



Det kongelige Finansdepartement

Postboks 8008 Dep

0030 OSLO

Stavanger, 19. februar 2014

HØRING – OVERGANGSREGEL TIL ENDRING I FRIINTEKTSREGELEN

1. Innledning

Det vises til høringsnotatet om "Forskrift til utfylling og gjennomføring av overgangsregel og lov om endringer i endringslov 21. juni 2013 nr. 66 til petroleumsskatteloven" ("Høringen") datert 12.12.2013.

Samtidig vises det til A/S Norske Shells to brev som operatør av henholdsvis Ormen Lange Unit ("OLU") og Draugen feltet sendt til Finansdepartementet 23. oktober 2013, og Finansdepartementets svar på disse brev, datert 25. november 2013 vedrørende samme sak.

A/S Norske Shell henstiller Finansdepartementet om å reversere lov om endringer i endringslov 21. juni 2013 nr. 66 til petroleumsskatteloven, slik at friinntektsreglene fra før 5. mai 2013 fortsatt skal gjelde. Lovendringen forverrer norsk sokkels konkurransekraft

Subsidiært ønsker A/S Norske Shell at det initieres en bred og grundig konsekvensutredning i tråd med forslaget i Innst. 475L (2012-2013) fremmet av Fremskrittspartiet, Høyre og Kristelig Folkeparti den 12. juni 2013, for å gi et fullstendig overblikk over de samfunnsøkonomiske implikasjoner av den vedtatte loven, og at lovens ikrafttredelse utsettes til slik konsekvensutredning er gjennomført og vurdert. Dette ønsket er i tråd med Norsk Olje & Gass sitt forslag til Finansdepartementet i brev sendt 22.10.13.

I Høringen fremgår det at departementet legger opp til tre presiseringer/endringer av lovverket rundt friinntektsreglene;

1. Finansdepartementet foreslår en presisering av ordlyden rundt utfylling og gjennomføring av overgangsregelen som samsvarer med de signaler som ble gitt i departementets svarbrev til A/S Norske Shell 25. november 2013. Det er spesielt to implikasjoner som A/S Norske Shell synes er uheldig i forslaget slik det står:
 - a. Endringen i friinntektsreglene slår relativt sett hardest ut på prosjekter som allerede har marginale nåverdier. Slik kan de nye skattereglene hindre realisering av prosjekter som ellers ville blitt gjennomført, og dermed føre til at olje- og gassressurser blir liggende i bakken. Dette gjelder ikke minst IOR prosjekter som ofte har en marginal økonomi i tillegg til at de er tidskritiske. Det vises i denne forbindelse til Åm rapporten fra 2010.



- b. På grunn av den lange planleggingshorisonten for olje- og gassprosjekter, vil prosjekter som er påbegynt før 5. mai 2013 kunne bli helt eller delvis omfattet av de nye reglene, dette til tross for at investeringsbeslutning og kontrakter er inngått lenge før denne dato. En slik tilbakevirkende kraft kan medføre utsettelse eller kanselleringer av allerede påbegynte prosjekter, signifikante kanselleringskostnader, og at olje- og gassressurser blir liggende i bakken.
2. Finansdepartementet foreslår videre gjennom lovendringsforslaget en tidsbegrensning for hvor lenge overgangsregelen skal gjelde. Det betyr at selv for prosjekter som er omfattet av overgangsregelen vil denne kun gjelde for kostnader pådratt frem til og med inntektsåret 2020. Finansdepartementet har i Vedlegg 1 i Høringen listet opp de prosjekter som departementet anser som omfattet av overgangsregelen, slik denne er foreslått av departementet i forslaget til forskrift. Tidsbegrensningen er tilpasset den forventede investeringsprofil i henhold til plan for utbygging og drift ("PUD") for disse prosjektene, med et års margin for å ta hensyn til mulige forsinkelser. Det er A/S Norske Shells (og Norsk olje og gass) sitt syn at en margin på 3 år vil være mer rimelig, og vil kunne motvirke at prosjekter mot slutten av overgangsperioden blir forsert utover det som er ønskelig av operasjonelle grunner. En slik forsering kan også virke kostnadsdrivende. A/S Norske Shell foreslår derfor at dersom lovendringen blir stående så bør overgangsregelen gjelde frem til utgangen av inntektsåret 2023.
3. Finansdepartementet foreslår også i lovendringsforslaget at i tilfeller der det er en nødvendig sammenheng mellom et utbyggings- og rørledningsprosjekt så skal det samlede prosjektet være omfattet av overgangsregelen, selv om bare plan for den ene delen er innkommet til Olje- og energidepartementet før 5. mai 2013. Dette vil f.eks. gjelde utbyggingsprosjektene planlagt i tilknytning til Polarled, inkludert det A/S Norske Shell-opererte Linnorm-funnet (PL 255), og er en endring i forhold til loven slik den ble vedtatt i juni 2013. A/S Norske Shell stiller seg positiv til denne endringen, sammen med resten av industrien representert ved Norsk olje og gass, selv om den i Linnorms tilfelle ikke vil være tilstrekkelig til å endre beslutningen som nå er fattet i lisensen om å legge prosjektet på hold grunnet mangel på kommersielt akseptable utbyggingsløsninger.

