



Hytteliv i Stordalen, Matrefjellene



Hope. Barndommens rike

Antologien *Studier i konkurranse- og energipolitikk* inneholder et utvalg skriftlige arbeider som Einar Hope har publisert i perioden 2004 – 2016, etter at han i 2004 ble emeritus professor i energiøkonomi ved Norges Handelshøyskole. Studiene er gruppert i fire deler:

- Konkurransanalyse og konkurransepolitikk
- Kraftmarkedsanalyse og nettregulering
- Kommentarer i bransjebladet *Energi*, 2010 – 2016
- Andre utvalgte skrifter

Alt i alt omfatter listen over skriftlige arbeider som han har utgitt i denne perioden i overkant av 100 enkeltarbeider. I utvalget i antologien er det lagt vekt på å få frem noen hovedlinjer i forsknings- og formidlingsvirksomheten hans innen konkurranseanalyse og energiøkonomi.

For Hope har det vært et viktig siktemål med forskningsvirksomheten å bidra med forskningsbasert innsikt og kunnskap som grunnlag for praktisk, effektiv politikktutforming på kort og lang sikt. Boken inneholder imidlertid også drøftinger og vurderinger av praktisk utforming og håndheving av konkurranse- og energipolitikk i Norge, spesielt i kommentarene i *Energi*. Når det gjelder energipolitikk, er dette spesielt relatert til kraftmarkedspolitikk og nettregulering.

Før han tiltrådte professoratet i energiøkonomi ved NHH, var Hope konkurransedirektør (1995-1999). I den første delen trekker han på erfaringer som han gjorde i denne stillingen og drøfter noen forhold som han mener det bør tenkes nytt om.

NHH  SNF 



NHH  SNF 

Einar Hope

Studier i konkurranse- og energipolitikk

Einar Hope

Studier i konkurranse- og energipolitikk

Utvalgte skrifter i samling, 2004 - 2016



Foto: Helge Skodvin/NHH – IAEE International Conference 20. juni 2016

Einar Hope

1962: Siviløkonom NHH

1967: Lic./dr. grad NHH

1967 – 1975: Førsteamanuensis i samfunnsøkonomi NHH

1975 – 1977 : Direktør Industriøkonomisk Institutt (IØI)

1977 – 1991: Direktør Senter for anvendt forskning (SAF)

1987 – 1998: Professor II NHH

1991 – 1995: Adm. direktør Stiftelsen for Samfunns- og Næringslivsforskning (SNF)

1995 – 1999: Konkurransedirektør, Konkurransetilsynet

1999 – 2004: Professor i energiøkonomi NHH

(Statoilprofessorat)

2007: Ridder av 1st klasse av den Kgl. Sankt Olavs Orden

2010: President International Association for Energy

Economics (IAEE)

EINAR HOPE

Studier i konkurranse- og energipolitikk
Utvalgte skrifter i samling, 2004 – 2016

© Norwegian School of Economics NHH and Centre for Applied Research SNF
ISBN 978-82-405-0364-2
Omslagsdesign: Tomoe Sakamoto – NHH
Layout: Olga Pushkash – NHH
Sats: Olga Pushkash – NHH
Brødtekst: Senitel 11/13,5
Papir: 90g
Trykk: Molvik AS

Alle henvendelser om boken kan rettes til
Olga Pushkash
Norwegian School of Economics NHH
Helleveien 30
5045 Bergen
Epost: olga.pushkash@nhh.no

Elektronisk utgave kan lastes gratis ned i PDF format via:

<http://www.snf.no/>
<https://www.nhh.no/en/employees/faculty/einar-hope/>

Til Margrethe

Studier i konkurranse- og energipolitikk. Utvalgte skrifter i samling, 2004 - 2016

Innholdsfortegnelse

Forord – Einar Hope.....	7
Forord – Victor D. Norman.....	10

Innledning	11
-------------------------	----

I. Konkurransanalyse og konkurransepolitikk

Et kompetent og uavhengig konkurransetilsyn	19
Noen refleksjoner og synspunkter	23
Competition policy and sector-specific economic media regulation: and never the twain shall meet?	35
Konkurranse og konkurransepolitikk i innovative næringer	61
Market dominance and market power in electric power markets: A competition policy perspective	79
Regulation – A Coasian approach	96
Offentlig regulering og politisk styring	119
Konkurranse og konkurransepolitikk 1995-1999. Et tilbakeblikk og noen refleksjoner	123

II. Kraftmarkedsanalyse og netregulering

Den norske kraftmarkedsreformen: Bakgrunn og opplegg.....	138
Deregulering av elektrisitetsmarkedet. Norske erfaringer	149
Vindkraft og vannkraft – Norge som «kraftbatteri for» Europa?	164
Statnett mot Hardanger	178
Pris på kraft. En historisk anekdote.....	183
Optimal investment in market-based power systems. Market and regulatory issues	187
Prinsipper for tariffing i sentralnettet. Om Statnetts forslag til ny innmatingstariiff	218
Harmonizing an effektive regulation in Europe.....	235

III. 16. Kommentarer i tidsskriftet <i>Energi</i>: Kronologisk	249
---	-----

2010

<i>September</i> : Kraftmaster og forsyningssikkerhet	249
<i>November</i> : Sluttbrukermarkedet for kraft: <i>Quo Vadis?</i>	250

2011

<i>Januar</i> : Et mer effektivt kraftsystem?.....	252
<i>Februar</i> : Hardanger: Og bakom synger Europa	254

<i>Mars</i> : Offentlig regulering og politisk styring	255
<i>Mai</i> : Storbritannias nye kraftmarkedsreform.....	258
<i>Juni</i> : Den økonomiske nettreguleringen	259
<i>August</i> : Offentlig eierskap og konkurranse	262
<i>November</i> : Karbonprising.....	263
<i>Desember</i> : Kinas vei mot grønn energi	265
2012	
<i>Januar</i> : Smarte nett.....	267
<i>Februar</i> : Langsiktige kraftavtaler til industrien: Markedsmessige konsekvenser?	269
<i>Mars</i> : Energieffektivisering	270
<i>April</i> : Tysklands «Energiewende»	273
<i>Mai</i> : Enøyd argumentasjon for energieffektivisering	274
<i>Juni</i> : Verdsetting av uregelmessig, fornybar kraftproduksjon.....	276
<i>August</i> : Regulering av uregelmessig, fornybar kraftproduksjon	277
<i>September</i> : Kostnader ved uregelmessig, fornybar kraftproduksjon	278
<i>November</i> : Protestbevegelser og energipolitikk.....	280
<i>Desember</i> : Er fornybarsatsingen økonomisk bærekraftig?	281
2013	
<i>Januar</i> : Tariffering i sentralnettet.....	282
<i>Februar</i> : Private investeringer i sentralnettet	283
<i>Mars</i> : Fusjoner og oppkjøp i kraftnæringen	284
<i>April</i> : Amerikansk energipolitikk: Divided we stand	286
<i>Mai</i> : Norsk gassbørs?	287
<i>Juni</i> : Rasjonell nettstruktur	289
<i>August</i> : Subsidiert av elbil	290
<i>September</i> : Hvite sertifikater for energieffektivisering	291
<i>Oktober</i> : Norsk gass som «batteri» for europeisk kraftforsyning?.....	292
<i>November</i> : Transparens i kraftmarkedene	294
<i>Desember</i> : Kraftmarkedsreformen 1990: Bakgrunn og opplegg.....	295
2014	
<i>Januar</i> : Nye forretningsmodeller i kraftbransjen	298
<i>Februar</i> : Regulering av kraftbransjen.....	299
<i>Mars</i> : Utenlandskabler – lønnsom investering?.....	300
<i>April</i> : Elektrifisering av sokkelen – alternativkostnad	302
<i>Mai</i> : Utskifting av produksjonsutstyr – insitamenter og politikk	304
<i>Juni</i> : Et bedre organisering strømmnett	306
<i>August</i> : Kraftmarkeder: mer regulering – mindre konkurranse?.....	307
<i>September</i> : Integrasjon av fornybar energi i kraftsystemet.....	309
<i>Oktober</i> : Utvikling av energi- og miljømarkeder i Kina	310
<i>November</i> : Smarte strømmålere.....	312
<i>Desember</i> : Eiermessig skille i nettvirksomheten.....	313

2015

<i>Januar:</i> Batterikonkurransen	315
<i>Februar:</i> Barrierer mot energieffektivisering	316
<i>Mars:</i> Energieffektivisering og energisparing	318
<i>Mai:</i> Trenger vi hvite sertifikater?	319
<i>Juni:</i> Kapasitetsmarkeder og forsyningssikkerhet	321
<i>August:</i> Politikk og marked. Vindkraft i Trøndelag	322
<i>September:</i> Kraftmarkedet: Toppbelastning og etterspørselsrespons	324
<i>Oktober:</i> Kraftmarkedet. Etterspørselsrespons: Effektivitet og fordeling	325
<i>Desember:</i> Kraftbransje, klimaendringer og usikkerhet	327

2016

<i>Januar:</i> Effektivitet i kraftnettet	328
<i>Februar:</i> Konkurransen i kraftnettet	329
<i>April:</i> Russlands kraftmarkedsreform	331
<i>Mai:</i> Forskning og næring	332

IV. Andre utvalgte skrifter

The political economy of carbon pricing. A commentary	334
Energivalg i en usikker verden	340

V. Vedlegg

Curriculum vitae - Einar Hope	343
-------------------------------------	-----

Forord

Et privilegium som vitenskapelig ansatte i universitets- og høyskolesystemet har, er at man kan fortsette med å forske, og engasjere seg i relaterte oppgaver, etter oppnådd aldersgrense. I mitt tilfelle skjedde dette i 2004 ved 67 år, da jeg valgte å tre tilbake fra professoratet i energiøkonom ved Norges Handelshøyskole (NHH) og bli emeritus professor. I tillegg til å drive med forskning og forskningsformidling, har dette gitt meg muligheter til å delta i offentlige utvalg innen mitt fagfelt, organisere og holde innlegg på faglige konferanser, nasjonalt og ikke minst internasjonalt, være referee og medlem av redaksjonsutvalg for vitenskapelige tidsskrifter, m.m.

I denne antologien har jeg samlet et utvalg skriftlige arbeider, blant i alt i overkant av hundre med smått og stort, som jeg har forfattet i perioden 2004 – 2016; noen sammen med andre. I utvalget har jeg lagt vekt på å få frem noen hovedlinjer i forsknings- og formidlingsvirksomheten min innen konkurranseanalyse og energiøkonomi i denne perioden.

Opprinnelig var planen å utgi boken på et kommersielt forlag og kontrakt ble inngått med Fagbokforlaget. Imidlertid lyktes det dessverre ikke å få på plass finansieringen av en slik utgivelse. Jeg la derfor arbeidet med boken til side. Men helt uventet og gledelig tok gode kolleger på NHH, først og fremst Gunnar S. Eskeland, Siri Pettersen Strandenes og Olga Pushkash, initiativ til å få boken utgitt på annen måte i en langt mindre kostnadskrevenende utgave.

Jeg vil rette en stor takk til disse tre og spesielt til Olga, som påtok seg arbeidet med å bringe hele boken over på elektronisk form, herunder å transkribere publiserte arbeider som ikke forelå i en slik form, samt å få andre ved NHH til å lage utkast til omslag, tegne figurer, m.m. Kontakt ble etablert med Molvik Grafisk A/S til å foreta sluttredigeringen av manus og å trykke et begrenset opplag av antologien. Takk også til forlaget for utmerket samarbeid.

Samfunns- og næringslivsforskning (SNF) ved NHH og det nyopprettede Fond for finansiering av forskning- og utviklingsvirksomhet (FoU) innen energi- og miljøøkonomi ved Norges Handelshøyskole har bidratt med økonomisk støtte til utgivelsen av boken. Stor takk til disse for å ha gjort det mulig å realisere prosjektet.

Som nevnt er noen av arbeidene i boken utført sammen med andre. Jeg vil takke disse: Torstein Bye, Nils-Henrik von der Fehr, Kåre Petter Hagen og Frode Skjeret for stimulerende kollegialt samarbeid og til andre fagkolleger for kommentarer og faglig støtte under arbeidet med de ulike studiene. Takk også til de respektive forlag og utgivere for å ha gitt tillatelse til å inkludere tidligere publiserte arbeider i boken.

Videre vil jeg takke Norges Handelshøyskole for å ha utviklet en aktiv og inkluderende seniorpolitikk som legger til rette for at medarbeidere kan engasjere seg faglig og delta sosialt i høyskolens virksomhet til langt opp i de «grå år».

Den største takken går likevel til Margrethe, min kone, som tålmodig har funnet seg i at jeg i tide og utide har sittet ved skrivebordet med pc-en hjemme i stuen, et skrivebord med stabler av papirer og publikasjoner, og ikke alltid har vært like oppmerksomt til stede i samtaler og gjøremål. Dette skal bedre seg etter hvert. Antologien er dedikert til henne.

Bergen, april 2017

Einar Hope

En ekte vestlending

av Victor D. Norman

Einar Hope er en ekte akademiker — belest, kunnskapsrik og faglig nysgjerrig. Han er også en ekte forsker, en særdeles dyktig økonom, og en praktiker som slår de fleste andre som har prøvd å anvende sitt fag.

Skal jeg med ett ord karakterisere Einar som fagmann, må det imidlertid være at han er vestlending: Lavmælt, arbeidsom, viljesterk, seig og nysgjerrig på en måte som bare en viss type vestlendinger kan være. De bærer over med bergensernes taleflom, trøndernes selvtillit og østlendingenes treghet, konsentrerer seg om det de ønsker å oppnå, gir seg ikke før de har fått det som de vil — og hoverer ikke etterpå.

Da Einar i 1962 ble ansatt som vitenskapelig assistent ved NHH, valgte han å jobbe med næringsøkonomiske problemstillinger. Lenge kunne det se ut som at han hadde valgt feil. Nesten alle de andre unge og lovende ved høyskolen på den tiden kastet seg, inspirert av Karl Borch, over teori om risiko og usikkerhet; og med det bidro Jan Mossin, Agnar Sandmo, Steinar Ekern, Cornelius Schilbred og Terje Hansen til å skape navn både for seg selv og for NHH-miljøet. Næringsøkonomi fremsto i forhold til dette som noe rimelig grått og kjedelig — kanskje til og med gammeldags.

Gode forskere med mindre viljestyrke ville ha skiftet beite. Ikke så med Einar. Han studerte sammenhengen mellom bedriftsstørrelse og kostnader, undersøkte konsentrasjonsgraden i norsk bankvesen, skrev en serie på tre tykke bind med næringsøkonomiske oversikter for Norge, og jobbet med hvordan man kunne måle teknologisk fremgang. Alt sammen var omtrent så fjernt fra moteretningene i økonomifaget som man kunne komme.

Så skjedde to ting — den ene i samfunnet, den andre i økonomifaget.

Det samfunnsmessige skiftet var avreguleringsbølgen som startet i Maggie Thatchers England og raskt bredte seg til det meste av verden — endog til det styringsglade Norge. Med den var det plutselig ikke lenger makroøkonomisk styring politikere og byråkrater var opptatt av; det var hvordan man kunne få eksisterende markeder til å fungere bedre og hvordan man kunne skape nye markeder der de ikke fantes før.

Det økonomifaglige skiftet som skjedde omtrent samtidig, var gjennombruddet for anvendelse av spillteori — et gjennombrudd som gjorde at konkurranse, markedsstruktur og andre næringsøkonomiske problemstillinger gikk fra bunn til topp på økonomiforskningens popularitetsbarometer.

Man skulle kanskje ha trodd at Einar Hope, da dette skjedde, ville ha danset i gatene og begeistret ropt «Ka sa eg!». Nei, slik gjør ikke en ekte vestlending. Einar fortsatte ufortrødent, øyensynlig uaffisert, på en sympatisk og hyggelig måte, i samme spor som før.

Omverdenen oppdaget imidlertid raskt at den de nå trengte, var han som hadde ført faget gjennom ørkenen. Han ble medlem av utvalget som laget konkurranse-loven av 1994 og av gruppen som ryddet opp i bankvesenet etter jappetiden, og han ble den faglige hovedarkitekten bak overgangen til markedsbasert kraftomsetning i Norge. Artiklene i denne antologien gir smakebiter på Einars bidrag til moderniseringen av norsk økonomi.

Einars bidrag til sitt fag, til NHH og til det norske samfunnet omfatter imidlertid mye mer enn dette. La meg nøye meg med å peke hans betydning for anvendt økonomisk forskning.

Til tross for at samfunnsøkonomi helt fra Adams Smiths tid har vært det man i dag ville kalle aksjonsforskning, har også økonomer til tider hatt en hang til å kapse seg inn og ha nok med seg selv. Det var klare tendenser til det i Oslo-miljøet da man trakk pusten etter Frisch's voldsomme samfunnsengasjement, og det var en like klar (og naturlig) tendens til det ved NHH da gruppen rundt Karl Borch holdt på å bygge et forskningsmiljø av internasjonal klasse.

Einar har i hele sin karriere vært en hyggelig, men nødvendig, bestemt og effektiv motkraft. Som leder for alle de enhetene for anvendt forskning man har hatt ved NHH jobbet han fra 1976 systematisk for å oppmuntre og hjelpe staben ved høyskolen til å engasjere seg i anvendte prosjekter, og han var selv hele tiden et forbilde på hvordan det kunne gjøres.

Det var ingen tilfeldighet at økonomene ved Sosialøkonomisk Institutt i Oslo kom til Einar og spurte om ikke han kunne opprette en tilsvarende enhet ved UiO da også de ønsket å styrke den anvendte forskningen.

Det er heller ingen tilfeldighet at to av de tre konkurransedirektørene som har etterfulgt Einar, begynte sin karriere på Einars anvendte forsknings-senter.

Jeg begynte med å karakterisere Einar som lavmælt, arbeidssom, viljesterk, seig og nysgjerrig. Hittil har jeg dokumentert de fire første egenskapene. La meg slutte med den siste.

Jeg har hatt gleden av å jobbe nær Einar i over førti år. I alle disse årene har han på ulike måter jobbet med konkurransefaglige spørsmål. Ved flere anledninger har han allikevel kommet til meg (som klart kan mye mindre om temaet enn han) og spurt om jeg kunne hjelpe ham med å forstå hva som ligger i begrepet «dynamisk konkurranse», og hvilken betydning slik konkurranse har. Hver gang har mitt svar vært at jeg ikke riktig vet hva det er, men at jeg ikke tror det er spesielt viktig. Hver gang har han kommet tilbake på nytt med det samme spørsmålet, så nå begynner jeg å bli nysgjerrig på det selv...

God forskning er som fjellturer på Vestlandet: Det handler om svette, utholdenhet og ukuelig nysgjerrighet.

Innledning; om innholdet i antologien

Tittelen på antologien: *Studier i konkurranse- og energipolitikk*, kan umiddelbart gi inntrykk av at den omhandler en drøfting og evaluering av mål og midler på disse politikkområdene i Norge. Dette er i noen grad også tilfellet, spesielt i kommentarene i Del III, men hovedintensjonen har likevel vært å forsøke å få frem behovet for forskningsbasert innsikt og kunnskap som grunnlag for praktisk, effektiv politikktutforming på disse områdene på kort og lang sikt.

Dette har for øvrig vært en viktig ambisjon for, og tilnæringsmåte til, forskningen min i nærmest hele mitt liv som forsker. Det er et privilegium og en soleklar rett for politikere å utforme praktisk politikk som de finner best på et politikkområde, ut fra en samlet vurdering av alle hensyn, men som forskere har vi samtidig en viktig oppgave med å bidra til at det legges et best mulig faglig og relevant forskningsbasert kunnskapsgrunnlag for politikktutforming.¹ Det er naturligvis ikke alltid at disse tilnæringsmåtene sammenfaller i praksis, men forskningsambisjonen må likevel være å fremskaffe et slikt beslutningsgrunnlag for politikkkformål.²

I det følgende vil jeg gi en kort oversikt over innholdet i boken og kommentere noen av artiklene i de fire hoveddelene med hensyn til bakgrunn og kontekst. De enkelte bidragene er ellers merket med en note som angir hvor og når de ble publisert. På grunn av at et gjennomgående tema i boken er å drøfte rammebetingelser og kunnskapsgrunnlag for utforming av en effektivt virkende og målrettet konkurranse- og energipolitikk, kan det være litt vilkårlig hvordan noen av studiene er plassert under de ulike delene.

Del I. Konkurransanalyse og konkurransepolitikk

Den første artikkelen ble skrevet etter anmodning av redaksjonsutvalget for et festskrift til daværende konkurransedirektør, Christine Meyer, i anledning hennes 50-årsdag i 2014. Den representerer i første rekke en gjennomgang av noen erfaringer som jeg selv gjorde som konkurransedirektør i årene 1995-1999 og noen refleksjoner og synspunkter med hensyn til bl.a.:³

- Konkurranspolitikk som politikkområde
- Krav til faglig kompetanse i utførelsen av Konkurransetilsynets oppgaver
- Oppgavefordelingen mellom Konkurransetilsynet og andre nærliggende tilsynsorganer
- Konkurransetilsynets vedtakskompetanse og uavhengighet i relasjon til det overordnede forvaltningsmessige og politiske systemet, herunder om klageordningen for tilsynets vedtak.

¹ Mitt syn på dette er litt utdypet i den siste kommentaren om *Forskning og næring* i Del III.

² En samling av studier med liknende formål er Einar Hope: *Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering*, Fagbokforlaget, Bergen, 2000. Hoveddelen av publikasjonene som inngår i denne boken er knyttet til kraftmarkedsreformen som ledet opp til den nye energiloven av 1990 og til den etterfølgende utviklingen i kraftmarkedene og reguleringsregimet for kraftsektoren.

³ Erfaringene som konkurransedirektør er for øvrig mer spesifikt gjort rede i for den siste artikkelen i Del I.

Problemstillinger rundt oppgavefordelingen mellom et konkurransetilsyn og andre tilsynsorganer er temaet for den neste studien: «Competition policy and sector-specific economic media regulation: and never the twain shall meet?» Den er basert på et invitert paper til en konferanse ved universitetet i Toulouse i 2006 og bearbeidet og publisert i boken *The Economic Regulation of Broadcasting Markets*, redigert av Paul Seabright and Jürgen von Hagen (2007). Konferansen hadde hovedvekt på regulering av media generelt og regulering av kringkasting spesielt, men åpnet også opp for forskningsbidrag om økonomisk regulering av andre former for nettverk. I artikkelen foretar jeg en gjennomgang av den norske reguleringen av mediesektoren og drøfter noen problemstillinger rundt denne, men kommer også inn på økonomisk regulering av bl.a. tele- og elektrisitetssektoren. Hovedtemaet er imidlertid hvordan oppgavefordelingen med hensyn til økonomisk regulering, slik jeg ser det, bør organiseres mellom et generelt, sektorovergripende konkurransetilsyn på den ene side og spesifikke sektororganer som NVE, et post- og teletilsyn, m.v. på den annen, slik at man kan få utviklet et effektivt, samlet reguleringsystem for disse og nærliggende sektorer.⁴

En kritikk som ofte reises mot utformingen og håndhevingen av konkurransepolitikken er at den anlegger en for statisk betraktningssmåte i analysen av konkurranseforholdene i markedene og spesielt i markeder karakterisert av høy innovasjonstakt og et dynamisk konkurranseforløp. I tilfelle vil ikke konkurransepolitiske vedtak truffet på et slikt grunnlag nødvendigvis sikre samfunnsøkonomisk effektivitet i et dynamisk perspektiv, ut fra formålsangivelsen i konkurranseloven.

Denne problemstillingen tok kollega Kåre Petter Hagen og jeg fatt på i et prosjekt ved SNF og publiserte i 2004 studien: «Konkurranse og konkurransepolitikk i innovative næringer». (SNF Working Paper No. 26/04, 80 s). Vi bearbeidet dette notatet til en artikkel med samme tittel og publisert i tidsskriftet *Økonomisk Forum* i 2007. Vi drøfter der hvilke økonomiske særtrekk innovative næringer og markeder har og argumenterer for at konkurransepolitikken i større grad bør inkorporere slike særtrekk i konkurranseanalyse og håndhevingspraksis for at hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet skal kunne ivaretas under slike forhold. Samtidig påpeker vi noen analytiske utfordringer og krav som må stilles til en konsekvent og transparent konkurransepolitikk på dette grunnlag.

Liberaliseringen av kraft- og telesektoren på 1990-tallet og utover reiste en annen, viktig konkurransepolitisk problemstilling, nemlig hvordan man skulle forholde seg til markedsdominans i utøvelsen av konkurransepolitikken. Dette

⁴Noen betraktninger videre om dette er inneholdt i artikkelen «Offentlig regulering og politisk styring», i *Samfunnsøkonomen*, 2011. Problemstillingen der i først og fremst knyttet til forholdet mellom Konkurransetilsynet og overordnede forvaltningsmessige og politiske organer, med forslag om å overføre klageadgangen på tilsynets vedtak fra overordnet departement til et uavhengig klageorgan.

er naturligvis et generelt konkurransepolitisk tema, men ble ytterligere aksentuert ved at konsentrasjonsgraden i disse og andre former for infrastruktursektorer kan være ganske høy, med terskelverdier som i vesentlig grad kunne overstige dem som normalt blir lagt til grunn av konkurransemyndighetene.

I årene 1999-2005 var jeg oppnevnt av det svenske Konkurrensverket til Rådet för konkurrensfrågor under etaten. I 2004/2005 fikk jeg en forespørsel fra Konkurrensverket om å foreta en utredning om markedsdominans og utøvelse av unilateral markedsrett i elektriske kraftmarkeder, sett fra et konkurransepolitisk synspunkt. Rapporten *Market dominance and market power in electric power markets – A competition policy perspective*, (128 s.), ble overlevert Konkurrensverket i juni 2005. Jeg har valgt å ta med sammendraget, kapittel 7, og referanser til rapporten. Kapittel 7: «Some implications for competition policy of market dominance and unilateral market power in electric power markets», oppsummerer det som må anses å være av størst interesse fra et utøvende konkurransepolitisk synspunkt. I økonomisk henseende har elektrisitet noen karakteristika som må hensyntas i en markedsanalyse av kraftmarkeder for konkurranseformål og følgelig også ved den konkurransepolitiske håndhevingen. Det er imidlertid etter mitt synspunkt ingen grunn til å legge til grunn en «særegen» konkurransepolitikk overfor slike markeder.

I 2002 skrev Nils-Henrik von der Fehr ved Universitetet i Oslo, kollega ved NHH, Kåre Petter Hagen og jeg rapporten *Nettregulering*, (SNF Rapport nr. 1/2002, 141 s.), som representerte sluttdokumentasjonen fra et prosjekt om reguleringsregimer for kraftsektoren som ble utført ved SNF etter oppdrag av Olje- og energidepartementet. Formålet med prosjektet var å foreta en prinsipiell analyse og drøfting av reguleringsregimer for norsk kraftsektor, som grunnlag for arbeidet med å utforme et reguleringsopplegg for nettvirksheten etter utløpet av reguleringsperioden 2002-2006. Rapporten inneholdt også en skisse til forslag til mulige løsninger for et revidert reguleringsregime. På grunnlag av rapporten utarbeidet i 2006 Nils-Henrik von der Fehr utkast til et paper på engelsk med arbeidstittel «Regulation – a Coasian approach», med kommentarer fra Kåre Petter og meg. Tanken var, etter en bearbeiding, å sende notatet inn til et tidsskrift for publisering, og nærmere bestemt *Journal of Network Industries*. Det ble imidlertid med tanken den gangen og vi har ikke senere fulgt opp dette. Notatet ble derfor liggende upublisert. Da forslaget fra meg kom opp om eventuelt å inkludere notatet i antologien, ble det vurdert å foreta en revidering av det, men dette ble heller ikke videreført. Notatet tas derfor inn i 2006-versjonen, med Nils-Henrik som hovedforfatter. Hovedformålet er å drøfte hvordan en rettighetsbasert analyse av regulering kan legges opp og gjennomføres, med utgangspunkt i det såkalte Coase-teoremet. Jeg hitsetter fra en konklusjon med hensyn til krav til og oppgaver for reguleringsmyndigheter av en slik analytisk tilnærming:

“The above discussion has intimated that it may be more important to clarify property rights than to regulate their transfer. Market participants themselves have incentives to realise gains that arise from efficient use of economic resources, including the establishment of market institutions that minimise transaction costs. It is therefore not obvious that government authorities need to be engaged directly in the regulation of these institutions, whether concerning market participation, market places or contracts. Efficient markets do however require that market participants know their rights and responsibilities and that these are enforced in an efficient manner. Here regulatory authorities have a most important task”.

Del II. Kraftmarkedsanalyse og nettregulering

De første artiklene i Del II omhandler alle ulike aspekter ved utviklingen i kraftmarkedene etter kraftmarkedsreformen som ble gjennomført med utgangspunkt i energiloven av 1990. Dette er i noen grad en videreføring av studiene i boken som ble utgitt i 2000 og som det er referert til foran⁵. Men mens jeg og mine medforfattere der la vekt på å redegjøre for det analytiske grunnlaget for den norske markeds- og reguleringsreformen, tar de første studiene i denne boken primært for seg erfaringer med politikkreformen i årene etter og frem til publiseringsdato fra 2007 av for de enkelte studiene. Dessuten drøftes noen mer spesifikke problemstillinger som har kommet til etter hvert, som f.eks. spørsmålet om regulerbar norsk vannkraft kan fungere som et «kraftbatteri» for Europa, med det sterkt økende innslaget av uregelmessig fornybar kraft, i første rekke vindkraft, i det europeiske kraftsystemet, for å sikre kapasitetsoppdekning og leveringssikkerhet.

I ettertenksomhetens lys la vi i ettertid kanskje for liten vekt på å publisere i internasjonale fagtidsskrifter og relevante internasjonale media for øvrig for den analytiske utformingen og virkemåten til den norske kraftmarkedsreformen, og etter hvert også den nordiske reformen som skapte et integrert, nordisk engroskraftmarked – det første eksempelet i verden på markedsbasert kraftmarkedsintegrasjon over landegrenser. Vi var nok opptatt av å dokumentere reformen og erfaringer med den, men da i første rekke på norsk. Fra 1995 av ble jeg for min del sterkt opptatt som konkurransedirektør med å medvirke til å implementere reformen i praktisk konkurranse- og reguleringspolitikk og forsøke å legge grunnlaget for en hensiktsmessig oppgavefordeling mellom Konkurransetilsynet og sektorspesifikke reguleringsorganer, i første rekke NVE og det daværende Kredittilsynet.

Dette førte til at det ble den britiske kraftmarkedsreformen som kom til å fange oppmerksomheten i relevante faglige fora og media internasjonalt. Britiske

⁵ Einar Hope: Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering, op.cit.

fagøkonomer på feltet var også dyktige til å redegjøre for det analytiske grunnlaget for reformen i fagtidsskrifter m.m.

Nå kan det neppe sies å være noe stort problem at vi kom til å bli liggende litt på «etterskudd» i forhold til britene på dette området, men tatt i betraktning av at den norske reformen nok i mange henseender var analytisk og operasjonelt bedre fundert enn den britiske, og ble gjennomført raskere og mer konsekvent, skulle vi kanskje ha prioritert litt annerledes med hensyn til internasjonal dokumentasjon og formidling. Norge hadde riktignok besøk av eksperter og delegasjoner fra en rekke land for å studere kraftmarkedsreformen, og vi ble ofte invitert til å bidra med innlegg på internasjonale konferanser o.l., men dette hadde ikke den samme gjennomslagskraften med hensyn til formidling og dokumentasjon som bredt anlagt, internasjonal publisering.⁶

Studien som er tatt med om erfaringer med liberaliseringen og dereguleringen av det norske kraftmarkedet er et arbeid av Torstein Bye, Statistisk Sentralbyrå, og meg fra 2007 og publisert i tidsskriftet *Økonomisk Forum*. Artikkelen bygger på et diskusjonsnotat av oss, utgitt av Statistisk Sentralbyrå i 2005. Arbeidet ble også publisert i en bearbeidet versjon på engelsk i tidsskriftet *Economic and Political Weekly*, i en utgave viet til «Global experience with electricity reform», i desember 2005 og også i en videre bearbeidet versjon i boken *Competition and welfare: The Norwegian experience*, utgitt av Konkurransetilsynet i 2007. Ingen av disse publikasjonene nådde neppe i særlig grad ut til en bred, internasjonal leserkrets.

Vår vurdering av erfaringene er at kraftmarkedsreformen i hovedsak har virket godt, vurdert ut fra flere virkningsparametre, men vi peker også på noen utfordringer og forbedringspotensial, bl.a. med hensyn til håndtering av markedsmakt, design og funksjonsmåte til investeringsmarkeder for kraft, og integrasjon av det nordiske kraftmarkedet med det europeiske.

Markedsdesign for investeringsmarkeder er nettopp temaet som ble tatt opp av SNF-kollega Frode Skjeret og meg i et prosjekt finansiert av Nordisk Forskningsråd og dokumentert i SNF Working Paper No. 06/08, med tittel: «Optimal investment in market-based electric power systems». Det ble tidlig i markedsreformprosessen erkjent at de etablerte kraftmarkedene (engrosmarkedene) ville kunne fungere rimelig godt med hensyn effektiv drift av et eksisterende kraftsystem, det vil si innenfor en gitt produksjonskapasitet på kort sikt, men at det ville være analytisk og operasjonelt utfordrende å utvikle effektivt fungerende markeder for investeringer i kapasitetsekspansjon på lang sikt.

⁶ Av listen over publikasjoner i den vedlagte CV-en er det eksempler på skrifter som jeg bidro med til å belyse den norske kraftmarkedsreformen internasjonalt. Dessverre er publikasjonslisten på engelsk, uten at det er angitt hvilke som ble skrevet på norsk eller engelsk, men en viss rettesnor kan listen likevel gi ut fra kontekst.

Dette har sammenheng med en del karakteristiske trekk ved elektrisitet som økonomisk gode og derigjennom ved investeringer i ny kraftproduksjons- og nettkapasitet, bl.a.: usikkerhet som følge av lang tidshorison for enkelte typer investeringer, som f.eks. å bygge en dam; stordriftsfordeler ved kraftproduksjon og nettet som naturlig monopol, miljøvirkninger av kraft- og nettutbygging, kollektiv gode aspekter og derved problemer med å sikre leveringssikkerhet gjennom et rent markedsbasert system, m.m. I tillegg vil det typisk være sterke politiske interesser og regulatoriske utfordringer knyttet til kraftutbygging.

Formålet med SNF-notatet var først og fremst å gi en oversikt over problemstillinger som reiser seg og må håndteres for å kunne etablere velfungerende markeder for optimale investeringer i kraftsystemet, og å få frem status for kunnskapsgrunnlaget for å kunne utforme slike markeder. Studien gir derfor i mindre grad konkrete forslag til løsninger, men redegjør for en del erfaringer som kan trekkes fra virkemåten til noen former for investeringsmarkeder i praksis.

I den siste studien i denne delen løftes blikket opp og utover Norge/Norden til europeisk kraftmarkedsintegrasjon. I 2004 ble forskningsmiljøet i energi-økonomi ved SNF/NHH invitert til å delta i et bredt anlagt, EU-finansiert forskningsprosjekt, benevnt SESSA, med formål å analysere utviklingen i kraftmarkedsreformer i europeiske land og komme med forslag til opplegg og ordninger som kunne bidra til å fremme europeisk kraftmarkedsintegrasjon. Det ble nedsatt noen undergrupper i prosjektet og jeg fikk til oppgave å lede en arbeidsgruppe som skulle studere behovet for å harmonisere prinsipper og regler for regulering av kraftsektoren mellom land, og fremme forslag om hvordan man kunne komme frem til et ensartet og harmonisert reguleringsregime for det europeiske kraftmarkedet, som et ledd i kraftmarkedsintegrasjonen.

I mars 2005 ble hele forskningsgruppen av fremtredende energiøkonomer i prosjektet samlet til et seminar og arbeidsmøte i Bergen ved NHH. Der ble foreløpige arbeidsnotater lagt frem og skisser til forslag diskutert over to dager. SNF-kollega Balbir Singh og jeg fremla utkast til et kapittel i prosjektrapporten med tittel «Harmonizing an effektive regulation in Europe». Etter revisjon, ble denne tatt inn som kapittel 4 i sluttrapporten, som senere ble trykket i boken *Electricity reform in Europe. Towards a single European energy market*, redigert av Jean-Michel Glachant og François Lévêque. (2009). I kapitlet gjennomgår vi hovedtrekkene ved reguleringsregimet for kraftsektoren i 15 europeiske land, definert ut fra 7 kriterier eller formål. Vi dokumenterer også hvilke hovedtyper av reguleringsmekanismer som anvendes i noen utvalgte land. Ut over dette drøftes spesielt hvordan hensynet til leveringssikkerhet ivaretas i reguleringsregimet i ulike land og hvordan oppgavefordelingen er ordnet mellom konkurransemyndigheter og sektorspesifikke reguleringsorganer for kraftsektoren.

Del III. Kommentarer i Energi, 2010 – 2016

Høsten 2010 ble jeg av redaktøren av det månedlige bransjebladet Energi invitert til å skrive kommentarer under spalten Meninger. Det ble ikke lagt noen begrensninger på valg av tema eller utforming, bortsett fra på lengde, men det ville være naturlig for et organ som Energi at kommentarene tok utgangspunkt i aktuelle saker og problemstillinger av næringsmessig og politisk art i tilknytning til kraftsektoren, som er bladets hovedarena.

I perioden 2010 – 2016 skrev jeg i alt 65 kommentarer i bransjebladet. I Del III er disse ordnet kronologisk, fra september 2010 til mai 2016. Alternativt kunne de ha vært ordnet tematisk, men siden kommentarene skulle ha en viss grad av aktualitet i seg, bør de primært ses i en tidsmessig kontekst.

Tematisk spenner kommentarene vidt, men flertallet tar opp ulike aspekter ved funksjonsmåten til det norske, markedsbaserte kraftsystemet og nettreguleringen. Noen tar også for seg utviklingen på disse områdene i andre land. Jeg har gjennom det hele lagt vekt på å bringe inn ny kunnskap og innsikt fra forskningen om kraftmarkeder og regulering av sektoren og hvordan dette bør kunne medvirke til å videreutvikle utformingen av markedsdesign og reguleringsregime i lys av slik kunnskap.

Innenfor den tildelte lengden på kommentarene må drøftingen nødvendigvis måtte bli kort og skissemessig, uten å kunne kvalifisere den i tilstrekkelig grad fra et strengt faglig synspunkt innenfor en slik ramme.

Den siste kommentaren om forskning og næring ble av en aller annen grunn ikke trykket av bladet, trolig på grunn av at temaet ikke ble betraktet som tilstrekkelig «relevant». Jeg tar den likevel med her, siden den på sett og vis avrunder min forskningsagenda om forskningsbasert kunnskap som grunnlag for beslutninger av næringsmessig eller politisk art, i dette tilfellet i en spesifikk kontekst.

Del IV. Andre skrifter i utvalg

I denne delen har jeg valgt kun å ta med to arbeider, fra listen over henholdsvis bokanmeldelser og aviskronikker.

Som president for International Association for Energy Economics (IAEE) i 2010 tok jeg initiativet til å etablere et nytt vitenskapelig tidsskrift i tillegg til IAEEs veletablerte tidsskrift, *The Energy Journal*. Bakgrunnen for dette var at utviklingen på energiområdet, og også reflektert i profilen på IAEEs konferanser og annen virksomhet, medførte et økende innslag av artikler og papers som omhandlet miljøøkonomiske og –politiske problemstillinger. Mange av oss i foreningen mente at dette også måtte komme til uttrykk i IAEEs publikasjoner.

