

RAPPORT # 8

**EØS-avtalen og
norsk energipolitikk**

**Ole Gunnar Austvik
og Dag Harald Claes**



Europautredningen
Utvalget for utredning av Norges avtaler med EU



OM RAPPORTEN

Rapporten er skrevet på oppdrag for Europautredningen. Innholdet i rapporten er forfatternes ansvar. Rapportene er å betrakte som et innspill til utredningen og reflekterer ikke Europautredningens synspunkter.

OM FORFATTERNE



Ole Gunnar Austvik

Ole Gunnar Austvik er professor i politisk økonomi og viserektor for forskning ved Høgskolen i Lillehammer. Han er også professor II i petroleumsøkonomi ved Handelshøyskolen BI. Tidligere har han arbeidet blant annet ved Statistisk sentralbyrå og NUPI. Han er cand.oecon (samfunnsøkonomi) og dr. philos (statsvitenskap) fra Universitetet i Oslo, og MPA fra John F. Kennedy School of Government, Harvard University. Blant hans publikasjoner inngår *Internasjonal handel og økonomisk integrasjon* (med Bredesen og Vårdal), *Norwegian Natural Gas. Liberalization of the European Gas Market*, *Staten som petroleumsentreprenør*, *En introduksjon til internasjonale relasjoner* (med Kalnes og Røhr), *EU Regulation and National Innovation*.



Dag Harald Claes

Dag Harald Claes er professor i statsvitenskap ved Universitetet i Oslo. Han er også professor II ved Høgskolen i Molde. Han har doktorgrad i statsvitenskap fra UiO. Han har arbeidet med internasjonal energipolitikk, forholdet mellom Norge og EU og norsk petroleumspolitikk. Han har utgitt flere bøker bl.a.: *The Politics of Oil-Producer Cooperation*, *EU mellomstatlig samarbeid og politisk system* (med Tor Egil Førland), *Økonomisk globalisering og politisk styring* (med Helge Hveem og Bent Sofus Tranøy), *Nyliberalisme - ideer og politisk virkelighet* (redigert med Per Kristen Mydske og Amund Lie) og *Utenfor, Annerledes og Suveren? Norge under EØS-avtalen* (redigert med Bent Sofus Tranøy).

Forord

Vi har begge drevet forskning på dette tema i over tjue år. Vi trodde vi kunne og visste det meste om tema og at arbeidet dermed skulle gå lett. I løpet av tjue år er imidlertid mye forandret. Ikke minst er vi mer selvkritiske enn da vi begynte våre forskerkarrierer. Tidens tann har også gjort vårt perspektiv på norsk energipolitikk mer sammensatt og rikere. På toppen av dette har det skjedd, og skjer, nye ting i Norges energirelasjon med EU, også mens denne rapporten ble til. Vi kunne derfor ikke hvile på gamle laurbær, men måtte hente inn nye data, gjøre nye vurderinger og revurdere gamle konklusjoner.

I dette arbeidet har vi fått uvurderlig hjelp både i Olje- og energidepartementet og i Utenriksdepartementet, som begge stilte sine arkiver til vår disposisjon. I den forbindelse vil vi rette en stor takk til Ole-Jacob Edna og Kate Sjøveian i OED og Jan Wilhelm Grythe og Hege Koppang i UD. Adgangen til arkivmaterialet har gjort at vi har luket ut enkelte faktiske feil og det har styrket vår tro på at våre vurderinger er rimelige.

Til tross for dette er det ganske sikkert fortsatt feil i teksten som vi tar det hele og fulle ansvaret for. Når det gjelder våre vurderinger vil andre ganske sikkert ha andre oppfatninger om hvordan hendelsene vi beskriver bør forstås. Slik skal og bør det være i et åpent demokratisk samfunn hvor offentlig samfunnsdebatt er en grunnleggende verdi i seg selv. Vi håper med denne rapporten å kunne gi et lite bidrag til offentlig oppmerksomhet og diskusjon om Norges forhold til EU innenfor den viktige energisektoren.

Øyer og Langhus, 1. april 2011

Ole Gunnar Kaldor Austvik og Dag Harald Claes

Innhold

Sammendrag	7
1 Innledning	9
2 Norsk energiforvaltning	10
2.1 Kraftsektoren.....	10
2.2 Petroleumsvirksomheten	12
3 Utviklingen av EUs energipolitikk	14
3.1 Det indre energimarkedet	14
3.2 EUs eksterne energirelasjoner	15
3.3 EU, energi og klima	16
4 Energirelasjonen mellom Norge og EU: fire direktiv og to saker	17
4.1 Lisensdirektivet	17
4.1.1 Direktivets innhold.....	17
4.1.2 Konesjonssystemet på norsk sokkel.....	18
4.1.3 Norske reaksjoner på lisensdirektivet	20
4.1.4 Sokkelens modning og privatiseringen av Statoil.....	21
4.2 Gassmarkedsdirektivene.....	23
4.2.1 Direktivenes hovedinnhold	23
4.2.2 Norsk gasseksport før EØS-avtalen.....	25
4.2.3 Virkningene på Norge av gassmarkedsliberaliseringen	26
4.3 GFU-saken	27
4.3.1 Organiseringen av norsk gassalg frem til EØS-avtalen.....	27
4.3.2 Forsøk på å komme EU i forkjøpet – opprettelsen av FU	28
4.3.3 Den rettslige prosessen mot GFU	29
4.3.4 Utfallet av prosessen mot GFU.....	30
4.4 Elektrisitetsdirektivene	31
4.4.1 Hovedinnholdet i direktivene	31
4.4.2 Den norske forvaltningen	32
4.4.3 Reforminspirasjoner i kraftsektoren utenfor EØS-avtalen	32
4.4.4 Konsekvenser for norsk kraftsektor av det andre og tredje el-direktivet.....	33
4.5 Hjemfallssaken	34
4.5.1 Opphavet til hjemfallet	34
4.5.2 Rettsprosessen.....	34
4.5.3 Norges respons på domsslutningen	36
4.6 Fornybardirektivet 2009.....	37
4.6.1 Direktivets hovedinnhold	38
4.6.2 Norske synspunkter på fornybardirektivet	39
5 Energirelasjonen med EU som forhandlingsprosess	40
5.1 Særtrekk ved behandlingen av de ulike sakene	40
5.2 Tilpasningsmønster.....	42
5.3 Den fremtidige forhandlingsrelasjonen med EU	43
6 Konklusjon	44
6.1 Ressursforvaltning og EØS-avtalen	44
6.2 Markeder og konkurranseforhold	46
6.3 EØS-avtalens relative betydning	47
6.4 Likhet i politikkenes form og prosess versus likhet i politikkenes innhold	48
6.5 Implikasjoner for forståelsen av forholdet mellom Norge og EU	49
Referanser	51

EØS-avtalen og norsk energipolitikk

Ole Gunnar Austvik og Dag Harald Claes

Sammendrag

Norsk energipolitikk har lang tradisjon for sterk offentlig styring. Allerede tidlig på 1900-tallet sikret staten seg forkjøpsrett til all ny kraftutbygging og sørget for at privat eide kraftverk skulle gå vederlagsfritt tilbake til staten etter 60 år. Utviklingen av petroleumssektoren har siden 1970-tallet på tilsvarende måte i stor grad vært styrt av staten gjennom offentlige selskaper og sterke reguleringer, som (i samspill med norske og utenlandske private selskaper) skulle sørge for at sysselsetting, kompetanse og verdiskaping skulle komme "hele nasjonen til gode". Målene var nasjonale og midlene intervensjonistiske fra det offentliges side.

EUs indre marked representerer på sin side en langt mer liberal ideologi, og fremmer nasjonsnøytral konkurranse til fordel for hele det Europeiske økonomiske samarbeidsområdet (EØS-området). I Det indre markedet er statens rolle i hovedsak begrenset til å være regulator av økonomisk virksomhet foretatt av private aktører. Her er målene europeiske og midlene regulatoriske.

De to modellene møtes gjennom EØS-avtalen både i form av hvem politikken skal virke for og hvordan den skal utøves. På det energipolitiske området skaper dette to hovedutfordringer for Norge: For det første har vi som produsent og eksportør av olje og gass økonomiske og politiske interesser som ikke alltid er på linje med EUs interesser som forbruker og importør av energi; for det andre har vi tradisjon for en sterkere offentlig styring av energisektoren enn det EUs indre marked legger opp til.

Samtidig eksisterer ikke EØS-avtalen i et vakuum. Endringene i petroleumsregimet i 2001-2002 gjennom delprivatiseringen av Statoil, det første gassdirektivet og saken mot Gassforhandlingsutvalget (GFU) må

ses i sammenheng. Endringene skyldes imidlertid også modning av petroleumssektoren, markedsutvikling, utbygging av infrastruktur og generelle internasjonale liberale økonomiske trender som EØS-avtalen ikke berører direkte.

EUs utvikling, EØS-avtalen og Norges utvikling er slik del av et bredere internasjonalt liberaliseringsprosjekt som skjøt fart etter Sovjetunionen fall i 1991. Dette skyldes ikke bare politikk. Reduserte kommunikasjons- og transportkostnader allment har gjort at land integreres økonomisk og politisk med hverandre langt sterkere enn før. Norge må som andre land forholde seg til disse sterkt endrede omgivelsene uavhengig av formell relasjon til EU.

Statoils egeninitierte delprivatisering betød for eksempel at selskapet ikke lenger kunne ivareta alle oppgavene den tidligere hadde utført for den norske staten. Privateringen krevde en klarere definisjon av statens rolle i å ivareta sine økonomiske og politiske interesser. Markedsendringer og sektormodning krevde også andre ordninger enn tidligere. Petoro som forvalter av Statens direkte eierandeler (SDØE) og Gassco som drifter av transportanleggene for gass ble to 100% statseide selskaper på bakgrunn både av privatiseringen og de samtidige gassdirektiv- og GFU-sakene. En del av endringene i forvaltningsregimet ville altså antakeligvis ha funnet sted også uten en EØS-avtale.

Prosessene rundt lisensdirektivet, gass- og elektrisitetsmarkedsdirektivene og sakene mot GFU i petroleumssektoren og senere Hjemfallsinstituttet i kraftsektoren har foregått både i samarbeid, forhandling og konflikt med EU (inkludert i rettsapparatet) – alt etter hvor forskjellige situasjonene og interessene i utgangspunktet har vært. Norge har gjennom klare mål oppnådd langt mer i disse sakene ved sterk egen aktivitet enn

om det bare hadde funnet sted en passiv tilpasning til EUs regler og fortolkning. Mye av hensikten med politikken synes bevart, mens måten å gjøre ting på er endret.

I flere tilfeller er statens rolle styrket. Gjennom å omordne politikken etter EØS-avtalens prinsipper og krav til hvordan politikken skal utøves, har direkte statlig deltakelse økt. Dette gjelder omorganiseringen i gasssektoren gjennom det helstatlige Petoro og Gassco, og gjennom konsolideringsmodellen som norske myndigheter utformet etter Hjemfall-saken.. I andre tilfeller var norsk politikk allerede slik EU ønsket (som i el-markedet) og behovet for å endre politikken var lite. EØS-avtalen førte til noe mer konkurranse gjennom Lisensdirektivet, GFU-oppløsningen, og det første Gassdirektivet, men ingen av endringene var dramatiske. Det første Gassdirektivet og saken mot GFU gjorde at de nye løsningene ble mer rendyrket innrettet etter EUs regler enn de ellers ville ha blitt. Den nasjonal styring av petroleumssektoren er i hovedsak opprettholdt.

En viktig lærdom endringene i energisektoren kan gi er at staten kan oppnå mange av de målene den hadde før EØS-avtalen ble skrevet, men at politikken i en del tilfeller må utøves på annen måte. Dette gjelder eksempelvis gasstransport, gassalg og eierskapet i kraftsektoren. Det er i tillegg gråsoner for hvordan regler skal fortolkes (juss, språk, kultur, historie og øvrig kontekst). Norge – som EU-landene selv – må påregne at uklarheter vil eksistere rundt EU-regelverkets utforming, fortolkning og implementeringsalternativer videre fremover.

Økt statsdeltakelse er et virkemiddel som energicasene har vist som vellykket i et slik perspektiv. Rearrangeringen av hjemfalls- og petroleumsregimene som respons på EUs krav og øvrige endrede forutsetninger viste hvor viktig dette var for fortsatt å kunne nå nasjonalt definerte mål. I disse casene fikk Norge likhet med EU-systemet i politikken form og prosess, men relativt mindre grad av politisk konvergens (reell politisk likhet).

Avtaler med EU endrer slik handlingsrommet for staten gjennom at den selv blir gjenstand for regulering og ikke bare er den som regulerer økonomisk aktivitet. Det som tidligere var politiske spørsmål om hvilke regler nasjonal politikk skulle følge blir også et juridisk spørsmål om hva som skal eller kan være politikken. Uansett om en ser på EU-prosessen i et føderalt eller mellomstatlig perspektiv, så viser energicasene at den nasjonale politikken må utformes og utøves i samspill

med EU. Jo sterkere integrasjonen blir desto klarere må innen- og utenrikspolitikken sees i en sammenheng.

Det er samtidig viktig å skille EØS-avtalens harmoniserende virkning når det gjelder de formelle krav til politikken form og de politiske prosessene på den ene siden og dens reelle harmoniserende virkning når det gjelder politikken substansielle innhold på den andre siden. Det er mange eksempler på at EU/EØS-land har like regler på et politikkområde men samtidig relativt ulik faktisk politikk.

Erfaringene fra energisektoren kan tyde på at et aktivt og innsiktsfullt forhold til EU kanskje er viktigere enn den overordnede formelle tilknytningsform mellom Norge og EU. Den relative evnen til å utvikle politikk (i forhold til EU) er viktig for et land som ønsker å være økonomisk konkurransedyktig og ha evne til å nå sine politiske mål. Det er viktig å analysere og ligge i forkant av EU og EU-lands motiver og politikk isteden for bare å kopiere lover, direktiver, og forordninger på en passiv måte. Det er dynamikken i relativ teknologisk, kommersiell og politisk evne som gjennom nye reguleringer, politikk og holdninger er avgjørende for de faktiske virkningene integrasjonen med EU – uansett tilknytningsform.

Med noen modifikasjoner synes ikke EØS-avtalen å være noe grunnleggende annerledes rammeverk for politikktøving på energisektoren enn andre tilknytningsformer til EU. Egen aktivitet overfor og innsikt i hvordan EU, andre stater og bedrifter opptrer synes å være det avgjørende for å hevde norske interesser på en bra måte. Valg av tilknytningsform vil gi varianter i nasjonalt politisk handlingsrom, men ikke endre det hovedfaktum at vi i avgjørende grad er økonomisk og politisk integrert med EU – og at denne relasjonen må håndteres på en aktiv og selvstendig måte. For energisektoren, som er så viktig både for Norge og EU, vil dette fortsette å være hovedfokus både for kommersielle og politiske aktører.

1. Innledning

Norsk energipolitikk har lang tradisjon for sterk offentlig styring. Allerede tidlig på 1900-tallet sikret staten seg forkjøpsrett til all ny kraftutbygging og sørget for at privat eide kraftverk skulle gå vederlagsfritt tilbake til staten etter 60 år. Utviklingen av petroleumssektoren har siden 1970-årene på tilsvarende måte i stor grad vært styrt av staten gjennom offentlige selskaper og sterke reguleringer, som (i samspill med norske og utenlandske private selskaper) skulle sørge for at sysselsetting, kompetanse og verdiskaping skulle komme "hele nasjonen til gode". Målene var nasjonale og midlene intervensjonistiske fra det offentliges side.

EUs indre marked representerer en langt mer liberal ideologi, og fremmer nasjonsnøytral konkurranse i hele det Europeiske økonomiske samarbeidsområdet (EØS-området). I Det indre markedet er statens rolle i hovedsak begrenset til å være regulator av økonomisk virksomhet foretatt av private aktører. Her er målene europeiske og midlene regulatoriske.

De to modellene møtes gjennom EØS-avtalen både i form av hvem politikken skal virke for og hvordan den skal utøves. På det energipolitiske området skaper dette to hovedutfordringer for Norge: For det første har vi som produsent og eksportør av olje og gass økonomiske og politiske interesser som ikke alltid er på linje med EU-landenes interesser som forbruksland og importører av energi; for det andre har vi tradisjon for en sterkere offentlig styring av og deltakelse i energisektoren enn det EUs indre marked, og derigjennom EØS-avtalen, legger opp til.

Denne rapporten starter med to bakgrunnskapitler om henholdsvis den norske modellen for forvaltning av petroleums- og vannkraftsressursene (kapittel to) og utviklingen av EUs energipolitikk (kapittel tre). Rapportens empiriske hoveddel er kapittel fire hvor vi diskuterer EØS-avtalens virkninger på norsk energipolitikk ved å se nærmere på norsk implementering av fire sentrale enkeltdirektiver (lisensdirektivet, de første elektrisitets- og gassmarkedsdirektivene, og fornybardirektivet) og to konkrete saker (GFU-saken og Hjemfall-saken). I kapittel fem ser vi på de forhandlingsmessige sidene ved energirelasjonen mellom Norge og EU. I kapittel seks avsluttes rapporten med diskusjon av føringer og konsekvenser EØS-avtalen har hatt for forvaltning av norske energiressurser og for norsk markedspolitikk i elektrisitets- og gassmarkedene. Deretter drøftes hvordan endrede rammer for statlig styring i energisektoren har ført til nye politiske løsninger tilpasset EØS-regelverket og mulige impli-

kasjoner disse erfaringene kan ha for forståelsen av forholdet mellom Norge og EU mer allment.

2. Norsk energiforvaltning

Vannkraft- og petroleumssektorene skiller seg fra annen næringsvirksomhet blant annet gjennom at de innebærer fordeling av en grunnrente. Grunnrenten er, i norsk energisammenheng, en ressursrente og representerer den meravkastning (renprofitt) en kan få i forhold til avkastningen i annen næringsvirksomhet (som vanligvis er normal fortjeneste). Et annet element er ressursenes natur: Mens vannkraften er en fornybar naturressurs, utvinnes petroleumssektoren en ikke-fornybar ressurs og som står for mesteparten av verdens CO₂-utslipp. Det er altså flere hensyn å ta og interesser å forsvare for myndighetene, noe som har gjort at mange land har flere og sterkere myndighetsinngrep i energisektoren enn i de fleste andre sektorer. Direkte eierskap, sterk regulering og skattlegging er viktige virkemidler. Norsk kraftsektor domineres slik av statlig, fylkeskommunalt og kommunalt eierskap. I petroleumssektoren betegner Andersen (2001) det offentliges sterke styring som statsaktivisme, mens Austvik (2007) bruker betegnelsen statlig politisk entreprenørskap.

2.1. Kraftsektoren

Statlig styring av kraftsektoren har en lang historie i Norge. På slutten av 1800-tallet begynte staten å kjøpe opp vannfall for å sikre kraft til elektrifisering av jernbanen. Etter uavhengigheten fra Sverige i 1905 tok det statlige engasjementet i sektoren ny form. I mars 1906 ble det, blant annet på bakgrunn av en serie artikler i *Verdens Gang*, skapt et inntrykk i Norge om at europeiske selskaper planla massive oppkjøp av norske vannfall. Allerede den påfølgende måneden etter vedtok Stortinget en midlertidig lov, ofte referert til som Panikkloven, som innebar at utenlandske selskaper måtte ha konsesjon fra staten for å bygge ut vassdrag. Lovgivningen ble befestet og nasjonal kontroll strammet til gjennom konsesjonslovene av 1917, som ga det juridiske grunnlaget for betydelig statlig og kommunal kontroll med vannkraftressursene.

Det nasjonale motivet om å beskytte norsk næringsliv mot utenlandske kapitalkrefter var fremtredende. Norge hadde naturlige forutsetninger for å skape en stor og dominerende kraftsektor, noe som skapte et behov for offentlig kontroll. Statlig kontroll skulle hindre at kraften ikke ble forbeholdt privat og utenlandsk industri, slik at en fortsatt landsdekkende strømforsyning kunne sikres gjennom en småskalamodell, hvor forholdene ble lagt til rette for småindustri i tradisjonelle næringer i distriktene (Thue 2006: 76). Samtidig vokste det fram en storskalamodell for energiforsyning basert på en vekstorientert, storindustriell visjon, mer åpen for utenlandsk kapital og med en sentralisert koordinering gjennom private og/eller statlige byråkratier. Særkon-

traktene for norsk kraftkrevende industri ble etter andre verdenskrig knyttet til Arbeiderpartiets visjoner i industripolitikken: En massiv statlig utbygging av vannkraft skulle gi billig kraft til «storskalautbygging» av kjemisk og metallurgisk industri.

Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen (NVE) ble redskapet for denne utbyggingen, og Stortinget fastsatte priser på de langsiktige kraftkontraktene mellom NVE og den kraftkrevende industrien. Parallelt ble «småskalamodellen» videreført gjennom at kommunale kraftverk ble bygget ut for å levere kraft til husholdninger og småindustrien. De kommunale verkene hadde monopol på og plikt til å levere kraft til befolkningen i sitt konsesjonsområde. Denne oppdekningsplikten medførte at lokale ressurser ble bygget ut før man vurderte å kjøpe inn strøm fra andre områder.

Disse modellene levde side om side slik at: *"[...] i 1924 var 90-95 prosent av investeringene i storindustriens anlegg private, mens kommunene sto for 83 prosent av investert kapital i alminnelig forsyning"* (Thue 2006: 64). Staten inntok rollen som konsesjons-giver og regulator. Det store kommunale innslaget medførte at også selve selskapsstrukturen var sterkt fragmentert. På 1960-tallet var det godt over 600 selskaper i sektoren. Gjennom frivillig sammenslåing ble dette noe redusert. Også i distribusjonsleddet var det mange små aktører. En optelling fra 1973 viste at det var registrert 337 distribusjonsverk, hvorav 76 prosent hadde under 5000 abonnenter, noe NVE regnet som minstemål for rasjonell drift (Jacobsen 1998: 70). Staten tok etter hvert også en økende eierandel i selve produksjonen. I dag eier kommunene og fylkeskommunene ca. 50 prosent av produksjonskapasiteten, staten ca. 37 prosent og private selskaper ca. 13 prosent. Helt siden konsesjonsloven fra 1917 har staten hatt forkjøpsrett til all ny kraftutbygging. Konsesjoner til private har vært tidsbegrenset og hjemfallsordningen har sikret at staten vederlagsfritt har fått tilbakeført alle kraftverk i privat eie etter 60 år.

På 1960-tallet vokste det fram en ny tenkning rundt kraftsektoren. Den sentrale ledelsen i NVE og Industridepartementet innså behovet for større enheter, økt samarbeid og sammenslåing. På grunn av dårlig vedlikehold av mange kraftverk og lite kraftutveksling mellom distributørene oppstod det situasjoner med overskudd på kraft i enkelte deler av systemet og underdekning i andre deler. Det var dessuten store prisforskjeller mellom ulike deler av landet. Økt statlig engasjement på produksjonssiden og bygging av flere store overføringslinjer fra 1960-tallet og utover, gjorde det i økende grad lettere å utjevne disse prisforskjel-

lene og utjevne underdekning og overkapasitet i de ulike delene av elektrisitetssystemet. Norge ble i stor grad samlet til ett sammenhengende kraftnett. Dette skjedde ikke uten motstand fra kommuner og lokale kraftverk. I tillegg skapte selve kraftutbyggingen store protester fra en fremvoksende miljøbevegelse utover på 1970-tallet. Østerud (1970:10) drøfter kraftutbyggingen som et brennpunkt for tre sentrale deler av norsk offentlig politikk: naturvern/miljøpolitikk, energipolitikk og distriktspolitikk, hvor flere ulike interessegrupper var involvert. Dette førte til at sektoren var gjenstand for stor offentlig oppmerksomhet og debatt.

Den største reformen i sektoren skjedde imidlertid nesten uten offentlig oppmerksomhet (Claes og Baldersheim 2007). Mot slutten av 1980-tallet ble det foreslått ulike organisatoriske reformer i sektoren. Våren 1989 fremla Arbeiderpartiet forslag om å etablere 20 fylkesvise distribusjonsselskaper som skulle samordne kraftforsyningen innen sitt område. Stortinget rakk ikke å behandle forslaget før sommeren, og i høstsesjonen trakk den nye borgerlige regjeringen forslaget tilbake. Våren 1990 fremmet den borgerlige regjeringen et nytt forslag med mange av de samme elementene, men de fylkesvise samordnede forsynings-selskapene var erstattet med et forslag om å etablere et nasjonalt markedsbasert system for omsetning av elektrisitet. Dette forslaget ble vedtatt.

Med energiloven ble det full tredjepartadgang til nettet, noe som er en forutsetning for at den enkelte forbruker fritt skal kunne velge strømleverandør. Det

ble innført et klart skille mellom produsentrollen og transmisjons- og distribusjonsrollen i markedet, med fri konkurranse mellom produsentene. Netteierne ble gjenstand for individuelt definert inntektsregulering. Dette innebærer at myndighetene fastsetter hva som er maksimal inntekt for hvert nettselskap. I engrosmarkedet skjer i dag omsetningen i stor grad via en felles nordisk kraftbørs. Statkraft er produsent og leverandør i markedet på linje med kommunale og private aktører, mens Statnett er tillagt systemansvaret for transmisjonsnettet som selskapet driver på konsesjon. Fra og med inntektsåret 1997 ble kraftforetak beskattet etter nye regler, jf. Ot.prp. nr. 23 (1995–96) og Innst. O. nr. 62 (1995–96). Kraftskattereformen innebar at alle kraftselskap betaler inntektsskatt til staten i henhold til årlig resultat, på tilsvarende måte som i andre næringer. Det ble innført en lønnsomhetsuavhengig naturressursskatt på 1,3 øre/kWh til kommuner og fylkeskommuner. Av dette går 1,1 øre til kommunene og 0,2 øre til fylkeskommunene. Den tidligere produktionsavgiften ble erstattet med en grunnrenteskatt til staten.¹ Det ble også vedtatt nye verdsettelsesregler for eiendomsskatt til kommunene. I dette systemet skulle kommunene og fylkeskommunene sikres en nedre stabilitet i skatteinntektene gjennom naturressurs- og eiendomsskatten, mens staten i hovedsak tar opp- og nedsidene ved inntektsendringer gjennom inntekts- og grunnrentebeskatningen.

¹ I dag er denne for kraftforetak på 27 % i tillegg til den ordinære bedriftsbeskatningen på 28 % (i alt 55 % av selskapenes overskudd).

..... Boks 2.1: Energiloven av 1990

“Energiloven, jf. lov nr. 50 av 29. juni 1990 om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m., la grunnlaget for omfattende endringer i norsk kraftforsyning. Alle kraftforetak, uavhengig av eierstruktur og selskapsform, reguleres gjennom energiloven. Loven skiller mellom konkurransevirkosomhet og monopolvirkosomhet. Energiloven bygger på prinsippet om en markedsbasert kraftomsetning. Det ble dannet et marked for produksjon og omsetning av kraft, mens nett-virkosomhet ble underlagt monopolregulering.”

“I kraftomsetningen har Konkurransetilsynet ansvar for tilsynet med markedsforholdene gjennom håndheving av lov nr. 12 av 5. mars 2004 om konkurranse mellom foretak og kontroll med foretakssammenslutninger. Lovens formål er å fremme konkurranse for derigjennom å bidra til effektiv bruk av samfunnets ressurser.”

“Energiloven av 1990 gir rammene for organiseringen av kraftforsyningen i Norge. Loven legger til rette for konkurranse innen kraftproduksjon og omsetning. Loven regulerer gjennom ulike konsesjonsordninger blant annet bygging og drift av elektriske anlegg, fjernvarmeanlegg, kraftomsetning og monopolkontroll, utenlandshandel med kraft, måling, avregning og fakturering, markeds plass for fysisk kraftomsetning, systemansvar, rasjonering, leveringskvalitet, energiplanlegging, samt kraftforsyningsberedskap. Myndigheten til å fatte vedtak etter energiloven er i stor utstrekning delegert til NVE. Det viktigste unntaket er at OED har beholdt myndigheten til å gi tillatelse til eksport og import av elektrisk energi.

OED er klageorgan for vedtak fattet av NVE med hjemmel i energiloven. Departementet vil derfor normalt bare behandle saker hvor det klages over konsesjonsvedtak fattet av NVE. I saker hvor departementet er førsteinstans (f.eks. konsesjon til eksport og import), vil Kongen i statsråd være klageinstans.”

Kilde: OED 2002

2.2. Petroleumsvirksomheten

Målene med etablering av en norsk petroleumsadministrasjon og -næring ble uttrykt i Stortinget i 1971 som de 10 oljebudene (St.meld. nr. 76 (1970-71), se boks 2.2). Statens oljeselskap, Statoil, ble på denne bakgrunnen etablert gjennom et enstemmig stortingsvedtak i 1972 som en viktig aktør i utviklingen av et norsk petroindustrielt system. Samme år ble også Oljedirektoratet opprettet som reguleringsmyndighet under det daværende Industridepartementet. Sammen med utviklingen av det internasjonale havrettsregimet satte disse visjonene og institusjonene norsk nasjonal suverenitet på sokkelen i hovedsetet. Norske myndigheter hadde fått høye politiske ambisjoner i forhold til kontroll over industrien og de internasjonale oljeselskapene.²

Utviklingen ble sterkt påvirket av internasjonale forhold, spesielt oljekrisene i 1973/74 og 1979/80. For det første førte de høye prisene til at virksomheten ble langt mer lønnsom enn tidligere antatt. For det andre forsterket nasjonaliseringen av oljeselskapene og den sterke statlige involveringen i oljevirksomheten i medlemslandene i Organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC) aksepten for en sterk norsk statlig involvering i petroleumsvirksomheten. Det (fortsatt) assosierte medlemskapet i Det internasjonale energi-byrået (IEA) fra 1974 viste at Norge som petroleumsprodusent ønsket å spille en så uavhengig energipolitisk rolle som mulig innen det vestlige fellesskapet. Denne mellomposisjonen i internasjonal olje- og gasspolitikk ble senere understreket i 1986 da Norge startet et samarbeid med OPEC om å stabilisere oljeprisen i en svak markedsituasjon (Claes 1988). Den sterke statlige kontrollen med både produksjonsnivå og den nye industrien var en demonstrasjon av nasjonal suverenitet både mot oljeforbrukende og andre oljeproduiserende land. Statoil skulle ivareta grunneiers (statens) økonomiske interesser på den norske kontinentalsokkelen (NKS). Statoil og systemet rundt selskapet skulle være viktige instrumenter både for industriell utvikling og kontroll med sektoren (Finn Lied i Statoil Magazine 1983).

Oljepolitikken ble også nasjonsbygging. Enkelte gikk så langt at de mente at Statoils interesser var synonymt med norske nasjonale interesser. Allerede i 1972 fikk Statoil 50 % eierskap når rørledningsselskapet Norpipe ble opprettet for transport av oljen til Teesside og av gassen til Emden i Tyskland. Selskapet fikk store andeler i de meste attraktive feltene, blant annet 50 %

av Statfjordfeltet i 1973. "Bærings"-prinsippet som ble innført innebar at Statoil ikke skulle betale for utgifter påløpt i letefasen.³ Utgiftene skulle dekkes av de andre andelseierne. "Glideskala"-prinsippet fra 1974 innebar at Statoil kunne øke sin eierandel opp til 80 % når produksjonen økte.⁴ Norske selskaper ble foretrukket som leverandører til industrien. Regionale aktører var aktive i å fremme sine industriinteresser. Med etableringen av Statoil ble imidlertid styringen så sterk at man nærmet seg "grensen for hva en kapitalistisk stat kan gjøre om den fortsatt vil være kapitalistisk" (Olsen 1989: 104).

