for få potensielle budgivere kan en form for strukturerte forhandlinger, av typen underlagt for eksempel den diskresjonære norske tildelingsmekanismen, være en bedre allokeringmekanisme.

Derimot er en sentral utfordring med diskresjonære tildelingsmekanismer at myndighetene har begrenset informasjon om selskapenes relative kostnadseffektivitet.⁷⁷ Dermed er systemet utsatt for allokeringforvringinger grunnet potensielt manglende kostnadsminimering.

En løsning på disse utfordringene kan være å auksjonere utvinningslisenser til de aktørene som byr den høyeste bonusbetalingen (Mead, 1994 og Sunnevåg, 2000).

Mead (1994) poengterer at gitt en målsetting om å maksimere nåverdien av grunnrenten, er rene bonusbaserte auksjoner tilnærmet det optimale tildelingssystem. Et bud vil tilnærmet avsløre budgiverens verdsetting av den tilbudte lisensen. Dermed mener Mead at auksjonen fungerer ikke bare som et redskap for å hente ut grunnrenten, men også som redskap for å finne ut hvor verdifull en budgiver mener en lisens egentlig er og samtidig finne ut hvilket selskap som verdsetter en lisens mest.

Videre tvinger auksjoner myndighetene til å spesifisere eksplisitte tildelingskriterier, som må offentliggjøres a priori tildeling. McMillian (1995) fremholder at i auksjonsbasert tildeling vil de ulike selskapene vite hvorfor de eventuelt ikke ble tildelt ønsket lisens. Dette poenget deles i noe grad av aktører på norsk sokkel som i intervju oftest trekker manglende transparenthet frem som negative sider ved det norske tildelingssystemet. De reelle tildelingskriteriene oppfattes ikke å være klare nok der enkelte savner et system med poenggiving i søknadsprosessen slik at tildelingskriterienes viktighet blir mer tydelig.⁷⁸

Siden auksjoner av natur tydelig formidler til vinnerne og taperne hvorfor de ble nettopp det, hevder Sunnevåg (2000) at auksjonsbaserte systemer i så måte er mer rettferdige enn

⁷⁶ Fraser, R. (1998): «An Analysis of the Relationship between Uncertainty-Reducing Exploration and Resource Taxation», *Resources Policy*, Vol.24(4), 199-205.

⁷⁷ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», *Resources Policy* 26 (2000), 3-16.

⁷⁸ Intervju med representanter for ulike aktører på norsk sokkel, gjennomført 26/8-2012, 2/10-2012, 24/10-2012, 26/10-2012.

diskresjonære system. Da det i et diskresjonært system ikke kan avklares hvorvidt et selskap ikke ble tildelt ønsket lisens på bakgrunn av dårlige kvalifikasjoner eller på bakgrunn av feil nasjonalitet eller feile forbindelser. Dette støttes oppunder av intervjuobjektene⁷⁹ som mener det er mye opp til den enkelte saksbehandler og ledende byråkrat til å ta beslutningen om hvem som skal få andeler i en lisens. OD gir tilbakemeldinger etter hver konsesjonsrunde til det enkelte selskap som ønsker det, men få aktører oppgir at de føler de har fått en god begrunnelse for at de ikke fikk andeler i en bestemt lisens.

⁷⁹ Intervju med representanter for ulike aktører på norsk sokkel, gjennomført 26/8-2012, 2/10-2012, 24/10-2012, 26/10-2012.

3.4 Tildelingsmekanismene i lys av myndighetenes målsetninger

Formålet med kapittel 3.4 er å se nærmere på hvordan tildelingsmekanismene står seg i forhold til myndighetenes prinsipielle målsetninger. Klarer tildelingsmekanismene å oppnå de prinsipielle målsetningene myndighetene har satt?

I kapittel 3.1 ble det fremhevet at de norske myndighetene har en målsetning om effektiv ressursutnyttelse, skape mangfold og konkurranse blant selskapene, ha lave funnkostnader, men høy funnsannsynlighet og få størst mulig verdier ut av ressursene som tildeles. De amerikanske myndighetene har en målsetning om en effektiv ressursutnyttelse og å få størst mulig verdi ut av tildelingen sin.

Hvor mye myndighetene klarer å sitte igjen med av de tildelte ressursene kalls «government take», og kan brukes som en sammenligning mellom de to systemene på hvor gode de er til å hente ut verdiene av de tildelte lisensene.

Ønsket om en effektiv ressursutnyttelse er vanskelig å måle, men beror på en effektiv allokering. Følgelig kan annenhåndsmarkedet tildelingsmekanismene etterlater seg belyse graden av måloppnåelse.

For et auksjonsbasert system, er vinnerens forbannelse et sentralt poeng for å sikre en effektiv allokering og for å få hentet ut verdiene i ressursene, dette diskuteres nærmere med empiriske funn.

Skrittvis tildeling er et sentralt poeng i norsk tildeling. Dette er en bestemt tilnærming til lete- og utviklingstakten, og er lite knyttet til type allokeringmekanisme som sådan. Tempoet man ønsker å frigjøre areal på vil ikke påvirkes av om lisensene skal auksjoneres bort eller tildeles diskresjonært. Imidlertid vil politiske bestemmelser som for eksempel forsyningssikkerhet av energi gi utslag i takten på utvinningen. Et slikt politisk press vil gjøre seg gjelden i begge disse to aktuelle formene for tildeling. Kravet om «security of supply» har gjort seg gjeldene i form av anklager om at tildelingsmyndighetene i USA holder igjen areal fra utlysning for å presse prisen per auksjonerte enhet opp (Porter, 1995 og Crane o.fl. 2009). Disse

delformålene for de to allokeringssystemene diskuteres ikke ytterligere, da de øvrige formålene er mer relevante.

3.4.1 Mangfold og konkurranse

I tildelingssystemets tidlige fase, i en tid med krevende utbygginger og prosjekter, var det få, men store internasjonale aktører på norsk sokkel. Dette aktørbildet er nå blitt mer diversifisert.⁸⁰ For å møte de nye utfordringene med en stadig større andel av sokkelen som anses som moden, har myndighetene introdusert en ordning med prekvalifisering for nye rettighetshavere for dermed å kunne trekke flere nye selskaper til sokkelen.⁸¹ Utfordringene med å opprettholde aktiviteten på sokkelen har blitt møtt med et ønske om mangfold og økt konkurranse på norsk sokkel. I 2003 innførte myndighetene tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO). TFO-rundene gjennomføres som regel hvert år og omfatter de modne delene av sokkelen, som har en kjent geologi og en god infrastruktur.⁸² Tanken bak TFO var at OED opplevde og kun få søknader på de umodne områdene, hvor risikoen er stor, men med muligheter for å gjøre store funn.⁸³ De modne områdene, med større funnsannsynlighet, men hvor funnstørrelsene er antatt mindre, ble ikke utforsket videre grunnet få søknader. Hensikten med TFO er å utnytte den allerede eksisterende infrastrukturen som er i de modne områdene, mens det fortsatt er aktivitet i området samt skille tildeling av umodne og modne områder for å begrense ressursbruken ved tildeling. I tillegg gjør TFO det enklere for små og andre typer selskaper å få tildelt andeler i de mindre geologisk og finansielt krevende områdene underlagt TFO-ordningen.⁸⁴

Målsetningen om å møte de nye utfordringene med å øke antallet og mangfoldet blant selskaper på norsk sokkel har vist seg gjennom 2000-tallet. I 2000 var det 24 aktive selskaper på norsk sokkel, 2003 var det 28 og i 2011 var det 52 aktive selskaper.⁸⁵ I den senere tid har også de nye selskapene blitt tildelt et stadig større antall lisenser og areal, dette gjelder særlig

⁸⁰ Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet (2012): «Fakta 2012 Norsk Petroleumsvirksomhet». Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets fakta rapport.

⁸¹ Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet (2012): «Fakta 2012 Norsk Petroleumsvirksomhet». Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets fakta rapport

⁸² <http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no>

⁸³ Intervju med ansatt i Leteseksjonen i Olje- og gassavdelingen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler fredag 17/8-2012.

⁸⁴ Intervju med ansatt i Leteseksjonen i Olje- og gassavdelingen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler fredag 17/8-2012.

⁸⁵ <http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no>

i de modne områdene i Nordsjøen.⁸⁶ Norske myndigheter forventer fremover at de nye selskapene vil søke å delta i konsesjonsrundene for mer umodne områder i eksempelvis Barentshavet.⁸⁷

Fall i leteinvesteringer og aktivitet på norsk sokkel på tidlig 2000-tall ble av myndighetene møtt med ønsket om mangfold og økt konkurranse. Bransjens eget ønske om redusert petroleumsskatt, etter britisk modell, ble ikke fulgt opp.⁸⁸

Det norske tildelingssystemet har lyktes i den senere tid med å skape pluralitet og dynamikk internt i de ulike lisensene. Den styrte tildelingen OED bedriver gir den lisenssammensetningen som ønskes. Målsetningen om å øke mangfoldet blant rettighetshavere på norsk sokkel har blitt innfridd, og de store selskapene har mindre konkurranseandeler nå enn tidligere. Ifølge Oljedirektoratet står Statoil alene for mer enn halvparten av verdiene skapt gjennom leting på norsk sokkel i perioden 2000 - 2010.⁸⁹ Men de nye selskapene⁹⁰ har fått økt innvirkning med tiden, og for 2009 og 2010 stod de nye selskapene for over halvparten av verdiskapningen fra leting.⁹¹

3.4.2 Funn- og letekostnader og funnsannsynlighet

Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten» fastslår at kostnadskontroll er avgjørende for å utnytte potensialet på norsk sokkel.

Norge har likefullt høye letekostnader. Den nevnte Stortingsmeldingen⁹² viser at i perioden 2000-2009 var norske kostnader for boring av letebrønner på mer enn 400 meters dyp omtrent 85 prosent høyere enn for britisk sokkel, og vel 35 prosent høyere enn brasiliansk sokkel. Både utbyggingskostnader og driftskostnader er høye på norsk sokkel. Letekostnader per brønn er også høye. Selv om eksterne elementer som utviklingen i riggmarkedet kan forklare

⁸⁶ Oljedirektoratet: Oljedirektoratets faktsider. <http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no>

⁸⁷ Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet (2012): «Fakta 2012 Norsk Petroleumsvirksomhet». Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets fakta rapport.

⁸⁸ Nyborg (2011).

⁸⁹ Oljedirektoratet (2011): «Petroleumsressursene på norsk sokkel 2011». Oljedirektoratets ressursrapport.

⁹⁰ Definert som selskap som fikk sin første norske lisensrettighet etter 1999.

⁹¹ Kapittel 3 i Oljedirektoratet (2011): «Petroleumsressursene på norsk sokkel 2011». Oljedirektoratets ressursrapport.

⁹² Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten.»

noe av det høye kostnadsnivået, forblir norsk sokkel kostbar. Totale letekostnader på norsk sokkel har omtrent femdoblet seg fra 2002 til 2010, den største kostnadsdriveren er borekostnader, men administrasjonskostnader og kostnader til generelle undersøkelser har økt betydelig.⁹³

Det er verdt å påpeke at nye selskap, det vil si selskap som fikk sin første lisens etter 1999, står for omtrent halvparten av selskapenes totale letekostnader i Nordsjøen de siste to årene.⁹⁴

I Oljedirektoratets ressursrapport 2011⁹⁵ beregnes lønnsomheten av leting på norsk sokkel. OD definerer lønnsomhet av leting som nåverdien av funn på sokkelen. Analysen er gjennomført for perioden 2000-2010 hvor kun funn med positiv nåverdi er beregnet da det antas, i tråd med økonomisk teori, at funn med negativ nåverdi ikke bygges ut. Letekostnadene tilknyttet funnene med negativ nåverdi er inkludert i de totale letekostnadene for perioden. OD kommer frem til at nåverdien av de funnene som ble gjort i perioden tilsvarer cirka 720 milliarder 2010-kroner. Nåverdien av letekostnadene for perioden estimeres til omtrent 200 milliarder 2010-kroner, følgelig gir det en netto nåverdi for perioden 2000-2010 på 510 milliarder 2010-kroner.⁹⁶

Leteaktiviteten på norsk sokkel må dermed kunne betraktes som lønnsom i perioden. Letekostnadene på norsk sokkel er likevel såpass høye, også sammenlignet med relativt like geologiske områder som den britiske kontinentalsokkelen⁹⁷, at målsetningen om lave funnkostnader og følgelig høyere nåverdi må sies å ha et forbedringspotensial.

Videre er funnsannsynligheten på norsk sokkel relativt høy internasjonalt.⁹⁸ Ved store prospekter er det normalt at oljeselskaper borer hvis det foreligger en funnsannsynlighet ned mot 10 prosent, på norsk sokkel er funnsannsynligheten omtrent 1/3 og det gjøres tekniske funn på omtrent halvparten av prøveboringene.⁹⁹ Allokeringssystemet i tildelingssystemet

⁹³ Figur 3.12 side 33 i Oljedirektoratet (2011): «Petroleumsressursene på norsk sokkel 2011». Oljedirektoratets ressursrapport.

⁹⁴ Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet (2012): «Fakta 2012 Norsk Petroleumsvirksomhet». Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets fakta rapport.

⁹⁵ Oljedirektoratet (2011): «Petroleumsressursene på norsk sokkel 2011». Oljedirektoratets ressursrapport.

⁹⁶ Kapittel 3 i Oljedirektoratet (2011): «Petroleumsressursene på norsk sokkel 2011». Oljedirektoratets ressursrapport.

⁹⁷ Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten.»

⁹⁸ Intervju med ansatt i Leteseksjonen i Olje- og gassavdelingen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler fredag 17/8-2012.

⁹⁹ Intervju med ansatt i Leteseksjonen i Olje- og gassavdelingen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler fredag 17/8-2012.

må sies å ha langt på vei lyktes i å skaffe utbygging og utforskning i henhold til kriteriene høy funnsannsynlighet. I så måte overholder allokeringsmekanismen formålet.

3.4.3 Government take

Det norske tildelingssystemet har som mål å blant annet gjøre petroleumsverdiene størst mulig for samfunnet. I USA har tildelingssystemet som overordnet formål å hente ut mest mulig verdier fra petroleumsforekomstene. Hvorvidt dette oppnås kan sees opp mot nivået på «government take»¹⁰⁰. I Norge er statens andel av petroleumsinntekten antatt å være i underkant av 90 prosent. Dette er isolert sett nært opptil målsetningene, men government take andelen bør måles relativt til andre fordelingsystem for å kunne indikere tildelingsmekanismens relative egnethet.

Hendricks, Porter og Boudreau¹⁰¹ har regnet ut hvor mye selskapene i USA satt igjen med i forhold til verdien av feltet de kjøpte utvinningstillatelsen i. Analysen ble gjort for data mellom 1954 og 1969 og kun for felt i umodne områder. Hvis ex-post verdien¹⁰² av et felt normaliseres til 1, så satt selskapene igjen med 0,23 hvor den resterende verdien på 0,77 tilfalt myndighetene i form av bud på utvinningstillatelsen og diverse avgifter. Dette viser at i snitt tilfalt 77 prosent av de auksjonerte verdiene den amerikanske staten. Disse anslagene samsvarer med den ikke-kooperative likevekten man ifølge Robert Butler Wilson får i en common-value auksjon hvor verdiene av feltene har en log-normal fordeling.¹⁰³

Størsteparten av statens ervervede verdier ble innkassert før produksjonen faktisk kom i gang. Beregninger gjort av et kongressutvalg i USA med bakgrunn i data fra Mineral Management Service viser at innbetalte vinnerbud på auksjonerte utvinningslisenser i perioden 1954 til 1983 i gjennomsnitt utgjorde omtrent 70 prosent av de amerikanske myndighetenes totale

¹⁰⁰ Statens andel av petroleumsinntekten.

¹⁰¹ Hendricks, K., R. H. Porter og B. Boudreau (1987): "Information, returns and bidding behavior in OCS auctions: 1954-1969," *Journal of Industrial Economics*, 35, 517-542.

¹⁰² Ex-post verdien av et felt er beregnet til de neddiskonterte inntektene minus kostnader.

¹⁰³ Wilson, R. (1992): «Strategic analysis of auctions» Kapittel 8 i *Handbook of Game Theory, Volume 1*, red. av R. Aumann og S. Hart. Amsterdam: North-Holland.

inntekter fra petroleumsnæringen.¹⁰⁴ Dermed utgjør inntekten myndigheten får kort tid etter at utvinningstillatelsene gis 53,9 prosent av den estimerte ex-post verdien av feltet.¹⁰⁵

I Norge er det skattesystemet som er hovedkilde for inntektene. Selskapene er skatteobjektet og de beskattes av deres totale profitt. Petroleumsprisrådet (PPR) fastsetter en normpris som brukes til å beregne skattbar inntekt. Skattesatsen er 28 prosent ordinære bedriftsskatt pluss en særskatt på 50 prosent.¹⁰⁶ Andre viktige inntektskilder er Petoro sine eierandeler i ulike lisenser, ofte omtalt som SDØE-andeler.¹⁰⁷ Per 1.1.2012 var Petoro deltaker i 146 utvinningstillatelser på norsk sokkel. Utbytte fra Statoil samt arealavgift og miljøavgift utgjør det øvrige inntektsgrunnlaget for de norske myndighetene. Frem til og med 2006 hadde staten inntekter fra produksjonsavgiften, men dette har falt helt bort. I 2010 utgjorde skatteinngangen 155 609 millioner kroner, utbyttet fra Statoil beløp seg til 12 818 millioner kroner og areal- og miljøavgifter utgjorde 3 559 millioner kroner. Netto kontantstrøm fra SDØE var på 104 053 millioner kroner. Følgelig var statens totale inntekter fra petroleumsvirksomheten kroner 276 039 millioner kroner. Skatteinngangen utgjorde altså 56 prosent av myndighetenes totale inntekter fra virksomheten.