IAEEs styre (Council) opprettet en arbeidsgruppe som fikk som mandat å utrede behovet for et nytt tidsskrift i skjæringspunktet mellom energi- og miljøøkonomi og foreslå hvordan et slikt tidsskrift eventuelt kunne etableres og utformes. Jeg ledet arbeidsgruppen og utarbeidet et omfattende underlagsmateriale for gruppens vurderinger og forslag til faglig profil, redaksjonelle retningslinjer, m.m. Arbeidsgruppens forslag ble vedtatt av Council og første nummer av *Economics of Energy and Environmental Policy* (EEEP), som tidsskriftet ble benevnt, ble utgitt høsten 2011, og har senere kommet ut med to nummer pr. år.

Jeg påtok meg oppgaven som Book Review Editor i redaksjonsutvalget for EEEP. Bokanmeldelser foretas vanligvis bok for bok, men for EEEP åpnet jeg også opp for at man kunne omtale to eller flere publikasjoner som tematisk står nær hverandre i en felleskommentar. I 2012 skrev jeg en slik felleskommentar for tre bøker, utgitt i 2011, som alle omhandlet ulike aspekter ved karbonprising, i bokanmeldelsen: «The Political Economy of Carbon Pricing: A Commentary», med omtale av: *Carbonomics. How to Fix the Climate and Charge it to OPEC*, av Steven Stoft, *Pricing Carbon. The European Union Emissions Trading Scheme*, av A. Denny Ellerman, Frank J. Conway and Christian de Perthuis, og *Climate Policy after Copenhagen. The Role of Carbon Pricing*, av Karsten Neuhoff.

Det siste skriftet i antologien er en kronikk i Bergens Tidende av 20. juni 2016, som jeg skrev i anledning av at den internasjonale IAEE-konferansen ble holdt i Bergen ved NHH, 20.- 22. 06 2016, med forskjellige arrangementer både før og etter. Konferansens hovedtema var: Energy: Expectations and uncertainty. Challenges for analysis, decisions, and policy. Jeg var General Conference Chair og temaet for kronikken var: "Energivalg i en usikker verden".

Etter anmodning har jeg inkludert en litt forkortet versjon av min CV til slutt i antologien. Dessverre hadde jeg bare en oppdatert versjon på engelsk tilgjengelig.

Del I. Konkurransanalyse og konkurransepolitikk

Et kompetent og uavhengig konkurransetilsyn. Noen refleksjoner og synspunkter*

**I Handlingsrom for konkurransepolitikk. Festskrift til Christine Meyer. Fagbokforlaget, 2014*

Christine Meyer har vært min kollega i en årrekke, både ved de NHH-tilknyttede forskningsstiftelsene SAF og SNF, og ved NHH. Hennes doktoravhandling om fusjoner tok opp et sentralt konkurransepolitisk tema, som kunne peke fremover til en konkurransefaglig karriere.

Som statssekretær i daværende Arbeids- og administrasjonsdepartementet var hun sterkt delaktig i prosessen med utflytting av statsinstitusjoner fra Oslo, herunder Konkurransetilsynet til Bergen. I min tid som konkurransedirektør (1995-99) ga jeg i mange forbindelser uttrykk for at tilsynet ideelt sett burde ligge i Bergen, ut fra to hovedargumenter. For det første at det ville gjøre det mulig å bygge opp et faglig sterkt tilsyn i nært samarbeid med kompetansemiljøene ved Norges Handelshøyskole og Universitetet i Bergen, og med mindre gjennomtrekk av fagpersonell i staben enn det jeg opplevde som et kompetansemessig problem i det aktive arbeidsmarkedet i Oslo. For det annet at den fysiske avstanden fra hovedstaden kunne gjøre det mulig å etablere et mer uavhengig tilsyn enn nærheten ved lokalisering i Oslo til det omfattende og tette politikk- og forvaltingsmiljøet der ville være mulig.

Argumentasjonen min falt den gangen stort sett på stengrunn. Kompetanse og uavhengighet har likevel vært viktige parametre for meg og var derfor et naturlig temavalg for festskriftet.

Innledning

Nesten fra første dag etter at Christine Meyer tiltrådte som konkurransedirektør har hun engasjert seg aktivt i den konkurransepolitiske debatt, med klargjørende avisartikler og andre former for debattinnlegg. Disse har dreiet seg både om tilsynets arbeidsfelt og oppgaver i sin alminnelighet, men ikke minst har de tatt sikte på å påpeke og drøfte på konkurransefaglig grunnlag ulike former for konkurransebegrensinger som konkret foreligger i markeder, eller områder der konkurransen ikke virker tilfredsstillende, eventuelt å påpeke at det kan legges bedre til rette for konkurranse, bedømt ut fra konkurranselovens formål. Motivasjonen hennes med dette synes å være å skape bedre forståelse for og oppmerksomhet overfor den interesserte allmennhet rundt

konkurransopolitikk som politikkområde, samt å bidra til å klargjøre premisser og vedtakskompetanse for tilsynets arbeid og virkefelt.

Dette er en viktig oppgave av flere grunner. Konkurransopolitikk oppfattes nok fremdeles som et noe fjernt og vanskelig tilgjengelig politikkområde for folk flest, men også for mange politikere og næringslivsaktører. Konkurransetilsynet har et videre virke- og ansvarsfelt enn kanskje noe annet sammenlignbart tilsyn, ved at det i utgangspunktet omfatter all næringsvirksomhet, vidt definert, som kan være ganske så forskjelligartet med hensyn til konkurransevilkår. Utviklingen i de senere år har medført at konkurransepolitikken, og derved tilsynets virkefelt, utstrekkes til næringsvirksomhet og områder som konkurranseutsettes, men som tidligere var beskyttet fra virksom konkurranse på ulike måter. Internasjonaliseringen av markedene og den teknologiske utviklingen har ført til endrede konkurransevilkår i mange markeder, som igjen stiller nye krav til tilsynets konkurransefaglige kompetanse og håndhevingspraksis. Forholdet mellom konkurransepolitikk og andre politikkområder, og mellom Konkurransetilsynet og tilsynsorganer med overlappende kompetanse, trenger også å drøftes og klargjøres.

I min tid som konkurransedirektør (1995-99) var jeg på tilsvarende måte opptatt av å formidle kunnskap og innsikt om tilsynets virksomhet ut til den interesserte allmennhet, og da ikke bare om tilsynets vedtak og begrunnelse for disse i konkrete konkurransesaker. Som et ledd i dette arbeidet tok jeg initiativ til å etablere kvartalsskriftet *Konkurranse*, som kom ut med sitt første nummer i mars 1998.¹ Etter to årganger besluttet tilsynet å legge ned skriftet i den formen det opprinnelig hadde. Det er uten tvil en krevende oppgave for et tilsyn å utgi et slikt skrift, men jeg mener fremdeles at det generelt sett er viktig å avsette tid, ressurser og kompetanse i organisasjonen til å formidle kunnskap, innsikt og synspunkter om tilsynets faglige virksomhet, å skape åpenhet om virksomheten i størst mulig grad og å invitere til dialog om konkurransepolitiske spørsmål på en dertil egnet måte. Jeg tror også at dette vil ha en disiplinerende, kompetansehevende og profilerende effekt innad på hele organisasjonen og på allmennhetens syn på tilsynets virksomhet og konkurransepolitikkenes handlingsrom utad.²

I deg følgende skal jeg gi noen synspunkter på to forhold eller problemstillinger som har opptatt meg, nemlig tilsynets fag- og vedtakskompetanse og tilsynets uavhengighet i forhold til det forvaltningsmessige og politiske systemet.

¹ Jeg innledet første nummer med artikkelen: "Oppgaver og utfordringer i konkurransepolitikken", som nettopp var et forsøk på å formidle og klargjøre rammevilkår og premisser for tilsynets virksomhet

² Konkurransetilsynet har senere utgitt publikasjoner som drøfter mer generelle problemstillinger om konkurranseforhold m.m., til dels i tilknytning til spesifikke markeder; se bl.a. *Konkurransen i Norge*, Bergen, 2009, og også publikasjoner i samarbeid med konkurransemyndighetene i de øvrige nordiske land.

2. Et kompetent tilsyn

Tilsynets kompetanse kan drøftes langs to hoveddimensjoner. På den ene siden dreier det seg om tilsynets faglige kompetanse til å utrede og begrunne på en faglig forsvarlig og fullstendig måte konkurransesaker som tas opp, og på den annen side om konkurransemyndighetens vedtakskompetanse i konkrete saker etter gjeldende lover og regelverk.

2.1 Faglig kompetanse

Konkurransetilsynets faglige kompetanse må vurderes i relasjon til konkurranselovens formålsbestemmelse. Konkurranseloven av 1993 innførte effektivt bruk av samfunnets ressurser som entydig formålsbestemmelse, bedømt ut fra en total velferdsstandard, og konkurranse som et virkemiddel til å oppnå målet. Dette ble opprettholdt i konkurranseloven av 2004, men da med en konsumentvelferdsstandard lagt til grunn. Konkurranselovutvalget av 2012 har ikke foreslått endringer i denne formålsbestemmelsen.³

Jeg var medlem av konkurranselovutvalget av 1991 og var i min tid i tilsynet sterkt opptatt av at tilsynets medarbeidere skulle holde et høyt faglig kompetansenivå med hensyn til teoretisk og anvendt analysemetodikk for konkurranseanalyse, økonomisk og juridisk, og at ikke tilsynet skulle kunne bli avslørt av motparter eller andre, for eksempel forskere, for feil eller svakheter i analysearbeidet eller lovanvendelsen i konkrete saker og saksavgjørelser. Det var også et spørsmål om tilsynets tilnæringsmåte og metodikk i analysearbeidet hadde utviklet seg i takt med ny teori og kunnskap på området, eller om det kunne være behov for nye perspektiver og innfallsvinkler til analysen.

Konkurransanalyse

Dette var bakgrunnen for at tilsynet tok initiativ i 1996 til å få nedsatt et ekspertutvalg med fremtredende økonomer og jurister til å se nærmere på metodiske tilnæringsmåter og opplegg i konkurranseanalysen. Utvalget ble ledet av professor Victor D. Norman, NHH, og besto for øvrig av professor Nils-Henrik Mørch von der Fehr, UiO, professor Torger Reve, SNF/NHH og advokat Anders Chr. Ryssdal, Wiersholm.

Utvalget avga sin rapport i 1998.⁴ Hovedsynspunktet til utvalget var at man i konkurransepolitikken burde legge til rette for det som ble benevnt incitamentsbasert konkurranseanalyse, med et skifte av fokus mer i retning av å

³ NOU 2012: 7. *Mer effektiv konkurranselov*

⁴ Victor D. Norman et al: *Ikke for å vinne? Analyse av konkurranseforhold og konkurransepolitikk*. SNF rapport 8/98. Se også Victor D. Norman: "Incitamentsorientert konkurranseanalyse", *Konkurranse*, nr. 2, 1998

forstå og analysere incitamentene til konkurranse for markedsaktørene og i mindre grad vektlegge markedsstrukturelle forhold. Sett i relasjon til det veletablerte Struktur-Adferd-Resultat (SAR) paradigmet innenfor fagfeltet industriell organisasjon (IO), som konkurranseanalysen typisk hadde hentet sin metodiske og analytiske inspirasjon fra, burde man altså i sterkere grad skifte perspektivet fra struktur til adferd. Konkurransemyndighetene bør forsøke sette seg i markedsaktørens sted for å kunne vurdere hvordan de tenker og agerer markeds- og konkurransemessig, og hvordan konkurransepolitiske tiltak vil virke inn på deres adferd. Dette tilsier igjen at konkurransetilsynet må ha fagkompetanse innenfor fag som bedriftsøkonomi og strategi, organisasjon og ledelse, i tillegg til den mer tradisjonelle fagkompetansen innenfor samfunnsøkonomi og jus.

Rapporten fra ekspertutvalget dannet et viktig utgangspunkt for den internasjonale konferansen som Konkurransetilsynet arrangerte i 1998, og som nettopp var viet til analyse av konkurranseforhold og -politikk.⁵ Både rapporten og boken inneholder mye interessant og nyttig kunnskap om tilnæringsmåter til konkurranseanalyse og utformingen av konkurransepolitikk. Spørsmålet er imidlertid om de har fått den innvirkning på det praktiske konkurranseanalytiske plan som de, etter min mening, hadde fortjent.

Kanskje ekspertgruppen likevel var litt forut for sin tid med hensyn til forslagene om incitamentsbasert konkurranseanalyse og sterkere vektlegging av å forstå og analysere markedsmessige adferdsrelasjoner, og at den således kan forvente seg en slags "renessanse"? Et av de mest aktive forskningsfeltene og spennende utviklingslinjene innenfor økonomisk teori er nemlig det som knytter seg til moderne økonomisk adferdsteori, med nye perspektiver og innfallsvinkler til metodiske og analytiske tilnæringsmåter og analyseopplegg. Et eksempel her er eksperimentell teori og metode, som er i rask utvikling og anvendelse. Det er viktig at Konkurransetilsynet hele tiden vurderer relevansen av alt dette for å utvikle sin fagkompetanse i pakt med de behov for kunnskap og innsikt som en oppdatert konkurranseanalyse krever, stilt overfor de endringer som finner sted i markeds- og konkurranseforholdene i et mangslungent næringsliv.

Dynamisk effektivitet

En annen problemstilling, som også ble berørt av ekspertgruppen, er om tilsynet i sin saksanalyse og sine saksavgjørelser har en tendens til for sterkt å vektlegge statisk samfunnsøkonomisk effektivitet på bekostning av dynamisk

⁵ Einar Hope og Morten Berg (eds): *Competition policy analysis*, Routledge Studies in the Modern World Economy, 2000. Se spesielt bidraget av Sven Hylleberg og Per Baltzer Overgaard: "Competition Policy with a Coasian Prior?", som er en kommentar til ekspertgruppens rapport. Den er også inntatt i *Konkurranse*, nr. 4, 1998. Den første konferansen ble holdt i 1996 og omhandlet internasjonale forhold ved konkurransepolitikk og forholdet mellom konkurranse- og handelspolitikk. Den er dokumentert i Einar Hope and Per Mæleeng (eds): *Competition and Trade Policies. Coherence or Conflict?*, Routledge Studies in the Modern World Economy, 1998.

effektivitet. Dette er dels et spørsmål om eksplisitt å inkorporere i analysen bedriftenes strategier og ressursbruk med hensyn til parametre som forskning og utvikling, teknologisk og produktmessig innovasjon, posisjonering i forhold til fremtidige markedsmuligheter m.m., og dels om hvordan utnyttelsen av deres konkurransesituasjon i dag antas å avhenge av fremtidige profitt- og ekspansjonsmuligheter.

En konkurranseanalytisk tilnærming til dynamisk effektivitet er spesielt viktig i det som Kåre Petter Hagen og jeg har benevnt ”innovative næringer”.⁶ Dette er næringer som er i rask utvikling og omstilling, og der vekstprosessen er innovasjonsdrevet. Vi utleder en rekke implikasjoner for konkurransepolitikken overfor denne type næringer, som for eksempel å legge mindre vekt på markeds-konsentrasjon og andre strukturelle indikatorer i markedsanalysen enn i tradisjonell konkurranseanalyse, å legge mer vekt på mikroenheten i konkurranseanalysen på bekostning av markedet og å legge mer vekt på å tilrettelegge for konkurranse *ex ante* enn kontroll og inngripen *ex post*.

Å utforme konkurranseanalysen med dynamisk effektivitet som overordnet formål er uten tvil en krevende oppgave, som både kan gi uheldige adferds-incidenter og åpne opp for kritikk og innvendinger fra markedsaktører og andre. En slik tilnærming må derfor gjøres skrittvis og med omhu. Et innovativt næringsliv i rask omstilling kan på den annen side ikke være tilfreds med at et konkurransetilsyn anvender for statiske analytiske og metodiske tilnærminger i sin konkurranseanalyse og i konkrete saksavgjørelser under slike forhold.

Markedstransparens

Et eksempel på en oppgave med å legge til rette for konkurranse *ex ante* kan være å sørge for god informasjonstilgang til alle aktører i et marked, som en viktig forutsetning for å få til effektiv markedskonkurranse. Et konkret eksempel på et slik transparenstiltak er kraftprisoversikten som Konkurransetilsynet opprettet 1998, spesifikt for det norske kraftmarkedet og spesielt innrettet på å forbedre informasjonstilgangen til aktørene i sluttbrukermarkedet for kraft. Dette tiltaket for økt markedstransparens har blitt omfattet med stor interesse både i innland og utland og må, ut fra sitt formål, alt i alt kunne betegnes som en suksess fra et konkurransesynspunkt. Kraftprisoversikten utgis fremdeles etter 15 år av tilsynet, som vel er det eneste konkurransetilsyn i verden, meg bekjent, som organiserer og publiserer en slik prisoversikt for kraft på sammenlignbart grunnlag mellom kraftleverandører. Ansvarer for å opprettholde og eventuelt å videreutvikle kraftprisoversikten, vil antakelig bli overført fra Konkurransetilsynet til Forbrukerrådet i løpet av 2014.

⁶ Kåre P. Hagen og Einar Hope. *Konkurranse og konkurransepolitikk i innovative næringer*. SNF Working Paper No. 26/04, og Kåre P. Hagen og Einar Hope: ”Konkurranse og konkurransepolitikk i innovative næringer”, Økonomisk Forum, nr. 3, 2007.

EU-Kommisjonen arbeider nå med å innføre nye retningslinjer og bestemmelser med krav til aktører i kraftmarkedene i EU om å avgi informasjon og data om relevante markedsforhold og å offentliggjøre av dette på angitte måter og innen bestemte tidsfrister. Kommisjonen har også kommet med nye bestemmelser om integritet og transparens i kraftmarkedene.

Kravene til informasjonstilgang og publisering av informasjon og data som settes i disse reguleringene er forholdsvis detaljerte. Dette reiser en viktig problemstilling: hvilket detaljeringsnivå bør settes for at økt markedstransparens skal bidra til effektiv markeds konkurranse og kan det tenkes at altfor detaljerte krav til informasjonstilgang og offentliggjøring faktisk kan lede til svekket konkurranse?

Denne problemstillingen har nylig blitt drøftet av professor Nils-Henrik von der Fehr, med utgangspunkt i Kommisjonens nye informasjonskrav for kraftmarkedene.⁷

Han oppgir fire grunner til at mer informasjon ikke nødvendigvis vil føre til forbedret konkurranse: a) markedsaktører vurderer informasjon ut fra om den kan forbedre kvaliteten på deres markedsbeslutninger - ikke all ny informasjon behøver uten videre å bidra til dette, b) krav om å avsløre privat informasjon kan bidra til at aktørene forsøker å tilsløre eller forvri informasjonen, c) høy grad av markedstransparens kan medføre at markedsaktører begynner å opptre i takt med hverandre eller i et stilltiende samarbeid, som kan resultere i monopolisering og svekket konkurranse, og d) innhenting, bearbeiding og spredning av informasjon er forbundet med kostnader, som også må vurderes i et nytte-kostnadsperspektiv.

Kommisjonens nye retningslinjer og krav synes primært å være innrettet med sikte på å forbedre transparensen i engrosmarkedet for kraft, men vil også ha implikasjoner for informasjonstilgangen i detaljmarkedet (sluttbrukermarkedet). Det ville for øvrig ha vært en fordel om man i sterkere grad hadde skilt mellom de to markedsformene i utforming og drøfting av transparenstiltakene, da disse markedene er nokså forskjellige med hensyn til markedsorganisering og konkurranseforhold. Konkurransetilsynet, eventuelt Forbrukerrådet i 2014, vil nok kunne fortsette med å utarbeide sin kraftprisoversikt som før for å bidra til god informasjonstilgang i det norske kraftmarkedet,⁸ men konkurransemyndig-

⁷ Nils-Henrik von der Fehr: "Transparency in Electricity Markets" Economics of Energy & Environmental Policy, September 2013. Fremstillingen her bygger på Einar Hope: "Transparens i kraftmarkedene", Energi, november 2013.

⁸ THEMA Consulting Group har nylig utgitt en rapport, der ulike former for barrierer for bytte av leverandør i sluttbrukermarkedet for kraft drøftes, inklusiv barrierer knyttet til pris- og markedsinformasjon. THEMA Rapport 2013-25: *Barrierer i sluttbrukermarkedet for strøm*, Oslo, juni 2013.

hetene i alle de nordiske landene bør følge nøye med i innføringen av de nye retningslinjene fra Kommisjonen og vurdere hvilke konsekvenser disse vil ha for markedstransparens og konkurranseforhold i det nordiske kraftmarkedet.

2.2 Vedtakskompetanse

Det er en rekke juridiske aspekter knyttet til Konkurransetilsynet vedtakskompetanse, men jeg skal her begrense meg til kort å drøfte to problemstillinger som primært er av økonomisk-politisk art. Det første gjelder spørsmålet om tilsynets handlingsrom og vedtakskompetanse der det foreligger markedssvikt, og det andre om avgrensning av vedtakskompetansen i forhold til andre tilsynsorganer på områder der det kan foreligge delt eller overlappende kompetanse.

Markedssvikt

En av Konkurransetilsynets kanskje viktigste oppgaver på den konkurransepolitiske arena er å klargjøre premisser og betingelser for at det kan legges til rette for konkurranse på områder der det foreligger markedssvikt i form av fellesgoder, eksteraliteter, skalafordeler/naturlig monopol, ufullkommen informasjonstilgang m.m., og hvordan konkurransepolitikken kan utformes for å sikre effektiv ressursbruk under slike forhold. Hvis dette kan gjøres på en faglig tilfredsstillende og overbevisende måte, vil det bidra både til å skape klarhet om tilsynets vedtakskompetanse under gitte forhold på kort sikt, og å klargjøre hvordan det kan korrigeres for markedssvikt for at konkurranse kan fungere som et effektivt virkemiddel og hvordan handlingsrommet for konkurransepolitikken på lengre sikt etter hvert kan utvides til områder der vilkårene for å kunne legge til rette for konkurranse er til stede.⁹

Et interessant og illustrerende eksempel på problemstillinger og avveininger som må foretas mellom konkurransepolitiske og andre politiske samfunns-hensyn kan hentes fra kulturpolitikens område, og nærmere bestemt fra bokmarkedet. Der har man gjennom lengre tid hatt en bransjeavtale for bokomsetning mellom Den norske Forleggerforening og Den norske Bokhandlerforening, som regulerer en rekke forhold mellom de to aktørgruppene, med fast utsalgspris på nye bøker fastsatt av forlagene som det viktigste tiltaket med hensyn til konkurranseregulering av markedet.¹⁰

⁹ På 1990-tallet ble dette en viktig oppgave for Konkurransetilsynet, spesielt ved at vi på den tiden sto midt oppe i en omfattende debatt om avregulering og konkurranseorientering av regulerte sektorer med naturlig monopolinnslag, som for eksempel telekommunikasjoner, elektrisk kraft og transport, men også andre sektorer som helse og media.

¹⁰ Bransjeavtalen for bokomsetning og dens forhold til konkurranselov og konkurransemyndigheter har vært drøftet av Konkurransetilsynet ved en rekke anledninger opp gjennom årene. Se bl.a. Sandrine Tørstad: "Konkurransetilsynets behandling av bransjeavtalen for boksomsetning", *Konkurranse*, nr. 2, 1999, og Kjell Sunnevåg: "Bokbransjen og § 10", i Konkurransetilsynet: *Konkurransen i Norge*, Bergen, 2009. I samme nummer av *Konkurranse* nr. 2, 1999 er det for øvrig et intervju med daværende formann i Den norske forfatterforening, Karsten Alnæs, med tittel: "Kultur lar seg ikke plassere i markedskrysset".

Kulturdepartementet la i 2012 frem forslag til en ny Lov om omsetning av bøker (bokloven) til erstatning for bransjeavtalen. Loven skal regulere forholdet mellom avtaleparter i bokmarkedet, med obligatorisk plikt for leverandører av bøker til å fastsette bindende videresalgspriser på nye bøker. Fastprissystemet ble dermed foreslått opprettholdt. Loven ble vedtatt av Stortinget i juni 2013, men ville ikke tre i kraft før etter stortingsvalget i september. Den nye regjeringen har bebudet at den vil reversere bokloven, uten at det ennå er klart hvilket reguleringsregime den vil bli erstattet med.

Debatten om bokloven og forholdet mellom boklov og konkurranselov har ført til en interessant meningsutveksling mellom fremtredende konkurranseøkonomer og –jurister, representert ved økonomiprofessor Øystein Foros, NHH og jusprofessor Erling Hjelmeng, UiO, på den ene side og professor UiB og tidligere sjefsøkonom i Konkurransetilsynet, Tommy Stahl Gabrielsen, på den annen side.¹¹

I det første avisinnlegget, ”Fastpris uten boklov”, hevder Foros og Hjelmeng at faste priser ikke alltid vil kunne ha konkurranseskadelige virkninger og dermed heller ikke representere et *per se* brudd på konkurranseloven, men at det under visse omstendigheter kan være slik at faste priser kan brukes som et effektivitetsforsvar sett i forhold til konkurranselovens formål om samfunnsøkonomisk lønnsomhet. ”Ønsker regjeringen at forlag skal kunne ha mulighet til å velge faste priser, og klargjøre at dette begrunnes innen konkurranselovens formål (samfunnsøkonomisk lønnsomhet hvor ”kulturverdier” kan inkluderes), så finnes hjemmelen i konkurranselovens § 10 fjerde ledd.” hevder forfatterne og tar både nyere forskning og utviklingen i EU-konkurranseretten til inntekt for sitt syn.

I en kommentar, ”Samfunnsøkonomisk lønnsomhet og kulturverdier”, mener Stahl Gabrielsen at synspunktet til Foros og Hjelmeng ”i beste fall er i ytterkant av rådende økonomisk tenkning på dette området”. Hvis ”kulturverdier” kan inkluderes i det samfunnsøkonomiske effektivitetsbegrepet og som en del av konkurransepolitikken formål, hva så med avveininger mot samfunnshensyn på andre politikkområder som miljøpolitikk, distriktpolitikk, landbrukspolitikk, m.m., der fellesgoder, eksterne virkninger, etc. kan forekomme? Dette avfødte en ny runde med tilsvaret og motsvar mellom debattantene med sikte på å klargjøre posisjoner, men uten egentlig å bringe inn noe prinsipielt nytt.

Uten å ta konkret standpunkt, viser i alle fall denne debatten hvor komplisert det er å hensynta markedssvikt i konkurransepolitikken og å avgrense politikkområdet på en konsekvent og hensiktsmessig måte i forhold til andre politikkområder og

¹¹ Se Dagens Næringsliv, 28.10, 30.10, 31.10 og 4.11, 2013.

samfunnshensyn. Om ikke Konkurransetilsynet i konkrete tilfeller gis vedtaks-kompetanse og håndhevingsrett, har i alle fall tilsynet en viktig oppgave med å påpeke konkurransemessige virkninger av tiltak og virkemidler som settes i verk, for eksempel med kulturpolitisk begrunnelse, og fremme faglig begrunnede forslag til virkemidler som kan tenkes bedre å ivareta konkurransepolitiske og samfunns-messige hensyn enn dem som anvendes i gitte tilfeller. I den forbindelse er det viktig å kunne skjelne mellom samfunnshensyn som kan gis en reell begrunnelse, for eksempel på grunnlag av et fellesgode, og ”samfunnshensyn” som påberopes ut fra næringsinteresser eller andre aktørgrupper overfor det politiske systemet,¹² samt å ha konkurranselovens konsumentvelferdsstandard hele tiden for øyet. Ikke minst er det viktig å ta inn over seg de endringer av teknologisk art som finner sted, for eksempel mellom elektroniske og trykte medier i tilfellet med bok- og medie-bransjen, og konkurransen fra internasjonale aktører på markedet.

Forholdet til andre tilsynsmyndigheter

Som nevnt pågikk det en omfattende debatt i min tid i tilsynet om avregulering og konkurranseorientering av tidligere strengt regulerte sektorer og sektorer med sterkt innslag av offentlig drift og eierforhold. Dette var dels infra-struktursektorer karakterisert ved naturlig monopol som en del av virksom-heten, som kraft, telekommunikasjoner og jernbane, og dels sektorer med annen bakgrunn og vilkår for regulering, som helse- og mediesektoren.

Det var to hovedspørsmål som vi var opptatt av i Konkurransetilsynet i for-bindelse med disse problemstillingene; den ene på det faglig-analytiske plan og den andre på det organisatoriske, i betydningen av hvordan man best skal kunne sikre en god ansvars- og oppgavefordeling mellom Konkurransetilsynet på den ene siden og andre sektorspesifikke reguleringsmyndigheter på den annen side, på områder med delt eller overlappende kompetanse.

Når det gjaldt det første spørsmålet, var oppgaven dels å vurdere hvordan man best kunne organisere for konkurranse, for eksempel ved å skille ut konkur-ransevirksomhet som kunne markedsbaseres fra naturlig monopolvirksomhet som måtte reguleres, i infrastruktursektorer som kraftforsyning m.v. Dels var oppgaven, i samarbeid med andre reguleringsmyndigheter, å bidra til å utforme reguleringsmekanismer og incentivordninger for regulering av naturlig mono-polvirksomhet m.m., med ”gode” effektivitetsegenskaper. Vi så det som en viktig oppgave for Konkurransetilsynet å engasjere seg aktivt i disse problem-

¹² Et av de mest skjellsettende og nærmest ydmykende møtene jeg hadde som konkurranseinspektør med eksterne representanter for nærings- og samfunnsinteresser, var et møte med Den norske redaktørforening om et notat fra tilsynet med synspunkter på konkurransemessige aspekter ved differensieringen av moms mellom aviser og ukeblader. Dette ble drøftet med utgangspunkt i en vurdering av det redaksjonelle innholdet, spesielt for den delen av avispressen som kunne sies i innhold og profilering å ligge forholdsvis nært opp til ukepressen. Overfor denne interessegruppen og i denne konteksten var det ikke lett å vinne gehør for konkurransefaglig argumentasjon!

stillingene, ved å trekke på det betydelige kunnskapsgrunnlaget som forelå i den teoretiske og anvendte reguleringslitteraturen i praktisk utforming av reguleringsmekanismer, og også ved at man ved incitamentsbaserte reguleringsmekanismer jo i betydelig grad ”kopierer” incitamentene og egenskaper fra konkurransevirkosomhet. Men også her melder igjen spørsmålet seg om hvor grensene går for å bruke konkurranse og konkurranseorientering som hensiktsmessige virkemidler overfor næringsvirkosomhet av denne art, sett i forhold til alternativ virkemiddelbruk som kan gi ønsket måloppfyllelse på en bedre måte.

I det andre spørsmålet om ansvars- og oppgavefordelingen mellom Konkurransetilsynet og næringsspesifikke reguleringsinstanser med overlappende ansvar og kompetanse i håndhevingen på vedkommende område, ved avregulering og liberalisering, ble det tatt initiativ til å avklare disse forholdene overfor andre instanser som Kredittilsynet (nå Finanstilsynet), Post- og teletilsynet, Norges Vassdrags- og Energidirektorat, m.fl. Klargjøringen fant sted ved at det ble fremforhandlet skriftlige avtaler mellom Konkurransetilsynet og disse instansene om hvordan ansvars- og oppgavefordelingen skulle være, og hvordan man skulle samarbeide og konsultere hverandre gjensidig om alle forhold som kunne være av betydning for effektiv saksbehandling og avgjørelsesprosesser i konkrete saker. Denne ordningen har siden blitt bygget ytterligere ut og synes alt i alt å ha fungert rimelig godt.

Samarbeidsavtaler er én vei å gå i spørsmålet om ansvars- og oppgavefordelingen mellom myndighetsinstanser, men løser ikke det grunnleggende problemet om hvordan man best kan organisere konkurranse- og reguleringspolitikken ved overlappende kompetanse. I skrift og tale har jeg gjort meg til talsmann for en tilsynsorganisering, der man skiller mellom teknisk og økonomisk regulering.¹³ Sektorspesifikke tilsynsmyndigheter tillegges primæransvaret for all teknisk regulering på vedkommende område, så som konsekjonsbehandling, sikkerhetsforhold m.m., mens Konkurransetilsynet tillegges primæransvaret for all økonomisk regulering. Sektorspesifikk økonomisk regulering kan eventuelt organiseres som egne avdelinger eller virksomhetsområder innen tilsynet, for å ivareta hensynet til nødvendig sektorspesifikk bransjekunnskap i utforming og håndheving av reguleringsregimet.¹⁴

¹³ Jeg har drøftet forholdet mellom konkurranseregulering og sektorregulering, og organisering av oppgavefordelingen mellom myndighetsinstanser, i flere sammenhenger; se bl.a. Einar Hope and Helle Thorsen: ”EC Competition Law: Competition issues with regard to sector-specific competition”. *Fordham Law Review*, 1997. Einar Hope: ”Nettintegrasjon – implikasjoner for konkurranse- og reguleringspolitikk”, i Helge Godø (red): *IKT – etter dotcom-boblen*, Gyldendal, 2003. Einar Hope: ”Konkurransopolitikk og økonomisk sektorregulering – and never the twain shall meet?”, i Konkurransetilsynet: *Jubileumsskrift 1994-2004*, Oslo og Bergen, 2004. Einar Hope: ”Competition policy and sector-specific economic media regulation: and never the twain shall meet?”, i Paul Seabright and Jürgen von Hagen (eds): *The Economic Regulation of Broadcasting Markets: Evolving Technology and Challenges for Policy*, Cambridge University Press, 2007.

¹⁴ En slik organisasjonsmodell har blitt lagt til grunn for konkurransetilsynet i Nederland, med en egen avdeling for energiregulering. I 2013 ble konkurransemyndighetene slått sammen med forbrukermyndighetene og post- og telekom myndighetene, og heter nå The Netherlands Authority for Consumers and Markets”, eller Autoriteit Consumer & Markt.

Det vil ikke være en enkel oppgave i praksis å skille konsekvent og entydig mellom teknisk og økonomisk regulering, men det kan likevel være en rettesnor for en debatt om en bedre organisering av, og oppgavefordeling mellom myndighetsinstanser i, konkurranse- og reguleringspolitikken enn tilfellet er i dag.

Hvis Konkurransetilsynets fagkompetanse og vedtakskompetanse skal styrkes og utvikles i takt med endrede markeds- og konkurranseforhold langs de linjer som er skissert foran, betinger dette at tilsynet får tilført ressurser til å ivareta disse hensyn. Dette gjelder både ressurser for styrking av kompetansen innad i organisasjonen, men også å kunne disponere midler til å initiere forsknings- og utredningsprosjekter i egen regi og i samarbeid med Norges Forskningsråd og andre for å styrke kunnskapsgrunnlaget på områder hvor tilsynet trenger mer kunnskap og innsikt for sin vedtaks- og håndhevingspraksis.¹⁵

3. Et uavhengig tilsyn

Konkurransetilsynets uavhengighet kan drøftes langs en vertikal og horisontal dimensjon; vertikalt i forhold til overordnet forvaltningsenhet, nå Næringsdepartementet, og videre oppover til departementets politiske ledelse og til det politiske systemet for øvrig, og horisontalt til andre tilsynsmyndigheter og forvaltningsorganer som berører tilsynets arbeidsfelt og kompetanseområde, herunder EFTA Surveillance Authority (ESA) under EØS-avtalen. Forholdet til andre tilsynsmyndigheter er drøftet foran og jeg går ikke nærmere inn på dette her.

Den vertikale dimensjonen har igjen to sider eller aspekter. Det ene gjelder klageordningen med hensyn til konkurransetilsynets vedtak i konkurranse-saker og det andre mer generelt om tilsynets grad av selvstendighet i saksvurdering og avgjørelsesmyndighet, og uavhengighet i relasjon til påvirkning fra politisk eller næringsmessig hold i utøvelsen av konkurransepolitikken.

Når det gjelder klageordning, er hovedregelen fortsatt at overordnet departement er klageinstans for klage på vedtak fattet av tilsynet i konkurransesaker.

¹⁵ For eksempel disponerer det svenske konkurransetilsynet over en årlig budsjettbevilgning til forskning, som i 2013 var på 14 mill. SEK. Det er opprettet et eget fagutvalg med representanter fra universiteter og forskningsinstitusjoner fra inn- og utland som behandler innkomne søknader. Tilsynet gjennomfører også et årlig seminar om spesifikke konkurransetema ("Pros and Cons"), der forskere inviteres til å delta og der bidragene utgis i en publikasjon på engelsk. I 2013 var temaet: "Pros and Cons of Counterfactuals".

Et interessant norsk tiltak er opprettelsen av Bergen Center for Competition Law and Economics (BECCLE), som en faglig møteplass for økonomer og jurister som arbeider med konkurransespørsmål og som jevnlig avholder seminarer om konkurransefaglige emner.

For noen år siden ble det innført en bestemmelse i konkurranseloven om at i saker av prinsipiell eller stor samfunnsmessig betydning kan Kongen i statsråd tillate en foretakssammenslutning, eller erverv av andeler, som Konkurransetilsynet har grepet inn mot.

For denne type saker løftes altså den endelige avgjørelsesmyndigheten opp til samlet regjeringsnivå, som må ansees som en klar forbedring ut fra et saksvurderings- og beslutningssynspunkt.¹⁶ Det er imidlertid overordnet departement til tilsynet som forbereder saken for drøfting i regjeringen, og det åpnes dessuten opp for skjønsmessig vurdering av hva som kan være saker av prinsipiell eller stor samfunnsmessig betydning. En forholdsvis liten fusjon eller erverv kan i gitte tilfeller hevdes å være av prinsipiell betydning, mens det i realiteten kan være andre hensyn av politisk eller næringsmessig art enn konkurransehensyn som ligger bak.

Både konkurranselovutvalget av 1991 og, med visse nyanser, konkurranselovutvalget av 2003 foreslo å opprette en uavhengig klagenemnd utenfor departementet som klageinstans. Forslaget har imidlertid blitt avvist begge ganger av den sittende regjering og ordningen med departementet som klageinstans har blitt opprettholdt. Regjeringen Solberg har imidlertid bebudet av man vil se nærmere på hele klagesystemet og synes å ville gå inn for en uavhengig klagenemnd som hovedprinsipp.

Ordnningen med departementet som klageinstans har etter min mening en rekke uheldige sider, ut over det som er berørt ovenfor. Det er en norsk "særordning", mens en endring til en uavhengig klageinstans ville bringe oss på linje organisatorisk med flertallet av land som vi kan sammenlikne oss med i denne type saker. Det ville skape klarere ansvars- og kompetanselinjer i konkurransepolitikken, samtidig med at hensynet til behandlingen av saker av prinsipiell eller stor samfunnsmessig betydning ved fusjoner og oppkjøp vil kunne ivaretas, etter definerte vesentlighetskriterier. Det ville redusere den ressursødende lobbyvirksomheten overfor departementet og det politiske system i alminnelighet fra fusjonsparter og andre som vil skyte seg inn under unntaksvilkårene. Kravene til forutsigbarhet, konsistens og transparens i konkurransepolitikken vil kunne oppfylles på en bedre måte, og man vil kunne stå på tryggere konkurransefaglig grunn i behandlingen og klagevurderingen av alle konkurransesaker. Departementet vil kunne konsentrere sin innsats om dets primær oppgaver i konkurransepolitikken - arbeidet med regelverk, internasjonalt samarbeid, budsjettarbeid m.m. - og ressursbruken og kompetansen i

¹⁶ Jeg har argumentert for at en tilsvarende bestemmelse bør vurderes innført i energiloven, der Olje- og energidepartementet er klageinstans for vedtak fattet av NVE, for å ivareta viktige samfunnshensyn ved kraft- og nettutbygging. Einar Hope: "Offentlig regulering og politisk styring", *Samfunnsøkonomen*, nr. 5, 2011.

departementet på det konkurransepolitiske området vil kunne dimensjoneres etter dette.