2. Overgangsregelen - Implikasjoner

Følgende definisjoner i forslag til overgangsregler i Høringen er etter A/S Norske Shells syn uheldige for verdiskapingen på sokkelen

2.1 § 1 Produksjonsstart

Dette er definert på følgende måte i overgangsregelen:

Produksjonsstart for petroleumsforekomsten etter overgangsregelen er det tidspunktet petroleum fra den først produserende brønnen føres inn i innretningens prosesssystem.



Hvis planen eller søknaden omfatter bygging av flere petroleumforekomster, er produksjonsstart etter overgangsregelen det tidspunkt petroleum fra den først produserende brønnen på den først produserende forekomsten føres inn i innretningens system

Videre står det i Høringsnotatet:

Hvis plan eller søknad gjelder tilleggsinvestering på petroleumforekomst som allerede er i produksjon, er det bare kostnader pådratt senest i året for driftsstart for tilleggsinvesteringen som får beholde friinntektssatsen på 7,5 pst.

[...] Eventuelle kostnader og tilleggsinvesteringer under samme plan eller søknad som pådras etter dette tidspunktet¹, følger hovedregelen om ny, redusert friinntektssats. Det gjelder for eksempel kostnader til (ytterligere) produksjonsbrønner og påkostninger på produksjonsinnretningen som skjer innenfor rammen av en tidligere plan.

Dette medfører at produserende felt med boreprogrammer for produksjonsbrønner som går over flere år, og som er dekket av petroleumslovens paragraf § 4-2, kun vil ha anledning til å bruke gammel sats frem til olje/gass-produksjon fra den første brønn i programmet. Et eksempel på den negative effekten dette kan ha er produksjons-brønnprogrammet på Draugen-feltet. Feltet har vært i produksjon siden 1993, med oppdatert PUD godkjent i 2001. I opprinnelig PUD var forventet levetid for Draugen-plattformen 2013, men gjennom teknologisk nyvinning og investeringer er den forventede levetiden for innretningen forlenget med opp mot 20 år og forventet utvinningsgrad er følgelig også betydelig forbedret.

Denne forbedrede ressursutnyttelsen medfører store investeringer for partnerne, både gjennom nye produksjonsbrønner og gjennom nødvendige investeringer på plattformen. Flere store investeringsbeslutninger er derfor blitt tatt av Draugen lisenspartnerne - med et økonomisk grunnlag basert på de gamle friinnteksreglene - som en konsekvens av søknaden om levetidsforlengelse sendt i 2012. Dette gjelder blant annet investering i nytt boligkvarter og nye livbåter. Noen av disse investeringene ble ferdigstilt før regelendringen 5. mai 2013, men det er også betydelige investeringer som kommer etter dette tidspunktet. I forhold til de foreslåtte overgangsreglene er det spesielt boreprogrammet som kommer svært uheldig ut:

Boreprogrammet ble vedtatt i desember 2011, kontrakt for riggen West Navigator ble inngått i 2012, og selve boringen ble påbegynt med en brønn i mai 2013, og med ytterligere 3 brønner planlagt for 2014. De store kostnadene vil hovedsakelig komme etter skjæringspunktet den 5.mai 2013, selv om beslutningen om investeringen ble fattet 2 år tidligere. Det fremstår som urimelig og uheldig at denne type besluttede langsiktige investeringer får en langt svakere lønnsomhet på grunn av at friinnteksreglene i etterkant blir endret. Denne form for "tilbakevirkende" skatteendringer tilfører en usikkerhet i forhold til langsiktige investeringsbeslutninger på norsk sokkel. I Åm rapporten fra 2010 er det dokumentert viktigheten av å øke utvinningsgraden på feltene, og i best mulig grad tilrettelegge for slike investeringer (IOR). Det er da svært uheldig at man får skatteendringer som reduserer

¹ Tidspunktet for produksjonsstart, definert på samme måte som skjæringstidspunktet for når CO2-avgiften på kontinentalsokkelen begynner å løpe



lønnsomheten av slike investeringer og som bidrar til økt usikkerhet rundt beslutningsprosessen for nye IOR investeringer.

2.2 §3 Godkjenning av skriftlig underretning (søknad) om vesentlig avvik eller endring av forutsetningene for plan mv.

Dette er definert på følgende måte i overgangsregelen:

Overgangsregelen gjelder bare for driftsmidler omfattet av skriftlig underretning (søknad) om vesentlig avvik eller endring av forutsetningene for fremlagt eller godkjent plan for utbygging og drift etter petroleumslovens § 4-2 syvende ledd, eller plan for anlegg og drift etter § 4-3 fjerde ledd, jf. § 4-2 syvende ledd, innkommet til Olje- og energidepartementet før 5. mai 2013, dersom Olje- og energidepartementet godkjenner avviket eller endringen uten å kreve fremlagt ny eller endret plan for godkjenning.

Videre står det i Høringsnotatet:

En plan eller søknad kan omfatte utbygging av flere forekomster. Utbygging av felt kan for eksempel skje i flere trinn med innfasing av flere forekomster på ulike tidspunkt. I dette tilfellet skal "produksjonsstart", dvs. skjæringspunktet for anvendelsen av ny friinntektssats, være når petroleum fra den først produserende brønnen på den først produserende forekomsten føres inn i innretningens prosesssystem.

[...] For et boreprogram for produksjonsbrønner omfattet av en separat plan etter petroleumsloven § 4-2 syvende ledd (innkommet til Olje- og energidepartementet før 5. mai 2013) på et allerede produserende felt, vil dermed skjæringspunktet være driftsstart for den første produksjonsbrønnen

Av dette fremgår det at kun en *separat plan* i form av søknad (sendt før 5.mai 2013) til OED er tilstrekkelig for å komme under det gamle friinntektsregimet. Som nevnt over vedrørende Draugens produksjonsbrønnprogram, så ble beslutningen fattet under eksisterende PUD, som en naturlig del av videreutvikling av feltet. Lisensens beslutning om å sanksjonere disse store investeringene var dog basert på forventet aksept av søknad om levetidsforlengelse for innretningene på Draugen, der boreprogrammet blir utførlig nevnt. Det er intet krav om søknad vedrørende ny/endret PUD for et produksjonsbrønnprogram, så slik søknad er heller ikke sendt OED. Derimot er "Consent Application" sendt til Petroleumstilsynet vedrørende brønnprogrammet den 10.09.2012.

De foreslåtte overgangsreglene vil medføre at for Draugens 4-brønnsprogram så er det maksimalt en (den boret i 2013), muligens ingen av brønnene som blir omfattet av overgangsreglene. Dette vil avhenge av hvorvidt søknaden om levetidsforlengelse og søknaden til Petroleumstilsynet er å anse som tilstrekkelig dokumentasjon for at Olje- og energidepartementet (gjennom Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet) var blitt skriftlig underrettet i forkant av 5. mai 2013. Dette endrer lønnsomhetsbildet for de tre resterende brønnene planlagt for 2014, som allerede var økonomisk krevende før skatteendringen i 2013.