Hvor stor andel av faktiske ressursverdier som tilfaller norske myndigheter gjennom petroleumssystemet er ikke avklart, men trolig er den ekvivalente andelen på norske data tett opp mot 90 prosent.

I Nasjonalbudsjettet for 2012¹⁰⁸ anslås statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten til å være omtrent 350 milliarder kroner. Nåverdien av den årlige fremtidige kontantstrømmen fra petroleumsvirksomheten fra og med 2012 er anslått til vel 4 000 milliarder 2012-kroner. Det er lagt til grunn en realrente på fire prosent for beregningen. Den samme analysen beregner statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten, altså statens andel, til å være omtrent 3 500 milliarder 2012-kroner. Dette fremholder at statens andel av den totale nåverdien av den årlige fremtidige kontantstrømmen fra

¹⁰⁴ *Oil and Gas Technologies for the Arctic and Deepwater* (Washington, DC: U.S. Congress, Office of Technology Assessment, OTA-O-270, May 1985). Se tabell A-2, side 211.

Dokumentet er tilgjengelig her: <http://www.fas.org/ota/reports/8518.pdf>

¹⁰⁵ Government take er satt til 77 prosent, hvor bonuser utgjør 70 prosent av andelen. Følgelig utgjør bonusene $77 \cdot 0,7 = 53,90$ prosent av feltets verdi, normalisert til 1.

¹⁰⁶ For utregning av petroleumsskatt se vedlegg D.

¹⁰⁷ Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE.

¹⁰⁸ Finnes her: http://www.statsbudsjettet.no/upload/Statsbudsjett_2012/dokumenter/pdf/stm.pdf Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomhetene finnes på side 37-38.

petroleumsvirksomheten er i størrelsesorden 87,5 %. I revidert nasjonalbudsjett 2012 er andelen anslått til omtrent 85 %.¹⁰⁹

Anslagene bygger på Oljedirektoratets anslag for gjenværende petroleumsressurser på norsk sokkel, og hvor avkastningen Statens pensjonsfond utland eventuelt får av kapitalen ikke inngår.

En petroleumsformue på omtrent 4 000 milliarder 2012-kroner gir grunnlag for en permanentinntekt på 160 milliarder kroner, hvor statens andel utgjør vel 140 milliarder kroner. Igjen gir dette at statens andel er 87,5 %. Revidert nasjonalbudsjett 2012 gir en statlig inntektsandel på omtrent 88,24 %.¹¹⁰

I Nasjonalbudsjettet 2013 er petroleumsformuen anslått til 3 700 milliarder 2013-kroner, og statens andel til 3 270 milliarder, dette gir en statlig andel på omtrent 88,38 %.

Permanentinntekten beregnes til vel 150 milliarder kroner og statens inntektsandel til omtrent 130 milliarder, noe som gir en statlig inntektsandel på 86,67 %.¹¹¹

Tilsvarende tall fra Revidert nasjonalbudsjett 2011 gir en statlig formuesandel på omtrent 85,28 % og en statlig inntektsandel på vel 85,45 %.¹¹²

Revidert nasjonalbudsjett 2010 gir grunnlag for en statlig formuesandel på omtrent 81,40 % og en statlig inntektsandel på 87,50 %.¹¹³

Et gjennomsnitt for de overnevnte årene gir en antatt «government take» i Norge på nær 87 %.

Holdes dividende fra Statoil helt utenfor, vil andelen av statens inntekter som kommer fra skatter og SDØE andeler utgjør omtrent 98 % av statens inntekter fra petroleumsnæringen.

Det har vært en markant økning sammenlignet med 1990-tallet hvor eksempelvis 63,38 % av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten kom fra skatt og SDØE.

Kombineres disse anslagene inndras omtrentlig 85 % av permanentinntekten fra

¹⁰⁹ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2011-2012/meld-st-2-2011-2012/2/3.html?id=685109>

¹¹⁰ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2011-2012/meld-st-2-2011-2012/2/3.html?id=685109>

¹¹¹ Nasjonalbudsjettet 2013, punkt 2.4 Petroleumssektoren;
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2012-2013/meld-st-1-20122013/2/4.html?id=703480>

¹¹² Revidert nasjonalbudsjett 2011 punkt 2.3 Petroleumsvirksomheten;
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-2-2010-2011/2/3.html?id=646500>

¹¹³ Revidert nasjonalbudsjett 2010, punkt 2.3 Petroleumsvirksomheten;
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2009-2010/Meld-St-2-2009-2010/2/3.html?id=606697>

petroleumsnæringen i Norge av staten ved hjelp av skatt og SDØE-andeler. Særskatten og SDØE-andelene utgjør i så tilfellet drøyt 76 %.

Avkastningen på de investerte inntektene av verdier ervervet fra utvinning av naturressursen er i Norge estimert til fire prosent, om man legger analysen bak handlingsregelen til grunn. Ledetiden fra tildeling av utvinningstillatelse til faktisk utbygging og drift er normalt satt til 11 år på norsk sokkel.¹¹⁴ I noen tilfeller kan man gå raskere frem, men det er som regel kun i de modne delene av norsk sokkel.

Med bakgrunn i følgende formel, kan de statlige inntektsandelene sees i sammenheng:

$$\text{Opprinnelig beløp}(\text{rentesats} + 1)^{\text{antall år}} = \text{Beløp på slutten av perioden}$$

Legges fire prosent avkastning og en tidsperiode på 11 år til grunn, vil altså en andel på 53,90 ha økt til omtrent 82,98.

Hendricks, Porter og Boudreau sine beregninger gir bakgrunn for at 53,90 prosent av permanentinntekten fra petroleumsvirksomheten i USA kommer inn som bonus samtidig som lisensen tildeles.

Følgelig vil bonusbeløpene de amerikanske myndighetene får inn med en avkastning på 4 prosent per anno i 11 år komme opp i 82,98. Dette faller midt i mellom de relevante tilsvarende tallene for government take i Norge; total skatteinntang og SDØE andeler gir en inntektsandel på omtrent 85, men holdes den ordinære bedriftsskatten utenfor er andelen 76.

Når vi fortsatt normaliserer en stats permanentinntekt fra petroleumsvirksomheten til 1, vil en inntektsandel på 53,90 prosent trenge 11 år og vel 253 dager for å tilsvare enn inntektsandel på drøye 85 prosent, gitt en avkastning på fire prosent per anno. 13 år og drøyt 26 dager gir en andel tilsvarende 90 prosent.

Den petroleumsspesifikke statlige inntekten, foruten avgifter og dividende fra Statoil, er særskatten, ofte omtalt som petroleumsskatten og SDØE-andelene. Diss utgjør omtrent 76

¹¹⁴ Jamført kapittel 5.3.1 i Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten.»

prosent av permanentinntekten. En bonusinnbetaling på 53,9 prosent, gitt en avkastning på fire prosent per anno, vil trenge i underkant av 8 år og 278 dager på å tilsvare en andel på 76.

En antatt ledetid på 11 år er vanlig på norsk sokkel. SDØE-andelen godskrives myndighetene nokså raskt, mens skatteinngangen naturlig nok må påregnes noe lengere tid enn kun forventet ledetid, før de kommer inn i et omskiftelig marked. Beregningene ovenfor antyder at en bonusordning muligens ikke gir en svakere inntektsinngang for myndighetene enn hva dagens ordning gir. Hvordan de enkelte myndigheter forvalter sine inntekter ligger klart utenfor denne oppgaven. Men, gitt at inntjente midler fra auksjoner investeres i andre aktiva, eksempelvis i lignende former som dagens Statens pensjonsfond utland, later det til å være liten differanse i realiserte verdier mellom de to systemene.

3.4.4 Skifte fra diskresjonære systemer til auksjonsbaserte?

Konsekvensene av en overgang fra et diskresjonært tildelingssystem til et auksjonsbasert system er uviss. Mead (1994) kan kanskje belyse noe ved hjelp av eksperimentering gjort i Storbritannia, da det har blitt auksjonert ut enkelte blokker i tillegg til den tradisjonelle diskresjonære allokeringssystemet man finner på britisk sokkel. Det britiske tildelingssystemet innehar en høy grad av statlig kontroll, hvor selskapene søker på utvinningstillatelser med fokus på arbeidsprogrammet. Systemet er et diskresjonært, lisensbasert konsesjonssystem som ofte sammenliknes med det norske.¹¹⁵ I følge Mead (1994) ble det på starten av 1970-tallet eksperimentert med auksjon som tildelingsmekanisme på britisk sokkel. Det ble i alt auksjonert ut 15 blokker, mens 267 blokker ble tildelt på vanlig diskresjonært vis. De 15 blokkene som ble auksjonert bort mottok totalt 31 bud, hvor vinnerbudene i alt ga de britiske myndigheter 37 millioner britiske pund i inntekter. De 267 blokkene som ble tildelt på tradisjonelt vis tilførte myndighetene 2.7 millioner britiske pund i inntekter.¹¹⁶ Mead (1994) refererer Dam (1976) som sammenlikner disse to mekanismene for

¹¹⁵ For eksempel Noreng, Ø. (1980): *The Oil Industry and Government Strategy in the North Sea*, London: Croom Helm.

¹¹⁶ Eksempelet er hentet fra side 7 i Mead, W.J.(1994): "Toward an optimal oil and gas leasing system", *Energy Journal*, 15, 1-18.

tildeling, hvor konklusjonen er “det diskresjonære systemet viser seg å være et meget kostbart subsidium” (Dam, 1976, side 39).^{117 118}

Det må likefult presiseres at oljeprisfluktasjoner gir store svingninger i beregninger av verdirealisering av petroleumsressurser generelt. Systemet for statlig inntektsandel fra petroleumsvirksomheten i Norge er ansett robust med hensyn til prisfluktasjoner¹¹⁹, noe som muliggjør et stabilt og forutsigbart skattesystem. Dette er avgjørende for investeringsincentivene til selskapene på sokkelen.¹²⁰

3.4.5 Effektiv allokering

Både de norske og amerikanske myndigheter har en målsetning om at tildelingsmekanismen som brukes skal gi en effektiv allokering av utvinningstillatelsene. Ulike allokeringsformer for utvinningstillatelser gir ulike implikasjoner. Graden av effektivitet er utfordrende å måle, men størrelsen på annenhåndsmarkedet allokeringssystemene etterlater seg kan være en indikasjon. Den økonomiske friksjonen knyttet til annenhåndsmarkedet er kostnaden tildelingssystemet påfører samfunnet. Åpning for, og utstrakt bruk av, videresalg av lisenser i et annenhåndsmarked er ikke et perfekt substitutt for en opprinnelig effektiv allokering siden slikt videresalg i seg selv er generelt ineffektivt.¹²¹

Fordelingssystemet allokterer utvinningstillatelser og hvis aktørene omfordeler lisensene seg i mellom i et annenhåndsmarked er fordelingsystemet ikke Paretooptimalt. Friksjonskostnaden i annenhåndsmarkedet er en kostnad hele samfunnet må bære. Er allokeringen av

¹¹⁷ Dam, Kenneth W. (1976): *Oil Resources: Who Gets What How?* Chicago: University of Chicago Press.

¹¹⁸ Sitatet er hentet fra Mead (1994) side 7, hvor Dam, 1976, side 39 oppgis som kilde. Sitatet er her i teksten oversatt fra engelsk. Det originale sitatet slik Mead (1994) gjengir det er “the discretionary system turns out to be a most expensive subsidy”.

¹¹⁹ (Nyborg, 2011).

¹²⁰ Se for eksempel Petter Osmundsen: “Røverhistorie om petroleumsskatt”, debattinnlegg på side 34 i *Finansavisen* 28/9-2012.

¹²¹ Bulow, J. og Klempere, P. (1996): «Auctions versus negotiations, *American Economic Review*», Vol. 86 (1), 180-194, Cramton, P., Gibbons, R. og Klempere, P. (1987): «Dissolving a partnership efficiently», *Econometrica*, Vol. 55, 615-632 samt Myerson, P. B. og Satterthwaite, M. A. (1983): «Efficient mechanisms for bilateral trade», *Journal of Economic Theory*, Vol. 29, 265-281.

utvinningstillatelse Paretooptimal vil det kort tid etter allokering har forekommet teoretisk sett ikke være behov for om-allokering av lisensene mellom selskapene.

Det er ifølge Porter(1995) få observasjoner av at amerikanske utvinningstillatelse selges på nytt i et annenhåndsmarked etter at en auksjon er slutført. En delforklaring er naturlig nok problemet med ugunstig utvalg (adverse selection) så lenge blokken utvinningstillatelse tilhører har et ukjent innhold. Dette støttes av teorien hvor likevektsløsningen i modeller med symmetrisk budgivning antas å være effektiv og per definisjon vil ikke en slik ex-post reallokering av rettighetene mellom selskapene finne sted.¹²²

Ideelt vil et tildelingssystem kunne allokere lisensene optimalt, hvor et annenhåndsmarked retter opp marginale feilallokeringer og justerer den opprinnelige allokeringen hvis ny og vesentlig informasjon fremkommer.¹²³ Oljedirektoratet publiserer den komplette historiske listen over rettighetshavere i alle lisenser på norsk sokkel, og gir innblikk i hvor ofte det forekommer at selskapene re-allokerer utvinningstillatelsene seg i mellom innen kort tid etter at tildeling har funnet sted¹²⁴. I ODs datasett fremkommer også årsaken for transaksjoner av lisensandeler mellom selskapene. Navneendringer og sammenslåing av selskaper er de hyppigste årsakene til at lisenser får en ny eierstruktur. Korrigert for dette, har jeg gjennomgått de 855 utvinningstillatelsene OD har offentliggjort data for. I alt 113 lisenser oppgis å ha endret eierstruktur, grunnet videresalg selskapene imellom, kort tid etter at opprinnelig tildeling fant sted¹²⁵. I de aller fleste tilfellene fant overføringene av lisensandeler selskapene imellom sted noen få dager etter datoen for myndighetenes opprinnelige tildeling. Tallmaterialet til OD antyder at selskapene umiddelbart re-allokerte myndighetenes originale allokering i 13,2 prosent av alle utvinningstillatelse på norsk sokkel. I mer enn hver åttende utvinningstillatelse fordelte oljeselskapene på norsk sokkel andelene seg i mellom ulikt fra myndighetenes opprinnelige tildeling.

Olje- og energidepartementets forsøk på å allokere mer effektivt enn prismekanismen kan følgelig kanskje ikke være vellykket i 13,2 prosent av tilfellene.

¹²² Porter, R. H. (1995): «The role of information in U.S. offshore oil and gas lease auction», *Econometrica*, Vol. 63 (1), 1-27.

¹²³ Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», *Resources Policy* 26 (2000), 3-16.

¹²⁴ En oversikt over alle lisenser finnes på Oljedirektoratets faktasider:

<http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no>

¹²⁵ Kort tid er satt til maksimum 12 måneder etter opprinnelig tildeling fant sted.

3.4.6 Vinnerens forbannelse

De amerikanske myndigheters målsetning om å ha konkurransepregede budrunder, hvor prismekanismen skal fungere fullt ut gjennom auksjonen og derigjennom gi myndighetene en rimelig avkastning på lisensene, kan bli pervertert hvis vinnerens forbannelse er særlig tilstede i auksjonene. Videre vil allokeringens evne til å fordele effektivt i et markedshensyn gi utfyllende anslag om hvorvidt tildelingssystemet fungerer optimalt ut ifra målsetningene. Når det kommer til budgivning på de ulike blokkene er det hovedsakelig to ulikheter i følge Porter (1995). På wildcat blokker, altså felt i umodne områder, er informasjonsgrunnlaget for selskapene nokså likt der budrundene langt på vei er underlagt informasjonssymmetri. På de andre blokktypene, i modne områder, er det potensielt ulikt informasjonsgrunnlag og budgivingsprosessen vil bære preg av asymmetrisk informasjon.

Ser man på budgivingen på wildcat felt mellom 1954 og 1979 så viser Smiley (1979)¹²⁶ at budene følger omtrent en log normal fordeling og det er stor skilnad mellom de budene som ble gitt. Auksjoner av utvinningstillatelser på wildcat blokker på den ytre amerikanske sokkel er naturlig å anta er tilnærmet lik en common value auksjon. Det er etablert et velfungerende marked for olje og gass hvor prisen er uavhengig av hvem selgeren er, noe som gir et noenlunde likt inntektsgrunnlag.

Dataene som Porter(1995) analyserer viser at det er store ulikheter i de bud som ble gitt. Ulikhetene i budgivingen kan eksemplifiseres ved hvor mye mer vinnerbudet har betalt for en gitt blokk. Dette kan estimeres ved å ta vinnerbudet for en blokk, trekke fra det nest høyeste budet og dele det hele på vinnerbudet.

$$\frac{VB - NHB}{VB} = \text{Overbetaling som andel av vinnerbudet}^{127}$$

Jo større tall man får, jo mer har vinneren overbetalt for utvinningstillatelsen. Overbetaling som andel av vinnerbudet er avtakende med antallet godkjente bud. Det totale gjennomsnittet for de 1608 blokkene som mottok to eller flere bud, viser at overbetalingen var på 44,2

¹²⁶ Smiley, A. K. (1979): Competitive Bidding under uncertainty: The case of offshore oil. Cambridge: Ballinger Press.

¹²⁷ VB = vinnerbudet, NHB= nesthøyeste bud.

prosent av vinnerbudet.¹²⁸ Der hvor det kun er to unike godkjente budgivere er overbetalingen som andel av vinnerbudet hele $0,549 = 54,9$ prosent, men når det er mellom ti og atten budgivere har overbetalingsandelen falt til 29,8 prosent. Denne ulikheten i budgivingen indikerer heterogen verdivurdering av blokkene, noe som muligens i all hovedsak skyldes selskapenes ulike lete- og borekostnader (Porter, 1995).