Samtidig hadde verken den norske stat, Statoil eller andre norske selskaper fra starten noen kunnskap om oljevirksomhet. Norge trengte de internasjonale selskaperes kompetanse, og delvis deres investeringskapital. Industrielt og teknologisk samarbeid med utenlandske selskaper var viktig. Gjennom adgang til avansert teknologi og kunnskap kunne norske selskaper, etter en læringsperiode, bli mer uavhengig av de internasjonale selskapene. Eksempelvis ble Mobils operatørskap på Statfjordfeltet tatt over av Statoil i 1987; "Du kan ikke lære å kjøre bil ved å sitte i baksetet" (Arve Johnsen ifb. med overtakelsen, sitert i Ask 2006).⁵

Mens oljeselskapene i konkurranse skulle skape ideene og utføre det tekniske arbeidet, ble det etablert et system der det offentlige skulle godkjenne tiltak i alle stadier av virksomheten. For å fremme både konkurranse og samarbeid på samme tid ble lisenser gitt til grupper av selskaper i stedet for til ett selskap. Disse ble valgt ut fra geologisk og teknologisk ekspertise, finansiell styrke og tidligere erfaringer. Ideen var at selskapene skal utveksle ideer og erfaringer samtidig som de delte kostnader og inntekter fra lisensen. Gjennom å konkurrere og samarbeide skulle verdien i lisensen maksimeres, bl.a. gjennom organisatorisk og teknologisk nyvinning. Samtidig skulle rettighetshavgruppene fungere som et internt kontrollsystem, gjennom at det enkelte selskap har interesse av å sikre at arbeidet til selskapet som var valgt som operatør ble utført på best mulig måte (Faktaheftet OED). Gjennom disse ordningene skulle staten sikres kontroll over den industrielle utviklingen og de forventede inntektene fra sektoren. De sikret at

3 Bæring (eng. carried interest) er et prinsipp som minner om produksjonsdelingsavtaler for leteaktiviteter. All risiko bæres av oljeselskapene, mens staten inngår med deltakelse ved funn (en. wikipedia.org/Carried_interest). Stortinget bestemte i 1979 at Hydro og det privateide norske selskapet Saga (etablert i 1972) ikke skulle være med å bære Statoils leteutgifter i nye konsesjoner. Dette innebar at kun utenlandske selskaper skulle betale Statoils bæring. Fra 1. januar 1983 gjaldt ordningen også i gamle konsesjoner.

4 I 1992 og 1993 ble bærings- og glideskalaprinippene opphevet. 5 Sitt første utbyggingsoperatørskap fikk Statoil på Gullfaksfeltet i 1983.

2 Hovedinnholdet i beskrivelsen er hentet fra Austvik (2007).

all beskatning gikk til staten og ikke til kommunene (bortsett fra der innlandsføringsterminaler ble lagt). Finansdepartementet fikk fra starten innført særskatt på petroleumsutvinning.⁶ Den senere ordningen med direkte statlige eierandeler sikret at staten tok inn hele grunnrenten i de feltandelene dette gjaldt.

.....
Boks 2.2: De 10 oljebud

De 10 oljebuden er punkter i en prinsipperklæring for norsk oljepolitikk somindustrikomiteen la fram som Stortingsmelding av 14. juni 1971. De har senere blitt kalt de 10 oljebud og var en presisering av hva som skulle til for at oljevirk-somheten skulle komme "hele landet til gode":

1. At nasjonal styring og kontroll må sikres for all virksomhet på den norske kontinentalsokkel.
2. At petroleumsfunnene utnyttes 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 tilfredsstiller de særlige samfunnspolitiske forhold som knytter seg til landsdelen.
10. At norske petroleumsfunn i større omfang vil kunne stille norsk utenrikspolitikk overfor nye oppgaver.

Kilde: St.meld. (1970-71)

⁶ I dag er denne for oljeselskapene på 50 % i tillegg til den ordinære bedriftsbeskatningen på 28 % (i alt 78 % av selskapenes overskudd).

Partipolitiske diskusjoner om norsk petroleumpolitikk har ikke dreiet seg om staten skal delta og ha en sterk hånd over utviklingen, men snarere hvordan. Med endret partipolitisk maktforskyvning etter valget i 1981, fra Arbeiderpartiet til de borgerlige partiene, iverksatte Willoch-regjeringen et press for å redusere Statoils betydning, ved å øke statens direkte deltakelse og eksponering. Det såkalte "Statoil-kompromisset" mellom den borgerlige regjeringen og Arbeiderpartiet i 1984 førte til en 'vingeklipping' av selskapet. Selskapets eierandeler ble delt i to, ett til Statoil (ca. 20 %) og resten direkte til staten ved etablering av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). SDØE representerer statens egne andeler av produksjonsrettigheter på norsk kontinentalsokkel. Forvaltningen av disse var gitt til Statoil. Investeringer og driftsutgifter i SDØE-andelene ble direkte betalt over statsbudsjettet, og tilsvarende gikk alle inntektene fra SDØE-produksjonen løpende inn. Dette betydde store utgifter for staten i investeringsfasen av et felt, og tilsvarende store inntekter etter at investeringene var foretatt, siden investeringene ble direkte utgiftsført og ikke avskrevet ("kontantprinsippet"). Gjennom ordningen tok staten hele grunnrenten direkte (og evt. tap).

Samtidig ble organisering av norsk gassalg endret (St. meld. 73 (1983-84)). Fra 1977 hadde Statoil alene forhandlet om salg av gass på vegne av rettighetshaverne i store gassfelt som Statfjord, Sleipner og Troll (feltkontrakter). Gassforhandlingsutvalget (GFU) som ble opprettet i 1986 skulle nå selge all norsk gass, uavhengig av hvem som eide den. Det sentraliserte gassalget hadde til hensikt å holde Norges markedsposisjon sterk i forhold til de europeiske kjøperne som hadde organisert seg som et monopsoni (kjøpermonopol). I denne fasen forhandlet de store transmisjonsselskapene (som Ruhrgas, Gasunie, Gaz de France) sammen som kjøpere. For å hindre at disse selskapene (gjennom sine eiere) skulle sitte på begge sider av bordet i forhandlingene, fikk ikke utenlandske selskaper anledning til å delta i GFU. Oppfatningen var at konkurranse om salg av gass mellom de selskapene som opererte på NKS ville føre til økt tilbud og et press i retning av lavere priser. Statoil ble satt til å lede GFU, men måtte dele ansvaret med de to andre norske selskapene Hydro og Saga. Et Forsyningsutvalg (FU) ble i tillegg etablert i 1993 som et rådgivende organ til Olje- og energidepartementet (OED), hvor også utenlandske selskaper deltok. FU skulle sikre samdriftsfordeler og en optimal utvinning av ressursene mellom ulike felt, og mellom olje- og gassproduksjon og transport på NKS. GFU- og FU-systemet var nasjonale instrumenter som for å oppnå lavere kostnader gjennom samdriftsfordeler og bedre ressursforvaltning, og en styrket markedsposisjon

for norsk gass. Det var OEDs ansvar å foreta de endelige beslutningene om hvorvidt en salgskontrakt skulle godkjennes, og hvordan den skulle fordeles på ulike felt (forsyningskontrakter).

Den norske staten stod med disse ordningene for en sterk direkte inngripen i beslutninger om gassalg, produksjon og transport overfor den norske petroleums-klyngen. Statoil fortsatte å spille en betydelig rolle, men styringen fra departementet ble sterkere. Det var ikke bare som regulator at OED hadde makt overfor næringen, men også gjennom det statlige eierskapet av felter og selskapene som dominerte dem. Det største var statens eget SDØE som eide mellom 30 og 63 prosent av de store feltene og transportsystemene, mens helstatlige Statoil og delstatlige Hydro (ikke under OED) hver hadde 9–20 prosent. Etter sammenslåing i 2007 dominerer Statoil og SDØE/Petoro fortsatt aktiviteten på NKS med en samlet eierandel på 70 prosent for felter i produksjon (Faktaheftet OED).

Koplingen mellom de strukturelle endringene i petroleums-klyngen, Statoils endrede rolle og petroleumsfondet er viktig for å forstå "avpolitiseringsen" av beslutningene i petroleumssektoren, tilpasset modningen av sektoren og en ytre liberalistisk økonomisk verden. Avpolitiseringsen av Statoils rolle kom slik før privatiseringen i 2001. Fortsatt var imidlertid kostnadskontrollen dårlig og Snøhvit-prosjektet ble overskredet med 50 % av budsjett. At det var Statoil og Hydro selv som gikk inn for en fusjon i 2007, og ikke et statlig initiativ, uttrykker statens endrede rolle. Nå er det selskapene som skal være entreprenøren for å utvikle det de ønsker skal bli et slagkraftig internasjonalt oljeselskap, med staten i baksetet som største eier (men der staten har posisjon til indirekte å intervensere i selskapets beslutninger om den vil).

Med modningen av norsk sokkel har selskapene ønsket å komme inn på lovende oljeprovinser i andre land. Dette er et viktig utviklingstrekk som ligger på siden av tema for denne rapporten. Det bør allikevel nevnes siden det svekker næringens nasjonale karakter, noe som var et fremtredende trekk på 1970- og 80 tallet. Dette innebærer også at den næringspolitiske belastningen av å imøtekomme EUs krav om liberalisering og like konkurransevilkår har vært lettere å håndtere politisk med en moden sokkel sammenlignet med en umoden sokkel. Det klassiske argumentet om beskyttelsesbehovet for næringsliv som befinner seg i en oppbyggingsfase er i hovedsak et tilbaketrukket stadium for norsk petroleumsvirksomhet.

3. Utviklingen av EUs energipolitikk

3.1. Det indre energimarkedet

Energisektoren var utelatt da EU/EF i 1985 gjennom Enhetsakten lanserte planene for etableringen av det indre markedet. De nasjonale interessene og energimonopolene i de ulike medlemslandene ble ansett som for sterke til å kunne samordnes i en felles, integrert politikk. I 1988 endret EF-kommisjonen holdning og fremmet forslag om etablering av et indre energimarked. De prioriterte målene var i) åpenhet om energipriser, ii) harmonisering av skatter og avgifter, iii) felles anbud ved offentlig innkjøp og iv) tredjepartsadgang til distribusjonsnett for energi. Disse forslagene ble gradvis presset frem av den generelle indre markedsprosessen, ikke av aktører i energisektoren. Tanken om et integrert europeisk energisystem preget av konkurranse hadde lenge ligget til grunn for Kommissjonens engasjement. Dette innebar bedrifts- og nasjonsnøytralitet på tvers av hele EU, og gjen-speiler hovedfilosofien bak Lisensdirektivet fra 1993 som var det første direktivet norsk energipolitikk ble konfrontert med i forholdet til EU. Deretter har det fulgt en rekke direktiver som i sum har medført et mer integrert energisystem med fri handel og etableringer mellom medlemslandene, særlig innenfor elektrisitet- og gassektoren. Denne prosessen har hatt mer preg av konkurransepolitikk enn energipolitikk. Med Energi 2020 strategien fra 2007 (EU 2010a) kom det imidlertid flere innslag av en mer helhetlig tenkning rundt energi-, klima- og konkurransepolitikk.

Prosesen rundt liberaliseringen av EUs strømmarkeder har vært farget av relativt sett like forhold på tvers av land (bortsett fra på produsentsiden). I flere regioner fungerer markedene etter hensikten, som i Norden. Problemene som liberaliseringen av det europeiske gassmarkedet har møtt er flere og annerledes: Den imperfekte markedsstrukturen i gassindustrien generelt, oppbygningsfaser for produksjon, transmisjon og markeder, at ressursene i hovedsak finnes utenom EU og deres ikke-fornybare og knappe natur, samt politisk uenighet innad i EU. Politiseringen av markedet har vært knyttet til den langsiktige og internasjonale karakter på industrien (både innen EU og mellom EU land, og mellom produsent- og transitland utenom EU), de enorme summene som er involvert i gasshandelen, den strategiske betydningen av ressursene i både eksport- og importlandenes økonomier samt miljømessige forhold. Denne politisk-økonomiske blandingen av faktorer og mekanismer har ført til utviklingen av en europeisk gassindustri med noen få store bedrifter som har tette koblinger til sine respektive nasjonale regjeringer. Ofte har statene hatt en dominerende eierandel

i sine nasjonale gasselskaper, eller de har eid dem direkte. I mange land er dette fortsatt situasjonen (Roller, Delgado og Friederiszick, 2007: 7, 29). Selv om de langsiktige kontraktene og deres Take-or-Pay (TOP) klausuler bidro til markedsutviklingen i oppbygnings- og utviklingsfasene fikk transmisjonsselskapene ofte en høy fortjeneste og kunne blokkere transport av gass til tredjeparter.

Det første gassdirektivet (EU 1998) konsentrerte seg om innføring av TPA og frikopling av tjenester. Det andre direktivet (EU 2003a) var opptatt av juridisk frikopling og nasjonale forskrifter. Det tredje direktivet (EU 2009a) fokuserte blant annet på eierskapsfrikopling og innføring av en regulator på EU-nivå (EU 2009b). Dette inkluderer etablering av et byrå for samarbeid med energiregulatorer (Agency for the Cooperation between Energy Regulators, ACER) som fra 2011 skal «ivareta sikkerheten til gassforsyningene» i EU (EU 2009b). ACER skal supplere gasskoordineringsgruppen (Gas Coordination Group, GCG) som ble etablert på grunnlag av Forsyningsikkerhetsdirektivet av 1994 (EU 2004). Oppgavene til GCG var å lette koordinering av forsyningsikkerhetstiltak på fellesskapsplan, og å overvåke og bistå medlemslandene i å samordne tiltak på nasjonalt nivå under en krise. GCG utveksler regelmessig relevant informasjon med leverandør-, forbruker- og transittland. ACER vil ha et mye bredere spekter av funksjoner enn GCG, og omfatte både gass og elektrisitet. Institusjonen skal de jure og over tid harmonisere markedspraksis, transporttariffer og reguleringsregler. Etableringen av ACER skal bidra til å øke samarbeidet mellom sterkere og uavhengige nasjonale regulatorer, og over tid sikre koordinering av felles regler for både gass og elektrisitet. TPA bestemmelsene og åpenhetskravene skal omfatte produksjon, forsyning og overføring samt lagring av gass og LNG-terminaler.

I denne tredje energipakken (EU 2009c; 2009d; 2009e) skal langsiktige kontrakter fortsatt kunne være en viktig del av gasstilførselen så lenge de ikke undergraver formålet med direktivene. Energi 2020-strategien og European Energy Infrastructure Package (EIP), presentert i november 2010, har i tillegg som mål å definere et strategisk og helhetlig rammeverk for utvikling av infrastruktur både innenfor og utenfor EU. Det går på tvers av flere beslektede politikkområder i EU knyttet til energi, for eksempel eksterne relasjoner, samordning og regional politikk, klima- og miljøpolitikk (Schramm 2010). Med den tredje energipakken ser EU ut til å innse at flere og andre typer politikk enn kun økt konkurranse er nødvendig for å utvikle et mer modent energimarked for hele EU. Tiltakene

kan slik forstås som del av en prosess med kontinuerlig innføring av direktiver og politiske tiltak med mål om full markedsliberalisering. Det er likevel langt fram før EUs markeder for gass kan betraktes som fullt ut liberaliserte, selv om de i segmenter av markedet har blitt mer fleksible og åpne.

I hvilken grad ACER som EU-regulator får den politiske og faglige kompetansen til å håndtere sine roller på en reell måte, avhenger av den generelle EU-utviklingen, samt hvordan løsninger fordeler nytte og kostnader mellom berørte parter. Sterke nasjoner og selskaper kan påvirke et felles regelverk til deres fordel i større grad enn svakere mindre parter. Det er ikke sikkert at utfallet blir en optimalisering for en felles EU-økonomi, men heller til det beste for de enkelte land og selskapers interesser. Kompetansen til ACER vil være viktig for utfallet av disse prosessene også etter at institusjonen er etablert (mars 2011). Selv i et modent marked og med egnede politikkpakker, bidrar regulatorisk kompleksitet til å gi spill, interesser og makt varig innflytelse på energi-relatert politikktutforming i EU. Hvor store problemene vil være i EU avhenger blant annet av den relative intellektuelle og politiske kompetanse og integritet som ACER kan bygge opp i forhold til aktørene som skal reguleres. Etableringen av ACER og den fremtidige rolle i EUs energiforvaltning illustrerer spenningen mellom EUs overnasjonale (føderale) og mellomstatlige trekk: I et føderalt perspektiv er det best at ACER utvikler seg til en sterk overnasjonal regulator med evne til å harmonisere forvaltningen av elektrisitets- og gassmarkedene i EU, mens de som heller ser EU heller som et mellomstatlig samarbeid kan ønske seg institusjonen som en koordinator for de facto ulik nasjonal praksis.

3.2. EUs eksterne energirelasjoner

EU-landene importerte i 2008 84% av oljeforbruket og 62% av gassbehovet. En hovedutfordring i EUs energipolitikk er å sørge for at den eksterne tilførselen av energi er så sikker som mulig. Lisboa-traktaten gir EU kompetanse til å lage direktiver, etablere konkurranseregler og inngå internasjonale avtaler når dette er bestemt i en rettsakt (EU 2007). Behovet for avtalefesting av internasjonale energiforsyninger vil sannsynligvis øke i fremtiden. For energi generelt, og for naturgass i særdeleshet, er det også behov for en mer helhetlig politikk for å få Det indre markedet til å fungere bedre, og for å skjerpe reguleringer, forsyningsikkerhet og miljøhensyn (Cameron 2007). Kommisjonen har fokusert på samordning av politikken på disse ofte motsetningsfylte områdene med et ønske om at EU skal snakke med en "sterkere og [mer] troverdig" stemme i interne så vel som i eksterne saker (EU 2005, 2006).

I denne sammensatte økonomiske og politiske situasjonen møter EU viktige eksterne motparter. Utfordringen er først og fremst knyttet til Russland, men også til potensielle eksportland i Sentral-Asia og Midt-Østen. Mens staten til slutt er den viktigste aktør i russisk gasspolitikk, ønsker EU at markedet skal være så liberalt og fleksibelt som mulig og at private aktører (under regulering) skal ta initiativ og gjøre avtaler. Med den åpningen som har funnet sted av EUs gassmarkeder har russerne benyttet anledningen til å investere ganske mye nedstrøms i EU-landene, noe som har gitt opphav til frykt for at de etter hvert vil kontrollere for mye av EUs gassindustri (Locatelli 2007). Det er samtidig vanskelig å se at EUs regelverk (*acquis*) vil kunne utvides til Russland i overskuelig framtid. Russland har vært i stand til å arrangere petroleumsindustrien på en ganske selvstendig måte. Gazprom har ikke blitt tvunget til å dele opp sin virksomhet, og har i stedet styrket sin posisjon de siste årene som produsent og transportør av gass. Koblingene mellom Kreml og selskapet er tette. Egentlig har strukturen i den russiske gassindustrien og logikken i organisasjonen ikke forandret seg mye siden sovjettiden. Som eksportør vil Gazprom fortsatt selge gassen før et felt er utviklet (ex: Shtokman) på langsiktige TOP kontrakter (Miller 2006), i motsetning til den liberale EU-ideologien som ønsker mer kortsiktige og markedsbestemte løsninger. Bilaterale avtaler for gassalg og transitt danner grunnlaget for russisk gasseksport. Dette gjør at også transittland for energi er viktige for hvordan energimarkedene fungerer. Problemene rundt energitilførsel fra Russland har særlig vært knyttet til konflikter rundt transitt gjennom tredjeland. Både EU og Russland har derfor fokusert på energisikkerhet gjennom hele gasskjeden fra produsent til konsument. Målet med energidialogen mellom EU og Russland, som ble etablert i 2000, var å "provide reliability, security and predictability of energy relations of the free market in the long term" (EU 2008). Dialogen har bestått av et permanent partnerskapsråd (PPC) der EUs energikommisær, nåværende og kommende EU-formannskapsland og den russiske ministeren for energi og industri deltar (EU 2010b). Dialogen bidro til å håndtere krisen mellom Russland og Ukraina i 2009, som blant annet resulterte i en avtale om en «Early Warning Mechanism».

Når flere overføringsrørledninger blir bygget, vil Russlands og EUs markeder bli mer integrert, fleksible og vi kan til slutt få et europeisk gassmarked (og ikke bare et EU-gassmarked). Samtidig må imidlertid alle nye potensielle leverandører (hovedsakelig fra Midtøsten, Sentralasiatiske land og Nigeria) vurderes som å være i tidlige faser i deres forhold til EU (selv om fortsatt økt LNG handel og muligens skifergass kan endre

dette bildet). De fleste av disse landene må utvikle ny produksjons- og transportinfrastruktur som vil ta mange tiår før alle relevante deler av markedet som kan forsyne EU er fullt utviklet. EUs gassmarked blir mer liberalt i en del henseender, men det er langt fram til prosjektet er fullt ut gjennomført. En markedsliberaliseringsprosess som kun tar sikte på å forbedre nedstrøms effektivitet og å gi forbrukerne lavere gasspriser vil være kortsynt og risikere ikke å fungere over tid. Ressursen vil overforbrukes på kort og mellomlang sikt (som i gass-sammenheng godt kan være mange år). Dette overforbruket vil skape forsyningssikkerhetsproblemer i det lange løp når ressursen går tom. På et tidspunkt vil ikke produsentene lenger være i stand til å følge veksten i etterspørselen, prisene vil gå opp og smertefulle justeringer og stopp-og-gå-politikk vil bli konsekvensene i konsumentlandene. På denne måten kan liberalisering av markeder for ikke-fornybare ressurser på lang sikt skape knapphet i større grad enn om staten bevarer styringen av markedene.

Det vil slik være en betydelig risiko ved å selge gass i et liberalisert marked for produsentene. De generelt høye energiprisene vi har sett etter at EUs gassdirektiver ble innført har i noen grad overskygget de underliggende problemene på tilbudssiden som kan følge av liberaliseringen. Investeringsbeslutninger i det norske Ormen Lange-feltet ble, for eksempel, gjort på grunnlag av mer kortsiktige kontrakter enn de gamle TOP-kontraktene. Ormen Lange-feltet er imidlertid fasett inn et voksende britisk marked som står overfor en nedgang i innenlandsk produksjon, og er som en konsekvens mindre risikabelt enn et nytt marked under utvikling. På den annen side er Nord Stream-prosjektet et mer jomfruelig prosjekt som ikke kan bygges i etapper, med høye kostnader og få markeder langs ruten (Stern 2005). Det må bli bygget med langsiktige TOP kontrakter. Russerne har også krevd at en eventuell utvikling av Shtokman-feltet må baseres på langsiktige TOP-kontrakter (www.gazprom.ru). I dette prosjektet vil transportkostnadene være en betydelig andel av totalkostnadene ved utbyggingen.

3.3. EU, energi og klima

Den viktigste miljømessige delen av EUs gassutfordringer er at hoveddelen av globale CO₂-utslipp kommer fra fossile brensler som olje, gass og kull (Marland mfl. 2008). Naturgass er imidlertid den reneste av disse. Likevel representerer økt gassbruk en stadig større andel av verdens CO₂-utslipp. I tillegg har metan, som er den viktigste komponenten i naturgass, en evne til å fange varme nesten 21 ganger mer effektivt enn CO₂ (www.naturalgas.org). Dermed vil en sterk økning i gassforbruket, som er ønsket både nasjonalt og inter-

nasjonalt, samtidig komme i konflikt med miljømessige mål om å redusere global oppvarming. Tiltak for å redusere energiforbruk, forbedre energieffektiviteten, bringe flere alternative energikilder til markedet og forbedre markedsfleksibiliteten framstår som god politikk fra EUs side for å minske avhengigheten av knappe ikke-fornybare ressurser og for å redusere globale CO₂-utslipp. Denne integrerte tilnærmingen til samtidig styrking av klima- og energipolitikken og den globale konkurransekraften ble EU-rett i 2009, og er kjent som 20-20-20 målene (EU 2007; 2009c). Tiltakene bidrar til å gjøre avhengigheten av fossile ressurser og noen få energileverandører et mindre økonomisk og politisk problem, både på kort og lang sikt.

EU har de siste 20 årene gått gjennom en prosess på energifeltet der politikken har gått fra å i hovedsak fokusere på konkurransepolitikk til å omfatte andre politikktyper og forhold i tillegg, som utenrikspolitikk, utvikling av intern og ekstern infrastruktur osv. Resultatene av denne strategien er imidlertid usikker inntil videre. Spesielt stor usikkerhet er knyttet til evnen til å bygge ut intern og ekstern infrastruktur i tilstrekkelig omfang, samt hvordan ACER vil fungere. Så lenge avhengigheten av fossile brensler vedvarer, mangler også tydeligere forståelse i politikktutviklingen av spesielle forhold innen forvaltning av ikke-fornybare naturressurser (optimal utvinning over tid, samdriftsfordeler i produksjon og transmisjon ol.) som Norge og andre eksportørland til EU i stor grad er opptatt av. Likevel er det samlet et tydelig bilde at EU ønsker, og foretar handlinger for, å bli en mye sterke europeisk energipolitisk aktør i årene framover.

4. Energirelasjonen mellom Norge og EU: fire direktiv og to saker

Energisektoren var i kraft av sin økonomiske betydning for Norge gjenstand for betydelig oppmerksomhet i forbindelse med EØS-forhandlingene. På begynnelsen av 1990-tallet var det imidlertid ikke utviklet noen felles energipolitikk i EU. Dermed fremstod heller ikke energisektoren som spesielt problematisk for norske myndigheter under EØS-forhandlingene:

“de lov- og forskriftsendringer som må foretas pga. EØS-avtalen, får liten innvirkning på vår energipolitikk [...] De mest sentrale deler av vår energipolitikk berøres ikke, eller bare i liten grad av EØS-avtalen. Det gjelder ressursforvaltning og konsesjonspolitikk, hvor hovedlinjene i nåværende

lovgivning kan opprettholdes” (Ot.prp nr. 82 (1991-92): 2)⁷

Den videre utviklingen skulle vise at dette utsagnet raskt mistet mye av sin mening. Ressursforvaltningen, konsesjonspolitikken og markedsforhold i både petroleums- og kraftsektoren har blitt påvirket og endret som resultat av integrasjonen med EU. I dette kapitlet skal vi drøfte hvilken betydning EUs konkurranselov og sentrale energidirektiver har hatt for norsk energipolitikk, og hvordan politikken har blitt endret som følge av dette gjennom forhandlinger, konflikter og/eller innovativ tilpasning.

4.1. Lisensdirektivet

Høsten 1991 utarbeidet Energidirektoratet i EF-kommisjonen et utkast til direktiv om betingelser for tildeling av lisenser for leting, utvinning og produksjon av hydrokarboner (EU 1992). I Norge fikk dette direktivet flere navn, bl.a. oljedirektivet, konsesjonsdirektivet og lisensdirektivet. Kommisjonen fremmet direktivet formelt i mai 1992. I desember samme år foreslo EF-parlamentet enkelte tillegg som Kommisjonen aksepterte. Direktivforslaget ble deretter sendt til Ministerrådet som vedtok direktivet i mai 1994 (EU 1994).

4.1.1. Direktivets innhold

Målsettingen med lisensdirektivet er å sikre

“at framgangsmåtene for tildeling av tillatelse til å drive leting etter og utvinning av hydrokarboner er åpne for alle enheter som har den nødvendige kapasitet. Tillatelser må tildeles på grunnlag av objektive og offentliggjorte kriterier. Alle enheter som deltar i framgangsmåten, må dessuten på forhånd være kjent med vilkårene for tildeling” (lovdata.no).

Direktivet understreker at eiendomsretten til naturressursene tilligger medlemslandene: “Medlemsstatene har overhøyhet over og suverene rettigheter til hydrokarbon-ressursene på sine territorier” (lovdata.no).

Når nasjonale myndigheter først har besluttet at et område med hydrokarbonforekomster skal utnyttes, så skal dette skje på fastsatte betingelser: “Når et område gjøres tilgjengelig for utøvelse av virksomhet som nevnt i nr. 1, skal medlemsstatene påse at det ikke skjer noen forskjellsbehandling mellom enhetene med hensyn til adgang til og utøvelse av slik virksomhet...” (lovdata.no). Medlemslandenes myndigheter kan gripe

⁷ All gjengivelse av lovtekster i denne rapporten er hentet fra Lovdata.no, dersom ikke annet er angitt. Dette gjelder både EUs direktiv og norsk lovgivning.

inn under henvisning til sikkerhetshensyn, helsemessige hensyn, miljøhensyn, eller arbeidsmessige betingelser for de ansatte ved installasjonene

Spesielt viktig er artikkel 5 som angir hvilke kriterier som skal kunne legges til grunn for tildeling av en utvinningslisens:

“Medlemsstatene skal treffe de nødvendige tiltak for å sikre at ... tillatelser i alle tilfeller tildeles på grunnlag av kriterier som angår a) enhetenes tekniske kompetanse og finansielle kapasitet, og b) måten de planlegger å foreta leting og/eller utvinning på i det berørte geografiske området, samt eventuelt: c) ... den pris enheten er villig til å betale for å få tillatelsen”(lovdata.no).

Videre i denne artikkelen følger bestemmelser om publisering av disse kriteriene og de detaljerte reglene for utvinningstillatelser. Kriteriene skal anvendes på en ikke-diskriminerende måte. Her sørget imidlertid EF parlamentet for en viktig tilføyelse:

“Medlemsstatene kan fastsette vilkår for og stille krav til utøvelse av virksomheten nevnt i artikkel 2 nr. 1, forutsatt at de er begrunnet i hensynet til nasjonal sikkerhet, offentlig orden, folkehelse, transportsikkerhet, miljøvern, vern av biologiske ressurser og nasjonale skatter av kunstnerisk, historisk eller arkeologisk verdi, anleggenes og arbeidstakernes sikkerhet, planmessig ressursforvaltning (for eksempel utvinningstempo eller optimeringen av utvinningsvirksomheten) eller behovet for å sikre skatte- og avgiftsinntekter”(lovdata.no).

Direktivet var forankret i Romatraktatens bestemmelser om fri konkurranse, og representerer således egentlig ikke noe nytt konkurranserettslig prinsipp, noe som Finn Arnesen påpekte allerede i 1992:

“Det er [...] neppe riktig å hevde at direktivforslaget, dersom det blir vedtatt, vil representere en radikal endring av rettstilstanden. Det må vel være riktigere å hevde at direktivforslaget gjør lite annet enn å sannsynliggjøre et utvalg av de tolkningsalternativer som ligger i Romatraktatens, og dermed også EØS-avtalens, bestemmelser”(Arnesen 1992: 471).

Direktivet er således motivert ut i fra og helt i tråd med de generelle målsettinger ved det indre marked med fri konkurranse og fjerning eller nedbygging av diskriminerende handelshindringer. Det viser imidlertid hvordan generelle konkurranserettslige prinsipper

trengte inn på energifeltet, hvor politiske myndigheter, forvaltningsapparatet og i og for seg selskapene (selv om de ønsket seg et mer markedsliberalt system) var vant med andre prinsipper.