Poenget med å stille kvalifikasjonskrav i overgangsreglene er som anført av departementet i lovproposisjonen å gjøre det mulig for skattemyndighetene å etterprøve at en gitt investering var kommet tilstrekkelig langt i beslutningsprosessen 5. mai 2013. Dette må kunne gjøres på flere måter enn



de som fremgår av dagens regler. Med den strenge myndighetskontrollen som regelverket for sokkelvirksomheten innebærer, er det i praksis ikke mulig å gjennomføre vesentlige investeringer uten myndighetenes samtykke i en eller annen sammenheng. Dialogen med myndighetene vil alltid kunne dokumenteres skriftlig. Tilsvarende vil beslutningsprosessen innad i lisensgruppen, som foregår skriftlig gjennom L2S (hvor myndighetene også er kopiert) kunne gi detaljert informasjon. Det er derfor gode holdepunkter for å fremskaffe dokumentasjon som i rimelig utstrekning tilfredsstiller kravene til tidfesting og spesifisering av investeringsbeslutninger. I tråd med Norsk olje og gass sitt synspunkt så mener også A/S Norske Shell at så lenge plikten til å fremskaffe disse påhviler skattyter, som må bære risikoen for hvorvidt dokumentasjonen er god nok til å muliggjøre etterprøving, kan A/S Norske Shell ikke se at en oppmykning av kvalifikasjonskravene påfører skattemyndighetene en urimelig arbeidsbyrde.

Dersom regelen om første brønn blir stående som avskjæringspunkt for gammel friinntekt, bør overgangsreglene utvides slik at skatteyter, ved å dokumentere at beslutning om et avgrenset boreprogram er fattet før regelendringen, kan benytte en friinntekt på 30 % for hele brønnprogrammet. Subsidiært mener A/S Norske Shell at for å unngå tilbakevirkende kraft bør produksjonsstart settes til tidspunktet for når den siste brønnen i prosjektet kommer i produksjon, ikke den første. Alternativt kan hver brønn vurderes separat, uavhengig av produksjonsstart for de andre brønnene.

3. Innvirkning på planlagte investeringer på norsk sokkel

I Høringsnotatet skriver Finansdepartement følgende:

“Departementet anslår at lovforslaget øker aktiverbare investeringer i overgangsregelen med om lag 30 mrd kroner i nåverdi. Provenytapet knyttet til utvidelsen i overgangsordningen anslås til om lag 1 mrd. kroner i nåverdi, og til om lag 20 mill. kroner påløpt og bokført i 2014.”

A/S Norske Shells syn er at økningen i skatteinntekter må sees i sammenheng med faren for skrinlagte marginale prosjekter som en konsekvens av skatteendringen. For å illustrere denne effekten følger A/S Norske Shells perspektiv på hvordan de bedrifts- og samfunnsøkonomiske effektene av lovendringen knyttet til friinntekter kan kalkuleres, med et eksempel på et prosjekt i samme størrelsesorden som Ormen Lange feltets havbunnskompresjons-prosjekt.

3.1 Bedriftsøkonomiske betraktninger generelt

Risiko er et sentralt kriterium for investorer, inklusive Shell gruppen, når investeringsbeslutninger skal fattes, og selskapet verdsetter derfor stabile og forutsigbare rammevilkår. Shells investeringsmidler allokeres mellom ulike globale investeringsmuligheter basert på et rekke kriterier inkludert avkastning, risiko, nåverdi etc.