Når det gjelder det andre aspektet om tilsynets uavhengighet i relasjon til påvirkning fra politisk eller næringsmessig hold i utøvelsen av konkurransepolitikken, vil deler av dette kunne dempes ved en omlegging av klageordningen til en uavhengig klagenemnd. En slik påvirkning vil imidlertid alltid være til stede og må også ansees som en naturlig del av en demokratisk og forvaltningsmessig beslutningsprosess, innenfor gitte lover og regelverk. Jeg tror for øvrig at forekomsten av ESA, og forholdet mellom konkurransepolitikken i EU og Norge mer generelt, har bidratt til i noen grad å dempe denne formen for påvirkning fra norske aktører.

Med Næringsdepartementet som overordnet myndighet melder imidlertid en annen problemstilling seg, selv om klageinstituttet skulle bli flyttet fra departementet til en uavhengig klagenemnd. Dette gjelder spørsmålet om forholdet mellom Næringsdepartementets utøvelse av sitt ansvar og rolle som eier av en rekke statlige foretak og samme departement som øverste myndighetsinstans for konkurransepolitikken. Hvis man ikke opptrer med konsekvens og ryddighet her, kan det lett oppstå uklare ansvarsforhold og uheldig rolleblanding. Spesielt er det viktig at det ikke, med rette eller urette, kan hevdes at offentlig eide foretak blir forskjellsbehandlet i konkurransesaker i forhold til andre foretak, eller at disse har mer direkte tilgang til det politiske og forvaltningsmessige systemet i konkurransespørsmål enn andre aktører.

For et par år siden utarbeidet Nærings- og handelsdepartementet retningslinjer for utøvelsen av det statlige eierskapet overfor selskaper og virksomheter som staten har eierinteresser i.¹⁷ Det bør vurderes å supplere disse retningslinjene med bestemmelser som sikrer ryddige og transparente forhold mellom departementet som eier av statlige foretak på den ene side og konkurransemyndighet på den annen, eventuelt at det utarbeides et sett av retningslinjer spesifikt for sistnevnte forhold. Den politiske ledelsen i departementet under regjeringen Solberg har for øvrig allerede bebudet at det vil legge frem en ny melding til Stortinget om den statlige eierskapspolitikken. Der bør også forholdet mellom departementet som eier og konkurransemyndighet kunne tas opp.

¹⁷ St.meld. nr. 13 (2010.2011): *Aktivt eierskap*. Jeg har gitt noen synspunkter på meldingen og retningslinjene i en kommentar; Einar Hope: "Offentlig eierskap og konkurranse", *Energi*, nr. 7, 2011.

Sluttmerknad

Sett fra mitt ståsted som samfunnsøkonom og tidligere konkurransedirektør har det funnet sted en interessant og gledelig utvikling i konkurransepolitikken i de senere årene. Dette gjelder så vel utviklingen i det teoretisk-analytiske grunnlaget for utforming og håndheving av politikken, men også med hensyn til næringslivets og allmennhetens økende anerkjennelse for, og aksept av, konkurransepolitikk som et viktig politikkområde.

Det er viktig at det bygges videre på dette grunnlaget. Med den faglige utviklingen som har skjedd i konkurranseanalysen, med sterkere vekt på å forstå og inkorporere markedsaktørenes konkurransestrategier og konkurransemessige adferdsrelasjoner mellom aktører i markedene i analysen, som påpekt foran, skulle Christine Meyer som "kaptein" ha gode faglige forutsetninger for å lede og oppdatere Konkurransetilsynet kompetansemessig etter hvert som ny forsknings- og faktabasert kunnskap tilsier at tilsynets tilnæringsmåter og analyseopplegg må justeres. Forhåpentligvis vil hun også, med hennes erfaring fra politikk og offentlig forvaltning, kunne bidra til å løfte frem en åpen og fordomsfri diskusjon av konkurransepolitikk som et viktig politikkområde på en raskt omskiftelig konkurransearena, nasjonalt og internasjonalt.

Competition policy and sector- specific economic media regulation: and never the twain shall meet?*

*In Paul Seabright and Jürgen von Hagen (eds): *The Economic Regulation of Broadcasting Markets. Evolving Technology and Challenges for Policy*. Cambridge University Press, 2007.

1. Introduction

Against a background of dramatic structural and organisational changes in media markets, most European countries are struggling with reforming their media policies and regulatory regimes to accommodate and comply with those changes, in accordance with stated policy and regulatory objectives. One interesting issue that has come up in this debate is the relationship between competition policy regulation of media markets on the one hand and sector-specific media regulation in general, and sector-specific ownership regulation in particular, on the other. Is it an appropriate and workable policy option to gradually replace sector-specific media regulation by general competition policy regulation or to 'roll back' sector-specific regulation to competition regulation of media markets - to use the expression, and stated intention, of the EU Commission in its proposal for regulatory reform of electronic communications services?¹ There seems to be a general consensus among writers and researchers on media regulation that such a policy proposition is neither workable nor acceptable because of special characteristics of media markets in economic terms and stated public policy objectives of media regulatory policy.² At the same time, however, there seems to be a general concern that the regulation of media markets is not working properly in practice; in fact, scepticism and even frustration often come to the surface, both from media regulators and from actors in media markets being exposed to regulation.

There are two aspects, or levels of debate, about the relationship between competition policy and sector-specific media regulation. The first level is the relationship between general or 'traditional' media regulation, ranging from measures to safeguard regulatory objective such as freedom of expression,

¹ EU Commission (2000): COM (2000)393.

² Gillian Doyle comments specifically on media ownership regulation in her comprehensive media ownership study that 'effective and equitable upper restraints on ownership are vitally important tools that no responsible democracy can afford to relinquish. Curbs on ownership provide a direct means of preventing harmful concentrations of media power and, as such, are indispensable safeguards for pluralism and democracy' (Doyle (2002), p. 179).

Likewise, in a recent Law Proposition to the Storting (Norwegian parliament) on ownership regulation of media the Norwegian Ministry of Culture and Church concludes, after a summary discussion of competition and ownership regulation, that the Competition Act is not suited for achieving pluralism and securing freedom of expression in media regulation, and that ownership regulation therefore is required as a policy instrument (Ot.pr. nr. 81 (2003-2004)).

media diversity, independence of media from ownership and political influence, cultural identity and language, etc. to technical regulation, e.g. of wave frequencies in broadcasting, and economic regulation, safeguarding the same objectives and, in particular, the efficient functioning of media markets. The second level is the relationship between sector-specific economic regulation and general competition regulation. In my opinion, the debate on media regulation would have benefitted considerably from establishing a clearer distinction between the two levels and on that basis identifying properties and characteristics of regulatory measures designed to achieve stated regulatory objectives for the media sector in the best possible way.

The focus of this chapter is on the latter level and more specifically on the relationship between ownership regulation, as generally being the most important instrument of sector-specific economic media regulation, and competition policy regulation. Are the two regulatory policies independent of each other and thus 'never shall meet' in Kipling's sense, or can sector-specific ownership regulation be placed within the realm of competition policy regulation without undue loss of regulatory impact or without sacrificing important regulatory objectives, in particular, media pluralism and diversity? Much of the debate on this policy relationship seems to have been rather 'sector-specific' in the sense that it has originated in the media sector itself from a media policy perspective. This also seems to apply to a considerable degree to the academic literature on media regulation. The competition policy dimension is typically not anchored as solidly in the analysis and evaluation of regulatory media issues. Sometimes one is even left with a feeling that part of the regulatory literature suffers from an incomplete understanding of the analysis and instruments of modern competition policy.

This chapter makes an attempt at striking a balance in this regard, by comparing analytical approaches and instruments of sector-specific economic (ownership) regulation with competition policy regulation of media markets, as a background for a discussion of their 'proper' regulatory relationship. This is the topic of Section 3, while Section 4 discusses various models for the institutional relationship between sector specific and competition regulation and the division of labour and responsibility between sector-specific regulatory authorities and competition authorities in media regulation. In Section 5, there is a more specific, case-oriented discussion of the Norwegian media regulatory framework and the recent regulatory media reform in Norway, and some lessons that might be drawn from it with regard to the relationship between sector-specific and competition policy regulation. The main policy proposition suggested in the chapter is that competition policy regulation may be substituted for sector-specific ownership regulation without undue loss of regulatory impact, in the context of the Norwegian media regulatory policy framework.

2. Some structural and regulatory developments in the media sector

As a background to the discussion of economic media regulation, and the relationship between sector-specific and competition policy regulation, let us list in a summary fashion some relevant, recent developments that have taken place within the media sector.³ These developments are partly exogenous in relation to regulatory policy in the sense that they take place more or less independently of the regulatory regime, e.g. through exogenous technological change, and so the regime must adjust to them, and partly endogenous, in the sense that developments are deliberately influenced and steered by policy in an intended way, e.g. by merger and acquisition regulations in competition policy.

Market structure and organisation

Media market convergence and network integration on a common digital technological platform have been important driving forces behind the restructuring of media markets in recent years. Network integration has also to some extent taken place over and above digital convergence and integration, e.g. when energy companies with dedicated physical power or gas networks have invested in broadband facilities and started to offer broadband services on the basis of alleged economies of scope in network integration. Under market convergence and integration, market players who formerly have operated in separate markets now become competitors. In order to reap potential efficiency gains from economies of scale and scope, consolidations occur through mergers and acquisitions, leading to increased market concentration. This may have detrimental effects on market competition - a standard problem or dilemma in the welfare analysis of trade-offs between economic efficiency and competition in competition policy regulation.

Concentration in media markets has taken four main forms: (i) mono media concentration, i.e. integration within a single media sector or business activity, (ii) horizontal integration across different media sectors or activities (multi-media concentration), (iii) vertical integration along different stages in the vertical supply chain from production of media content through packaging and distribution to end-use, and (iv) conglomerate concentration, i.e. expansion into sectors or activities not traditionally understood as media markets, partly facilitated by forces of convergence and integration mentioned above. All forms of concentration can be observed in media markets, with (ii) and (iv) as perhaps the most prevalent ones. The different forms raise different issues and problems in relation to regulatory policy for the media sector. Market convergence and concentration have paved the way for media product bundling, with potential cost efficiencies on both the supply and the demand sides, e.g. through reduced

³ For accounts, see for example EU Commission (1997), Doyle (2002), McQuail and Siune (1998), Beesley (1996), Kelly et al. (2004) and Syvertsen (2004).

information search and transaction costs for consumers. However, information technology makes it possible at the same time to target individual consumers and create products and product packages tailored to the preferences of individual consumers. Given the complexities and problems of media regulation as seen from the supply side under convergence, concentration and rapid technological change, this may imply a shift of regulatory focus from supply-side to demand-side regulation, in particular to consumer policy regulation.

Media markets are increasingly moving from predominantly national markets to international and even global markets, especially for the electronic media markets. This has regulatory implications at least along two dimensions: first, a delegation of regulatory responsibility and tasks from national regulatory authorities to over national or international bodies, in particular to the EU Commission for European member countries; and second, a need for harmonising regulatory policies and approaches among countries to achieve common regulatory goals. It goes without saying that this is a major regulatory policy challenge.

*Regulatory policy*⁴

With regard to regulatory objectives there has been a shift of focus from broadly defined media policy objectives related to culture, democracy, freedom of expression, pluralism and the like to more emphasis on economic objectives related to industrial and competition policy regulation of media markets. The shift of focus does not imply, however, that the former objectives have been unduly sacrificed, specifically, in the context of this study, the objectives of pluralism of media actors and diversity of media supply.

Following the change in the composition of the hierarchy of media policy objectives, a shift towards more emphasis on economic regulation of the market structure of the media sector, in particular ownership regulation, and gradually to some extent to the regulation of the market behaviour of media actors and content of media supply has taken place. Competition policy regulation has also implied a focus on non-discriminatory competitive aspects of the design and enforcement of media regulations and a critical look at explicit policies to subsidise or give political support to specific media activities or products.

When it comes to the institutional organisation of media regulatory policy and the division of labour between regulatory institutions, a clearer vertical separation of regulatory responsibility for the media sector between the political system and ministerial bodies in government and independent sector-specific regulatory bodies, subordinated to the ministries, can generally be observed. In

⁴ In addition to the references in footnote 3, see for example Hoffmann-Riem (1996), Humphreys (1996) and Østbye (1995).

most countries those bodies have been restructured along with the restructuring of the media sector itself, e.g. by merging mono-media regulatory bodies into multimedia bodies, but often with a fairly long institutional regulatory lag and maintaining the predominantly sector-specific nature of media regulation.

For the question whether sector-specific economic regulation might be replaced with general competition regulation, three aspects of the above-mentioned developments are particularly relevant. First, media market convergence and integration can further competition among media sectors and activities if undue market concentration and restrictions on competition are avoided. Second, modern sector-specific regulatory regimes, particularly for network regulation, make more and more use of competition-like instruments, e.g. incentive regulation, regulation through contracts, auctioning out the right to supply specific activities, e.g. frequency rights for broadcasting, etc. Third, with multi-media and conglomerate integration, the sector-specific media concept becomes diluted and less 'specific' compared with the traditional mono-media sector concept, making sector-specific regulation less well defined in relation to specific sectors. This is not, of course, sufficient in itself to argue for substituting competition regulation to a sector-specific regulation. We must also take a closer look at, and compare, properties and characteristics of instruments and approaches to regulation under sector-specific and competition regulatory regimes. This is discussed in Section 3, with emphasis on ownership regulation as a sector-specific regulatory instrument.

3. Approaches and instruments

Some of the debate on policy approaches to economic media regulation, in particular the relationship between sector-specific and competition regulation in the composition of the policy 'package', suffers, in my opinion, from misconceptions, or at least an insufficient understanding, about characteristics and properties of policy approaches and instruments of the two policy areas. Therefore, a brief exposition of some important characteristics and properties may be in order.⁵

Ex ante sector-specific regulation versus ex post competition regulation

Sector-specific regulation is often referred to as ex ante regulation, while competition regulation is characterised as ex post regulation. The dichotomy is sometimes also referred to as proactive sector specific regulation versus reactive competition regulation, respectively.

Such an ex ante/ex post dichotomy captures important features of the two policy areas, but is too simplistic both as a characterisation and as a basis for

⁵ For a more detailed exposition, see Hope (2003).

the choice of regulatory policy regimes. There are many examples of ex ante approaches to regulation in competition policy, e.g. with regard to exemptions from prohibition rules or regulation of mergers and acquisitions. For merger regulation, criteria for the delineation of relevant market(s) and threshold values for market size or market share are defined by competition authorities in advance, though not legally binding from an enforcement perspective on a case-to-case ex post basis. Competition authorities may also ex ante enter into a dialogue, e.g. with dominant market players to make them adjust their market behaviour in order to avoid formal proceedings for possible breaches of competition rules, as has often been the case, for example, in telecommunications after deregulation.⁶ Similarly, sector-specific regulation is sometimes ex post based, in the sense that sector-specific regulatory authorities will wait for market developments or specific market outcomes to materialise before regulations are considered, e.g. price regulation.

Regulation of market structure versus regulation of market behaviour

Another too simplistic characterisation is that sector-specific economic regulation is structural regulation while competition regulation is behavioural regulation. True enough, sector-specific media regulation, in particular ownership regulation, is very much about ex ante regulation of (ownership) structure. However, competition regulation is not only about regulating market behaviour but to a considerable extent about market structure too. In fact, a fundamental analytical approach to competition policy regulation has traditionally been the SCP (structure, conduct, performance) paradigm, where regulation of market structure has played an important role. This can partly be explained by the analytical belief of economists, based on economic theory, that specific market structures will typically generate specific forms of market behaviour, e.g. competition on price, and partly by a general regulatory lesson in competition policy that it is considerably more difficult to regulate behaviour than structure in practice. But then, of course, being equipped with a box of tools for regulating both dimensions, structure and behaviour, must generally be thought to be better than regulating only one of them.

This can be illustrated by regulatory issues raised by market dominance and market power in the media sector. The approach typically taken under sector-specific regulation has been to place ex ante structural restrictions on levels of mono-media, multi-media or cross-media ownership, defined in terms of maximum threshold values for market share, equity or revenue, for various geographic market delineations (national, regional or local) for a given media sector or across media sectors, with the stated intention of avoiding undue

⁶ See Cave and Crowther (2004) for discussion, primarily with reference to EU telecommunications and electronic media regulation.

media concentrations and securing pluralism of media suppliers and diversity of media output⁷. The upper ceilings on ownership have generally been rather low, typically in the area of 15-30 per cent share, depending on media sector and whether it is mono-, multi- or cross-ownership. Those ceilings have typically been considerably lower than what has generally been defined as market shares for market dominance in competition policy. Recently, media ownership thresholds have been raised in a number of European countries, but still not to the general dominance level defined for other markets.

Under competition policy regulation market dominance is not considered illegal per se but rather the abuse of a dominant market position to exercise market power to the detriment of economic efficiency⁸. Still, most countries with a market dominance rule in their regulatory regime for competition⁹ have defined general dominance standards in terms of market shares, typically in the range 40-60 per cent for unilateral market dominance. These threshold values should, however, be considered partly as a preliminary screening device for the competition authorities for a closer inspection of markets where dominance may represent a competition problem in terms of the potential abuse of market power, and partly as a signalling device to market actors about the regulatory consequences of becoming dominant, i.e. by becoming subjected to a closer scrutiny of their market behaviour by the competition authorities.

Thus, competition authorities must perform a two-way test for market dominance. First, to determine whether the structural conditions for market dominance are fulfilled, according to defined dominance standards, and second, to investigate specifically whether the behavioural conditions would justify an intervention against the abuse of a dominant position. The competition authorities can, in principle, define structural standards of dominance for individual markets or group of markets, depending on specific competitive features of markets, related for example to network externalities, sunk costs, demand complementarities among products, capacity constraints, etc., which are features associated with information and communications technology markets, to which many media markets belong.

⁷ For a detailed account of the UK media ownership policy, and also covering European countries, see Doyle (2002). For a discussion of the Norwegian case, see Section.5.

⁸ For a comprehensive analysis of market dominance and market power in competition policy, primarily with reference to electric power markets but also with a discussion of media markets, see Hope (2005).

⁹ Most European countries have by now adopted the market dominant position rule and the concomitant prohibition of abuse rule of the EU competition policy; consider Norway in the new Norwegian Competition Act of 5 March 2004. An alternative to the market dominance test, more in line with economic theory, is the 'significant lessening of competition' (SLC) test, which, for example, the US competition legislation is based upon. The new Merger Regulations of the EU have come closer to the American SLC-test concept.

Market dominance standards similar to the ownership thresholds defined in sector-specific media regulation could thus, in principle, be defined and signalled to the markets in competition policy regulation of media markets. A competition authority could also intervene, regardless of whether market dominance standards actually have been defined for a specific market or not, e.g. a local media market, if it thinks that a case of abuse of market dominance position can be raised. Behavioural regulation would thus be a cornerstone of the competition regulatory regime under 'structural' market dominance¹⁰.

Lately, in telecommunications regulation, the former concept of strong market position has given way to the concept of 'significant market power' (SMP) and has thus moved closer to market and competition concepts in competition policy¹¹. Most countries, with the only exception of the Netherlands so far (see Section 4 below), have, however, maintained telecommunications regulation as the prime responsibility for a sector-specific regulatory authority, including the demarcation of relevant market(s) on criteria defined by the EU Commission, definition of market dominance or market power criteria, etc. Thus, we see that sector-specific regulation and competition regulation converge, but without the full implications being drawn for the design of regulatory policy and the division of labour between regulatory bodies.

A somewhat different and more general distinction can be made in competition policy analysis between structural conditions for the potential exercise of market power and incentives for the actual exercise of power. The latter can be termed an incentive-oriented approach to competition policy analysis¹². The basic idea or contention of this approach is that competition analysis should not be conducted in terms of structural conditions; in fact, the concepts of relevant market and market structure should be considered 'irrelevant' for a proper analysis of competition, which should rather be framed as an analysis of the incentives of business entities to compete. A regulatory implication of this approach is that regulatory authorities should be more concerned with understanding the incentives and strategies for competition at the firm level and not so much with analysing structure as such at the market level, representing a considerable shift of analytical focus in competition policy analysis. In particular, an economic regulatory regime for media markets based on structural ownership regulation alone would become close to meaningless under this approach.

¹⁰ In the new Norwegian Competition Act, § 12 on market dominance regulation explicitly states that 'structural measures can only be enforced if equally efficient behavioural measures cannot be found, or if a behavioural measure would be more burdensome for the (dominant) firm. Similar regulations apply within the EU competition policy in relation to Articles 81 and 82 of the Treaty.

¹¹ See EU Commission (2000).

¹² The approach is developed in Fehr et al. (1998) (in Norwegian). An English summary of the main ideas is contained in Norman (2000). For a discussion of the approach and its implications for competition policy analysis, see Hylleberg and Overgaard (2000). See also Hope (2005).

Static versus dynamic regulation

A regulatory issue related to the structural-behavioural dichotomy above is whether the regulatory outcome in terms of economic efficiency will be different under sector-specific regulation compared with competition regulation. An argument often met is that sector-specific regulation is more concerned with dynamic efficiency objectives related to technological change, innovation and growth, and is also better equipped with regulatory instruments to further such objectives, while competition policy, at least the way in which it has traditionally been practised, is steeped in short-run, static economic efficiency considerations and objectives. For the media sector, which generally has been characterised by rapid technological change and market restructuring, especially for the electronic communications part of it, a competition policy based on static competition and efficiency considerations thus could become too interventionistic from a dynamic regulatory perspective.

Again, such a static-dynamic regulatory dichotomy is too crude and simplistic as a characterisation of the two regulatory policies; it may even be directly false. A critique often raised against sector-specific ownership regulation of media is, in fact, that it is too static and backward looking, in the sense that ownership restrictions are not adjusted in the wake of technological and market developments, or they are adjusted with a considerable regulatory time lag. It is also argued that ownership thresholds generally are set so low so that the full potential for cost efficiencies in terms of economies of scale and scope, positive network externalities by network integration and the like may not be realised in practice¹³. Low threshold values might also limit the resources available for innovation for media firms and owners or weaken the incentives for innovation and function as a barrier to entry for new competitors in media markets. In sum, this could represent a constraint on dynamic media competition and a loss of dynamic economic efficiency gains from sector-specific ownership regulation.

Competition policy, as traditionally understood, is vulnerable to a critique of being too focused on static price/quantity competition and static economic efficiency considerations. This is, however, more of a critique of the enforcement practice in competition policy rather than against competition policy as such. Lately, interesting developments have taken place within the realm of competition policy, broadening the scope of competition analysis to include parameters other than just price and quantity competition; in particular R&D and innovation, and placing more emphasis on dynamic efficiency. This reorientation of analytical approach and objective of competition policy has been particularly evident for innovative sectors such as ICT and has,

¹³ See, for example, Doyle (2002).

admittedly, not yet permeated the policy field as a whole, neither in theory nor in practice¹⁴.

This static-dynamic regulatory dichotomy is particularly interesting in relation to the stated media policy objectives of pluralism of media suppliers and diversity of media content. As mentioned in the introduction, it is generally maintained that competition regulation is insufficient or inept to achieve such targets and therefore has to be supplemented by (sector-specific) ownership regulation. This may offhand seem a little surprising on the basis of the discussion above. Competition policy enforcement may have been too lenient with regard to specific cases of media mergers and acquisitions, allowing too concentrated media markets to develop, to the detriment of pluralism from a static competition perspective. If so, however, this could be raised more as a critique of practical policy applications and not necessarily as a fundamental critique of analytical approaches and instruments of competition policy regulation, including dynamic regulation, as mentioned above. Sector-specific ownership regulation, meanwhile, seems to be rather more steeped in a static analytical and regulatory framework, where short-run pluralism may result in less future pluralism through reduced competition and innovation in media markets, compared with dynamic competition regulation¹⁵. Whether this will be the actual outcome or not is in the end an empirical question, on which little research yet has been done.

Economic versus general or 'non-economic' media regulation

Media regulation is characterised by a number of policy objectives¹⁶, while general competition policy has just one overriding goal, i.e. economic efficiency¹⁷. Can a distinction be drawn between economic regulation on the one side and general media regulation, broadly defined as all non-economic regulation, on the other? If so, and as a next step, would it then be operationally possible and meaningful to allocate economic regulation as a primary task for competition policy regulation while 'non-economic' media regulation would be the main task under sector-specific regulation? If such a distinction could be made with a fair degree of precision, this would lead to a clearer division of responsibility and

¹⁴ See, for example, Hagen and Hope (2004) and contributions in Ellig (2001).

¹⁵ From a more general regulatory perspective it may seem somewhat paradoxical that ex ante sector-specific regulation should be better adapted to achieve dynamic efficiency objectives in innovative industries and turbulent markets, with a high degree of uncertainty about outcomes of technological change and innovation, than under ex post competition regulation.

¹⁶ Syvertsen (2004) distinguishes between the following main categories of objectives for Norwegian media policy: (a) diversity and pluralism, (b) democracy, freedom of expression and public debate, (c) culture, identity and language, (d) protection of minorities and vulnerable groups, (e) safeguarding consumers and efforts against commercialisation, (f) access to media supply on equal terms for all, and (g) support of a national media industry and media production. She groups (a) to (c) into a *cultural policy* regulatory regime, (d) and (e) into a *consumer policy* regulatory regime and (f) and (g) into an *industrial or competition policy* regulatory regime.

¹⁷ Consider the opening paragraph of the 2004 Norwegian Competition Act: 'The purpose of this Act is to further competition as a means to achieve efficient use of society's resources.' Under the debate of the Act in the Norwegian Parliament (the Storting), a formulation was added: 'When applying this Act, special consideration should be given to consumers' interests.'

labour between competition authorities and sector-specific authorities, resulting in less regulatory uncertainty for sectors and actors under regulation and more efficient use of regulatory resources.

The crucial issue seems to be rooted in the policy objectives of pluralism and freedom of expression. Media regulators would tend to argue, as mentioned, that competition policy alone is not sufficient to achieve media pluralism and therefore has to be supplemented with ownership regulation to secure diverse media ownership as a means to media pluralism. In addition, measures to safeguard editorial independence and freedom of expression have to be in place, e.g. as self-regulation in the form of written, public editorial agreements to secure editorial independence from media owners, and diversity of content, or legal regulations to the same effect, written into law.

If, therefore, measures can be designed to safeguard those objectives, this part of media regulatory policy could be separated from ownership regulation and from the regulation of supply and demand of media products and services in media markets. The enforcement of the former part of regulatory policy would be the task for sector-specific regulation. Given the rather static and inflexible nature of media ownership regulation compared with the properties of modern competition regulation, as discussed above, there should at least be a presumption for a regulatory policy case of considering to abolish media ownership regulation as a sector-specific regulatory task and replacing economic sector-specific regulation with competition policy regulation, as a basic proposition for the practical approach to media regulation. An empirical discussion of such a regulatory division of labour and responsibility between sector-specific and competition policy media regulation is given in Section 5, specifically in relation to the recent Norwegian media regulatory reform.

4. Models of the division of responsibilities

The division of labour and responsibility between competition and sector-specific regulatory authorities has a vertical and a horizontal dimension. Vertically, it concerns the division between different levels of government, e.g. between governmental ministries and subordinated sector-specific regulatory bodies, or between supranational bodies, e.g. the EU Commission and national bodies. Horizontally, it is a question of how the division is organised between regulatory bodies at the same level of government, in casu between competition and sector-specific authorities, respectively, but also among sector-specific authorities themselves, e.g. between regulatory authorities for telecommunications and media, respectively. Only the horizontal dimension is discussed here¹⁸.

¹⁸ Vertical aspects are covered in Fehr (2000), Laffont and Tirole (2000) and Larouche (2000); the latter two primarily with reference to telecommunications.

Along this dimension the division of labour and responsibility between competition and sector-specific regulatory authorities can be organised according to four main types of model¹⁹:

1. The competition authority has exclusive competence to monitor and enforce competition and (economic) regulatory policies in all sectors and markets.
2. The sector-specific authority has exclusive competence to monitor and enforce competition regulation and sector-specific regulation for the respective sector(s).
3. The two authorities have parallel or overlapping competence (most prevalent in practice).
4. The two authorities both have competence, but in clearly defined competence areas: the competition authority has exclusive competition policy competence and the sector-specific authority has exclusive regulatory competence for its sector(s).

In practice, the models are rarely found in their pure form; most sector specific regulatory regimes contain elements from more than one model. A common feature of the choice of institutional model in practice, however, is that the horizontal division of competence is vague and unclear, with considerable overlaps and 'grey zones' between competition and regulatory authorities. The third model above thus seems to capture the actual division best in most countries. Such overlaps may create regulatory uncertainty with regard to case handling and outcome, duplication of regulatory efforts and resources, conflicts of competence among regulatory bodies and inertia with regard to adjusting regulatory policies to a changing policy environment.

Some considerations relevant to the choice of model for the horizontal division between competition and sector-specific regulation for the media sector, in addition to those discussed in Section 3, are:

- *Form and nature of media convergence and integration*: will convergence and integration result in a well-defined demarcation of media sectors and markets for regulation, applying a common regulatory approach in terms of analysis and policy measures to them, or is the variation across sectors so large that such an approach is not justified? Convergence has, for example, created a much closer regulatory 'affinity' among the electronic media sectors taken together than across-media integration between electronic media and the press²⁰. If the variation across sectors is so large that a common regulatory

¹⁹ Hope and Thorsen (1997) and Hope (2003).

²⁰ See, for example, Doyle (2002). However, electronic media integration has implications for the horizontal division of labour between media regulation and telecommunications regulation.

regime cannot be implemented, this would imply an asymmetric regulation of media entities and activities within the media sector. Such regulation might be at variance with the fundamental principles of competition on a level-playing-field basis and non-discrimination of objects in competition policy.

- *Competition and incentives in regulation:* should competition between regulatory bodies (competition and sector-specific bodies) be stimulated as an objective in itself, creating incentives for better decision making and more efficient use of regulatory resources? Is it, specifically, a problem to 'monopolise' all economic media regulation as the sole responsibility for a competition authority?
- *Time aspect in regulation:* is it necessary to monitor and control a sector under regulation more or less continuously - a feature of sector-specific regulation - or is it sufficient to intervene more sporadically on a case-to-case basis when regulatory situations occur - a feature of competition regulation? Is consistency of the regulatory regime over time of importance, e.g. in relation to long-term investment decisions by media investors, and if so, is this more pronounced under sector-specific than under competition regulation?
- *Information, knowledge and communication:* are information and data requirements for regulation different between sector-specific and competition regulation and can they be communicated more efficiently under the typically more continuous and closer relationship between sector-specific regulatory bodies and market actors under regulation than under competition regulation? Is it necessary to have sector specific knowledge and competence to regulate efficiently and would competition regulation be at a disadvantage in this respect compared with sector regulation? A related question is whether the asymmetric information problem between regulators and regulatees is more pronounced under competition than under sector-specific regulation.
- *Regulatory capture:* is regulatory capture of regulators by regulatees a more serious problem under sector-specific than under competition regulation, partly as a consequence of characteristics and properties of sector regulation discussed above²¹? Surprisingly little empirical research has been done on this issue, in view of the role it plays in the regulatory literature and in the public debate on regulation²².
- *Complexity and intensity in regulation:* sector-specific regulation is usually thought of as more detailed and comprehensive compared with the 'minimalistic' and general approach in competition regulation. Is there sufficient proportionality with regard to complexity and intensity in sector regulation, in the sense that the regulatory regime is not overburdened in relation to regulatory tasks and objectives? Is sector regulation susceptible to inertia or

²¹ For some aspects of this discussion, see the analysis in Laffont and Martimort (1999). See also Fehr (2000).

²² An interesting empirical analysis of lobbying, as an aspect of regulatory capture, is Neven et al. (1998). See also Neven et al. (1993) on regulatory capture.

sluggishness of adjustment when confronted with rapid changes in the regulatory environment, compared with competition regulation?

- *Resource use in regulation:* are there economies of scale and/or scope in regulatory functions that could be realised by reorganising the regulatory system, e.g. by merging regulatory institutions or making the division of labour among them more transparent and precise? Can regulatory costs be reduced by adopting more effective regulatory measures, including the regulatory cost of market actors being exposed to regulation?
- *Universal service obligations:* USO regulation has been the hallmark of sector-specific regulation, in relation to both regulation of dominant firms in formerly monopolised sectors, such as telecommunications and electricity, and sectors or activities with explicitly stated obligations of universal service, such as public broadcasting and television. Can USO be accommodated in a satisfactory way within a competition regulatory regime so that sector-specific regulation can be replaced by competition regulation even under USO conditions? There is no simple, general answer to this question. The fundamental problem is how to design and impose a universal service obligations regime in a non-discriminatory and neutral way under a competition policy regime, but this problem also remains, in principle, with sector regulation. No fully satisfactory solution can be said to be found for this problem yet, neither from a theoretical nor a practical regulatory perspective²³.

The issue of universal service obligations illustrates a general point that can be made about the relationship between sector-specific and competition regulation, i.e. that it is not just an either-or question, but that there are complementarities in the relationship. This said, however, the present relationship in practical regulatory policy for the media sector seems to be far from optimal in most countries, the 'grey zones' being too large and ill-defined between the two policy areas. Policy improvements can be obtained by making the demarcation between sector specific and competition regulation more consistent and precise, by harmonising policy objectives and by tapping the synergies between the policy areas with regard to regulatory outcome and resource use.

If competition policy regulation could be substituted for economic sector-specific regulation, competition authorities might have to take over regulatory instruments that could seem 'alien' at first sight in their box of tools, as traditionally understood, e.g. specific ownership regulation of media as practised

²³ For a discussion, see Laffont and Tirole (2000). Hammer (2002) discusses USO under EU regulation, specifically for network regulation in relation to Article 16 in the Amsterdam Treaty, obligating Member States 'to take care that such (public) services operate on the basis of principles and conditions which enable them to fulfil their mission'. Hammer concludes that such regulation 'does not reflect a conflict between public service/universal service and competition. Both aspects can be derived from the new Art. 16 EC. On the one hand, it emphasizes the importance of public service in a situation where state functions are outsourced in several European countries. On the other hand, it does not reflect a conflict between public service and competition.'

under the former regulatory regime. This should be considered, however, as a transitory phase, until regular competition policy measures could be imposed.

The institutional setup for sector-specific media regulation and the relationship with competition regulation vary considerably among European countries²⁴. Three developments seem, however, to be common to most countries (see also Section 2): (a) more focus on competition policy regulation, especially in relation to mergers and acquisitions, (b) more focus on economic sector regulation in terms of ownership regulation, as a task for sector-specific regulatory authorities, and (c) merging mono-media regulatory bodies into multi-media bodies. A full rolling back of sector-specific media regulation to competition policy regulation has not taken place, however, in any European country yet.

The most interesting case in this regard is represented by the Netherlands, where one of the government's stated institutional policy objectives has been to pave the way for a 'sector-specific competition authority' organisational model. Under this model, sector-specific regulation should gradually be transferred to the Dutch Competition Authority (Nederlandse Mededingingsautoriteit (NNA)) and organised as sector divisions within the NNA, as a transitory phase until full integration of the sector divisions into the NNA can be implemented. This is intended to be the model not only for sectors like telecommunications, where the rolling-back intention was stated in the EU directives on telecommunications, but also for sectors such as energy, health and media. According to the chapter on the Netherlands by Kees Brants in Kelly et al. (2004), the Dutch Post and Telecommunications Authority (Onafhankelijke Post en Telecommunicatie Autoriteit (Opta)) was supposed to merge with the NNA in 2005. Brants also mentions that the Opta would like to merge with parts of the Media Authority, 'but as yet that seems politically unviable' (p. 153). The horizontal division of labour and responsibility in media regulation is thus a question of the division not only between competition and sector-specific regulation but also between sector-specific regulatory bodies.

5. Sector-specific and competition policy regulation of media - the Norwegian case

Norway presents an interesting case of media regulatory policy in general²⁵ and media ownership regulation in particular. Some recent developments with regard to Norwegian media ownership policy are as follows:

- A separate Media Ownership Authority (MOA) was established in 1998. The

²⁴ See Kelly et al. (2004) and Doyle (2002).

²⁵ For a survey of Norwegian regulatory policy for the media sector, see Chapter 14 on Norway by Helge Ostbye in Kelly et al. (2004). See also Syvertsen (2004) (in Norwegian).

MOA has recently been merged with the former Mass Media Authority and the Film Authority into a common Media Regulatory Authority (MRA)²⁶.

- The Norwegian government has proposed amendments to the 1997 Act on Regulation of Acquisitions in Press and Broadcasting, and extending the coverage of the Act.
- The government has proposed new legislation with regard to securing freedom of expression and substituting media self-regulation with law-based rules, specifically the Declaration of Rights and Duties of Editors.
- As mentioned earlier, a new Competition Act was enacted in 2004, harmonising Norwegian competition legislation with that of the EU.

Below, I will briefly describe the main developments and the new legislative proposals, as a background for discussing empirically the relationship between sector-specific media regulation and competition policy regulation and, more specifically, whether Norwegian sector specific media ownership regulation might be replaced by competition regulation, as a long-term regulatory proposition.

Norwegian media ownership regulation - some issues²⁷

Media ownership regulation was introduced in Norway in 1997 on the basis of the Act on Regulation of Acquisitions in Press and Broadcasting. A separate, independent ownership regulatory authority, the MOA, was established in 1998 and became operative as of 1 January 1999.

The purpose of the Act was to 'further freedom of expression, real possibilities of expression, and media pluralism'. The MOA was given the right to intervene against acquisitions in the daily press and broadcasting sectors that would give a media firm, alone or in cooperation with others, a 'considerable ownership position in the media market, nationally, regionally, or locally', in conflict with the purpose of the Act. Thus, interventions could be made only against acquisitions of ownership shares and not against established ownership positions before the enactment of the Act, and only in the daily press and broadcasting sectors.

The term 'considerable ownership position' was not explicitly defined in the Act, nor were maximum threshold values for ownership positions defined for the various media markets covered by the Act. However, in the Ownership Proposition to the Storting (Norwegian parliament) (Ot.prp. nr. 30 (1996-1997)), it was indicated that acquisitions resulting in an ownership position of more than one-third of the national daily newspaper circulation in the daily press market would most likely give scope for considering interventions. Meanwhile, a minimum threshold value was explicitly stated in the Act, i.e. that

²⁶ St.meld. nr. 17 (2002-2003). The merger was effectuated as of 01.01.05.

²⁷ For a detailed account, see Syvertsen (2004), Chapter 7.

interventions could not be performed against acquisitions resulting in ownership positions of 20 per cent or less of the daily circulation in the national daily press market, defined as the relevant market. If such acquisitions would create considerable ownership positions in regional or local markets, however, interventions could be made in relation to those markets.

Thus, the MOA was given considerable discretion with regard to defining criteria for the delineation of relevant media markets and for ownership threshold values for the various markets. The Authority approached this legal situation by issuing a set of guidelines to create a fair degree of transparency and consistency in its enforcement practice. The guidelines were worked out in close cooperation with the media sector. They are guidelines, however, and thus not legally binding. The final responsibility for decisions in actual cases rests, of course, with the MOA.

According to the Act, the MOA has to perform a two-way test or procedure in actual case handling –first, to determine what would be a considerable ownership position in the actual case, and second, to consider whether the ownership position might be used by the media actors in question detrimental to the purpose of the Act. In practice, the Authority seems to have taken the stance that a considerable ownership position in itself is a sufficient indication of a potential violation of the purpose of freedom of expression and media pluralism; in other words that a one-to-one correspondence can be established between structural ownership positions and legal purpose. Thus, the Authority may be said to have relinquished itself from an explicit interpretation of the purpose of the law in relation to actual cases.