En antakelse om at wildcat blokk A har lik potensiell verdi for de ulike selskapene virker som en rimelig forenkling. Den eksakte verdien av blokken er, når vi snakker om wildcat, helt klart ukjent. Dette gjør antakelsen om at auksjoner av utvinningsrettigheter for wildcat-blokker kan klassifiseres som common value auksjoner, fornuftig.

Selskapene må forholdet seg til usikkerhet, hvor usikkerhetsmomentet omhandler blokkens størrelse og innhold samt de potensielle lete- og utviklingskostnadene og fremtidige priser. Av totalt 2510 blokker som ble utlyst i perioden 1954 til 1979 ble 2255 solgt. Nesten alle de blokkene som ikke ble solgt var i gruppen av blokker som mottok kun et gyldig bud. Blokker hvor det var flere enn fire budgivere (678 stk.) ble alle solgt, foruten to. Dataene viser også at sannsynligheten for at en blokk selges øker betraktelig med antallet budgivere og at sannsynligheten for at prøvebrønner blir satt på blokkene øker proporsjonalt med antallet budgivere.

Hendricks, Porter og Boudreau¹²⁹ regner ut profitt og avkastning for budgivingen på den amerikanske sokkelen. Der definerer de forekomstene i en blokk basert på neddiskonterte inntekter og bruker en reell diskonteringsrente på fem prosent. Deres arbeid er gjort for årene 1954 til 1969, Porter¹³⁰ har lagt på de siste årene frem til 1979. Den gjennomsnittlige verdien av de blokkene som har to eller flere budgivere viser seg å være 35 prosent mer verdt enn de blokkene som kun har en budgiver.

Holdt opp mot at blokkene med to eller flere budgivere i gjennomsnitt mottok en overbetaling på 44 prosent av vinnerbudet, vil dette være konsistent med vinnerens forbannelse¹³¹.

Hvorvidt det reelt var tilfeller av vinnerens forbannelse på den amerikanske sokkelen er det

¹²⁸ Side 6 i Porter, R. H. (1995): «The role of information in U.S. offshore oil and gas lease auction», *Econometrica*, Vol. 63 (1), 1-27.

¹²⁹ Hendricks, K., R. H. Porter and B. Boudreau (1987): "Information, returns and bidding behavior in OCS auctions: 1954-1969," *Journal of Industrial Economics*, 35, 517-542.

¹³⁰ Porter, R. H. (1995): «The role of information in U.S. offshore oil and gas lease auction», *Econometrica*, Vol. 63 (1), 1-27.

¹³¹ Winner's curse. Vinneren betaler for mye i forhold til hva objektet er verdt, vinneren kan tape på å vinne budet eller bare tjene mindre enn forventet. Oppstår typisk i common value auksjoner når aktørene lider under ufullstendig informasjon. Se kapittel 3.2.4.

vanskelig å konkludere entydig om, men overnevnt analyse antyder at det ikke er en umulighet.

De amerikanske myndigheter har tidvis blitt kritisert for å auksjonere ut for mye areal. Dette må nok sees i sammenheng med amerikanske målsetninger om å ha «security of supply» hva angår petroleum, og dette har trolig en viss innvirkning på tilbudet av lisenser (Porter, 1995).

3.4.7 Kan det norske systemet overføres til andre land?

Det er ingen eksplisitt målsetning at den norske tildelingsmekanismen skal være overførbar til andre land og regioner, men det oppfattes naturlig å kommentere potensialet. I samtaler vedgår Olje- og energidepartementet at det norske tildelingssystemet høyst sannsynlig ikke vil fungere i de rådende forhold man finner i det meste av Afrika og Sørøst-Asia. De kunngjorte tildelingskriteriene er for generelle og den institusjonelle allokeringprosessen er isolert sett ikke uten påvirkningen fra ulike interessenter. I seg selv er ikke tildelingssystemet for utvinningstillatelser overførbart til de nevnte regionene.¹³²

De sterke institusjonelle rammene som ligger rundt norsk forvaltning bærer mye av stabiliteten i selve tildelingssystemet, og det høyt utviklede nasjonale styringssystemet er ifølge Farouk Al-Kasim muligens den viktigste faktoren bak suksessen ved den norske ressursforvaltningen¹³³. Styringssystemet består i en tredeling av næringsinteresser fra myndighetenes sin side, hvor departementet dekker lovgivning, planlegging og lisenstildeling. Oljedirektoratet hadde opprinnelig ansvaret for alle tekniske- og tilsynsfunksjoner, og hvor alle kommersielle interesser myndighetene hadde ble utøvd gjennom Statoil¹³⁴.

¹³² Intervju med ansatt i leteseksjonen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler fredag 17/8-2012.

¹³³ Se for eksempel kapittel 12 i Farouk Al-Kasim sin bok «Managing Petroleum Resources The “Norwegian Model” in a Broad Perspective», Oxford Institute for Energy Studies 2006.

¹³⁴ SDØE andelen lå tidligere under Statoil, dette ble endret av regjeringen Willoch som tok statens direkte eierandeler ut av Statoil og la det inn i et eget selskap, dette er i dag kjent som Petoro AS.

4 Konklusjon

Det norske og det amerikanske tildelingssystemet er ulikt av natur. De er underlagt ulike målsetninger og følgelig er ulike måloppnåelse relevant.

Det norske konsesjonssystemet har vist seg robuste gjennom mange år med skiftende utfordringer. Troen på skjønnhetskonkurranse som mekanisme ligger fast og har ikke blitt drastisk endret tross store diskusjoner som i eksempelvis 2003.

Utviklingen med skrittvis tildeling oppfattes å være en fornuftig tilnærming da man i starten ikke hadde stor kompetanse på utvinning og allokering av petroleumsforekomster. Den danske løsningen virker ikke nevneverdig forlokkende.

Den norske sokkelen har i større og større grad blitt todelt. Nordsjøen oppfattes som mer og mer moden, mens Barentshavet og de nordlige områdene er umoden og forbundet med stor teknisk, miljømessig og økonomisk usikkerhet.

Det norske tildelingssystemet bruker en skrittvis tildeling med strategisk utforskning og stort fokus på de ulike aktørenes faglige kompetansenivå. Skattesystemet, som er den primære kilden for å hente ut grunnrenten, er endret og gir incentiver til leting og utforskning. Dette støttes opp om av de ulike oljeselskapene som er blitt intervjuet i forbindelse med denne oppgaven. Den økonomiske litteraturen ser også ut til å bygge opp under dette prinsippet. I krevende områder med få aktuelle aktører, kan en slik form for strukturerte forhandlinger være mer effektivt enn andre former for tildeling. Systemet ser ut til å fange godt opp grunnrenten, men det er et forbedringspotensial i kostnadskontrollen, dette gjelder også administrative kostnader. Administrativt styrte tildelingsprosesser som den norske må ikke forbruke for mye kostnader på å administrere tildelingen. Det er stort behov for faglig kompetente ansatte for å oppnå en god allokering, dette gjelder spesielt i umodne områder. Systemet som helhet er da, ifølge public choice teoretiske rammeverk ikke uproblematisk. Men som Al-Kasim poengterer, er nettopp de sterke offentlige styringsmekanismene selve grunnlaget for den norske suksessen med tildelingssystemet.

De to systemene later til å oppfylle de fastsatte prinsipielle målsetningene. Siden målsetningene er ulike på en del punkt, er det ikke lett å relativere de to systemene.

Likheter er det dog i maksimering av inntekter fra petroleumsvirksomheten og i ønsket om en effektiv fordeling. I modne områder virker litteraturen å være nokså klar på at auksjon er det fremste teoretiske rammeverket for å oppnå en effektiv allokering av lisenser. Som Bulow og Klempere (1996) fastslår er en velde signet auksjon den metoden som mest sannsynlig allokterer ressursene til de aktørene som kan utnytte dem mest verdifullt; en effektiv allokering.

Den høye government take andelen på norsk sokkel er et signal om at det norske tildelingssystemet bærer frukter. Men beregninger viser at de reelle forskjellene ikke er så store om man legger til grunn at skatteinntangen kommer vesentlig senere enn hva tilfellet er for vinnerbud i en auksjon.

Den lille empirien som finnes på overgangen fra diskresjonære systemer til auksjonsbaserte er ikke nok til å konkludere entydig, men det viser at auksjoner også kan være innbringende, selv i Nordsjøen.

På norsk sokkel har utfordringene med fallende investering i leting og utforskning blitt møtt med endring av skattesystemet og igangsetting av TFO-runder. Skattesystemet ble ikke, som bransjen ville, endret i så måte at skattetrykket ble dempet. Som Nyborg (2011) påpeker endrer ikke det norske skattesystemet lønnsomheten i et petroleumsprosjekt på norsk sokkel. I stedet ble det gitt adgang til at oljeselskapene kunne få fradragene for letekostnader på forskudd. Dette har bidratt til enklere etablering av mindre oljeselskaper og har, sammen med TFO-ordningen, gitt økt pluraliteten på norsk sokkel.

Todelingen av norsk sokkel hva gjelder modenhet gjør det forlokkende, med bakgrunn i analysen i denne oppgaven, å tenke på muligheten for et todelt norsk tildelingssystem. Etter innføringen av EØS-regelverket har norske myndigheter nå forpliktet seg til å allokere på bakgrunn av kunngjorte, objektive og ikke-diskriminerende kriterier. Når man nå har fått opp mangfoldet på norsk sokkel, hvor konkurransen mellom selskapene er god og etableringshindringer er bygget ned, i form av endringene i skattesystemet, vil det være spennende med auksjonering av lisenser i den modne delen av den norske sokkelen, for eksempel Nordsjøen.

Pluraliteten og den godt etablerte infrastrukturen i Nordsjøen gjør utfordringer som for få potensielle budgivere mindre. Videre er det et poeng å utnytte den allerede etablerte infrastrukturen før denne foreldes og må fases ut. Dette er noe av formålet med TFO-rundene.

En auksjon av lisenser i Nordsjøen kan muligens effektivisere tildelingen og lette de økende administrasjonskostnadene. Videre er kostnadskontroll et av de viktigste målene fremover for å sikre fortsatt høy aktivitet på norsk sokkel. Reallokering i annenhåndsmarkedet er også en indikasjon på at lisensandelene ikke alltid allokeres til den aktøren med den høyeste betalingsvilligheten. Utstrakt bruk av videresalg av lisenser i et annenhåndsmarked er ikke et perfekt substitutt for en opprinnelig effektiv allokering siden slikt videresalg i seg selv er generelt ineffektivt.

I senere tid er det gjort store funn i den modne delen av norsk sokkel, spesielt funnet av feltet Johan Sverdrup. Dette har økt forventningene til hva denne delen av sokkelen kan levere også i fremtiden. En auksjonering av lisenser hvor de samme krav til operatører og lisensandelseiere fastsettes i en prekvalifisering kan oppfylle de målsetninger man har for tildeling hva angår miljø og sikkerhetsmessige hensyn og samtidig potensielt øke myndighetenes inntekter fra lisenstildelingen.

Dette kan gjøres samtidig som man oppretter andre inntektskilder som eierandeler i Statoil, miljø- og arealavgift samt den ordinære bedriftsskattesatsen. Trolig er også en auksjon forenelig med et fortsatt direkte økonomisk engasjement gjennom Petoro AS.

Oljedirektoratet gjør en faglig vurdering av lisenssammensetningen ved tildeling som baserer seg på et stringent poengsystem hvor man tilordner poeng til søknadenes ulike kvaliteter.¹³⁵ En analyse av total karakteren basert på de ulike delkarakterene gir en søkers posisjon relativ til de andre søkerne. De ulike kriteriene tilordnes også ulike vekter. Geologisk og teknisk kunnskap vektlegges eksempelvis særdeles stor vekt. Riksrevisjonens rapport fastslår at selv om det er Olje og energidepartementet som tar de faktiske avgjørelsene, så er det sjelden OED sin koordinerende rolle innbefatter å fravike fagetaten OD sin anbefaling. Dette gir grunnlag for å anta at den karaktersetning og vektning Oljedirektoratet gjør i sin vurdering av søknadene videreføres i mindre formelle rammer når endelig tildeling faktisk avgjøres. Følgelig kunne en auksjon, hvor de ulike tildelingskriteriene vektet i henhold til Oljedirektoratets karakterskala og nedfelte mandat, allokere utvinningstillatelser på grunnlag av de kunngjorte

¹³⁵ Riksrevisjonen (2010): «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelser i petroleumssektoren.» Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010.

tildelingskriteriene og langt på vei neglisjert pris som seleksjonskriterium. Dette vil sikre en statlig kontroll med utvikling og utvinningen av petroleum fra det enkelte areal og samtidig blir ønsket om å unnslippe prismekanismen ivaretatt.

Det norske systemet er trolig, isolert sett, lite egnet for direkte overføring til andre petroleumsrrike områder. Systemet krever sterke offentlige styringssystemer. Men kanskje det norske systemet kan moderniseres av å bruke en diversifisert tilnærming, hvor den modne delen av sokkelen auksjoneres, og hvor den statlige kontrollen ivaretas i de mer umodne og kritiske områdene. Dette vil trolig ikke redusere statens inntekter, ei heller aktivitetsnivået, men det vil trolig medføre utfordringer av ren praktisk karakter, da det vil pervertere nøytralitetene og strukturen i skattesystemet slikt der i dag.

Litteraturliste

Bøker

Al-Kasim, Farouk (2006): *Managing Petroleum Resources The “Norwegian Model” in a Broad Perspective*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.

Bjerkholt, O., Ø. Olsen og S.Ø. Strøm (1990): *Olje og gassøkonomi*, Oslo: Universitetsforlaget.

Crane, K. (et al.). (2009) *Imported oil and U.S. national security*, Santa Monica: RAND Corporation.

Dixit, A., B. Nalebuff (1991): *Thinking Strategically*, New York: Norton.

Dutta, P. K. (1999): *Strategies and Games: Theory and Practice*, Cambridge: The MIT Press.

Gardner, R. (1995): *Games for Business and Economics*, andre utgave, New York: John Wiley & Sons.

Hann, D. (1986): *Government and North Sea Oil*, New York: St. Martin's Press.

Helle, E. (1984): *Norges olje – de første 20 årene*, Oslo: Tiden norsk forlag.

Krishna, V. (2002): *Auction Theory*, San Diego: Academic Press.

Laffont, J.J., D. Martimort (2002): *The Theory of Incentives: The Principal-agent Model*, Princeton og Oxford: Princeton University Press.

Noreng, Ø.(1980): *The Oil Industry and Government Strategy in the North Sea*, London: Croom Helm.

Watson, J. (2002): *Strategy: An Introduction to Game Theory*, *New York: Norton*.

Wilson, R. (1992): Strategic analysis of auctions, kapittel 8 i R. Aumann og S. Hart (red.) Handbook of Game Theory, Volume 1. Amsterdam: North-Holland.

Artikler

Binmore, K. og Klempere, P. (2002): «The Biggest Auction Ever: The Sale of The British 3G Telecom Licences», The Economic Journal, 112 (Mars), C74-C96.

Bulow, J. og Klempere, P. (1996): «Auctions versus negotiations», American Economic Review, Vol. 86 (1), 180-194.

Cramton, P., Gibbons, R. og Klempere, P. (1987): «Dissolving a partnership efficiently», Econometrica, Vol. 55, 615-632.

Engelbrecht-Wiggans, R. og R. J. Weber (1979): «An example of a multi-object auction game», Management Sciences, Vol. 25 (12), 1272-1277.

Fraser, R. (1991): «Licensing resources tracts: a comparison of auctions and discretionary systems», Resources Policy, Vol. 17(4), 271-283.

Fraser, R. (1998): «An Analysis of the Relationship between Uncertainty-Reducing Exploration and Resource Taxation», Resources Policy, Vol.24(4), 199-205.

Hendricks, K. og D. Kovenock (1989): “Asymmetric Information, Information Externalities, and Efficiency: The Case of Oil Eploration”, Rand Journal of Economics, 20, 164-182.

Hendricks, K. og R. H. Porter (1992): “Joint Bidding in Federal OCS Auctions”, American Economics Review Papers and Proceedings, 82, 506-511.

Hendricks, K., R. H. Porter og B. Boudreau (1987): «Information, returns and bidding behavior in OCS auctions: 1954-1969», Journal of Industrial Economics, 35, 517-542.

Kagel, J. H. og D. Levin (1996): «The Winner's Curse and Public Information in Common Value Auctions», *The American Economic Review*, 76 (5), 894-920.

Klemperer, P. (1999): «Action Theory: A Guide to the Literature», *Journal of Economic Surveys*, Vol. 13 (3), 227-286.

Klemperer, P. (2003): «Using and Abusing Economic Theory», *Journal of the European Economic Association*, Vol. 1, 272-300.

Krishna, K. (1993): «Auctions with Endogenous Values: The Persistence of Monopoly Revisited», *American Economic Review*, 83, 147-160.

Leland, H. E. (1978): «Optimal risk sharing and the leasing of natural resources, with application to oil and gas leasing», *The Quarterly Journal of Economics*, August, 413-437.

McAfee, R. P. og McMillan, J. (1987): «Auctions and bidding», *Journal of Economic Literature*, Vol. 25, 699-754.

McMillan, J. (1995): «Why auction the spectrum?», *Telecommunications Policy*, 19, 191-199.

Mead, W.J. (1994): «Toward an optimal oil and gas leasing system», *Energy Journal*, 15, 1-18.

Midttun, Ø. (2004): «Konsesjonspolitik på norsk sokkel: flere tiår med gulrot og pisk». I *Norsk Oljemuseums Årbok 2003*.

http://www.norskolje.museum.no/stream_file.asp?iEntityId=332 PDF-fil lastet ned 25/8-2012 kl. 10.05.