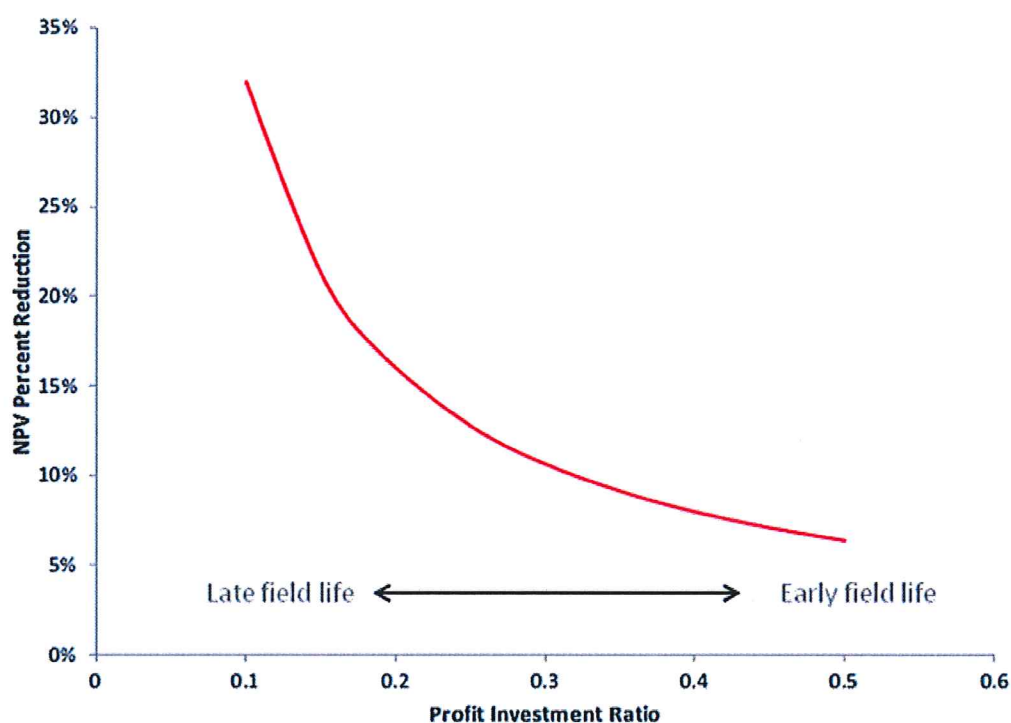
For prosjekter med et gitt risikonivå og materialitet vil selskapene søke å investere først i de prosjektene som gir høyest avkastning per krone investert. Dette vil maksimere verdien både for aksjonærer og samfunnet for øvrig.

Man kan benytte mange ulike nøkkeltall for å vurdere forholdet mellom prosjektrisiko og forventet avkastning. Et ofte brukt nøkkeltall er Profit Investment Ratio (PIR), som er definert som nåverdien av



fremtidige kontantstrøm dividert på nåverdien av den opprinnelige investeringen. Et annet parameter som benyttes er Internal Rate of Return (IRR). Slike nøkkeltall benyttes som rangeringsverktøy for å vurdere hvilke prosjekter som gir høyest avkastning per krone investert. Investeringer tidlig i et felts levetid kan ofte ha en høyere PIR, mens investeringer sent i et felts levetid ofte er mer kompliserte, leverer mindre verdi per krone investert, og har dermed en lavere PIR. Grafen under viser hvordan den foreslåtte skatteendringen har størst innvirkning på prosjekter med en lav PIR, ved at jo lavere PIR, jo høyere innvirkning på nåverdien til et prosjekt, som en konsekvens av endring i friinntektsreglene. For et prosjekt med PIR på 0.1 vil endringen i nåverdi kunne være mer enn 30 %. For økonomisk marginale prosjekt kunne man derfor trenge skatteinsentiver heller enn skatteskjerpelser for å kunne løfte prosjektene.

Nåverdireduksjon (%) som en konsekvens av endring i friinntektsreglene for prosjekter med ulik Profit Investment Ratio



Kort sagt kan man si at for allerede lønnsomme prosjekt er nåverdiendringen akseptabel, mens for økonomisk marginale prosjekt er den dramatisk.

Det er bred politisk enighet i Norge om å øke utvinningsgraden i felt som nærmer seg slutten av forventet levetid. Dette vil maksimere verdien på norsk sokkel og bidra til økte skatteinntekter for den norske stat. Det burde også være i oljeselskapenes interesse å opptre i tråd med behovene til det norske samfunnet. Skattesystemet kan i så måte bidra til å korrigere potensielle avvik mellom det norske samfunnets og oljeselskapenes interesser. Den foreslåtte skatteendringen ser imidlertid ut til å øke fremfor å redusere disse avvikene, i den grad den fører til at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter ikke blir gjennomført, slik som investeringer i kompliserte, kapitalintensive felt som nærmer seg slutten



av forventet levetid, eller i teknologisk kompliserte nyvinninger med krevende økonomiske rammebetingelser. Et eksempel på sistnevnte er Ormen Lange feltets mulige investeringer i havbunnskompresjon.