However, situations may arise where an acquisition could result in a considerable ownership position in a specific market, but where an intervention might be considered as a second-best solution in relation to the stated purpose of the Act. This could be the case in a 'failing firm' situation, i.e. where a media firm otherwise would go bankrupt and disappear from the market if it is not allowed to be acquired by another media firm, resulting in less pluralism, even if the acquiring firm would become a dominant player. Under such conditions a trade-off has to be made between ownership concentration and pluralism, implying a specific interpretation of the purpose of the Act. A failing firm argumentation has been used by the MOA in a number of cases, particularly for acquisitions in local newspaper markets²⁸.

²⁸ For information, see www.medietilsynet.no and www.eierskapstilsynet.no For most of the case decisions there is an English summary. For competition policy cases, see www.konkurransetilsynet.no, where there normally are English summaries too. The majority of the decisions by the MOA have been on acquisitions of ownership positions within the daily press sector. In addition, there have been some cases of acquisitions of ownership positions by newspapers in broadcasting companies.

From a competition policy perspective, a failing firm argument in merger and acquisition cases is debatable²⁹.

The Acquisitions Act and the enforcement practice of the MOA have been open to considerable discussion and critique from a number of sources, not least from the media sector itself, as may be expected when new regulations are effectuated. The critique has mainly concerned the following issues. First, it has been questioned whether ownership regulation is an appropriate or efficient measure of achieving stated objectives of freedom of expression and media pluralism. When the law was enacted, there was considerable disagreement in the Storting about the need for such legislation and it was specifically argued that competition regulation would be sufficient to achieve objectives of media pluralism and diversity. In fact, in 2001, the government suggested in a White Paper merging the MOA with the Competition Authority, but this was not effectuated³⁰.

Second, the considerable discretionary power given to the MOA in the Act and the way the Authority has chosen to use its power have been criticised. It seems to have been a deliberate policy of the Authority to cooperate closely with the media sector and pursue a 'soft' regulatory policy. Still, a majority of its decisions has been appealed to the institutionalised Appellate Body of the Act ('Klagenemnda') and then brought to court after the Appellate Body, invariably, has upheld the Authority's decisions. In a number of cases the MOA has lost its case in the court system.

Third, criticism has been raised against the focus of the MOA enforcement policy and more specifically that it has been preoccupied with acquisitions of newspapers in regional and local markets and not with acquisitions that might matter in relation to the purpose of the Act. A statement by Helge Østbye, media professor at the University of Bergen, may illustrate this criticism: 'It seems as if the Authority lets the big fish pass, but in order for the Authority not to lose credibility and run the risk of being closed down, it catches some small ones and shows them off.'³¹

Fourth, a type of criticism related to the first one is that the Authority seems to be confident with a structural analysis based on a one-way test of media ownership concentration and not with the two-way test as envisaged by the Act, as mentioned above, in relation to the stated purpose of the Act. When the

²⁹ For discussion, see Persson (2004).

³⁰ St.meld. nr. 57 (2000-2001).

³¹ Østbye (2000) (my translation). This is, in fact, a common, general criticism of regulatory policy not only in sector-specific regulation but also in competition policy. See the discussion in relation to EU competition policy in Neven et al. (1998).

Authority has had to make an explicit evaluation, it has invariably fallen back on a failing firm argumentation, which is open to criticism with regard to the trade-off issue between media concentration and pluralism³².

A final, general type of criticism is that there tends to be an inherent bias in a regulatory system based on structural ownership regulation in terms of threshold values towards static economic efficiency considerations to the neglect of dynamic efficiency, as discussed in Section 3. The potential efficiency loss from such a system can be particularly large under conditions of rapid structural and technological change, as has been the case for many media markets. This is, however, basically a critique of the chosen regulatory approach as such and not necessarily of the enforcement policy and procedures of the regulatory authority in charge.

Proposed revisions of the Norwegian media regulatory system

The government (Ministry of Culture and Church) has proposed a number of changes in the Norwegian media ownership regulatory framework³³. The coverage of the Media Acquisitions Act will be extended to include electronic media and the name changed to the Media Ownership Act. However, the extension is supposed, as a first step, to be limited to a market surveillance function of electronic media for the MOA, without the legal right to intervene. In addition, the scope of the Act will be extended to cover cooperative agreements between media firms and not only acquisitions, and also covering multi-media and cross-ownership.

The Media Ownership Authority will be given the right to issue a temporary prohibition against the consummation of an acquisition until the Authority has decided on the case. A similar rule has been introduced in the Norwegian Competition Act of 2004.

Perhaps the most novel and interesting regulatory revision, however, is the proposal of defining 'considerable ownership position' in terms of threshold values and introducing threshold values for media markets explicitly into the Act. The proposed thresholds are:

For *national* media markets:

1. Forty per cent or more of the total daily circulation for the daily press market. The same threshold value applies for the television market, measured in terms of number of viewers, and the radio market, measured in terms of number of listeners (voice).

³² A failing firm argument is, for example, insufficient or incomplete without taking into account potential entry and effects of potential competition.

³³ Ot.pr. nr. 81 (2003-2004).

2. Thirty per cent or more in one of the media markets under 1 above and 20 per cent or more in one of the other markets under 1, or
3. When a media firm controlling 10 per cent or more in one of the media markets under 1 becomes owner or part owner in a firm belonging to another ownership constellation controlling 10 per cent or more within the same media market (cross-ownership).

For *regional* markets:

1. Sixty per cent or more of the total daily circulation of regional and local newspapers in a media region.
2. Forty-five per cent or more of the total daily circulation of regional and local newspapers and 33 per cent or more of the market for local TV or local radio in the same media region, the media regions being defined by the government (the MOA) and introduced by secondary legislation. Note that the concept of local media markets, as a separate geographic market entity, no longer exists in the new law proposal.

In addition to the ownership proposals, the government has, as mentioned, proposed new media legislation to safeguard freedom of expression and media independence and pluralism. First, an amendment to Article 100 on freedom of expression of the Norwegian Constitution has been proposed, following up on proposals from the Commission on Freedom of Expression, appointed by the government in 1996. A constitutional amendment has to be passed by two subsequently elected Stortings. If the proposed amendment is passed, the scope of Article 100 will be broadened and no longer be linked to specific media. It will also make it an obligation for the government to 'create conditions for an open and informed public debate' - an expression coined by the Commission.

A second set of proposals is aimed at trying to separate media ownership from control to alleviate some of the potential problems associated with concentrations of media ownership, as a means to safeguard media independence and pluralism. First and foremost is the proposal to write into law the self-regulations in the Declaration of Rights and Duties of Editors ('Redaktørplakaten'), thus formally making them legally binding³⁴. This Declaration, dating back to 1953 and agreed on by both editors and owners/publishers, gives a.o. the editors 'full freedom to shape the opinion of the paper' and requires them to 'promote an impartial and free exchange of information and opinion' and to 'strive for what he/she feels serves society'. Writing into law the intentions of the regulations in the Declaration would make infringements by media owners and others liable to legal sanctions and would, intentionally, contribute to a more effective separation of ownership from control than under the present self-regulatory system.

³⁴ This proposal rests with the government until the Storting has voted on the amendment to Article 100.

Vertical relations

Vertical integration has generally not been considered to be a serious problem in the media sector, at least for the traditional sectors, compared with horizontal ownership concentrations. This is also the general position taken by the Norwegian government in its ownership proposals to the Storting and also by the MOA in a contributed Appendix to the Ownership Proposition.

However, the proposed extension of the Media Ownership Act to cover electronic media could pose potential ownership and competition issues with regard to vertical relations, in terms of control of bottlenecks and digital portals in the vertical distribution system.

This is acknowledged by the government, but it is not considered to be a sufficiently serious problem to require regulation for the time being. Measures to control for vertical integration are therefore not proposed to be included in the Media Ownership Act. The government argues that regulating vertical integration would have to be shaped differently compared with horizontal integration, focusing on the abuse of a dominant position instead of structural ownership regulation in terms of threshold values for considerable ownership position. Thus, without stating it explicitly, the government seems to relegate economic issues of vertical relations in the media sector to general competition regulation.

A vertical relation issue of a somewhat different nature, but with potentially important regulatory implications, not discussed in the Proposition, is rooted in the 'vertical' division of regulatory responsibility between different layers of government and their relationship to media actors. The issues can be illustrated by the case of allocating the rights to build a new digital, earth-based distribution system for broadcasting in Norway. The only applicant to the concession is Norges televisjon a/s (NIV), a distribution company owned 50/50 by the Norwegian public broadcasting company NRK and the commercial television company TV2. NRK is wholly state owned by the Ministry of Culture. The Ministry is concessionary authority for the allocation and also media regulator of last resort.

This constellation raises two potential vertical regulatory issues. First, how to avoid conflicts of interest for the Ministry and, in particular, infringements on the fundamental requirement of separation of the roles and functions as regulator and owner, respectively, as foreseen, for example, in the EU directives on telecommunications. Second, if the concession is given to NTV under the present ownership structure, how to secure access to the distribution system on transparent and non-discriminatory terms for interested parties, given the strong market positions of NRK and TV2 as media content producers and

without extending their positions. With the position, referred to above, on vertical integration taken by the Ministry of Culture in the Ownership Proposition, this should logically be considered an issue to be tackled by competition policy.

The lessons of the Norwegian case

As mentioned, at the time when the MOA was established on the basis of the Media Ownership Act, there was a lot of discussion and disagreement about the relevance and functionality of this type of regulatory model. Some argued that it was unnecessary to establish a separate entity for media ownership regulation and that this function could be performed equally well by the Norwegian Competition Authority (NCA). The experience with regard to the division of labour between the two authorities may be briefly summed up in the following points:

- The authorities seem to have agreed on a division of labour where the NCA has not explicitly considered media ownership positions and issues as such, leaving that to the MOA. However the MOA has decided on several cases of media mergers and acquisitions on the basis of the legal measures and procedures laid down in the Competition Act.
- The MOA has dealt only with horizontal media ownership issues within the press and broadcasting sectors, given its original legal foundation, while the NCA has also handled vertical relations and covering the media sector on a broader basis, including electronic media.
- Until the new Competition Act of 2004, the NCA did not explicitly deal with market dominance in terms of threshold values, and abuse of market power, but intervened on a case-by-case basis, where market power (unilateral as well as collective market power) could be expected to be exerted on the basis of structural or behavioural indications.
- The principles and criteria for media market delineation and measurement of market concentration (dominance) are somewhat differently defined between the two authorities³⁵. The NCA has been mainly preoccupied with the effects on competition in the markets for advertising, when handling exemptions from the Competition Act, for example, or decisions on mergers and acquisitions³⁶.
- The legal and institutional system for the appeal of decisions is different between the two policy areas and authorities. For the MOA there is an independent appellant, as mentioned above, while decisions of the NCA have to be appealed to the Ministry to which it is subordinated. The NCA appeal

³⁵ For example, the MOA seems to measure market shares for newspapers mainly in terms of the number of circulations, while the NCA typically would measure shares in economic terms, i.e. on the basis of number of newspapers actually sold.

³⁶ In the Ownership Proposition to the Storting (Ot.pr. nr. 81 (2003-2004)) it says, rather surprisingly, that the media markets for readers (newspaper), listeners and viewers are not markets in economic terms according to the Competition Act.

system is an unfortunate one in general, from the perspective of regulatory independence, and perhaps even more so for a sector like media which may be particularly exposed to political influence and pressure in relation to specific regulatory decisions. If competition policy regulation should take over for economic sector-specific media regulation, the present appeal system should be changed to better safeguard independence³⁷.

- The revision of the Media Ownership Act to adapt itself to changing regulatory circumstances and media environments seems to have been relatively slow, influencing the ability of the MOA to adjust its regulatory practice to those changes. The NCA, meanwhile, has had the instruments and the powers to deal with a changing media environment, including, in principle, market dominance.

Replacing sector-specific economic media regulation by competition policy regulation?

We may now collect the various strands of argument discussed above regarding the relationship between sector-specific and competition regulation of media to see whether competition policy regulation can be effectively substituted for economic sector regulation, specifically in view of the proposals of the Norwegian government for new media legislation and the newly revised Competition Act.

As mentioned, the Norwegian Competition Act of 2004 is modelled on the EU competition law model and harmonised with EU competition legislation. It contains prohibitions on cooperative agreements and abuse of market dominance positions in restraint of competition, as well as a temporary prohibition on the consummation of a merger or an acquisition by the parties involved until the Norwegian Competition Authority (NCA) has decided on the case. It also introduces a new system of compulsory reporting and registration of mergers and acquisitions above a proposed limit of NOK 20 million (€2.5 million). The Act applies to the media sector.

The measures proposed to control for ownership and cooperation in the new Media Ownership Act are basically the same as the instruments of the Competition Act to control for restraints on competition to the detriment of economic efficiency. Because the objectives of the Media Ownership Act are differently formulated than for the Competition Act, the question remains whether the objectives of freedom of expression and pluralism can be safeguarded under a competition policy regime, combined with legislation to separate ownership from control.

The parallel new legislation on Article 100 of the Constitution and the

³⁷ Proposals for such a change have been put forward in the legislative process.

Declaration of the Rights and Duties of Editors should, in my opinion, instill sufficient safeguards for those objectives into the regulatory system. Making the regulations legally binding and enforceable by sanctions gives a strong signal from the legislators of the importance they attach to media independence and separation of ownership from control. The 'voice' effect in the public opinion of possible infringements on the extended freedom of expression safeguards in Article 100 works in the same direction. It should be the responsibility of the Media Regulatory Authority to address and enforce such aspects of the new regulatory system.

The economic regulatory issue then boils down to whether direct ownership regulation in terms of threshold values etc., as envisaged in the Media Ownership Act, is a better regulatory model than general competition regulation. In my opinion, it is not; cf. the discussion in Section 3. Competition policy regulation is more flexible and targeted in comparison; it has a larger box of regulatory tools, it offers more flexibility in terms of market delineation and definition of dominant ownership positions for regulatory purposes³⁸, it attacks the issue of abuse of market dominance directly, it handles vertical restraints, it can accommodate dynamic competition and efficiency issues in more consistent and constructive ways, etc.³⁹.

On this background, I would argue from a position that economic sector-specific (ownership) regulation of the Norwegian media sector could be replaced by competition regulation without unduly endangering objectives of pluralism and freedom of expression, on the condition that the proposed new media legislation is enacted. In this context, the proposed Media Ownership Act thus seems to be superfluous. Parallel sector-specific legislation will in this case overlap with the Competition Act to such a degree that it may result in regulatory uncertainty in case handling and in the division of responsibility between regulatory bodies. It may also result in lack of consistency within the media regulatory system as a whole as well as duplication of regulatory resources and efforts to the detriment of economic efficiency.

An organisational consequence of replacing sector-specific ownership regulation by competition regulation could be that the Media Ownership Authority

³⁸ In competition policy analysis, concentration indices have been developed, taking account of, for example, direct and indirect ownership, and cross-ownership, for the analysis of unilateral as well as collective market dominance. See Nordic Competition Authorities, Report (2003), applied to energy markets. See also Hope (2005).

³⁹ The relationship between sector and competition regulation is discussed rather summarily by the Ministry of Culture in the media ownership Proposition, the conclusion being that the policy fields are complementary rather than competitive, as mentioned in the introduction. It seems to be taken for granted, without discussion, that competition is at odds with media pluralism. In a hearing statement to the Proposition, the Norwegian Competition Authority agrees in principle with the complementary relationship argument, but then considered in isolation within all ownership regulatory system alone, and not with the proposed parallel legislation on freedom of expression and media pluralism.

would be merged with the Competition Authority and its legislative powers and resources transferred there. In a transitory phase, until the direct ownership regulations would be abolished, the activities of the MOA could be organised as a sector specific competition division within the NCA, based, for example, on the Dutch institutional regulatory model, referred to above.

6. Conclusion

The media sector is characterised by rapid structural and technological change. Under such conditions it is important that the time lag in adjusting the regulatory system to a changing environment is not too long and that regulatory measures are designed to cope effectively with changing environments. On a higher policy ambition level, a regulatory regime should also be in the forefront of changes in the regulatory environment, so as to act as a stimulus and a steering device for an intentional development and not only as a lagging and controlling device.

The media sector presents public regulatory policies and authorities with a demanding challenge because the sector is so diversified and because such a complex set of regulatory objectives is attached to it. In this chapter a relatively narrow regulatory issue in this complex problem has been discussed, i.e. whether economic sector-specific regulation can be separated from other forms of media regulation and more specifically whether competition policy regulation may be substituted for sector specific ownership regulation, with a concomitant change of the role and responsibility of regulatory institutions in media regulation.

What are the main lessons to be learned from the practical experience with these regulatory issues? It is important to remember at the outset that the experience necessarily has to be limited because the analysis and evaluation of the relationship between sector-specific and competition regulation of media is of relatively recent origin, stimulated by the EU directives on electronic communications⁴⁰. No European country has as yet, for example, fully implemented the expressed intention of the directives of gradually replacing sector specific regulation by competition regulation.

Lessons for students: what have we learned?

One important general message for students of media regulation is that there seem to be considerable inertia and vested institutional interests in the transformation of a regulatory regime from sector-specific to competition policy regulation, in this case in economic (ownership) media regulation. Even

⁴⁰ For the specific Norwegian experience, see Sections 4 and .5.

when the regulatory approach and instruments are basically the same in sector-specific as in competition regulation, the responsibility for designing and enforcing a regulatory regime seems still to be resting within the sector-specific realm⁴¹. This may create regulatory uncertainty and result in a duplication of resources for regulation.

Another message is that the favoured application in ownership regulation media of setting predefined threshold levels, e.g. for market shares in a structural approach to regulation to secure media diversity and controlling for market dominance, may be questioned. A more flexible approach, including an analysis of market players' incentives and behaviour, is called for in a rapidly changing regulatory environment.

Lessons for researchers: what do we still need to /know?

A message for researchers on media regulation is that more research is needed in industrial organisation and institutional theory on the optimal design of the institutional regulatory framework of media regulation. This includes issues such as the division of labour and responsibility between regulatory institutions, broadly defined, complementarities between regulatory approaches and instruments applied in various areas of media regulation under media convergence and integration, the exposure to regulatory capture under different regulatory regimes, and the design and imposition of a universal service obligation regime under media market liberalisation and convergence. A message more specifically in the sector-specific/competition policy regulation context is the need for research on the design and analysis of a regulatory policy for media markets, with dynamic competition and dynamic efficiency as the explicitly stated aim.

Lessons for policymakers: what are the priorities for policy in this area?

The main message to policymakers would be to try to include all of the above-mentioned issues and aspects in their policy design and priorities in the area of media regulation. In a complex and dynamic regulatory environment like media regulation, policymakers should always remind themselves that market failure has to be weighed against regulatory failure in the design and implementation of media policy. Specifically, with regard to sector-specific ownership regulation of media, policymakers should consider replacing it by competition policy regulation and following up with the concomitant institutional rearrangement between regulatory bodies.

⁴¹ This not only applies to media regulation but seems to be a general tendency where sector-specific regulatory regimes have been established, e.g. in the regulation of energy markets and networks. See Hope (2005).

REFERENCES

- Beesley, Martin (ed.) (1996). *Markets and the Media: Competition, regulation and the interest of consumers*, Institute of Economic Affairs.
- Cave, Martin and Peter Crowther (2004) 'Co-ordinating Regulation and Competition Law - *ex ante and ex post*', in Swedish Competition Authority: *The Pros and Cons of Antitrust in Deregulated Markets*, Stockholm.
- Doyle, Gillian (2002). *Media Ownership. The economics and politics of convergence and concentration in the UK and European media*, Sage Publications.
- Ellig, Jerry (ed.) (2001). *Dynamic Competition and Public Policy. Technology, innovation, and antitrust issues*, Cambridge University Press.
- EU Commission (1997) *Green Paper on the Convergence of the Telecommunications, Media, and Information Technology Sectors, and the Implications for Regulation. Towards an information society approach*.
- EU Commission (2000). *Proposal for a Directive on a Common Regulatory Framework for Electronic Networks and Services*, COM (2000)393.
- Fehr, Nils-Henrik von der (2000). 'Who Should be Responsible for Competition Policy in Regulated Industries?', in Einar Hope (ed.) *Competition Policy Analysis*, Routledge.
- Fehr, Nils-Henrik von der, Victor D. Norman, Torger Reve, and Anders Chr. Ryssdal (1998) *Ikke for a vinne? Analyse av konkurranseforhold og konkurransepolitikk (Not to Win? Analysis of competition and competition policy)*, SNF-report 8/98.
- Hagen, Kåre P. and Einar Hope (2004). *Konkurranse og konkurransepolitikk i innovative næringer (Competition and Competition Policy in Innovative Industries)*, SNF Working Paper 26/04.
- Hammer, Ulf (2002). 'EC Secondary Legislation of Network Markets and Public Service. An economic and functional approach', *Journal of Network Industries*.
- Hoffmann-Riem, Wolfgang (1996.) *Regulating Media. The licencing and supervision of broadcasting in six counties*, The Guilford Press.
- Hope, Einar (ed.) (2000). *Competition Policy Analysis*, Routledge.
- Hope, Einar (2003). 'Nettintegrasjon: implikasjoner for konkurranse- og reguleringspolitikk' (Network Integration: Implications for Competition and Regulatory Policies), in Helge Godø (ed.). *IKT - etter dotcom-boblen. (ICT - After the Dotcom Bubble)*, Gyldendal, Oslo.
- Hope, Einar (2005). *Market Dominance and Market Power in Electric Power Markets: A competition policy perspective*, Research report 2005:3, The Swedish Competition Authority.
- Hope, Einar and Helle Thorsen (1997). 'EC Competition Law; Competition issues with regard to sector-specific regulation', *Fordham Law Review*, Chapter 14.
- Humphreys, Peter (1996). *Mass Media and Media Policy in Western Europe*, Manchester University Press.
- Hylleberg, Sven and Per Baltzar Overgaard (2000). 'Competition Policy with a Coasian Prior?', in Einar Hope (ed.). *Competition Policy Analysis*, Routledge.
- Kelly, Mary, Gianpiero Mazzoleni and Denis McQuail (eds.) (2004). *The Media in Europe. The Euromedia handbook*, Sage Publications.
- Laffont, Jean-Jacques and David Martimort (1999). 'Separation of Regulators Against Collusive Behavior', *Rand Journal of Economics*.
- Laffont, Jean-Jacques and Jean Tirole (2000). *Competition in Telecommunications*, MJT Press.
- Larouche, Pierre (2000). *Competition Law and Regulation in European Telecommunications*, Hart Publishing.
- McQuail, Denis and Karen Siune (eds.) (1998). *Media Policy: Convergence, concentration and commerce*, Sage Publications.

- Neven, Damien, Roger Nuttal, and Paul Seabright (1993). *Merger in Daylight. The economics and politics of European merger control*, Centre for Economic Policy Research.
- Neven, Damien, Penelope Papandropoulos and Paul Seabright (1998). *Trawling for Minnows. European competition policy and agreements between firms*, Centre for Economic. Policy Research.
- Nordic Competition Authorities (2003). *A Powerful Competition Policy. Towards a more coherent policy in the Nordic market for electric power*, Report No. 1/2003.
- Norman, Victor D. (2000). 'Competition Policy and Market Dynamics', in Einar Hope (ed.). *Competition Policy Analysis*, Routledge.
- Østbye, Helge (1995). *Mediepolitikk. Skal medieutviklingen styres? (Media Policy. Ought media developments be regulated?)*, Universitetsforlaget, Oslo.
- Østbye, Helge (2000). *Hvem eier norske massemedier? (Who owns Norwegian Mass Media?)*, Rapport 25, Make- og demokrati utredningens rapportserie, Oslo.
- Ot.prp. nr. 30 (1996-1997): *Om lov om tilsyn med erverv i dagspresse og kringkasting. (Proposition to the Norwegian Parliament on Act on regulatory surveillance of acquisitions in the daily press and broadcasting)*.
- Ot.pr. nr. 81 (2003-2004): *Om lov om endringer i lov av 13.juni 1997 nr. 53 om tilsyn med erverv i dagspresse og kringkasting. (Proposition to the Norwegian Parliament: Changes in the 1997 Media Acquisitions Act)*, Norwegian Ministry for Culture and Church.
- Persson, Lars (2004) 'Failing Firm Defence', *Journal of Industrial Economics*.
- St.meld. nr. 57 (2000-2001): *I ytringsfrihetens tjeneste. Mål og virkemidler i mediepolitikk. (White Paper on Objectives and Instruments in Media Policy)*.
- St.meld. nr. 17 (2002-2003): *Om statlige tilsyn. (White Paper on Public Regulatory Bodies)*.
- Syvertsen, Trine (2004). *Mediemangfold. (Media Diversity)*, Ij Forlaget, Oslo.

Konkurransen og konkurransepolitikk i innovative næringer*

Kåre P. Hagen og Einar Hope

* *I Økonomisk forum, nr. 3, 2007.*

Innovative næringer betegner næringer som er i rask utvikling og hvor vekstprosessen er innovasjonsdrevet. Kunnskap er vanligvis det viktigste kapitalfundamentet, og faste irreversible kostnader knyttet til investeringer i FoU dominerer kostnadsbildet. Konkurransen er dynamisk og tar form av konkurranse om nye markeder gjennom utvikling av ny teknologi og nye produkter. Kostnadsstrukturen innebærer at de som vinner i innovasjonskonkurransen, må ha forventninger om positive fortjenestemarginer for å betjene faste kostnader og kompensere for risiko. I denne artikkelen diskuterer vi de spesielle problemstillinger og utfordringer som innovative markeder og innovasjonskonkurranse reiser for konkurransepolitikken, og hvordan dynamisk konkurranse og effektivitet kan inkorporeres i konkurransepolitisk analyse og håndhevingspraksis.

1 INNLEDNING

Innovative næringer er en betegnelse som blir brukt om næringer som er i rask utvikling, og hvor utviklingsprosessen er innovasjonsdrevet. Innovasjonene er ofte fundamentale eller drastiske ved at de leder til gjennombrudd som gir grunnlag for utvikling av nye produksjonsmetoder og nye produkter og tjenester. Konkurransen er av dynamisk karakter og skjer ofte i form av patentkappløp for å vinne nye markeder.¹ Følgende berømte sitat fra Schumpeter (1947) er en treffende spissformulering av egenskapene ved dynamisk konkurranse:

«As soon as quality competition and sales effort are admitted into the sacred precincts of theory, the price variable is ousted from its dominant position... [In] capitalist reality as distinguished from its textbook picture, it is not price competition which counts but the competition from the new commodity, the new technology ... – competition which commands a decisive cost or quality advantage and which strikes not at the margin of the profits and the outputs of existing firms but at their foundations and their very lives.»²

¹ Eksempel på slike fundamentale innovasjoner er utviklingen av laser- og transistorteknologiene i det forrige århundret.

² Et godt eksempel på slik schumpeteriansk konkurranse er Microsofts tekstbehandlingsprogram Word som utkonkurrerte Word Perfect (WP) på 1990-tallet. WP var DOS-basert og kunne kjøres på flere operativsystemer som f.eks. MS-DOS og Linux. WP ble imidlertid utkonkurrert av Microsofts Windows-baserte Word da MS Windows ble ansett som det beste operativsystemet.

Innovasjonskonkurransen innebærer investeringer i kunnskapskapital, der vinneren får avkastningen i kraft av å bli markedsledende for det nye produktet og innkasserer gevinsten gjennom utøvelse av markedsrett. Selv om risikokorrigert avkastning ex ante ikke nødvendigvis overstiger alternativavkastningen ved satsing i mer veletablerte eller modne markeder, vil ex post avkastningen for vinneren måtte bli høy ettersom de fleste deltakerne taper i denne dynamiske konkurransen.

Den viktigste kapitalen i innovative næringer er kunnskap som er mer mobil enn kapitalen i mer tradisjonelle næringer, der den i større utstrekning er «skrudd fast» i virksomheten. I de tradisjonelle næringene skjer fremskritt gjerne i form av inkrementelle innovasjoner med hensyn til nye driftsmetoder og produkter, og konkurransen skjer typisk ved pris- eller kvantumskonkurranse i markedet. Markedssituasjonen er dermed mer stabil og risikoen derfor betydelig mindre.

I denne artikkelen skal vi drøfte nærmere noen økonomiske særtrekk ved innovative næringer og hvilke implikasjoner disse vil ha for konkurranse og effektivitet, og for konkurransepolitisk analyse og konkurransepolitikk.³

2 ØKONOMISKE SÆRTREKK VED INNOVATIVE NÆRINGER

Som påpekt, er det mest grunnleggende trekk at utviklingen er FoU-drevet, slik at kunnskapsbasen blir virksomhetens viktigste aktiva. Dette resulterer i hyppige endringer og mobilitet på produksjonssiden. Dette gjelder spesielt på produktmarkedene, der nye produkter fortrenger eksisterende som markedet anser som foreldede.⁴ Nedenfor følger en oppstilling av de mest fremtredende økonomiske særtrekkene ved innovative næringer.

(i) Store faste kostnader og små grensekostnader.

Store faste kostnader knyttet til investeringer i FoU dominerer kostnadsbildet. Grensekostnaden er ofte relativt beskjeden eller neglisjerbar og kapasitets-skranker er i mange tilfelle fraværende. Det er små kostnader ved f.eks. å reproducere databrikker, men utviklingskostnadene har vært formidable. Dataprogrammer og digitaliserte tjenester kan kopieres i det uendelige uten at kvaliteten reduseres. De kan også formidles over Internett ved tastetrykk på en PC, slik at distribusjonskostnadene er tilnærmet lik null og digitalisert kommunikasjon både over det faste og trådløse telenettet er omtrent kostnadsfritt. Tilsvarende gjelder innenfor farmasøytisk industri. Det satses enorme

³ For utfyllende drøfting vises det til Hagen og Hope (2004).

⁴ De fremste kandidatene her er IKT-næringen, bioteknologi og farmasøytisk industri. Se Evans og Schmalensee (2002) for en mer utfyllende diskusjon.

ressurser på utvikling av nye og mer effektive medisintyper, men når den kjemiske resepten er klar og testet ut, er selve fremstillingsprosessen betydelig mindre kostnadskreven. De store og faste produktutviklingskostnadene er irreversible, slik at det i disse næringene er betydelige skalafordeler på produksjonssiden.

(ii) Intensiv i arbeid og kunnskapskapital

Dette gjelder spesielt for produktutviklingsfasen i næringer der innovasjonskonkurransen er sterk. På noen områder kan også de volumavhengige produksjonskostnadene ha en viss betydning. Siden kunnskapskapital er den kritiske innsatsfaktor, vil etableringskostnadene normalt være små, slik at det kan det være stor grad av mobilitet på produksjonssiden⁵.

(iii) Nettverks- og systemeffekter og betydningen av standarder

Nettverkseffekter kan defineres som stordriftsfordeler på etterspørselssiden. De består i at nytten av å være tilknyttet et nettverk øker med størrelsen på nettverket.⁶ Dette er nokså åpenbart når det gjelder fysiske nettverk som f.eks. telefon, faksemaskiner og betalingskortsystemer, men gjelder også for virtuelle nettverk, som f.eks. operativsystemer for PC.

I de fleste nett er bruken av en felles standard for kommunikasjon den kritiske faktoren som knytter brukerne sammen. Mer generelt kan vi tenke på et system som samlingen av produkter som samvirker via et felles grensesnitt. Dette felles grensesnittet blir kalt en standard, eller en plattform innenfor IKT. Samvirke via plattformen innebærer at det skapes en merverdi når enkeltkomponenter kombineres med andre komponenter i systemet. Avhengigheten av andre systemkomponenter gjør at de blir komplementære i vanlig økonomisk forstand. Standarder kan være åpne eller lukkede. En åpen standard er et system som alle har fri tilgang til, mens en lukket standard står for et system som er lukket for andre enn eieren. En standard som eies av private, kalles proprietær, mens ikke-proprietære standarder er felleseie. Ikke-proprietære standarder er som regel åpne. Eksempler på det er protokollene for overføring av tekst og data på Internett.⁷

Standarder har fellestrekk med fellesgoder. Kostnadene består først og fremst i utviklingskostnader. Når systemet er utviklet, er de direkte kostnadene neglisjerbare ved å la andre få adgang til å benytte systemformatet.⁸ En proprietær

⁵ F.eks. ble operativsystemet Linux, opprinnelig utviklet av en finsk doktorgradsstudent som en hobbybeskjeftigelse og er etter hvert som følge av åpen kildekode videreutviklet, slik at det på noen områder er blitt en seriøs konkurrent til MS Windows.

⁶ Se Rohlfs (1974) for en tidlig diskusjon av nettverkseksternaliteter.

⁷ Det gjelder f.eks. protokoll for transport av meldinger (TCP/IP), for overføring av filer (FTP) og for e-post (SMTP)

⁸ Indirekte vil det imidlertid føre til kostnader for eieren av en proprietær standard i form av tapte fortjenestemuligheter i markedene for systemkompatible komponenter

standard krever imidlertid at eieren kan håndheve eksklusiv tilgang til systemet. Lukkede, proprietære standarder betyr at den som kontrollerer standarden, får monopol på å utvikle produkter som bygger på system- formatet. På denne måten kan systemutvikleren få innkassert de synergi- og koordineringsgevinstene som standardiseringen innebærer. Men samtidig gir det eieren en monopolstilling ved at nettverksvirkningene påfører brukerne en byttekostnad ved overgang til et system som bygger på en konkurrerende standard.

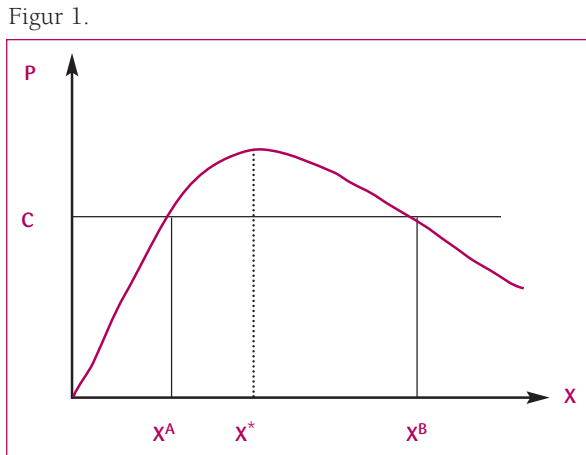
(iv) Nettverksvirkninger og kritisk masse.

Forventninger om nettverksstørrelse, teknologiutvikling og tilfanget av komplementære produkter kan spille en stor rolle for kjøpsatferden. Det er en fordel å være tilknyttet store nettverk da det gir brukeren flere kommunikasjons- og kontaktmuligheter. Store nettverk innebærer også stordriftsfordeler som gir grunnlag for lavere priser, og en stor kundebase kan gi grunnlag for større variasjon og valgmuligheter for brukerutstyr som er kompatibelt med nettverket. Stordriftsfordeler på tilbuds- og etterspørselssiden kan virke gjensidig forsterkende. Nettverksvirkningene innebærer at når nettverket kommer over en minimumsstørrelse, vil det kunne bevege seg mot en situasjon der det omfatter det meste - om ikke hele - markedet. Denne markedsdynamikken kan føre til at nettverket må være over denne minimumsstørrelsen for overhodet å være levedyktig. Dersom nettverket kommer under denne kritiske størrelsen, vil markedsdynamikken som følge av tilbakekoplingene mellom stordriftsfordeler på tilbuds- og etterspørselssiden virke i revers, og markedet vil ikke være opprettholdbart⁹.

Et enkelt stilisert eksempel kan vise hvilken betydning nettverksvirkninger på etterspørselssiden har for markedstilpasning og markedslievekt. Vi antar at det kjøpes kun én enhet av varen, og at betalingsvilligheten til en vilkårlig kjøper er positivt avhengig av hvor mange andre som kjøper varen. Dersom vi ser bort fra nettverksvirkningen, er etterspørselskurven for varen fallende med hensyn på etterspurt kvantum. Nettverksvirkningen vil imidlertid virke motsatt, slik at under rimelige antagelser vil markedsetterspørselen som funksjon av prisen ha en form som i figur 1. Opp til X^* dominerer nettverkseffekten som følge av økt etterspørsel, mens fallende betalingsvillighet eksklusive nettverkseffekten dominerer for kvanta større enn X^* .

⁹ Se Shapiro & Varian (1999) for en nærmere diskusjon av markedsdynamikken i markeder med nettverksvirkninger.

Figur 1.



Om vi for enkelhets skyld antar frikonkurranse¹⁰ og at den variable enhetskostnaden er konstant og gitt ved C , ser vi at det er tre kandidater til likevekt her. Det er $X = 0$, X^A eller X^B . Vi ser imidlertid at X^A er en ustabil likevekt.

Dersom en eksogen forstyrrelse bringer etterspørselen under X^A , vil ikke markedsliekevekten gjenopprettes før $X=0$. Dersom etterspørselen kommer over X^A , vil tilpasningen konvergere mot X^B . Vi har derfor to stabile likevekter, nemlig $X = 0$ og $X = X^B$. For at kundebasen skal være opprettholdbar, må samlet etterspørsel minst være lik X^A . Dette blir da den kritiske massen for kundebasen i dette tilfellet. Dersom kundebasen er større enn X^A , vil det via nettverksvirkningene startes en dynamisk tilpasningsprosess som fører til den stabile likevekten X^B , der produsenten i dette eksemplet har hele markedet.

Med konkurrerende systemer vil den markedsstrukturen som materialiserer seg i likevekt, generelt være avhengig av den faktiske fordelingen av betalingsvillighet for nettverksproduktene blant de potensielle kjøperne. Mulige likevektskonstellasjoner kan være at små nisjeprodusenter som retter seg mot spesielle brukerbehov, kan eksistere side om side med en produsent som via nettverksvirkninger behersker størstedelen av markedet.¹¹

¹⁰ Antagelsen om frikonkurranse er neppe realistisk her, så den er kun for å forenkle fremstillingen.

¹¹ Et aktuelt eksempel er også her operativsystemet Linux som eksisterer side om side med MS Windows.

3 KONKURRANSE OG EFFEKTIVITET I INNOVATIVE NÆRINGER

(i) Statisk og dynamisk effektivitet.

Litt løselig kan en si at statisk effektivitet er et mål på effektiviteten i utnytting av eksisterende ressurser ved hjelp av dagens teknologi. Markedslikevekten under perfekt konkurranse gir under bestemte betingelser en effektiv ressursbruk. Profittmaksimering forutsetter produksjon inntil grensekostnad er lik pris. Et vedvarende gap mellom pris og grensekostnad kan dermed tas som et mål på sviktende konkurranse¹². Dette resulterer i et effektivitetstap, siden markedets betalingsvillighet for økt produksjon i markedslikevekt er høyere enn merkostnaden. Spørsmålet i denne sammenheng er om markedslikevekt under perfekt konkurranse er en relevant målestokk for effektivitet når det gjelder dynamisk konkurranse som skjer i form av innovasjonskonkurranse om nye markeder og ikke ved prisfast kvantumstilpasning i eksisterende markeder.