Mohn, K. (2008): «Investment Behaviour in the International Oil and Gas Industry. Essays in empirical petroleum economics», Doktorgradsavhandling, Det teknisk-naturvitenskapelig fakultet, Institutt for industriell økonomi, risikostyring og planlegging, Universitetet i

Stavanger.

Myerson, P. B. og Satterthwaite, M. A. (1983): «Efficient mechanisms for bilateral trade», *Journal of Economic Theory*, Vol. 29, 265-281.

Nyborg, K. (2003): «Ikke senk oljeskatten!», debattinnlegg i *Aftenposten*, 17/6-2003.

Nyborg, K. (2011): «Historien om en tapt lobbykamp», debattinnlegg i *Aftenposten*, 28/10-2011.

Osmundsen, P. (2012): «Røverhistorie om petroleumsskatt», debattinnlegg på side 34 i *Finansavisen* 28/9-2012.

Parkes, D. C (2001): Kapittel 2 i «Iterative Combinatorial Auctions: Achieving Economic and Computational Efficiency», Doktorgradsavhandling, Department of Computer and Information Science 2001, University of Pennsylvania, <http://www.eecs.harvard.edu/econcs/pubs/ch2.pdf>, Besøkt 24/9-2012.

Pitchik, C. (1989): «Budget-Constrained Sequential Auctions with Incomplete Information» STICERD Discussion Paper nr. TE/89/201, London School of Economics.

Porter, R. H. (1995): «The role of information in U.S. offshore oil and gas lease auction», *Econometrica*, Vol. 63 (1), 1-27.

Rodriguez, M. R. og S. B. Suslick, (2009): «An overview of Brazilian petroleum exploration lease auctions» *TERRÆ*, 6(1), 6-20.

Smiley, A. K. (1979): «Competitive Bidding under uncertainty: The case of offshore oil», Cambridge: Ballinger Press.

Sunnevåg, K. J. (2000): «Designing auctions for offshore petroleum lease allocation», *Resources Policy*, 26 (2000), 3-16.

Tordo, S., D. Johnston og D. Johnston (2010): «Petroleum Exploration and Production Rights, Allocation Strategies and Design Issues», Verdensbanken, World Bank Working Paper nr. 179.

Wilson, R. B. (1967): «Competitive bidding with asymmetric information», Management Science, 13, 816-820.

Offentlige dokumenter, rapporter og øvrige internettsider

Barbagallo, M. B., W. M. Harris, M. L. Heimberger, og D. O'Brien (1991): Federal Offshore Statistics: 1990. Washington, D.C.: Minerals Management Service.

British Petroleum (2012): BP Statistical Review of World Energy June 2012.

http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM): Hjemmesider. <http://www.boem.gov/>

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM): Hjemmesider. <http://www.boem.gov/About-BOEM/index.aspx> Besøkt 2/1-2013 kl. 21.41.

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM): OCS Lands Act History.

<http://www.boem.gov/Oil-and-Gas-Energy-Program/Leasing/Outer-Continental-Shelf/Lands-Act-History/OCSLA-History.aspx> Besøkt 16/7-2012 kl. 20.01

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM): The Reorganization of the Former MMS.

<http://www.boem.gov/About-BOEM/Reorganization/Reorganization.aspx> Besøkt 16/7-2012 kl. 20.41

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) (1999): Summary of Procedures for Determining Bid Adequacy at Offshore Oil and Gas Lease Sales: Effective July 1999, with

Sale 174. <http://www.gomr.boemre.gov/homepg/lseale/174/FMV174-3.PDF> Besøkt 17/7-2012 kl. 15.42. Denne linken fungerer ikke lenger, men dokumentet finnes på:

[http://www.boem.gov/uploadedFiles/BOEM/Oil and Gas Energy Program/Energy Economics/Fair Market Value/FMV174-3.pdf](http://www.boem.gov/uploadedFiles/BOEM/Oil_and_Gas_Energy_Program/Energy_Economics/Fair_Market_Value/FMV174-3.pdf)

Energilink(2007): Oljehistorien (Verden).

<http://energilink.tu.no/leksikon/oljehistorien%20verden.aspx> Besøkt 12/9-2012 kl. 18.13

Forskrift av 1997-06-27 nr. 653: Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet.

Lov av 1963-06-21 nr. 12: Lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumsforekomster.

Lov av 1996-11-29 nr. 72: Lov om petroleumsvirksomhet [petroleumsloven].

Norsk olje og gass (2010): «Olje- og gashistorien».

<http://www.olf.no/no/Faktasider/Oljehistorie/> Besøkt 10/8-2012 kl. 15.59 og 22/8-2012 kl.

17.26. Linken har i ettertid blitt endret til:

<http://www.norskoljeoggass.no/no/Faktasider/Oljehistorie/>.

Nasjonalbudsjettet 2013, punkt 2.4 Petroleumssektoren;

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2012-2013/meld-st-1-20122013/2/4.html?id=703480>

Oljedirektoratet: Oljedirektoratets faktasider.

<http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no>

Oljedirektoratet: Oljedirektoratets hjemmeside. <http://www.npd.no/>

Oljedirektoratet: Oljedirektoratets temasider, konsesjonstildelinger på norsk sokkel.

<http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/Temaartikler/Konsesjonstildelinger/>

Oljedirektoratet: Oljedirektoratets temasider, prekvalifisering.

<http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/Temaartikler/Prekvalifisering/> Besøkt 26/8-2012 kl. 08.20.

Oljedirektoratet: Oljedirektoratets temasider, utvinningstillatelser.

<http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/>

Oljedirektoratet (2006): Krav til nye rettighetshavere/operatører.

<http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/Temaartikler/Prekvalifisering/Krav-til-nye-rettighetshavereoperatorer/> Besøkt 26/8-2012 kl. 08.30.

Oljedirektoratet (2008): Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum, 20.

konsesjonsrunde. <http://www.npd.no/Global/Norsk/2-Tema/Utvinningstillatelser/20-runde/Innbydelse-til-%c3%a5-s%c3%b8ke-om-utvinningstillatelse-for-petroleum.pdf> Besøkt 19/9-2012 kl. 16.10.

Oljedirektoratet (2009): Retningslinjer for nominasjon av blokker til 21. konsesjonsrunde.

<http://www.npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=2793&epslanguage=no> besøkt 09/9-2012 kl. 16.12.

Oljedirektoratet (2010): Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum, 21.

konsesjonsrunde. http://www.npd.no/Global/Norsk/2-Tema/Utvinningstillatelser/21.-runde/Utllysning/Invitasjon_21runde.pdf Besøkt 19/9-2012 kl. 16.03.

Oljedirektoratet (2011): «Petroleumsressursene på norsk sokkel 2011». Oljedirektoratets ressursrapport.

Oljedirektoratet (2012): 22. konsesjonsrunde – utlysning,

<http://npd.no/Tema/Utvinningstillatelser/Temaartikler/Konsesjonstildelinger/22-konsesjonsrunde/22-konsesjonsrunde--utlysning/> Besøkt 19/9-2012 kl. 17.00.

Oljedirektoratet (2012): Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum, 22.

konsesjonsrunde. <http://npd.no/Global/Norsk/2-Tema/Utvinningstillatelser/22-runde/Utllysning/Invitasjon.pdf> Besøkt 19/9-2012 kl. 17.22.

Olje- og energidepartementet: Statlig engasjement i petroleumssektoren: Statoil.

http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/Statlig_engasjement_i_petroleumsvirksomh/Statoil-ASA.html?id=444383 Besøkt 01/9-2012 kl. 18.31.

Olje- og energidepartementet (2003): 18. konsesjonsrunde – Norsk kontinentalsokkel. (brosjyre i pdf).

http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/prm/2003/0166/ddd/pdfv/195503-18_konsesjon_brosj_n_03.pdf Besøkt 19/9-2012.

Olje- og energidepartementet (2004): «Fakta 2004 Norsk Petroleumsvirksomhet». Olje- og energidepartementets fakta rapport.

Olje- og energidepartementet (2005): 19. konsesjonsrunde – Norsk kontinentalsokkel (brosjyre i Pdf).

http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/prm/2005/0159/ddd/pdfv/259456-tfo_05_no.pdf
Besøkt 19/9-2012.

Olje- og energidepartementet (2005): Pressemelding nr. 77, 16. juni 2005: «19. konsesjonsrunde-utlysning av 64 blokker i Norskehavet og Barentshavet.»

Olje- og energidepartementet(2008): Pressemelding nr. 91, 27. juni 2008: «Utlysning av 20. konsesjonsrunde.»

Olje- og energidepartementet(2010): Norsk oljehistorie på 5 minutter.

http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/olje_og_gass/norsk-oljehistorie-pa-5-minutter.html?id=440538

Olje- og energidepartementet(2012): Pressemelding, 29.03.2012: «TFO 2012: Utlysning av areal». <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressemeldinger/2012/tfo-2012-utlysning-av-areal.html?id=677304>

Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet (2012): «Fakta 2012 Norsk Petroleumsvirksomhet». Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets fakta rapport.

OPEC: Brief History. http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm Besøkt 12/9-2012 kl. 19.29.

Revidert nasjonalbudsjett 2010, punkt 2.3 Petroleumsvirksomheten;
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2009-2010/Meld-St-2-2009-2010/2/3.html?id=606697>

Revidert nasjonalbudsjett 2011 punkt 2.3 Petroleumsvirksomheten;
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-2-2010-2011/2/3.html?id=646500>

Revidert nasjonalbudsjett 2012, punkt 2.3 Petroleumsvirksomheten;
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2011-2012/meld-st-2-2011-2012/2/3.html?id=685109>

Riksrevisjonen (2010): «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelser i petroleumsektoren.» Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010.

Statoil: Statoils hjemmeside. <http://www.statoil.com/no/Pages/default.aspx>

Statoil (2007): Vår historie. <http://www.statoil.com/no/About/History/Pages/OurHistory.aspx>
Besøkt 20/8-2012 kl. 09.13.

Statsbudsjettet 2012:
http://www.statsbudsjettet.no/upload/Statsbudsjett_2012/dokumenter/pdf/stm.pdf

Store Norske Leksikon (2009): Brønn – petroleumbrønner. Hentet fra
<http://snl.no/br%C3%B8nn/petroleumbr%C3%B8nner>

Store Norske Leksikon(2009): Oljekrisen 1973-74. Hentet fra http://snl.no/oljekrisen_1973%e2%80%9374

Store Norske Leksikon (2009): Petroleum – historikk. Hentet fra <http://snl.no/petroleum/historikk>

Store Norske Leksikon(2012): OPEC. Hentet fra <http://snl.no/OPEC>

Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten.»

Stortingsmelding nr. 38 (2001-2002) «Om olje og gassvirksomheten».

Stortingsmelding nr. 46 (1997-1998) «Olje- og gassvirksomheten».

Stortingsproposisjon nr. 1 (2008-2009) «Olje og energidepartementet».

Trading Economics: hjemmeside. <http://www.tradingeconomics.com/>

Trading Economics: Graf over råoljeprisen.

<http://www.tradingeconomics.com/commodity/crude-oil> Hentet ut 20/7-2012 kl. 16.29.

U.S. Congress, Office of Technology Assessment (1985): OTA-O-270, mai 1985, «Oil and Gas Technologies for the Arctic and Deepwater», Washington DC. Dokumentet er tilgjengelig her: <http://www.fas.org/ota/reports/8518.pdf>

U.S. Department of Energy: U.S. Petroleum Reserves.

<http://www.fe.doe.gov/programs/reserves/> Besøkt 12/9-2012 kl. 15.35.

U.S. Department of Interior: History of Interior. <http://www.doi.gov/whoweare/history.cfm>
Besøkt 13/7-2012 kl. 16.12.

U.S. Energy Information Administration (2011): Maps: Exploration, Resources, Reserves, and Production.

http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/maps/maps.htm#pdf

Besøkt 12/9-2012.

U.S. Oil and Gas Corporation (2007): Securing Leases.

<http://www.usoilandgas.net/securingleases.htm> Besøkt 12/9-2012.

Utenriksdepartementet(2012) «Minifakta om Norge 2012», redigert av Statistisk sentralbyrå

<http://www.ssb.no/minifakta/>, Besøkt 11/9-2012 kl. 16.00.

WRTG Economics (2011): Graf over råoljeprisen i 2010 dollars.

http://www.wtrg.com/oil_graphs/oilprice1947.gif

Intervju og forelesningsnotater

Intervju med ansatte i Leteseksjonen i Olje- og gassavdelingen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler, 17/8-2012.

Intervju med ansatte i Oljedirektoratet 5/10-2012 og 26/10-2012. Intervju utført via telefon, samt avklaringer via e-post.

Intervju med representanter for aktører på norsk sokkel. AS Norske Shell, Det norske oljeselskap ASA, Lundin Petroleum, Norsk olje og gass, Statoil AS, Total E&P Norge.

Intervju utført via telefon og e-post.

26/8-2012, 2/10-2012, 24/10-2012, 26/10-2012.

Pindyck, R. S. (2009): Lecture notes on Information and the Strategic Timing of Investments (revidert august 2009), ved Sloan School of Management, Massachusetts Institute of Technology (MIT), Forelesningsnotat. (<http://web.mit.edu/rpindyck/www/Courses/ISTI.pdf>)

Yale Education. Åpen forelesningsrekke ved Yale, publisert som videoer på youtube.com

On Game Theory (ECON 159) av professor Ben Polak

(<http://www.youtube.com/watch?v=pJAhnc8VuDo>)

Vedlegg

A

Hvordan godkjennes bud i USA

Gjennomgangen er basert på et sammendrag produsert av de amerikanske tildelingsmyndighetene.¹³⁶

Fase 1 består i å evaluere og kategorisere budene som gis. Budene som skal godkjennes må tilfredsstille The Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) sine reguleringskrav. En budgiver kan legge inn mange bud på en og samme blokk, men kun det høyeste budet kan bli godkjent. For eksempel kan budgiver A legge inn tre bud, det høyeste budet blir tatt med videre til ytterligere vurdering, mens de to andre budene blir forkastet som uregelrette bud. En budgiver betaler 20 prosent av budets verdi når budet legges inn. Dette beløpet refunderes budgiver umiddelbart etter at auksjonen er avgjort, hvis budgiver ikke vinner auksjonen.

Byrået kategoriserer de godkjente budene i tre grupper;

- A. Blokker hvor det er kommet inn tre eller fler unike bud
- B. Blokker som byrået anser som ikke økonomiske levedyktige
- C. Blokker ansett som økonomisk levedyktige hvor det er myndighetene selv som sitter på den beste informasjonen om innholdet i blokkene.

I gruppe A anser man at forholdene (konkurransen) er god nok til at de konkurranseskapende markedskreftene kan bli brukt til å oppnå en riktig / rettferdig markedspris.

For å kunne definere en blokk som ikke økonomisk levedyktig må den risikovektede sannsynlige ressursforekomsten være under minimumsnivået for hva som kreves for å drifte blokken under den aktuelle kostnadsstrukturen. Byrået bruker de data som er tilgjengelige og tar høyde for ulike forventede prisutviklinger.

Blokkene er delt opp i fire ulike kategorier.¹³⁷

- I. Blokker hvor de tilstøtende blokkene har påviste forekomster og hvor det har vært eller er utvinningsbrønner i produksjonen.

¹³⁶ Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) (1999): Summary of Procedures for Determining Bid Adequacy at Offshore Oil and Gas Lease Sales: Effective July 1999, with Sale 174. http://www.boem.gov/uploadedFiles/BOEM/Oil_and_Gas_Energy_Program/Energy_Economics/Fair_Market_Value/FMV174-3.pdf

¹³⁷ Hentet fra <http://www.gomr.boemre.gov/homepg/lseale/174/FMV174-3.PDF> 17/7-2012 kl 15.42.

- II. Blokker hvor det er ingen tilstøtende blokker med påviste reservoarer og seismikk er eneste kilde til informasjon, også kjent som Wildcat blokker.
- III. Blokker som tidligere har vært lyst ut,¹³⁸ hvor det er påvist forekomster ved utplassering av prøveborebrønn.
- IV. Blokker hvor det på tilstøtende blokker er blitt oppdaget petroleumsforekomster som er mulig å utvinne olje eller gass.

Med utgangspunkt i de fire kategoriene sorteres budene etter følgende kriterier;

- ✓ Aksepter det høyeste kvalifiserte budet på alle tidligere utlyste blokker og wildcat blokker som byrået har definert som ikke økonomisk levedyktig.
- ✓ Aksepter det høyeste budet på alle blokker som har blitt utlyst tidligere og wildcat blokker som byrået har definert som økonomisk levedyktige. Gitt at det er tre eller fler unike bud per blokk, det tredje høyeste budet er minst femti prosent av det høyeste budet og at det høyeste budet, målt i pris per hektar, er blant de syttifem prosent høyeste budene av alle bud som er gitt innen den samme vanddybdekategorien¹³⁹, hvor det har vært tre eller fler bud per blokk.¹⁴⁰
- ✓ Alle blokker hvor det på tilstøtende blokker har blitt påvist petroleumsforekomster hvor det enten kan produseres eller allerede produseres olje eller gass, altså alle blokker i kategori I og IV sendes videre til fase to.
- ✓ Alle blokker hvor det trengs ytterligere informasjon til før man kan konkludere med den økonomiske levedyktigheten og hvilken type blokk det er, blir sendt videre til fase to i prosessen.
- ✓ Alle blokker i kategori II og III som er definert som økonomisk levedyktige, men hvor det har kommet inn to eller færre unike bud sendes til fase to.

¹³⁸ Blokker som har blitt lyst ut tidligere kan bli lagt ut på nytt, enten hvis vinnerbudet ble avvist av myndighetene eller fordi leiekontrakten på blokken utløp og blokken tilbakefalt til myndighetene.