4.1.2. Konesjonssystemet på norsk sokkel

Lisensdirektivet grep direkte inn i et sentralt område av norsk petroleumsforsvaltning – konesjonssystemet. Det var særlig gjennom dette systemet at statens aktive rolle i petroleumsvirksomheten ble ivaretatt i forhold til langsiktig produksjonsutvikling og, i lange perioder, også fornorskningen av petroleumsindustrien. Det var derfor ikke helt unaturlig at norske myndigheter reagerte forholdsviss kraftig på direktivet.

Grunnprinsippet i norsk petroleumspolitik ble fastslått allerede ved lov om utforskning og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster av 21. juni 1963 (kontinentalsokkelloven). I § 2 i denne loven heter det at “retten til undersjøiske naturforekomster tilligger staten”. Dette var i tråd med Genève-konvensjonen av 29. april 1958 om kyststatenes suverenitet over kontinentalsokkelen. Dette ble senere gjentatt i petroleumslovens § 3 (Lov om petroleumsvirksomhet av 22. mars 1985). Det andre hovedprinsippet i loven av 21. juni 1963 var at “Kongen kan gi regler om utforskning og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster”(§ 3).

De første blokkene på norsk sokkel ble utlyst i 1965. Totalt 278 blokker ble utlyst, 78 av disse ble tildelt. Dette er den klart største konesjonsrunden på norsk sokkel. Formann i Statens Oljeråd, Jens Evensen, og rådets sekretær Nils Gulnes, stilte følgende kriterier for vurdering av søkerne: “finansiell styrke, praktisk erfaring, bidrag til norsk økonomi, reelle norske interesser i søkergruppen, og endelig andre momenter av betydning”(Hanisch & Nerheim 1992: 60). Særlig det siste punktet ga myndighetene spillerom ved vurderingen av søkerne: “Under gruppen ‘andre momenter’ fikk Hydro poeng for et omfattende oljeforbruk, [...] Phillips fikk pluss fordi det var ‘det første selskapet som gjorde de norske myndigheter oppmerksom på muligheten for å finne olje i Nordsjøen’”(Hanisch & Nerheim, 1992: 61). Disse kriteriene for konesjonstildeling lå et stykke unna prinsippene som dukket opp i lisensdirektivet. Ekofisk-funnet i desember 1969 og de påfølgende funnene i Nordsjøen medførte økt offentlig oppmerksomhet om utviklingen på sokkelen. Mens politikken tidligere hadde vektlagt å skape insentiver for å få kartlagt sokkelen – samt å sikre norske selskapers deltakelse i utbygging og leveranser – dreide den politiske oppmerksomhet nå i retning av hvilke virkninger oljevirk-

somheten kom til å ha for det norske samfunnet (jf. De 10 oljebud, jfr. boks 2.2). Aktiv statsdeltakelse ble tidlig en sentral del av konsesjonspolitikken:

“Ved aktiv statlig deltakelse i undersøkelse etter og utvinning av petroleum sammen med den internasjonale petroleumsindustrien, kan staten foruten større økonomisk utbytte, sikre seg direkte innflytelse på virksomheten på den norske kontinentalsokkelen, samtidig som man vil kunne utvikle mer omfattende norsk know-how” (St.meld. nr. 76 1970-71: 19).

Kgl. res. av 8. desember 1972, som erstattet kongelig resolusjon av 9. april 1965, hjemler statsdeltakelsen i § 31: “Departementet kan som betingelse for meddelelse av utvinningstillatelse kreve statsdeltagelse”. Rettighetshaverne blir videre forpliktet til å “utføre undersøkelse etter og utvinning av petroleum fra base i Norge. [...] Rettighetshaveren skal bruke norske varer og tjenester i virksomheten i den utstrekning disse er konkurransedyktige med hensyn til kvalitet, service, leveringstid og pris” (§ 54). Utover disse lovhjemlede styringsmidlene ble Statoil etablert som den aktive og operative statlige deltakeren i søking etter og utvinning av petroleum. Fra og med tildelingen av Statfjord-blokkene i 1975 og frem til 13. konsesjonsrunde i 1991 var statens andel minst 50 prosent; først gjennom Statoil og deretter, etter Statoil-kompromisset i 1984, gjennom Statoil og Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE). Denne andelen kunne også økes dersom det ble gjort drivverdige funn gjennom glideskalaen, jfr. kap 2.2). I tredje og fjerde konsesjonsrunde kom også Norsk Hydro og Saga Petroleum inn som operatører, og utenom konsesjonsrundene ble Gullfaks-blokken tildelt med bare norske selskaper som rettighetshavere, med en andel til Statoil på hele 85 prosent. Myndighetene har aktivt brukt konsesjonssystemet til å gi fordeler til de norske selskapene, først og fremst Statoil, men også Hydro og Saga ble tilgode sett. Også disse sidene ved konsesjonspolitikken er på kant med lisensdirektivet.

Mot slutten av 1980-årene endret imidlertid situasjonen i det internasjonale oljemarkedet seg. Prisene hadde falt kraftig i 1986 og etter den kalde krigens slutt ble en rekke nye områder åpnet for oljeleting. Dette gjorde at de internasjonale oljeselskapene i 1990-årene, i motsetning til i 1970- og 1980-årene, hadde en rekke alternativer til oljeleveranser fra Midtøsten. Da oljeproduksjonen tok seg opp i Nordsjøen var dette et av få alternativer til Midtøsten, utover på 1990-tallet ble norsk olje et av flere alternativer. Dette skapte en ny situasjon for norske myndigheter som

gjorde det nødvendig å gjøre politiske inngrep for å bedre norsk sokkels attraktivitet i forhold til konkurrerende leteområder.

I forbindelse med statsbudsjettet for 1993 foreslo regjeringen å oppheve glideskalaprinsippet, og å åpne for at statens andel ikke behøver å være 50 prosent på alle felt. Dette ble begrunnet med at:

“Glideskalaen medfører at selskapene må betale en høyere andel av letekostnadene enn hva de tilsvarende vil få av inntektene fra et eventuelt funn. Det kan medføre at leteaktivitet som fra en samfunnsøkonomisk vurdering er lønnsom, ikke blir bedriftsøkonomisk lønnsom, og av den grunn ikke blir gjennomført. ... Norsk sokkel er nå i ferd med å bli en mer moden petroleumsprovins hvor vi trolig ikke lenger kan vente de gigantfunnene vi har sett tidligere. Det er derfor et større behov for at rammevilkårene gir de rette insentiver til en samfunnsøkonomisk fornuftig ressursutnyttelse” (St.prp. nr. 1 (1992-93), Tillegg nr. 6: 5).

Økt fleksibilitet i Statoil og SDØEs andel av det enkelte felt begrunnes med at det kan forventes variasjon i lønnsomheten på de ulike blokkene, samt at “den statlige styring av petroleumsvirksomheten skjer i hovedsak gjennom rammebetingelser nedfelt i lover, forskrifter og det øvrige konsesjons- og avtaleverket” (ibid.). Regjeringen så således ikke lenger en statlig andel på 50 prosent på alle felt som en nødvendig del av styringen av petroleumsvirksomheten. Fleksibiliteten skal derimot ikke endre statens totale engasjement. Dette fremgår både av Stortingsproposisjonen (St.prp. nr. 1 (1992-93), Tillegg nr. 6: 5) og av Nærings- og energiminister Finn Kristensens uttalelser i ettertid:

“Jeg føler at den samlede deltakelsen er avgjørende, også i fremtiden. Det kan godt være at vi i enkelte tilfeller kan gå noe over eller under, men det bør i snitt ligge i denne størrelsen, ... Det er ikke nødvendigvis prinsippet om deltakelse eller ikke som er det viktigste - hovedpoenget er at det er vi som skal ta avgjørelsen. Det er norske myndigheter som skal bestemme den samlede deltagelsen i lisensene. Den retten skal vi ha i behold. Vi har i dag ingen planer om å endre på det faktum at staten deltar på alle lisenser”.⁸

Kristensen avslører også myndighetenes forståelse av forholdet mellom omgivelsene og utformingen av egen politikk: “Glideskalaen var viktig den tiden vi brukte

⁸ Statsråd Finn Kristensen i Norsk Oljerevy, nr.6, 1993: 14-15.

den. Men reglene må endres når forutsetningene forandrer seg".⁹ Endringene ble møtt med tilfredshet blant selskapene på norsk sokkel: "Vi er tilfreds med at glideskalaen nå fjernes. Det gjør det mer attraktivt for de utenlandske selskapene å satse på norsk sokkel, fordi man da fra første dag vet nøyaktig hvilke andeler man får i de enkelte felt".¹⁰ Også Statoil så positivt på endringen: "Vi har lenge argumentert for en oppmykning av den statlige eierandelen, og vi er tilfreds med at glideskalaen fjernes".¹¹

For Statoil kunne 50 prosentregelen vanskelig sees som noe annet enn en klamp om foten. Ingen selskaper ville på bedriftsøkonomisk grunnlag se seg interessert med eierandel i absolutt alle felt på norsk sokkel. For det første på grunn av begrensninger i kapasitet og behovet for konsentrasjon i investeringene: Det er neppe optimalt for et selskap å måtte "smøre" sine investeringer tynt utover hele sokkelen. For det andre har oljeselskapene noe forskjellig tro på de ulike felt. Statoil får nok inn sine preferanser ganske lett, men de blir samtidig sittende med andeler i felt de ikke har tro på. Det er derimot vanskeligere å se at Statoil isolert sett skulle ha interesse av å fjerne glideskalaen. Den er helt risikofri og skaper bare økte investeringer i felt som har vist seg drivverdige.

Man kan se konsesjonspolitikken og Statoils begünstigede rolle som et uttrykk for en form for oppfostningsbeskyttelse ("infant-industry"-tankegang). Da sektoren modnet i 1980-årene oppfatter de norske selskapene seg selv som konkurransedyktige i internasjonal sammenheng: "i dagens situasjon er de norske selskapene absolutt konkurransedyktige. Vi har også vist at vi er konkurransedyktige ute, og har ingenting å frykte. Vi bør derimot se dette som en mulighet til å bli enda sterkere".¹² Også de store leverandørselskapene ga uttrykk denne holdningen.¹³ Flere av motivene som lå til grunn for etableringen av den statlige styringen av oljevirkksomheten var således ikke lenger like viktige. Allikevel skapte lisensdirektivet sterke reaksjoner i Norge.

9 Statsråd Finn Kristensen i Norsk Oljerevy, nr.6, 1993: 14–15.

10 Informasjonssjef i Conoco, Øyvind Kvaal, i Aftenposten 22. november 1992.

11 Informasjonssjef i Statoil, Wenche Skorge, i Aftenposten 22. november 1992.

12 Konsernsjef i Statoil, Harald Norvik, i Dagens Næringsliv, 25. juni 1993.

13 Informasjonssjef i Aker, Frode Geitvik, i Aftenposten, 6. oktober 1992.

4.1.3. Norske reaksjoner på lisensdirektivet

Dersom de norske selskapene var konkurransedyktige og ikke trengte offentlig beskyttelse var det intet bedriftsøkonomisk argument for å motsette seg EFs lisensdirektiv. De politiske reaksjonene i Norge var i større grad preget av nasjonale interesser. Et av de første presseoppslagene var at de store europeiske oljeselskapene sto bak direktivet med eneste mål for øye å få større innpass på norsk sokkel: "Ryktene vil ha det til at det er britisk/nederlandske Shell som i realiteten står bak og presser frem oljedirektivet ... Tilfellet er det i hvert fall at dette oljedirektivet bare vil angå Norge".¹⁴ I EØS-debatten i Stortinget 15-16. oktober 1992, hevder Paul Chaffey (SV) at

"lisensdirektivet kan føre til at også oppdrag angående leting etter og utvinning av oljeressursene skal ut på anbud. Det er i strid med dagens norske oljepolitikk og vil gjøre det langt, langt, vanskeligere å styre oljepolitikken på en sann måte at den skaper positive ringvirkninger i Fastlands-Norge".¹⁵

Å sette oppdrag ut på anbud ble altså ansett som et brudd på norsk oljepolitikk med forventede negative konsekvenser for norsk næringsliv, i alle fall av Paul Chaffey. Offisielt ga norske myndigheter tidlig uttrykk for at man anså direktivet som unødvendig eller overflødig:

"Norway's status as a major supplier of energy to the EC makes it natural and necessary for us to participate actively and on equal terms in discussions of policies related to the energy sector. We are confident that our EC partners will understand how some proposals, particularly the draft Hydrocarbon Licensing Directive - for which we see no obvious need, give rise to serious concern".¹⁶

Også Nærings- og energiminister Finn Kristensen påpeker unødvendigheten av direktivet: "Norge har ikke behov for noe oljedirektiv. Vi fører en politikk på området som vi mener er fornuftig både sett fra Norges og EFs ståsted".¹⁷ I disse to uttalelsene ligger ingen avvisning eller uenighet med det substansielle innholdet i direktivforslaget. Regjeringens motstand er også betraktet utfra andre motiver, som et spørsmål om å "bevare den nasjonale stolthet og politiske prestisje".¹⁸

14 Dagens Næringsliv, 22. september 1992: 3.

15 St. forh. nr. 4, 15–16. oktober 1992–93: 199.

16 Handelsminister Bjørn Tore Godals innlegg ved åpningen av Norges medlemskapsforhandlinger med EF Ministermøtet i Luxembourg, 5.4. 1993, gjengitt i UD-info 13. april 1993 - nr.15: 6.

17 Aftenposten, 9.juni 1993: 2.

18 Hilde Harbo, Aftenposten, 14. juni 1993: 14.

Å nøye seg med å beskrive forslaget som overflødig er en relativt moderat innvending dersom man ikke viser hvilke negative effekter direktivet har for en selv eller andre. Riktignok har EF ofte blitt beskyldt for overflødig regulering men så lenge flere medlemsland ser en nytte i å vedta direktivet blir dette argumentet et ganske svakt angrep på forslaget.

Det substansielle motargumentet fra norsk side knyttet seg til hensynet til Statoils posisjon på sokkelen:

“den nye ledelsen [i Statoil] går inn for en ren kommersiell linje. Da må pengebruken optimaliseres innenfor faste rammer, og det kommer lenger ned på listen å betale i dyre dommer for tvilsom informasjon om tomme hull.”¹⁹ “For Statoil blir konsekvensene av utkastet [til EFs lisensdirektiv] slik det foreligger at Statoil vil måtte opptre fullt ut som et forretningsmessig selskap, dvs. søke som alle andre. Regelen om at Statoil må være med i alle lisenser vil måtte bortfalle, noe Statoil vil være den første til å glede seg over (også dette har Finn Kristensen vært inne på allerede)”.²⁰

Selv om Statoil-ledelsen selv var meget forsiktig med å gi kommentarer til detaljer i direktivforslaget eller myndighetenes politikk på området er det grunn til å tro at disse synspunktene gjenspeiler oppfatninger som deles av ledelsen i statsoljeselskapet. Det er vanskelig å se, når selskapet først har uttrykt glede over økt fleksibilitet med hensyn til andeler i det enkelte felt, at de ikke også skulle hilse velkommen økt fleksibilitet i sitt totale engasjement på sokkelen.²¹

De to andre norske selskapene, Norsk Hydro og Saga Petroleum, kom imidlertid med noe annerledes signaler. I følge Aftenposten skal disse selskapene ha vurdert å anbefale myndighetene å bli tilgodesett spesielt sterkt under henvisning til fremtidig anvendelse av EF-regler på norsk sokkel.²² I tillegg argumenterte norske myndigheter sterkt for at de ønsker innflytelse på utformingen av direktivet: “Hvis ikke Norge får en avgjørende innflytelse på regelverket i oljesektoren, vil vi ha all grunn til å stå oppreist og si kraftig i fra”.²³ Dette argumentet i seg selv sier lite om hva norske myndigheter ønsker endret i direktivet. Man kan selvsagt se innflytelsen som et mål i seg selv, uavhengig av hvorvidt man

er enig i innholdet i forslaget, men det er en annen problemstilling.

4.1.4. Sokkelens modning og privatiseringen av Statoil

Den politiske diskusjonen i Norge om lisensdirektivet bar preg av at det ble diskutert samtidig med den politiske strid forut for folkeavstemningen om EU-medlemskap i 1994, noe som bidrog til å polemisere debatten. Senterpartiets og SVs representanter i Stortingets energikomité påpekte at lisensdirektivet berørte Norge mer enn medlemslandene i EU og fastslo følgende:

“Det at EU har laget et eget direktiv som er spesielt rettet mot Norge, er i seg selv ganske oppsiktsvekkende. Det at verdens nest største eksportør av råolje frivillig legger om sine konsesjonsregler og fratrar staten styringsmuligheter som et resultat av vedtak i en internasjonal organisasjon vi ikke engang er medlem i, er sannsynligvis en handling som *sæmner sidestykke i verdenshistorien*” (Innst. S. nr. 194 (1994–95): 3, vår kursiv).

At lisensdirektivet ble behandlet samtidig med de norske medlemskapsforhandlingene førte imidlertid også til større norsk innflytelse på utformingen av direktivet. At man befant seg i den såkalte interimperioden (fra vedtak om å søke medlemskap og frem til folkeavstemningen) gjorde at norske myndigheter deltok i EUs interne forhandlinger som om Norge skulle bli medlem. Norske energimyndigheter fikk derfor innflytelse på utformingen av lisensdirektivet.²⁴ For eksempel ble det åpnet for at også andre relevante hensyn enn pris og effektivitet kunne legges til grunn ved konsesjonstildelinger. Når lisensdirektivet ble innlemmet i EØS-avtalen i 1995, var dermed Olje- og energidepartementets oppfatning at kun små endringer i norsk regelverk var nødvendig: “Det norske konsesjonssystemet [...] er i hovedsak i samsvar med de krav direktivet oppstiller. Direktivet vil kunne gjennomføres i norsk rett uten at dette vil kreve vesentlige endringer i lov og forskrifter” (Ot.prp. nr. 63 (1994–95): 2). Under henvisning til at prinsippet om ikke-diskriminering ved tildeling av utvinningstillatelser utgjør en hovedpilar i lisensdirektivet, ble en generell bestemmelse om anvendelsen av dette prinsippet tatt inn i petroleumsloven. Tidligere praksis med å gi konsesjoner til norske selskaper fordi de var norske, og til Statoil fordi selskapet var statseid, var uforenlig med lisensdirektivet.

Et moment som i liten grad kom frem i den norske

19 Hans Henrik Ramm, Norsk Oljerevy, nr. 12, 1991: 8.

20 Hans Henrik Ramm, Norsk Oljerevy, nr. 9, 1992: 18.

21 Jf. Informasjonsdirektør Wenche Skorges uttalelser referert over.

22 Aftenposten, 2. oktober 1990.

23 Uttalelse fra Gro Harlem Brundtland gjengitt i Aftenposten, 16. oktober 1992.

24 Se f.eks. referat fra arbeidsgruppe under Coreper, ENER 114, 10840/93, hvor følgende fremgår: av fotnote 9: “text inserted in order to meet the Norwegian concern.”

debatten var hvordan staten har flere interesser knyttet til petroleumsvirksomheten. Som skatteoppkrever er det i statens interesse at det produseres mest mulig petroleum til lavest mulig kostnad. Således burde de mest effektive selskaper til enhver tid få konsesjonene. Dette skulle tilsi at myndighetene vektla konkurransedyktighet og ingenting annet ved tildeling av lisenser. Som deltaker i virksomheten gjennom SDØE og Statoil er staten samtidig interessert i å maksimere begges inntekter. De største SDØE-andelene var naturlig nok valgt ut i de mest lukrative feltene, mens det at Statoil måtte delta i alle lisenser neppe var i selskapets (og statens) kommersielle egeninteresse. Derimot vil det være i selskapets interesse å bli tilgodesett på de blokker man selv ønsker ved lisenstildelingen, selv i tilfeller hvor andre selskaper har et bedre tilbud. Det er selvsagt først i de tilfeller hvor Statoil ikke ville fått kontrakten ved likebehandling med de andre selskapene at EFs lisensdirektiv faktisk vil endre myndighetenes behandling av Statoil. Gitt at Statoil er konkurransedyktig, slik at selskapet ikke kommer dårligere ut i en fri konkurranse situasjon enn i situasjonen hvor de må delta i alle lisenser, er ikke statens interesser som eier av Statoil avgjørende for motstanden mot EFs lisensdirektiv. I ettertid er det grunn til å konkludere med at lisensdirektivet ikke på en vesentlig måte svekket Statoil som selskap.

Et annet spørsmål er hvordan endringen av Statoils rolle i konsesjonstildelingen berørte statens styring av petroleumsvirksomheten. En tidligere uttalelse av Nærings- og energiminister Finn Kristensen viser noe av dilemmaet på dette området:

“[Dessuten] er det jo slik at vi ikke kan bruke et privat selskap til å ta vare på SDØEs andeler - det skulle tatt seg ut! Og noen må jo gjøre det. Hvis det fortsatt er brei enighet om at staten gjennom de to instansene i utgangspunktet skal ta vare på minst halvparten på hver blokk, er det ikke så mange alternativer å velge i, for jeg går ut fra at det ikke er noen som har tenkt å lage et fjerde oljeselskap med navnet SDØE”.²⁵

Under debatten etter Handelsminister Bjørn Tore Godals redegjørelse om statusen i forhandlingene om EF-medlemskap i juni 1993 sa Handelsministeren følgende:

“Forslaget til EF-direktiv reduserer statens rett til

å utøve sitt eierskap på en aktiv måte. Dette er en hovedinnvending mot direktivet fra norsk side. I våre kontakter med EFs medlemsland og med EF-kommisjonen, har dette selvsagt vært kjernen i den norske argumentasjonen. Det er derfor høyst reelle norske interesser som ligger til grunn for Regjeringens engasjement på dette området”.²⁶

Særlig Godals bruk av formuleringen “utøve sitt eierskap på en aktiv måte” bør understrekes. Dette må tolkes slik at en “sleeping partner”-rolle for de statlige eierandelene i lisensene på det daværende tidspunkt ikke kunne aksepteres av norske myndigheter. Hans Henrik Ramm hevdetr at direktivet var som skredersydd for SDØE som “nettopp i bunn og grunn er en ‘sleeping partner’. SDØE kan riktignok i dag brukes som styringsinstrument sammen med Statoil dersom subsidiære stemmerettsregler utløses. Det har så vidt vi vet aldri skjedd.”²⁷ Å redusere SDØE til en ‘sleeping partner’ var ikke norsk politikk den gangen, men har i all hovedsak blitt det etterpå, særlig etter at Statoil ble delprivatisert i 2001. At selskapet ble privatisert betydde at det ikke lenger kunne ivareta alle oppgaver den hadde utført for den norske staten. Privatiseringen krevde en klarere definisjon av statens rolle i å ivareta sine økonomiske og politiske interesser. De nye ordningene måtte samtidig være i tråd med EUs regelverk. For å ivareta statens direkte økonomiske interesser ble de helstatlige selskapene Petoro og Gassco dannet i 2001. Petoro overtok Statoils rolle som forvalter av statens eierinteresser og skulle overvåke Statoils produksjon og salg av SDØE-olje og gass, og føre regnskap for SDØE. Selskapets virksomhet skulle være begrenset til Norsk Kontinentalsokkel (NKS) og ikke ha noen interesser utenfor Norge, som for eksempel å foreta utenlandsinvesteringer. Det skulle ikke opptre som et annet oljeselskap i form av å søke lisenser eller være feltoperatør. Det skulle heller ikke kjøpe og selge andeler i felt, men gi råd til OED om dette. Petoros drift blir finansiert over Statsbudsjettet, og har slik sett ingen egen interesse i SDØE-andelene. SDØE-andelenes løpende inntekter og utgifter føres over Statsbudsjettet som før. Gassco overtok rollen som driver av transportsystemene på sokkelen. Gassco skulle på nøytralt vis sørge for at transport- og prosesseringsanleggene fungerer slik at ressursene samlet blir mest mulig effektivt utnyttet, være nøytral overfor hvem som bruker systemet og være en hovedarkitekt i den videre utviklingen av transportinfrastrukturen (gassco.no).

25 Innlegg i Stortingsdebatten om “Statens samlede engasjement i petroleumsvirksomheten i 1992”, 28. februar 1992. St. forh. nr. 187 (1991-1992): 2742.

26 St. forhandling, nr. 44, 14–15. juni (1992–93): 4521.

27 Hans Henrik Ramm, kommentar-artikkel i Norsk Oljerevy, nr. 9, 1992: 18.

OED fremstod gjennom disse endringene som en profesjonell regulator med økt makt. Statoil skulle nå bare tenke bedriftsøkonomisk. Endringene var radikale med et privatisert Statoil som ikke lenger skulle være et politisk instrument som i startfasen.²⁸ Som betydelig deleier ville staten nå prioritere Statoils forretning og verdiøkning for aksjeeierne. Statoil ble et rent kommersielt selskap der dets ansvar for SDØE-andelene, transport og prosessering av olje og gass-systemene, øvrige politiske hensyn og andre forhold som ikke var direkte relatert til Statoils egne interesser, ble overtatt av offentlige organer, nye selskaper og reguleringsmyndigheter. Statoil fortsatte imidlertid som den eneste selger av SDØE/Petoros olje og gass. Etter sammenslåingen med Hydros oljedivisjon i 2007 utgjør dette i overkant av 70% av all norsk olje- og gassalg. Forbindelsene mellom staten og Statoil forble sterke..

4.2. Gassmarkedsdirektivene

Tidlig fremsto gassektoren som et sentralt mål for Kommissjonens ønske om liberalisering og økt konkurranse. Sektoren var preget av store selskaper som dominerte forhandlingene med eksterne leverandører som Russland og Norge, og som kontrollerte transporten av gass i høytrykksnettene i Europa. Mange av disse selskapene var i offentlig eie. Allerede i 1988 la EU-kommisjonen til grunn at forhold innen det vesteuropeiske gassmarkedet fungerte i strid med prinsippene for Det indre marked:

“De største hindringer for en fri bevegelse av naturgass i Europa er offentlig kontroll av import og eksport av naturgass og foretak som holder et monopol eller en dominerende posisjon som gjør dem i stand til å blokkere bevegelse av naturgass” (EU 1988: 63).

Om rørselskapene i transmisjonssektoren sa Kommissjonen spesielt:

“Transport av gass i medlemsstatene er karakterisert ved eksistensen av formelle eller faktiske monopoler i markedet (... denne) eksistensen av dominerende eller monopolistiske transmisjonsforetak i hvert medlemsland fører til segmentering av Fellesskapets marked; disse foretakene kan begrense transporten av naturgass og til og med, der det ikke finnes

lovgivning på området, blokkere import og eksport av gass” (EU 1988: 64).

Med bakgrunn i denne situasjonsbeskrivelsen drøftet Kommissjonen innføring av et såkalt “Common Carriage” (CC)-system for transport av gass. Et slikt system skulle ha åpen adgang for alle som ønsker å benytte det. Transmisjonsselskapene skulle kreve inn en “rimelig” tariff til dekning av sine utgifter og normal fortjeneste, men ikke ta inn fortjeneste utover dette. Noen rask løsning så imidlertid ikke Kommissjonen for seg. Tiltakene som ble foreslått hadde mer preg av å være steg på veien. Det ble foreslått tre direktiver som siktet i retning av mer liberal gasshandel. Disse omfattet å gjøre markedet mer gjennomsiktig (EU 1990), tillate transitt av gass mellom høytrykks transmisjonsledninger (EU 1991) og å innføre tredjepartsadgang (TPA) til transmisjonsledningene samt å splitte (“unbundle”) transmisjonsselskapenes funksjon som både transportør og grossist (EU 1998). De to første forslagene ble raskt vedtatt. Det siste forslaget ble imidlertid utsatt som følge av sterk motstand fra den europeiske gassindustrien og Europaparlamentet og ble først vedtatt som gassmarkedsdirektivet i 1998. Gassmarkedsdirektivet fulgte et tilsvarende direktiv for transport av elektrisitet (EU 1996). Senere kom reviderte direktiver for begge sektorer i 2003 og 2009.

4.2.1. Direktivenes hovedinnhold

Hensikten med det første gassdirektivet var å skape et friere marked for omsetning av gass i Europa (EU 1998). Direktivet innebar at EU-land over en tiårsperiode skulle åpne for mer direkte avtaler mellom produsenter og kjøpere. 20 prosent av markedet skulle være tilgjengelig umiddelbart, 28 prosent etter fem år og 33 prosent etter ti år. Alle gasskraftverk, samt industrielle brukere over en viss størrelse, skulle kunne utnytte ordningen. I startfasen skulle de industrielle brukerne som kunne nytte systemet, ha et forbruk på minst 25 millioner kubikkmeter per år, minst 15 etter fem år og minst 10 millioner kubikkmeter etter ti år. Den største vanskeligheten med å enes om direktivet gjaldt fastsettelsen av minsteandelene av de enkelte markeder som skulle åpnes i planens tre faser. Debatten om dette varte nesten ett år etter at elektrisitetsdirektivet var vedtatt. Frankrike og Belgia ønsket å begrense liberaliseringen til å omfatte et minstenivå på 15 prosent av markedene. Hensikten skal ha vært å beskytte interessene til Gaz de France og Distrigaz, som begge har hatt nær 100 prosent kontroll over import og transport i sine respektive land. På den annen side ønsket Storbritannia og Tyskland minst 28 prosent åpning i planens første fase. Disse landene fremførte argumenter om fordelene ved en raskere liberalisering.

²⁸ I første omgang ble 18.2 prosent av Statoil solgt til private eiere i Norge og i utlandet. I 2011 er andelen på ca 30% Restruktureringen innebar også salg av SDØE-andeler tilsvarende 15 prosent av verdien av deres portefølje til Statoil, og 6,5 prosent til andre selskap.

En TPA-ordning skal ideelt sett føre til at rørselskapene kun opererer som transportører (er "unbundled" fra eierskapet til gassen). I det eksisterende systemet har retten til transport i hovedsak vært forbeholdt eierne av rørsystemene som også kjøpte og solgte gass som grossister. Hensikten med direktivet var å skape lettere og rimeligere adgang til gassens hovedveier for produsenter og kjøpere (distribusjonsverk, gasskraftverk og industrien). Disse skulle i større grad kunne gjøre direkte avtaler seg imellom og ha rett til å forhandle seg frem til en transportavtale med transmisjonsnettene. Det var, under direktivet, opp til de enkelte nasjonalstatene å velge om de vil innføre eksplisitt tariffing av transporttjenestene. Det skulle også være adgang til å inngå nye take-or-pay-kontrakter (TOP) dersom nasjonale myndigheter tillot det. Det ble fastsatt en rekke regler for hvordan Kommisjonen skal kunne overprøve slike bestemmelser. Kommisjonens beslutninger kan i sin tur bare overprøves av EF-domstolen. Direktivet fastsetter imidlertid ingen prosedyre for hvordan tvister skal løses f.eks. om hvilken tariff som skal betales for transporten dersom forhandlinger ikke fører frem (EF-domstolen, EFTA-domstolen, nasjonale myndigheter eller annet) under en forhandlet TPA-ordning. Distribusjonsverkene (de lokale transportnettverkene) ble ikke berørt av direktivet med mindre nasjonale myndigheter selv ønsket det. Dette innebar at distribusjonsverkene langt på vei kunne operere etter nasjonal politisk kontroll som før.