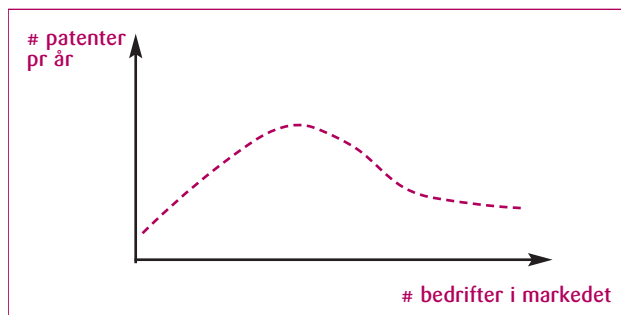
Kostnadsstrukturen innebærer at de som vinner i innovasjonskonkurransen må forvente å ha en positiv profittmargin for å kunne betjene de faste og irreversible kostnadene. Dette gjør at likevekt under perfekt konkurranse ikke er en realistisk målestokk for effektiv ressursbruk i slike næringer. Det er snarere slik at mulighet for å utøve markedsrett ex post er en forutsetning for dynamisk konkurranse ex ante. Fra et effektivitetssynspunkt blir problemstillingen å dekke inn de faste kostnadene på en slik måte at det fører til minimalt effektivitetstap i statisk forstand. Dette krever at prissettingen må være markedsbasert snarere enn kostnadsbasert som ved statisk effektivitet. Kostnadsinndekningen skjer på en effektiv måte når et gitt dekningsbidrag (inntekt minus variable kostnader) realiseres ved minst mulig effektivitetstap. Slik sett er problemstillingen nokså analog med effektiv brukerbeskatning. Det er vel kjent fra teorien om optimal indirekte beskatning at effektivitet krever at profittmarginer må differensieres etter egenskaper ved etterspørselen. I praksis betyr det ulike former for prisdiskriminering, der effektivitetstapet avhenger av hvilken informasjon en har om markedsetterspørselen¹³. Det kan imidlertid være verdt å merke seg at den optimale prisstrukturen fra et samfunnsøkonomisk effektivitetssynspunkt vil være sammenfallende med den prisstrukturen som maksimerer monopolprofitten. Litt omtrentlig kan vi si at de har det til felles at det vil være optimalt å hente de største dekningsbidragene i de markedssegmenter der etterspørselen er minst påvirket av prisen. Selve prisnivået vil likevel være høyere for et profittmaksimerende monopol.

¹² Jf den såkalte Lerner-indeksen, gitt ved den relative profittmarginen, dvs $(\text{pris} - \text{grensekostnad})/\text{pris}$, som mål på markedsrett.

¹³ Ramsey-prising er et eksempel på dette. Se for eksempel Gallini og Scotchmer (2002) for en nærmere diskusjon av spørsmålet om optimal finansiering av investeringer i kunnskapskapital

(ii) *Optimale insentiver til innovasjonskonkurranse.*

Insentiver til innovasjon og nyskaping avhenger av konkurransesituasjonen. I markeder preget av homogene produkter og sterk priskonkurranse vil investeringer i prosess- og produktinnovasjon være eneste mulighet til avkastning utover normalavkastning i næringen. Slik sett kan sterk konkurranse gjøre det nødvendig å satse på innovasjon. Høsting av avkastning på investeringer i vellykkede innovasjoner forutsetter på den annen side patentbeskyttelse eller andre former for begrensning av konkurransen i markedet. Det er derfor nærliggende å tenke seg at det er en sammenheng mellom innovasjonsaktivitet og konkurranseintensiteten i markedet, og at det med hensyn til innovasjonsaktivitet kan være en optimal konkurransegrad. Det er også en viss empirisk



støtte for at det er en slik sammenheng mellom innovasjonsmengde og antall bedrifter i markedet, f.eks. som illustrert i ovenstående figur¹⁴. Figuren antyder at det er en unimodal sammenheng. Den vanlige oppfatningen om monopoler er at markedsmakten blir en sovepute, slik at eierne er fornøyd med dagens profitt og avkastning fremfor satsing på omstillinger via nye produkter og ny teknologi. Det betyr at innovasjonskurven starter nær origo. Selv om monopoliet får hånd om gevinsten fra vellykkede innovasjoner, svekkes insentivet ved at det i stor grad konkurrerer mot seg selv, slik at nettogevinsten blir profittdifferensen som følge av at nye produkter og ny teknologi erstatter det som ligger til grunn for dagens monopolsituasjon. Med flere aktører i markedet, vil en imidlertid også stjele profitt fra bedrifter med konkurrerende produkter. Dette forklarer at kurven er stigende mot høyre. Men denne profittstjelingen går begge veier slik at også konkurrerende bedrifter stjeler profitt fra den innoverende bedriften. Med tilstrekkelig mange konkurrerende bedrifter vil den siste effekten komme til å dominere slik at innovasjonsinsentivet svekkes med ytterligere konkurranse. Den flater imidlertid ut på et innovasjonsnivå som er høyere enn under rent monopol. Forklaringen på det er at med mange bedrifter, homogene produkter og høy grad av konkurranse, vil en kunne internalisere hele

¹⁴ Aghion et al (2002)

betalingsvilligheten for et nytt produkt og ikke bare merprofitten som under rent monopol.

Et maksimalt innovasjonsvolum er imidlertid ikke ensbetydende med en optimal innovasjonsaktivitet. Hvorvidt markedsdrevet innovasjon gir et effektivt omfang av innovasjonsvirksomhet, avhenger av om innovasjonspremiene er de som gir de korrekte insentivene for den dynamiske konkurransen om nye produkter og ny teknologi. Problemet med begrepet dynamisk effektivitet er imidlertid at det er vanskelig å gi det et like presist innhold som for statisk effektivitet. Det er vanskelig å være mer konkret enn å si at dynamisk effektivitet innebærer at vurdert ex ante er den forventede verdi av nye produkter og mer effektive produksjonsteknologier minst like stor som alternativkostnadene for de ressurser som satses på innovasjonsvirksomhet. For vellykkede innovasjoner vil det nødvendigvis måtte innebære en innovasjonspremie i form av et «overnormalt» overskudd. Innovasjonspremiens størrelse sier imidlertid isolert sett ikke noe om den dynamiske effektiviteten. Den optimale innovasjonspremien vil være den som er nødvendig for å gi den ønskede grad av mobilitet og nyskaping i næringen. I stedet for å se på pris minus grensekostnad som et mål på markedsimperfeksjon, ville det derfor være mer relevant å relatere profittmarginen til f.eks. en mobilitetsindeks for næringen. Høy profittmargin og lav mobilitet vil da være et symptom på at både den statiske og dynamiske konkurransen er svak.

4 KONKURRANSEPOLITISK ANALYSE AV INNOVATIVE MARKEDER

En konkurransepolitikk for innovative markeder vil måtte eksplisitt adressere spørsmål knyttet til dynamisk konkurranse og dynamisk effektivitet, og ikke bare begrense seg til ad hoc betraktninger i konkurranseanalysen om dynamiske forhold innenfor en ellers i hovedsak statisk analyseramme. I markeder med innovasjon som sentral konkurranseparameter vil nemlig inngrep av konkurransemyndighetene overfor markedsf forhold eller konkurransetiltak som er konkurransefremmende¹⁵ kunne få mer dyptgripende konsekvenser for effektiviteten i ressursbruken enn i markeder med statisk pris/mengdekonkurranse. Dette skyldes at et inngrep fra konkurransemyndighetenes side kan stoppe eller begrense utviklingsforløp for innovasjon som kan ha negative konkurranse- og effektivitetsvirkninger, sett i et dynamisk, langsiktig perspektiv. Dette betyr naturligvis ikke at konkurransemyndighetene ikke bør gripe inn overfor reelle konkurransebegrensninger i innovative markeder. Myndigheter bør imidlertid ha forståelse for hvordan innovative markeder og dynamisk konkurranse fungerer og på det grunnlag utvikle et analyseopplegg som er egnet

¹⁵ I konkurranselitteraturen benevnes dette ofte feil av type I.

til å klarlegge konkurransesituasjonen og gripe inn overfor reelle konkurransebegrensninger med adekvate tiltak.

Det er spesielt to forhold ved den tradisjonelle konkurransepolitiske analyse som bør revurderes for eksplisitt å gjøre den dynamisk basert, nemlig a) prinsipper og metoder for markedsavgrensning, og b) utvikling av indikatorer for dynamisk konkurranse og dynamisk effektivitet.

4.1 Markedsavgrensning i innovative markeder

Begrepet «relevant marked» er et kjernepunkt i nærmest enhver tradisjonell konkurransepolitisk saksanalyse. Den vanlige måte å avgrense det relevante marked på er ved en såkalt hypotetisk monopolist test, ofte også kalt en SSNIP-test («Small but Significant Non-transitory Increase in Price»)¹⁶

En tradisjonell markedsavgrensning etter SSNIP-testen eller andre kriterier som er grunnleggende statiske i sin tilnæringsmåte, vil kunne være uhensiktsmessig eller direkte villedende som grunnlag for å analysere konkurransen i innovative markeder, blant annet av følgende forhold:

I innovative markeder endres for det første de markedsstrukturelle forhold seg raskt, og så hyppig at det kan være vanskelig å fange dem inn ved et «relevant» markedsbegrep. Endringene har gjerne karakter av utviklingsforløp av typen skritt-for-skritt innovasjoner heller enn radikale og gjennomgripende innovasjoner, men det kan likevel være endringer som kan forrykke konkurranseforholdene sterkt. Konkurransen kan også komme fra nye aktører gjennom drastiske innovasjoner, ofte fra uventet hold, og tilbudssubstitusjon kan bli like viktig å trekke inn i analysen som etterspørselssubstitusjon.

Med innovasjon som sentral konkurranseparameter vil for det andre utfallet av konkurransen måtte måles langs andre dimensjoner enn utelukkende pris/kvantum for et gitt produkt; f.eks. i form av nye produkter, kvalitetsforbedringer, økt tilgjengelighet, og konkurransen må betraktes i et dynamisk forløp. Omsatt kvantum av et produkt i dag kan under slike forhold gi et nokså ufullkomment uttrykk for konkurransen i morgen, for kvaliteten og bredden i spekteret av morgendagens produkter, samt for verdien av kunnskapskapital og kunnskapsbaserte rettigheter som er bygget opp gjennom FoU-investeringer som grunnlag for innovasjon.

For det tredje vil en tradisjonell avgrensning av relevant marked kunne medføre at markeder betraktes for isolert i forhold til hverandre, uten å ta hensyn til mulige koplinger eller sammenhenger mellom markeder som ville kunne ha

¹⁶ For nærmere drøfting av avgrensning av relevant marked ved SSNIP-test og andre metoder, se for eksempel Motta (2004).

betydning for konkurransen. Slike sammenhenger kan f.eks. skyldes komplementaritetsforhold mellom produkter ved nettbasert produksjon, nettverks-effekter som kan gi økt nytte av vedkommende produkt ved økende produksjon eller tilgang enten på produktet selv eller ved koplede produkter, og irreversible investeringer i komplementært utstyr for bruk av en tjeneste. Generelt vil det være slik at graden av substitusjon mellom produkter og teknologier vil være betydelig større for innovative markeder enn for tradisjonelle markeder.

For det fjerde følger det av konkurranseforholdene i innovative markeder at innovative bedrifter vil måtte ha en viss grad av markedsrett ex post, men da som et temporært eller transitorisk fenomen under dynamisk konkurranse. Markedsavgrensning og konkurranseanalyse må da reflektere dette.

I tradisjonell konkurranseanalyse blir noen av de problemstillinger og hensyn som dynamisk konkurranse reiser søkt ivaretatt eller inkorporert, først og fremst gjennom å analysere etableringsforholdene og graden av potensiell konkurranse overfor de etablerte aktører i markedene. Dette foretas imidlertid etter at avgrensningen av relevant marked er fastlagt og ikke som en integrert del av markedsavgrensningsprosessen. Analysen er dessuten preget av ad hoc vurderinger og enkle tommelfingerregler, f.eks. med hensyn til sannsynligheten for at etablering kan forventes å finne sted i løpet av en nærmere angitt tidsperiode, som regel ett eller to år, som respons på en prisøkning ved en SSNIP-test e.l..

En analyse av etableringsvilkår og potensiell konkurranse ved innovative markeder vil for det første måtte anlegge et lengre tidsperspektiv enn det som er vanlig i tradisjonell analyse for å fange inn ikke bare den mer kortsiktige trusselen fra etablering, men også trusselen fra neste generasjons produkter og teknologier som en disiplinerende faktor overfor konkurranseadferden til de etablerte aktører i markedene. For det annet må etableringsanalysen gjøres mer fleksibel og inneholde flere vurderingselementer enn tilfellet er ved tradisjonell analyse. Problemet med en slik etableringsanalyse er at den blir mindre forutsigbar, på grunn av at usikkerheten om mulige utfall øker når tidsperspektivet forlenges.

Dessuten blir kravet til informasjonstilgang større jo flere vurderingselementer eller konkurranseparametre som bringes inn i tillegg til pris. Utfordringen for den konkurransepolitiske analyse blir å gjøre dette på en teoretisk velfundert og systematisk måte, for å få frem de essensielle trekk ved dynamisk konkurranse.

4.2 Indikatorer for dynamisk konkurranse og effektivitet

Siden konkurransen i innovative markeder foregår langs mange dimensjoner - mellom ulike konkurranseparametre og over tid - er den første viktige erkjennelse eller implikasjon for utvikling av empiriske mål for markeds- og konkur-

ranseforhold, at dette vil måtte bestå i et sett av mål og karakteristika som er egnet til å representere konkurransedimensjonene på en relevant måte, snarere enn å basere analysen på enkle mål for markedsandeler alene. Slike mål kan heller ikke avgrenses utelukkende til kvantitative representasjoner, men vil måtte suppleres med kvalitative beskrivelser og betraktninger. Nedenfor skisseres noen konkrete indikatorer og uttrykk for karakteristika ved konkurransen i innovative markeder, som kan inngå i en analyse av dynamisk konkurranse.

a) Mobilitetsindekser

Et karakteristisk trekk ved dynamisk konkurranse er som nevnt at markedsstrukturen er preget av rask omskiftelighet i markedsandeler og markedsposisjoner for aktørene. En måte å representere dette på kan være å utvikle ulike former for mobilitetsindekser eller rangordninger for markedsaktørene, heller enn kun å anvende statiske konsentrasjonsmål, f.eks. av type HHI¹⁷. Slike indekser behøver ikke være innrettet på tilbudssiden alene, men kan også fange inn mobilitetsforhold og omskiftelighet på etterspørselssiden.

b) Innovativ virksomhet

I innovative markeder er innovativ virksomhet den sentrale konkurranseparameteren. Det blir derfor viktig å kunne beskrive denne virksomheten og utfallet av den langs dimensjoner i konkurransestrategisk henseende som er relevant for konkurranseanalysen. I dette kan blant annet inngå:

- omfang og sammensetning av investeringer i FoU som bedriftene foretar for å posisjonere seg i konkurransen,
- grad av patentering, lisensiering og faktisk introduksjon av nye produkter, produktvarianter, kvalitetsforbedringer, eller ny produksjonsteknologi,
- grad av markedspenetrasjon for nye produkter eller mål for suksessrate ved markedsintroduksjon av nye produkter eller ny teknologi,
- tidsforløpet mellom innovasjon og imitasjon; varighet mht konkurransefortrinn ved innovasjon,
- respons på innovasjon fra konkurrenter i og utenfor «markedet», f.eks. med hensyn på raskhet, aggressivitet eller annen type respons. Forsøker en konkurrent å utvikle for eksempel et systemprodukt bestående av flere komponenter i en pakke, eller en teknologistandard som kan gi vedkommende et konkurransefortrinn som det kan være vanskelig å bryte gjennom for andre og som kan bidra til å monopolisere markedet?

Noe av den informasjon som konkurransemyndighetene vil måtte benytte seg av ved analyser av innovativ virksomhet og konkurranse vil være tilgjengelig fra

¹⁷ Se Baldwin (1995) som eksempel på bruk av mobilitetsindekser og rangordninger i empirisk analyse av strukturelle, dynamiske forløp i en bedriftspopulasjon.

åpne kilder, som FoU-statistikk, patentregistre o.l., men det meste vil måtte innhentes fra markedsaktører og andre i forbindelse med den konkrete saksvurdering. Mye av informasjonen vil være av kvalitativ art og kan være vanskelig å etterprøve av andre. Dette kan virke til å forsterke det asymmetriske informasjonsproblem som konkurransemyndighetene alltid vil ha i forhold til de enheter de skal undersøke og kontrollere.

c) Potensiell konkurranse

Innovative markeder er underkastet forandringens lov gjennom schumpeteriansk «creative destruction» eller andre former for påvirkning av konkurransen fra nye produkter og teknologier. Derfor er det viktig å få representert denne potensielle konkurransen som en integrert del av hele konkurransebildet og konkurranseanalysen, og ikke bare som ad hoc betraktninger om sannsynligheten for etablering over et gitt tidsspenn. For det første bør tidsangivelsen være mer fleksibel og lengre enn den som typisk anvendes i tradisjonell konkurranseanalyse, fordi det kan ta lang tid for innovasjoner å modnes ut til kommersiell anvendelse og til at de representerer en reell konkurransemessig trussel overfor etablerte aktører. For det annet bør perspektivet utvides til ikke bare å omfatte sannsynligheten for etablering i det angjeldende (relevante) markedet, men også til muligheten for potensiell konkurranse gjennom innovasjon fra nye substitutter, anvendelsesområder for ny teknologi m.m., som vil påvirke konkurransebildet over et bredere sett og i noen tilfeller ta bort hele grunnlaget for den etablerte virksomhet, som f.eks. i vinneren-taralt type konkurranseforløp. Dette betinger at konkurransemyndighetene kartlegger etableringsmuligheter og -alternativer over et bredere sett enn i tradisjonell konkurranseanalyse.

d) Produktdifferensiering; produksyklus

Ved dynamisk konkurranse vil produktspekteret med hensyn til differensiering måtte oppfattes bredere og åpnere enn ved tradisjonell markedsavgrensning. I tillegg til etterspørselssubstitusjon vil man måtte betrakte muligheter for produktdifferensiering gjennom teknologisk innovasjon som kan åpne opp nye produktkombinasjoner og anvendelsesområder som kan utfordre etablerte produkter og markedsposisjoner. Mange vil også legge vekt på produktdifferensiering som en kunnskapsoppdagende og informasjonsavslørende prosess under dynamisk konkurranse, som i seg selv virker konkurranse-fremmende.

Dette betyr imidlertid ikke at produktdifferensiering ikke vil kunne være problematisk under dynamisk konkurranse. Det er i første rekke to forhold som konkurransemyndighetene bør være oppmerksomme på, nemlig (1) forsøk på å blokkere tilgangen til kunnskapskapital og kunnskapsbaserte rettigheter, for eksempel ved at en patentinnehaver patenterer rundt vedkommende patent og derved forsøker å beskytte omliggende kunnskap og teknologi som går videre

enn det som er nødvendig for å beskytte selve patentet, og (2) forsøk på å pakke sammen produkter i en samlet pakke for salg eller å fylle inn et produktspekter med differensierte produkter, slik at det blir vanskelig for andre å penetrere dette.¹⁸

Analyse av produksyklus kan være et hjelpemiddel til å karakterisere konkurranseforholdene i differensierte produktmarkeder og styrken i den dynamiske konkurransen. Analyse av produksyklus inngår som et sentralt element i studier av diffusjonsprosesser for nye produkter og ny teknologi, og i strategisk markedsanalyse ved kommersiell introduksjon av innovasjoner. På disse områdene foreligger det et omfattende og interessant kunnskapstilfang som konkurransemyndighetene vil kunne benytte seg av for analyseformål. Kombi- nert med mobilitetsanalyse som nevnt ovenfor, kan analyse av form og tids- forløp for produksyklus bidra til å fange inn viktige aspekter ved konkurranseforholdene i differensierte produktmarkeder.

e) Prisingsstrategier og prisrespons

I stedet for kun å betrakte utøvelse av markedsrett som muligheten til å heve produktprisen over grensekostnad ved statisk konkurranse, bør man ved dynamisk konkurranse gå dypere inn i en analyse av prisingsstrategier i tid og rom for de ulike faser som produkter typisk gjennomløper over levetiden. Spesielt viktig vil det være å analysere hvilken prisrespons som aktører velger å svare med overfor bestemte prisingsstrategier fra andre aktører og hvilken fleksibilitet det er i prisbildet over tid.

De konkurranseparametre og -mål som er trukket frem ovenfor er kun ment som indikasjoner på forhold som bør bringes inn i en velfundert konkurranseanalyse av innovative markeder, som grunnlag for å utforme og håndheve en konkurransepolitikk med dynamisk effektivitet som overordnet mål. Det vil være en viktig forskningsmessig oppgave å utvikle kvantitative og kvalitative konkurranseindikatorer og indekser med noenlunde tilsvarende presisjon, representativitet og teoretisk fundament som i den tradisjonelle konkurranse- analyse, men som samtidig er egnet til å fange inn det mangefasetterte og komplekse konkurransebildet som man typisk står overfor i innovative markeder.

5 IMPLIKASJONER FOR KONKURRANSEPOLITIKKEN AV DYNAMISK KONKURRANSE OG DYNAMISK EFFEKTIVITET

Generelt sett vil det være slik at en konkurransepolitikk som er basert på dynamisk konkurranse vil fremtre som mindre inngripende overfor markeder og

¹⁸ En grunnleggende studie er Schmalensee (1978).

markedsaktører, sammenlignet med en konkurransepolitikk som bygger på den tradisjonelle, nyklassiske tilnæringsmåten til markedsbasert konkurranse med statisk markedslukevekt og statisk effektivitet som grunnleggende begreper og mål.¹⁹ Dette betyr imidlertid ikke at man beveger seg over i et laissez-faire konkurransepolitisk vakuum. Konkurransemyndighetene kan gjøre feil av type II også ved dynamisk konkurranse, nemlig å unnlate å gripe inn mot markedsforhold eller konkurransetiltak som er konkurransebegrensende.

Med utgangspunkt primært i det teoretiske fundament som vi har for dynamisk konkurranseanalyse²⁰, kan det trekkes noen tentative implikasjoner for politikkkutforming ved dynamisk konkurranse, sett i forhold til en tradisjonell konkurransepolitikk med statisk effektivitet som bærende prinsipp. Noen slike implikasjoner er bl.a. følgende:

- Legg vekt på langsiktig heller enn kortsiktig effektivitet i ressursbruken. Dynamiske markedsprosesser tar tid å modne ut og man må derfor legge an et langsiktig perspektiv på virkemiddelbruken i konkurransepolitikken for i størst mulig grad å unngå å gjøre feil av type I ut fra en kortsiktig betraktning.
- Legg mindre vekt på markedsrett som konkurransebegrensende faktor. Det kortsiktige, statiske effektivitetstapet ved utøvelse av markedsrett er vanligvis av forholdsvis beskjedent omfang, empirisk sett²¹. Ved dynamisk konkurranse vil dette effektivitetstapet i alle fall være av forbigående art. Markedsrett ex ante kan skape forutsetninger for innovasjon ved at den skaper forventninger om at en kan tilegne seg utbyttet av investeringer i innovativ virksomhet. Den dynamiske effektivitetsgevinsten av dette oppveier vanligvis med klar margin effektivitetstapet ved monopolisering.
- Legg mindre vekt på markedskonsentrasjon og andre strukturelle indikatorer for statisk markedsbeskrivelse. Dynamisk konkurranse er kjennetegnet ved rask omskiftelighet og turbulens i markedsstrukturelle forhold. I den grad man skal legge vekt på slike forhold i konkurranseanalysen, bør de fanges inn gjennom dynamiske indikatorer, som for eksempel forskjellige former for mobilitetsindekser eller andre mål for endringer i rangordning m.v. i aktørpopulasjonen. For øvrig kan høy markedskonsentrasjon ved dynamisk konkurranse være en indikasjon på at noen bedrifter har lyktes bedre enn andre i prosessen ved at de har utviklet bedriftsspesifikke konkurransefortrinn. Inngrep fra konkurransemyndighetene vil under slike forhold kunne virke effektivitetshemmende ut fra en langsiktig betraktning. De «vellykkede» bedriftene vil i alle fall være utsatt for konkurranse fra nye aktører, slik at deres markedsposisjon ikke nødvendigvis vil kunne opprettholdes over tid.

¹⁹ Jfr. von der Fehr (1995). Se også Evans og Schmalensee (2003).

²⁰ For en oversikt, se Hagen og Hope (2004), kap. 8.

²¹ Crandall og Winston (2003) har oppsummert og fortolket foreliggende «scholarly evidence regarding the effect of antitrust policy on consumer prices and in deterring anti-competitive behavior». For en kritikk av studien, se Kwoka (2003).

- Frigjør konkurranseanalysen fra begrepet «relevant marked». Ved dynamisk konkurranse om markedet blir begrepet «relevant marked» irrelevant, eller i alle fall altfor begrensende på markedsoppfatningen. Konkurransemyndighetene vil typisk komme til å avgrense markedet for snevert, ved at det kan være vanskelig å ta inn over seg den potensielle konkurranse som kan komme fra innovasjoner og nye konkurrenter, ofte fra uventet hold. Dessuten kan det være interaksjon mellom markeder i et dynamisk forløp, f.eks. a) gjennom komplementaritetsforhold i markeder med nettverkseffekter, b) i form av «tosidige» markeder,²² og c) mellom konkurransen i ressursmarkeder og konkurransen i produktmarkeder eller avledede markeder, som gjør en «relevant» markedsavgrensning problematisk
- Gjør mikroenheten (bedriften, individet) til gjenstand for større oppmerksomhet i konkurranseanalysen på bekostning av markedet. Dynamisk konkurranseteori dreier seg i betydelig grad om å analysere og forstå atferd på mikronivå – enkeltaktørers motivasjon, insentiver, kompetanse, informasjonstilfang, tidshorisont, m.m. og hvordan dette manifesterer seg i handlinger og opptreden i markeder. Dette forhold, sammenholdt med at markedsbegrepet som regel blir mer diffust ved innovativ, dynamisk konkurranse, betinger et slikt skifte av fokus. Konkurransemyndighetene må følgelig foreta analyser av konkurransemessige aspekter av markedsbasert bedrifts-atferd på mikronivå og av den strategiske markedstilpasningen i en dynamisk kontekst, som en integrert del av markeds- og konkurranseanalysen.
- Legg til grunn et flerdimensjonalt sett av konkurranseparametre og resultatindikatorer for analysen. En resultatindikator som f.eks. høy profitttrate kan ikke uten videre betraktes som et uttrykk for ineffektivitet på grunn av ufullkommen konkurranse og konkurransebegrensninger ved dynamisk konkurranse, da den også inneholder elementer av superprofitt som entreprenører og innovatører oppnår som belønning for å ta risiko ved innovativ virksomhet og for konkurransedyktighet i markedene. Hvis høy profitttrate vedvarer over tid for enkeltaktører, kan dette være en indikasjon på konkurransebegrensninger, f.eks. i form av (strategiske) etableringsbarrierer. I så fall bør man betrakte disse over lengre tid enn det som typisk er tilfelle ved vurdering av etableringsbarrierer og potensiell konkurranse i tradisjonell analyse. Dette på grunn av det kan være vanskelig for myndighetene å skjelle mellom vedvarende høy konkurransedyktighet eller effektivitet på den ene side og konkurransebegrensninger ved dynamisk konkurranse på den annen side. Myndighetene må i det hele være mer opptatt av å forstå de prosesser som genererer et bestemt utfall enn selve nivået på utfallet og tilpasse virkemiddelbruken etter det.
- Legg mer vekt på å tilrettelegge for konkurranse ex ante enn kontroll ex post. På grunn av den dynamiske konkurranses karakteristika, sammenholdt med det asymmetriske informasjonsproblem som konkurransemyndighetene her

²² For en analyse av tosidige markeder, se Hagen (2004).

står overfor, blir det en viktig myndighetsoppgave å medvirke til å legge til rette for dynamisk konkurranse og innovativ virksomhet, heller enn å vektlegge kontroll av markedsutfall og konkurranseatferd i ettertid.

De implikasjoner for konkurransepolitikken som er drøftet ovenfor, er som nevnt avledet fra ulike teorier om dynamisk konkurranse. Hvorvidt disse implikasjonene også er gyldige for utformingen av praktisk konkurransepolitikk og for den konkurransepolitiske analyse av faktiske markeds- og konkurranseforhold i et dynamisk perspektiv, avhenger av om disse teoriene gir en god virkelighetsforståelse av hvordan konkurransen fungerer under slike forhold. Det er alltid en fare for at teoriene får leve sitt eget liv, uavhengig av den virkelighet som de skal hjelpe oss til å analysere og forstå, slik at vår oppfatning av virkeligheten blir preget av det teoretiske utgangspunkt som man tar. Derved kan man komme til å trekke mer vidtgående implikasjoner for praktisk politikktutforming og konkurranseanalyse enn det teoriene egentlig gir grunnlag for. Samtidig er det viktig at den praktiske konkurransepolitikken tar inn over seg på en konstruktiv, operasjonell måte den innsikt i dynamiske konkurranseforhold som teorien gir.

6 SLUTTMERKNAD

Innovative markeder og innovasjonskonkurranse reiser spesielle problemstillinger og utfordringer for konkurransepolitikken med hensyn til å eksplisitt inkorporere dynamisk konkurranse og effektivitet i konkurransepolitisk analyse og håndhevingspraksis. Dette er utvilsomt en krevende oppgave, delvis ved at det teoretiske grunnlaget for en velfundert konkurransepolitikk langs disse linjer ennå ikke er utviklet i tilstrekkelig grad til at man kan tuft en dynamisk konkurransepolitikk på det i samme grad som for den statiske konkurranse- og velferdsanalysen.

En annen problemstilling er knyttet til endringer i forholdet mellom partene - konkurransemyndigheter og markedsaktører - i konkurransesaker med innovasjon og dynamisk konkurranse. Etter norsk og mange andre lands konkurranselovgivning er det anledning til å føre et såkalt effektivitetsforsvar for markedsaktørene i en konkurransesak, f.eks. å dokumentere i en fusjonssak at effektivitetsgevinstene gjennom kostnadsbesparelser er større enn velferdstapet som følge av at fusjonen kan skape muligheter for å utøve markeds-makt. Et slikt effektivitetsforsvar gir som regel grunnlag for omfattende diskusjon og betydelig uenighet mellom aktørene og konkurransemyndighetene i konkrete saker.

Ved dynamisk konkurranse i innovative markeder vil et effektivitetsforsvar bidra til å utvide diskusjonsgrunnlaget og det potensielle konfliktområdet

mellom markedsaktørene og konkurransemyndighetene av to hovedgrunner i forhold til et effektivitetsforsvar ved tradisjonell konkurranseanalyse. For det første skal en ny konkurranseparameter, innovasjon, bringes inn i vurderingen, der utfallet manifesterer seg i fremtiden og er usikkert. For det annet skal utfallsrommet ved innovativ konkurranse måles langs flere dimensjoner enn under tradisjonell pris-/kvantumskonkurranse, og der både kvantitative og kvalitative vurderinger må foretas i analysen.

Dette kan gi partene insentiver til å føre en argumentasjon om mulige dynamiske effektivitetsgevinster ved innovasjon som det kan være vanskelig for konkurransemyndighetene å etterprøve. Disse gevinstene kan eventuelt komme i tillegg til statiske eller komparativstatiske gevinster, f.eks. ved fusjon, ved å argumentere à la Schumpeter for at fusjonen vil styrke den fusjonerte enhets evne og muligheter til å innovere og derved bidra til dynamisk effektivitet. Dokumentasjonen av denne type gevinster vil nødvendigvis ikke kunne bli utformet så presist og kvantitativt som for reelle kostnadsbesparelser m.m.

Spørsmålet om dynamisk effektivitetsforsvar ved innovasjonskonkurranse stiller således konkurransepolitikken både overfor et dilemma og en utfordring. På den ene side er det utvilsomt behov for å kunne føre et slikt effektivitetsforsvar, for ellers vil konkurransemyndighetene lett kunne falle tilbake til statiske effektivitetsbetraktninger og derved risikere at det blir ført en for inngripende politikk overfor innovasjoner og innovative markeder, med påfølgende effektivitetstap i dynamisk forstand. På den annen side er det viktig at dokumentasjonen av potensielle effektivitetsgevinster ved innovasjonskonkurranse kan utformes med i prinsippet de samme krav til fullstendighet, presisjon og form som i tradisjonell konkurranseanalyse og håndhevingspraksis.

REFERANSER:

Aghion, P. N., N. Bloom, R. Blundell, R. Griffiths og P. Howitt, (2002):

«Competition and Innovation: An Inverted U Relationship», W02/04, The Institute for Fiscal Studies, London.

Baldwin, J. R. (1995): *The dynamics of industrial competition. A North American perspective*. Cambridge University Press.

Bresnahan, T. F. og M. Trajtenberg, (1995): «General Purpose Technologies: Engines of Growth», *Journal of Econometrics*, 65, s 83-108.

Crandall, R. W. og C. Winston (2003): «Does antitrust policy improve consumer welfare? Assessing the evidence». *Journal of Economic Perspectives*.

Evans, D. S. og R. Schmalensee (2002): «Some economic aspects of antitrust analysis in dynamically competitive industries», i Adam B. Jaffe, Josh Lerner og Scott Stern (red): *Innovation policy and the economy*. MIT Press.

Gallini, N. og S. Scotchmer, (2002): «Intellectual property: When is it the best incentive system», i Adam B. Jaffe, Josh Lerner og Scott Stern (red): *Innovation policy and the economy*. MIT Press.

Hagen, K. P. (2004): «Prising og forretningsmodeller i tosidige markeder: Implikasjoner for effektivitet, regulering og konkurransepolitikk», i Kåre P. Hagen, Agnar Sandmo og Lars Sørgeard (red): *Konkurranse i samfunnets tjeneste*. Festskrift til Einar Hope. Fagbokforlaget.

Hagen, K. P. og E. Hope (2004): *Konkurranse og konkurransepolitikk i innovative næringer*. SNF Working Paper No. 26/04.

Kwoka, J. E. (2003): «The attack on antitrust policy and consumer welfare: A response to Crandall and Winston». *Journal of Economic Perspectives*.

Motta, M. (2004): *Competition policy: Theory and practice*. Cambridge University Press.

Rohlfs, J. (1974): «A Theory of Interdependent Demand for Communication Service», *The Bell Journal of Economics*, 5, s 16-37.

Shapiro, C. og H. R. Varian, (1999): *Information Rules: «A Strategic Guide to the Network Economy»*, Boston: Harvard Business School Press.

Schmalensee, R. (1978): Entry deterrence in the ready-to-eat breakfast cereal industry. *Bell Journal of Economics*.

Schumpeter, J. A. (1947): *Capitalism, Socialism and Democracy, 2 ed.*, New York : Harper & Brothers, s. 84.

Market dominance and market power in electric power markets. A competition policy perspective*

*Utdrag; Executive summary og Chapter 7 fra rapporten *Market dominance and market power in electric power markets. A competition policy perspective*. A research report by Einar Hope at the request of the Swedish Competition Authority. Konkurrensverkets uppdragsforskningsserie: 2005:3, Stockholm. 128 s.

Executive summary

This study gives a competition policy perspective on market dominance and market power in electric power markets. Few issues in the electricity industry have caused more controversy and concern than the issue of market power, in the wake of the market liberalisation reforms and the restructuring process in the industry in a number of countries in recent years. What are the competition policy issues, challenges, and concerns that arise from the special characteristics and properties of electricity in market and competitive terms, and how should they best be tackled and resolved from a competition policy perspective? In particular, should special market dominance criteria and tests be applied in competition policy to account for the special market features of electricity, or should electric power markets be handled as any other market with regard to market dominance and market power? In the competition policy context of the European Union and jurisdictions with similar legislation, market dominance and market power become particularly significant, because, according to EU competition legislation, exercising market power in a way that amounts to abuse is illegal.

The focus of this study is on unilateral market dominance and unilateral market power, i.e. market power exerted independently by one dominant firm, as distinguished from collective market power, or collusion to exercise market power, by several firms. Electricity markets are susceptible to collective or collusive market power exercise because of their market characteristics, in addition to being susceptible to the exercise of unilateral market power. Consequently, both market power concepts should be considered when undertaking competition policy analyses of electricity markets. Collective market power is briefly touched upon at relevant points and connections in the report, but the focus is, as said, on unilateral market dominance and market power.

Some of the most important market characteristics and properties of electricity are:

- Electricity cannot be stored (except for water storage in hydro power based systems), and is a homogeneous product in market terms.
- Supply and demand of electricity have to be balanced instantaneously by a system operator to avoid system breakdowns or delivery fallouts.

- Demand for electricity is very inelastic in the short run. Demand responsiveness of consumers is limited and occurs generally with a time lag, because there is limited scope for real-time pricing, particularly for small consumers, at least at present state of the art.
- Supply of electricity is also rather inelastic in the short run, particularly when approaching capacity constraints in production.
- Production of electricity is capital intensive and investments in capacity expansion are typically lumpy, irreversible, and long-lived. There are fairly long gestation periods for new investment, with implications, e.g., with regard to contestable entry to the market.
- The electricity transmission network is of fundamental importance as an instrument or facilitator for decentralised, market based transactions and the efficient functioning of electricity markets. Thus, capacity constraints in transmission become an important factor to consider in the definition and delineation of relevant markets in competition analysis.

Market dominance is a “dominant” feature of most electric power markets, partly because of the monopolistic structure of the industry in many countries before market liberalisation, and insufficient divestiture of the industry as part of the market reforms, and partly because of increased concentration in some markets through market restructuring by mergers and acquisitions after liberalisation. This typical market structure, combined with the special market characteristics of electricity, make electricity markets potentially exposed and vulnerable to the exercise of market power, unilaterally as well as collectively.

In the study, a distinction is made between the potential for the exercise of market power and the actual exercise of market power. The potential for market power exertion should be considered in terms of the incentives for firms actually to exploit their dominant market position in the short and long runs, and their market strategic actions under competition. Therefore, integrating an analysis of the incentives of firms and their strategic market behavior into the competition analysis of market power is important. A relatively long list of potential sources of market power is discussed in chapter 3. A listing of potential sources of market power should be an integral part of the market monitoring and regulatory oversight systems for electricity markets for detecting and preventing market power abuse. This is discussed in chapter 6.

Another distinction is made between the exercise of market power as an aspect of regular market transactions and the functioning of markets on the one hand and the actual abuse of market power according to legal definitions and standards on the other. Similarly, competitive market pricing and pricing which results from the exercise of market power must be distinguished. A given price increase can, under certain conditions, be the efficient competitive

response of the market to changing conditions, e.g. a sudden and unexpected increase in peak demand at capacity limits, and should not necessarily be associated with market power.

The standard approach in competition policy analysis for detecting and enforcing possible breaches of prohibitions in competition law - in this context the abuse of a dominant market position unilaterally to exercise market power - is a three step procedure: a) defining and delineating the relevant market(s), b) defining and measuring unilateral market dominance, and c) determining whether or not an abuse of a dominant position actually has taken place. Thus, a structural market analysis approach, in terms of empirical concepts and quantitative measures of relevant markets and market dominance, is used to analyse a market conduct issue, i.e. the abuse of a dominant position by exercising market power.

Several issues and problems with a structural approach to the analysis and enforcement in competition policy of the abuse of a dominant position are discussed in chapter 4. In my opinion, the most important objections are that the analysis may tend to focus the attention in competition policy analysis more on market structure than on market conduct/actual abuse, and that structural criteria and measures may not be sufficiently adjusted over time to reflect changing market circumstances. In particular, I argue against a policy of applying special unilateral market dominance criteria and tests to electricity markets, e.g. in terms of lower market concentration threshold values than for other markets, because of the special characteristics of electricity markets. Rather, unilateral market dominance and the potential for exercising unilateral market power should be considered and accounted for in the definition and delineation of relevant market(s) in competition policy analysis, e.g. by considering the degree of permanence of temporary network capacity constraints, the actual duration of a binding network constraint, and how severely a network constraint may affect electricity trade and consumption in the market area defined by the constraint. Such an approach, on a case-to-case basis, is also better suited to take into consideration the fact that, under some circumstances, even a relatively small electric power producer, when being a marginal producer, with a market share far below what is generally considered to qualify for unilateral market dominance in competition policy, may be in a “dominant” position to exercise market power to the detriment of economic efficiency. However, there is definitely a need to develop specific measures and indicators suited to reflect important market power issues in electricity markets, e.g. in relation to market power issues arising from transmission network constraints.