¹³⁹ I Mexico gulfen operer BOEM med to vanddybdekategorier, under 800 meter dypt og 800 meter eller dypere.

¹⁴⁰ Hvis det i fase en er 21 blokker som har mottatt tre eller flere unike bud, som alle ligger innen for samme vanddybdekategori, så vil alle de økonomiske levedyktige blokkene som mottar et bud per hektar som er blant de femten høyeste av de tjueen blokkene tilfredsstillende syttifemprosentkravet. $21 \times 0,75 = 15,75$. Budet som blant de høyeste budene er rangert som det femtende høyeste vil representere 71-percentilen; $100 \times (15/21) = 71,4$.

- ✓ Alle blokker i kategori II og II som er definert som økonomisk levedyktige og hvor det har kommet inn tre eller fler unike bud, men hvor enten det tredje høyeste budet er på mindre enn femti prosent av det høyeste budet eller det høyeste budet ikke tilhører de syttifem prosent høyeste budene målt per hektar på blokker som tilhører samme vanddybdekategori som den utlyste blokken.

For å kunne ivareta integriteten rundt budgivingsprosessen så kan departementet sende blokker til fase to direkte hvis de fatter mistanke om uvanligheter rundt budgivingen.

Eksempler på dette kan være utstrakt bruk av tilfeldige bud fra flere ulike budgivere eller ved påfallende fravær av konkurranse mellom selskaper.

Arbeidet tilknyttet fase en er som regel ferdig tre uker etter at det ble lov å legge inn bud, utvinningstillatelser som blir tildelt direkte på bakgrunn av fase en blir da kunngjort.

Fase to:

Vurderingene som gjøres i fase to tar en plass mellom tjueen og nitti dager og analysen blir gjort i to steg. Første steg er ytterligere kartlegging for å kunne klassifisere blokken og/eller fastslå den økonomisk levedyktige statusen. Steg to består i å evaluere alle de blokkene som er funnet økonomisk levedyktige for å finne ut om budet tilsvarer en rettferdig markedspris.

Med bakgrunn i disse to stegene forholder BOEM seg til følgende tommelfingerregler;

- Aksepter bud på blokker som har blitt klassifisert (i kategoriene I til IV ovenfor) som II og III blokker, hvis det er mottatt tre eller fler kvalifiserte bud, det tredje høyeste budet er minst femtiprosent av det høyeste kvalifiserte budet og hvis det høyeste budet, målt per hektar er blant de syttifemprosent høyeste av alle blokker i den samme dypvannskategorien som har mottatt tre eller flere unike bud.
- Aksepter det høyeste kvalifiserte budet på alle typer blokker som i fase to er funnet å ikke være økonomisk levedyktige.
- Bestemme hvilken metode man skal bruke for å beregne en rimelig markedspris for de blokker der det er ønskelig.

Alle blokker som ikke faller under disse reglene blir grundigere vurdert hvor man kan inkludere monte carlo simulering for å konkludere med avslag eller aksept av bud.

BOEM bruker monte carlo simulering for å beregne den estimerte forventede netto nåverdien av en blokk. Monte calro simuleringen foregår ved at man estimerer fordelingen og omfanget av deulike verdiene på de aktuelle variablene. Deretter velger man tilfeldig ut en verdi for hver variabel, og beregner blokkens verdi med det valgte settet av variabler. Deretter trekker man ut nye verdier for variabelen og beregner blokkens verdi med disse, denne verdien er det andre punktet i fordelingen av mulige verdier blokken kan ta. Denne prosessen gjentas mange ganger, hvor settet av variabelverdier trekkes ut tilfeldig. Når det er gjort ordner man de beregnede mulige verdiene på blokken og setter dem opp som en kumulativ sannsynlighetsfordeling av blokkens nettoverdi. Gjennomsnittet av den fordelingen blir bestemt og man tar høyde for risikofaktorer samt konsekvenser av avskrivninger, bonuser etc. for å beregne det gjennomsnittlige verdiområdet for blokkens forventede netto nåverdi gitt at blokken blir solgt. Denne verdien blir kalt MROV¹⁴¹.

MVROV blir sammenlignet med DMROV¹⁴², som er et verktøy for å fastslå hvorvidt budet som foreligger pluss de forventede merinntektene tilsammen er minst like stort som den diskonterte forventede verdien av bonuser og avgifter på blokken gitt at rettighetene til blokken først selges i neste runde.

Den av MBROV og DMROV som er minst, vil bli brukt som referansepunkt og får benevnningen ADV.¹⁴³

Det høyeste av de kvalifiserte budene blir akseptert for hver blokk hvis budet er likt eller større enn ADV verdien.

På de blokker av kategori I og IV hvor det høyeste budet er mindre enn en sjettedel av blokkens MROV skal dette avvises selv om det er tre eller fler kvalifiserte bud som er gitt. Det høyeste budet blir avvist for kategori I og IV blokker hvor det kun er et eller to kvalifiserte bud hvis det høyeste budet er mindre enn ADV-verdien. Det samme gjelder for kategori II og III blokker hvor det kun er mottatt ett kvalifisert bud.

De blokkene som da gjenstår er de hvor det høyeste budet ikke overgår blokkens ADV-verdi. Det høyeste blant de kvalifiserte budene på disse blokkene blir sammenlignet med blokkens RAM¹⁴⁴. Blokkens RAM er det aritmetiske gjennomsnittet¹⁴⁵ av blokkens MROV og alle de kvalifiserte budene som er på minst tjuéfem prosent av det høyeste budet på blokken.

¹⁴¹ Mean Range of Values (MROV)

¹⁴² Delayed Mean Range of Values (DMROV)

¹⁴³ Adjusted Delayed Value (ADV)

Bud på blokker hvor det høyeste budet er likt eller større enn blokkens RAM blir akseptert, alle vinnerbud som er lavere enn RAM blir avvist. På de blokkene hvor byrået ikke mener det trengs en sammenligning med blokkens RAM, blir vinnerbudet avvist.

Budvinnere som får sitt bud akseptert har femten dager på seg til å betale inn leie for det første året samt de resterende åtti prosentene av bonusbudet.

Totalt tar det mellom 57 og 126 dager fra myndighetene i USA åpner budrunden på utlyst areal til salgssummen er inne på deres konto. Beløpet som kommer inn er vinnerbudet pluss et års leie av arealet.

Tiden fra budrunden åpner til innbetaling fordeler seg på 21 dager estimert fase-en arbeidstid, fra budrunden åpnes, og mellom 21 og 90 dager estimert fase-to arbeidstid. Betalingsfristen er på 15 dager.

B

Det norske konsesjonssystemets historie

Konsesjonssystemet er de vilkår og krav som stilles til de som ønsker rettigheter på norsk sokkel. Konsesjonssystemet som helhet er en grunnbjelke i rammeverket for den norske petroleumsnæringen.

Gjennom mer en fire tiår har konsesjonspolitikken og utlysingsrundene vært de norske myndigheters fremste virkemiddel for optimal forvaltning av petroleumsressursene samt for å styrke aktivitetsnivået på norsk sokkel. Politiske beslutninger fastsetter lete- og konsesjonspolitikken og omhandler aktivitet, attraktivitet og aktørbildet på norsk sokkel. Hvilke områder som skal åpnes for leting, tempoet områder skal til dels i, hvilke kriterier som skal ligge til grunn og hvilke forpliktelser og arbeidsprogram som skal ligge til grunn for de tildelte arealene bestemmes av konsesjonssystemet. Tildeling av utvinningstillatelser er et sentralt verktøy for å regulere aktivitetsnivået i petroleumsvirksomheten.

I 1950 var det få som trodde at petroleum kunne skule seg på den norske kontinentalsokkelen. Dette endret seg da man i 1959 fant gassforekomster på Groningen feltet i Nederland. De

¹⁴⁴ Revised Arithmetic Average Measure (RAM)

¹⁴⁵ Normalt omtalt bare som gjennomsnittet.

påviste forekomster av petroleum utenfor Nederland gav grunnlag for troen på at norsk sokkel kunne inneholde olje og gass.¹⁴⁶ Det store amerikanske oljeselskapet Phillips Petroleum var de første som eksplisitt uttrykte tro på den norske sokkelen. I oktober 1962 skrev Phillips Petroleum et brev til norske styresmakter hvor de bad om tillatelse til å lete etter petroleum i Nordsjøen. Tilbudet på 160 000 USD per måned skulle gi Phillips enerett på leting og utvinning på alt norsk areal i Nordsjøen, og det areal som tilfalt Norge etter grenseueningheten med Danmark og Storbritannia var avklart. Henvendelsen fra Phillips kom overraskende og uventet og fremhevet den uvitenhet omkring forekomstpotensialet som preget norske myndigheter. Brevet resulterte i et møte mellom Utenriksdepartementet, Industrifinansieringsutvalget og Phillips. Den store usikkerheten og myndighetenes beskjedne tro på norsk sokkel kunne blitt kostbar. De påviste forekomstene av gass på britisk og nederlandsk sokkel i Nordsjøen gav opphav til en forsiktighet og føre-var-holdning hos de norske myndigheter, som endte i et avslag av tilbudet fra Phillips.¹⁴⁷ Kort tid etter, mens flere oljeselskaper meldte sin interesse, proklamerte regjeringen suverenitet over den norske kontinentalsokkelen i mai 1963. Norsk suverenitet over havbunnen og undergrunnen utenfor kysten ble fastsatt av Kongen i statsråd 31. mai 1963. Den norske stat hadde begynt arbeidet med å utforme sin egen petroleumspolitik. «Lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumforekomster» trådte i kraft 21. juni 1963.¹⁴⁸ Den fastsatte eiendomsretten og retten for leting og utvinning av undersjøiske naturressurser, hvor det ble slått fast at et selskap som ønsket å skyte seismikk på norsk sokkel måtte ha tillatelse fra den norske stat.

Industridepartementet opprettet Kontinentalsokkelutvalget, hvor daværende ekspedisjonssjef i Utenriksdepartementet Jens Evensen ble formann. Utvalgets mandat var å foreslå regler for utnyttelse og utforskningen av ressursene på havbunnen, noe som ble viktig for utformingen av det norske konsesjonssystemet. Vel vitende om at kompetansen hverken for å lete etter eller å utvinne petroleum fantes innenlands, måtte behovet for å få inn internasjonale oljeselskaper balanseres med statens krav om at de eventuelle petroleumressursene på sokkelen tilhørte den norske stat. Kontinentalsokkelutvalget søkte en politikk hvor de beste oljeselskapene kom til norsk sokkel, investert, ble værende samt sørget for at det mest av

¹⁴⁶ Oljeindustriens Landsforening, «Olje- og gashistorien». Hentet fra <http://www.olf.no/no/Faktasider/Oljehistorie/> 10/8-2012 kl. 15.59.

¹⁴⁷ Helle, E. (1984): Norges olje – de første 20 årene, Oslo: Tiden norsk forlag.

¹⁴⁸ <http://www.lovdata.no/all/hl-19630621-012.html#map0> Besøkt 27/8-2012 kl. 16.31

verdiene som eventuelt ble høstet ut tilfalt norske myndigheter. De mest nærliggende land å se til var Storbritannia og Danmark. I Danmark hadde man overgitt eneretten til sokkelen til en aktør. De danske myndighetene hadde bundet seg til statiske avtaler hvor inntektsnivå og tempoet på utbygging, leting og produksjon vanskelig kunne justeres etter statens ønsker. Et alternativ ville vært total nasjonal kontroll, gjennom et statlig oljeselskap. Ønsket om fleksibilitet, men innflytelse samt frykten for den høye økonomiske risikoen ved en nasjonalisering resulterte i en forkastning av disse to systemer. Flere petroleumsland hadde salg av rettigheter ved hjelp av auksjoner. Dette var vel utprøvd i USA på denne tiden. Norge vendte seg mot Storbritannia og fulgte deres bane. Den britiske sokkelen var allerede delt inn i rektangulære felt, såkalte blokker. Britene fordelte tillatelser basert på teknologiske og økonomisk krav, noe som ga de britiske myndigheter makt til å kunne styre både aktivitetsnivå og utvinningstempo på sin sokkel i tillegg til en mer begrenset økonomisk risiko.

Norge bestemte seg for å dele opp sokkelen sin i rektangulære blokker hvor kortendene vender nordover/sørøver på samme måte som Nederland, Storbritannia og Danmark. Den enkelte blokk ble i Norge satt til å være 500 kvadratkilometer, mot Nederlands 400 og Storbritannias vel 250 kvadratkilometer store blokker. Størrelsen på blokkene illustrerte attraktiviteten til de ulike sokkene den norske var geologisk ukjent og forhåpningene mindre enn hva tilfellet for den den britiske sokkelen var. I følge «Konsesjonspolitik på norsk sokkel» av Øyvind Midttun ønsket oljeselskapene at blokkene skulle bli på 1000 kvadratkilometer hver¹⁴⁹.

Den norske sokkelen bød på ingen infrastruktur, krevende værforhold og store vanddyp. Dette krevde mye kunnskap, erfaring og teknologi for å kunne håndteres og de internasjonale oljeselskapene var helt nødvendige for å hjelpe Norge med å nyttiggjøre seg sine egne ressurser. Ved å tildele seg selv andeler som rettighetshaver og få utbytte ved eventuelle funn pådro den norske stat seg en stor økonomisk risiko. Holdningen i den norske statsforfatningen fremholdte leting etter petroleumsforekomster som utenlandske selskapers geskjeft. Som Midttun fremholder i sin artikkel «Myndighetene frarådet norske selskap å delta.

¹⁴⁹ Midttun, Ø. (2004): «Konsesjonspolitik på norsk sokkel: flere tiår med gulrot og pisk». I Norsk Oljemuseums Årbok 2003. http://www.norskolje.museum.no/stream_file.asp?iEntityId=332 PDF-fil lastet ned 25/8-2012 kl. 10.05.

Det var ikke ønskelig at norsk industri satset tungt på høyrisikoprojekt som dette, når riset bak speilet i verste fall var konkurs og tap av sårt tiltrengte arbeidsplasser.»¹⁵⁰

I mars 1965 oppnådde norske myndigheter enighet med Storbritannia om avklaring av grensene for kontinentalsokkelen, i desember samme år kom Norge og Danmark til enighet. Denne enigheten var tuftet på det såkalte midtlinjeprinsippet. Dette ga grunnlag for raske fremskritt i norsk konsesjonspolitik. Allerede 9. april samme år ble de første konsesjonsreglene fastsatt i kongelig resolusjon. Formålet var å sikre grundig leting, offentlig kontroll, forsvarlig utnyttelse av forekomster, et rimelig økonomisk utbytte samt sørge for at aktiviteten ikke medførte ulemper for annen virksomhet i Norge eller hindret teknisk sikkerhet i Norge. For å kunne etterkomme disse ønsker ble Statens oljeråd opprettet med Jens Evensen som øverste sjef. Rådet skulle ha innstillende myndighet vedrørende alle saker tilknyttet utforskning og utvinning av petroleumsforekomster på sokkelen.

Fire dager senere, den 13. april 1965 ble den første konsesjonsrunden kunngjort.

Blokksystemet var tatt i bruk og man hadde åpnet for tildeling av areal sør for 62. breddegrad. I dette området var det i alt 315 blokker, hvor 278 blokker ble lyst ut i denne aller første konsesjonsrunden. De blokker som ble utelatt var de som grenset til midtlinjen mot Danmark og Sverige.

Søknadsfristen utløpte i juni og Statens oljeråd hadde mottatt 11 søknader på totalt 81 blokker. Det ble tildelt 78 blokker gjennom 22 utvinningstillatelser fordelt på ni selskaper. De store kunnskapsbaserte selskapene ble favorisert.¹⁵¹

Den første boring ble utført av Esso og borefartøyet Ocean Traveler som ble slept fra New Orleans til Norge. Fra 19. juli 1966 boret Esso i 84 dager uten å finne spor av olje og gass, men de fant geologiske sedimentlag av en slik karakter som kunne tyde på potensielle forekomster. Foruten dette var den første konsesjonsrunden preget av lite oppløftende funn. Andre konsesjonsrunde ble lyst ut 21. mai 1968 med de samme vilkår som i første runde, men formålet primært var nå å lyse ut suppleringsblokker til de tildelte utvinningstillatelsene i konsesjonsrunde en. I løpet av sommeren fant Phillips Petroleum kondensat i feltet Cod. De påtrufne kondensatforekomstene gjorde stort utslag på norsk konsesjonspolitik. En holdning som i utgangspunktet baserte seg på at utenlandske foretak skulle drive det hele ble endret.

¹⁵⁰ Midttun, Ø. (2004): «Konsesjonspolitik på norsk sokkel: flere tiår med gulrot og pisk». I Norsk Oljemuseums Årbok 2003. http://www.norskolje.museum.no/stream_file.asp?iEntityId=332 PDF-fil lastet ned 25/8-2012 kl. 10.05.

¹⁵¹ Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet (2012): «Fakta 2012 Norsk Petroleumsvirksomhet». Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets fakta rapport.

Med bakgrunn i større tro på norsk sokkels potensiale fremmet Oljerådet og dets formann Jens Evensen samme måned forslag om deltakerrett for den norske stat. Deltakerretten skulle gjelde fra og med den andre konsesjonsrunden.