3.2 Ormen Lange havbunnskompresjons-prosjekt

A/S Norske Shell er operatør for gassfeltet Ormen Lange på vegne av OLU rettighetshaverne. Ormen Lange feltet ble satt i produksjon i 2007, og leverer i dag gass tilsvarende 20 % av Storbritannias årlige gassbehov gjennom rørledningen Langeled. PUD fra 2004 forutsatte at feltet etter en viss tid ville ha behov for ytterligere kompresjon. Den første fase av kompresjonen er planlagt gjennomført gjennom installering av kompresjonsfasiliteter på land i forbindelse med utvidelsen av gassprosesseringsanlegget på Nyhamna som en del av Polarled utbyggingen. Denne investeringen vil omfattes av overgangsreglene til endring i friinntektssatsen, ref Vedlegg 1 i Høringen, punkt nummer 25.

Ytterligere felt-nær kompresjon kan på sikt bli ønskelig for til fulle å kunne utnytte Ormen Lange feltets gassressurser. OLU rettighetshaverne legger dog til grunn at et prosjekt for felt-nær kompresjon kun vil gjennomføres dersom det er økonomisk forsvarlig. Mulige tekniske løsninger har blitt vurdert i løpet av de siste seks-syv årene, og lisenspartnerne har også investert i bygging og drift av en teknisk utfordrende og kostnadskrevende fullskala testmodell for undervannskompresjon. OLU rettighetshavernes forutsetning er at dersom man finner å kunne finansiere en kompressorstasjon ute på feltet, vil dette trolig skje enten ved installering av en kompresjonsplattform eller en komplett undervannsløsning.

Prosjektet er banebrytende teknologisk og utfordrende økonomisk, og endringen i friinnteksreglene forverrer betingelsene ytterligere. Shell har kommunisert rundt dette prosjektet med Olje- og energidepartementet og andre relevante myndigheter i en årrekke, men siden prosjektet ikke er besluttet i lisensen er det ikke sendt en formell søknad til OED, ref punkt 2.2 over og §3 i forslag til overgangsregler. Ormen Lange rettighetshaverne vil ikke fatte en endelig beslutning om felt-nær kompresjon før teknologibildet er mer avklart i forhold til testmodellen og kostnadene mer avklart gjennom en anbudsprosess, trolig i løpet av 2014.

A/S Norske Shell har i illustrasjonen under forsøkt å skissere den samfunnsmessige implikasjonen for den norske stat ved at et prosjekt i denne størrelsesorden ikke gjennomføres. Dette er ikke ment å indikere at skatte spørsmålet er det eneste utslagsgivende for hvorvidt Ormen Lange felt-nær kompresjonsprosjektet blir gjennomført. Som nevnt er dette et økonomisk og teknisk krevende prosjekt helt uavhengig av friinnteksreglene. I eksempelet under fokuserer vi ikke på de tekniske aspekter eller den generelle kostnadsøkningen i vår industri, men kun på hvordan skatteendringen kan slå ut for et prosjekt som dette. Illustrasjonen viser hvordan de økte skatteinntekter for den norske stat ved lovendringen klart overskygges av risikoen for tapte skatteinntekter hvis et prosjekt av denne størrelsen skrinlegges fordi prosjektrisikoen er for høy og prosjektavkastningen ikke er tilstrekkelig.

3.3 Samfunnsøkonomisk effekt av uteblitte investeringer

For et prosjekt i den størrelsesorden vi her snakker om, vil Statens skatteinntekter økes med ca 500 m NOK i nåverdi dersom de nye friinnteksreglene kommer til anvendelse i stedet for de gamle.



Hvis prosjektet derimot skrinlegges fordi det ikke lenger er i samsvar med sunne økonomiske prinsipper, jfr. petroleumslovens § 4-1, 2. punktum, i forhold til partnernes berettigede forventning om avkastning på investert kapital, vil den samfunnsøkonomiske effekten bli som skissert under:

Et gassutbyggingsprosjekt med en lav/marginal PIR men med signifikante volumer og diskonteringsrente i tråd med industri-standard vil kunne gi inntekter med en nåverdi i størrelsesorden 10 mrd NOK. Dette representerer nåverdien av eiernes inntekter etter at prosjektets kostnader (capex og opex) er betalt, men før skatt.