However, even though I argue against special and stricter unilateral dominance standards for electricity markets than for markets in general, as above, a more

restrictive competition policy may be warranted for electricity markets than for other markets when considering changes in the market structure, particularly with regard to market restructuring, leading to increased concentration, in the form of mergers and acquisitions between electricity companies. This can be ascribed to the fact that market concentration already is fairly high in most electricity markets, that economies of scale do not seem to be wide-spread in electricity generation and retail activities, and that the scale potential generally seems to be exploited at the present level of firm size and concentration. Thus, the economies defense in merger policy analysis is generally weak, while the effects on consumer surplus of potential market power exercise from increased market concentration is generally strong, given the inelastic demand for electricity. Due to the different cost structures and production properties of thermal versus hydro power generation, special caution should be exercised in competition policy with regard to mergers between thermal and hydro power producers, which may potentially exacerbate market power issues by taking advantage of the combined properties of the two forms of production.

The special characteristics and properties of electricity markets make it difficult for competition authorities to document unequivocally ex post that an infringement of the prohibition against the abuse of a dominant market position has taken place, and even more so for hydro power than for thermal power markets. Therefore, the question arises whether a market monitoring and regulatory oversight system can be designed and operationalised for detecting and preventing ex ante the exercise of market power to the detriment of economic efficiency, under unilateral as well as collective dominance, before it comes to actual abuse, and subsequent control and enforcement ex post in competition policy.

In chapter 6, I argue for establishing such a market monitoring and regulatory oversight system for electricity markets, as an integral part of an overall regulatory system for the handling of the important issue of market power in those markets from a competition policy perspective. More specifically, I argue for the establishment of a permanent market monitoring and regulatory oversight committee for electricity markets, headed by the competition authority, and consisting otherwise of representatives from the market organiser (power exchange), the transmission system operator, the sector-specific electricity regulator, and the financial regulator, and possibly also with representation from the electricity industry, for the continuous surveillance and monitoring of electricity markets with the objective of detecting and preventing the abuse of market power.

For other elements and proposals for the design and enforcement of a competition policy better equipped to handle issues of market dominance and

market power in electricity markets, the reader is referred to the main report, particularly to chapter 7.

A practitioner of competition policy may look for precise answers and detailed guidelines in the report for the practical handling in competition policy of issues of market dominance and market power in electric power markets. From such a perspective the practitioner may be disappointed, and may even be left with more questions than answers after reading it. I am afraid, however, that there are no easy answers or solutions to the complex issues of market dominance and market power in the special context of electricity markets, other than through well-founded and detailed theoretical and empirical analyses, built upon a thorough knowledge of the electricity industry and an understanding of the way electricity markets function. Hopefully, this study will contribute to shedding some light on these complex issues and on the need for supplementing the “box of tools” in competition policy with analytical approaches and instruments tailored to improve the economic performance of electricity markets by mitigating the exercise of market power under market dominance.

7. Some implications for competition policy of market dominance and unilateral market power in electric power markets.

In this final chapter, I will sum up some implications for competition policy of market dominance and unilateral market power in electric power markets, from the discussion in the preceding chapters, due to the special characteristics and properties of electricity markets in terms of market structure and competition.

7.1. Legal basis

In European competition law, Article 82 of the EU Treaty and corresponding regulation introduced in the competition legislation of most European countries, it is not market dominance as such that is forbidden, but the actual abuse of a dominant position. The abuse condition should be understood, as mentioned in chapter 2, in an objective sense, according to the European Court of Justice, i.e. it is the abuse of a dominant position that is prohibited, independently of the intentions of the dominant firm in question when exercising its market power.

When enforcing competition policy with regard to market dominance, it is important that the focus is on market conduct - abuse - rather than on market structure, i.e. criteria for defining and measuring dominance positions in markets in practice. Structural criteria, e.g. certain threshold levels for market shares above which market dominance is generally defined potentially to occur, should be considered principally as a screening device for competition authorities in their competition policy analysis, rather than as a legal prerequisite for interven-

tion against the unilateral abuse of market power. However, partly because of the problems and resource use associated in practice with documenting conclusively that abuse of a dominant position actually has taken place, recourse may be taken to predefined structural dominance criteria instead of conduct analysis. Such criteria may be particularly difficult to define consistently for electricity markets, given the characteristics and properties of such markets. The enforcement of a competition policy along these lines may become too interventionistic, e.g. by prescribing divestiture of a firm being defined as dominant according to structural criteria, without assessing through conduct analysis whether the firm actually is in a position to exercise market power to the detriment of economic efficiency, or has the incentives to do so.

An important regulatory difference between ex ante sector-specific competition regulation and ex post competition policy regulation should be noted in this regard. While market concepts like “strong market position” and “significant market power” applied in sector-specific regulation, exemplified by the new EU Regulatory Framework for electronic communications, have gradually converged to the dominance concept of competition policy, there is a difference between the two policy areas in the sense that in the former ex ante remedies are prescribed in the form e.g. of non-discrimination, mandatory access, cost-oriented pricing, etc., to be followed up more or less continuously by sector-specific regulatory authorities in relation to firms defined as having significant market power (dominance). In ex post competition policy, however, there generally is no such competition oversight process for dominant firms, in fact, no special remedies or oversight procedures are typically applied to dominance as long as an infringement of the prohibition against the abuse of a dominant position has not been considered to have taken place. A structural approach to market dominance, with predefined threshold values for dominance may, under such circumstances, imply a lax enforcement and market surveillance policy practice, because the competition authorities may tend to become more preoccupied with structure than with conduct. If sector-specific and competition policy regulation are closely coordinated or integrated, e.g. on the Dutch institutional integration model discussed in chapter 6, policy improvements could be realised by taking advantage of the strength and weaknesses of the two policy approaches with regard to market dominance and market power.

7.2 Special dominance criteria for electricity markets?

A central, underlying question in this report has been whether special dominance criteria in competition policy should be applied to electricity markets, in the sense of lower threshold values for market shares than generally defined for other markets, because of the special characteristics of electricity markets, making (unilateral) market power more of a “burning issue”.

In the preceding chapters I have argued against such an approach, particularly in chapter 4.

The argumentation relates partly to the general issue of regulation of conduct versus structure, for a given market structure, referred to above, but more specifically to problems of delineating markets, measuring market dominance and setting predefined dominance standards with a sufficient degree of consistency and permanence for practical policy purposes, due to aspects like temporary transmission constraints, the duration of the time period during which market power can be exercised unilaterally, the composition of the production system for electricity (hydro, thermal, storage facilities, etc.), vertical relations between wholesale and retail markets, relations between spot and futures markets, etc. This means that market dominance in electricity markets should be expressed along many more dimensions than in the standard, one-dimensional market share approach to dominance traditionally applied in competition policy analysis, which, again, calls for a flexible and tailored case-to-case approach to be applied to market dominance analysis, focusing on the abuse of dominance as a market conduct issue.

However, even if special dominance criteria for electricity markets are not advocated, it should be acknowledged that such markets have special characteristics and properties which make them particularly vulnerable to market power exercise. This could be related to transmission capacity constraints, which might, under specific circumstances, imply a relatively narrow geographical delineation of relevant markets. Under certain market circumstances, a producer may, as mentioned in chapter 5, have a dominant position even with a market share far below what would qualify for dominance in competition policy, as traditionally understood. These and other specific aspects related to electricity markets should be taken into account in competition analysis of market dominance and market power.

7.3 Mergers and acquisitions – divestiture

7.2 above refers to a given market structure. In the electricity industry considerable restructuring has taken place through mergers and acquisitions as part of the market liberalisation process, leading to increased market concentration, horizontally as well as vertically. In this process, market dominance positions may have been created or strengthened.

The new EU Merger Regulation, Article 2(3), states that: «A concentration which would significantly impede effective competition, in the common market or in a substantial part of it, in particular as a result of the creation or strengthening of a dominant position, shall be declared incompatible with the common market.»

At the present level of concentration in most European electricity markets, a restrictive merger policy concerning mergers and acquisitions between electricity firms, creating or strengthening a dominant position, should be called for. There are three main general arguments for such a restrictive merger policy approach:

- Empirical evidence indicates that economies of scale in generation and retail are not wide-spread and that the scale potential generally seems to be tapped at the present level of firm size and concentration in the electricity industry.
- Economies of information -sharing and coordination of decisions between firms, as has been argued, in particular with regard to the acquisition of part-ownership in and cross-ownership between firms, can be internalised in an efficiently functioning electricity market.
- The exercise of unilateral market power in an electricity market has wide-spread effects in the sense that it affects literally all consumers in the market, digging deeply into the consumer surplus, because of the product and market characteristics of electricity.

Thus, in the trade-off between scale economies, broadly defined, and consumer surplus effects in merger analysis, the economies defense is generally weak and the consumer surplus “defense” generally strong for electricity mergers at the present level of market concentration.

The policy should be particularly restrictive with regard to the acquisition of part- and cross-ownership positions, because the efficiency arguments for such acquisitions seem to be particularly weak, while the market controlling arguments and incentives are strong. When measuring market dominance quantitatively, concentration indices incorporating such ownership positions, e.g. as suggested in the Nordic competition authorities’ report (2003) on electricity markets, should be applied as a screening device for conduct analysis in dominance cases.

Because of the different cost structures and production properties of hydro power versus thermal power generation, special considerations should be observed by competition authorities in mergers and acquisitions involving both generation forms.

European competition law opens up for the divestiture of the assets of a dominant firm, if an infringement of Article 82, or corresponding national legislation, has taken place, as part of the remedies that the competition authorities can prescribe to bring the infringement to an end. However, according to regulations issued by the Commission on Article 82, a structural remedy like divestiture can only be imposed “either where there is no equally effective behavioral remedy or where any equally effective behavioral remedy

would be more burdensome for the undertaking concerned than the structural remedy.” (Regulation 1/2003).

Could divestiture be applied as an ex ante structural remedy against market dominance even when an ex post infringement of the prohibition of abuse of a dominant position has not taken place or at least has not been proved conclusively by the competition authority? The question has e.g. been raised in connection with the wide-spread strategy in electricity markets of the “incremental” strengthening of market positions through the acquisition of part-ownership positions in other energy companies, or cross-ownership positions, leading to the potential control over market decisions by other market players, or the coordination of decisions.

Extreme caution should be used by competition authorities in such a policy approach to market dominance. Apart from the general restriction on structural remedies referred to above, when an infringement on dominance actually has taken place, this approach would represent a step back to focusing on structure rather than on conduct, as warned against earlier. Indirectly, it also represents a critique of the enforcement policy practiced by the competition authority: if it has allowed the “incremental” acquisition of ownership positions without intervention, it may seem strange to prescribe the divestiture of assets, as an ex ante measure, when some arbitrarily defined dominance position has been reached, without an ex post infringement in the form of an abuse of the dominant position has been documented to have taken place. The matter may be considered somewhat differently if the acquisitions have been undertaken before competition legislation has been made fully to bear on electricity markets, e.g. in an early stage of the market liberalisation process, but even in this case considerable caution with regard to divestiture as a structural measure against market dominance should be observed.

7.4 Sanctions

When an infringement on the abuse of a dominant position has taken place, it should be sanctioned in proportion to the damage inflicted on market participants and society at large. Because electricity is a product used by everybody and because of the low short-run elasticity of demand, the impact of an abuse of a dominant position on consumer surplus will typically be of considerable magnitude, implying that maximum standards for fines and other type of sanctions, e.g. the withdrawal of certain concessionary rights, may easily be reached in specific cases. The preventive effects of such a sanction policy should not be underestimated, in addition to the “voice effect”, discussed in chapter 5, to which a dominant electricity firm exposes itself, if it deliberately infringes on the abuse of dominance clause.

7.5 Market transparency

Electricity markets are generally characterised by a high degree of market transparency, as discussed in chapters 3 and 6; in fact, a transparency issue worth investigating is whether the markets are so transparent so as to facilitate the exercise of collective market power through coordinated actions and tacit collusion among suppliers.

However, for electricity markets organised as power exchanges or other forms of bidding systems, information about the bidding behaviour of individual players is normally not being publicly released or made available externally by the exchanges for specific purposes, e.g. for research on the behaviour of markets. Such information is of crucial importance for the detection of the unilateral exercise of market power by dominant firms, for the various electricity markets operated by the power exchange considered separately, as well as for the markets considered in combination, e.g. exercising market power by taking positions to this effect in the physical spot market and in the financial forward market. Competition authorities will normally have access to information on individual bidding behaviour, if they have reasons to suspect that abuse of market power has taken place under specific circumstances.

In order to improve market efficiency in this context, it should seriously be considered to implement measures to increase market transparency by better access to such data by interested parties and by the public release of the data after some specified time period. There are many issues to be taken into account in such an assessment of market transparency, e.g. the legal form and organisation of the power exchange, the probable effects on the behaviour of market participants, on the transactions, the liquidity, and the efficiency in the operation of the exchange, etc. However, the transparency issue is so important in market power terms that it deserves to be studied and discussed as a competition policy measure for electricity markets.

7.6 Market monitoring

I have warned against an ex ante structural approach to market dominance and unilateral market power, but I am very much in favour of developing an “ex ante” market monitoring and regulatory oversight system for the detection and prevention of the exercise of market power as a conduct phenomenon. This is partly motivated by the problems of documenting the actual exercise of unilateral market power and the abuse of a dominant position ex post, as mentioned repeatedly, but has also a broader perspective on market power issues in electricity markets, including collective market power.

A market monitoring system should be designed and implemented from a competition policy perspective and within the competition policy domain. This

implies, inter alia, that the system should be structured on the basis of competition policy principles and concepts, e.g. for the delineation of markets, definition of market power (unilateral and collective), criteria for market dominance and abuse of dominant positions, etc., and that the competition authority should be in the front seat in the design and operation of the system to give focus on competition issues. The need for cooperation and coordination with other regulatory bodies, in particular sector-specific bodies, should be derived from a competition policy perspective on the market monitoring system and not the other way around, as often seems to be the case in the regulation of infrastructural sectors.

In order to facilitate cooperation and coordination among institutions and bodies with responsibilities and tasks with regard to market monitoring and regulation, a permanent market monitoring and regulatory oversight committee should be established for the continuous surveillance and monitoring of electricity markets with the objective of detecting and preventing the abuse of market power. The committee should be headed by the competition authority, and should have representatives from the sector-specific electricity regulator, the financial regulator, the market organiser (power exchange), the transmission system operator, and possibly also from the electricity industry.

Developing such a market monitoring system would imply that the competition authorities would have to follow the electric power more closely and continuously than is typically the case in competition policy regulation of markets. It would also imply that the necessary information and data bases be built up and maintained for the system and that numerical models be developed as part of the “box of tools” that the authorities would need to monitor the markets. This is to some extent a matter of coordinating and structuring information and integrating models which have already been developed, but much work still has to be done to have a comprehensive and reliable market monitoring system in place for most electricity markets.

7.7 Self-regulation - contracts - voluntary agreements

Some self-regulation is already performed by the electricity industry itself with regard to market dominance and market power, particularly as part of the legal framework for the operation of power exchanges and the market surveillance system developed by the exchanges. This could be further developed. It is particularly important that market dominance and market power issues in relation to the transmission network be integrated with this market surveillance and self-regulatory system by agreements and contracts between the transmission company/system operator and the power exchange. The transmission company/system operator should also independently clarify its

role and responsibility with regard to market dominance and market power issues resulting from the operation of the transmission network in the short run, and from investing in the network to reduce the market effects of network capacity constraints in the long run.

7.8 A concluding remark

A practitioner of competition policy may look for precise answers and detailed guidelines in the report for the practical handling in competition policy of issues of market dominance and market power in electric power markets. From such a perspective the practitioner may be disappointed, and may even be left with more questions than answers after reading it. I am afraid, however, that there are no easy answers or solutions to the complex issues of market dominance and market power in the special context of electricity markets, other than through well-founded and detailed theoretical and empirical analyses in competition policy analysis, built upon a thorough knowledge of the electricity industry and an understanding of the way electricity markets function. Hopefully, this study will contribute to shedding some light on these complex issues and the need for supplementing the “box of tools” in competition policy with analytical approaches and instruments tailored to improve the economic performance of electricity markets by mitigating the exercise of market power under market dominance.

REFERENCES

- Albcek, S., P. Møllgaard, and P.B. Overgaard (1997): “Government-assisted oligopoly coordination? A concrete case.” *Journal of Industrial Economics*, Vol 45, No 4, pp 429-443.
- Amundsen, Eirik S. and Lars Bergman (2002): “Will cross-ownership re-establish market power in the Nordic power market?” *Energy Journal*. Vol. 23, No 2, pp.73-95.
- Amundsen, Eirik S. and Lars Bergman (2004): “Trenger vi omsetningsselskaper for kraft?” in Hagen, Kare P., Agnar Sandmo, and Lars Sørgard: *Konkurranse i samfunnets interesse. Festskrift til Einar Hope*. (Competition in the interest of society. Festskrift to Einar Hope). Fagbokforlaget. Bergen.
- Amundsen, Eirik, Lars Bergman og Nils-Henrik von der Fehr (2005): “The Nordic market: sign of stress?” *Energy Journal. Special issue on European Electricity Liberalisation*.
- Baldick, Ross and William Hogan (2001): *Capacity constrained supply function equilibrium models of electricity markets: Stability, non-decreasing constraints, and function space iterations*. POWER Paper PWP-089. University of California. Energy Institute.
- Baldick, Ross and William Hogan (2004): *Polynomial approximations and supply function equilibrium stability*. Paper presented at the 6th IAEE European Conference on Modelling in Energy Economics and Policy. Zurich.
- Biggar, Daryl (2002): *Market power in electricity generation markets*. Working Paper No. 2 on Competition and Regulation. OECD.
- Bishop, Simon and Mike Walker (2002): *The economics of EC competition law: Concepts, application, and measurement*. Sweet and Maxwell. Second edition.
- Bjørndal, Mette and Jostein Skaar (2004): “Vannkraft og markedsrett i et masket elektrisitetsnettverk.” (Hydro power and market power in a meshed electricity network), in Hagen, Kare P., Agnar Sandmo and Lars

- Sørgard (eds): *Konkurransen i samfunnets interesse. Festskrift til Einar Hope*. (Competition in the interest of society. Festschrift to Einar Hope). Fagbokforlaget, Bergen.
- Bjørndal, Mette and Kurt Jørnsten (2001): "Zonal pricing in a deregulated electricity market." *Energy Journal*, 22, pp. 51-73.
- Bjørndal, Mette and Kurt Jørnsten (2001): *Koordinering av nordiske systemoperatører i kraftmarkedet - gevinster ved bedret kapasitetsutnyttelse og mer fleksibel prisområdeinndeling*. (Coordination of Nordic network operators in the electric power market - gains from better capacity utilization and more flexible price area delimitations). SNF Report No 29/01.
- Bjørndal, Mette and Kurt Jørnsten (2004): *Market power in a power market with transmission constraints*. Working Paper. NHH.
- Bohn, Roger E., Michael C. Caramanis, and Fred C. Schweppe (1984): "Optimal pricing in electricity networks over space and time." *Rand Journal of Economics*. Vol. 15, No. 3, pp 360- 376.
- Boisseleau, Francois, Terje Kristiansen, Konstantin Petrov, and Wim van der Veen (2003): *A supply equilibrium model with forward contracts - An application to wholesale electricity markets*. Paper presented at the IAEE International Conference in Prague, 2003.
- Balle, F. (1992): Supply function equilibria and the danger of tacit collusion: The case of spot markets of electricity." *Energy Economics*, 14 (2), pp 94-102.
- Borenstein, Severin (1999): *Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets*. POWER PWP-067. University of California Energy Institute.
- Borenstein, Severin and James Bushnell (1999): "An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity industry." *Journal of Industrial Economics*. Vol. XLVII, No. 3, pp. 285-323.
- Borenstein, Severin and James Bushnell (2000): "Electricity restructuring: Deregulation or regulation?" *Regulation*. Vol. 23, No. 2, pp. 46-52.
- Borenstein, Severin, James B. Bushnell, and Frank A. Wolak (2002): "Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market." *American Economic Review*. Vol. 92, No 5, pp.1376-1405.
- Borenstein, Severin, James Bushnell and Christopher R. Knittel (1999): "Market power in electricity markets: Beyond concentration measures." *Energy Journal*, Vol. 20, No. 4, pp. 65-88.
- Borenstein, Severin, James Bushnell, and Steven Stoff (2000): "The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry." *RAND Journal of Economics*. Vol. 31, No. 2, pp. 294-325.
- Bushnell, J, C.R. Knittel, and F. Wolak (1999): "Estimating the opportunities for market power in a deregulated Wisconsin electricity market", *Journal of Industrial Economics*. (47). September 1999.
- Bushnell, James (1999): "Transmission rights and market power." *Electricity Journal*, 22, pp.7-85.
- Bushnell, James (2003): "A mixed complementary model of hydro-thermal electricity competition in the Western U.S." *Operations Research*, 51(1), pp. 80- 93.
- Bushnell, James B. (1999): "Transmission rights and market power." *Electricity Journal*. Vol. 12, No. 8, pp. 77-85.
- Bushnell, James, Erin T. Mansur, and Cleste Saravia (2004): *Market structure and competition: A cross-market analysis of U.S. electricity deregulation*. CSEM WP 126. University of California. Energy Institute.
- Bushnell, James (2003): *Looking for trouble: Competition policy in the U.S. electricity industry*. CSEM WP 109. University of California Energy Institute.
- Bye, Torstein, Nils-Henrik Mørch von der Fehr, Christian Riis, and Lars Sørgard (2003): *Kraft og makt. En analyse av konkurranseforholdene i kraftmarkedet*. (Electric power and power. An analysis of competition in the electric power market). Report. Norwegian Ministry of Labour and Administration.
- Cardell, J.B., C.C. Hitt and W.W. Hogan (1997): "Market power and strategic interaction in electricity networks." *Resource and Energy Economics*. Vol. 19. No. 1-2, pp. 109-137

Ciarreta, A. and M.P. Espinosa (2003): *Market power in the Spanish wholesale electricity market*. Paper presented at the Conference on Competition and Coordination in the Electricity Industry. Toulouse.

Codognet, Marc-Kevin, Jean-Michel Glachant, Celine Hiroux, Matthieu Mellard, Francois Leveque, and Marie-Anne Plangnet (2003): *Mergers and acquisitions in the European electricity sector*. CERNA, Centre d'Économie Industrielle, Ecole Supérieure des Mines de Paris.

Copenhagen Economics (2002a): *Relevant markets in the Nordic area*. Main report. Nordel's project on Market power on the Nordic power market.

Copenhagen Economics (2002b): *Use and misuse of market power in the Nordic power market*. Main report. Nordel's project on Market power on the Nordic power market.

Crampes, C. and M. Moreaux (2001): "Water resource and power generation." *International Journal of Industrial Organization*. Vol 19, pp.975-997.

Crampes, Claude and Anna Creti (2001): *Price bids and capacity choice in electricity markets*. Paper. Institute d'Économie Industrielle, Toulouse.

Creti, Anna and Natalia Fabra (2004): *Capacity markets for electricity*. CSEM WP 124. University of California Energy Institute.

ECON (2003): *Overvåkning av markedsrett i kraftmarkedet*. (Surveillance of market power in the electric power market). Rapport 2003-117.

Ekberg, Lasse, Jostein Skaar, and Lars Sørgard (2004): "Formålsbestemmelsen i konkurranse-loven." (The paragraph of objective in the Norwegian Competition Act), in Konkurransetilsynet (the Norwegian Competition Authority): *Jubileumsskrift 2004*. Oslo. Anniversary Publication of the NCA 2004.

Estache, Antonio, Martin A. Rossi, and Christian A. Ruzzier (2004): "The case for international coordination of electricity regulation: Evidence from the measurement of efficiency in South America." *Journal of Regulatory Economics*, 25:3, pp 271-295.

Fehr, Nils-Henrik von der (2000): "Who should be responsible for competition policy in regulated industries?", in Einar Hope (ed): *Competition policy analysis*. Routledge.

Førsund, Finn, Rolf Golombek, Michael Hoel, and Sverre A.C. Kittelsen (2003): *Utnyttelse av vannkraftmagasiner*. (Utilisation of hydro power reservoirs). Rapport 4/2003. The Frisch Centre for Economic Research. Oslo.

Garcia, Alfredo, James D. Reitzes, and Ennio Stacchetti (2001): "Strategic pricing when electricity is storable". *Journal of Regulatory Economics*. 20:2, pp. 223-247.

Gjølberg, Ole and Thore Johnsen (2003): *The pricing of electricity futures: Empirical tests for market efficiency at Nord Pool*. SNF Working Papers No. 22/03.

Glachant, Jean-Michel and Virginie Pignon (2002): "Nordic electricity congestion's arrangements as a model for Europe: Physical constraints or operators' opportunism". Working Paper Series. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.

Green, Richard (1992): *Contracts and the Pool: The British electricity market*. University of Cambridge, Department of Applied Economics. Paper.

Green, Richard (1999): "Draining the Pool: the reform of electricity trading in England and Wales." *Energy Policy*, 27, pp. 515-525.

Green, Richard (2004): *Did English generators play Cournot? Capacity withholding in the Electricity Pool*. Paper. University of Hull Business School.

Green, Richard (2004): *Electricity transmission pricing: How much does it cost to get it wrong?* MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. WP 2004-020.

Green, Richard and David Newbery (1992): "Competition in the British electricity spot market." *Journal of Political Economy*, 100, pp. 929-953.

Hagen, Kåre P. and Einar Hope (2004): *Konkurranse og konkurransepolitikk for innovative industrier*. (Competition and competition policy for innovative industries). SNF Working Paper No. 26/04.

- Harker, Michael and Catherine Waddams Price (2004): "Consumers and antitrust in British deregulated energy markets." In Swedish Competition Authority (2004): *The pros and cons of antitrust in deregulated markets. Stockholm.*
- Harvey, S.M. and W.W. Hogan (2002): *Market power and market simulations*. Paper. Harvard University.
- Harvey, Scott M., W.W. Hogan, and S.L. Pope (1996): "Transmission capacity reservations implemented through a spot market with transmission congestion contracts". *Electricity Journal*.
- Hjalmarsson, Eric (1999): *Nord Pool: A power market without market power*. Paper. Department of economics. Gothenburg University.
- Hobbs and F.A.M. Rijkers (2002): "Strategic generation with conjectured transmission price responses in a mixed transmission system". IEEE Transactions on Power Systems.
- Hogan, WilJiam W. (1994): "Efficient direct access: Comments on the California Blue Book proposal." *Electricity Journal*, 7, pp 30-41.
- Hope, Einar (2003): "Nettintegrasjon - implikasjoner for konkurranse- og reguleringspolitikk" (Network integration - implications for competition and regulatory policies), in Helge Godø (ed): *KT- etter dotcom-boblen. (ICT-after the dotcom bubble)*. Gyldendal Akademisk Forlag. Oslo.
- Hope, Einar (2005): "Sector-specific and competition policy regulation of media: and never the twain shall meet?" Forthcoming in Paul Seabright (ed): *Media regulation*.
- Hope, Einar and Helle Thorsen (1997): "EC competition law: Competition issues with regard to sector-specific regulation". *Fordham Law Review*. Chapter 14.
- Hylleberg, Sven and Per Baltzer Overgaard (2000): "Competition with a Coasian prior?", in Hope, Einar (ed): *Competition policy analysis*. Routledge. London.
- Johnsen, T.A, S.K. Verma, and C. Wolfram (1999): *Zonal pricing and demand- side bidding in the Norwegian electricity market*. Working paper PWP-063. University of California Energy Institute.
- Joskow, Paul I and Jean Tirole (2000): "Transmission rights and market power on electric power networks." *RAND Journal of Economics*. Vol. 31, No 3, pp. 450-487.
- Joskow, Paul and Jean Tirole (2004): *Retail electricity competition*. Paper. Department of Economics, and Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT.
- Joskow, Paul and Jean Tirole (2004): *Retail electricity competition*. Paper. IDEI and MIT.
- Joskow, Paul and Richard Schmalensee (1983): *Markets for power. An analysis of electric utility deregulation*. MIT Press.
- Joskow, Paul L. (2005): *Patterns of transmission investment*. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. WP 2005-004.
- Joskow, Paul L. and Edward Kahn (2002): "A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale electricity market during summer 2000." *Energy Journal*, 23(4), pp 1-35.
- Keller, Katja and Jorg Wild (2004): "Long-term investment in electricity: a trade-off between co-ordination and competition?" *Utilities Policy*.
- Klemperer, P. And M. Meyer (1989): "Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty." *Econometrica*, 57, pp 1243-1277.
- Leautier Thomas-Olivier (2001): "Transmission constraints and imperfect markets for power." *Journal of Regulation Economics*. 19:1, pp. 27-54.
- Littlechild, Steven C. (2003): "Wholesale spot pass-through." *Journal of Regulatory Economics*, 1, pp 61-91.
- Moss, Diana L. (2005): *Electricity and market power: Current issues for restructuring markets (A survey)*. American Antitrust Institute.
- Motta, Massimo (2004): *Competition policy. Theory and practice*. Cambridge University Press.
- Newbery, David (1995): "Power markets and market power." *Energy Journal*, Vol. J 6, No 3, pp 39-66.

- Newbery, David (2005): Electricity liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory market design. *Energy Journal*. Special issue on European Electricity Liberalisation.
- Newbery, David (2004): *Valuing interconnection between fossil and hydro-electric systems*. Paper. Department of Applied Economics. University of Cambridge.
- Newbery, David M. (1998): "Competition, contracts, and entry in the electricity spot market." *Rand Journal of Economics*, 29 (4), pp726-749.
- Nordic Competition Authorities (2003): *A powerful competition policy. Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power*. Report 1/2003.
- Norman, Victor D. (2000): "Competition policy and market dynamics", in Hope, Einar (ed): Competition policy analysis. Routledge. London.
- Ofgem (2000): *Introduction of a "Market Abuse" condition in the licences of certain generators*. (<http://www.ofgem.gov.uk>).
- Oren, Shmuel S. (2003): *Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets*. Energy Policy and Economics 007. University of California. Energy Institute.
- Philips, Louis (1995): *Competition policy: A game-theoretic approach*. Cambridge University Press.
- Philips, Louis (ed.) (1998): *Applied industrial economics*. Cambridge University Press.
- Pilipovic', Dragana (1998): *Energy risk. Valuing and managing energy derivatives*. McGraw-Hill.
- Schmalensee, R. and B.W. Golub (1984): "Estimating effective competition in deregulated wholesale electricity markets." *Rand Journal of Economics*, 15(1), pp. 12-26.
- Schweppe, Fred C., Michael Caramanis, Richard Tabors, and Roger E. Bohn (1988): *Spot pricing of electricity*. Kluwer. Boston
- Scott, T.S and E. Grant Read (1997): "Modelling hydro reservoir operation in a deregulated electricity market." *International Transactions in Operational Research*, 3(3- 4), pp. 243-253.
- Skaar, Jostein (2004): *Market power and storage in electricity markets*. Dissertation submitted for the degree of dr.oecon. Norwegian School of Economics and Business Administration.
- Skaar, Jostein and Lars Sjørgard (2003): *Temporary bottlenecks, hydropower and acquisitions in networks*. Working paper SAM 2/03. Norwegian School of Economics and Business Administration.
- Skaar, Jostein and Lars Sjørgard (2004): "Temporary bottlenecks, hydropower and acquisitions in networks", in Skaar, Jostein: Market power and storage in electricity markets. Dr.oecon. dissertation, Norwegian School of Economics and Business Administration.
- SOU 2002:7: *Konkurrensten på elmarknaden*. (Study on competition in the electricity industry). Swedish Ministry of Industry.
- Steen, Frode (2003): *Do bottlenecks generate market power? An empirical study of the Norwegian electricity market*. Discussion paper SAM 26-2003. Norwegian School of Economics and Business Administration.
- Stoft, Steven (2002): *Power system economics*. Designing markets for electricity. IEEE Press. Wiley.
- Storlid, Veronica (2004): *Markedsmakt i den nordiske kraftmarkedet. Med fokus på incentiver og tilsyn med markedet*. (Market power in the Nordic electric power market. Focus on incentives and market surveillance). HAS Dissertation. Norwegian School of Economics and Business Administration.
- Swedish Competition Authority (2004): *Monopolmarknader i förändring*. (Monopoly markets in transition). Report 2004:3.
- Sweeting, Andrew (2004): *Market power in the England and Wales wholesale electricity market 1995-2000*. Paper. Department of Economics, Northwestern University.
- Twomey, Paul, Richard Green, Karsten Neuhoff, and David Newbery (2005): *A review of the monitoring of market power. The possible roles of TSOs in monitoring for market power issues in congested transmission systems*. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. WP 2005-002.

- Von der Fehr, Nils-Henrik and David Harbord (1993): "Spot market competition in the EU electricity industry", *Economic Journal* 103(418), pp 531-546.
- Von der Fehr, Nils-Henrik, Victor D. Norman, Torger Reve, and Anders Chr. Ryssdal (1998): *Ikke for å vinne? Analyse av konkurranseforhold og konkurransepolitikk*. (Not to win? Analysis of competition and competition policy). SNF Report 8/98. Bergen.
- Waterson, Mike (2003): "The role of consumers in competition and competition policy." *International Journal of Industrial Organization*, Vol 21, No 2, pp 129-150.
- Werden, G.J. (1996): "Identifying market power in electricity generation." *Public Utilities Fortnightly*, February 15.
- Werden, Gregory J. and Luke M. Frøeb (2002): "Calibrated economic models and focus, accuracy, and persuasiveness to merger analysis", in Swedish Competition Authority: *The pros and cons of merger control*. Stockholm.
- Whish, Richard (2003): *Competition law*. Fifth edition. LexisNexis. London.
- Willems, Bert (2002): "Modeling Cournot competition in an electricity market with transmission constraints." *Energy Journal*. Vol. 23, No. 3, pp. 95-125.
- Wolak, Frank A. (2003): "Diagnosing the California electricity crisis." *Electricity Journal*. August/September, pp. 11 -37.
- Wolak, Frank A. (2003): "Measuring unilateral market power in wholesale electricity markets: The California market, 1998-2000." *American Economic Review*. Vol. 93, No. 2, pp. 425-430.
- Wolak, Frank A. (2004a): *Lessons from international experience with electricity market monitoring*. Paper. Department of Economics, Stanford University.
- Wolak, Frank A. (2004b): "Managing unilateral market power in electricity," in Konkurrentverket (Swedish Competition Authority) (2004): *The pros and cons of antitrust in deregulated markets*. Stockholm.
- Wolak, Frank and Richard H. Patric (1997): *The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales electricity market*. POWER Working Paper PWP-047, University of California Energy Institute.
- Wolfram, Catherine D. (1998): "Strategic bidding in a multiunit auction: an empirical analysis of bids to supply electricity in England and Wales." *Rand Journal of Economics*, Vol. 29, No 4, pp 703-725.
- Wolfram, Catherine D. (1999): "Measuring duopoly power in the British electricity spot market" *American Economic Review*. Vol. 89, No 4, pp. 805-826.

Regulation – A Coasian Approach*

Nils-Henrik M von der Fehr, Kåre P. Hagen and Einar Hope

*Unpublished paper, 2006

Introduction

Popular discussions on electricity regulation tend to concentrate on market outcomes; whether prices are sufficiently low, investment sufficient high and so on. Economic analyses, on the other hand, are typically concerned with incentives underlying the outcomes; in particular, whether market architecture and design provide agents with incentives that are conducive to efficiency. We suggest that it may be helpful to take one further step back and start the analysis from the rights and responsibilities – or property rights – of individual decision makers.

One reason for taking this approach is that certain features of regulation simply cannot be understood from efficiency considerations alone. This is true for so-called universal service obligations, but also for other regulatory features, such as the structure of network tariffs. These features may however be understood in terms property rights, where the allocation of such rights is seen as the result of particular distributional concerns. Moreover, one could argue that ex ante redistribution in terms of rights is often more efficient than ex post redistribution that aims to influence market outcomes.

Another reason for basing the analysis on property rights is that a suitable allocation of such rights may often be necessary – indeed, sometimes sufficient – for overall efficiency. A good example is market-based electricity trade at the retail level, where the clarification of rights and responsibilities associated with metering and billing have been instrumental in establishing effective competition. Another example concerns supply security, which to a large extent is a question of clarifying rights and responsibilities of the system operator and other market participants so as to allow these players to make efficient investment and output decisions.

A third reason for dealing explicitly with property rights is that some market designs and institutional arrangements require a specific distribution of such rights. For instance, one can think of a series of different contractual arrangements – such as priority rights and interruptible-demand contracts – that, under specific market conditions, lead to a more or less efficient market outcome. However, these arrangements refer to very different allocations of

property rights; for example, while interruptible-power contracts only give meaning in a regime where consumers have an initial right to take power from the network, priority rights only make sense in a regime where users have no such rights. In order to ensure that regulations are consistent with underlying property rights, one must include considerations of such rights as an explicit part of the analysis.

Our aim in this paper is to outline how a property-rights-based analysis of regulation may be conducted. We believe that the so-called Coase Theorem – which, loosely speaking, states that market equilibrium is efficient when property rights are well defined and enforceable and there are no transaction costs – provides a good starting point. This is not because we think the assumptions underlying the theorem provide an accurate description of electricity markets; rather, the Coase Theorem provides a conceptual framework that helps organising the analysis.

Indeed, even though the Coase Theorem is clearly inadequate as a description of actual electricity markets, some regulatory features may well be analysed under the assumption that the theorem holds. This is true of regulations that aim at enforcing property rights; it is true also of regulations that aim at achieving particular distributional goals, which generally involves assigning rights to some market participants and limiting the rights of others. In fact, important elements of actual regulatory regimes can only be understood in this light.

As far as efficiency considerations are concerned, starting from the Coase Theorem naturally leads to transaction costs. On the one hand, regulation may aim at allocating property rights in such a way as to reduce the need for costly transactions; on the other hand, regulation may aim at reducing the cost of individual transactions. While traditional economic analyses have given much attention to the latter issue, the former has received relatively scant attention. We discuss examples where a suitable allocation of property rights may be more important for overall efficiency than measures to reduce transaction costs and facilitate market-based trade.

The Coase Theorem

Ronald H. Coase may be seen as having generalised results on trade in resources to trade in legal rights or property rights. We take as our starting point the following formulation of the so-called Coase Theorem:¹

¹ Coase himself never formulated such a result. The formulation below corresponds to one of the most common interpretations of the analysis in Coase (1960); see Cooter (1987) for a discussion.

“The initial allocation of legal entitlements does not matter from an efficiency perspective so long as these may be freely exchanged, or transaction costs of exchange are nil.”

To illustrate the idea we briefly discuss one of Coase’ original examples (admittedly from a different era and a different network industry).

Wood- and coal-fired steam locomotives emit sparks that may set fire to crops along the railway line. Both railway companies and farmers can take costly actions to reduce damages. Farmers may avoid planting and storing crops along the line, while the railway companies may install fenders or reduce the number of trains on the line.

One might think that the law determines incentives to prevent damages. For example, if farmers have the right to stop trains from running on the line, we may expect damages to be small or negligible. On the other hand, if the railways hold the right to passage, we may expect damages to be correspondingly greater. According to the Coase Theorem, however, this is wrong. Even if the law determines the initial allocation of rights, the final allocation is determined by the market. When railways have a right of passage, farmers may compensate the railways for not exercising this right or for their efforts to reduce sparks. When railways do not have such rights, they may purchase the right from farmers and compensate them for their losses.