Den 21. august 1969 begynte Phillips Petroleum å bore den 33. brønnen på norsk sokkel på feltet 2/4. Phillips hadde i utgangspunktet ønske om ikke å bore flere brønner, men fortsatte angivelige på grunn av en dyr leieavtale for riggen «Ocean Viking».¹⁵² Brønnen traff en lomme med gass under meget høyt trykk noe som ga problemer. Phillips bestemte å plugge igjen brønnen samt flytte riggen 1000 meter fra opprinnelige bore sted. 25. oktober påtraff brønnen et oljereservoar, men på grunn av dårlig vær måtte arbeid utsettes flere ganger. I begynnelsen av desember fortsatt testingen, og da brønnen ble forlatt lille julaften 1969, var det på det rene at et enormt oljefunn var gjort.¹⁵³

Funnet av dette enorme feltet, som fikk tilnavnet Ekofisk, brakte Norge inn i gruppen av oljenasjoner. Ekofisk kom i produksjon i 1971. Feltet inneholdt betydelige mengder gass, som ble fra 1977 av fraktet i rør til Tyskland. Dette ga grunnlaget for den store norske eksporten av gass til det europeiske kontinentet.¹⁵⁴

Denne andre konsesjonsrunden foregikk over flere år, hvor man endte opp med å tildele i alt fjorten konsesjoner, blant de fjorten var Friggfeltet som ble påvist i 1972. Friggfeltet lå på grenselinjen mellom Storbritannia og Norge. Norges store eierandel i feltet, med bakgrunn i Evensens deltakerrett, gjorde at feltet ble besluttet driftet fra Norge.

Jens Evensens forslag om deltakerrett endret hele den norske tildelingspolitikken. Staten skulle fra da av delta i denne risikofylte næringen. Det var påviste et stort potensiale i norsk sokkel, de potensielle inntektene var enorme. Den norske stat gikk fra å være risikoavers til å bli risikosøkende.

Den risikosøkende tilnærming krevde handling. I 1972 fremstod den norske oljemodellen fra støpeskjeen. En tredeling av statens interesser dannet grunnlaget for modellen.

Industridepartementet skulle forvalte statens politiske interesser, herunder utarbeide lovforslag, lansere målsetninger og gi konsesjoner. 14. juni 1972 opprettet norske myndigheter Statens oljedirektorat (Oljedirektoratet; OD). OD fikk fremtredende betydning i saker omkring leting etter og utnyttelse av olje og gass forekomster. Direktoratet fikk ansvaret

¹⁵² Oljeindustriens Landsforening, «Olje- og gashistorien». Hentet fra <http://www.olf.no/no/Faktasider/Oljehistorie/> 10/8-2012 kl. 15.59.

¹⁵³ Oljeindustriens Landsforening, «Olje- og gashistorien». Hentet fra <http://www.olf.no/no/Faktasider/Oljehistorie/> 10/8-2012 kl. 15.59.

¹⁵⁴ Helle, E. (1984): Norges olje – de første 20 årene, Oslo: Tiden norsk forlag.

for de langsiktige geologiske og teknologiske analyser som skulle ligge til grunn for myndighetenes styring av næringen samt tempoet for leting og produksjon på det enkelte felt. OD fikk ansvaret for å påse at selskaper handlet i henhold til forskriftene som tilhørte den enkelte lisens.

Samtidig med opprettelsen av OD, opprettet Stortinget Den norske stats oljeselskap; Statoil. Selskapet skulle drive med leting etter, produksjon og transport av petroleum samt foredling og markedsføring av petroleumsprodukter. Målsetningen var å bli et fullt integrert oljeselskap så raskt som mulig.

Tredelingen av statens engasjement i petroleumsnæringen forløp ved at Industridepartementet la grunnlaget for de politiske føringene for næringen. Oljedirektoratet skulle drive utforskning, kontroll og forvaltning av petroleumsvirksomheten på vegne av myndighetene. Det forretningsmessige arbeidet med statens interesser på norsk sokkel ble tilkjent Statoil. Den norske stat søkte en ny form for tredeling i norsk industris deltakelse i petroleumsnæringen. Saga Petroleum representerte et helt og fullt privat initiativ etter et sterkt politisk ønske. Saga skulle danne en motvekt til det helstatlige Statoil i arbeidet med å utdanne norsk næringsliv i petroleumsvirksomhet. I aller første konsesjonsrunde ble Norsk Hydro tildelt betydelige andeler. Halvstatlige Hydro fullførte myndighetenes ønskede tredeling.¹⁵⁵

Ved opprettelsen av Statoil kom regelen om statlig deltakelse på femti prosent i hver utvinningstillatelse. Den statlige deltakelse var på minst femti prosent delt i hver utvinningstillatelse helt frem til og med den 13. konsesjonsrunden i 1991. De endringer og opprettelser som ble gjort i 1972 var håndfaste produkter av grunnfjellet i norsk oljepolitikk som forelå i prinsipperklæringen for norsk oljepolitikk i Stortingsmeldingen av 14. juni 1971; «de ti oljebud»:

Med utgangspunkt i Regjeringens prinsipielle syn, at det utvikles en oljepolitikk med sikte på at naturressursene på den norske kontinentalsokkel utnyttes slik at de kommer hele samfunnet til gode, vil komiteen i tilslutning til dette gi uttrykk for:

1. At nasjonal styring og kontroll må sikres for all virksomhet på den norske kontinentalsokkel.

¹⁵⁵ Helle, E. (1984): Norges olje – de første 20 årene, Oslo: Tiden norsk forlag.

2. At petroleumsfunnene utnytttes slik at Norge blir mest mulig uavhengig av andre når det gjelder tilførsel av råolje.
3. At det med basis i petroleum utvikles ny næringsvirksomhet.
4. At utviklingen av en oljeindustri må skje under nødvendig hensyn til eksisterende næringsvirksomhet og natur- og miljøvern.
5. At brenning av unyttbar gass på den norske kontinentalsokkel ikke må aksepteres unntatt for kortere prøveperioder.
6. At petroleum fra den norske kontinentalsokkel som hovedregel ilandføres i Norge med unntak av det enkelte tilfelle hvor samfunnspolitiske hensyn gir grunnlag for en annen løsning.
7. At staten engasjerer seg på alle hensiktsmessige plan, medvirker til en samordning av norske interesser innenfor norsk petroleumsindustri og til oppbygging av et norsk, integrert oljemiljø med såvel nasjonalt som internasjonalt siktepunkt.
8. At det opprettes et statlig oljeselskap som kan ivareta statens forretningsmessige interesser og ha et formålstjenlig samarbeid med innenlandske og utenlandske oljeinteresser.
9. At det nord for 62. breddegrad velges et aktivitetsmønster som tilfredsstillende de særlige samfunnspolitiske forhold som knytter seg til landsdelen.
10. At norske petroleumsfunn i større omfang vil kunne stille norsk utenrikspolitikk overfor nye oppgaver.¹⁵⁶

Den tredje konsesjonsrunden startet med utlysninger i 1973 og sementerte statens deltakerrett på minst femti prosent. Det var stor interesse i norsk sokkel, mange søkere var et bevis på sokkelens attraktivitet. Av de 32 utlyste blokkene i perioden 1974 til 1977 ble hele 20 tildelt. Den norske troen og selvsikkerheten med tanke på vår egen oljemodell økte, de store funnene som ble gjort på denne tiden hjalp i så måte til. Et stort internasjonalt selskap kunne lett erstattes av et annet. Det norske systemet var sterkt fordelaktig for den norske stat, ikke alle selskaper likte modellen og selskap kunne miste interessen for norsk sokkel på grunn av rammeverket. Selv ikke det faktum at Shell unnlot å søke i det hele tatt i tredje konsesjonsrunde endret myndighetenes tro på rammeverket de hadde satt opp.

¹⁵⁶ Sitat fra Stortingsmelding av 14. juni 1971, slik det er gjengitt i Stortingsmelding 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten».

Fjerde konsesjonsrunde i 1979 endte med åtte tildelinger og markerte slutten på et tiår fullt av enorme olje- og gassfunn som Ekofisk, Frigg, Statfjord, Valhall, Gullfaks og Troll.

1970-tallet var et begivenhetsrikt tiår i norsk oljehistorie. I 1973 startet Oljekrisen hvor OPEC boikottet land som støttet Israel i Yom Kippur-krigen. Dette ga en voldsom økning i oljeprisen og økte lønnsomheten av norske oljeforekomster. Året etter ble det gigantiske Statfjord feltet påvist. Det norske systemet var utarbeidet etter beste evner og skjønn, men Bravoutblåsningen som startet 22. april 1977 avdekket behovet for miljø sikkerhet på norsk sokkel. Hendelsen ble gransket og avdekket total mangel på oljevernberedskap, dette ga grunnlaget for de strenge miljøkravene man finner på norsk sokkel. Den daværende debatten om utvidelse av leteområder til nord for 62. breddegrad fikk en alvorlig realitetssjekk. Vel så viktig var etableringen av fagforbund for oljearbeidere i Norge. I oljevirkens initielle periode var få arbeidere fagorganiserte. Etter hvert ble det etablert mindre fagforeninger i de enkelte oljeselskaper og endelig i 1977 gikk fagforeningen i Mobil og Elf sammen og dannet Oljearbeidernes Fellessammenslutning (OFS). Perioden før 1978 var preget av få arbeidskonflikter, årene som fulgte var oljearbeidere i steik langt oftere enn øvrige industriarbeidere. LO laget en egen forening; Norsk Olje- og Petrokjemisk Fagforbund (NOPEF) og resultatet av de mange streiker og konfliktene ble en sterk lønnsvekst. Regjeringen hadde en ustrakt bruk av tvungen lønnsnemnd samt presset oljeselskapene til å stagge den aggressive lønnsveksten som ga negative ringvirkninger i den norske økonomien. Selskapene etablerte følgelig i 1981 Norske Operatørselskaper Arbeidsgiverforening (NOAF). NOAF, OGS og NOPEF etablerte med tiden et mer normalt samarbeid og forhandlingsnorm i sektoren.

27. mars 1980 inntraff den største ulykken på norsk sokkel. Alexander L. Kielland-katastrofen kostet 123 mennesker livet. Den norske stat og bransjens som sådan bråvåknet, ulykken avslørte et alt for lavt fokus på sikkerhet. Etterarbeidet dannet en særdeles viktig brikke i norsk oljepolitikk. Norge utviklet seg til å bli blant verdens fremste på sikkerhet på sokkelen. De norske myndighetene hadde gjennom 1970-tallet bygd opp et rammeverk med stabile konsesjonsrunder og hele 1980-tallet bar preg av denne stabilitet og forutsigbarhet som lå til grunn for systemet. Annen hvert år ble nye konsesjonsrunder lyst ut. Den norske stat styrte tildelingen og dermed tempoet for leting og utbygging etter beste evne.

Utløsning av områder nord for den 62. breddegrad ble tillat i 1980. Dette ble forslått i en stortingsmelding allerede i 1976, hvor debatten om oljevirkens påvirkning på miljø og

fiskeressurser oppstod. I den femte konsesjonsrunden i 1980 ble tre utvinningstillatelser nord for 62. breddegrad tildelt. Året etter ble det første funnet på Haltenbanken gjort. Barentshavet ble tilbyd i form av utvinningstillatelser første gang i åttende konsesjonsrunde i 1984. Hele den norske sokkel var nå åpnet for petroleumsvirksomhet. Den store uenigheten om konsekvensene av åpning av sårbare områder gikk frem og tilbake gjennom hele 80-tallet. 1980-tallet var et svart fruktbart ti år for norske myndigheter. Statens totale inntekter fra petroleumsnæringen var i 1979 på 6 552 millioner norske kroner.¹⁵⁷ Dette hadde i 1990 økt til 34 202 millioner kroner.¹⁵⁸

I løpet av hele 1970-tallet ble de norske selskapene bevisst forfordelt. Dette gjaldt det private Saga og det halvstatlige Norsk Hydro, men spesielt den norske stats eget oljeselskap; Statoil. Statoil hadde særegne rettigheter hvor deres eierandeler i felt kunne økes i takt med feltets økonomiske potensiale. Utvinningsløyve 050 ble tildelt i 1978 og viser denne forfordelingen hvor Statoil ble tildelt opp mot 85 prosent av eierandelene i det som senere fikk navnet Gullfaksfeltet.¹⁵⁹ Forfordelingen førte Statoil opp som en mektig aktør på sokkelen. 1. januar 1985 opprettet regjeringen Willoch Statens direkte økonomiske engasjement; SDØE. Regjeringen Willoch delte så de fleste av Statoils utvinningstillatelser i to, en del til Statoil og en del til staten i form SDØE. Denne endringen svekket Statoil sin makt selv om Statoil var operatør for de andelene som tilfalt SDØE. Fra 1985 av ble det fastsatt SDØE-andeler i alle nye utvinningstillatelser på norsk sokkel. Ordningen varte frem til 14. konsesjonsrunde i 1993 hvor man endret prinsippet om femti prosent statlige deltakelse i utvinningstillatelser til å vurdere i hvert enkelt tilfelle nivået på statens deltakelse.

Regjeringen Willochs endringer markerte slutten på den lange perioden med streng statlig styring.¹⁶⁰ Ønsket om å kunne bygge opp et nasjonalt petroleumsmiljø var sterkt og hadde ført til særlige fordeler for norske selskaper og et fokus på norsk tilhørighet. Et markant fall i oljeprisen i 1986 klargjorde den potensielle nedsiden ved høy nasjonal eierandel. (Høy eierandel kan gi store inntekter, men også betydelige kostnader.) Det norske

¹⁵⁷ Tallene er hentet fra Statsregnskapet slik de gjengitt i Olje- og energidepartementets fakta rapport; «Fakta 2012» side 134. Totale inntekter er summen av ordinær skatteinngang, særskatt, produksjonsavgift og arealavgift.

¹⁵⁸ Tallene er hentet fra Statsregnskapet slik de gjengitt i Olje- og energidepartementets fakta rapport; «Fakta 2012» side 134. Totale inntekter er summen av ordinær skatteinngang, særskatt, produksjonsavgift, arealavgift, netto kontantstrøm fra SDØE og utbytte fra Statoil.

¹⁵⁹ I dag er Statoil Petroleum AS og Petoro AS de rettighetshaverne med andeler på henholdsvis 70 prosent og 30 prosent.

¹⁶⁰ Oljeindustriens Landsforening, «Olje- og gasshistorien». Hentet fra <http://www.olf.no/no/Faktasider/Oljehistorie/> 10/8-2012 kl. 15.59.

konsesjonssystemet ble igjen endret i henhold til de endrede betingelsene. Utenlandsk engasjement ble ønsket velkommen i større grad, det ble endret på rammevilkårene og skattelettelser ble innført. Mest symbolsk var frafallet av utenlandske selskaper pålagte krav om å bære Statoil og statens leteutgifter.

I 1991 innfører Norge CO₂-avgift for petroleumsnæringen, noe som skjerpet bransjens fokus på utslippsreduksjon i Norge.

Endelig ble EØS-avtalen innført i 1992 og med den forsvant de siste rester av nasjonal forfordeling i tildelingssystemet. Reglene om likebehandling og ikke-diskriminering måtte nå også gjelde retten til leting og utvinning på norsk sokkel.

SDØE som var ment å sikre den norske stat ekstra profitt på de felt hvor potensialet var betydelig stort ble bevart selv etter innføringen av EØS-reglementet.¹⁶¹ Grunnlaget for den nye konsesjonspolitikken ligger i petroleumsloven og forskriftene til loven. Loven er fra 1996 og trådte i kraft 1. juli 1997.¹⁶²

De endringene som var gjort skapte et nytt tildelingssystem, hvor fokuset gradvis ble endret mot økning av utvinningsgraden i de felt med fortsatt produksjon og maksimering av statens inntekter fra petroleumsforekomstene, medførte at staten forlot prinsippet om faste konsesjonsrunder og skrittvis tildeling. Dette ble for alvor tydelig med tildelingene i Barentshavprosjektet og Nordsjøtildelingene i henholdsvis 1997 og 1999. Kjell Magne Bondeviks første regjering tydeliggjorde endringene i konsesjonssystemet i sin stortingsmelding i 1998 «Den konsesjonspolitiske hovedutfordringen i Nordsjøen vil være å etablere et konsesjonssystem som sikrer at de gjenværende ressursene i området avdekkes og modnes i tide, slik at de kan vurderes knyttet til eksisterende felt og produseres innenfor moderfeltenes levetid.»¹⁶³ Det tradisjonsrike systemet med konsesjonsrunder annethvert år ble også endret og myket opp. Tildelingene skjedde årlig og store areal ble lyst ut uten noen form for forhåndsnominering av blokker. Dette medførte at selskapene enklere kunne få tilgang til nye petroleumsforekomster som lå tett inntil allerede eksisterende infrastruktur og felt med fallende produksjon.

Disse nordsjøtildelingene ble byttet ut med ordningen om tildeling i forhåndsdefinerte områder; TFO. Dette var en ordning som ga faste forhåndsdefinerte leteområder i modne deler av sokkelen. TFO ble innført i 2003 og ga selskapene økt forutsigbarhet, noe

¹⁶¹ Prinsippet om femti prosent statlig deltakelse via SDØE i hver utvinningstillatelse ble ikke videreført, jamført ovenfor.

¹⁶² <http://www.lovdata.no/all/hl-19961129-072.html#map001> Besøkt 3/9-2012 Kl. 12.32.

¹⁶³ Stortingsmelding nr. 46 (1997-1998) «Olje- og gassvirksomheten» kapittel 8.5.4.

myndighetene ønsket skulle effektivisere og forenkle tildelingsprosessen i de modne områdene av sokkelen.

Med TFO fikk selskapene vite på forhånd hvilke områder som ville bli utlyst samt hvilke miljø- og fiskerivilkår som lå til grunn. Kravet myndighetene satte til selskapene var økt effektivitet. Vedtatt arbeidsforpliktelser skulle utføres raskere og «Drill or drop» prinsippet ble innført. Et område et selskap anså som lite interessant skulle leveres tilbake; drill or drop. Formålet var å dele ut de aktuelle områdene igjen så raskt som mulig til andre aktører som oppfattet potensialet som større eller annerledes. Dette ble formalisert fra og med TFO 2004 hvor områder som tilbakeleveres i perioden mellom utlysning og søknadsfrist, inkluderes fortløpende i utlysningen.