I 2001 signaliserte EU en forsering av tempoet i liberaliseringsprosessene, noe som førte til revisjoner av elektrisitets- og gassdirektivdirektivene i to runder (EU 2003a) og (EU 2009a). Her gikk opprinnelig EU inn for full eierskapsunbundling for både gass og elektrisitet. Politisk press fra medlemsland betydde imidlertid at kompromisser måtte bli funnet. Juridisk og funksjonell unbundling førte ikke til effektiv unbundling av TSOene²⁹ (Glachant mfl. 2008). Samtidig var praksis forskjellig. Flere land opprettet egne selskaper for nettverksdrift, mens andre aksepterte juridiske enheter innenfor integrerte selskap. Den tredje energipakken som bestod av direktiver for gass og elektrisitet samt opprettelse av et uavhengig koordinerende reguleringsorgan på EU-nivå (ACER), foreslo derfor nye unbundling-regimer med tre alternativer for transmisjonsselskapene:

- eierskap unbundling (separasjon av gassleverandører fra overføringsnettet),
- uavhengige systemoperatører (Independent System Operator, ISO), og
- uavhengige overføringsoperatører (Independent Transmission Operator, ITO).

Mens en ISO skal kunne operere (drifte) men ikke eie overføringsnett for gass og elektrisitet, vil ITO-modellen tillate bedrifter å beholde eierskapet til rørledninger, men være tvunget til å overholde regler som blir gitt og en struktur som sikrer at de i praksis opererer uavhengig av hverandre. En fordel med ISO-modellen er at den ikke ville gi insentiver til å favorisere egne daterselskaper og at en ISO vil kunne administrere flere nettverk, som Great Britain System Operator (GBSO) i Storbritannia, Regional Transmission Organizations (RTOS) i USA og Statnett i Norge. ISO-modellen kan slik antas å framskynde regional markedsintegrasjon og koordinering raskere enn en ITO. ITO-modellen kan i større grad gjøre det mulig å beholde eksisterende nasjonale ordninger, selv om ACER (jfr. kapittel 3) forventes å overvåke og evaluere deres praksis.

De varierende grader av stor- og samdriftsfordeler i markedet gjør det imidlertid vanskelig for en regulator å finne en optimal portefølje av konkurranse, tariffstruktur og unbundling (se f. eks. Austvik 2003a: 134–163). For eksempel vil en tariff være svært annerledes hvis den er beregnet på grunnlag av historiske (avskrevne) kapitalinvesteringer i motsetning til på grunnlag av dagens markedsverdi (ibid.: 103–113). Det regulatoriske kompleksiteten åpner opp for spill mellom berørte parter over omfanget av regelverket (Austvik 2003b). Et tilsynsorgan som ACER kan begynne sin eksistens med en samfunnsinteresse i bunn, men ende opp som et organ som beskytter produsenter og/eller rørselskaper. Med store interesser på spill vil (produsentene,) TSOene og deres kunder (LDCer, gasskraftverk og industrielle brukere) ha gode grunner påvirke regulatorene.

De spørsmål som reises i reguleringsøkonomien illustrerer at det er rimelig lett å argumentere både for og i mot mange løsninger ved fastsettelse tariff, definisjon av kapasitet, eierrett til rørene og hvordan markedet bør utvikles. Regulatorene vet at first-best løsninger er vanskelige å finne, og kan lett bli "fanget" av den regulerte og andre berørte parter med mye kompetanse (principal – agent problematikk). Selv om et felles EU regelverk med transporttariffer og forretningspraksis de jure og de facto blir innført i hele Fellesskapet (for eksempel gjennom ACERs virke) er det derfor en betydelig risiko for at eksisterende selskaper eller andre interessegrupper vil lykkes i å lage ordninger til deres egen fordel. George Joseph Stiegler (1971) hevdet at offentlig reguleringer har en tendens til å lede mot beskyttelse av industrien (de regulerte). Amerikanske, og delvis også britiske, erfaringer i gassmarkedet har vist at over tid legger reguleringer grunnlaget for ny problemer senere (MacAvoy 2000).

29 TSO = Transport system operator.

4.2.2. Norsk gasseksport før EØS-avtalen

Det har fra norske myndigheters side vært en uttalt målsetting "å sikre norske nasjonale interesser i utnyttelsen og avsetningen av gass fra norsk sokkel".³⁰ Når vi i dette tilfellet snakker om forhandlingsprosessen må det gis en bredere forståelse enn i diskusjonen om lisensdirektivet. Salget av norsk gass startet lenge før EU begynte å tenke på et gassmarkedsdirektiv. Store deler av gassmarkedsdirektivet dreier seg om helt andre ting enn forholdet mellom norske gasselgere og deres europeiske kunder og ikke minst innebærer gassalget til Europa viktige kommersielle forhandlinger som involverer norske myndigheter. Dette er andre former for forhandlinger enn det som dreier seg om norsk implementering av EUs lovgivning. Gassmarkedsdirektivprosessene er et tilfelle hvor politikk, juss og økonomi smelter sammen og skaper interessant dynamikk ut fra et samfunnsvitenskapelig ståsted.

I Norges forhold til EU har gasseksporten vært politisk langt mer fremtredende enn oljeeksporten. Dette skyldes en grunnleggende forskjell mellom olje og gass, nemlig måten den transporteres på og de markedsmessige og institusjonelle konsekvensene som følger av denne forskjellen. Olje kan relativt enkelt lastes på skip fra en lastebøye ved produksjonsfeltet. Oljetankeren bringer så oljen til et oljeraffineri. Både i forkant og underveis kan denne oljelasten omsettes i det døgnåpne globale oljemarkedet, med kontinuerlig prissetting og handel særlig i råvarebørser i New York, London og Singapore, i dag også elektronisk. Gass transporteres i hovedsak gjennom rørledninger. Den kan også fryses ned og fraktes på skip som Liquefied Natural Gas (LNG). I begge tilfeller kreves store investeringskostnader. Rørtransport binder selger og kjøper fysisk sammen. Gasselskaper for rørtransport er derfor ofte (men ikke alltid) naturlige monopoler.

Forekomsten av slike naturlige monopoler kan lede til at rørselskapene tar ut en ekstra profitt (renprofitt) dersom selskapet er uregulert. Dette gir ofte høyere pris og mindre fleksibilitet for de som skal bruke dem. Et kjerneområde i EUs indre marked er å etablere konkurranse der det er mulig gjennom unbundling, alternative traseer, kilder og konkurransebestemmelser, og regulering. Med den betydning europeisk gasshandel har for både Norge og EU er det ikke overraskende at gasseksporten har vært noe av det mest konfliktfylte området i forholdet mellom de to.

Utviklingen i norsk gasseksport frem til EØS-avtalen kan deles inn i fire faser, alle knyttet til bestemte gassalgskontrakter (Bergesen og Claes 1990: 153–159). Den første fasen besto av salg av gass fra Ekofisk og Frigg feltene i 1973. Denne gassen ble solgt gjennom såkalte uttømningskontrakter, dvs. at kjøperen kjøpte all gassen i feltet. Det var lisenshaverne på de ulike feltene som solgte denne gassen til henholdsvis et kjøperkonsortium på kontinentet (Ekofisk) og British Gas Corporation (Frigg). Disse avtalene ble betraktet som rene kommersielle avtaler. Dette var en periode hvor det institusjonelle apparat var under utforming. Eksemplene fra utlandet tilsa også at salg av så vel oljen som gassen i et felt var en naturlig oppgave for de selskapene som hadde konsesjon på det angjeldende felt.

Den andre fasen knytter seg til salg av gass fra Statfjord-, Heimdal- og Gullfaks feltene i 1981. Mot slutten av sytti-årene tiltok konkurransen mellom gasskjøperne. Dette var en følge av at naturgass var blitt mer attraktiv i forhold til olje etter oljeprisøkningene på syttitallet og den politiske usikkerhet knyttet til leveransene fra Midtøsten. Letevirksomheten på norsk sokkel viste også at Nordsjøen var en svært rik gassprovins, noe som gjorde Norge til en viktig og langsiktig leverandør av gass til det europeiske markedet. Interessen for norsk gass ble forsterket av den politiske konflikten mellom europeiske gasskjøpere og USA omkring nye rørledninger og gassleveranser fra Sovjetunionen. Det var dette etterspørselspresset og vissheten om størrelsen på norske ressurser som ledet til at Statoils daværende direktør, Arve Johnsen, lanserte tanken om en "premium price" for norsk gass: "Norwegian gas will never be inexpensive gas. It will command a premium price partly because of high costs, partly because deliveries are based on long term agreements from a stable area" (Arve Johnsen 1983, gjengitt i Estrada 1988: 215). Prisen for gassen fra Statfjord-feltet i 1981 var den høyeste gasspris som noen gang hadde blitt oppnådd.

Den tredje fasen i norsk gasseksport sentrerer rundt de mislykkede Sleipner-forhandlingene i 1984 og Trollkontrakten sommeren 1986. Oljeprisen hadde nå falt kraftig. Etterspørselen etter gass hadde flatet ut, og andre leverandører som Nederland og Sovjetunionen hadde forlenget sine langsiktige leveringskontrakter. Det europeiske gassmarkedet hadde skiftet fra et selgers til et kjøpers marked. Britiske myndigheter valgte etter lange forhandlinger med Norge, på politisk nivå, å stoppe avtalen mellom Statoil og British Gas om leveranser av gass fra Sleipner-feltet. I Troll-forhandlingene fikk kjøperne gjennomslag for at norsk gass skulle

30 GFU-selskapenes brev til OED av 3. mars 1989 (Helle 1991: 66).

prises etter sin markedsverdi uten noe politisk "price premium". Kjøperne presset også igjennom at prisen avtalt for Troll-feltet skulle få tilbakevirkende kraft på Statfjord-avtalen. Dette medførte en reduksjon i prisen fra feltene Gullfaks, Heimdal og Statfjord på ca. 40 %. Verdens høyeste gasspris ble altså få år senere redusert til et nivå under tidligere norske gasskontrakter (Bergesen og Claes 1990: 156).

Den fjerde fasen består av en rekke forsyningskontrakter, helt eller delvis koplet til Troll-kontrakten gjennom den såkalte TKM (Troll Kommersiell Modell) også kalt TGSA (Troll Gassalgsavtalene). Troll Kommersiell Modell går i korthet ut på at felt med mindre gassmengder kan selge sin gass "gjennom" Trollavtalen. Troll produsentene kan hente 25 % av gassen fra andre felt, samtidig som rettighetshaverne på mindre felt kan se seg tjent med å selge gassen under en større kontrakt da dette vanligvis gir høyere avkastning. Samtidig kan Troll-feltet, innen kapasitetsgrensen, stå som en slags garantist for leveransene. Fra 1993 til i dag er det under denne modellen ble det inngått kontrakter med flere kjøpere som Distrigaz, Verbundnetz Gas, Gaz de France, Ruhrgas og Snam.

Statoil ble satt til å lede Gassforhandlingsutvalget (GFU) i 1986, men måtte dele ansvaret med de to andre norske selskapene Hydro og Saga, jfr kapitel 2.2. Forsyningsutvalget (FU) ble i tillegg etablert i 1993 med deltakelse også av utenlandske selskaper som et rådgivende organ til OED. Den norske staten framstod med disse ordningene som mer direkte intervensjonistisk i beslutninger om produksjon, transport og salg av gass overfor den norske petroleumsklyngen. Statoil fortsatte å spille en betydelig rolle, men styringen fra departementet (OED) ble sterkere.³¹ Det var ikke bare som regulator at OED hadde makt over næringen, men også gjennom det statlige eierskapet av felter og selskapene som dominerte den. Den største er statens eget SDØE som eier mellom 30 og 63 prosent av de store feltene, mens dagens Statoil eier 20-30 prosent. Statoil og SDØE dominerer fortsatt aktiviteten på NKS med en samlet eierandel på rundt 70 prosent for felter i produksjon. Tilsvarende eierkonsentrasjoner finnes også i de viktigste transportsystemene for gass (Faktaheftet OED).

31 OED tok også ansvar i viktige miljøspørsmål og en del utenrikspolitiske forhold, som deler av relasjonene til OPEC, IEA, EU og utviklingen av energi-charteret (som fortsatt ikke er ratifisert av Norge).

4.2.3. Virkningene på Norge av gassmarkedliberaliseringen

Gassmarkedsdirektivet var primært rettet mot selskapskonsentrasjon og monopolendenser i nedstrømsdelen av markedet, altså forholdet mellom de europeiske rørselskapene og deres forhold til industrielle kunder, lokale distributører og sluttbrukerne av gass. De direkte virkningene for Norge av gassmarkedsdirektivet var derfor begrenset, men det var to forhold som skapte problemer. For det første ønsket man ikke fri konkurranse og tredjepartadgang til gassrørene på norsk sokkel. Man argumenterte derfor med at norsk gass ikke var ferdig produsert før den nådde land i importlandene på kontinentet. Begrepet 'Den norske gassfabrikken' ble lansert. Norske myndigheter lyktes imidlertid ikke med å få unntak for disse rørledningene. Den andre hovedutfordringen var direktivets virkning på de langsiktige kontraktene man hadde med kjøperne. Produksjon av gass på norsk sokkel krever store investeringer, noe som skaper behov for å sikre et betydelig volum ved inngåelse av eksportkontrakter. Ved en oppsplitting av kjøpermonopolene har norske eksportører fryktet at det skal bli vanskeligere å finne kjøpere som har evnen til å inngå slike store og langsiktige forpliktende kontrakter.

Troll kunne neppe vært bygget ut uten langsiktige kontrakter, men nettopp det faktum at Trollfeltet stod ferdig utbygd reduserte de norske de norske eksportørens avhengighet av langsiktige kontrakter for å foreta nye store investeringene, men et eventuelt bortfall økte samtidig risikoen for at inntjeningen kunne bli mer ustabil og lavere. Liberaliseringen fører til at salgskontraktene blir mer mangeartede og kortsiktige. Det er imidlertid ikke nødvendigvis slik at det gjennomsnittlige nivået på eksportprisene må bli lavere enn i dag i et perfekt liberalisert marked selv om prisen til brukerne skulle gå ned. Det avhenger av hvor stramt markedet er. Så langt har kortsiktige kontrakter hatt priser som i periode har ligget høyere enn de langsiktige kontraktene. Rørselskapenes antatt lavere bruttomarginer vil delvis også kunne tilfalle produsentene. Per 2011 er det fortsatt slik at over 90 % av gassvolumet i EUs gassmarkeder omsettes gjennom langsiktige kontrakter. Nettoeffekten av et mer liberalt gassmarked for Norge som eksportør avhenger således både av markedsutviklingen, formen på og graden av liberalisering og de ulike selskaper og lands handlinger og posisjonering (Austvik 2010:122-124).

Tidligere styrte norske myndigheter produksjon, transport og salg frem til importlandets terminal. Norge hadde en ordning der OED koordinerte produksjonen mellom felt og selskaper gjennom FU, og styrte salget av gass gjennom GFU. Transmisjonen av gass på og fra

norsk sokkel var hovedsakelig foretatt av de som også bygde ut felt med tilhørende infrastruktur. Nå er transmisjonen organisert gjennom egne selskaper. Gassco (jfr kapittel 4.1.4) tok over Statoils rolle som operatør for rørsystemene. Disse systemene hadde ulike tariff-fer og var organisert gjennom ulike selskaper og der hvert selskap kunne nekte adgang overfor tredjeparter. Gjennom artikkel 23 (oppstrømsartikkelen) åpnes det norske gasstransportssystemet også for andre brukere enn gassprodusentene. Tariffsystemet GasLed som ble introdusert hadde i prinsippet like tariff-er for alle rørsystemene, som en tilpasning til EUs gassdirektiv (OED 2002).

Et kommersielt viktig moment for Norge ved EUs gassdirektiv har vært at usikkerheten ved prisutviklingen øker. Sammen med økningen av energibeskatningen (EU 2003b), vil prisene til eksportør kunne presses ned. En del gass vil lettere kunne komme på markedet gjennom liberaliseringen, men samtidig blir det mindre attraktivt for produsentene å investere i de store og svært kostbare prosjektene som ligger langt fra markedet. Dette vil true forsyningssikkerheten på lengre sikt. Det kan derfor se ut til at EU ikke fullt ut har tenkt gjennom de langsiktige effektene av ønskene om full liberalisering av tilbudssiden i det europeiske gassmarkedet. I forbindelse med den tredje energipakken (2009-10) har konkurransepolitikken i direktivene blitt komplettert med både infrastrukturpakker og politiske relasjoner til transitt- og produsentland. Dette har gjort at EU nå har en energipolitikk og ikke bare en konkurransepolitikk for energisaker, selv om det er et åpent spørsmål om hele innholdet i pakken er realiserbart etter intensjonen uten ytterligere tiltak. Forståelsen for behovet for en optimal og bevisst ressursforvaltning, og for samdriftsfordeler i og mellom produksjon og transmisjon av gass i produsentland synes imidlertid fortsatt dårlig. For et produsentland som Norge, som nettopp er opptatt av optimal ressursforvaltning og god utnyttelse av infrastruktur, er dette fortsatt et område der vi kan møte utfordringer overfor EU.

De andre eksportlandene av gass til det europeiske markedet har organisert sin transmisjon og salg av gass under ett selskap kontrollert av nasjonale myndigheter. I Russland styrer Gazprom mesteparten av produksjonen mens Sonatrach har kontroll med all produksjon i Algerie. I partnerskapsdrøftelsene mellom EU og Russland har det vært drøftet et EØS-konsept for Russland. Russland har et omfattende eksportsystem for naturgass som også gir en viktig transittkontroll med gass fra Sentral-Asia. Det er vanskelig å forestille seg at Russland vil akseptere oppstrømsartikkelen i Gassdirektivet. Energialogen mellom Russland og

EU peker i samme retning. Fra norsk side kan det være grunn til å følge nøye med i den videre utvikling, blant annet med sikte på likebehandling.

4.3. GFU-saken

Gassforhandlingsutvalget (GFU) var et organ etablert i 1986 bestående av de tre norske selskapene: Statoil, Norsk Hydro og Saga Petroleum som etter pålegg fra norske myndigheter koordinerte salg av all gass fra norsk sokkel. Det grunnleggende problemet i forhold til EU var hvorvidt dette organet var et ulovlig kartell med ødeleggende virkning for konkurransen i markedet. Her skal vi først kort beskrive endringene i hvordan norske myndigheter organiserte gassalget til Europa. Deretter gjør vi rede for hvordan den rettslige striden utviklet seg. Til slutt ser vi på utfallet som innebar at norske myndigheter oppløste GFU.

4.3.1. Organiseringen av norsk gassalg frem til EØS-avtalen

Som nevnt i avsnitt 2.2 ble Statoils rolle som eneo- peratør for gassalget endret i forbindelse med Statoil- reformen i 1984:

“Når det gjelder avsetning av gass har Mellbye- utvalget anbefalt at Statoils rolle som operatør for alt gassalg opprettholdes, men at Hydro og Saga på den ene siden og Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet på den annen side trekkes nær- mere med i gass-avsetningsspørsmål” (St. meld. 73 (1983–84): 21).

I tillegg til GFU ble det opprettet et kontaktorgan mellom selskapene og myndighetene (‘Gassutval- get’). Den markedsmessige begrunnelsen for GFU fremkommer et par år senere i St.meld. nr. 46 (1986–87) hvor Olje- og energidepartementet peker på de “begrensede muligheter for økt gassavsetning i Vest- Europa” (St.meld. nr. 46 (1986–87): 63). GFU gis gjen- nom St. meld. 46 (1986–87) en klart todelt rolle. For det første skulle GFU ha en rådgivende rolle overfor myndighetene:

“Utvalget skal virke som et permanent rådgivende organ for Olje- og Energidepartementet i spørsmål knyttet til disponeringen av gassreserver og i vurde- ringen av hvilke felt og transportsystemer som mest hensiktsmessig kan utbygges eller utnyttes for å levere gass under nye kontrakter. Det skal være nær kontakt mellom utvalget og myndighetene i disse spørsmål” (ibid.: 64–65).

Videre fikk GFU også en utøvende rolle: "Forberedelse og gjennomføring av forhandlingene av gassalget skal skje i regi av utvalget under ledelse av Statoil. Nødvendig avklaring i lisensgruppene skal skje i henhold til etablerte rutiner" (ibid.: 65). Når det gjelder det siste punktet, var det stort sett GFU som på skjønsmessig grunnlag trakk inn andre rettighetshavere – bortsett fra operatøren av feltet, som normalt bringes inn når departementet har bestemt hvilket felt som skal levere gassen under angjeldende avtale. Departementet fant det også riktig å understreke at:

"Det er myndighetenes oppgave å ta stilling til hvilke felt som skal utbygges. En avklaring med potensielle kjøpere om hvilke felt som skal inngå i en gass-salgskontrakt kan derfor først skje etter at myndighetene har tatt stilling til dette" (ibid.: 65).

GFU brøt med dette punktet da de i september 1988 inngikk en avtale med det nederlandske kraftselskapet SEP. Avtalen innebar leveranser på 2 milliarder kubikkmeter fra 1996 til 2116, og ble gjort uten særlig involvering av myndighetene:

"Statoil apparently took governmental approval for granted [...] In November 1988 the Minister of Petroleum and Energy, Arne Øien, publicly rebuked Statoil for not keeping him properly informed of the negotiations, by stating that it was not clear that the Government would approve the deal" (Bergesen og Claes 1990: 162).

SEP-avtalen illustrerer også et viktig hensyn GFU ordningen skulle ivareta. Avtalen ble sluttet bak ryggen på Gasunie, et selskap eid blant annet av Shell og Exxon. Dette selskapet hadde krav på å bli tilbudt all gass som ble eksportert til Nederland. Samtidig søkte Norske Shell og de andre utenlandske selskapene å få innflytelse på salget av norsk gass. Representanter for disse selskapene så det som en

"provokasjon at Norge bevisst ekskluderer utenlandske selskaper fra å delta i salg av gass vi er medeiere i til kjøpere i Europa [...] Det er overhodet ikke akseptabelt å trekke oss inn bare når de norske selskapene ber om det. Vi må på en eller annen måte med i alle leddene i salgsprosessen fra planleggingsarbeidet til forhandlingsbordet".³²

32 Uttalelse av Owe Prebe, direktør for gassalg og strategisk planlegging i Norske Shell, til Dagens Næringsliv, 2. mars 1989.

Norske myndigheter ønsket imidlertid ikke at selskaper med sterke interesser i de selskaper som kjøper norsk gass også skulle få innflytelse på salget av norsk gass. Selskapene ville da bli sittende på begge sider av bordet, noe som ble oppfattet å kunne svekke norske interesser.³³

4.3.2. Forsøk på å komme EU i forkjøpet – opprettelsen av FU
Våren 1993 ble myndighetenes styring av norsk gassseksport endret ved at det ble åpnet for at lisensdeltakerne kunne delta i salgforhandlingene:

"Det vil fortsatt være Nærings- og Energidepartementet som skal peke ut hvilke gassfelt som skal forsyne de enkelte gassalgskontraktene. Men vi trenger et tettere samarbeid mellom de som selger gass og de som administrerer ressursene. ... Derfor vil lisensdeltakerne i de gassfelt som i fremtiden skal oppfylle salgskontraktene, sammen med GFU få lov til å delta i salgforhandlingene med kjøperne."³⁴ Dette medførte at "innenfor rammene av den eksisterende GFU-ordningen vil en bredere sammensatt gruppe av relevante gasseiere og operatørselskaper ivareta rådgivningsfunksjonen overfor Nærings- og Energidepartementet ... [og] avhengig av hvilke felt som peker seg ut som leveringskilde og garantist for nye kontrakter, må GFU i større grad inkludere rettighetshavere i salgsprosessen" (St. meld. nr. 2 1992–93: 104–105).

Som det fremgår av fremstillingen over, er dette en betydelig reform av organiseringen av gassalget. De internasjonale selskapene fikk nettopp den innflytelsen "på begge sider av bordet" som man tidligere fant det viktig å unngå.

Den nye organiseringen av gassalget var preget av de pågående EØS-forhandlingene og utsiktene til medlemskapsforhandlinger med EU. Som beskrevet tidligere, er gassmarkedet delt i tre ledd, det første er produksjon, dernest transmisjon og til slutt distribusjon og konsum. EUs forsøk på å liberalisere de to siste leddene ville gi produsentene økt markedsrett. En liberalisering blant kjøperne av norsk gass, dvs. en oppbrytning av transmisjonsleddet i flere mindre aktører,

33 F.eks. kunne en tenke seg at de ovennevnte rabatter på Statfjordkontrakten av de utenlandske selskapene med eierinteresser både i norske gassfelt og i europeiske transmisjonsselskaper kun ble sett på som et spørsmål om å tape fortjeneste på salget av gassen, mens de tjente på kjøpet av den. En slik vurdering ville ikke gjelde de norske selskapene da de ikke sitter med eierinteresser i nedstrømsleddet.

34 Gro Harlem Brundtlands tale ved Norsk Petroleumforenings gasskonferanse i Oslo i mai 1993, gjengitt i Aftenposten, 10. mai 1993.

samtidig som myndighetene beholdt en konsentrasjon av aktører på den norske siden av forhandlingsbordet, dvs. opprettholder GFU, vil svekke kjøpernes forhandlingsposisjon. Det var derfor rimelig å tro at GFU ville måtte oppgis som resultat av EØS-avtalen:

“Når det gjelder den sentrale koordinering av markedsføring av gass som skjer gjennom det sentrale Gassforhandlingsutvalget (GFU), kan det neppe være tvil om at dette rammes av konkurransereglene. Det er bare de norske selskapene Hydro, Saga og Statoil som er representert i GFU. En nektelse av utenlandske selskapers deltagelse utelukkende basert på deres nasjonalitet, vil klart nok rammes av EØS-avtalens art. 4” (Arnesen 1992: 470).

GFU ble ikke endret i forbindelse med EØS-forhandlingene. – men saken kom opp igjen mot slutten av 1990-tallet.

4.3.3. Den rettslige prosessen mot GFU

EU synes å ha akseptert GFU i forbindelse med EØS forhandlingene siden regjeringen i Ot. Prp. 82 (1991-92) fastslår at det ut fra: “hensynet til en optimal ressursutnytting og en fortsatt rasjonell utbygging av norsk sokkel vil det innenfor EØS-avtalens rammer, bli lagt opp til et teknisk/operativt samarbeid om gassdisponering fra norsk sokkel.” Flere prosesser gikk imidlertid samtidig på begynnelsen av 1990-tallet. For eksempel utformes både utkastene til lisensdirektivet og gassmarkedsdirektivet i denne perioden. Det var derfor flere forhold som påvirket de politiske og forvaltningsmessige rammebetingelsene for de markedsmessige beslutningene til de tre selskapene som utgjorde GFU.

GFU hadde flere ganger avslått å selge gass til tysk/russiske Wingas eller morselskapet Wintershall, senest i 1993. “Den offisielle begrunnelsen har hele tiden vært faren for gass-til-gass konkurranse i det tyske markedet som kan presse prisen på norsk gass ned”.³⁵ En slik begrunnelse gav inntrykk av at GFU kunne virke som et salgskartell, som skulle hindre konkurranse og holde prisene oppe. I februar 1995 forhandlet Saga frem en avtale med Wingas om leie av transport og lagerkapasitet i 15 år og en avtale om salg av gass på 1,5 milliarder kubikkmeter årlig.³⁶ Saga søkte GFU om å få kjøpe norsk gass for salg til Wingas, noe de to andre selskapene i GFU, Statoil og Hydro, avslø. “Saga gir opp

forsøket på å selge gass til Tyskland. Presset av Statoil og Norsk Hydro, trekker selskapet seg fra gassforhandlingene med det tyske selskapet Wingas”.³⁷ Saga var naturligvis inhabil i GFUs behandling av denne saken.

GFU fremstod med dette som et handelshindrende organ. Det tyske Bundeskartellamt sendte saken til EU-kommisjonen.³⁸ I 1996 foretok ESA på vegne av Kommisjonen en razzia både mot Statoil, Hydro og Olje- og energidepartementet. To undersøkelser ble deretter igangsatt, en basert på GFUs mulige overtredelse av EØS-avtalens artikkel 53, som omhandler ulovlig prissamarbeid og andre former for kartellvirksomhet. Denne var rettet direkte mot Statoil, Norsk Hydro and Saga Petroleum, og ble ført av Kommisjonen siden det dreide seg om eventuelle markedsødeleggende effekter i EU. Den andre undersøkelsen ble ledet av ESA basert på EØS-avtalens artikkel 59, hvor vurderingen var at GFU var å anse som et offentlig foretak, som utøvde virksomhet av allmenn økonomisk betydning og således kunne unntas konkurransereglene. Denne undersøkelsen fra ESAs side avstedkom i 1997 et memorandum omkring GFU utarbeidet av Olje- og energidepartementet (OED 1997). Her blir GFU fremstilt som en integrert del av det norske ressursforvaltningssystemet og OED “does not consider the EEA-agreement applicable to the establishment and functioning of the GFU”. ESAs undersøkelser ble stilt i bero fordi man ønsket å avvete konsekvensene av implementeringen av Gassdirektivet.³⁹

I Kommisjonens undersøkelser skjedde det lite fram til 2001. I juni 2001 avga Kommisjonen imidlertid et såkalt innsigelsesbrev (Statement of Objections, SO) mot Statoil og Norsk Hydro. Her advarte Kommisjonen at den anså “the joint sales of Norwegian gas through the GFU infringe article 81(1) of the EC treaty and Article 53(1) of the European Economic Area (EEA) Agreement”.⁴⁰ En uke tidligere hadde den norske regjeringen avviklet GFU. Kommisjonen argumenterte imidlertid med at den virksomheten de norske selskapene hadde bedrevet i GFU ville fortsette å ha markedsødeleggende effekter i mange år gjennom de langsiktige gasskontraktene GFU hadde inngått, selv om GFU nå var nedlagt. I denne sammenheng ble norske myndigheter å betrakte som en berørt tredjepart, til tross for at selskapenes virksomhet i GFU var et resultat av formelle pålegg fra norske myndigheter. EU opprettholdt sitt SO og trusler om bøter på 40–50

³⁷ Dagens Næringsliv, 18. august 1995.

³⁸ Aftenposten, 22. juni 1996.

³⁹ Dagens Næringsliv, 7. april 1999.

⁴⁰ *Commission objects to GFU joint gas sales in Norway*. Commission press release IP 701/830, 13. June 2001.

³⁵ Dagens Næringsliv, 21. april 1995.

³⁶ Dagens Næringsliv, 21. april 1995.

milliarder kroner ut i fra at de mente at alle gamle kontrakter var inngått på ulovlig grunnlag. Etter lang tids tautrekking aksepterte Norge i 2002 også at Gassdirektivet skulle gjelde for offshore rørledninger på NKS. Dette innebar at det skulle være åpen adgang til norske transportledninger for gass, og at salgsavtalene skulle skrives direkte mellom den enkelte produsent og kjøper i markedet. Samtidig forpliktet Statoil og Hydro seg til å selge over 15 milliarder kubikkmeter gass til nye kunder over en fireårs periode.⁴¹ Først etter dette la EU sin SO til side.

.....
Boks 4.1: Utvalgte konkurransebestemmelser for foretak i EØS-avtalen

EØS-avtalens artikkel 53 del 1: "Enhver avtale mellom foretak, enhver beslutning truffet av sammenslutninger av foretak og enhver form for samordnet opptreden som kan påvirke handelen mellom avtalepartene, og som har til formål eller virkning å hindre, innskrenke eller vri konkurransen innen det territorium som er omfattet av denne avtale, skal være uforenlige med denne avtales funksjon og forbudt, særlig slike som består i a) å fastsette på direkte eller indirekte måte innkjøps- eller utsalgspriser eller andre forretningsvilkår, b) å begrense eller kontrollere produksjon, avsetning, teknisk utvikling eller investeringer, c) å dele opp markeder eller forsyningskilder, d) å anvende overfor handelspartnere ulike vilkår for likeverdige ytelser og derved stille dem ugunstigere i konkurransen, e) gjøre inngåelsen av kontrakter avhengig av at medkontrahentene godtar tilleggsytelser som etter sin art eller etter vanlig forretningspraksis ikke har noen sammenheng med kontraktsgjenstanden."