Independently of the initial allocation of rights, as long as there are gains from trade of legal rights parties have a common interest in reaching agreement. If, for example, farmers have a right to refuse passage of trains, while use of the line involves a greater benefit to the railway companies than the potential loss to the farmers, both parties may gain if rights are transferred to the railways. The gains from such transfers are exhausted when rights are efficiently allocated. In other words, when the market works the equilibrium allocation is efficient.

Property rights are sometimes vague or ill defined, which make it difficult to establish their value. Furthermore, there may be costs of transferring rights (transaction costs). Also, courts may be unwilling to uphold contracts that involve transfer of property rights. In order to emphasise such aspects, the Coase Theorem may alternatively be formulated as follows:

If property rights are well defined and may be transferred at no cost, market equilibrium will be efficient.

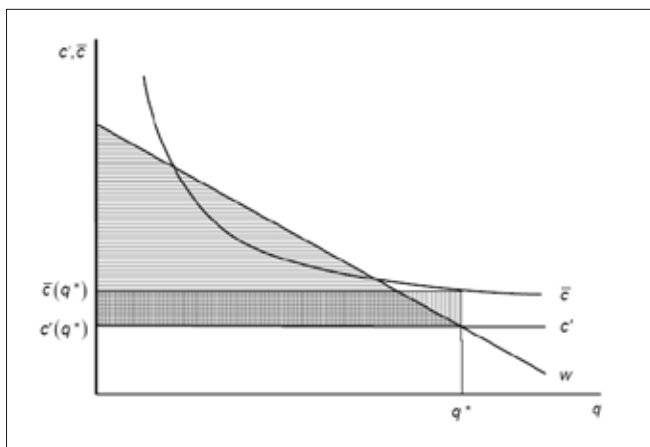
Note that this is true also in the presence of economies of scale and scope,

monopoly, public goods and externalities. Below we briefly revisit the simple theory of natural monopoly, public goods and externalities to elaborate on the issues in alternative contexts.

Natural monopoly

An agent (“the producer”) can supply a given product at a certain cost. Costs are increasing in output, albeit at a decreasing rate, with marginal costs being less than average costs. An example is illustrated in Figure 1, where q denotes output, c' marginal cost and \bar{c} average costs (for simplicity, marginal cost is assumed to be constant). Note that while average cost is decreasing in output, it exceeds marginal cost.

Figure 1: Natural monopoly



Other agents (“the users”) are willing to pay to obtain the product. Let $W(q)$ be users’ maximum willingness to pay for a combined quantity q . Furthermore, let $w(q)$ be the marginal willingness to pay when the quantity q is allocated between users according to willingness to pay (w is equal to the change in the value of W when q is increased marginally, or the derivative of W , when it exists). In the example, marginal willingness to pay is assumed to be decreasing in q .

This set up may be taken as a description of the infrastructure in network industries, at least to a first approximation. There are typically large, fixed costs associated with establishing the network, while the cost of expansion – that is, connecting new users or increasing the capacity for existing users – is generally small. Marginal willingness to pay for network capacity tends to be decreasing, partly because users have different valuations and partly because, for any given user, the value of additional capacity is decreasing.

At equilibrium, all mutually beneficial transactions have been undertaken so that total surplus is maximised. This implies that

- marginal willingness to pay equals marginal cost;
- user payment does not exceed total willingness to pay; and
- producer revenue is at least as large as total cost.

At equilibrium, marginal willingness to pay cannot exceed marginal cost, since otherwise there would be a gain from increasing output; the opposite cannot be true either, since there would be a gain from reducing output if marginal willingness to pay fell short of marginal cost. User payment cannot exceed total willingness to pay, since otherwise users would not want to use the network. And, finally, producer revenue must cover total costs, since otherwise the producer would quit the industry.

In the example, equilibrium output is uniquely determined. Since marginal willingness to pay is decreasing with output while marginal cost is constant, there is one and only one level of output which satisfies the condition that marginal willingness to pay equal marginal cost; in the figure, this level is given as q^* . Total costs correspond to the area of the rectangle with length q^* and width $\bar{c}(q^*)$. Of these, variable costs correspond to the area of the rectangle with same length but width equal to $c'(q^*)$; the rest is fixed costs (i.e. the area of the hatched trapezoid and the small, hatched triangle). Total willingness to pay corresponds to the area of the trapezoid defined by the horizontal and vertical axes, the demand curve and the vertical line through q^* . It should be clear that, in this example, total willingness to pay exceed total cost (total net gain corresponds to the difference between the areas of the large and the small, hatched triangles).

Note that the assumption of equilibrium – the efficiency requirement – does not have strong implications for how payments between users and the producer must be structured (apart from the fact that payments must fall between willingness to pay and costs). One possibility is that users pay a two-part tariff, consisting of a fixed element and a unit price equal to marginal cost; however, other possibilities are also conceivable.

The efficiency requirement does not determine the allocation of gains either. All participants must achieve a positive (or, at least, a non-negative) gain, but the gain may be greater for some than for others. The higher is the payment, the greater is the gain to the producer and the smaller it is for users. Users who pay little, achieve a higher gain than users who pay a lot. Since the producer is in a monopoly position, one might perhaps expect that he ends up with a larger share of the gain. This may be true, but such an outcome is not in conflict with the outcome being efficient.

Public Goods

Often an efficient equilibrium outcome may be implemented by a set of bilateral contracts. This is generally true for private goods. Private goods may be divided between users, so that the amount that falls to one particular user is not available to others. Electrical energy is an example of a private good; the electricity that is consumed by a particular household or business cannot be enjoyed by anyone else.² Network transmission capacity is another example – when a user is taking up some of the capacity, less is available for others. The transfer of rights to private goods is typically conducted under bilateral contracts between a buyer and a seller.

The opposite of private goods is public goods. The availability of a public good is not reduced when it is used by a particular consumer; in other words, the consumption of such goods involves no rivalry. It is not easy (if at all possible) to find real-world examples of public goods, at least not in pure form. Some aspects of electricity supply do however have a public-good character. An example is frequency control: when the frequency is held within acceptable bounds all consumers benefit. Also other aspects of quality of supply may be seen as public goods, but not all. For example, installed (power) capacity is not a public good: when some user increases his or her consumption, less capacity is available to others. To keep spare capacity in the expectation of scarcity, will only benefit those who's demand would not otherwise be satisfied and hence would have had to be rationed.

When dealing with public goods one has to take account of the total willingness to pay for all users considered as a whole. It is therefore typically necessary to establish a set of multilateral contracts, where the interests of all affected parties are taken into account. One possibility is that each user pays an amount that is related to his or her willingness to pay. Another possibility is that everyone pays the same amount, but this solution requires that willingness to pay do not differ too much amongst users; in particular, that all have sufficiently high valuations to be willing to pay the agreed amount.

Externalities

Also in the case of private goods may the benefit that any given individual derives from the good not only depend on how much he or she gets of the good, but also how the remaining quantity is allocated between other market participants. If so, we have a case of so-called “externalities”.

² Sometimes more than one individual may benefit from a particular amount of electricity, such as when a house is heated by electrical ovens or a street is lit by street lights. If we consider market participants as households, businesses and so on, most of the electricity consumed may indeed be seen as private goods.

Coase's railway example involves externalities. The operation of the railways has direct effects for the railway companies themselves, but also generates indirect effects on farmers along the line. Corresponding examples are found in the electricity-supply industry. Building and operation of generation and network facilities has effects on the natural environment that many people will dislike. In the transmission of electricity there are external network effects, in the sense that transmission losses depend on the distribution of input and output in all nodes on the network; for example, a higher input of electricity at some node may reduce the loss from a higher input at other nodes. The total capacity of the system therefore depends not only on total generation but also on the geographical distribution of generation across nodes.

Assume that some user is willing to pay an amount w for access to the network (this could, for example, be a new generator who wants to connect to an existing network, in which case willingness to pay reflects (gross) surplus from the generation business). Assume further that the direct cost of giving such access equals c (this could, for example, be costs of connection as well as costs associated with upgrading the network to facilitate a higher volume of transmission). In addition, there is a negative externality imposed on one or more other users, denoted a (this could, for example, result from increased losses in other parts of the network that reduces the profitability of competing generators). Suppose that that willingness to pay of the user in question exceeds the direct cost, i.e. $w > c$, but that it is not sufficient to cover both the direct cost and the externality, i.e. $w < c + a$. Consequently, there would be a net loss involved in providing access to this user, and giving such access is therefore not consistent with equilibrium.

In the case in which the existing users' rights are protected, the new user may get access only if he or she is willing to compensate the loss inflicted on the others (in addition to covering the direct cost of access). Then it is clear that the user would not request such access. In the alternative case, in which existing users do not have such a right, so that the new user would only have to cover the direct cost, he or she would like to get access. Existing users would however find it in their interest to pay the new user to refrain from exercising his right. While the equilibrium resource allocation would be the same in either case, the new user obtains a larger gain (and the other users a corresponding loss) in the latter case than in the former.

This example illustrates the more general point that the distribution of property rights determines the distribution of economic costs and benefits. In the same way that scarce resources have a value, so do scarce property rights.

Implications

The Coase Theorem draws our attention to the importance of legal entitlements, or property rights, and the costs associated with the transfer of such rights.

In the absence of transaction costs, the final allocation of property rights generally does not depend on the initial distribution of such rights. Moreover, independently of the initial distribution of property rights, market equilibrium will be efficient. This is true even in the presence of externalities, economies of scale and scope and public goods. The result also does not depend on the concentration of market structure, either on the demand or the supply side. Transaction costs, however, limit opportunities for transfer of property rights. In the presence of transaction costs, therefore, the possibility for achieving an efficient equilibrium outcome does depend on the initial allocation of property rights.

The distribution of property rights not only affects market outcomes, but also determines the distribution of economic costs and benefits among market participants. Indeed, even in the absence of transaction costs – when the resulting allocation of rights does not necessarily depend on the initial allocation – the distribution of gains does depend critically on the initial distribution of rights. More generally, in the presence of transaction costs, the distribution of property rights affects both the distributions of costs and benefits as well as the overall efficiency of market outcome.

Starting from these observations, in the next section we consider the role of government regulation. We first consider the case in which the assumptions underlying the Coase Theorem hold, in which case regulation may perform one of two tasks: improve the enforcement of rights and responsibilities and distributing costs and benefits. In the subsequent section we consider the role of regulation when the assumptions of the Coase Theorem do not hold. In this case, regulation may perform the additional task of reducing transaction costs, by affecting the initial distribution of property rights or by reducing the costs of individual transactions.

Enforcement and distribution of property rights

As stated above, we now turn to the question why government regulation, in the sense of restricting or influencing the decisions of market participants, may be warranted. We first consider this question for the case in which the assumptions of the Coase Theorem are satisfied; that is, when market equilibrium is efficient. In this case there are obviously no efficiency reasons for regulating the market. However, there may be other reasons to regulate, in order to enforce

property rights or to influence their distribution between market participants. These reasons will be discussed in the present section; in the next section, we consider efficiency reasons to regulate the market.

Enforcement of property rights

Even when property rights are well defined, it is not obvious that they will be respected. Rights may be ignored, abused or stolen. To ensure that property rights are respected, the holder must be able to defend his or her rights or threaten to pursue and punish those who do not respect them.

Individual property-rights holders may be able to protect their rights themselves (Dixit, 2004). Goods may be hidden or locked up and personal rights may be protected by (threats of) the use of force. In cooperation with others, individuals may strengthen their ability to defend themselves and achieve a greater level of credibility that sanctions will indeed be imposed on those who violate rights.

All private measures carry a cost. It is costly to protect oneself against theft and robbery, it is costly to organise guards and other defence measures, and it is costly to pursue and punish those who have violated ones rights. Consequently, while private measures to protect property rights may often be efficient, sometimes the associated costs are so high that public institutions may be an attractive alternative.

Obvious examples of such public institutions are the police and the courts. However, other parts of the government also have responsibility for protecting property rights. For example, electricity regulators typically control that network companies fulfil their obligations to deliver power to customers, and regulators will impose sanctions if companies do not fulfil these obligations. Also, electricity regulators are often given the task of dealing with complaints from market participants who believe their rights have been violated.

The organisation of public institutions determines the efficiency with which they protect and enforce property rights. Take security of supply as an example. In many countries, consumers have an (explicit or implicit) right to receive power from the network without interruptions. In order to ensure that this right is respected, the Norwegian government has introduced a system of economic penalties (the so-called KILE system). According to this, network companies pay a penalty every time there is an interruption of supplies due to a network failure. In principle, the penalty is constructed so as to reflect the damage caused by the interruption (although consumers are not directly compensated). This system has the advantage that it is relative easy to

administer. A disadvantage, however, is that the simple structure of the penalty means that what the network companies have to pay is not always in proportion to the actual cost inflicted. An alternative system of enforcement would be to allow consumers to claim compensation for non-deliveries or interruptions. Such a system could ensure a better correspondence between actual costs and the economic consequences for the network companies. However, this system would be very costly to administer, because it would require detailed calculation of the costs inflicted on each consumer for every interruption.

The critical issue, however, is not whether the government succeeds in establishing an efficient system for protecting and enforcing property rights, but whether this system is more efficient than what may be achieved by the market participants themselves. A crucial difference is the ability of governments to use force; that is, to punish those who do not abide by the rules. The question, therefore, is when force is a necessary ingredient in a system protection and enforcement.

Distribution of rights

Distribution of property rights determines the allocation of economic costs and benefits. A desire to influence the allocation of such costs and benefits may constitute a reason for regulating the allocation of property rights.

Property rights of any given individual may be altered by

- issuing new rights, i.e. by advancing his or her property rights, or
- introducing new responsibilities, i.e. by limiting his or her property rights.

Advancing the rights of any one individual typically means reducing those of others. Indeed, there is often a direct connection between the rights of some agents and the responsibilities of others. For example, the right of users to connect to a distribution network and receive power of a specified quality corresponds to the obligation on network companies to make network capacity available and ensure quality of deliveries.

Distributional considerations shape many elements of regulatory regimes, such as tariff structure, connection rights and quality of supply (cf. universal service obligations). However, it would seem that there is sometimes a considerable degree of arbitrariness in the way rights are distributed. This may be because distributional considerations have become less important relative to efficiency considerations. However, it is important to be aware that the regulatory regime – directly or indirectly – influences the allocation of costs and benefits, even if distributional considerations have not been explicitly taken into account.

Tariffs are to a large extent determined by distributional considerations. Tariffs are typically set to cover costs, so as not to give rise to revenues beyond what is necessary to ensure that network companies earn a normal rate of return. In Norway, profits that accrue in the network business should be channelled back to consumers and should not end up in the pockets of network owners.

Tariffs are often structured so as to be symmetric across users. In other words, there is very limited – if any – opportunity for allocating costs between users according to their willingness to pay or to discriminate relative to other indicators. Tariffs may to some extent be differentiated according to so-called objective criteria, such as voltage level. Also, since tariffs generally have multiple parts – some of which are fixed while others vary with usage – the average price paid may vary between consumers according to how much energy or power they consume.

Typically, however, this symmetry only applies within the region of any given network. In Norway, for example, there are considerable differences in the level and structure of network tariffs between regions. From this perspective, the right of consumers to be treated symmetrically is severely restricted, in a way that may seem arbitrary. A change in the border between different regions – for example caused by the merger of two distribution companies – may lead to a change in tariffs for consumers within the relevant area. It is not always clear that distributional considerations have been systematic and consistent in the regulation of tariffs.

Also other elements of electricity-market regulation seem to have been shaped by distributional concerns (again without this necessarily having been made explicit). This is the case, for example, of the right of consumers to take power without interruptions, as well as other quality aspects of supply.³ For most other goods and services this is a right that consumers would have to purchase,⁴ and, in principle, there is no reason why this could not be the case for electricity also. Indeed, such a set up has been introduced in some countries, where, for example, a consumer only has a right of supply in periods of scarcity if he or she has entered into a capacity contract with a supplier.

Consumers also have a right to deliveries of electricity as such. This right corresponds to the obligation on distribution companies to offer connections to their networks (as part of their universal, or public, service obligations). The costs of connecting any given consumer are partly born by the consumer himself.

³ In some countries, including Norway, these rights are implicit rather than explicitly stated in the law or other regulations.

⁴ Admittedly, the cost of these rights will at the end of the day be born by consumers. However, the cost born by any given consumer is not directly related to the value to that consumer of the rights allocated to him or her.

Typically, however, the cost born by the individual consumer do not fully reflect the total cost imposed on the system; the rest is born by the network company (i.e. its customers), not by the individual user. Again one might ask whether the rights conferred upon consumers are reasonable. Costs of connection are sometimes substantial, for instance when consumers are located in remote areas. The same is true for the connection of large generation facilities. The cost of adapting and expanding the network to allow for new generation facilities (such as a wind park) may be very large, but are typically not fully reflected in the tariffs levied on the relevant generators.

Transaction costs and efficiency losses

The discussion in the previous section started from the supposition that the assumptions underlying the Coase Theorem were satisfied. There may be reasons for imposing regulations even in this case, associated with distributional concerns or protection and enforcement of property rights. When the assumptions underlying the Coase Theorem are not satisfied – so that the market equilibrium is not necessarily efficient – regulation may be justified by the desire to reduce inefficiency.

In principle, regulation to improve efficiency may be done by

- establishing and clarifying property rights,
 - reducing transaction costs and
 - counteracting inefficient use of resource in the presence of transaction costs.
- Below, we consider each of these in turn.

Establishing and clarifying property rights

In some cases, property rights are not sufficient clear or unambiguous. This not only makes it difficult to enforce property rights, but also makes it hard to transfer them to others. In such cases, government regulation may contribute by establishing and clarifying property rights, thereby facilitating their transfer.

An example of such measures is protection of the natural environment. Often it is very unclear what should be counted as environmental damage, which rights owners and users of the natural environment really have and what the consequences would be when environmental damage is inflicted. By defining what is meant by environmental damage, by clarifying rights and responsibilities and by systematic use of the “polluter-pays” principle, governments have laid the groundwork for more efficient protection of the environment.

Another example, more directly related to the electricity-supply industry, is the clarification of responsibility for ensuring quality of supply. By defining what is

meant by quality of supply, and placing responsibility with the network companies, regulators have made it easier for market participants to protect their rights. Such measures also improve opportunities for transferring these rights, for example by allowing consumers to enter into contracts for interruptible supply.

A corresponding clarification has been undertaken with regard to metering and billing. In the period immediately following the introduction of the 1990 Norwegian Electricity Act, there was considerable confusion regarding who should be responsible for metering and billing. This confusion acted as a barrier to competition at the retail level, because independent retailers simply could not measure and bill the consumption of their customers. Clarification of the division of tasks between distribution companies and suppliers was one of the most important prerequisites for establishing effective retail competition.⁵

Even in fairly mature electricity industries, there may be areas where further clarification of rights and responsibilities could be desirable. In Norway, this would appear to be the case for new grid investment, including capacity expansions related to new connections. What does the right to connection really entail? To what extent are network companies limited in their ability to require new customers to cover all or part of necessary cost to connect them to the grid? What freedom do network companies have in influencing decisions about new connections, for example with regard to location (eg. may the transmission company require the moving of a new generation facility, or agree to cover a larger share of costs if the generator chooses a particular location)? And – more fundamentally – what are the obligations on network companies for ensuring “well-functioning” electricity supply?

Transaction costs

Efficient use of resources requires that property rights associated with these resources may be transferred from the original holders of these rights to others who are able to put the resources to greater value and who therefore price them more highly. Such transfers, however, typically involve costs. Costs associated with the transfer of property rights are generally termed “transaction costs”.

Transaction costs refer to those resources (incl. time, effort and material goods) that are required to undertake transactions, including costs associated with

- locating trading partners,
- negotiating contractual terms and
- ensuring that trading partners abide by the agreed terms of the contract.

⁵ Other measures – including the capping of payments for shifting supplier, introduction of standardised contracts based on profiling of consumers and systematic price information – were also important.

It is not always easy to find a suitable trading partner. A seller needs buyers who are willing to pay what the buyer requires (and hopefully more); a buyer needs sellers who are able and willing to offer what the buyer requires at an acceptable price. In many markets – including the market for electricity – there are designated market places that allow buyers and sellers to meet. There are also specialist agents (“brokers”) who will take on the task of finding a suitable trading partner; sometimes these agents also trade on their own books (so-called “traders”). However, in some cases the individual trader must fend for himself. The more specific the property right, the more difficult it will be to find a suitable trading partner.

Transactions costs are particularly high when transactions involve many participants located at different places. From this perspective, one might think that the transaction costs involved in establishing and running a network could be very high; for example, a large investment in the network may have a pronounced effect on the quality of supply and hence affect a large number of users. On the other hand, participants in the electricity market are easily identified, although it may be difficult to elicit the interest of any given market participant and hence his or her willingness to partake in any given transaction, for example on a market for interruptible power.

In many cases, transactions involve well-defined rights which may be transferred by simple contracts. An example is deliveries of electricity as such, which typically are transacted according to contracts with set unit prices. In other cases, transactions involve more complicated issues that require extensive and detailed contracts. This is the case, for instance, with connections of new, large generation facility to the network. In cases in which many, similar transactions are undertaken, parties may use standardised contracts. In other cases, transactions are so different that contracts must be tailor made.

There are also costs associated with fulfilment of contracts. First, each party must ensure that the other parties adhere to the agreed conditions of the contract (this is basically an example of what we above called protecting and enforcing property rights). Second, issues may arise that are not explicitly covered by the contracts and which requires renegotiation or the drawing up of new contracts. There may also be features that require the meeting of the contractual parties. For instance, many contracts involves various types of compensations – an example is where network companies have a responsibility for covering costs associated with damages on electrical appliances caused by mistakes or failures in the network. It may be very difficult in any given case to determine whether the relevant compensation applies and to assess the damages.

Regulation

Generally, the level of transaction costs may be regulated by influencing

- the volume of, or need for, costly transactions, and
- the cost of individual transactions.

Evidently, market participants themselves have incentives to reduce transaction costs. First, all parties involved may gain if the cost of any given transaction is reduced. Second, there is a loss involved with transactions that are too costly to undertake, in the sense that there are potential gains from trade that could have been realised had transaction costs been lower.

Market participants themselves may reduce transaction costs by

- transfer property rights in order to reduce the need for costly transactions, and
- establish institutions that allow for a reduction in such costs.

Vertical integration between companies that are involved at different levels of the value chain is an example of a transfer of property rights that reduce the need for costly, marketbased transactions. When companies are separated, they need to transact via marketbased contracts; when the companies are integrated, decisions may be taken according to organisational and hierarchical rules. In many cases – particularly where decisions involve conditions that are difficult to specify in a contract – it may be both easier and less costly to internalise the decision procedure rather than to rely on external relations between independent parties. More generally, a coalition in which parties refrain from the right to make decisions themselves and instead transfer these to collective decision mechanisms is a way to reduce the need for direct transactions.⁶

There exist a large number of market institutions that assist or conduct transactions, without having any direct interest in the property rights that are being transferred. These may be market places, where market participants can meet. Examples of such market places include power exchanges, such as NordPool. As is the case for many other market places, NordPool not only offers a place to meet but also standardised contracts and various forms of trading assistance, including the matching of sellers and buyers, contract clearing and transfer of payments. In other cases, assistance is not linked to any specific market place, such as when independent brokers assist market participants in their search for suitable counterparts and help negotiate contracts. Pure traders act as counterparts to individual transactions. In electricity markets, traders may be power suppliers without their own generation park, who may

⁶ The classic reference is Coase (1937). Oliver E Williamson, among others, has made numerous contributions inspired by the seminal work of Coase; see eg. Williamson (1975).

trade both at the wholesale and retail level. Such agents facilitate trade and increase efficiency by acting as intermediaries, or buffers, between the many and asynchronous needs of individual market participants on the demand side and the supply side of the market.

From a regulatory point of view, the question is not so much whether there is a need for reducing transaction costs, but rather whether there are adequate private incentives for doing what is necessary to achieve such reductions. As always, where there is an economic problem, there is an economic incentive to deal with it. It is only if these incentives are insufficient that regulation may be warranted. The question, therefore, is whether private incentives are so inadequate that government interference – which necessarily carries its own costs – is justified.

Regulation may be further justified by the need to counteract undesired private incentives. In the absence of transaction costs, private incentives will lead to efficient decisions that maximise total gains. In the presence of transaction costs, however, individuals may have incentives to make decisions that are not conducive to the maximisation of total gains. An example is the monopolist who, due to transaction costs, is precluded from discriminating perfectly and who therefore sets prices that exceed (marginal) cost.

Below we first discuss regulatory measures that may help reduce transaction costs as such; subsequently, we consider measures that may counteract undesirable consequences resulting from private decisions made as a result of transaction costs.

Volume of transactions

As pointed out above, the allocation of property rights determines the need for (costly) transactions. Regulation of property rights therefore not only affects the distribution of costs and benefits, but also the volume of transactions and hence the total amount of transaction costs. It follows that there may be a conflict between distributional concerns on the one hand and efficiency concerns on the other; what is deemed a more just distribution of property rights may involve a greater inefficiency loss in the form of higher transaction costs and unrealised gains from transactions that never take place. In this section we disregard distributional considerations and concentrate attention on efficiency implications of alternative allocations of property rights.

A suitable reallocation of property rights may reduce the volume of transactions and hence transaction costs. Rights may be transferred from those who – in the absence of transaction costs – would trade with others who value them

more. In order to be able to undertake such a transfer, the regulatory authorities must have information about how the value of property rights varies between agents. This information problem means that it may be difficult in practice to know what reallocations of property rights would reduce the volume of transactions. However, in some cases it seems relatively clear which allocation should be preferred.

Consider security of supply as an example. In principle, one could conceive a set up in which individual consumers were responsible for obtaining a suitable level of supply security themselves. This would require that consumers entered into contracts with generators (in order to secure the availability of sufficient generation capacity) as well as with networks (in order to secure the availability of sufficient network capacity).⁷ Both generators and networks will have an incentive to sign up to such contracts, so long as the willingness to pay of consumers is sufficient to cover the associated costs. A more appealing alternative would be to provide consumers with an inherent right to security of supply. This right would have to be combined with an obligation on some other party to ensure that these rights were honoured. In Norway, this obligation has been put on the system operator Statnett (although it might have been put elsewhere, for example on electricity suppliers). Statnett is required to ensure that there are sufficient amounts of power and transmission reserves available. Alternatively, Statnett will have to fulfil its obligations by entering into contracts with consumers. Such contracts are traded in the so-called regulation market on a daily basis. In addition, Statnett offers long-term contracts for supply interruptions, under which electricity consumers accept, for an agreed payment, that their power supplies may be interrupted with a certain frequency and duration. An obvious advantage of the latter solution is that it reduces the need for costly transactions. Since most consumers are likely to demand a very high degree of supply security it would require a vast amount of contractual relations if consumers themselves were responsible for ensuring security of supply. With the chosen allocation of property rights, there is just a need for contracts between the system operator and the number of consumers sufficient to ensure overall security of supply (these would typically be large industrial consumers).

A similar issue arises in relation to the right of consumers (and producers) to connect to the network and the corresponding obligation on network owners to supply such connections. Alternatively, each individual consumer would have had to negotiate the terms with the relevant network owner in order to obtain access. Since most households and businesses desire access to electric power –

⁷ In Guatemala, this is the set up for large (or “unregulated”) consumers as far as security of generation supply capacity is concerned: consumers who have not secured a sufficient amount of capacity by entering into a contract with a generator will be disconnected in periods of overall generation deficits. For smaller (or “regulated”) consumers, electricity suppliers are required to establish security of supply on their behalf (see below).

and are willing to pay the relevant costs – the current set up seems reasonable. A possible exception concerns larger electricity consumers (and producers), where the cost of facilitating connection may vary considerably between consumers. In principle, network owners have the possibility of entering into specific agreements with individual consumers, in order to share costs or to hinder connections that are obviously inefficient from a broader perspective (this would be true, for example, when other and less costly alternatives are available, say in the form of a different location or facilitating electricity supplies without network connections). In such cases one might ask whether electricity consumers (and producers) should in fact carry a larger responsibility for the costs they impose on the system, in order to ensure a sufficient degree of realism in the negotiations between network owners and network users.

Another area where it may be possible to tell relatively precisely how a reallocation of property rights will affect the volume of transactions is company structure in the network business. It is difficult to see, from a purely economy-of-production point of view, that there are reasons why different parts of the network (at least at the transmission level) should belong to different companies. The current organisation of the Norwegian network – which involves a vast number of different network owners – requires that many decisions (eg. concerning operation as well as upgrading and expansion of the network) have to be coordinated between different agents. This is true, for example, of expansions in the highvoltage transmission network which may affect the need for capacity in other parts of the network. Such decisions now have to be made in bilateral or multilateral agreements between different parties. With a more integrated structure – both vertically and horizontally – it would probably have been easier to achieve the desired coordination of investment and operation.

Costs of transactions

The cost of individual transactions may be reduced by establishing adequate market institutions. However, the creation and development of markets institutions also involves costs, which may limit the interest or ability of private parties to take the necessary initiatives. If so, it may be appropriate to establish the requisite market institutions by regulation – to “oil” the market mechanism, so to speak. Of course, in order to increase overall efficiency regulation must not involve costs that exceed those gains that will be obtained from lowering transaction costs; again, we are comparing imperfect, unregulated market outcomes with imperfect, regulated outcomes.

One such market-improving measure consists of creating market places. In the Norwegian (and Nordic) market, regulatory authorities have not been directly involved in establishing market places; NordPool grew out of the Norwegian

inter-generator power exchange (“Samkjøringen”), which was started upon the initiative of large (Norwegian) generators.

Norwegian (and other Nordic) government authorities have been involved in the design of NordPool, for example concerning the rules governing market participation (this involvement has however largely been in the form of a more or less informal dialog between NordPool and the relevant authorities). In other countries, regulatory authorities have been more directly involved; an example is the current electricity market in England and Wales, which to a large extent was established and designed upon the initiative of the authorities.

As far as contracts are concerned, regulatory authorities are often quite directly involved. This is true both of contracts that govern electricity supply as well as contracts that govern electricity transmission and distribution. In Norway, regulation has largely consisted in standardising contractual terms, for example with respect to duration, scope and price structure.

To some extent, electricity regulators have also been instrumental in developing specific types of contracts. A good example is electricity-supply contracts based on so-called profiling of consumers. Under these contracts, consumers are billed according to an estimated (or average) consumption profile rather according to the actual profile of consumption (which could have required hourly metering). In Norway (and elsewhere), introduction of such contracts were instrumental in developing competition in retailing.

Regulators may also help to improve market transparency. This may be done, for example, by requiring participants to provide certain types of information to the market, such as the availability of generation capacity, bottlenecks in the transmission network and so on. The Norwegian Competition Authority has established a designated web page that provides price information from electricity retailers. While such information is provided by others also, it seems that the Competition Authority’s web page has proven particularly popular. This is probably not just because the information is comprehensive, but also because users have a particularly high level of trust in information provided by a government authority.

Yet another area where governments may – and typically have – influenced market institutions, is with respect to enforcement of contracts. In addition to the ordinary judiciary system, the Norwegian regulator NVE has certain responsibilities for enforcing contractual terms, for example concerning contracts governing the relations between networks and their customers.

Even though these examples demonstrate that government involvement has been decisive for the development of market institutions, it is not always obvious that

this involvement has been either necessary or particularly successful. It is an open question whether the market had developed in a different, and less successful, direction if government regulations had been less extensive.

Consider the standardised consumer-profiling contracts as an example. It is beyond doubt that these contracts has helped in the development of competition in retailing. However, it may be that this way of organising trade has delayed the introduction of real-time metering of consumption. Such metering is relatively expensive, but does allow for the introduction of incentives to adjust consumption according to actual cost of electricity (represented, say, by the spot price of electricity). It may well be that such equipment would have been introduced more rapidly if it had been a requirement for changing supplier. An evaluation of the two alternatives would require a comparison of the immediate gain from more intensive competition to the more gradual gain associated with better adaptation of consumption to variations in the cost of electricity.

Another example is provided by the Norwegian KILE arrangement (see above). Here the government has established a designated market institution for dealing with network security. KILE involves a set of penalties that will have to be paid by network companies in the case of power interruptions that are caused by failures in their networks. In principle, penalties reflect the costs inflicted upon network users, but it is not clear that the system of penalties in fact succeeds in doing so. Furthermore, there is a real risk that the present arrangement may deter the development of a market-based system for compensating users for damages caused by power interruptions. An alternative to KILE would have been to clarify the rights and responsibilities of networks and users and facilitate a system whereby users in a relatively simple manner could claim compensation for infractions of their rights.

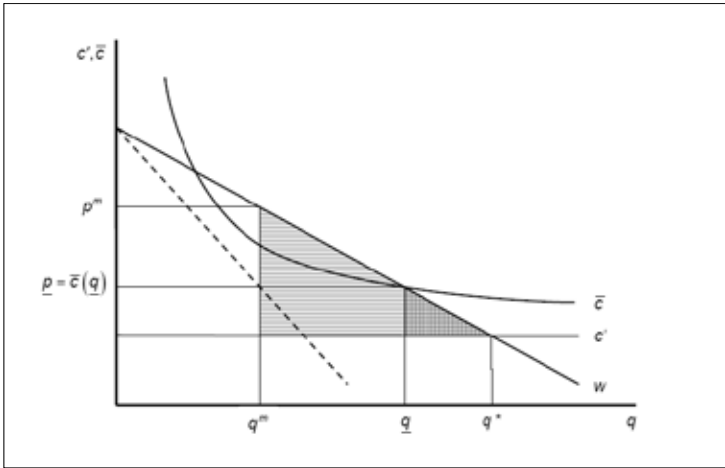
Market power

Market participants have a common interest in realising the gains from mutually beneficial transactions. However, they also have conflicting interests concerning the sharing of these gains. In the absence of transaction costs, the conflict over how to share gains will not preclude efficiency, since – whatever the sharing arrangement – parties always have common interest so long as it is possible to achieve a mutual gain. In the presence of transaction costs, however, it is not always beneficial to consider all opportunities for trade (incl. all possible contractual arrangements). As a result, participants' incentives to behave opportunistically may prevent transactions from occurring that would have been profitable overall. Regulation may be required in order to counteract such inefficient outcomes.

Let us again turn to the example of natural monopoly. In the absence of transaction costs, the monopoly outcome will be efficient at equilibrium. This requires that payments cover the cost of the monopolist without exceeding the willingness to pay of the users. It follows that the unit price must vary with individual usage (in particular, payment for the marginal unit must equal marginal cost) as well as with the identity of the user (typically consumers with a high willingness to pay must cover a large share of total cost).

Transaction costs may however prevent the monopolist from entering into bilateral negotiations with each and every consumer. Suppose that the monopolist is required to offer all consumers the same contract and that the contract specifies a unit price only.⁸ Then it is clear that this unit price cannot be set below average cost. In Figure 2, the lowest price consistent with cost coverage is indicated by \underline{p} .⁹ From the figure, we see that usage is not efficient at such a price, because units for which willingness to pay exceeds marginal cost are not being supplied. The corresponding efficiency loss is indicated by the hatched triangle. This is an example of how transaction costs prevent mutually beneficial transactions.

Figure 2: Monopolistic Pricing



The efficiency problem may be further enhanced by incentives of the monopolist. The monopolist will earn a profit if he succeeds in raising the price above \underline{p} . Such a raise in price will reduce the volume traded, but the loss from a

⁸ Limited information about consumers' willingness to pay may make it difficult to offer discriminating conditions. Furthermore, if the monopolist is unable to refuse resale, he cannot offer quantity rebates (cf. the discussion above on two-part tariffs). Contracts with a constant unit price may of course also be a result of government regulation, for example in the form of a price cap.

⁹ As should be evident from the figure, this is the only price at which revenues are just sufficient to cover costs: a lower price involves a loss, while a higher price would give rise to profits.

lower volume will – if the price increase is not too large – be more than compensated by a higher price-cost margin. The monopolist's profit is maximised at a price equal to p^m .¹⁰ The loss of efficiency resulting from the exercising of market power – that is, the value of transactions not being undertaken – is given by the ruled trapezoid.

Regulation may reduce this inefficiency by limiting the monopolist's opportunity to raise price. However, inefficiency may also be reduced by indirect measures, aimed at market concentration. In the electricity network business, this is difficult, as the cost of establishing parallel networks are prohibitive. In electricity production and supply, however, opportunities for establishing effective competition are much larger. This may be done by limiting the opportunities for companies to merge (alternatively, by breaking up existing companies). Alternatively, competition may be furthered by reducing barriers between different markets, for example by reducing bottlenecks in the transmission network or improving conditions for trade across national borders.

Conclusion

Traditionally, analysis of government regulation has taken a rather narrow view of market institutions. This is particularly true of analyses based on economic welfare theory. In such analyses, it is common to take the theory of perfect competition as the starting point and then to discuss how deviations for the assumptions underlying this theoretical benchmark may lead to inefficient resource allocation and hence a potential scope for regulatory intervention. A characteristic of these kinds of analyses is that trade is assumed to take place under bilateral contracts that specify constant unit prices.

This traditional approach does not take explicit account of the ability of markets to develop suitable institutions – including market places, contracts and means to solve conflicts – so as to achieve efficiency. By taking the set of market institutions as given economic welfare analyses do not allow for the incentives of market participants themselves to adapt and improve institutions, thereby reducing transaction costs and other causes of inefficiency. As a consequence, these analyses tend to overestimate the need for regulation.

Traditional welfare analyses also tend to focus on a limited set of regulatory instruments. Attention is first and foremost aimed at allocation of resources. It follows that market failure must be dealt with by changing the allocation of resources directly, through quantitative or qualitative regulations. Alternatively, resource allocations may be corrected by indirect means, through prices.

¹⁰ At the corresponding volume of output, q , marginal revenue – represented by the dotted line in the figure – is equal to marginal cost.

In accordance with the assumption that trade occurs at constant unit prices, the recommendation is typically to influence, or set, these prices.

In this paper, we have taken a different approach, based on the theory of property rights, contracts and transaction costs. This perspective does not necessarily lead to different conclusions, but it does provide a different angle on the issues. As such, it allows light to be shed at factors that have generally received scant attention, or no attention at all, in standard analyses. At the very least, therefore, this alternative perspective involves a re-evaluation of traditional views and perceptions.

Our starting point has been property rights of individual market participants. If these rights are sufficiently clear and can be transferred without costs, the role of regulatory authorities is reduced to re-allocating property rights according to distributional considerations. More generally, regulatory authorities may help clarify and enforce property rights. There may also be a need for regulations so as to reduce transaction costs associated with the transfer of property rights or to counteract undesired effects of unfavourable private incentives.

The above discussion has intimated that it may be more important to clarify property rights than to regulate their transfer. Market participants themselves have incentives to realise gains that arise from efficient use of economic resources, including the establishment of market institutions that minimise transaction costs. It is therefore not obvious that government authorities need to be engaged directly in the regulation of these institutions, whether concerning market participation, market places or contracts. Efficient markets do however require that market participants know their rights and responsibilities and that these are enforced in an efficient manner. Here regulatory authorities have a most important task.

LITERATURE

Coase, Ronald (1937), The nature of the firm, *Economica* N S, 4, 386-405.

Coase, Ronald (1960), The problem of social cost, *Journal of Law and Economics* 3 (1), 1-44.

Cooter, Robert D. (1987), Coase Theorem, *The New Palgrave – A Dictionary of Economics*, London: The Macmillan Press Ltd.

Dixit, Avinash K (2004), *Lawlessness and Economics – Alternative Modes of Governance*, Princeton and Oxford: Princeton University Press.

Williamson, Oliver E (1975), *Markets and Hierarchies – Analysis and Antitrust Implications*, New York: The Free Press.