Statens innflytelse på de norske petroleumsselskapene endret seg mot slutten av 90-tallet. 31. desember 1999 fusjonerte Norske Hydro oil and gas og Saga Petroleum. I 2000 ble Statoil vedtatt delprivatisert av Stortinget og ble i 2001 børsnotert både på Oslo Børs og New York Stock Exchange.

1. januar 2004 ble Petroleumstilsynet skilt ut som et eget organ med ansvar for helse, arbeidsmiljø og sikkerhet på norsk sokkel. På denne måten ble sikkerhets- og kontrollfunksjonene i Oljedirektoratet skilt ut, noe som sikrer uavhengighet fra ressurs- og produksjonsfunksjonene.

Endelig fusjonerte Norske Hydros olje- og gass-seksjon med Statoil i 2007. 1. oktober skiftete det nye selskapet navn til StatoilHydro.¹⁶⁴ Etter fusjonen eide den norske stat 62,5 prosent av selskapet. Stortinget besluttet i 2001 i forbindelse med Statoils børsnotering at selskapet skulle ha minst en statlig eierandel på 67 prosent. Den norske stat kjøpte seg følgelig opp i selskapet og nådde igjen en eierandel på 67 prosent 5. mars 2009.¹⁶⁵

TFO-ordningen fungerer nå parallelt med de ordinære tildelingsrundene. Dagens tildelingssystem er i større grad fokusert på forutsigbarhet og effektivitet enn tidligere. På begynnelsen av 2000-tallet uttrykte petroleumsindustrien misnøye med få attraktive tilgjengelige områder på norsk sokkel. Den 18. konsesjonsrunden ble lyst ut i desember 2003 og inneholdt til sammen 95 ulike blokker, det var omtrent tre ganger flere blokker enn i den 17. konsesjonsrunden. Sammenholdt med arealet som er gjort tilgjengelig gjennom TFO så

¹⁶⁴ Selskapet skiftet navn til Statoil igjen i 2009.

¹⁶⁵ http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/Statlig_engasjement_i_petroleumsvirksomh/Statoil-ASA.html?id=444383 Besøkt 1/9-2012 kl. 18.31.

var totalt tilgjengelig areal ved den 18. konsesjonsrunden det nest høyeste i norsk historie. 1. konsesjonsrunde var og er fortsatt den mest omfangsrrike utlysningrunden i norsk petroleumshistorie.

C Faktisk gjennomføring av en konsesjonsrunde på norsk sokkel

1.1 Åpning og undersøkning

Stortinget må vedta et område som åpent for petroleumsvirksomhet før området kan lyses ut på norsk sokkel.

Undersøkning av områder på norsk sokkel er regulert av petroleumsløven § 2-1 og må tildeles i form av en undersøkelsestillatelse. Undersøkelsestillatelser gis til oljeselskaper for å kunne undersøke et bestemt område på sokkelen, tillatelsen gir ikke enerett til undersøkelse ei heller fortrinnsrett ved tildeling av en senere utvinningstillatelse. Med mindre noe annet er beskrevet i den enkelte tillatelse vil en undersøkelsestillatelse bli gitt for tre kalender år.

Undersøkelsestillatelser gis kun i områder som allerede er åpnet for petroleumsvirksomhet. Dermed er de miljømessige og samfunnsøkonomiske avveininger gjort i forbindelse med åpningen av området, og gjøres følgelig ikke på nytt i forbindelse med tildeling av tillatelse for undersøkning.

Det er ikke noe krav om konsekvensutredelser ved tildeling av undersøkelsestillatelser, da det kun er grunne borer og simple geologiske og geofysiske undersøkelser som kan gjøres under en tillatelse for undersøkning.

1.2 Konsesjonsrunder

I Norge finnes det to typer konsesjonsrunder; ordinære konsesjonsrunde og tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO). TFO-konsesjonsrundene tildeler areal som har vært tildelt og tilbakelevert tidligere, men som oljeselskapene fortsatt finner interessante. Disse arealene er i spesielt modne områder av sokkelen og søkerens dokumentasjonskrav er lavere enn i de ordinære rundene. Gjennomføringen av TFO-rundene er likt de ordinære rundene, men i TFO-rundene er det ingen nominasjonsprosess og dokumentasjonskravet er lavere. Olje- og energidepartementet utlyser de arealene de mener skal lyses ut. Kravet for at et areal skal kunne tildeles under TFO er at arealet er nær eksisterende infrastruktur og har letehistorikk

hvor geologien er kjent.¹⁶⁶ TFO-rundene gjennomføres hvert år, mens de ordinære annethvert år. TFO-rundene ble etablert i 2003 med den hensikt å gjennomføre tildeling av allerede godt analyserte områder mer effektivt. Areal tildelt under TFO-runder er klarert for petroleumsvirksomhet gjennom regjeringens forvaltningsplan, hvor formålet er å opprettholde aktivitet og produksjon i de modne områdene av norsk kontinentalsokkel. De ordinære rundene starter med at selskapene inviteres til å nominere blokker innen et begrenset definert geografisk område. Det nominerte arealet blir vurdert av Oljedirektoratet (OD) og Olje- og energidepartementet (OED). OD gjør en faglig vurdering av det arealet som er nominert inn. Vurderingen blir gjort med bakgrunn i direktoratets egen kartlegging av områdene og vurdering av ressurspotensialet i området. OD prioriterer områder som ser nominert av to eller flere selskaper.

1.2.1 Nominasjonsinvitasjon

Grunnlaget for selskapenes invitasjon til å nominere er myndighetenes mål om at petroleumssressursene raskt og effektivt skal utforskes og påvises. Dette er formålet med letepolitikken, som skal sikre grunnlaget for lønnsom utbygging og produksjon og et jevnt og stabilt aktivitetsnivå.¹⁶⁷ Det er selskapene selv som står for letevirksomheten og påvisningen av nye ressurser, deres innspill er følgelig nyttig for å nå letepolitikkenes formål. OED inviterer alle rettighetshavere på norsk sokkel samt alle prekvalifiserte selskaper til å nominere områder. Prekvalifisering av selskaper startet opp våren 2000 og til og med 10. juli 2012 har 93 prekvalifiseringer av operatører og rettighetshavere blitt gjort.¹⁶⁸ Det er Olje- og energidepartementet som prekvalifiserer selskapene basert på faglige vurderinger av OD og sikkerhetsmyndighetene.¹⁶⁹ Det er verdt å merke seg at prekvalifisering ikke er en automatisk garanti for å kunne bli godkjent som operatør eller rettighetshaver.¹⁷⁰

Oljeselskapene nominerer blokker i kategoriene «interessante» og «svært interessant», hvor nomineringen helst skal begrenses til femten blokker, dette for at nominasjonene skal bli så

¹⁶⁶ Jamført Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten.»

¹⁶⁷ Jamfør Stortingsmelding nr. 38 (2001-2002) «Om olje og gassvirksomheten.»

¹⁶⁸ Per nå er ni prekvalifiseringer under behandling, en av disse er det russiske oljeselskapet Rosneft. Kravet om prekvalifisering gjelder kun selskaper som ikke var etablert på norsk sokkel før år 2000.

¹⁶⁹ Om prekvalifisering fra Oljedirektoratets hjemmesider;

<http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/Temaartikler/Prekvalifisering/> Besøkt 26/8-2012 kl. 08.20.

¹⁷⁰ I den 20. konsesjonsrunden ble et prekvalifisert selskap vurdert av Petroleumstilsynet til ikke å være tilstrekkelig kompetente for operatøransvaret selv om selskapet være prekvalifisert som operatør før tildelingsrunden. For utdypende analyse se blant annet side 34 i Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010; «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelser i petroleumssektoren.»

konsentrerte og målrettede som mulige. Selskapene må også særskilt begrunne de nominasjonene de gjør. En nominasjon bør ikke overskride én A4-side per blokknominasjon. Nominasjonen skal omfatte hvilken blokk som nomineres, datagrunnlaget, letemodellen som nyttes, hydrokarbontype, et anslag over ressurspotensialet og andre kritiske faktorer og forhold. Videre skal det legges ved kart og seismisk linje over prospektet. Jamført retningslinjer for nominasjon av blokker til 21. konsesjonsrunde.¹⁷¹

1.2.2 Nominasjonsprosessen

I nominasjonsprosessen viderefører Olje- og energidepartementet anbefalingene fra Oljedirektoratet. Riksrevisjonens undersøkelser av den 19. og 20. konsesjonsrunden viser at i de to rundene nominerte oljeselskapene 437 blokker. 182 av disse nominasjonene ble anbefalt prioritert av OD. OED foreslo å utlyse 182 blokker.¹⁷² I dokumenter Riksrevisjonen har fått tilgang til oppgis det at blokker som er nominert av flere enn to selskaper, blokker nominert av store og erfarne selskaper og OD sin egen petroleumsfaglige vurdering av blokkene er det som vektlegges når OED skal velge hvilke blokker de foreslår utlyst.

1.2.3 Utlysning

Med bakgrunn i OD sine anbefalinger legges OED sine foreslåtte utlyste areal ut til høring. OED sine forslag ble i 20. konsesjonsrunde for første gang lagt ut for offentlig høring. Den offentlige høringen gir rom for innspill fra øvrigheten, i tillegg til Arbeidsdepartementet og Fiskeri- og kystdepartementet. OED foreslo i den 19. konsesjonsrunden å lyse ut 79 blokker, faktisk utlysning ble 64 blokker.¹⁷³ Altså ble 81 prosent av OED sine foreslåtte blokker faktisk utlyst. Tilsvarende foreslo departementet 103 blokker i 20. konsesjonsrunde, faktisk utlyste blokker ble 79.¹⁷⁴ Dette gir OED en gjennomslagsprosent på 77. OED sine forslag til utlysning blir følgelig gjennomgående revidert med bakgrunn i innspill fra miljø- og fiskerimyndighetene.

De faktiske utlyste blokkene blir offentlig lyst ut av OED, som setter en søknadsfrist selskaper som ønsker å søke på utvinningstillatelser må overholde. Før fristen går ut gjennomfører OD en evaluering av det utlyste arealet for å skaffe seg et bedre grunnlag for

¹⁷¹ <http://www.npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=2793&epslanguage=no> besøkt 9/9-2012 kl. 16.12.

¹⁷² Tabell 1 side 21 i Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010; «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelser i petroleumssektoren.»

¹⁷³ Pressemelding Olje- og energidepartementet nr. 77, 16. juni 2005: «19. konsesjonsrunde-utlysning av 64 blokker i Norskehavet og Barentshavet.»

¹⁷⁴ Pressemelding Olje- og energidepartementet nr. 91, 27. juni 2008: «Utlysning av 20. konsesjonsrunde.»

egen oppfatning av ressurspotensialet i det utlyste arealet. OD får dermed bedre grunnlag for å kunne vurdere selskapenes søknader, når de kommer inn, samt bedre grunnlag for anbefalingene OD skal gjøre ovenfor OED.¹⁷⁵

1.2.4 Søknad og behandling

Fra utlysning av areal har selskapene minimum tre måneders søknadsfrist. Selskapene som søker på utvinningstillatelser for en eller flere blokker må følge et søknadsoppsett. For de senere konsesjonsrundene har disse vært nokså helt like¹⁷⁶. I søknadsveilederen for 22. konsesjonsrunde, som ble utlyst 26. juni 2012, opplyses det om følgende; *Hver søknad skal inneholde følgende opplysninger i følgende rekkefølge:*

a) *Sammendrag av søknaden.*

b) *Regionalgeologisk evaluering av området.*

c) *Geologisk evaluering av de(n) omsøkte blokk(er).*

d) *Teknisk-økonomisk vurdering av de(n) omsøkte blokk(er).*

e) *Beskrivelse av*

- *innhold, omfang og tidsplan for den arbeidsforpliktelse søkeren(e) vil påta seg for det areal som omfattes av en utvinningstillatelse,*
- *varighet av utvinningstillatelsens initielle periode, og*
- *varighet av konsesjonsperioden etter utløpet av initiell periode.*

De ovennevnte forhold skal tilpasses de blokkspesifikke karakteristika med det siktemål å bidra til størst mulig verdiskapning i det berørte geografiske området.

For søknad om tilleggsareal til eksisterende utvinningstillatelser er det redusert krav til innhold i søknaden.¹⁷⁷

Hver søknad medfører et gebyr for behandling, for 22. konsesjonsrunde er dette gebyret på kroner NOK 113 000.

Søknader skal sendes til både OED og OD. Det er Petroleumstilsynet, som sorterer under Arbeidsdepartementet, i tillegg til OD som gjør den første vurderingen av selskapenes

¹⁷⁵ Presentasjon holdt av ansatt i leteseksjonen ved Olje- og energidepartementet, ved mitt møte i deres lokaler fredag 17/8-2012.

¹⁷⁶ Det har kun vært enkelte endringer i rekkefølgen punktene er satt opp.

¹⁷⁷ Punkt 10 i «innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum», Oljedirektoratet. Hentet fra <http://npd.no/Global/Norsk/2-Tema/Utvinningstillatelser/22-runde/Utllysning/Invitasjon.pdf> Besøkt 19/9-2012 kl. 17.22.

søknader. Petroleumstilsynet vurderer kompetansen og kapasiteten i helse, miljø og sikkerhet (HMS) til de ulike selskapene. Deres vurderinger sendes via Arbeidsdepartementet til Olje- og energidepartementet.

Oljedirektoratet vurderer den geologiske forståelsen samt geologisk og teknisk kompetanse hos hver enkelt søker eller søkergruppe. Direktoratet foreslår et arbeidsprogram og tildeling av areal/blokker. Et arbeidsprogram er en plan for arbeid som forutsettes gjort i en konsesjon for at den skal utnyttes på en måte myndighetene mener er optimal. OD gir da en samlet anbefaling til OED, denne anbefalingen samt vurderingene som gjøres er unntatt offentligheten. I dokumentasjon som Riksrevisjonen har fått tilgang på har OD innarbeidet egne rutiner for vurdering av søknader. OD gir karakterer for hvert punkt i den enkelte søknad som omhandler geologisk kompetanse og forståelse. Karakterskalaen går fra 1 til 6, hvor 1 er definert som dårlig og 6 definert som fremragende. Søknader gis karakterer på kompetanse innen teknologi og miljø, i tillegg til at OD vurderer og kvalitets sikrer de geologiske og geofysiske delen av søknadene. Dette danner grunnlaget for rangeringen av søknader og utgjør fundamentet i innstillingen OD overgir til OED.¹⁷⁸

I søknadsinvitasjonene som OED sender ut ligger tildelingskriteriene som følger hver konsesjonsrunde. Disse har ikke vært endret i de senere år.¹⁷⁹ For 22. konsesjonsrunde er kriteriene følgende;

a) Søkeren(e)s relevante tekniske kompetanse, herunder kompetanse vedrørende utviklingsarbeid, forskning, sikkerhet og miljø, samt hvordan denne kan bidra aktivt til en kostnadseffektiv undersøkelse etter, og eventuell utnyttelse av, petroleum fra det berørte geografiske område.

b) At søkeren(e) har tilfredsstillende finansiell kapasitet til å foreta undersøkelse etter, og eventuell utnyttelse av, petroleum fra det berørte geografiske område.

c) Søkeren(e)s forståelse av geologien i det berørte geografiske område og hvordan rettighetshaver planlegger å foreta en effektiv undersøkelse etter petroleum der.

d) Søkeren(e)s erfaring på norsk kontinentalsokkel eller tilsvarende relevant erfaring fra andre områder.

¹⁷⁸ Side 30 i Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010; «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelse i petroleumssektoren.»

¹⁷⁹ Kriteriene er blitt mer strukturert, men innholdet er det samme i både 19., 20., 21. og 22. konsesjonsrunde.

e) Erfaring med søkeren(e)s virksomhet.

f) Der flere søkere søker sammen som gruppe vil gruppens sammensetning, anbefalt operatør og gruppens samlede kompetanse tillegges vekt.

g) Utvinningstillatelser vil som hovedregel bli tildelt til et interessentskap der minst en rettighetshaver har boret minst en brønn på norsk kontinentalsokkel som operatør eller har tilsvarende relevant operasjonell erfaring utenfor norsk kontinentalsokkel.

h) Utvinningstillatelser vil som hovedregel bli tildelt til to eller flere rettighetshavere, hvorav minst en med erfaring som nevnt under g).

i) Den som utpekes som operatør for utvinningstillatelser i Barentshavet skal selv ha boret minst en brønn på norsk kontinentalsokkel som operatør eller ha tilsvarende relevant operasjonell erfaring utenfor norsk kontinentalsokkel.

j) Den som utpekes som operatør for utvinningstillatelser på store havdyp skal selv ha boret minst en brønn på norsk kontinentalsokkel som operatør eller ha tilsvarende relevant operasjonell erfaring utenfor norsk kontinentalsokkel. I utvinningstillatelsen skal det være en rettighetshaver som selv har boret på store havdyp som operatør.

k) Den som utpekes som operatør for utvinningstillatelser, som forventes å medføre boring av letebrønner med høyt trykk og/eller temperatur (HTHT), skal selv ha boret minst en brønn på norsk kontinentalsokkel som operatør eller ha tilsvarende relevant operasjonell erfaring utenfor norsk kontinentalsokkel. I utvinningstillatelsen skal det være en rettighetshaver som selv har boret en HTHT-brønn som operatør.¹⁸⁰

Det er disse kriteriene som skal ligge til grunn for den vurderingen myndigheten gjør. Petroleumstilsynet og Oljedirektoratet vurderer de ulike selskapene og søknaden strengt opp mot disse kunngjorte kriteriene. Olje- og energidepartementet har ingen samlet systematisk

¹⁸⁰ Hentet ut 5/9-2012 kl. 13.42 fra <http://npd.no/Global/Norsk/2-Tema/Utvinningstillatelser/22-runde/Utllysning/Invitasjon.pdf>

vurdering opp mot de kunngjorte vurderingskriteriene på samme måte som direktoratet eller tilsynet gjør.