EØS-avtalens artikkel 59 del 2: "Foretak som er blitt tillagt oppgaven å utføre tjenester av allmenn økonomisk betydning, eller som har karakter av et fiskalt monopol, skal være undergitt reglene i denne avtale, fremfor alt konkurransereglene, i den utstrekning anvendelsen av disse regler ikke rettslig eller faktisk hindrer dem i å utføre de særlige oppgaver som er tillagt dem. Utviklingen av samhandelen må ikke påvirkes i et omfang som strider mot avtalepartenes interesser."

Kilde: Lovdata

Sakene rundt GFU og gassmarkedsdirektivet har vært en av de mest konfliktfylte prosesser mellom Norge og EU. Kjøperlandene i EU hadde med rettslige midler

oppnådd at de norske selskapene forpliktet seg til å selge mer gass enn planlagt, og at norske myndigheter avvirket GFU og FU ordningene, som bare noen år tidligere ble betraktet som en integrert del av det norske ressursforvaltningssystemet og et nødvendig instrument for utbygging av og eksport fra norske gassfelt (OED 1997: 27).

4.3.4. Utfallet av prosessen mot GFU

EØS-avtalen har brakt Norge i en særstilling blant gasseksportører til EU. De tre andre store gasseksportørene til EU, Algerie, Libya og Russland, har sterk statlig styring av eksportleddet, faktisk mer kontrollert og koordinert enn den norske GFU ordningen var. Disse landene har ikke vært gjenstand for den samme rettsprosessen som Norge. Dette ble også påpekt av Bondevik I regjeringen i 1997, da denne i et brev til EU påpekte hvordan EØS-avtalen svekket Norges konkurransevne sammenliknet med Algerie og Russland.⁴² EU har ikke tilsvarende virkemidler overfor disse landene som EØS-avtalen gir i forhold til Norge.

Dette illustrerer betydningen av måten Norge tilpasses EU gjennom EØS-avtalen. Den dominerende bruk av regler og juridiske prosesser får også betydning for politikken innhold: Snarere enn å utvikle et energipolitisk samarbeid ble forholdet mellom Norge og EU preget av at den generelle konkurransepolitikken i det indre marked skulle introduseres også på energiområdet. Dette har det ikke vært tradisjon for verken i EU eller Norge, men gjennom denne prosessen har den underliggende konflikten mellom eksportøren Norge og importørlandene i EU blitt langt mer fremtredende enn tidligere. På dette punktet skiller olje- og gassektoren seg fra de fleste andre sektorene. Med utviklingen av en mer helhetlig energipolitikk i EU kan dette tenkes å bli modifisert i årene framover.

Effekten av endringene gjennom åpning av transport-systemet for gass og avviklingen av GFU/FU-systemet kan samtidig ha vært moderate. Muligens ville noen av endringene kommet uansett. Etter oppløsningen av GFU/FU-systemet er det fortsatt sterk felt- og eierkonsentrasjon på sokkelen rundt Statoil og SDØE. Ytterpunktet for å skape mest mulig konkurranse i salget ville være at de enkelte lisenshaverne på hvert felt skulle selge sin gass uavhengig av hverandre og slik splitte hvert felt maksimalt. Dette var EUs utgangspunkt. En lisenshaver med en gitt prosentandel av et felt kan imidlertid over tid ikke selge mer gass enn andelen tilsier, og dette volumet avhenger av hva alle de andre lisenshaverne selger.

⁴¹ Commission successfully settles GFU case with Norwegian gas producers. Commission press release: IP/02/1084.

⁴² Referert i Dagens Næringsliv, 23. oktober 1997.

Sammen med gassproduksjonen produseres som regel dessuten også olje. Fra et ressursutnyttelsessynspunkt må produksjonen av olje og gass optimaliseres i forhold til hverandre for at reservoarene skal utnyttes optimalt. Det ville være nær umulig å foreta noe omfattende salg fra en lisenshaver i et felt uten samordning med de andre lisenshaverne selv om en kan tenke seg ulike løfteordninger som skjevfordeler salget i perioder. Dette gjør at det lavest mulige nivå for definisjon av en produsent vil måtte bli på produksjonsområde eller det enkelte feltet. Siden tyngden av norsk gassproduksjon dertil består av noen få felter, med en sterk konsentrasjon på eiersiden med statlig norsk dominans på tvers av feltene, er det fortsatt sterk konsentrasjon rundt de samme aktørene som tidligere håndterte norsk gassalg gjennom GFU. En opphevelse av GFU endret dermed ikke selgerkonsentrasjonen målt ved felt eller selskap på norsk sokkel fundamentalt, men åpnet for en viss nødvendig fleksibilitet i salg av mindre og mer ulike kontrakter.

Innen dette nye rammeverket lyktes norske myndigheter, med OED i spissen, å gi den norske strukturen en ny utforming, men der kontrollen i hovedsak ble beholdt. Departementet endret strategi fra konflikt til samarbeid og innovativ tilpasning. Det nye tariffsystemet for gasstransport på sokkelen ble ikke veldig forskjellig fra det gamle (Austvik 2003b: 101–111). At hvert selskap ikke skulle selge all sin gass gjennom GFU, var tiden også langt på veg moden for. Alternativt måtte GFU få en modifisert utforming. Med staten som eeneier av SDØE, og hovedaksjonær i både Statoil og Hydro, vil eventuelle behov for å hindre overskuddstilbud i markedet likevel kunne håndteres. Den norske forhandlingsposisjonen overfor kjøperne ble likevel svekket, om enn ikke på noen fundamental måte.

For EU var etterlevelse av konkurranseprinsippene viktig. Samtidig som EØS-avtalen er opptatt av nasjonsnøytrale konkurranseprinsipper åpner den også for at for at staten kan utføre oppgaver utover det å være regulator. I forbindelse med gassdirektiv- og GFU-sakene, og den samtidige delprivatiseringen av Statoil, ble Gassco og Petoro etablert som 100 % statlig eide selskaper i tillegg til at GasLed ble etablert som et myndighetskontrollert tariffingssystem for gasstransport. En viktig erfaring er at mer konkurranse mellom private aktører kan under avtalen føre til mer statlig virksomhet for å nå viktige målsetninger som tidligere ble ivaretatt gjennom statskontrollerte selskaper (som Statoil).

4.4. Elektrisitetsdirektivene⁴³

EUs elektrisitetsdirektiv (EU 1996), var et første skritt i retning av liberalisering av det europeiske elektrisitetsmarkedet. Det ble vedtatt seks år etter Norge liberaliserte det nasjonale kraftmarkedet gjennom den nye Energiloven av 1990 (se avsnitt 4.4.2). Et interessant moment ved EU-kommisjonens arbeid for liberalisering og deregulering av kraftmarkedene er at den startet uten spesifikt mandat fra medlemsstatene. Kommisjonen benyttet de generelle reglene for handel i det indre markedet, og videreutviklet lovgivningen fra telekommunikasjonsbransjen, hvor man hadde erfaring fra prosesser med deregulering og liberalisering. På begynnelsen av 1990 tallet var sjansen for å få flertall blant medlemslandene for en innføring av et sterkt EU regelverk på dette området liten. Kommisjonen støttet seg så på artikkel 106-2 (tidligere 86) i EU-traktaten.⁴⁴ Formuleringen i denne artikkelen ga Kommisjonen grunnlag for å forsøke å oppløse enkelte monopol i kraftsektoren. Forhandlingene om det første direktivet for elektrisitetsmarkedet tok fire år før det ble endelig vedtatt i EU. I 2003 og 2009 kom nye direktiver sammen med tilsvarende for gassektoren.

4.4.1. Hovedinnholdet i direktivene

Senter for Europarett ved Universitetet i Oslo utarbeidet i 2007 en gjennomgang av de EØS-rettslige rammene for revisjon av den norske energiloven. Om virkemiddelbruken i EUs andre elektrisitetsdirektiv (2003) skriver forfatterne følgende:

“Direktivets virkemidler for å nå målsetningen om opprettelse av et indre elektrisitetsmarked er i hovedsak strengere regler om tredjepartsadgang til elektrisitetsnettet, krav til selskapsmessig adskillelse av nettselskaper fra vertikalt integrerte produksjons- og omsetningsfunksjoner, krav til opprettelse av en selvstendig energiregulator og strengere regulering av nettselskapenes ansvar og virksomhet” (Bjørnebye mfl. 2007: 29).

EUs andre el-direktiv førte imidlertid til svært få endringer i norsk energilov. I forhold til norsk og nordisk lovgivning slo direktivet kun inn åpne dører. Direktivets hovedvirkemidler var i stor grad elementer

⁴³ Dette avsnittet bygger på Claes og Vik 2011.

⁴⁴ “Undertakings entrusted with the operation of services of general economic interest or having the character of a revenue-producing monopoly shall be subject to the rules contained in the Treaties, in particular to the rules on competition, in so far as the application of such rules does not obstruct the performance, in law or in fact, of the particular tasks assigned to them. The development of trade must not be affected to such an extent as would be contrary to the interests of the Union”.

som allerede var implementert i Norge. For eksempel krevde direktivet at alle kunder skulle ha adgang til fritt å velge elektrisitetsleverandør fra 1. juli 2007 – noe som allerede var implementert i Norge fra energiloven trådte i kraft i 1991. Det tredje el-direktivet kom som del av energipakken i 2009 og omfattet for el-sektoren spesielt direktiv 2009/72/EC (om felles regler for det indre elektrisitetsmarkedet - Elektrisitetsdirektiv III); Forordning (EC) Nr.714/2009 (om betingelsene for adgang til nettverket for grensekryssende elektrisitet); og Forordning (EC) Nr. 713/2009 (om etablering av et europeisk byrå for samarbeid mellom energiregulatorene, ACER). I forhold til de andre to el-direktivene går direktivene i den tredje pakken lengre, og viser at EU er i ferd med å ta igjen de nordiske landene når det gjelder lovgiving på dette området. Heller ikke det tredje el-direktivet vil imidlertid ha særlig betydning for Norge siden vi allerede har ordninger som faller innenfor forslagene. Opprettelsen av ACER, som skal dekke regulering av både elektrisitet og gass, kan tenkes å kunne få betydning på sikt for hvordan det norske markedet blir regulert. Som tidligere drøftet er det imidlertid nokså åpent hvordan ACER vil utvikle seg.

4.4.2. Den norske forvaltningen

Kapittel 2.1 beskrev en forvaltningsstyrt norsk kraftsektor med en dominerende rolle for offentlige organer både på eiersiden, reguleringssiden og i selve kraftomsetningen. Med energiloven av 1990 ble omsetningsleddet i kraftsektoren kastet om. Vi fikk også et helt nytt reguleringsregime og nye vilkår for produsentene. For det første er det grunn til å tro at effektiviteten i sektoren er blitt bedre fordi overskuddsstrøm i en region nå selges til områder der det er underdekning av kraft. Dette har ledet til en geografisk utjevning av prisene (Kinnunen 2005). Samtidig må ikke inntrykket av nasjonal utjevning overdrives, regionale prisforskjeller er blitt mindre, men de er ikke eliminert. Begrensninger i overføringsnett gjør at markedet i store deler av tiden er oppdelt i mindre og atskillig mer konsentrerte delmarkeder. Den viktigste effektivitetsgevinsten er hentet ut ved at den økte etterspørselen siden 1990 har blitt dekket opp uten vesentlig utbygging av nye vassdrag. Prisnivået avhenger av tilbud og etterspørsel, slik at prisene er høye når markedene er stramme og tilsvarende lave når de ikke er det.

For det andre har koblingen opp mot et nordisk og etter hvert europeisk kraftmarked gjort Norge mindre avhengig av egenprodusert kraft. Samtidig har de relativt lave prisene etter reformen på 1990-tallet og fram til kapasiteten ble tilnærmet fullt utnyttet over det siste 10-året gjort det mindre økonomisk attraktivt å

investere i ny kapasitet. Til sammen har disse forholdene skapt en situasjon hvor produksjonskapasiteten ikke har greid å følge med forbruksveksten over tid. Norge er ikke lenger selvforsynt med elektrisk kraft. Om dette skal oppfattes som et problem, er blant annet avhengig av hvor god forsyningssikkerheten utenfra er. Norske politikere snakker fortsatt om en nasjonal kraftbalanse som et selvstendig mål, men i realiteten er det ikke truffet tiltak egnet til å opprettholde denne (Christiansen 2007). Avhengigheten av og integrasjonen i et større kraftmarked gjør også at prisene ikke lenger bare avgjøres av forholdet mellom tilbud og etterspørsel i Norge. Dette gjør det norske kraftmarkedet sårbart for prissjokk generert utenfor landets grenser samtidig som potensielle prissjokk generert i Norge, for eksempel ved unormalt lite nedbør, kan motvirkes av økte forsyninger utenfra. Sammenlignet med andre sektorer er det liten tvil om at endringene i kraftsektoren er betydelige. Særlig når det gjelder omsetningen i engrosmarkedet har bruken av markedsmekanismer gått langt med etableringen av kraftbørsen Nordpool. Også når det gjelder forbrukernes mulighet til å velge kraftleverandør var Norge tidlig ute med mer vidtgående reformer enn andre land. Fra å være en sektor klart definert som ren forvaltningsvirksomhet er den norske kraftsektoren i dag i all hovedsak å betrakte som markedsbasert næringsvirksomhet.

Energiloven omfattet større endringer enn minimumskravene til tredjepartsadgang og åpenhet rundt tariffen som ble nedfelt i direktivene. Konsekvensene av den nye energiloven i Norge var en betydelig reduksjon i antallet energiselskaper, og et skille mellom nettleie og kraftleveranse, full tredjepartsadgang og full frihet i valg av leverandør for alle forbrukere. Liberaliseringen av den norske elektrisitetssektoren gikk dermed vesentlig lenger enn det EUs elektrisitetsdirektiver tilsier 20 år senere.

4.4.3. Reforminspirasjoner i kraftsektoren utenfor EØS-avtalen

Siden Norge hadde liberalisert kraftsektoren før EU var det ikke snakk om tilpasning eller forhandlinger mellom Norge og EU. Energiloven av 1990 var ikke et resultat av direkte tilpasning til EUs lovgivning, men den var heller ikke upåvirket av det som skjedde i EU og Europa, særlig i Storbritannia, selv om påvirkningsformen var helt annerledes. Det foregikk en generell EU-tilpasning i Norge etter at statsminister Brundtland allerede i 1988 hadde satt saken høyt på Arbeiderpartiets dagsorden. I stortingsdebatten om regjeringens "Europamelding" koblet hun Europa-visjonene med den norske energipolitikken: *"Det er vår politikk å bidra til Europas energiforsyning [...] våre petroleumsressurser har økonomisk og strategisk betyd-*

ning for EF og har gjort Norge til en mer interessant samarbeidspartner også utenfor energiområdet".⁴⁵ Da arbeidsgruppen for energispørsmål, nedsatt av regjeringens statssekretærutvalg for EF-saker kom med sin rapport i 1990, tok den utgangspunkt i at EF-kommisjonen allerede hadde konkrete planer om å innføre nye el- og gassdirektiver. Ifølge Jacobsen (1998: 224) var dette innspillet fra embetsverket noe av det som drev frem de norske energilovreformene. Han peker også på betydningen av den store trafikken av byråkrater mellom Oslo og Brussel, og at Norge ønsket å ligge i forkant av de øvrige EFTA-land i tilpasningen til EUs indre marked (Ibid.). Han konkluderer imidlertid med at legitimitetsgrunnet for å reformere den norske energisektoren var bredere, tuftet på EØS-prosessen, energireformene i Storbritannia i 1989 og på nedgangskonjunktturene norsk økonomi var inne i.

I 1989 kom utredningen En bedre organisert stat (NOU 1989:3) under ledelse av Tormod Hermansen. Dette utvalget gikk igjennom statlig næringsvirksomhet på bred front og diskuterte forvaltningsmessige utfordringer. Utvalget hadde i utgangspunktet ikke EU-tilknytning på agendaen, men Tormod Hermansens egen vurdering av dette arbeidet viser hvilketland og modeller han hentet sin inspirasjon fra:

"Jeg tror på mange måter at det jeg gjorde, var å fange opp en internasjonal effektiviseringstrend – en annen tilnærming til statlig virksomhet med andre styringsfilosofier – bl.a. det Thatcher gjorde i England [...] vi var både nysgjerrige og opptatt av at Norge måtte ikke på en måte nå bli hengende etter" (sitert i Jacobsen 1998: 182).

Thatchers reformer i Storbritannia og EU-kommisjonens generelle arbeid med det indre marked var åpenbart en inspirasjonskilde for norske samfunnsentreprenører som søkte å reformere norsk offentlig forvaltning, med særlig fokus på tele- og kraftsektorene.

Den norske energiloven av 1990 var såpass vidtgående at EUs elektrisitetsdirektiver ikke førte til store endringer i det norske lovverket. Det er derfor vanskelig å sakke om en juridisk EU-tilpasning. Snarere ble den norske energiloven et eksempel for etterfølgelse fra EUs side. Mens innføringen av gassmarkedsdirektivet i norsk lov var svært omstridt, både blant de norske selskapene, i OED og på politisk nivå, gikk implementeringen av EUs andre elmarkedsdirektiv smertefritt. Direktiv 2003/54/EC ble implementert i EØS området den 2. desember 2005 og erstattet EUs

første forsøk på å etablere en europeisk lovgivning for el-området (Direktiv 96/02/EC) (Bjørnebye mfl. 2007). Slik sett kan man si at det rett og slett ikke var noe særlig å forhandle om eller å tilpasse Norge til, siden vi allerede hadde gjennomført mer vidtgående liberaliserende reformer i elektrisitetssektoren. Grunnen til at det går såvidt sakte med prosessene i EU er store interne stridigheter med hensyn til oppsplitting av de store vertikalt integrerte selskapene (selskaper som har eierinteresser i både produksjon, distribusjon og salg (Delvaux mfl. 2008). Det dukker imidlertid opp en annen sak innenfor kraftsektoren som ble langt mer problematisk og konfliktfylt i forholdet mellom EU og Norge, nemlig hjemfallssaken (se kapittel 4.5).

4.4.4. Konsekvenser for norsk kraftsektor av det andre og tredje el-direktivet

Lovgivningen som regulerer det norske markedet for kraft inkluderer den norske energiloven, revidert i 2009, samt EUs regelverk på området. Inntil 2009 har norsk lovgivning stort sett ligget i forkant av utviklingen i EU. Imidlertid har unionen med sin siste pakke av direktiver på området nå fått en viktig rolle i den videre utviklingen av markedet. Som i de tidligere rundene med EU-lovgivning ligger fokus i den tredje energipakken på Eiermessig adskillelse av vertikalt integrerte foretak – særlig i forhold til systemoperatørene (TSOene). Pakken ser også nærmere på regulatorne og regulatorenes uavhengighet fra andre aktører – også de politiske både på EU-plan og nasjonalt. Et viktig moment i den tredje pakken er opprettelsen av nye organisasjoner for samarbeid mellom TSOer og regulatorer. Til forskjell fra det 1. og 2. direktivet legger EUs tredje runde med lovgivning et visst press på det nordiske systemet. Særlig gjelder dette for opprettelsen av ENTSO-E og ACER, politisk uavhengige regulatorer og Eiermessig adskillelse.

ENTSO-E og ACER er de nye samarbeidsorganisasjonene i Europa for henholdsvis TSOene og de nasjonale regulatorne. De nordiske TSOene samarbeidet tidligere i organisasjonen Nordel, som blant annet hadde ansvaret for nettplanlegging i det nordiske energisystemet. Organisasjonen Nordel ble lagt ned per 1. januar 2008, og det nordiske samarbeidet mellom TSOene ble lagt inn under ENTSO-E. Det er i øyeblikket ikke helt avklart hvordan nordisk nettplanlegging skal foregå i framtiden (EMG 2010). De nordiske regulatorne samarbeider i organisasjonen NordReg, denne skal ikke legges ned men mye av aktiviteten vil i framtiden kunne forankres i ACER. ACER skal i tillegg til å være et organ for samarbeid mellom de ulike regulatorne også være et organ under kommisjonen med myndighet til å fatte vedtak i enkelte saker (Delvaux mfl. 2008).

45 St.forh. (1987–88): 3913, gjengitt i Jacobsen (1998: 207).

Som medlem av EØS, men ikke medlem av EU, er det usikkert hvorvidt den norske regulatoren NVE får delta i dette samarbeidet med stemmerett på lik linje som de andre deltakerne. I et regime hvor Norge inngår i et integrert samarbeid i Norden kan det potensielt by på noen problemer om NVE ikke kan delta fullt ut i samarbeidet mellom de markedsregulerende institusjonene. I de tredje el- og gassdirektivene understrekes det at regulatoren skal være uavhengig fra alle andre interesser. Regulatoren skal ha autonomi til å fatte beslutninger uten politisk deltakelse, og den skal ha budsjettmessig uavhengighet. Norge har en sterk regulator som siden energiloven fra 1990 har vært til dels uavhengig fra politisk ledelse. Imidlertid er ikke NVE budsjettmessig uavhengig, og institusjonen har et langt bredere arbeidsområde en bare el-regulering. Det er vanskelig nå å si hvordan dette vil slå ut, men formuleringene i pakken om dette kan potensielt føre til endringer i NVEs struktur og organisasjon. Hovedfokus i den tredje pakken ligger dog på å opprette et smidig internasjonalt marked for elektrisitet i EU. Her har Norden og Norge hatt, og vil komme til å ha, en del innflytelse gjennom å være i forkant av utviklingen. Det nordiske kraftmarkedet er verdens mest integrerte internasjonale marked for kraft, og markedsplassen NordPool Spot nyter stor tillitt. Selv om handel på Nord Pool Spot er frivillig har andelen kraft som handles på Nord Pool økt fra 42 prosent i 2004 til 76 prosent i 2008 (NordReg 2009).

4.5. Hjemfallssaken

4.5.1. Opphavet til hjemfallet

Mens den norske energiloven av 1990 medførte en kraftig liberalisering av omsetningen av elektrisk kraft beholdt myndighetene full kontroll over eierskapet til vannkraftressursene, med nærmere nitti prosent i statlig, fylkeskommunalt eller kommunalt eie. Det nasjonale og offentlige eierskapet var et resultat av lovgivningen på begynnelsen av 1900-tallet. Det var sentralt for Norge som ny nasjon å sikre den nasjonale kontrollen med vannkraften, og virkemiddelet var lovgivning: "panikkloven" av 1906, ervervsloven av 1909, vassdragsreguleringsloven av 1911 og den mer gjennomarbeidede konsesjonsloven av 1917. Det var altså en mer enn ti år lang rettsutvikling som la grunnlaget for konsesjonsregimet og det offentlige eierskapet i kraftsektoren.

Arkitekten bak konsesjonslovene var daværende justisminister Johan Castberg. Castberg var sterkt inspirert av den amerikanske sosialfilosofen Henry George som

så naturressurser som en forutsetning for industrielt arbeid, men samtidig var de også en gave fra Gud som burde tilfalle samfunnet og ikke private grunneiere. Siden den private eiendomsretten vanskelig kunne avskaffes mente George at staten burde skattlegge eiendom. Ideen om ressursrente eller grunnrente som ville stige med utnyttelsen av ressursene sto sentralt hos George, og hos Castberg:

“Ideen om ufortjent verdiøkning og grunnrente var en viktig idémessig forutsetning for at samfunnet i det hele tatt skulle kunne kreve noe av vannkrafteiernes avkastning [...] Men i bunnen for mange av konsesjonspolitikernes engasjement lå det en oppfatning av at vannkraften egentlig var, eller burde være, samfunnets eiendom [...] Det er derfor vanskelig å forstå motivasjonen bak konsesjonslovene uten å forstå grunntankene i georgismen” (Thue 2003: 55).

Både erverv og leie av vannfall ble konsesjonspliktig (Skjold og Thue 2007: 50-1). Konsesjonene ble tidsbegrenset til mellom 60 og 80 år. Vannfallet med installasjoner og alle rettigheter ville etter det vederlagsfritt tilfalle staten. Verken tidsbegrensningen eller hjemfallet gjaldt for kommunene eller fylkeskommunene. Bakgrunnen for panikkloven i 1906 var trusselen om at utlendinger var i ferd med å kjøpe opp norske vannfall i stor skala. Med konsesjonsloven av 1917 ble også norske private investorer tidsbegrensninger på konsesjonene og pålagt hjemfall.

4.5.2. Rettsprosessen

Det er altså denne loven fra 1917 som EFTAs overvåkningsorgan ESA kaster sine øyne på i november 2000. Etter de sedvanlige mer uformelle forpostfektningene avgir ESA i juni 2001 et såkalt åpningsbrev hvor de påpeker hvordan konsesjonsloven av 1917 bryter med EØS-avtalens artikkel 31 og 40 (se boks 4.2). Argumentet var at det brøt med etableringsfriheten og likebehandlingen av norske og utenlandske selskaper når bare norske offentlige institusjoner kunne få evigvarende konsesjon. Særlig tydelig ble dette dersom et privat selskap kjøpte seg inn i et vannfall hvor konsesjonen hadde løpt noen år allerede. I slike tilfeller ville nemlig ikke selskapet få en ny tidsbegrenset konsesjon, men tre inn i den eksisterende. Da ville konsesjonen kun vare de gjenværende årene. Konsesjonsloven var også i strid med artikkel 40 siden forskjellsbehandlingen av offentlige og private konsesjonshavere gjorde verdien av investeringene mindre i private kraftselskap sammenlignet med offentlige kraftselskap.⁴⁶

46 ESAs brev av 8. mars 2001. En rekke dokumenter i hjemfall-

.....

Boks 4.2: EØS-avtalens regler for etableringsrett

Art 31. "1. I samsvar med bestemmelsene i denne avtale skal det ikke være noen restriksjoner på etableringsadgangen for statsborgere fra en av EFs medlemsstater eller en EFTA-stat på en annen av disse staters territorium. Dette skal gjelde også adgangen til å opprette agenturer, filialer eller datterselskaper for så vidt angår borgere fra en av EFs medlemsstater eller en EFTA-stat som har etablert seg på en av disse staters territorium."

Art 40. "Innen rammen av bestemmelsene i denne avtale skal det mellom avtalepartene ikke være noen restriksjoner på overføring av kapital tilhørende personer bosatt i EFs medlemsstater eller EFTA-statene og ingen forskjellsbehandling på grunn av partenes nasjonalitet, bosted eller stedet for kapitalanbringelsen. Vedlegg XII inneholder de bestemmelser som er nødvendige for å gjennomføre denne artikkel."

Kilde: Lovdata

Det norske tilsvaret til ESAs åpningsbrev argumenter med at hjemfallsordningen er en del av nasjonal forvaltning av naturressurser og derfor ligger utenfor EØS-avtalens virkeområde. Dette slås fast som et faktum.⁴⁷ Subsidiært viser OED til EØS-avtalens artikkel 125 som fastslår følgende: "Denne avtale skal ikke på noen måte berøre avtalepartenes regler om eiendomsretten". Denne artikkelens formulering anses fra norsk side å gi den forrang fremfor de artiklene som ESA bygget sin argumentasjon på. Som støtte for dette gjengis flere formuleringer fra det forberedende arbeidet på norsk forut for inngåelsen av EØS-avtalen. Særlig følgende formuleringer viser hvordan den norske regjering tenkte om disse spørsmålene forut for inngåelsen av EØS-avtalen:

"Ressursforvaltningen omfatter alle forhold av betydning for utnyttningen av vårt vannkraftpotensial, utforming av regulerings- og produksjonsanlegg, trasévalg for kraftlinjer og ulike vilkår knyttet til utbygging. Ressursforvaltning er et nasjonalt ansvar som tilligger statlige myndigheter. Dette forholdet berøres ikke av EØS-avtalen" (St.prp. 100 (1991–92): 166, gjengitt i OED 2001: 5).

Hjemfallet behandles også helt konkret i samme dokument. Her slås det fast at "den del av konsesjonslov-

saken er samlet på OEDs hjemmeside: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vassdrag/Hjemfall.html?id=449052.

Også de påfølgende dokumenthenvisninger er hentet herfra.

47 OEDs brev av 20. april 2001.

givningen for vannfall som gjelder ressursforvaltning, berøres ikke av EØS-avtalen" (St.prp. 100 (1991–92): 200, gjengitt i OED 2001: 5). Enkelte bestemmelser som innebar forskjellsbehandling på bakgrunn av nasjonalitet ble imidlertid foreslått fjernet. Dette punktet blir brukt av ESA i deres grunngitte uttalelse i februar 2002. ESAs innfallsvinkel til EØS-avtalens virkeområdet er ganske forskjellig fra den norske. ESA fastslår statens rett til å avgjøre om en naturressurs skal utnyttes eller ikke og at statene er i sin fulle rett til å forvalte egne ressurser. Dette tilsidesetter imidlertid ikke EØS-avtalen. Snarere påpeker ESA at denne forvaltningen nettopp skal skje i samsvar med EØS-avtalens bestemmelser. At norske myndigheter endrer hjemfallsordningen for å unngå forskjellsbehandling på bakgrunn av nasjonalitet viser EØS-avtalens gyldighet:

"Indeed, at that time [ved EØS-avtalens inngåelse], provisions discriminating directly against nationals of other EEA States were removed from the legislation at issue. Such removal would have been unnecessary if the legislation did not fall within the scope of the EEA Agreement"⁴⁸

ESA viser også til flere av de direktivene som er behandlet i andre avsnitt som begrunnelse for EØS-avtalens anvendelse når det gjelder andre naturressurser som olje og gass.

Nasjonalitetsdiskrimineringen fremstår som et sentralt element i denne juridiske prosessen. Ved EØS-avtalens inngåelse endret man hjemfallsordningen slik at norske private aktører og private aktører fra andre EØS-land ble behandlet likt. Norske offentlige aktører ble imidlertid fortsatt begunstiget med evige konsesjoner og fritak for hjemfall. Indirekte skapte dette, i følge ESA, en forskjellsbehandling av utenlandske aktører:

"The Court of Justice of the European Communities has ruled, in particular, that national measures, even when applying without distinction to all companies, whether of the nationality of the Member States concerned or of foreign nationality, are incompatible with the freedom of establishment, when they essentially favour public companies of the nationality of the Member State concerned"⁴⁹.

I et brev til ESA av 19. April 2002 viser OED til den grunngitte uttalelsen og bebuder en endring i lovgivningen slik at hjemfallet blir gjort gjeldende for alle konsesjoner. Gjennom en høringsrunde samme høst

48 ESAs brev av 27. juni 2001..

49 ESAs brev av 20. februar 2002 .

framkom det sterkt motstand mot en slik løsning:

“Bransjeorganisasjonen EBL ønsket å få fjernet hele hjemfallsinstituttet. Organisasjonen så på departementets forslag som et ‘statlig ran’ av kommunale og fylkeskommunale kraftverk. Andre var bekymret for at hjemfall også på offentlige kraftverk ville fungere som et incentiv for kommuner og fylkeskommuner til raskt å selge unna kraftverkene sine” (Thue 2003: 236).