Av disse 10 mrd NOK vil mer enn 8 mrd NOK bli betalt i skatt, mens i underkant av 2 mrd NOK vil tilfalle eierne. Hvis vi i regneeksempelet legger til grunn en 25% eierandel for Petoro², så vil 500 m NOK tilfalle Staten via Petoro. Totalt gir dette den norske stat inntekter på nærmere 9 mrd NOK (60 mrd NOK i nominell verdi) dersom utbyggingen skjer. De andre partnerne deler dermed et overskudd på i overkant av 1 mrd NOK, etter å ha investert mer enn 20 mrd NOK i capex. Nedgangen i nåverdi som en konsekvens av skatteendringen er i dette eksempelet mer enn 20%.

Samlet sett kan man altså si at for den norske stat så må nåverdiøkningen i skatteinntekter på rundt 0.5 mrd NOK for et prosjekt gjennom endring i friinntektsreglene veies mot risikoen for bortfall av rundt 9 mrd NOK dersom prosjektet skrinlegges. I et slikt tilfelle vil provenytapet for Staten være 9 ganger høyere enn fortjenestebortfallet for de private aktørene. Sistnevnte vil kunne investere sin kapital i andre prosjekter i sin portefølje med forventet høyere avkastning, mens Staten er tjent med at lisensene beslutter en utbygging i Norge for å kunne dra fordel av skatteproveny og eierinntekter.

Forarbeidet til lovforslaget synes ikke i tilstrekkelig grad å ha tatt hensyn til denne problemstillingen. Det er derfor imperativt at en konsekvensutredning ser grundig på virkningen for økonomisk marginale prosjekt, nå enten det dreier seg om banebrytende teknologiutvikling, haleproduksjon fra eldre felt, eller annet.

4. Konklusjon

A/S Norske Shell har gjennom denne høringsuttalelsen søkt å vise hvordan de foreslåtte overgangsreglene kan slå svært uheldig ut for påbegynte investeringer som faller helt eller delvis innenfor det nye skatteregimet, samt for investeringer i prosjekt som er svært marginale, der effekten av endringen i friinntektssatsen blir størst. Ikke minst vil dette kunne gjelde IOR prosjekter, hvor resultatet kan være at staten går glipp av betydelige utvinnbare ressurser fra allerede eksisterende infrastruktur.

Dersom prosjekter skrinlegges fører dette til en avdemping på investeringsnivået på norsk sokkel, med den effekten dette har ikke bare på Statens inntekter, som vist over, men også på arbeidsplasser etc.

A/S Norske Shell henstiller derfor Finansdepartementet om å reversere lov om endringer i endringslov 21. juni 2013 nr. 66 til petroleumsskatteloven, slik at friinntektsreglene fra før 5. mai 2013 fortsatt skal gjelde.

² Petoro har en inntektsandel av fri kontantstrøm etter skatt på norsk sokkel på 20-30%



Alternativt ønsker A/S Norske Shell at det initieres en bred og grundig konsekvensutredning for å gi et fullstendig overblikk over de samfunnsøkonomiske implikasjoner av den vedtatte loven, og at lovens ikrafttredelse utsettes til slik konsekvensutredning er gjennomført og vurdert.

Subsidiært bør overgangsreglene endres slik at de også dekker dokumenterte investeringsbeslutninger tatt før mai 2013, slik som for eksempel investeringsbeslutningen vedrørende boreprogrammet på Draugen. Dersom slike prosjekter blir rammet av nye og strammere skatteregler er effekten i realiteten en tilbakevirkende kraft. I tillegg svekker det forutberegnelighet og skaper usikkerhet i forhold til fremtidige investeringsbeslutninger.

A/S Norske Shell ønsker herved å be om et møte med Finansdepartementet, der vi kan utdype nærmere vedrørende de problemstillinger som er tatt opp i denne høringsuttalelsen.

Med vennlig hilsen

Frank Rogne, Finance Manager Norway

A/S Norske Shell

Kopi:

- Det kongelige Olje- og Energidepartement
- Oljedirektoratet