Departementet har ansvaret for helhetsvurderingene som ligger til grunn for de endelige tildelingene. Tildelingen baseres dermed i større grad på helhetsvurderinger, og departementet bruker ikke nødvendigvis å vurdere alle punktene i de kunngjorte tildelingskriteriene. De geologiske og tekniske kriteriene er de viktigste, men ikke de eneste, kriterier departementet kan legge til grunn, også de ulike selskapenes fremtidige forpliktelser og kapasitet kan bli avgjørende. Dette er aktuelt i tilfeller der søknader stiller relativt likt på geologisk og tekniske nivå. OED ønsker ikke å bruke de kunngjorte tildelingskriteriene mekanisk og strengt bokstavelig, men heller nyttiggjøre seg mer av helhetsvurderingene av selskaper og søknader. Departementet oppfatter at tildelingskriteriene gir dem selv handlingsrom til å finne den kandidaten som maksimerer verdiene tilhørende den enkelte tillatelse.¹⁸¹

De kunngjorte tildelingskriteriene er lett å oppfatte som vide, og Olje- og energidepartementet mener dette er grunnen til at kriteriene har vist seg å være robuste og tilpasningsdyktige ovenfor de endringene vi opplever på norsk sokkel.¹⁸²

Et helt klart viktig punkt for OED er søknadens skisserte arbeidsprogram. Et arbeidsprogram er forpliktelsene et selskap ønsker å knytte seg til i bytte mot å få en utvinningstillatelse.

Arbeidsprogrammet er en plan for hvilket arbeid som må gjøres på det aktuelle arealet, og i hvilket tempo dette skal gjøres. Arbeidsforpliktelsene til selskapene kan bestå av undersøkelse og leteboring av et bestemt antall brønner ned til en angitt dybde eller geologisk formasjoner, og innenfor hvilke tidsrammer selskapet skal bore og ikke bore.

Olje- og energidepartementet jobber for å få nok informasjon til å danne seg et bilde av de ulike søknadene, og hva som må endres for å nå departementets ønskede mål for hver enkelt tillatelse. Ods anbefaling til OED samt OED sitt selvstendige arbeid er det forberedende arbeidet til forhandlingsmøtene som avholdes etter at søknadene er gjennom gått.

1.2.5 Forhandlingsmøter

Olje- og energidepartementet kaller inn enkeltvis alle selskaper som har søkt til forhandlingsmøter. Oljedirektoratet bistår departementet på møtene. På disse møtene omtales kun de arealene som det aktuelle selskapet har søkt på, og møtet tar utgangspunkt i selskapets

¹⁸¹ Intervjue med ansatt i leteseksjonen ved Olje- og energidepartementet, ved mitt møte i deres lokaler fredag 17/8-2012.

¹⁸² Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010; «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelser i petroleumssektoren.»

søknad. OED betegner forhandlingsmøter som sonderingsmøter. Det er i følge departementet ingen forhandlinger i møtene.¹⁸³

Forhandlingsmøtene er myndighetenes redskap for å kartlegge handlingsrommet i arbeidet med å sette sammen lisensene.

Myndighetene bruker forhandlingsmøtene til, i hvert enkelt lisenstilfelle, presentere sitt syn på søknadens ulike punkter. I utlysningpapirene ligger det fast at myndighetene forbeholder seg retten til å forhandle med hver enkelt søker på enkelte områder av søknaden. Dette innbefatter endringer på omfanget, innhold og tidsplan for arbeidsforpliktelsene.

Konsesjonsperiodens varighet og utvinningstillatelsens varighet. Arealet for utvinningstillatelsen og tidspunkt for tilbakelevering av areal.

Forhandlingsmøtene består i at OED presenterer sitt forslag for ønsket areal tilhørende hver lisens og om arbeidsprogrammet selskapene forplikter seg til hvis de blir tildelt lisensen.

Petroleumsloven § 3-8 gir myndighetene hjemmel for å pålegge selskapene et nærmere bestemt arbeidsprogram. Jamført med petroleumsforskriften § 13 kan arbeidsforpliktelsene til selskapene bestå i undersøkelse og leteboring av et bestemt antall brønner ned til nærmere angitte dybder eller geologiske formasjoner. Arbeidsforpliktelsens innhold, omfang og frist for oppfyllelse fastsettes i den enkelte utvinningstillatelse. § 13 gir like fullt departementet frihetsgrader ved å slå fast at unntak fra arbeidsforpliktelsen kan gjøres etter søknad.

Det enkelte selskap vet ikke hvor mange andre som har søkt på det samme areal de selv har søkt på. I forhandlingsmøtene presenterer OED hvordan de selv mener utvinningstillatelsen optimalt skal utformes. OED spør hvert enkelt selskap hvor stor eierandel minimalt og maksimalt de kan akseptere i den utvinningstillatelsen de har søkt på. OED kan også spørre selskapene hvordan de stiller seg til å skulle splitte en blokk i to deler, eller endre arealet på utvinningstillatelsen de har søkt på. I hver enkelt søknad må det foreslås et arbeidsprogram. OED legger frem i forhandlingsmøtene det arbeidsprogrammet de mener er det beste i hver enkelt lisens. Departementet spør hvert enkelt selskap om de ønsker å akseptere det arbeidsprogrammet OED mener er optimalt. I intervju sier OED at et standard spørsmål som stilles på møtene er, hvis selskapet blir tilkjent operatørrollen for en lisens, kan det akseptere 40 prosent eierandel i lisensen. Kan selskapet akseptere 20 prosent eierandel i lisensen hvis det blir tildelt rollen som lisensdeltager og ikke operatør.

¹⁸³ Intervju med ansatt i leteseksjonen ved Olje- og energidepartementet, ved mitt møte i deres lokaler fredag 17/8-2012.

Ved å presentere det OED selv mener er en optimal utvinningstillatelse for hvert enkelt areal, for så å spørre de enkelte selskapene hvordan de stiller seg til foreslått plan, kartlegger departementet spillerommet de har når de skal sette sammen aktørene i utvinningstillatelsen.

Forhandlingsmøter gjennomføres både i de ordinære nominerte konsesjonsrundene og TFO-konsesjonsrundene. Arbeidsprogrammene som OED forslår ovenfor selskapene er feltspesifikk og vil særlig variere mellom areal i modne og umodne områder. I moden områder er det etablert infrastruktur og OED vil foreslå et mer stramt arbeidsprogram for å sikre kartlegging og eventuell produksjon. Dette for å sikre aktivitet i etablerte områder og hindre at modent areal ligger brakk. I umodne områder er preget av en helt annen usikkerhet og infrastrukturen eksisterer ikke, følgelig vil det normalt ta mye lengere tid å bygge ut eventuelle funn i umodne områder enn i modne områder. Arbeidsprogrammene som foreslås ovenfor selskapene speiler denne forskjellen mellom arealtype. Datagrunnlaget og den geologiske innsikten er viktige punkter for hvilket arbeidsprogram OED forslår til søkerne. Hvis datagrunnlaget er godt nok vil som regel OED forslå etablering av fastbrønn. Det vil si at selskapene må borre en brønn innen tre år som forutsetning for å kunne få utvinningstillatelsen.

Oppfattes ikke datagrunnlaget som godt nok, vil OED ofte kreve at selskapet som skal bli tildelt arealet får to år på å samle inn seismikk eller reprocessere eksisterende seismikk. Etter to år må selskapet bestemme om de vil borre en brønn eller tilbakelevere arealet til myndighetene. Dette er det som kalles «drill or drop betingelsen». Formålet er å hindre at tildelt areal ligger brakk. Hvis selskapet ønsker å borre får de typisk to år på å sette en brønn. Etter disse to årene må selskapet på nytt bestemme seg om de vil videreutvikle eventuelle funn eller om de ønsker å tilbakelevere arealet.

Arbeidsprogrammet opptar mye av forhandlingsmøtene. Incentivstrukturen hos selskapene og myndigheten avviker med hensyn til arbeidsforpliktelsene tilknyttet en lisens. Riktignok er incentivene sammenfallende når det kommer til produksjon; maksimering av nåverdien av et felt er ønskelig av begge parter. Skattesystemet på norsk sokkel er utformet slik at når oljeselskapene tjener penger, så tjener også myndighetene penger. Like fullt ønsker myndighetene et så stramt arbeidsprogram som mulig, dette for å sikre produksjon og fremdrift på areal myndighetene anser som potensielt økonomisk levedyktige. Selskapene ønsker derimot arbeidsprogrammet så løst og fleksibelt som mulig. Selskapene ønsker mest mulig fleksibilitet til selv å bestemme når de skal borre eller ikke borre. Selskapenes egne

porteføljeoptimeringer¹⁸⁴ er følgelig ikke nødvendigvis sammenfallende med myndighetenes optimeringsløsning.

I forhandlingsmøtene får selskapene mulighet til å akseptere myndighetenes foreslått arbeidsprogram. Noen selskaper aksepterer allerede på møtet.¹⁸⁵ De aller fleste velger å ta betenkningstid. Både selskaper som aksepterer på møtet og som velger betenkningstid får et syvdagers brev. Det er et brev fra OED hvor selskapene enkeltvis har syv dager på seg til å svare på de momentene OED tok opp i forhandlingsmøtet. Svarene de gir på syvdagersbrevet er endelige.

Hvis det er søkere som aksepterer OEDs prefererte arbeidsprogram, så vil søkere som ikke aksepterer ikke bli vurdert videre som potensielle lisensdeltakere i den aktuelle lisensen. Basert på svarene OED får inn fra syvdagersbrevene de sender ut, siler de ut søkere som har gitt tilfredsstillende svar på de innvendinger OED har på deres opprinnelige søknader.

1.2.6 Sammensetning av lisens

Olje- og energidepartementet bruker forhandlingsmøtene, svarene fra syvdagersbrevene og Oljedirektoratets rangering av søknadens kvalitet som grunnlag for helhetsvurderingen av søkerne. Grunnlaget for tildeling er den samlede vurderingen av selskapene og søknadene opp mot de kunngjorte tildelingskriteriene. Det er dette som skal bestemme myndighetenes forslag til sammensetning i de ulike lisensene.

Utgangspunktet er ODs rangering av søkerne. Selskapene fordeles i de ulike utvinningslisensene og OED ønsker aldri at kun et selskap skal sitte med en hel utvinningstillatelse. Ideelt anses to til tre selskaper per lisens. Riksrevisjonens rapport¹⁸⁶ avdekker at OD fra og med 20. Konesjonsrunde også lager forslag til sammensetning av selskaper i hver enkelt lisens, foreslår operatørselskap og fordelingen av andeler i lisensen. Søkere kan være enkeltelskaper eller grupper. Er det en gruppe selskaper som søker på en lisens er det gruppens sammensetning, gruppens samlede kompetanse og gruppens anbefalte operatør som tillegges stor betydning i tildelingsvurderingen.

¹⁸⁴ Et oljeselskap er som regel eier eller medeier i flere ulike lisenser tilhørende ulike områder og kanskje ulike land og kontinenter. Samlingen av lisenser eller eierandeler i utvinningstillatelse i det enkeltelskap definerer jeg som selskapets portefølje.

¹⁸⁵ Intervju med ansatt i leteseksjonen ved Olje- og energidepartementet, ved møte i deres lokaler fredag 17/8-2012.

¹⁸⁶ Riksrevisjonens administrative rapport nr. 1, 2010; «Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelse i petroleumssektoren.»

Sammensetningen av deltakere i lisenser følger noen generelle prinsipper. Departementet ønsker maksimalt fire deltakere i en lisens, dette for å hindre forsinkelser i beslutningsprosessen. Det søkes å sette sammen ulike selskaper i samme lisens. En rettighetshaver skal normalt ikke ha en eierandel på mindre enn 20 prosent. Et selskap bør heller ikke ha majoritetsandel eller vetorett i en lisens og operatøren blir tildelt en høyere andel enn de øvrige deltakerne.

Som minimumskrav må minst en av søkerne i en lisens være godkjent som operatør på norsk sokkel, er lisensen på dypt vann må både operatøren og minst et av de andre selskapene i lisens ha erfaring fra dyptvannsoperasjoner. Det stille visse tekniske krav og lisenseierne kan ikke kun bestå av mindre selskaper.

Når søkere står relativt likt eller forskjellene i søknadenes kvalitet er marginale har OED størst mulig handlingsrom i sammensetning av lisensene. Selskaper som ikke aksepterer OEDs foreslåtte arbeidsprogram blir normalt ikke tildelt areal. Men i intervju vedgår OED at hvis en søknad presenterer en genial idé for utnyttelse av ressursen eller et selskap er av stor nok betydning så kan departementet vike på sine krav til arbeidsprogram.

Departementet bruker de kunngjorte tildelingskriteriene mer fleksibelt og etter behov for å kunne gjøre skjønsmessige helhetsvurderinger i utformingen av lisenssammensetningen samt oppnevningen av operatører. Andre hensyn som myndighetenes erfaring med søkerne og deres finansielle posisjon tillegges også vekt. Olje- og energidepartementets rolle er langt på vei koordinerende i tildelingsprosessen. I Forskrift til lov om petroleumsvirksomheten § 10 fastholdes det at departementet kan hensynta enhver form for manglende effektivitet eller ansvarlighet en søker har utvist tidligere. Videre kan departementet og vektlegge «andre relevante objektive og ikke-diskriminerende kriterier som gjør det mulig å foreta det endelige valg mellom søknadene»¹⁸⁷, følgelig kan tildelingen være diskresjonær.

Det kan forekomme situasjoner der ingen av søkerne faktisk aksepterer OED sitt forslag til arbeidsprogram. I et slikt tilfelle vil OED og OD sette seg sammen for å gjennomgå de arbeidsprogram som foreligger for å finne ut om de har tro på at noen av disse vil sikre faktisk gjennomføring og etter en progresjon myndighetene kan akseptere. Disse vurderingene blir holdt opp mot myndighetene forventninger om fremtidige konsesjonsrunder. Hvis OED og OD konkluderer med at det er sannsynlighet for at man kan bli større interesse og dermed mer kvalifiserte søknader vil de unnlate å tildele arealet og heller lyse det ut ved en senere konsesjonsrunde. Dette er særlig aktuelt hvis området som lyses ut ikke har blitt utlyst eller

¹⁸⁷ Forskrift av 1997-06-27 nr. 653: Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet, § 10 siste ledd.

tildelt før, og skjer følgelig oftere i de ordinære nominerte konsesjonsrundene enn i TFO-rundene.¹⁸⁸

1.2.7 Kongen i statsråd tildeler

Det er gjennom tett samarbeid med OD at leteseksjonen hos OED konkluderer med et forslag til lisenstildeling. Sjef i leteseksjonen presenterer forslaget formelt til ekspedisjonssjefen og sjef for olje- og gassavdelingen. Innspill blir tatt med videre hvor da OED fremlegger sitt endelige forslag til Finansdepartementet. Det er her de største uenighetene oppstår under arbeidet med foreslått tildeling. Møtene mellom OED og Finansdepartementet avklarer SDØE, graden av statelig engasjement i den enkelte lisens. Skattesystemet er lag for å ta ut oljerenten eller da grunnrente i petroleumsvirksomheten. Statens interesseforvalter, Petoro, er ment i form av SDØE å komme inn der man forventer en særlig høy oljerente. De uenigheter som går på hvor stor andel Petoro skal ha i de ulike lisensene, og om de i det hele tatt skal ha andeler løses som regel på embetsnivå mellom Finansdepartementet og Olje- og energidepartementet. Enkelte sakt må like fullt behandles på statsrådnivå, hvor embetsverket fører sine interesser via sine statsråder. Det er regjeringen som må godkjenne hele tildelingen. Regjeringen endrer ikke på tildelingen og sammensetningen av lisenser som sådan, men blander seg inn i SDØE-nivået.

Regjeringen har fått oversendt OED sitt forslag til tildeling, hvorpå Regjeringen sier ja eller nei til forslaget. Godtar Regjeringen forslaget sender OED ut sine tilbud til de ulike selskapene i såkalte tilbudsbrev. Aksepterer oljeselskapene tilbudet bringer Regjeringen tildelingen til statsråd. Norge overgir rettigheten til petroleum i det aktuelle området til selskaper og følgelig er det Kongen i statsråd som formelt godkjenner tildelingene av utvinningstillatelsene. Når de er godkjent kommer selskapene inn til OED sine lokaler og signerer kontrakt.

D Beregning av petroleumsskatt i Norge

Utrekning av petroleumsskatt foregår etter følgende oppsett;

¹⁸⁸ Intervju med ansatt i leteseksjonen ved Olje- og energidepartementet, avholdt i deres lokaler fredag 17/8-2012.

Figur 5

	Driftsinntekter (basert på normpris)
-	Driftskostnader
-	Avskrivning (lineært over 6 år)
-	Letekostnader, midler brukt til forskning og utvikling, avslutningskostnader
-	Miljøavgift og arealavgift
-	Netto finanskostnader
=	Ordinært skattegrunnlag (skattesats 28 prosent)
-	Friinntekt (7,5 prosent av investeringer i 4 år)
=	Særskattegrunnlag (skattesats 50 prosent)

Normprisen fastsettes av Petroleumsprisrådet (PPR). Rådet avholder møter med selskapene på sokkelen og normprisen blir fastsatt basert på diskusjon med, og innspill fra, de aktive aktørene på norsk sokkel.

Oppsettet er hentet fra side 16 i Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet (2012): «Fakta 2012 Norsk Petroleumsvirksomhet». Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets fakta rapport.