En offentlig utredning av hele hjemfallssaken ble iverksatt, uten at utvalget kom fram til en omforent modell (NOU 2004:26). ESA stilte den videre rettsprosessen i bero i påvente av utfallene av disse politiske prosessene på norsk side. Valget i 2005 medførte et regjeringsskifte. I den politiske plattformen (Soria-Moria-erklæringen) til den nye rød-grønne regjeringen (Ap, SV og Sp) heter det: “Dagens hjemfallsordning skal opprettholdes på en slik måte at offentlig og nasjonalt eierskap sikres.” I april 2006 gjorde regjeringen det klart overfor ESA at den ikke ville foreslå endringer i hjemfallsinstituttet. ESA brakte da saken inn for EFTA-domstolen. I partenes prosesskrifter blir argumentasjonen mer nyansert, men hovedproblemstillingen forblir den samme. Dette kommer f.eks. klart til uttrykk i Regjeringsadvokatens forsvarsskrift:

“The question is therefore only whether the contested differentiation between the rules governing public ownership (the main model) and private ownership (the exemption) is an issue which falls within the ambit of the agreement. Is this differentiation part of the basic ownership structure to hydropower as such, which must be exempted under article 125? Or is it merely part of the way in which national property rights are ‘exercised’, which must be subjected to the ordinary standards of EEA law?”⁵⁰

EFTA-domstolen slo i juni 2007 fast at forskjellen i regulering for offentlige og private eiere av vannkraft utgjorde en indirekte diskriminerende restriksjon på EØS-reglene om fri etablering og kapitalflyt. EFTA-domstolen godtok at hensynet til offentlig eierskap i prinsippet kan legitimere slike restriksjoner, men kom til at det likevel ikke gjaldt i dette tilfellet, ettersom det norske regelverket ikke var tilstrekkelig konsistent. På det grunnlaget ble Norge dømt (se ramme).

50 Regjeringsadvokatens *Statement of defence*, av 20. oktober 2006, side 55. Det er ikke rom i denne rapporten for en detaljert gjennomgang av denne rettssaken. Interesserte lesere henvises til nevnte utmerkede nettportal med informasjon og dokumenter lett tilgjengelig.

.....
Boks 4.3: EFTA-domstolens beslutning:

“The Court hereby: Declares that the Kingdom of Norway has infringed Articles 31 and 40 of the EEA Agreement by maintaining in force measures as laid down in Act No 16 of 14 December 1917 Relating to Acquisition of Waterfalls, Mines and Other Real Property etc., which grant to private undertakings and all undertakings from other Contracting Parties to the EEA Agreement, a time-limited concession for the acquisition of waterfalls for energy production, with an obligation to surrender all installations to the Norwegian State without compensation at the expiry of the concession period, whereas Norwegian public undertakings benefit from concessions for an unlimited period of time.”

Kilde: Judgement of the EFTA Court, 26 June 2007 in Case E-2/06

http://www.regjeringen.no/Upload/OED/pdf%20filer/Hjemfall/Hjemfall_dommen_26juni07.pdf

Domstolen fulgte imidlertid ikke ESAs argumentasjon fullt ut. Under rettssaken argumenterte ESA for at forskjellsbehandlingen av offentlige og private aktører var direkte diskriminerende, mens EFTA-domstolen anså dette forholdet som indirekte diskriminerende, noe som i EØS-rettslig forstand er noe annet og langt mindre alvorlig, og som enklere kan begrunnes og legitimeres. Norge argumenterte videre for at offentlige og private eiere egentlig ikke kunne sammenlignes i denne sammenheng. Snarere var det tale om en saklig forskjellig regulering av to ulike kategorier av eierskap. Siden hele hensikten med hjemfallsinstituttet er å oppnå offentlig eierskap til vannkraften gjelder hjemfallsreglene for privat men ikke for kraftverk som allerede er offentlig eiet. Dette er ikke forskjellsbehandling, men en saklig begrunnet regulering av to ulike typer aktører. På dette punkt fikk Norge støtte fra Kommisjonen:

“[I]t would make little sense for undertakings already in public ownership to «revert» into public ownership at the end of a time-limited period. Instead, the different nature of their concession (its indefinite nature) is consistent with the different category in which these undertakings find themselves, precisely because they are already in Norwegian public ownership”(Ot.prp. nr. 61 (2007-08): 59).

4.5.3. Norges respons på domsslutningen

Den umiddelbare norske reaksjonen på domsslutningen var skuffelse. Daværende olje- og energiminister Odd Roger Enoksen uttalte følgende:

“Jeg er svært skuffet [...] Dommen er en uforholdsmessig sterk inngripen i norsk sjølråderett [...] Hjemfall er så viktig for Norge at vi måtte gå aktivt ut og prøve denne saken for EFTA-domstolen [...] Jeg vil nå sette mine beste folk på saken. Alle steiner skal snus for å sikre det offentlige fortsatt styring og kontroll over vannkraftressursene”.⁵¹

Under en av disse steinene finner regjeringen en utvei. Som nevnt over var ikke problemet hjemfallsinstituttet og det statlige eierskapet som sådan, ei heller at ordningen innebærer nasjonale restriksjoner. Problemet var at “systemet for offentlig eierskap må være helhetlig og konsistent for at det skal begrunne restriksjoner” (Ot. Prp. 61 2007-08: s.60). Dermed behøvde ikke dommen å medføre at de private slapp hjemfall, man kunne rett og slett gjøre all vannkraft offentlig. Som Fredrik Sejersted påpeker: “Norge kan ikke ha en blanding av offentlig og privat eierskap som favoriserer det offentlige. Enten må man slippe til markedet - eller stramme inn det offentlige eierskapet.”⁵² Regjeringen velger det siste. Allerede i august 2008 vedtok man en kongelig resolusjon om en provisorisk anordning om offentlig eierskap til vannkraften.⁵³ Her fastslås følgende:

“Anordningen bygger på prinsippet om offentlig eierskap til landets vannkraftressurser. Adgangen til å gi nye private konsesjoner til erverv av vannfall fjernes. Dernest fjernes adgangen til å inngå avtaler om nytt erverv av eiendomsrett eller bruksrett til vannfall gjennom ”foregrepet hjemfall”. Endelig fjernes muligheten til å selge mer enn inntil en tredjedel av offentlig eide vannkraftselskaper til ikke-offentlige eiere”.

Modellen døpes ”konsolideringsmodellen”. Under denne forsterkes det offentlig eierskapet i forhold til tidligere ordninger. Siden private selskap ikke får nye selvstendige konsesjoner vil den vannkraften som inntil videre fortsatt er privat eiet, gå over til offentlig eierskap i fremtiden. Riktignok kan inntil en tredel av selskapene selges til private, men de vil like fullt være i offentlig majoritetseie. Departementet begrunnet denne modellen på følgende måte:

51 Dagens Næringsliv, 26. juni 2007: <http://www.dn.no/forsiden/politikkSamfunn/article1123474.ece>

52 Kronikk i *Aftenposten* 18. september 2008.

53 Kongelig resolusjon, saknr.: 07/01527, dato 6. august 2008: Provisorisk anordning om offentlig eierskap til vannkraften. <http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/2007-8335%20Utkast%20til%20foredrag%20til%20Provisorisk%20anordning%20om....pdf>

“konsolideringsmodellen vil kunne bli ansett som en restriksjon etter EØS-retten artikkelene 31 og 40, men at denne restriksjonen verken er direkte eller indirekte diskriminerende, og heller ikke utgjør noen forskjellsbehandling i rettslig forstand. Det siste har for øvrig ingen egen EØS-rettslig betydning. Så lenge modellen ikke er direkte diskriminerende, kan den uansett begrunnes under henvisning til at lovens formål er å etablere et system for offentlig eierskap” (Ot.prp. nr. 61 (2007-08): 59).

Dermed får EFTA-dommen den motsatte effekten av det enkelte lobbyister i Brussel nok hadde forventet, hjemfallsinstituttet ble ikke fjernet, snarere økte det offentlige eierskapet, i alle fall på sikt: “Hydro eier en rekke kraftverk i Norge, og dette er en av grunnene til at Hydro har vært blant de fremste lobbyistene i Brussel og kjempet mot den norske statens forsøk på å bevare hjemfallsretten”.⁵⁴ Konsolideringsmodellen ble så lagt ut til høring. I høringsrunden ble den utsatt for skarp kritikk, ikke minst fra Norsk Hydro.⁵⁵ For eksempel fikk aluminiumsverket på Karmøy hoveddelen av sin kraft fra Hydros egne vannfall i Røldal og Suldal. I 2022 tilbakeføres disse til staten i tråd med hjemfallsinstituttet.⁵⁶ Også opposisjonen på stortinget fremmet et alternativt forslag til konsolideringsmodellen, men denne vant ikke frem. Den 26. september 2008 ble den nye loven sanksjonert. Hjemfallssaken var avsluttet. Som i tilfellet med prosessene rundt det første gassdirektivet og privatiseringen av Statoil ble det mer statlig eierskap og styring og ikke mindre. OEDs rolle ble viktigere, ikke EUs konkurranseregler eller en nøytral politisk uavhengig regulator slik kanskje hensikten var sett fra EU.

4.6. Fornybardirektivet 2009

Som allerede påpekt har EUs energipolitikk utviklet seg kraftig de siste årene. Fram til for få år siden kan man si at EU knapt hadde en energipolitikk, men snarere en konkurransepolitikk som også krøp inn på energiområdet. Siktemålet var lavere energipriser til sluttbrukerne gjennom økt konkurranse i alle ledd i energisektoren. De siste årene har det vokst frem et mer helhetlig energipolitisk strategi i EU. Dette har særlig gitt seg utslag i vektlegging av to forhold utover konkurranseaspektet: energiforsyningsikkerhet, og et fokus på de miljø- og klimamessige sidene ved EUs energibruk. Ut fra disse forholdene har EU økt fokus

54 Dagens Næringsliv, 30. oktober 2007: <http://www.dn.no/forsiden/borsMarked/article1215964.ece>

55 Dagens Næringsliv, 2. mai 2008: <http://www.dn.no/forsiden/politikkSamfunn/article1394581.ece>

56 Dagens Næringsliv, 30. oktober 2007: <http://www.dn.no/forsiden/borsMarked/article1215964.ece>

betydelig på energieffektivisering og produksjon av mer fornybar energi. Det siste temaet ble satt ettertrykke-
lig på den europeiske dagsorden når EUs statsledere i
mars 2007 la grunnlaget for en politisk kurs hvor man
betrakter energi- og klimapolitikken som to sider av
samme sak. De overordnede målene var å bekjempe
klimaendringen, øke EUs energisikkerhet og styrke
EUs økonomiske konkurransekraft – samtidig (EU
2010a). Disse klima- og energipolitiske målsettingene
har også fått en høyere politisk status ved at de er tatt
inn som del av Lisboa traktaten i artikkel 194.⁵⁷

Norges tilpasning til EUs kvotehandelssystem for
CO₂-utslipp er en del av dette og i seg selv verdt
en egen rapport (Skjærseth og Wettestad 2008). På
energisiden står de ambisiøse 20-20-20 målsettingene
sentralt: 20% reduksjon i utslippet av klimagasser, 20%
reduksjon i EUs energiforbruk gjennom økt energi-
effektivisering og 20 % av EUs energiforsyning fra
fornybare kilder ut fra 1990-nivå – alt innen 2020. Når
det gjelder energieffektivisering er det forventet et nytt
direktivforslag relativt snart.

.....
Boks 4.4: Lisboa-traktatens artikkel 194 om energi

1. Som led i det indre markedes oprettelse og funktion
og under hensyn til kravet om at bevare og forbedre
miljøet sigter Unionens politik på energiområdet mod
i en ånd af solidaritet mellem medlemsstaterne: a) at
sikre energimarkedets funktion; b) at sikre energifor-
syningssikkerheden i Unionen; c) at fremme energieffektivitet og energibesparelser samt udvikling af nye
og vedvarende energikilder; og d) at fremme sammen-
kobling af energinet.

2. Europa-Parlamentet og Rådet fastsætter efter den
almindelige lovgivningsprocedure de foranstaltninger,
der er nødvendige for at nå de mål, der er nævnt i stk.
1, dog således at anvendelsen af andre bestemmelser
i traktaterne ikke berøres herved. Disse foranstalt-
ninger vedtages efter høring af Det Økonomiske og
Sociale Udvalg og Regionsudvalget. De berører ikke en
medlemsstats ret til at fastsætte betingelserne for ud-
nyttelsen af dens energiressourcer, dens valg mellem
forskellige energikilder og den generelle sammensæt-
ning af dens energiforsyning, jf. dog artikkel 192, stk. 2,
litra c).

3. Uanset stk. 2 fastsætter Rådet efter en særlig lov-
givningsprocedure med enstemmighed og efter høring
af Europa-Parlamentet de deri nævnte foranstaltning-
er, hvis de er af hovedsagelig fiskal karakter.

Kilde: eur-lex.europa.eu/JOhtml.do?uri=OJ:C:2010:083:SOM:DA:html.

⁵⁷ Det ligger utenfor rammene for denne rapporten å gi en detal-
jert beskrivelse av det brede lerretet som denne vendingen i EUs
politikk åpnet for.

Vi skal her fokusere på det siste direktivforslaget om
fornybar energi (Direktiv 2009/28/EC). Det finnes
også et ti år gammelt direktiv om bruk av fornybar
energi i elektrisitetssektoren.⁵⁸ I dette direktivet ble det
satt en målsetting om en andel på 21% fornybar energi
i elektrisitetsproduksjonen innen 2010. I 2008 var den
andelen alle sektorer litt over 10%, opp fra litt under
8 % i 2001. I elektrisitetsproduksjonen var andelen i
overkant av 16%, opp fra ca. 14% i 2001. Med det nye
direktivforslaget utvides ambisjonen om bruk av for-
nybar energi til energiforbruket generelt og det fastset-
tes juridisk bindende målsettinger, ikke bare angitte
nasjonale mål (EU 2011).

4.6.1. Direktivets hovedinnhold⁵⁹

Fornybardirektivet etablerer en felles politikk for å
fremme produksjon og bruk av fornybare energikilder.
Dermed bidrar direktivet til å trekke energipolitik-
ken inn i EUs fellesskapsinstitusjoner som del av en
felles energipolitikk. Det er fastsatt individuelle mål
for andelen fornybar energi for hvert enkelt med-
lemslands energiforsyning. Tilsvarende mål må også
settes for Norge. Målene skal i sum oppfylle et felles
mål om 20% andel fornybar energi innen 2020, men
medlemslandene får ulike individuelle og bindende
mål ut fra en egen beregningsmetode. Dette innebærer
at desto mer ett land øker sin fornybarhetsandel, jo
mindre behøver andre land å øke sine andeler, alt annet
likt. Medlemslandene pålegges riktignok å holde en
på forhånd angitt andel av fornybar energi i sitt totale
energiforbruk gjennom nasjonale støttesystemer og
ulike samarbeidsmekanismer (artikkel 6 til 11). Med-
lemsland skal utarbeide handlingsplaner for arbeidet
med å øke andelen fornybar energi innenfor de tre
forbruksområdene: elektrisitet, oppvarming/avkjøling
og transport. Kommisjonen skal overvåke implemente-
ringen av handlingsplanen og den faktiske utviklingen
i fornybarandelen for hvert enkelt medlemsland.

Direktivet fastsetter krav for nasjonale regler og
fremgangsmåter rundt autorisering, sertifisering og
lisensiering av produksjonsanlegg og tilhørende trans-
misjonsinfrastruktur, tekniske spesifikasjoner som må
være oppfylt for at utstyr og systemer som kan bruke
fornybar energi skal kunne oppnå støtte. På områder
der det blir utarbeidet standarder på EU-nivå skal disse
brukes. Det settes bestemmelser om at bygningsre-
guleringer og reglement skal fremme energieffektivi-

⁵⁸ Direktiv 2001/77/EC: *The promotion of electricity produced
from renewable sources.*

⁵⁹ EU 2009d

sering og energi fra fornybare kilder. På flere av disse områdene dukker det opp forskrifter som for eksempel forskrift om energimerking.⁶⁰

Medlemslandene pålegges å sørge for en tilstrekkelig utbygging av overføringsnettet for elektrisitet og å sikre en god driftssikkerhet i kraftsystemet. Dette vil legge grunnlaget for videreutvikling av fornybar elektrisitetsproduksjon. Direktivet legger opp til at myndighetene skal sette i gang tiltak for å få fortgang i konsesjonsbehandling av søknader om utbygging av overføringsnettet. Direktivet legger visse rammer for nettselskapene med sikte på å sikre gode vilkår for produsenter av fornybar elektrisitet. Medlemsland skal kunne velge mellom enten prioritert eller garantert adgang for fornybar energi. Nettselskapenes vilkår når det gjelder nettilknytning, produksjon, tariffing etc. må være ikke-diskriminerende, objektive og gjennom-siktige.

4.6.2. Norske synspunkter på fornybardirektivet

Norge står i en spesiell situasjon i denne skjæringsflaten mellom fornybare og ikke-fornybare energikilder. Norge er en stor eksportør av ikke-fornybar energi (olje og gass), samtidig som det innenlandske energiforbruket i Norge er sterkt dominert av fornybar energi (vannkraft). Dermed var det uproblematisk når EU vektla forbrukerinteressene i forbindelse med elektrisitetsdirektivet, men problematisk når de gjorde det samme med gassdirektivet. For EU var disse to sektorene helt parallelle. For Norge berørte de to grunnleggende sett helt forskjellige interesser.

Fornybardirektivet har en tilsvarende dobbelthet i seg. I utgangspunktet kunne man tro at et land som produserer mye fornybar energi ville ønske EUs økte satsing på dette velkommen. Fornybardirektivet vil kunne bidra til å øke etterspørselen etter norsk vannkraft, som er meget billig sammenlignet med alle andre kilder til elektrisitetsproduksjon. På den annen side vil økt etterspørsel etter norsk vannkraft øke strømprisene i Norge. Norske kraftprodusenters mulighet og tilbøyelighet til å eksportere kraften vil øke, samtidig som vi i stadig større grad importerer europeiske strømpriser i Norge. Graden av prisharmonisering avhenger særlig av tilstrekkelig overføringskapasitet mellom Norge, Kontinentet og Storbritannia.

⁶⁰ FOR-2009-12-18-1665 Forskrift om energimerking av bygning og energivurdering av tekniske anlegg (energimerkeforskriften).

Det er store variasjoner mellom medlemslandene når det gjelder utgangssituasjon for fornybar energi. Norge skiller seg ut med en betydelig høyere andel fornybar energi enn alle EUs medlemsland. En utfordring for Norge er at fornybardirektivet forutsetter at alle land øker sin andel av fornybar energi i den totale energiforsyningen uavhengig av hvor høy den er i utgangspunktet. Utgangspunktet er satt til 2005. Dersom andelen er veldig lav i utgangspunktet vil det være forholdsvis billig å øke andelen, mens dette vil bli dyrere jo høyere andelen er. I noen tilfeller vil det være bortimot umulig å øke andelen ytterligere, ikke minst i transportsektoren. Elektrisitetsproduksjon er den sektoren hvor det er enklest å introdusere fornybare energikilder. Her har Norge allerede over 98 % fornybarandel. I den totale energiforsyningen hadde Norge Ifølge SSB hadde Norge en fornybarandel i 2008 på 62 prosent, hvis man ser bort fra oljevirkosomheten. Dersom man legger EUs beregningsmetode til grunn, skal andelen øke til rundt 72 prosent innen 2020.⁶¹ Den norske fornybarandelen er mer enn halvannen gang så høy som Sverige, som er det medlemslandet som har høyest andel. I skrivende stund forhandler Norge med EU om beregningsmodellen for fastsettelse av de norske måltallene.⁶² Leder for Bellona Europa i Brussel, Paal Frisvold, mener at EUs flytting av det forvaltningsmessige ansvaret for relasjonen til Norge fra Kommisjonen til den nye utenriktjenesten svekker Norges forhandlingsposisjon:

“Nå kan hvert enkelt medlemsland gå inn i forhandlingene med Norge og kreve at Norge får en høy forpliktelse. For hvis Norge får et høyt fornybarmål, vil de andre landene få desto lavere mål, siden det er snakk om et spleiselag. OEDs jobb med å prute ned kravet for Norge er blitt vanskeligere av at det er EUs utenriktjeneste og ikke EU-kommisjonen som forhandler på vegne av EU.”⁶³

Siden denne saken fortsatt er inne i en forhandlingsfase i forholdet mellom EU og Norge er det ikke grunnlag for å trekke noen konkrete slutninger når det gjelder virkninger for Norge.

⁶¹ Aftenposten, 7. desember 2010: <http://www.aftenposten.no/nyheter/uriks/article3937282.ece>

⁶² Teknisk Ukeblad, 4. februar 2011: <http://www.tu.no/energi/article277684.ece>

⁶³ Teknisk Ukeblad, 1. mars 2011: <http://www.tu.no/energi/article281640.ece>

5. Energirelasjonen med EU som forhandlingsprosess

I det foregående kapitlet fokuserte vi virkningene på norsk politikk og forvaltning av de ulike EU direktivene og rettssakene innenfor energisektoren. I dette kapitlet skal vi studere hvordan de prosessene rundt implementeringen av direktivene og håndteringen av rettssakene har variert med sikte på å avdekke mønstre eller trender i utviklingen av måten energirelasjonen mellom EU og Norge blir håndtert av norske myndigheter.

5.1. Særtrekk ved behandlingen av de ulike sakene

Lisensdirektivet (1994) ble sluttbehandlet i perioden mellom da den ferdigforhandlede medlemskapsavtalen mellom Norge og EU forelå og den norske folkeavstemningen. Denne perioden omtales gjerne som interimperioden. Mange sentrale aktører i EU og i EUs medlemsland forventet at Norge skulle slutte seg til EU. Dette gjorde også at norske myndigheter deltok i EUs interne forhandlinger nærmest som om Norge var medlem. Norske energimyndigheter fikk derfor avgjørende innflytelse på utformingen av lisensdirektivet, noe som kommer til uttrykk i EUs egne vurderinger:

“state participation has been dealt with in the Hydrocarbon Licensing Directive in a manner which seems to meet important Norwegian interests, and recognizes the need to take these interests of Norway, as a major petroleum producer, adequately into account in the future as well”.⁶⁴

Det er grunn til å anta at denne formen for involvering var eksepsjonell: “Det at et land utenfor EU slipper til på denne måten er, så vidt bekjent, uten sidestykke i arbeidet med EUs indre marked” (Andersen 1995: 72). For eksempel ble det åpnet for at også andre relevante hensyn enn pris og effektivitet kunne legges til grunn ved konsesjonstildelinger. Når lisensdirektivet ble innlemmet i EØS-avtalen i 1995, var dermed Olje- og energidepartementets oppfatning at kun små endringer i norsk regelverk var nødvendig: “Det norske konsesjonssystemet [...] er i hovedsak i samsvar med de krav direktivet oppstiller. Direktivet vil kunne gjennomføres i norsk rett uten at dette vil kreve vesentlige endringer i lov og forskrifter.”⁶⁵ Selv om Norge ga sterkt uttrykk

for innvendinger mot direktivet i en tidlig fase ble det endelige vedtatte direktivet langt mer spiselig ikke minst på grunn av Norges adgang til beslutningsprosessen innad i EU. Kontakten mellom Norge og EU i denne saken foregikk på politisk nivå direkte mellom Olje- og energidepartementet og EUs energimyndigheter. Denne prosessen må dermed kunne betraktes som en prosess hvor partene søkte seg frem til et politisk kompromiss.

Det første elektrisitetsdirektivet ble vedtatt i EU i 1996. Direktivet ga få eller ingen umiddelbare endringsimpulser på norsk politikk siden Norge allerede fra energiloven ble vedtatt i 1990, hadde foretatt mer omfattende endringer enn minimumskravene til tredjepartsadgang og åpenhet rundt tariffen som ble nedfelt i direktivet. De senere elektrisitetsdirektivene har redusert det norske forspranget. Selve prosessen ble derfor lite politisert på norsk side. Siden i alle fall det første elektrisitetsdirektivet skapte lite endring på norsk side, ble implementeringen av det i all hovedsak en administrativ prosess.

Det første gassmarkedsdirektivet (1998) og GFU-saken (2001) kan ikke holdes helt adskilt, selv om den siste fasen hvor Kommisjonen går til sak mot Statoil og Hydro formelt sett skjer uavhengig av direktivet og EØS-avtalen. Det er vanskelig å tenke seg at norske myndigheter ikke forutså at en sammenslutning av norske selskaper som hadde de facto monopol på salg av all gass fra norsk sokkel ville vekke reaksjoner i EU. Det er også liten tvil om at GFU ble etablert som et markedsinstrument i 1986. Før GFU ble etablert var alt salg koordinert av Statoil. Denne statlige styringen av gass-salget ble nedfelt i statsdeltakelsesavtalene fra og med 4. konsesjonsrunde i 1979. Den strukturelle faktoren som lå til grunn for den koordinerte organiseringen av gass-salget var en betydelig konsentrasjon på kjøpersiden. De norske gasselgerne hadde på 1980-tallet i realiteten kun to kjøpere, British Gas og et konsortium av gasskjøpere på kontinentet. Det var helt naturlig at selgerne møtte denne kjøperkonsentrasjonen med konsentrasjon seg i mellom, i det minste innenfor ett enkelt land. Også mellom de tre gasseskportørene, Russland, Norge og Algerie var det en viss uformell koordinering, bl.a. ved at man ikke utfordret hverandre under pågående forhandlinger eller i hverandres kjerneområder. Russerne tok tidvis til orde for et mer formalisert samarbeid, et slags gass-OPEC.⁶⁶ På selgersiden hadde Norges konkurrenter, Russland og Algerie, et mildt sagt koordinert salg gjennom sine statlige eksportmonopol. Å bryte opp koordineringen

64 Note from the Working Party on Energy to the Permanent Representative Committee. Proposal for a Directive on the conditions for granting and using authorizations for the prospection, exploration and production of hydrocarbons. Document 10840/93 ENER 114 on 8 December 1993. Brussels The Council. Quoted in Nygaard 2000: 47.

65 Ot.prp. nr. 63 (1994–95).

66 *Aftenposten* 20. mai 1997.

på norsk side kunne åpenbart svekke Norges konkurransevne i forhold til disse to selgerne. Den mer situasjonsbestemte markeds situasjonen på begynnelsen av 1980-tallet pekte også i retning av et koordinert salg av gass. Norge hadde funnet mye gass. Det å bringe all denne gassen ut i det europeiske markedet samtidig som etterspørselen var svak, kunne medføre et betydelig prisfall. Det er dette hensynet som var den reelle bakgrunnen for koordineringen: "Produksjonsmuligheter og avsetningsforhold for gass har endret seg vesentlig de senere år. Organiseringen av gassavsetningen må vurderes på denne bakgrunn ... Omfanget av gasseksporten må til enhver tid vurderes mot de priser og den lønnsomhet som kan oppnås".⁶⁷ Hovedargumentet fra norske myndigheter var at GFU var en integrert del av norsk forvaltning av gassressursene og dermed utenfor EØS-avtalens virkeområde. Et salgskartell av typen GFU er naturligvis ressursforvaltning i den forstand at eieren forsøker å maksimere verdien av egne ressurser, men monopolisering av salget har også åpenbare markedsmessige sider. Det var disse EU kom til å vektlegge.

Det er liten tvil om at Statoils og Hydros totalt dominerende rolle i salg av norsk gass gjennom Gassforhandlingsutvalget (GFU) har vært en rød klut på EUs konkurransemyndigheter og konkurrerende europeiske selskaper. I utgangspunktet var nok denne misnøyen ikke så mye rettet mot selve koordineringen av salget som mot det forhold at de som koordinerte salget samtidig hadde interesser på feltene i konkurranse med andre private utenlandske selskaper. Opprettelse av Forsyningsutvalget, som trakk de utenlandske selskapene med i deler av salgsprosessen imøtegikk på denne innvendingen. For Europakommisjonen var det etter hvert imidlertid ikke sammensetningen av GFU som var hovedproblemet, men konsekvensene GFU-ordningen hadde for tilbudet av norsk gass i markedet. Særlig Saga-Wingas affæren i 1995, hvor Statoil og Hydro hindret salg fra Saga til tyske Wingas, demonstrerte at tilgjengelig gass fra en salgsvillig eier ikke nådde markedet på grunn av uvilje fra selskapene som kontrollerte det norske salgsløpet. GFU framsto som et salgskartell, som begrenset tilbudet av norsk gass i det europeiske markedet.

I etterpåklokskapens lys virker det som om noe mer imøtekommende holdninger og handlinger fra norske selskaper og myndigheter overfor EU i en tidlig fase kunne ha ledet utviklingen inn i mindre konfliktylt farvann. Det som fulgte var isteden en krig på to fron-

ter. Delvis forsøkte norske myndigheter å få særordninger, eller i det minste en lang overgangsperiode for iverksetting av gassmarkedsdirektivet i Norge, og delvis angrep EU GFU gjennom å innklage Statoil og Hydro for brudd på EØS-avtalens artikkel 53 om ulovlig prissamarbeid. Norske myndigheter ble tilsidesatt som berørt tredjepart i angrepet på en institusjon de selv hadde pålagt selskapene å etablere. Norske myndigheter og selskapene ble drevet fra skanse til skanse. Avviklingen av GFU i 2001 og forliket mellom Kommisjonen og de norske selskapene året etter må ses som et klart nederlag for denne strategien. At kjøperlandene med rettslige midler tvinger norske selskaper til å selge mer gass enn de ellers ville gjort sier mye om maktforhold mellom Norge og EU på energiområdet for ti år siden. Norge ble reddet av at etterspørselen etter gass i det europeiske markedet har tatt seg kraftig opp slik at de mest dystre antakelser om kostnadene ved å gi opp GFU ikke har slått til. Selve prosessen med implementeringen av gassmarkedsdirektivet må imidlertid karakteriseres som gjentatt retrett. Norske myndigheter avvirket GFU før saken ble prøvd for domstolen, noe som vanskelig kan ansees som noe annet enn ettergi-venhet.

Samtidig fant norske myndigheter nye organisatoriske løsninger gjennom opprettelse av Gassco og Petoro og der Statoil fortsatt å selge mesteparten av norsk gass. Med fusjonen med oljedelen i Hydro selger Statoil nå ca 70 prosent av norsk gass, slik at monopolet er tilnærmet opprettholdt. Den nye strategien med å endre virkemidler slik at de passer med EUs regler og praksis for å nå de samme målene må samtidig derfor betraktes som vellykket.

Hjemfall-saken (2007) var i likhet med GFU-saken preget av at norske myndigheter hardnakket hevdet at hjemfallsinstituttet var en integrert del av forvaltningen av vannkraftressursene og således utenfor EØS-avtalens virkeområde. I motsetning til GFU-saken hvor vi mener de markedsmessige sidene var dominerende i etableringen av ordningen, er dette forholdet noe annerledes når det gjelder den norske energikonsesjonslovgivningen av 1917. Går vi helt tilbake til panikkloven av 1906 var Norge i en særdeles utsatt posisjon som et nylig selvstendig og relativt fattig land i utkanten av Europa. Offentlig regulering til forsvar mot oppkjøp fra utenlandsk storkapital fremstår som rimelig inngrep i energimarkedet fra statens side. Det er denne gamle lovgivningen EFTA domstolen til slutt finner at ikke er forenlig med EØS-avtalen. Hjemfallsaken følger i hovedsak den prosedyre som er foreskrevet i avtalen og som er parallell til den juridiske behandlingen for slike saker i EU. Norge står på sitt

67 ” (St. meld. 46 (1986-87) *Om petroleumsvirksomheten på mel-lomlang sikt*, s.58.

og får til slutt en dom i mot seg i EFTA-domstolen. Det eneste politiske elementet i denne prosessen er at den stopper opp noen år fordi norske myndigheter signaliserer at de vurderer endringer i lovgivningen på området. Når dette allikevel ikke skjer reiser ESA sak mot Norge for EFTA-domstolen. Det politiske grepet kom imidlertid i etterkant av rettssaken. Istedenfor å avvikle hjemfallsordningen gjorde norske myndigheter all vannkraft offentlig. Dermed ivaretok man målsettingen gjennom en ordning som ikke innebar diskriminering eller forskjellsbehandling. Vi kaller dette ettertilpasning.

Fornybardirektivet (2009) er p.t. ikke endelig implementert i norsk lovgivning. Direktivet innebærer at det skal fastsettes individuelle mål for andelen fornybar energi for hvert enkelt land. Forhandlinger om fastsettelse av den norske målsettingen pågår mens denne rapporten skrives. Dette gjør det vanskelig å trekke konklusjoner når det gjelder egenskaper ved beslutningsprosessen på norsk side. I utgangspunktet fremstår fornybardirektivet forholdsvis parallelt til elektrisitetsdirektivet i og med at Norge allerede har høy fornybarhetsandel. Norske kraftprodusenter bør også kunne hilse et slikt direktiv velkomment siden det vil måtte bety økt etterspørsel etter norsk vannkraft. Utfordringen er at EU i utgangspunktet ikke bare tar hensyn til hvor høy fornybarhetsandelen er i utgangspunktet. Dermed må Norge som har Europas høyeste fornybarandel også øke sin andel. Jo høyere andel er i utgangspunktet, jo mer kostbar er ytterligere økning. Det er som nevnt ikke mulig i dag å vite hvordan denne saken ender.

5.2. Tilpasningsmønster

Er det noe mønster i hvordan disse sakene har blitt håndtert fra norsk side? Har det vært en systematisk endringstrend i disse sakene? Et grunnleggende trekk er naturligvis at Norge selger noe som EU-landene kjøper. At kjøpere og selgere i mange sammenhenger har ulike, til dels motstridende, interesser er åpenbart. Verken politiske institusjoner, samarbeid eller diplomatisk retorikk eller etikette kan skjule denne motsetningen. Det er det heller ingen grunn til. Det leder imidlertid til et lite paradoks sett fra EUs side. EU ser langt på vei gass og elektrisitet som to helt like sektorer hvor hovedfokuset er å skape konkurranse i omsetningen av gass eller elektrisitet i rør eller ledninger som i utgangspunktet gir opphav til dannelse av naturlige monopol. Norge har imidlertid noen andre interesser i disse sektorene. I elektrisitetssektoren følger vi EUs logikk, og gikk faktisk på et tidligere tidspunkt lenger enn EU i liberaliseringen av dette markedet. I gasssektoren er Norge bortimot utelukkende en eksportør

og er derfor skeptisk til å bli del av EUs liberalisering av gassmarkedet. Dette paradokset er kanskje klart uttrykt av Carl I. Hagen. I Stortingets EØS-utvalg 30. mars 2000 redegjorde olje- og energiminister Olav Akselsen for regjeringens innvendinger mot EUs gassmarkedsdirektiv. I kommentarrunden tok Carl I. Hagen ordet og sa blant annet:

”... det er sikkert jeg som ikke kan nok, men det brukes en del uttrykk som jeg ikke helt skjønner. Hva menes med at man skal ha et robust system mot angrep? Hva slags angrep er det man egentlig snakker om? Jeg er så naiv, jeg lurar på hva dette egentlig dreier seg om. Er det ikke slik at disse rørledningene – på samme måte som vi her hjemme driver og sloss om telelinjer og veier og jernbanelinjer – skal åpnes for konkurranse, og at man ikke skal kunne bruke noen monopolmakt? Det må da være en politikk som norske myndigheter tilstreber generelt, at man får en større grad av konkurranse inn i denne sektoren. At vi som lovgivende myndighet og regjering skal motsette oss det, det skjønner jeg ikke. Så jeg vil gjerne at noen opplyser meg om hvorfor det er så farlig med å få litt økt konkurranse inn også i denne sektoren som vi tilstreber på alle andre sektorer. Hva er det som skal være robust, og hva er dette angrepet? Jeg håper noen føler seg påkallet til å gi noen opplysninger på norsk som også jeg skjønner, istedenfor dette merkværdige språket som har utviklet seg”.⁶⁸

Den motsetningen Hagen påpeker er også preget av forskjellen mellom ressursøkonomi og annen markedsøkonomi. Mens prisen spiller en helt sentral rolle i et markedsøkonomisk system, er hovedfokuset i ressursøkonomien hvordan man skal optimalisere utnyttelsen av en ressursforekomst. Et sentralt begrep i litteraturen er ‘den samfunnsmessige avkastningen.’ av den utnyttede ressursen.⁶⁹ Et ønske om å optimalisere utnyttelsen av en ressursforekomst er ganske naturlig for norske energimyndigheter. Det står imidlertid i skarp kontrast til de rådende markedsøkonomiske prinsipper i EU, hvor fri, eller i alle fall friest mulig prisdannelse mellom kjøper og selger, står helt sentralt. Det er derfor ikke så rart at tidligere utenriksminister Bjørn Tore Godal i Stortingets EØS-utvalg så tidlig som i 1997 kunne rapportere at “hver gang jeg snakker med ministre i EU om dette [gassmarkedsdirektivet], ser de på meg som om jeg kommer fra en annen klode. De skjønner ikke hva jeg snakker om.” I forlengelsen av dette reiser spørsmålet seg hvordan man forhandler

68 Referat fra Stortingets EØS-utvalg 30. mars 2000.

69 Se for eksempel Dasgupta and Heal (1979).

med en motpart som, skal vi tro Godal, befinner seg på en annen klode.

5.3. Den fremtidige forhandlingsrelasjonen med EU

Man kan selvsagt legge mange forhandlingsteoretiske perspektiver på relasjonen mellom EU og Norge på energiområdet. Svein Andersen ser følgende utfordringer for anvendelsen av tradisjonelle forhandlingsteoretiske perspektiver på dette området:

“Analyser av forhandlinger og beslutninger tar ofte for gitt at institusjonelle rammer er klare og stabile, i alle fall i den perioden som studeres. EU-prosessen som berører olje og gass, er preget av sammenfattede og skiftende spilleregler. De følger dels interne beslutningsregler og dels mer generelle regler for internasjonale forhandlinger, og dels er de knyttet til politiske rammebetingelser i EU” (Andersen 1995: 51).

En fullstendig analyse av energiforhandlingene med EU er langt utenfor rammene for denne rapporten. Vi skal derfor nøye oss med noen observasjoner knyttet til den konfliktfylte tilpasningen på gassområdet med utgangspunkt i et par elementer hentet fra en populær bok om forhandlingsteknikk kalt *Getting to Yes* (Fisher og Ury 1981). Et hovedpoeng i denne boka er at man ikke skal forhandle om posisjoner, men fokusere på interesser. Nå er det som nevnt interessemotsetninger mellom Norge og EU innen gassektoren, men man kan allikevel spørre om de posisjonene norske myndigheter har inntatt ovenfor EU-kommisjonen har vært de rette for å realisere norske interesser. Det kan også være grunn til å spørre hvorvidt norske myndigheter, eller EU for den saks skyld, har fulgt Fisher og Urys andre påbud, nemlig å arbeide sammen for å finne løsninger som er tilfredsstillende for begge parter.

Istedenfor å insistere på at norske ressurser skal forvaltes av norske selskaper og myndigheter, ville en ved å følge Fisher og Ury, snarere spørre seg hva det egentlig er man skal oppnå med dette, og i hvilken grad dette kan oppnås på en EU-vennlig måte eller ikke. Likeledes kunne man spørre hvorfor EU i sin markedsiver fremstår som motstander av norsk ressursforvaltning. Kanskje er det ikke den norske ressursforvaltningen i seg selv EU er ute etter, men den diskrimineringen som har vært knyttet til den, og de konkurransevridende effekter den har i markedet.

Dette leder til ytterligere én av de nevnte forfatterne Fisher og Urys angivelser, nemlig hvordan man skal nå sine mål i forhandlinger med en mektigere motpart (Fisher og Ury 1981:102-111). I slike situasjoner

anbefaler Fisher og Ury at man utvikler sin BATNA (Best Alternative To a Negotiated Agreement), altså en strategi for å gjøre situasjonen best mulig dersom man ikke vinner fram i forhandlingene. Tre premisser ligger til grunn for en vurdering av norsk konkurransevne i denne sammenhengen: For det første at EUs liberaliseringsiver i gassmarkedet ikke er over. Nye fremstøt vil lanseres for ytterligere å øke konkurransen i alle ledd av gassmarkedet. Å arbeide for å snu denne utviklingen fremstår derfor ikke som en relevant strategi for norske myndigheter – det må heller være snakk om modifisering. For det andre vil gassdirektivet øke usikkerheten omkring fremtidige gasspriser. Med økt prisusikkerhet øker risikoen for den som skal investere i utvinningen av nye gassforekomster (Austvik 2002). Sist, men ikke minst, er det en utbredt enighet blant markedsanalytikere om at etterspørselen etter gass i det europeiske markedet vil øke.

Hvilke fortrinn har så Norge i en slik situasjon? For det første har Norge relativt korte transportavstander, særlig sammenlignet med Russland og gassrike land i Midtøsten og Sentralasia. I og med at kanskje halvparten av kostnadene er knyttet til transport er dette et viktig konkurransefortrinn. For det andre er eierkonsentrasjonen på norsk sokkel høy og i hovedsak på norske hender. Dermed vil de norske selskapene kontrollere hovedtyngden av salget fra norsk sokkel også uten GFU. For det tredje har Norge etter hvert fått på plass en god infrastruktur på sokkelen med flere rørledninger og landingspunkter på kontinentet. Dette gir fleksibilitet og mulighet for innfasing av mindre marginale felt. Det er altså ikke bare retorikk når Olje- og energidepartementet begrunner avviklingen av GFU med norsk sokkels modenhet.⁷⁰ For det fjerde har norske selskaper erfaring fra og potensial for å utnytte støttefunksjoner som koplingen til det hel-liberale norske el-markedet, erfaringer fra energihandel generelt og bruk av finansielle instrumenter i slike markeder mer spesielt. Sist, men ikke minst, skal en ikke underslå betydningen av den politiske nærhet til EU-landene, som det uansett vil ta tiår før land som Algerie og Russland kan oppvise. Disse fortrinnene må omsettes i strategisk handling til å tjene norske energintresser videre.

Rammebetingelsene for norsk gasspolitikk legges nå i et samspill mellom politiske, juridiske og markedsmessige sider ved Norges forhold til EU. Den nasjonale suverenitet i forvaltningen av disse ressursene er endret. Det betyr derimot ikke at muligheten for å påvirke forhold er forsvunnet. Norske aktørers evne til å nå sine

⁷⁰ St.meld. nr.38 (2001-2002) *Om Olje- og gassvirksomheten*.

mål er ikke nødvendigvis mindre nå enn før. Derimot er arenaen for maktutøvelsen endret, fra møterommene i en håndfull gasselskaper til i større grad markedsplassen og Europakommisjonens kontorer. Maktmidlene er fortsatt gassressursene på norsk sokkel, men i tillegg kommer behovet for å håndtere og utnytte de juridiske føringene som EØS-avtalen legger, markedsmessige endringer og det politiske spillerommet man tross alt har som EUs nærmeste leverandørland i geografisk, økonomisk og politisk forstand.

6. Konklusjon

I Ot.prp. 92 1991–92 slo Olje- og energidepartementet fast at verken ressursforvaltningen eller konsesjonspolitikken vil bli særlig berørt av EØS-avtalen. Dersom man, som OED senere gjorde, ser Gassforhandlingsutvalget og Hjemmsfallretten som del av ressursforvaltningen er det liten tvil om at nettopp disse to områdene er påvirket av norsk tilpasning til EU, men kanskje ikke med de konsekvenser man så for seg når sakene pågikk. Samtidig har direktivene for gass og elektrisitet siktet mot å reorganisere markeder (inkludert på tilbuds-siden) som har betydning for Norge som eksportland av gass, og eksport/importland av strøm. Også konsesjonssystemet ble endret. De innenlandske virkningene av lisensdirektivet og markedsdirektivene for elektrisitet ble imidlertid små da det var liten forskjell på Norges egen politikk og EUs direktiver. Gassdirektivet hadde imidlertid en betydning for hvordan vi organiserer transporten på norsk sokkel og sammen med saken mot GFU hvordan vi selger gassen. I tilfellet med Fornybardirektivet blir Norge berørt av en aktiv ny energipolitikk fra EUs side som det er for tidlig å si noe om. Deler av lovgivningen (henholdsvis konkurranselover og sektordirektiver) har altså vært helt uproblematisk for norske myndigheter, mens andre deler har skapt betydelige utfordringer der reorganisering av politikk og statlige grep måtte til for fortsatt å kunne nå nasjonale mål.

Vi skal i dette siste kapitlet se noe nærmere på hvilken betydning EØS-avtalen har hatt for norsk ressursforvaltning, markeder og konkurranseforhold for energi. Dernext drøftes EØS-avtalens relative betydning, forskjellen mellom formell og reell politikkendring som følge av EØS-krav, og i hvilken grad erfaringene fra energisektoren kan bidra til forståelsen av forholdet mellom Norge og EU mer generelt.

6.1. Ressursforvaltning og EØS-avtalen

Et nasjonalt regime for forvaltning av naturressurser er opptatt av ressursenes effektive, langsiktige og bærekraftige utnyttelse. For ikke-fornybar olje og gass innebærer det blant annet å få mest mulig ut av reservoarene, samdriftsfordeler mellom produksjon av olje og gass og mellom produksjon, transport og salg av gass. Dessuten er det viktig hvordan ressursene utvinnes over tid. For den fornybare vannkraften omfatter det blant annet regionale virkninger og konsekvenser for miljø, friluftsliv, kulturminner og kulturlandskap. For begge er det viktig at ressursene forvaltes slik at de gir størst mulig langsiktig verdiskaping på nasjonalt og/eller regionalt og lokalt nivå, og at positive og negative eksterne virkninger som følger av produksjonen hensyntas.

Norsk petroleumsvirksomhet og det norske vannkraftregimet ble bygget opp i perioder da de internasjonale rammene styrket nasjonalstatens muligheter for aktiv styring. De statsaktivistiske modellene som ble bygget opp gjenspeiler dette særlig tydelig. Økende økonomisk og politisk globalisering, internasjonal regimebygging og EUs stadig sterkere stilling i Europa har særlig de siste to 10-årene skapt nye betingelser for nasjonalstatlige styringsstrategier. For den norske petroleumssektoren falt dette i tid sammen med at den da hadde nådd en stor grad av modenhet når det gjaldt funn og utbygging av felt så vel som infrastruktur. I kraftsektoren hadde Norge uavhengig av EU liberalisert sitt innenlandske marked. Med EU som ny (og langt på veg eksogen) premissgiver for av deler av politikken ble imidlertid handlingsrommet for norske myndigheter annerledes. Den nasjonale politikken måtte nå formes innen EUs regler og ESA sine fortolkninger. Staten var ikke lenger bare den som regulerte andres virksomhet, men ble nå selv gjenstand for regulering. Endringene ble etter hvert særlig markant for gassektoren og for Hjemfallsinstituttet.

Norges situasjon overfor EU på energiområdet representerer den nye virkeligheten de fleste økonomiske og politiske aktører i dag står overfor i internasjonal handel og politikk. Rammene og spillereglene for de internasjonale økonomiske integrasjonsprosessene settes i stadig større grad på globalt nivå gjennom institusjoner som WTO, EU, IMF og G20 m.fl. Energicharteret (IEA 1995) har tilsvarende vært et forsøk på innføre WTOs prinsipper i energisektoren for land som ikke er medlem av WTO (som Russland). I disse og andre internasjonalt viktige fora viser erfaringene etter 1990 at råvareprodusenter ofte kommer i mindretall og lett kan bli en politisk svak gruppe. I den moderne, internasjonale integrerte økonomien er spillereglene forskjellig fra den tid da eiendomsretten til ressursene var mer entydig avgjørende for utnyttelsen av dem og påfølgende inntjening ved salg. Utviklingen i og omorganiseringen av det europeiske gassmarkedet, og også avgiftspolitikken som føres for olje og gass, understreker at makten i energimarkedene nå i vel så stor grad ligger hos konsument- som hos produsentlandene, spesielt de som kan forme det internasjonale og europeiske økonomiske regimet.

Samtidig er det slik at energiressursene som regel også gir en grunnrente, særlig for olje og gass men også for vannkraft. Eksistensen av grunnrente bidrar til at markedene må forventes å forbli mer politisert enn de fleste andre internasjonale markeder. Politiske handlinger, organisering av markeder, ulike forvaltningsregimer og kommersielle strategier vil påvirke hvordan

grunnrenten til slutt fordeles. Vi kan ikke regne med at parter med ulike interesser på dette punktet kommer til å bli fullt ut enige om hva som er den "riktige" modell for europeiske energimarkeder, særlig når det gjelder gass.

Selv om Norge både økonomisk, politisk og forsvarsmessig er alliert med konsumentlandene, og har mange fellesinteresser med disse, må vi være klar over at vi er nokså alene om å ivareta våre samlede interesser som energiexportør. Spørsmål om organiseringen av det europeiske gassmarkedet så vel som virksomheten på norsk sokkel, og muligens eierforhold for vannkraften, må forventes å kunne medføre kontroverser mellom Norge og EU i framtida. Som småstat i de fleste sammenhenger, men stor aktør i Europas energimarkeder, vil derfor krav og utfordringer kontinuerlig kunne bli stilt til norske politiske og kommersielle aktører.

I utarbeidelsen av retningslinjer for GFU i 1986 ble GFU begrunnet med behovet for å koordinere gassalget i en situasjon med begrensede muligheter for økt salg. Det sentraliserte gassalget hadde til hensikt å holde Norges markedsposisjon sterk i forhold til de europeiske kjøperne som hadde organisert seg som et kjøpermonopol. For å hindre at disse selskapene (gjennom sine eiere) skulle sitte på begge sider av bordet i forhandlingene, fikk ikke utenlandske selskaper anledning til å delta i GFU. Oppfatningen var at konkurranse om salg av gass mellom de selskapene som opererte på NKS ville føre til økt tilbud og et press i retning av lavere priser. I St.prp. nr. 100 (1991–92) om ratifikasjon av EØS-avtalen er GFU på den annen sidebegrunnet med at det ut fra «hensynet til rasjonell ressursutnyttning og kostnader [har] vært stort behov for samordning av produksjon, transport og salg. Det henger sammen med tekniske og transportmessige forhold» St.prp. nr. 100 (1991–92): 164. Her sies det ingenting om markedsmessige forhold. Det legges også opp til et teknisk/operativt samarbeid om gassdisponering «innenfor EØS-avtalens rammer».

EØS-avtalen fikk dermed den implikasjon at begrunnelsen for GFU ble endret. Forsyningsutvalget (FU) som ble etablert i 1993 fikk deltakelse av utenlandske selskaper som et rådgivende organ til OED. FU vurderte spørsmål rundt utvikling av felter og rørledninger og hvilke felter som skulle forsyne de enkelte kontraktene. Med FU ble det mulig å sikre samdriftsfordeler og en optimal utvinning av ressursene mellom ulike felt, og mellom olje- og gassproduksjon og transport på NKS. Det var OEDs ansvar å foreta de endelige beslutningene om hvorvidt en salgskontrakt skulle godkjennes, og hvordan den skulle fordeles på ulike felt

(forsyningskontrakter). GFU/FU-systemet ble presentert som nasjonale instrumenter som skulle gjøre det mulig å oppnå lavere kostnader gjennom samdriftsfordeler og bedre ressursforvaltning, og en styrket markedsposisjon for norsk gassproduksjon og salg.

Endringene i gassforvaltningen i 1993 indikerer at det var det presset fra EØS-avtalen som var årsak, snarere enn forholdet til de utenlandske selskapene på norsk sokkel. Norske myndigheter imøtegikk kritikken fra de utenlandske selskapene som ønsket å delta i salget av norsk gass. For disse selskapene virket det bedriftsøkonomisk uheldig å sitte med konsesjon på utvinning av gassressursene uten å ha innflytelse på forvaltningen av den samme gassen. Dette argumentet ville ha tilsvarende implikasjoner som EØS-kravene, men de nådde ikke frem uten det ytre presset som EU- og EØS-tilpasningen representerte.

Samtidig er det viktig å merke at norsk gassproduksjon er konsentrert om noen få store felt, selskaper og eiere. Den største gasseier er Petoro med SDØE-andelene som står for rundt 40 % av de store feltene som dominerer gassalget, mens Statoil i gjennomsnitt eier rundt 30 % av hvert felt. Over 2/3 av norsk gass selges altså fortsatt av Statoil. Legger vi til noen utenlandske selskap representerer noen få eierinteresser, med staten som den dominerende part, over 90 prosent av de norske gassressursene. Tilsvarende eierkonsentrasjon finnes igjen i de fleste viktige transportsystemene fra feltene og til kontinentet, med SDØE som den vesentligste part. En oppløsning av GFU har altså reelt sett ført til at mindre gassmengder kan omsettes noe mer fritt, men ikke noen spesielt sterk konkurransesituasjon mellom norske gasselgere.

6.2. Markeder og konkurranseforhold

Markedsdirektivene for elektrisitet og gass har som mål å skape konkurranse der det er mulig (for eksempel gjennom oppsplitting av virksomheter) og å skape effektive reguleringsregimer der konkurranse ikke er mulig (hovedsakelig der det er naturlige monopoler). Siden markedene for gass og elektrisitet i sin natur er imperfekte vil de ikke fungere effektivt uten noen form for inngrep fra en myndighet, enten myndigheten driver virksomheten selv eller er regulator av private aktørers virksomhet. Her er det sterke treghtsmekanismer og interesser i og mellom land som har bidratt til at direktivene så langt ikke har klart å rendyrke en liberalistisk modell for disse to markedene på tvers av EU. Særlig gjelder dette gass, mens elektrisitetsmarkedene er noe mindre komplekse. Med etablering av ACER på EU-nivå som koordinator av sterkere og uavhengige nasjonale reguleringsmyndigheter søkes det

å komme et skritt nærmere den ideelle konkurransemodellen. Uten at EU foretar disse konkurransefremmende tiltakene (markedsdirektiver og nå ACER) vil energipolitikken forbi nasjonal og bilaterale avtaler vil dominere, slik det i hovedsak har vært i gassmarkedet fram til nå.

Samtidig er det slik at medlemslandene og industrien er opptatt av flere ting enn bare markedseffektivitet. Iverksettingen og fortolkningen av en avtale eller regulering (for eksempel et EU-direktiv) er også viktig. I en del tilfeller er det formelle forhold det er viktigst å forholde seg til i en internasjonal avtale. Den nasjonale tilpasningen kan da bestå i omorganisere og praktisere økonomisk aktivitet på en annen måte enn før, heller enn å endre selve hensikten med den gamle politikken. I andre tilfeller kan det være substansen som er viktigst. Det er ulike syn på hva EU bør være og utvikle seg til.

Leveringssikkerhet og infrastruktur er blant forhold som ikke nødvendigvis bedres med fungerende konkurranse. At mesteparten av nåværende og framtidig tilbudsside for gass ligger utenom EU, med flere utenforland som transittland, innebærer dessuten at EU ikke har jurisdiksjon til å liberalisere hele det europeiske gassmarkedet, bare EUs del av det. Det er altså langt fram til det europeiske gassmarkedet kan bli fullt ut liberalisert, selv om EUs marked skulle bli det. Her har imidlertid EU de siste årene tatt flere skritt som fremmer andre sider ved energisituasjonen enn økt konkurranse, slik som tiltak for å utvikle intern og ekstern infrastruktur og relasjonen til nåværende og framtidige produsent – og transittland for gass. Med markedsliberaliseringen kommer Norges økonomiske interesseforskjeller med EU og samtidige interessefelleskap med andre gasseksportører (som Russland) tydelig fram. Selv om gasseksportører er konkurrenter i markedet har de felles interesser om at grunnrenten skal tilfalle produsentene framfor konsumentene, konsumentlandenes statskasser eller nedstrøms selskaper (Austvik 1997). Konkurranseforholdene gjennom gasskjeden er noe av det som påvirker denne grunnrentefordelingen, mens regulering og skattlegging er andre forhold. Økt konkurranse nedstrøms vil i hovedsak være bra for produsentene, mens økt konkurranse mellom og innen hvert produsentland vil være bra for EU (om en ser bort fra ressursforvaltningsproblematikken). En oppsplitting av Gazprom og friere adgang til utvinning av russiske energiressurser vil eksempelvis kunne øke det samlede russiske tilbudet av gass og presse gassprisene ned. Dette ville kunne være i EUs, men ikke i norsk, interesse. Norske interesser i hvordan europeiske energimarkeder (og ikke bare EUs marke-

der) skal organiseres har således blitt mer sammensatt enn før, og gjør det viktig å balanse relasjonene både til forbrukersiden og til andre produsentland.

Den liberale ideologien som ligger til grunn for EUs markeds- og konkurransepolitikk står fast, men den utvikler seg ikke lenger etter de enkleste lærebokmodeller i mikroøkonomi på grunn markedenes egenart, stivhengighet og ulike industrielle og nasjonale perspektiver og interesser. Det er langt fram til vi får et fullt ut integrert europeisk energimarked på tvers av regioner og energibærere. Samtidig vil noen segmenter av markedene åpne seg og bli mer integrert med andre segmenter. Her kreves stor kompetanse og dynamikk fra norske økonomiske og politiske aktører for å dra fordeler og unngå ulemper av de endringer som kommer. EU spiller en viktig rolle som pådriver i disse prosessene. Hva ACER eksempelvis blir eller ikke blir kan ha stor betydning for hvordan EUs gass- og elektrisitetsmarkeder utvikler seg, og setter dermed krav til norske aktører på flere plan. EU bidrar til at vi får et mer enhetlig regime for organisering av energimarkeder og deres nye energipolitikk (som 20-20-20 målene) vil kunne påvirke rammer og regler for markeder som vi selger i. EU-systemet er i dag en part som norske kommersielle og politiske aktører vil ha behov for aktiv hensyntagen med i overskuelig framtid helt uavhengig av hvilken overordnet tilknytningform det er mellom EU og Norge.

6.3. EØS-avtalens relative betydning

Når det indre markedets reguleringer og forordninger innføres i et land som har hatt sterke nasjonale mål med virksomheten og statlige intervensjonistiske måter å nå disse målene på, skaper det utfordringer både for målet om eksplisitt å fremme norske nasjonale interesser så vel som for metodene / politikken som nyttes for å nå målene. Kjøpere og selgere i ethvert marked påvirker hverandre dertil uavhengig av lovverket. Ikke minst gjelder dette elektrisitets- og gassmarkedene, hvor produsenter og konsumenter er bundet sammen med kabler og rør. Markedene integreres både romlig og på tvers av energibærere. På energiområdet konfronterte EØS-avtalen i utgangspunktet både norske nasjonale energiinteresser og systemet for å ivareta disse.

Endringene i norsk energipolitikk i de 6 casene vi har studert skyldes imidlertid ikke bare EUs regler og politikk, men også sektormodning, markedsutvikling, utbygging av infrastruktur og generelle internasjonale liberale økonomiske trender. Det er i samspillet mellom disse endringene og EUs ulike tiltak at norsk politikk formes. Endringene av petroleumsregimet i 2001–2002 gjennom delprivatiseringen av Statoil, det

første gassdirektivet fra EU og saken mot GFU/FU-ordningen må sees i egen sammenheng, og i tillegg med endringer i markeder, teknologi og politikk som EØS-avtalen ikke berører direkte. Statoils egeninitierte delprivatisering betød for eksempel at selskapet ikke lenger kunne ivareta alle oppgavene den tidligere hadde utført for den norske staten. Privatizingen krevde en klarere definisjon av statens rolle i å ivareta sine økonomiske og politiske interesser. Markedsendringer og sektormodning krevde også andre ordninger enn tidligere. En del av endringene i forvaltningsregimet for gass ville altså ha funnet sted også uten en EØS-avtale.

Antakeligvis gjorde det første gassdirektivet og saken mot Gassforhandlingsutvalget at de nye løsningene ble mer rendyrket innrettet etter EUs regler enn de ellers ville ha blitt. Målene om fortsatt nasjonal styring av petroleumssektoren ble holdt fast, men EU krevde andre måter å nå målene på. Selv om staten ble sittende med dominerende eierinteresser i Statoil (og Hydro) etter endringene, foruten 100 % av SDØE-andelene, ble dens rolle, i hvert fall i prinsippet, mer som regulator av og tilrettelegger for næringen, mens rollen som direkte aktør ble mindre fremtredende. Direkte innflytelse overfor Statoil måtte nå formelt utøves gjennom eierposisjonene. Næringens modenhet alene begrunnet langt på vei disse endringene, også sett fra statens side. Endrede internasjonale spilleregler og en mer liberalistisk økonomisk tenkning var andre faktorer. De keynesianske og industrielle intervensjonistiske prinsippene fra oljealderens begynnelse var gradvis blitt erstattet av mer liberale ideologier der det ble langt mindre akseptabelt at staten aktivt skulle utvikle og styre næringsvirksomhet. Bartsch (1999) fremstiller utviklingen av norsk olje- og gasspolitikk utover på 1990-tallet som "the struggle between government control and market developments".

Handlingene som en stat foretar er altså ikke tids- eller situasjonsuavhengige. Dette gjelder både ytre og indre forhold. Dersom oljen hadde vært funnet nå og ikke i 1969, ville de statlige entreprenørmulighetene for Norge vært «vingeklippet» i forhold til å bygge opp en norsk oljeindustri under nasjonal kontroll. Dette skyldes særlig snevrere internasjonale rammer for statlig næringspolitikk, institusjonelt uttrykt for Norge gjennom WTO- og EØS-avtalene. Det er også spørsmål om det ville være mulig å skape en tilsvarende samlen-de visjon om nærings- og samfunnspolitiske mål som de ti oljebudene satte opp i 1971. I sum framstår den potensielle kraften i statlig industrielt entreprenørskap, i forhold til når de store petroleumsressursene skulle bli funnet, som langt svakere i dag enn den gang. Hadde

den norske staten ikke engasjert seg i næringen den gangen, synes det overveiende sannsynlig at internasjonale oljeselskaper hadde dominert norsk sokkel og oljepolitikk i dag. Den norske petroleumsnæringen ville mest sannsynlig bestått av noe leveranseindustri og eventuelt mindre (private) oljeselskaper. Noen internasjonal satsing i andre lands petroleumsforekomster ville vært lite sannsynlig. Selv om mange av de endringene i norsk energipolitikk som EØS-avtalen har bidratt til ville blitt gjennomført også uten en avtale (pga sektor-modning og det internasjonale regimet for øvrig) så ville situasjonen vært nokså annerledes om vi var i en oppbygningsfase av petroleumsnæringen og ikke i en moden fase.

Den norske staten ville som konsekvens heller ikke tatt inn så mye grunnrente som den gjør nå. Petroleums-skattesystemet og SDØE-andelene (jfr. kapittel 2.2) plasserer den norske staten og Petroleumsfondet (nå kalt Staten pensjonsfond utland) som en av verdens største finansielle kreditor. Denne nye rollen for den norske stat har vokst fram i løpet av det siste 10-året som følge av de høye oljeprisene. Fondet kan på få år vokse til 5-10 billioner kroner (1 billion = 1000 milliarder) og setter gradvis nye krav til statlig handlekraft og –evne, endre langsiktig tenkning og påvirke omverdenes syn på Norge. Den vellykkede petroleumsentreprisen og den statlige rikdommen setter oss i en historisk særstilling i Europa. Rike Norge kan ikke regne med rabatterte løsninger i forhandlinger med EU.

Et liberalt økonomisk regime definert på sin enkleste måte kan slik synes å passe best for "vanlige" næringer som skal bedre sin effektivitet, senke kostnader og utvikle konkurransefortrinn i en nasjonsnøytral kontekst. For utnyttelse av naturressurser som er lokalisert på spesifikke geografiske steder vil det være interesse-motsetninger mellom hvem som skal tjene på utnyttelsen av dem og i hvilket tidsperspektiv de skal forvaltes. Både eierskap og ressursforvaltning vil kunne være forskjellig dersom verdien av ressursene skal optimeres for en nasjonalstat eller for et internasjonalt samfunn. EØS-avtalen tar høyde for dette spesielle aspektet ved å legge forvaltningen av naturressursene til nasjonalstaten (og ikke til EU). Erfaringene fra EØS-avtalen viser at måten dette gjøres på likevel påvirkes av EUs konkurranselover, krav om nasjonsnøytral likebehandling og markedene ressursene selges i. Men dersom staten selv går inn i virksomheten vil handlefriheten kunne være tilnærmet som før når det gjelder de forvaltningsmessige sidene. Mer liberalisering kan altså gi økt spillerom for private aktører, men samtidig også mer offentlig aktivitet i form av sterkere reguleringer av private aktører og økt direkte statlig deltakelse. Mye

av den intervensjonistiske politikk som i dag ikke er mulig, kan altså erstattes med økt statlig deltakelse, men ikke alt, særlig ikke handels- og bedriftsdiskriminerende tiltak.

EUs utvikling og EØS-avtalen er slik del av et bredere internasjonalt liberaliseringsprosjekt som skjød fart etter Sovjetunionen fall i 1991. Dette skyldes ikke bare politikk. Reduserte kommunikasjons- og transportkostnader allment har gjort at land integreres økonomisk og politisk med hverandre langt sterkere enn før. Norge må som andre land forholde seg til disse sterkt endrede omgivelsene uavhengig av formell relasjon til EU. For Hjemfallsretten, Gassforhandlingsutvalget og organiseringen av norsk gassvirksomhet har EØS-avtalen hatt direkte virkninger. Mye av hensikten med politikken er imidlertid bevart, mens måten å gjøre ting på er endret. På gassområdet ville tilsvarende endringer kunne skjedd også uten en EØS-avtale, enten vi hadde vært EU-medlem eller med en handelsavtale. EU har på sin side så langt særlig vært opptatt av politikken form og prosess i energisektoren, mens politikken innhold synes å ha vært vanskeligere å angripe ut fra de 6 casene vi har studert – vel og merke etter til dels stor aktivitet fra norsk offentlig side. Spørsmålet reises da om hva det er EØS-avtalen egentlig fordrer at Norge harmoniserer med EU-landene.

6.4. Likhet i politikken form og prosess versus likhet i politikken innhold

Overføring eller spredning av måter å utøve politikk på som EØS-avtalen medfører kan, men må ikke, føre til likhet i hvordan norsk politikk faktisk fungerer, og dermed til politisk konvergens med EU (Knill 2005:766). Det vil ofte være snakk om grader av politisk konvergens, heller enn full likhet i hvordan politikken fungerer. Politikloverføring og -spredning gjelder politikken utforming (for eksempel i et direktiv) og ikke hva som faktisk blir det politiske utfallet (direktivets hensikt). Den nasjonale handlefriheten påvirkes derfor av i hvilken grad EØS-avtalen setter formelle krav (likhet i politikken form og prosess) eller også reelle krav (politisk konvergens) til at landene harmoniserer sin politikk. Dette siste gjør at land i EU/EØS-området i en del tilfeller kan ha like regler på et politikkområde men samtidig relativt ulik faktisk politikk (Austvik 2011a).

Graden av harmonisering av nasjonal politikk øker med antall land og saksområder som omfattes, og med juridiske spesifikasjoner i en avtale som for eksempel

om den krever total eller minimum harmonisering av nasjonale standarder (Holzinger og Knill 2005:787-790). Dersom rettsregler er definert på en lite rigid måte får medlemslandene et bredt spillerom for nasjonal politikk. Her er EU et klart sterkere internasjonalt regime enn for eksempel WTO og særlig IMF. Jo mer utsatt et land er for konkurransepress gjennom omfattende økonomisk integrasjon, desto mer sannsynlig er det samtidig at politikken vil konvergere med andre stater med internasjonal eksponering. De frie internasjonale kapitalbevegelsene gjør derfor at land har lite reelt politisk spillerom for nasjonal regulering av kapitalbevegelser selv om IMF's regelverk er svakt.

Avtaler med EU endrer handlingsrommet for staten gjennom at den selv blir gjenstand for regulering og ikke bare er den som regulerer økonomisk aktivitet. Det som tidligere var politiske spørsmål om hvilke regler nasjonal politikk skulle følge blir også et juridisk spørsmål om hva som skal eller kan være politikken (Arnesen 1995: 659). Uansett om en ser på EU-prosessen i et føderalt eller mellomstatlig perspektiv, så vil handlingsrommet for den nasjonale politikken forde at den utformes og utøves i samspill med EU. Jo sterkere integrasjonen blir desto klarere må innen- og utenrikspolitikken sees i en sammenheng.

Land som gjennom slike prosesser ikke evner å få til en god blanding av innen- og utenrikspolitikken vil generelt kunne miste reell handlefrihet. En full skjerming fra omverdenen med full formell handlefrihet over sin innenriksøkonomiske og – politiske situasjon vil kunne innebære mindre reell handlefrihet enn dersom det utvikles en vellykket forståelse for denne blandingen. Ofte vil et land måtte overføre (eller innføre) politiske prosesser og handlemåter som det er enighet om gjennom avtaler med EU. Den nasjonale tilpasningen kan da bestå i omorganisere og praktisere økonomisk aktivitet på en annen måte enn før, heller enn å endre selve hensikten med den gamle politikken. Økt statsdeltakelse er et slik virkemiddel som energicasene har vist som vellykket i et slik perspektiv. Rearrangeringen av hjemfalls- og petroleumsregimene (herunder mer stat) som respons på EUs krav og øvrige endrede forutsetninger viste hvor viktig dette var for fortsatt å kunne nå nasjonalt definerte mål. I disse casene fikk Norge likhet med EU-systemet i politikken form og prosess, men relativt mindre grad av politisk konvergens.

I tillegg vil fortolkning og øvrig implementering av en EU-regel være viktig. Jo mer kompleks EU blir, desto vanskeligere vil det for EU være å nå de facto omfattende overnasjonale ordninger selv om det blir enighet om harmonisering av de nasjonale politikkenes form

og prosess. Som resultat gir dette større handlingsrom for nasjonal innovativ tilpasning og mindre politisk konvergens med mindre landene står overfor like situasjoner på et sakfelt (Black, Lodge and Thatcher 2006, Veggeland 2009). Å forstå dette handlingsrommet og håndtere de dynamiske mekanismene som former det kan være avgjørende for graden av handlefrihet. I våre energicaser synes det som at denne forståelsen over tid har økt blant norske myndigheter. Gjennom å omordne politikken etter EØS-avtalens prinsipper og krav til form og prosess har staten (om enn etter noe tid) i flere tilfeller endret styringsordningene som langt på veg har opprettholdt hensikten med den gamle politikken (som i sakene mot GFU og Hjemfallsinstituttet). I noen tilfeller var politikken allerede slik EU ønsket (som i el-markedet) og behovet for å endre politikken lite. Det er gråsoner for hvordan regler skal fortolkes (juss, språk, kultur, historie og øvrig kontekst) og at Norge – som EU-landene selv – må påregne at slike uklarheter vil eksistere i all framtid. I disse prosessene er det viktig at å ha klart definert hvilke mål som skal nås. I energirelasjonen Norge- EU har det både være samarbeid, kompromissløsninger og rettsaker, jfr kapittel 5. Norge har i disse oppnådd langt mer ved sterk egen aktivitet enn om det bare hadde funnet sted en passiv tilpasning til EUs regler og fortolkning.

6.5. Implikasjoner for forståelsen av forholdet mellom Norge og EU

EØS-avtalen medfører overføring av suverenitet fra EFTA-land til ESA og EFTA-domstolen, og gjennom disse de facto til EU. EU er politikklager og Norge er politikktaker. EØS-avtalen har i sine økonomiske, juridiske og institusjonelle betingelser samtidig aldri virkelig slått seg til ro politisk. EFTA mistet mye av sin identitet med avtalen, mens EU på samme tid har utviklet seg mye raskere i dybde og bredde i og utenfor EØS-avtalens jurisdiksjon enn forventet da den ble skrevet. Avtalen omfatter i dag dertil vesentlig færre land enn de som fremforhandlet den. De tre statene den omfatter (Norge, Island og Liechtenstein) har tatt inn mange tusen rettsaker fra EU og implementert dem i nasjonal lovgivning. Reduksjonen i antall EFTA-land og den store utvidelsen i antall land i EU fra Sentral- og Øst-Europa har gjort EØS til en både absolutt og relativt mindre del av EUs bredere europeiske dagsorden. I tillegg har EU selv endret seg med innføringen av den monetære unionen og ny kompetanse i utenriks-, sikkerhets- og forsvarspolitik, justis- og innenrikspolitik. Norge må derfor forholde seg til nye politiske områder utenfor EØS-avtalen (for

eksempel Schengen). EØS er ikke alltid det riktige forum for å håndtere de nye politikkområdene med ulike roller for Kommisjonen, Parlamentet og Rådet.

På grunn av den passive karakteren til EØS-avtalen er Norges innflytelse på EUs politikk begrenset i forhold til medlemslandene. Dersom Norge skulle bli EU-medlem kunne landet sterkere påvirke EUs politikk. Dersom Norge skulle gå over til en handelsavtale tilsvarende den Sveits har, ville landet mer eksplisitt kunne forsøkt å unnta energipolitikken så langt som mulig. Uansett valg av tilknytningsform ville mye av energipolitikken måtte håndteres i et samspill med EU. For Norge, som for andre EØS-landene (EU27 + EFTA (minus Sveits)) vil det over tid også bli stadig vanskeligere ikke å gå videre i integrasjonen. Generelt, og ikke minst i energisektoren, er det imidlertid ulike oppfatninger om i hvilken grad det er EU- eller EU-land som skal utøve politikken. De fleste medlemsland har begrensninger i hvor mye makt de vil overføre til Brussel for å sikre sin egen relative politiske uavhengighet. Norsk energipolitikk utvikles derfor også direkte i samspill med EU-land som Tyskland, Frankrike og andre land. Til tross for den åpenbare maktubalansen mellom EU og Norge, vil politiske utfall avhenge av mere enn bare de juridiske, økonomiske og politiske «kjøttvekter».

De casene vi har studert kan tyde på at et aktivt og innsiktsfullt forhold til EU kanskje er viktigere enn den overordnede formelle tilknytningsform mellom Norge og EU. Erfaringene fra de casene vi har drøftet i kapittel 4 tyder på at den relative evnen til å utvikle politikk (i forhold til EU) er viktig for et land som ønsker å være økonomisk og politisk konkurransedyktig eller mer generelt, å nå de målene det har satt seg. Det å alltid forstå og å ligge i forkant av EU og EU-lands motiver og politikk er viktig – og ikke bare kopiere lover, direktiver, og forordninger på en passiv måte. Lærdommen fra denne studien er at det er dynamikken i relativ teknologisk, kommersiell og politisk evne som gjennom nye reguleringer, politikk og holdninger som er avgjørende for de faktiske virkningene av EØS-avtalen. Med noen modifikasjoner innen de områder i energisektoren som vi har studert synes ikke EØS-avtalen å være noe grunnleggende annerledes rammeverk for politikktøving enn andre tilknytningsformer til EU. Egen aktivitet overfor og innsikt i hvordan EU, andre stater og bedrifter opptrer synes å være det avgjørende for å hevde norske interesser på en bra måte. Valg av tilknytningsform kan gi varianter i nasjonalt politisk handlingsrom, men ikke endre det hovedfaktum at vi i avgjørende grad er økonomisk og politisk integrert med EU – og at denne relasjonen må håndte-

res på en aktiv og selvstendig måte. I energisektoren vil dette fortsatt være hovedfokus både for kommersielle og politiske aktører.

Referanser

- Andersen, S. S. (1993) *The struggle over North Sea oil and gas: government strategies in Denmark, Britain and Norway*. Oslo : Scandinavian University Press.
- Andersen, S. S. (2001) 'Politisk styring eller markedstilpasing av olje-Norge?', i Bent Sofus Tranøy og Øyvind Østerud (red.) *Den fragmenterte staten: reformer, makt og styring*. Oslo: Gyldendal Akademisk.
- Arnesen, F. (1992) 'EØS-avtalens konsekvenser for praktiseringen av det norske petroleumskonsesjonssystemet', *Lov og Rett*, nr. 8: 456–477.
- Arnesen, F. (1995) *Statlig styring og EØS-rettslige skranker*. Oslo: Universitetsforlaget
- Ask, A. O. (2006) 'Mennene som skapte oljegiganten: Statoils historie er også beretningen om Olje-Norge', *www.e24.no*, 22.12.2006. Tilgjengelig (17.03.2011) URL: <http://e24.no/boers-og-finans/mennene-som-skapte-oljegiganten/1580010?recommend=true>
- Austvik, O.G. (1997) 'Gas pricing in a liberalized European market; Will the rent be taxed away?' *Energy Policy* vol 20/ no.12: 997-1012.
- Austvik, O. G. (2003a) *Norwegian Natural Gas. The Liberalization of the European Gas Market*. Oslo: Europa-programmet.
- Austvik, O.G. (2003b) «Conflict and cooperation with respect to European natural gas regulations», *Applied Energy* Vol 75/1-2.: 23-32
- Austvik, O. G. (2007) 'Staten som petroleumsentreprenør.' *Tidsskrift for samfunnsforskning* VOL 48, NR 2: 197–226
- Austvik, O. G. (2010) 'EU regulation and national innovation: the case of Norwegian petroleum policy', i N. Veggeled (red.) *Innovative regulatory approaches coping with Scandinavian and European Union policies*. New York: Nova Science Publishers.
- Austvik, O. G. (kommende, 2011a) 'Økonomisk integrasjon og nasjonal handlefrihet. Formaliteter og realiteter'. Oslo: Forlag1.
- Austvik, O. G., (kommende, 2011b) 'Landlord and Entrepreneur. The Shifting Roles of the State in Norwegian Oil and Gas Policy.' *Governance. An International Journal of Policy, Administration and Institutions*.
- Bartsch, U. (1999) 'Norwegian Gas: The Struggle between Government Control and Market Developments', i R. Marbro og I. W. Bond (red.) *Gas to Europe. The Strategies of Four Major Suppliers*. Oxford: Oxford University Press.
- Bergesen, H. O. og D. H. Claes (1990) *Norwegian gas exports between national control and external dependence. Naive Newcomer or Shrewd Salesman? Norway - a major oil and gas exporter*. Lysaker: Fridtjof Nansens Institutt.
- Bjørnebye, H., F. Arnesen, I. Alvik og O. Mestad (2007) *EØS-rettslige rammer for revisjon av energiloven*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Black, J., M. Lodge og M. Thatcher (2006) *Regulatory Innovation. A Comparative Analysis*. Cheltenham: Edward Elgar Publishing
- Cameron, P. D. (2007) *Competition in energy Markets. Law and Regulation in the European Union*. Oxford: Oxford University Press.
- Christiansen, P. H. (2007) *Rasjonalitet i norsk kraftpolitikk?* Masteroppgave ved Institutt for statsvitenskap, Universitetet i Oslo.
- Claes, D.H. (1988) *Venn og Fiende – en studie av relasjonen mellom OPEC og Norge i det internasjonale oljemarkedet*. R:006-1988 Fridtjof Nansens Institutt.
- Claes, D. H. og A. Vik (kommende, 2011) 'Kraftsektoren: fra samfunnsgode til handelsvare', i D. H. Claes og P. K. Mydske (red.) *Forretning eller fordeling? Reform av offentlige nettverksjenester*. Oslo: Universitetsforlaget.
- Claes, D. H. og P.-O. Eikeland (1999) 'Stormakt i utakt: norsk energi og EUs indre marked', i D. H. Claes og B. S. Tranøy (red.) *Utenfor, annerledes og suveren? Norge under EØS-avtalen*. Bergen: Fagbokforlaget.
- Claes, D. H. og H. Baldersheim (2007) 'Comment un marché de l'énergie a été créé sans que (presque) personne ne le remarque. La révolution de 1990 de l'approvisionnement en électricité en Norvège et l'évolution du rôle des collectivités locales', s. 131–143 i *Les collectivités territoriales et l'énergie*. Paris: CNRS.
- Delvaux, B., M. Hunt og K. Talus (red.) (2008) *EU energy law and policy issues*. Rixensart: Euroconfidentiel.
- Dybfest, J. O. (1981) *Petroleumsvirksomhet og politisk styring – en studie av norsk konsesjonspolitik fra 1965 til 1979*. Hovedoppgave ved Institutt for statsvitenskap, Universitetet i Oslo.

EMG (2010) *Functioning of the Nordic electricity market 2009*. Nordic Council of Ministers, Electricity Market Group.

Estrada, J. (1988) *National Oil Companies of Oil Exporting-Countries: Downstream Integration Strategies in International Markets*. Lysaker: Fridtjof Nansens Institutt.

EU (1988). The Internal Energy Market. Commission working document. COM/1988/238 final.

EU (1990) Directive concerning a Community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users. Directive 90/377/EEC of 29 June 1990.

EU (1991) Directive on the transit of natural gas through grids. Directive 91/296/EEC of 31 May 1991.

EU (1992) *Proposal for a council directive on the conditions for granting and using authorizations for the prospecting, exploration and extraction of hydrocarbons*, COM(92)110. Brussel: EU.

EU (1994) *On the conditions for granting and using authorizations for the prospecting, exploration and production of hydrocarbons* [Lisensdirektivet], Directive 94/22/EC. Brussel: EU.

EU (1996) Directive concerning common rules for the internal market in electricity. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996.

EU (1998) *The Single Market for Natural Gas* [Gassdirektiv I], Directive 98/30/EC. Brussel: EU.

EU (2003a) *Common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC* [Gassdirektiv II], Directive 2003/55/EC. Brussel: EU.

EU (2003b) *Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 "Restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity"*

EU (2004) *Concerning measures to safeguard security of natural gas supply*, Directive 2004/67/EC. Brussel: EU.

EU (2005) *The Annual energy and transport review for 2004*. Brussel: EU.

EU (2006) *A European strategy for sustainable, competitive and secure energy*, Green paper, COM(2006)105. Brussels: EU

EU (2007) *Treaty of Lisbon amending the Treaty on European Union and the Treaty establishing the European Community*, 2007(OR. fr)CIG14/07. Brussel: EU.

EU (2008) *EU-Russia energy dialogue, 9th progress report*, Paris 2008. Brussel: EU.

EU (2009a) *Common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC* [Gassdirektiv III], Directive 2009/73/. Brussel: EU.

EU (2009b) *Establishing an Agency for the Cooperation of Energy EU 2010. Regulation to safeguard security of gas supplies*, Regulation (EC) No 713/2009. Brussels: EU

EU (2009c) *Access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003*, Regulation (EC) No 714/2009. Brussel: EU.

EU (2009d) *Conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005*, Regulation (EC) No 715/2009. Brussel: EU.

EU (2009e) *Common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC*, Directive 2009/72/EC. Brussel: EU.

EU (2009d) *Promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC* [Fornybardirektivet], Directive 2009/28/EC. Brussel: EU.

EU (2010a) *Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy*, COM(2010)639. Brussel: EU.

EU (2010b) *EU-Russia Energy Dialogue 2000-2010: Opportunities for our future Energy Partnership*. Joint Report EU – Russia Energy dialogue 2010. Conference Report, Hotel Metropole, Brussels 22.11.2010. Brussel: EU.

EU (2011) *Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target*, COM(2011)31. Brussel: EU.

Glachant, J.-M., U. Dubois og Y. Perez (2008) 'Deregulating with no regulator: Is the German electricity transmission regime institutionally correct?', *Energy Policy*, vol. 36, nr. 5: 1600–1610.

Hanisch, T. J. og G. Nerheim (1992) *Norsk Oljehistorie - fra vantro til overmøt?* Oslo: Norsk Petroleumsforening/Leseselskapet.

Helle, E. (1984) *Norges olje - de første 20 årene*. Oslo: Tiden Norsk Forlag.

- Helle, H. (1991) *Om styring og samspill ved salg av gass Marius 183*. Oslo: Nordisk institutt for sjørett.
- Holzinger, K. og Knill, C. (2005) "Causes and conditions of cross-national policy convergence." *Journal of European Public Policy* 12:5: 775-796.
- IEA, The International Energy Agency (1995) *The Energy Charter Treaty. A description of its provisions, By the Legal Counsel of the IEA*.
- Innst. O. nr. 67 (1995-96) *Innstilling fra Finanskomiteen om skattlegging av kraftforetak*. Oslo: Finanskomiteen.
- Innst. S. nr. 194 (1994-95) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om samtykke til EØS-komiteens beslutning nr 19/95 om innlemmelse av Europaparlamentets og Rådets direktiv 94/22/EF om betingelser for tildeling og bruk av tillatelser til å drive leting etter og utvinning av hydrokarboner (konesjonsdirektivet) i EØS-avtalens Vedlegg IV Energi*. Oslo: Energi- og miljøkomiteen.
- Jacobsen, B. B. (1998) *Kampen om nasjonal og overnasjonal energikontroll - Norske energiløvsreformer i lys av europeisk integrasjon 1965-95*. Bodø: Interaction.
- Kinnunen, K. (2005) 'Pricing of electricity distribution: an empirical efficiency study in Finland, Norway and Sweden', *Utilities Policy*, vol. 1, nr. 13: 15-25.
- Knill, C. (2005): "Introduction: Cross-national policy convergence: concepts, approaches and explanatory factors." *Journal of European Public Policy*, Volume 12, Issue 5: 764-774.
- Lévêque, F., J.-M. Glachant, J. Barquín, C. von Hirschhausen, F. Holz og W. J. Nuttall (red.) (2010) *Security of Energy Supply in Europe. Natural Gas, Nuclear and Hydrogen*. Cheltenham: Edward Elgar Publishing.
- Locatelli, C. (2007) *EU gas market liberalization as a driver of Gazprom's strategies?* Russie. Nei. Visions no. 26. Paris/Brussel: Institut français des relations internationales.
- MacAvoy, P. W. (2000) *The Natural Gas Market. Sixty Years of Regulation and Deregulation*. New Haven: Yale University Press.
- Marland, G., T.A. Boden og R. J. Andres (2008) 'Global, Regional, and National Fossil Fuel CO2 Emissions', i *Online Trends - A Compendium of Data on Global Change*. Oak Ridge, Tennessee: Carbon Dioxide Information Analysis Center.
- Miller, A. (2006) *Gazprom - strategy for the energy sector leadership*. Tale på Gazprom's årlige generalforsamling, 30. juni 2006. Moskva: Gazprom.
- Nerheim, G. (1996) *Norsk oljehistorie. Bind II: En gassnasjon blir til*. Oslo: Leseselskapet.
- NordReg (2009) *Nordic Market Report 2009 - Development in the Nordic Electricity Market*, Rapport nr. 4/2009. Oslo: Nordic Energy Regulators.
- OED (1997) Memorandum on the Establishment and Functioning of the GFU. Oslo: Olje- og energidepartementet, 20. januar 1997.
- OED (2002) *Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge 2002*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Olsen, J. P. (1989) *Petroleum og Politikk - det representative demokratiets møte med oljealderen*. Oslo: Tano.
- Olsen, O. E. og J. E. Reiersen (1991) *Svart gull på alles fat? Oljevirkosomhetens regionale fordeling*. Oslo: Kommuneforlaget.
- Ot.prp. nr. 82 (1991-92) *Endringer i energilovgivning som følge av EØS-avtalen*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Ot.prp. nr. 63 (1994-95) *Endringer i lov 22. mars 1985 nr. 11 om petroleumsvirkosomhet (petroleumsloven) ved innlemmelse av Europaparlamentets og Rådets direktiv 94/22/EF om betingelser for tildeling og bruk av tillatelser for leting etter og utvinning av hydrokarboner (konesjonsdirektivet) i EØS- avtalens Vedlegg IV Energi*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Ot.prp. nr. 23 (1995-96) *Skattlegging av kraftforetak*. Oslo: Finansdepartementet.
- Ot.prp. nr. 61 (2007-08) *Om lov om endringer i lov 14. desember 1917 nr. 16 om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v. (industrikonesjonsloven) og i lov 14. desember 1917 nr. 17 om vassdragsreguleringer (vassdragsreguleringsloven)*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Pointvogl, A. (2009) 'Perceptions, realities, concession— What is driving the integration of European energy policies?', *Energy Policy*, vol. 37, nr. 12: 5704-5716.
- Roller, L.-H., J. Delgado og H. W. Friederiszick (2007) *Energy: Choices for Europe*, paper i serien Bruegel Blueprint. Brussel: Bruegel.
- Ryggvik, H. (1997) 'Norsk oljepolitikk mellom det internasjonale og det nasjonale', i O. E. Olsen og F. Sejersted (red.)

Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt. Oslo: Ad Notam.

Schramm, C. (2010) "Energy policy, security of supply and networks." Directorate B – Security of supply and energy markets Unit. Presentation on: *9th INFRADAY Conference*, Berlin, 8 October 2010.

Skjærseth, J. B. og J. Wettestad (2008) *EU Emissions Trading: Initiation, Decision-making and Implementation*. Aldershot: Ashgate.

St.meld. nr. 76 (1970-71) *Undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster på den norske kontinentalsokkel mm.* Oslo: Olje- og energidepartementet.

St.meld. nr. 25 (1973-74) *Petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn.* Oslo: Olje- og energidepartementet.

St.meld. nr. 73 (1983-84) *Organiseringen av statens deltagelse i petroleumsvirksomheten.* Oslo: Olje- og energidepartementet.

St.meld. nr. 46 (1986-87) *Om petroleumsvirksomheten på mellomlang sikt.* Oslo: Olje- og energidepartementet.

St.meld. nr. 2 (1992-93) *Revidert nasjonalbudsjett 1993.* Oslo: Finansdepartementet.

St.prp. nr. 100 (1991-92) *Om samtykke til ratifikasjon av Avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområdet (EØS).* Oslo: Olje- og energidepartementet.

St.prp. nr. 1 (1992-93) *Statsbudsjettet medregnet folketrygden for budsjettterminen 1. januar – 31. desember 1993.* Oslo: Finansdepartementet.

Stern, J. (2005) *Investments and Uncertainty in Liberalised Gas Markets: Do projects need Article 22 exemptions?* Paper presentert på Symposium on the European Natural Gas Market i Haag, 5. november 2004.

Stiegler, G. J. (1971) 'The theory of economic regulation', *The Bell Journal of Economics and Management Science*, vol. 2, nr. 1: 3-21.

Thue, L. ([1994] 2006) *Statens kraft 1890-1947: kraftutbygging og samfunnsutvikling.* Oslo: Universitetsforlaget.

Thue, L. (2003) *For egen kraft: kraftkommunene og det norske kraftregimet 1887-2003.* Oslo: Abstrakt forlag.

Tranøy, B. S. og Ø. Østerud (2001) 'En fragmentert stat?', i B. S. Tranøy og Ø. Østerud (red.) *Den fragmenterte staten.*

Reformer, makt og styring. Oslo: Gyldendal akademisk.

Veggeland, N. (2007). *Paths of Public Innovation in the Global Age.* Cheltenham: Edward Elgar Publishing

Veggeland, N. (2009). *Taming the Regulatory State.* Cheltenham: Edward Elgar Publishing

Østerud, Ø. (1970): *Konflikt og Administrasjon: en studie i norsk kraftutbygging.* Magistergradsoppgave ved Institutt for statsvitenskap, Universitetet i Oslo.

ANDRE RAPPORTER I SERIEN

RAPPORT # 1: «Forvaltningsmessige konsekvenser av EØS/EU. Sentraladministrasjonen – norsk og europeisk.»

Av Morten Egeberg og Jarle Trondal

RAPPORT # 2: «Norsk identitet og Europa»

Av Thomas Hylland Eriksen og Iver B. Neumann

RAPPORT # 3: «EU/EØS-rett i norske domstoler»

Av Halvard Haukeland Fredriksen

RAPPORT # 4: «Analyse av Norges avtaler og samarbeid med EU på fiskeriområdet»

Av Torben Foss

RAPPORT # 5: «Norwegian Non-Governmental Actors in Brussels 1980 – 2010

Interest Representation and Lobbying»

Av Kjell A. Eliassen og Pavlina Peneva

RAPPORT # 6: «Den femte frihet og Kunnskapens Europa Konsekvenser for Norge»

Av Meng-Hsuan Chou og Åse Gornitzka

RAPPORT # 7: «Iceland and the EEA, 1994-2011»

Av Eiríkur Bergmann



Europautredningen

Utvalget for utredning av Norges avtaler med EU

Den 7. januar 2010 besluttet Regjeringen å nedsette et forskningsbasert, bredt sammensatt offentlig utvalg som skal foreta en grundig og bredest mulig gjennomgang av EØS-avtalen og konsekvensene av avtalen på alle samfunnsområder.

Utvalgets mandat er som følger:

«Utvalget skal foreta en bred og grundig vurdering av politiske, rettslige, forvaltningsmessige, økonomiske og andre samfunnsmessige konsekvenser (herunder velferds- og distriktspolitiske) av EØS-avtalen.

Det skal legges særlig vekt på å vurdere betydningen av utviklingen i EU og EØS etter inngåelsen av EØS-avtalen for avtalens omfang- og virkemåte. Eksempler på områder det kan være naturlig å utrede er bl.a. distriktspolitikk, demokrati på alle styringsnivå, nærings- og arbeidsliv samt forvaltning av naturressurser og miljø. Utvalgets arbeid skal inkludere en gjennomgang av erfaringene med Schengen-avtalen og øvrige samarbeidsordninger med EU.

Utvalget skal ha vekt på beskrivelser og vurderinger av EØS-avtalens og øvrige avtaler/samarbeidsordningers betydning og virkemåte. Arbeidet i organene som ble opprettet for å overvåke EØS-avtalens funksjon, vurderes også.»

Utvalgsmedlemmer:

Fredrik Sejersted (leder), Liv Monica Bargem Stubholt (nestleder), Frank Aarebrot, Lise Rye, Dag Seierstad, Helene Sjursen, Fredrik Bøckman Finstad, Kate Hansen Bundt, Karen Helene Ulltveit-Moe, Jonas Tallberg, Jon Erik Dølvik, Peter Arbo. Sekretariatet ledes av Ulf Sverdrup, og er lokalisert ved Senter for europarett (UiO). For mer informasjon se: www.europautredningen.no



Europautredningen

Utvalget for utredning av Norges avtaler med EU

ISBN 978-82-93145-14-1(trykt) • ISBN 978-82-93145-15-8 (nett)