Offentlig regulering og politisk styring*

*Aktuell kommentar, *Samfunnsøkonomen* nr. 4, 2011

Det er prisverdig av Samfunnsøkonomens redaksjon å ha tatt initiativ til å få skrevet fyldige sammendrag av de to mest samfunnsøkonomisk orienterte ekspertutredningene i Sima-Samnanger saken, inkludert også Bye-utvalget om kraftpriser, og for øvrig å ha produsert et høyst leseverdig temanummer (nr. 3, 2011) om interessante og viktige energiøkonomiske problemstillinger.

Regjeringen, ved Olje- og energidepartementet, skal også gis honnør for å ha oppnevnt de fire ekspertutvalgene til bedre å få belyst Hardangersaken, riktignok etter betydelig press fra ulike hold og også ved bevisst å foreta en mandatavgrensing som gjorde at flere relevante forhold og alternativer ikke ble tilstrekkelig belyst. Desto større grunn er det til å undre seg over måten som OED valgte å sluttbehandle saken på og bruke utvalgsinnstillingene som støtte for sitt syn. Sett på bakgrunn av hele beslutningsprosessen i denne saken er kanskje ikke dette så underlig likevel.

Denne beslutningsprosessen viser med all tydelighet at det trengs en gjennomgang av det offentlige reguleringsregimet for kraftsektoren og av forholdet mellom offentlig regulering og politisk styring. Jeg vil spesielt trekke frem tre forhold:

- Mangel på presise, operasjonelle definisjoner av begreper som bl.a. "samfunnsmessig rasjonelt" og "særlige miljøgevinster" ved nettinvesteringer. Uten klare retningslinjer kan man heller ikke forvente at reguleringsmyndighetene vil kunne håndheve regelverket på en god måte.
- Sak til sak behandling av enkeltsaker, uten en overordnet og helhetlig plan for saksbehandlingen.
- Klageadgang og klagebehandling, herunder ordningen med overordnet departement som klageinstans.

Som kjent ble det ved endringene av energiloven i 2009 bl.a. lagt en strategi for å ta økt hensyn til miljø, estetikk og lokalsamfunn i kraftledningssaker. Når det gjelder kabling i jord og sjø på høyeste spenningsnivå, skal kabling etter dette kunne foretas der det gir særlige miljøgevinster. Det skal videre foretas en avveining mot hensynet til forsyningsikkerhet og formålet med det aktuelle linjeprojektet. Noen ytterligere presisering av hvordan dette skal forstås og hvordan det skal håndteres i praktisk reguleringspolitikk, synes foreløpig ikke å være gitt.

Det virker som om NVE som reguleringsmyndighet foreløpig har lagt seg på en ganske restriktiv linje i fortolkningen av disse begreper og forhold. I en høring

som Høyre arrangerte i fjor høst i Stortinget om nettkabling, gjorde det et visst inntrykk at den daværende NVE-direktøren, Agnar Aas, nærmest irettesatte representanten for kraftselskapet BKK i møtet. Etter NVE-direktørens mening, hadde BKK foretatt en for utvidet fortolkning av bestemmelsene ved å gi uttrykk for at man ville vurdere å gå inn for kabling i jord og sjø på deler av kraftlinjen mellom Mongstad og Kollsnes i konsesjonssøknaden. Slik holdning fra regulator virker lite tillitvekkende, men er en illustrasjon på uklarheten som rår på dette området. Vedtaket i denne saken kan komme til å bli neste kampsak om kabling i nettet.

I Ot.prp. nr. 62 (2008-09), der endringene i energiloven ble foreslått, heter det at for 420 kV overføringsforbindelser koster kabel med dagens teknologi rundt ti ganger mer enn luftledning, altså et forholdstall på 10:1. For sjøkabelprosjektet Sima-Samnanger, som ble hevet å være særdeles krevende og på grensen av det teknologisk mulige, kom man til slutt, gjennom utvalgsutredningene, frem til et forholdstall på ca 4:1, altså mer enn en halvering. Da hadde man riktignok inkludert visse avbøtende tiltak, som hadde økt kostnaden ved luftlinjealternativet. Her er det åpenbart behov for å kvalitetssikre og oppdatere kunnskapsgrunnlaget. Uten det vil man ikke kunne foreta konsistente beslutninger fra prosjekt til prosjekt, herunder valg mellom alternative linjeteknologier.

I *Nettutviklingsplan 2010* har Statnett lagt frem en ambisiøs plan for utbygging av det innenlandske sentralnettet i de kommende år, samt 6-7 nye utenlandsforbindelser. Dette vil medføre investeringer i størrelsesorden 50-60 milliarder kroner. Fra 2009 foreligger det en rapport fra NVE om *Nasjonal utbyggingsutredning for overføringsanlegg i elkraftsystemet*. Konsesjonsbehandlingen av søknader om linjeutbygging på alle nettnivåer synes likevel i alt overveiende grad å være basert på sak til sak behandling av enkeltsøknader.

Det melder seg i hvert fall to viktige spørsmål her: a) hvordan skal man sikre konsistent behandling av enkeltsaker i relasjon til en overordnet plan for nettutbygging som reguleringsmyndighetene og andre aktører kan forholde seg til, og b) hvilket ansvar skal politiske myndigheter ha i relasjon til slike planer og utredninger fra Statnett og NVE. Hensikten bør være å sikre en helhetlig nettplanlegging og kontroll med denne, og samtidig sørge for at det blir en ryddig og transparent arbeidsdeling mellom overordnet politisk styring og offentlig regulering helt ned til enkeltsaker.

Praksis viser at vi er forholdsvis langt fra en slik avklaring. Slik manglende avklaring kan gi for lite politisk styring og kontroll i relasjon til den overordnede politiske behandling av planer og strategier for underordnede enheter. Samtidig kan det gi mye politisk styring i form av inngrep i enkeltsaker på reguleringsmyndighetenes kompetanseområde.

Når det gjelder klageadgang og klagebehandling, er dette dels et spørsmål om hensiktsmessigheten av å ha overordnet departement som klageinstans og dels om hvordan klageinstituttet best kan organiseres.

Både da jeg var konkurransedirektør på 90-tallet, og også i andre sammenhenger, har jeg påpekt uheldige sider ved å ha overordnet departement som klageinstans, og har argumentert for at man heller burde opprette selvstendige, uavhengige klageorganer på de ulike politikkområder, slik tilfellet er i mange land. Det synes imidlertid ikke for tiden å være politisk vilje til stede til å foreta en slik omlegging av klageordningen i vårt land. Spørsmålet blir da hvordan klageordningen kan forbedres og gjøres mer konsekvent i saksbehandlingen.

En interessant parallell til politikktutvikling på dette området kan trekkes til konkurransepolitikken.

Der ble det for noen år siden innført en bestemmelse i konkurranseloven om at i saker av prinsipiell eller stor samfunnsmessig betydning kan Kongen i statsråd tillate en foretakssammenslutning, eller et erverv av andeler, som Konkurransetilsynet har grepet inn mot.

Bakgrunnen for dette var at departementet som konkurransepolitikken sorterer under, nå Fornyings-, administrasjons- og kirkedepartementet (FAD), i en lang rekke tilfeller omgjorde Konkurransetilsynets vedtak på politisk grunnlag etter klage på vedtaket. Ofte kunne dette dreie seg om forholdsvis bagatellmessige forhold. Fra min tid som konkurransedirektør trekker jeg gjerne frem eksemplet på en sak der departementet etter klage omgjorde et vedtak av tilsynet, begrunnet i hensynet til noen ganske få arbeidsplasser i et avgrenset område, om enn med forholdsvis svakt næringsgrunnlag.

Slike forhold skaper vilkårlighet i klagebehandlingen og bidrar også til å svekke tilsynets legitimitet som faglig, ansvarlig tilsynsmyndighet. For å sikre en mer konsistent klagebehandling og samtidig sikre at saker av prinsipiell eller stor samfunnsmessig betydning skulle kunne revurderes på politisk grunnlag etter klage, men da etter å være forelagt til behandling av en *samlet regjering ved Kongen i statsråd*, ble denne nye bestemmelsen innført.

Overført på nettpolitikken område, vil dette kunne innebære at et begrep som for eksempel "særlige miljøgevinster" i energiloven i visse tilfeller kan defineres på linje med forhold av "prinsipiell eller stor samfunnsmessig betydning" i konkurranseloven, og bør i tilfelle energiloven endres tilsvarende? Ville i så tilfelle Hardangersaken kunne ha kommet inn under en slik bestemmelse?

Spørsmålet om en slik tilleggsbestemmelse bør i alle fall vurderes. Hvis ja, bør det klargjøres i hvilke tilfeller klage på et saksforhold er av en slik art at beslutningen kan treffes av vedkommende departement eller bør løftes opp til formell avgjørelse av Kongen i statsråd. Da vil man i alle fall ha et formelt lovgrunnlag å forholde seg til og vil derved kunne unngå litt av den vilkårlighet som preger situasjonen i dag.

Gjennom årtier har det gjennom omfattende utredninger og drøftinger blitt kjempet frem en samlet plan og en verneplan for utbygging av vassdrag. Disse er nå under press fra ulike hold om videre kraftutbygging. Dette støttes opp under av enkelte miljøorganisasjoner med en nokså enøyd argumentasjon om politikktutforming rettet inn mot å satse på ny, fornybar energi fremover.

Kanskje det er på tide også å arbeide frem en samlet plan og en verneplan for nettutbygging, slik at vi kan få en helhetlig, samlet nasjonal plan for kraft- og nettutbygging sett i sammenheng? Verneplanene for vassdrag gir nemlig ingen garanti mot andre naturinngrep i vedkommende område, som for eksempel linjefremføring gjennom området. Gjennom en slik samlet plan ville man også kunne oppnå å få en parallellitet med hensyn til ansvarsforhold og arbeidsdeling mellom instanser i behandlingen av vassdragsutbyggings- og nettutbyggingsaker, herunder også av Stortinget i planarbeidet.

Olje- og energiministeren har bebudet en gjennomgang av saksbehandlingen vedrørende nettutbygging med sikte på å forbedre behandlings- og beslutningsprosedyrene for slike saker. Det er bra og betimelig, men kanskje bør perspektivet for gjennomgangen utvides til også å omfatte de forhold som er trukket frem her?

Konkurransetilsyn og konkurransepolitikk 1995-1999: Et tilbakeblikk og noen refleksjoner*

* Innlegg på seminar i Konkurransetilsynet, 2009, i Konkurransetilsynet:
Norsk konkurransepolitikk. Noen historiske perspektiver, Bergen 2009.

Innledning

I dette innlegget vil jeg gi et tilbakeblikk på min tid som leder av Konkurransetilsynet i perioden 1995-1999 og gjøre noen refleksjoner med hensyn til innsikt og erfaringer om konkurransepolitikk og tilsynsvirksomhet som jeg fikk gjennom de vel fire årene som konkurransedirektør. I et kort innlegg må dette nødvendigvis bli skissemessig og selektivt, men forhåpentligvis likevel ikke for mye preget av "benefit of hindsight" og rasjonalisering i ettertid.

Hvorfor søkte jeg stillingen som konkurransedirektør etter markante Egil Bakke, mens jeg sto midt oppe i spennende oppgaver som leder av Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF) i Bergen? Det var to hovedgrunner til dette.

For det første hadde jeg lenge interessert meg for konkurranseanalytiske og – politiske problemstillinger innenfor mitt fagfelt næringsøkonomi eller Industrial Organization (IO) som det gjerne blir benevnt i internasjonal faglitteratur, og spesielt etter at jeg på 1980-tallet begynte å arbeide mer spesifikt med dette i tilknytning til flere forskningsprosjekter i regi av Senter for anvendt forskning (SAF) ved NHH, som jeg da ledet. Ett av disse prosjektene, eller programmene, var "Markedsstruktur og konkurranse", som ble initiert og delvis finansiert av Forbruker- og administrasjonsdepartementet (FAD) og Prisdirektoratet, men også med finansiering gjennom Norges allmennvitenskapelige forskningsråd (NAVF). Hovedformålet med dette programmet var nettopp å utvikle metodikk og analyseopplegg for studier av konkurranseforhold i markeder og virkninger av konkurransepolitiske tiltak.¹ Et annet stort SAF-prosjekt innenfor samme område, men mer innrettet mot å analysere forhold ved liberalisering av regulerte næringer, var prosjektet om avregulering av kraftnæringen, som la det analytiske grunnlaget for den norske kraftmarkedsreformen og energiloven av 1990. Jeg hadde også gleden av å delta i det offentlige Konkurranselovutvalget, ledet av advokat Anders Chr. Ryssdal, som utarbeidet forslaget til den nye konkurranse-loven av 1993.² En annen stimulerende oppgave var å initiere og være

¹ En oppsummering av resultater fra programmet er inneholdt i Rolf Brunstad og Einar Hope (red): *Markedsstruktur og konkurranse*, Bedriftsøkonomens forlag, 1986.

² NOU 1991:27 *Konkurranse for effektiv ressursbruk*.

medredaktør av festskriftet til Egil Bakke: *Marked, konkurranse og politikk*, da han gikk av som konkurransedirektør i 1995.

For det annet har jeg nærmest gjennom hele mitt yrkesaktive liv interessert meg for kunnskapsgrunnlaget for utforming av økonomisk politikk, med en underliggende, bestemt oppfatning av at mye av det enorme kunnskapsunderlaget som foreligger innen teoretisk og anvendt forskning ikke kommer til uttrykk, eller ikke blir tatt i bruk, i tilstrekkelig grad og på en adekvat måte i den praktiske politikktutforming. Som forsker kommer man til et punkt der man kan bidra til å klargjøre kunnskapsgrunnlaget og politikimplikasjoner av dette, men der den faktiske politikktutforming må overlates til politikere og byråkrater innen det politiske systemet. Som konkurransedirektør ville man, i hvert fall i noen grad, kunne ta ett skritt videre i retning av praktisk politikktutforming innen det konkurransepolitiske området og således bidra til at det analytiske kunnskapsgrunnlaget for slik utforming kunne bringes mer direkte inn i prosessen.

Krav til utforming og håndheving av en konkurransepolitikk

Gjennom forskningen og arbeidet i Konkurranselovutvalget hadde jeg dannet meg en oppfatning av hvilke krav som ideelt sett bør stilles til utforming av en moderne, operasjonell konkurransepolitikk, og som jeg derfor i utgangspunktet mente burde legges til grunn som prinsipielle retningslinjer for Konkurransetilsynets virksomhet og dets oppgave med å gi innspill til den praktiske politikktutforming på området og i håndhevingen av konkurranseloven. De viktigste av disse vil jeg oppsummere som følger:

- *Entydig målangivelse: samfunnsøkonomisk effektivitet*

Mens den tidligere Prisloven var preget av en meget vid og mangeartet målformulering, var den nye Konkurranseloven prisverdig entydig og presis i målmiddel sammenheng: "Lovens formål er å sørge for effektiv bruk av samfunnets ressurser ved å legge til rette for virksom konkurranse". Vi var faktisk ikke så lite stolte i Konkurranselovutvalget over å ha kommet til enighet om en så pregnant målformulering, som for øvrig kom til å danne mønster for tilsvarende målformuleringer ved revisjon av konkurranselovgevingen i en rekke land etter 1993. En annen sak er at det betinger en klar og entydig forståelse i Konkurransetilsynet, samt på politisk hold, i næringslivet og samfunnet for øvrig, av hva samfunnsøkonomisk effektivitet betyr og innebærer i praktisk tilsynsarbeid og -politikk. Tilsvarende også for konkurranse som virkemiddel i konkurransepolitikken: hva betinger det av faglig, analytisk innsikt hos tilsynet som håndhevingsinstans for å kunne bruke virkemiddelet på en effektiv og velegnet måte, herunder også å ha forståelse for eventuelle begrensninger i anvendelsen av konkurranse som virkemiddel?

- *Ansvars- og oppgavefordeling mellom myndighetsinstanser*

Det bør legges til rette for en mest mulig klar og oversiktlig ansvars- og oppgavefordeling mellom myndighetsinstanser på konkurransepolitikens område. Det gjelder så vel vertikalt, dvs. mellom instanser på ulike myndighetsnivåer i hierarkiet, for eksempel mellom departementer og underliggende etater som Konkurransetilsynet, og horisontalt, dvs. mellom instanser på samme myndighetsplan, for eksempel mellom Konkurransetilsynet og andre reguleringsinstanser med delvis overlappende kompetanse i forhold til tilsynet, som for eksempel Kredittilsynet. Det siste ble ikke minst viktig i forbindelse med den omfattende avreguleringen og konkurranseorienteringen av regulerte næringer og områder som fant sted i min tid i tilsynet.

- *Etablering av likeverdige konkurransevilkår mellom markeder og aktørgrupper; harmonisering av regelverk og reguleringspraksis på tvers av bransjer og også i forhold til nasjonale og internasjonale konkurransebestemmelser og –vilkår.*

Dette har dels sammenheng med det foregående punktet, men spenner langt videre enn det. Den sterke internasjonaliseringen av markedene som pågikk i denne perioden stilte krav til harmonisering av konkurransereglene og –vilkårene, for ikke å lede til uheldige konkurransevidninger og ressursbruk fra et mer overordnet synspunkt enn det nasjonale, og betinget samarbeid mellom håndhevingsinstanser i ulike land i større omfang enn tidligere.

- *Konsekvens og forutsigbarhet i tilsynets saksbehandling og avgjørelser*

Alle som får sine saker behandlet og avgjort av Konkurransetilsynet skal ha krav på en høy grad av konsekvens og forutsigbarhet i saksbehandlingen og avgjørelsene, i den forstand at "like" saker skal bli behandlet mest mulig likt og med i prinsippet likeartet utfall. Det samme skal gjelde for klager til utenforstående instans på tilsynets saksbehandling og avgjørelser.

- *Transparens og ansvarlighet i saksbehandling og avgjørelser*

I samme gate ligger krav til transparens, dvs. størst mulig åpenhet og gjennomsiktighet med hensyn til tilsynets informasjonsgrunnlag for beslutninger og relevante parters krav til innsyn i beslutningsunderlaget og avgjørelsesprosessen. Med ansvarlighet eller "accountability" menes her at tilsynet skal kunne gjøres ansvarlig for avgjørelser og andre forhold ved virksomheten som strider mot lovbestemmelser, regelverk eller alminnelige krav til tilsyns- og forvaltningspraksis. Spesielt har konkurransedirektøren det øverste ansvar i så henseende og skal derfor kunne avsettes eller ut fra egen vurdering stille sin plass til disposisjon etter i prinsippet de samme krav og retningslinjer som gjelder for ledere på virksomhetsområder som tilsynet har befattning med i sitt arbeid.

- *Effektivitet i tilsynets virksomhet og ressursbruk*

Tilsynet har krav på seg til ikke bare å sørge for samfunnsøkonomisk effektiv ressursbruk gjennom sin virksomhet og håndhevingspraksis, men også med hensyn til bedriftsøkonomisk effektivitet i sin interne ressursbruk. Dette ble ikke minst påtrengende for oss gjennom prosessen med nedbyggingen av regionapparatet, som både var overdimensjonert i forhold til oppgavene til regionkontorene og tilsynet for øvrig, og også ved at man der ikke i tilstrekkelig grad hadde bygget opp kompetanse i moderne konkurranseanalyse og håndhevingspraksis til at regionkontorene kunne utnyttes effektivt i tilsynets samlede virksomhet.

Strategi for Konkurransetilsynet

Like etter at jeg hadde tiltrådt stillingen, tok jeg opp med ledergruppen spørsmålet om å utarbeide en strategisk plan for Konkurransetilsynet for en 3-års periode fremover. Dette ble i ikke liten grad møtte med skepsis og en spørrende holdning fra gruppen og de øvrige medarbeiderne i tilsynet i begynnelsen: trenger en forvaltingsinstans som Konkurransetilsynet en strategiplan; vil man ikke bare måtte forholde seg til de krav som den løpende saksbehandlingen stiller til enhver tid og som i betydelig grad bestemmes av forhold utenfor tilsynets innflytelse og kontroll? For meg var dette en noe uvant problemstilling. En strategiplan bør være et viktig plan- og styringsdokument i enhver virksomhet; den bidrar til skaffe oversikt over og strukturere komplekset av oppgaver og funksjoner, til å prioritere mellom disse i henhold til budsjett-rammer og økonomi, og ikke minst til å få tilsynets medarbeidere til å ”gå i takt” om å løse oppgavene på en mest mulig effektiv måte. Den er også et viktig instrument med hensyn til å påvirke budsjetttrammene og arbeidsoppgavene over tid. Ledergruppens initiale skepsis fortok seg da også raskt og vi fikk i gang en ganske spennende og interessant prosess i hele organisasjonen med å utarbeide strategiplanen; en prosess som jeg tror også bidro til å sveise sammen organisasjonen og skape en felles forståelse for oppgavene som vi sto overfor og hvordan disse best kunne løses. Utarbeidelsen av en strategiplan ble for øvrig lagt merke til i internasjonale, konkurransepolitiske fora der tilsynet møter, som OECD og EU Kommisjonen, og vi fikk positive tilbakemeldinger derfra på dette tiltaket.

Strategiplanen strukturerte tilsynets virksomhet i hovedområder og trakk opp noen hovedproblemstillinger innen hvert av disse. Løsrevet fra selve planen, skal jeg nedenfor trekke frem noen forhold som jeg anså som viktige og som jeg engasjerte meg spesielt i gjennom tiden min i tilsynet. Dette er for øvrig drøftet mer utførlig i artikkelen min ”Oppgaver og utfordringer i konkurransepolitikken” i det første nummeret av tilsynets organ Konkurranse, som begynte å komme ut i 1998.

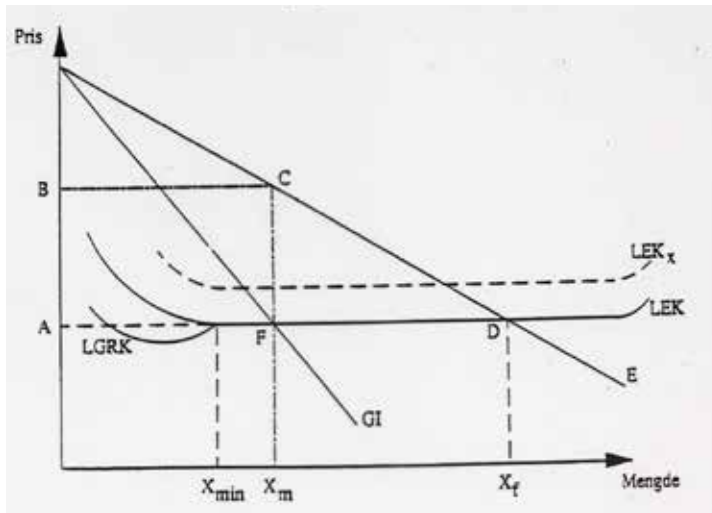
Konkurransopolitikk som politikkområde

Som nevnt foran, fikk vi med konkurranseloven av 1993 en klarere mål-middel formulering, med samfunnsøkonomisk effektivitet som mål og konkurranse som virkemiddel. Dette betinget imidlertid at det ble etablert en klar forståelse av disse begrepene i den praktiske utformingen og gjennomføringen av konkurransepolitikken, både internt i tilsynet og eksternt overfor andre myndighetsinstanser, brukere og samfunnet for øvrig.

Det ble sagt av medarbeidere i tilsynet, kanskje litt på spøk, at kapittel 8 om samfunnsøkonomisk effektivitet i Konkurranselovutvalgets innstilling var det mest leste kapittelet i hele innstillingen, spesielt av juristene og andre, men også av økonomene, for å få en operasjonell forståelse av begrepet. Dette gjaldt så vel bruken av det samfunnsøkonomiske overskudd som effektivitetsmål, og målingen av dette i empirisk henseende for praktiske analyseformål, og ikke minst for dekomponeringen av det samfunnsøkonomiske effektivitetsbegrepet i delbegreper og -mål. Selv brukte jeg ofte i fagseminarer m.v. følgende figur med tilhørende dekomponering i delbegreper for på en enkel måte å illustrere dette i forhold til ”ytterpunktene” frikonkurranse og monopol i markeds-spekteret. En slik dekomponering vil kunne være aktuelt, for eksempel i forbindelse ved analyse av fusjonssaker:

- Statisk effektivitet (kort sikt)
 - Teknisk eller produksjonsmessig effektivitet (bringe enhetskostnadene gjennom intern rasjonalisering ned til beste tekniske praksis for et hvert produksjonsomfang, gitt ved langtidsenhetskostnadskurven LEK).
 - Allokeringmessig effektivitet (tap av konsumentoverskudd ved monopolisering; arealet CDF).
 - X-ineffektivitet (skifte LEKx kurven ned til LEK, for eksempel for tidligere monopolforetak i regulerte næringer).
 - Kostnader ved produksjon i skala lavere enn minste effektive skala, gitt ved X_{min} ; skalafordeler ved å øke produksjonsomfanget, for eksempel gjennom fusjonering.
- Dynamisk effektivitet (lang sikt). (Skift nedover av LEK-kurven og eventuelt endringer i formen på denne ved teknologisk utvikling m.m., og skift i etterspørselskurven ved endringer i etterspørselsforhold og konsumentpreferanser).
- Uproduktiv profittsøking (“rent seeking”). En indikator eller insentiv for slik profittsøking kan uttrykkes ved størrelsen på renprofitten ved monopolisering (arealet ABCF).

Jeg var sterkt opptatt av at Konkurransetilsynets medarbeidere skulle holde et høyt faglig kompetansenivå med hensyn til teoretisk og anvendt analysemetodikk for konkurranseanalyse, økonomisk og juridisk, og at ikke tilsynet skulle



kunne bli "tatt" av motparter eller andre, for eksempel forskere, for feil eller svakheter i analysearbeidet eller lovanvendelsen i konkrete saker og saksavgjørelser. Det var også et spørsmål om tilsynets tilnæringsmåte og metodikk i analysearbeidet hadde utviklet seg i takt med ny teori og kunnskap på området, eller om det kunne være behov for nye perspektiver og innfallsvinkler til analysen.

Dette var bakgrunnen for at jeg tok initiativ til å få opprettet en prosjektgruppe eller ekspertutvalg med fremtredende økonomer og jurister til å se nærmere på metodiske tilnæringsmåter i konkurranseanalysen. Utvalget ble ledet av professor Victor D. Norman, NHH, og besto for øvrig av professor Nils-Henrik Mørch von der Fehr, UiO, professor Torger Reve, SNF/NHH og advokat Anders Chr. Ryssdal, Wiersholm. Det avga sin rapport i 1998, med tittelen: *Ikke for å vinne? Analyse av konkurranseforhold og konkurransepolitikk*, SNF rapport 8/98. Hovedsynspunktet til utvalget var i konkurransepolitikken å legge til rette for det som ble benevnt insitamentsbasert konkurranseanalyse, med et skifte av fokus mer i retning av å forstå og analysere insitamentene til konkurranse for markedsaktørene og i mindre grad vektlegge markedsstrukturelle forhold, for eksempel i forhold til struktur-adferd-resultat (SAR) tradisjonen eller paradigmet.

Rapporten fra ekspertutvalget dannet et viktig utgangspunkt for den andre internasjonale konferansen som Konkurransetilsynet, med økonomisk støtte fra Arbeids- og administrasjonsdepartementet, arrangerte i 1998 i Oslo (den første ble avholdt i 1996; se nedenfor), og som nettopp var viet til analyse av konkurranseforhold og -politikk. Konferansebidragene er utgitt i boken Einar Hope og Morten Berg (eds): *Competition policy analysis*, Routledge Studies in the Modern World Economy, 2000. Både rapporten og boken inneholder mye

interessant og nyttig kunnskap om tilnæringsmåter til konkurranseanalyse og utformingen av konkurransepolitikk, men spørsmålet er likevel om de har fått den innvirkning på det praktiske plan som de, etter min mening, hadde fortjent.

Et annet spørsmål som jeg var opptatt av i tilknytning til Konkurransetilsynets virksomhet og håndhevingspraksis, og i den mer generelle samfunnsdebatten om konkurransepolitikken på den tiden, er hvor går grensene for konkurranse som et hensiktsmessig og effektivt økonomisk-politisk virkemiddel? Det hadde vel tidligere dannet seg, med rette eller urette, et bilde i den alminnelige opinion om at tilsynet sto som en sterk talsmann for markeds- og konkurranseorientering i økonomien over et bredt felt og at effektivitetsproblemene i økonomien kunne løses i overveiende grad ved å legge til rette for konkurranse. Både som et generelt utgangspunkt, og spesielt ved at vi på den tiden sto midt oppe i en omfattende debatt om avregulering og konkurranseorientering av regulerte sektorer med naturlig monopolinnslag, som for eksempel telekommunikasjoner, elektrisk kraft og transport, og andre sektorer som helse og media, var det behov for å nyansere dette bildet. I den forbindelse var det viktig å skape forståelse for årsaker til markedssvikt (kollektive goder, eksterne virkninger, markedsimperfeksjoner, ufullkommen informasjon, usikkerhet m.m.) under konkrete omstendigheter, og konkurransemessige implikasjoner av slik markedssvikt. En annen form for "svikt", konkurransesvikt eller reguleringssvikt, vil kunne ligge på det konkurransepolitiske plan, ved at Konkurransetilsynet ikke har kompetanse eller ressurser, eller ikke får anledning av politiske grunner, til å håndheve konkurransepolitikken tilstrekkelig effektivt. I foredrag, seminarinnlegg, paneldebatter m.m. kom jeg gjennomgående til å diskutere i minst like høy grad markedssvikt og konkurransesvikt som problemstillinger i konkurransepolitikken, enn markeder der vilkårene for velfungerende, effektiv konkurranse er til stede i rimelig grad i utgangspunktet. Etter å ha konsultert dagboken min, holdt jeg over 80 slike foredrag og innlegg, på konferanser og møter i inn- og utland, bare i 1997.

Å sette konkurranse og konkurransepolitikk under debatt, og skape bedre forståelse for og oppmerksomhet rundt konkurransepolitikk som politikk-område overfor den brede allmennhet, var bakgrunnen for å initiere opprettelsen av kvartalsskriftet Konkurranseskrift, som kom ut med sitt første nummer i mars 1998. Etter to årganger besluttet tilsynet, etter at jeg hadde fratrudd, å legge ned skriftet i den formen det opprinnelig hadde. Det er uten tvil en krevende oppgave for et tilsyn å utgi et slikt skrift og det er mulig at tiltaket ikke var opprettholdbart, men samtidig tror jeg det generelt sett er viktig å avsette tid, ressurser og kompetanse innad i organisasjonen til å formidle kunnskap, innsikt og synspunkter om tilsynets faglige virksomhet, å skape åpenhet om virksomheten i størst mulig grad, og å invitere til en dialog om konkurransepolitiske spørsmål på en dertil egnet måte. Jeg tror også at dette vil ha en

disiplinerende, kompetansehevende og profilerende effekt på hele organisasjonen. Når jeg blar igjennom de numrene av Konkurransen som kom ut, er jeg faktisk litt imponert og stolt over hva vi innholdsmessig fikk til med dette organet i den kort tiden det eksisterte og hvordan medarbeiderne engasjerte seg i oppgavene. Vi fikk vel ikke i min tid nei en eneste gang fra noen av dem vi forespurte om å bidra, verken fra internt eller eksternt hold.

Forholdet mellom konkurranse- og reguleringspolitikk

Som nevnt pågikk det en omfattende debatt i min tid i tilsynet om avregulering og konkurranseorientering av tidligere strengt regulerte sektorer og sektorer med sterkt innslag av offentlig drift og eierforhold. Dette var dels infrastruktursektorer karakterisert ved naturlig monopol som en del av virksomheten, som kraft, telekommunikasjoner og jernbane, og dels sektorer med annen bakgrunn og vilkår for regulering, som helse og media.

Det var to hovedspørsmål vi var opptatt av i Konkurransetilsynet i forbindelse med disse problemstillingene, den ene på det faglig-analytiske plan og den andre på det organisatoriske, i betydningen av hvordan man skal kunne sikre en god ansvars- og oppgavefordeling mellom Konkurransetilsynet på den ene siden og andre sektorspesifikke reguleringsenheter på den annen.

Når det gjaldt det første spørsmålet, var oppgaven dels å vurdere hvordan man best kunne organisere for konkurranse, for eksempel ved å skille ut konkurransevirkosomhet som kunne markedsbaseres fra naturlig monopolvirkosomhet som måtte reguleres, i infrastruktursektorer som kraftforsyning m.v. Dels var oppgaven, i samarbeid med andre reguleringsmyndigheter, å bidra til å utforme reguleringsmekanismer og incentivordninger for regulering av naturlig monopolvirkosomhet m.m., med "gode" effektivitetsegenskaper. En tredje oppgave var gjennom formidling og dialog i den offentlige debatt å bidra til å skape forståelse for muligheter og begrensinger ved å liberalisere og legge til rette for konkurranse i disse formene for næringsvirkosomhet. Jeg så det som viktig oppgave for Konkurransetilsynet å engasjere seg aktivt i disse problemstillingene, igjen ved å trekke på det betydelige kunnskapsgrunnet som forelå i den teoretiske og anvendte reguleringslitteraturen, vidt definert, i praktisk utforming av reguleringsmekanismer, og også ved at man ved (insitamentsbaserte) reguleringsmekanismer jo i betydelig grad "kopierer" insitamentene og egenskaper fra konkurransevirkosomhet. Men også her igjen melder spørsmålet seg: hvor går grensene for å bruke konkurranse og konkurranseorientering som hensiktsmessige virkemidler overfor næringsvirkosomhet av denne art?

Ansvars- og oppgavefordelingen mellom Konkurransetilsynet og nærings-spesifikke reguleringsinstanser med overlappende ansvar og kompetanse i håndhevingen på vedkommendes område, ved avregulering og liberalisering,

opptok meg sterkt. Det ble tatt initiativ til og lagt ned et stort arbeid fra tilsynet med å avklare disse forholdene overfor andre instanser som Kredittilsynet, Post- og teletilsynet, Norges Vassdrags- og Energidirektorat, m.fl. Klargjøringen fant sted ved at det ble fremforhandlet skriftlige avtaler mellom Konkurransetilsynet og disse instansene om hvordan ansvars- og oppgavefordelingen skulle være, og hvordan man skulle samarbeide og konsultere hverandre gjensidig om alle forhold som kunne være av betydning for en effektiv saksbehandling og beslutningsprosess i konkrete saker. Denne ordningen synes alt i alt å ha fungert rimelig godt. Det var også en interessant og lærerik oppgave å gå inn i en løsningsorientert dialog med andre myndighetsorganer på denne måten. Samtidig har det slått meg hvor sterk revirtenkingen er innenfor dette systemet og hvor vanskelig det kan være å endre på hevdvunnen praksis for sektorregulering ved sterkere konkurranseorientering på disse områdene.³

Et annet sett av problemstillinger som kom opp i tilknytning til debatten om liberalisering og avregulering av regulerte sektorer, var spørsmålet om hvilken betydning eierskap generelt, og offentlig eierskap spesielt, vil kunne ha for konkurranseforholdene i markedene. I mange av disse sektorene var det et sterkt innslag av offentlig eierskap i Norge og privatisering ble overhodet ikke ansett politisk som ønskelig eller nødvendig. Dette kunne være ganske vanskelige og ømtålige spørsmål å ta opp for tilsynet, ved at det jo knyttet seg sterke politiske interesser og synspunkter til dem, men ikke desto mindre var problemstillingene viktige i konkurransesammenheng. Dette gjaldt så vel generelt i konkurransepolitikken som i relasjon til konkrete saksforhold, som for eksempel for konkurransen på teleområdet. Vi anså disse spørsmålene som så vidt viktige at vi viet et nummer av *Konkurranse* til i hovedsak å drøfte konkurransemessige forhold ved eierskap.⁴

Internasjonale forhold

Det pågikk en rivende utvikling med internasjonalisering av markedene på den tiden og markedsintegrasjonen innen EU skjøt fart. Derved måtte internasjonale aspekter ved konkurranseregler og konkurransepolitikk ved grenseoverskridende virksomhet tillegges stor vekt i Konkurransetilsynets virksomhet.

Konkurranselovgivningen i Norge var lagt opp etter to spor, nemlig konkurranse-loven av 1993 og konkurransereglene i EØS-avtalen av 1992. Det siste innebar bl.a.

³ Jeg har drøftet forholdet mellom konkurranseregulering og sektorregulering, og oppgavefordelingen mellom myndighetsinstanser, i flere sammenhenger; se bl.a. Einar Hope and Helle Thorsen: "EC Competition Law: Competition issues with regard to sector-specific competition". *Fordham Law Review*, 1997. Einar Hope: "Nettintegrasjon – implikasjoner for konkurranse- og reguleringspolitikk", i Helge Godø (red): *IKT – etter dotcom-boblen*, Gyldendal, 2003. Einar Hope: "Competition policy and sector-specific economic media regulation: and never the twain shall meet?", i Paul Seabright and Jürgen von Hagen (eds): *The Economic Regulation of Broadcasting Markets: Evolving Technology and Challenges for Policy*, Cambridge University Press, 2007.

⁴ *Konkurranse*, nr. 3 1998.

at tilsynet ble invitert til å delta på møter i konkurransedirektoratet i EU i Bryssel, den gangen ledet av Alexander Schaub. Det var også regelmessige møter med ESA. Det var med ikke liten spenning at jeg første gang møtte opp til konkurranse-direktoratets møter, der representanter for alle de nasjonale konkurranse-myndighetene i EU deltok. Møtene ble ledet på en effektiv og inkluderende måte av Alexander Schaub, men det skal ikke stikkes under en stol at det var med en særegen følelse at vi som norske representanter ble satt nederst ved bordet for oss selv, sammen med Island, og der ordet på våre vegne i all hovedsak ble ført av representanten fra ESA. Når det er sagt, følte jeg likevel at vi gjennomgående ble betraktet som fullverdige medlemmer, både av konkurransedirektoratet og medlemmene av de nasjonale konkurransemyndighetene. Når det var hensiktsmessig, forsøkte vi av og til å lene oss mot representantene for de danske, finske eller svenske konkurransemyndighetene for bedre å få frem våre synspunkter i konkrete saksforhold, eller få til en felles nordisk opptreden, men det skjedde likevel ikke så ofte i min tid. På det faglig-administrative planet hadde vi hele tiden god kontakt med staben i konkurransedirektoratet og kunne gi innspill til konkurransefaglige og -politiske problemstillinger som ble tatt opp der.

Det andre forumet for internasjonal kontakt var Competition Law and Policy Committee (CLP) i OECD. Møtene der ble ledet på en utmerket måte av Frédéric Jenny, som jeg kjente fra tidligere faglig IO-kontakt. Jeg hadde store forventinger til å møte i OECD, som jeg betraktet som en organisasjon med høy faglig kompetanse og kvalitet i sitt arbeid, ut fra med mitt tidligere kjennskap til den, først og fremst gjennom dens faglige publikasjoner. Forventingene ble i noen grad oppfylt, men møtene i CLP-komiteén ble likevel etter min oppfatning altfor mye preget av fremleggelse av mer eller mindre velbegrunnede eller gjennomarbeidede notater og forslag fra medlemslandenes representanter om ulike temaer, og forsøk på å komme frem til en rimelig grad av konsensus i komiteen omkring disse. Debattene kom også til å bli altfor sterkt preget av USAs synspunkter og innspill, etter min mening, og der amerikanerne ofte kunne innta nokså steile og egenrådige holdninger. Jeg ville heller ha foretrukket en arbeidsform der CLP hadde fått utarbeidet grundige ekspert-utredninger på forhånd, som bakgrunn for drøftingene i komiteen. Likevel ville jeg nok ha kommet til å engasjere meg sterkere i CLP-arbeidet over tid enn tilfellet ble, dels på grunn av omstendigheter i tilsynet (se nedenfor) og at jeg kom til å slutte i tilsynet før åremålsperioden min utløp.

Internasjonale forhold ved konkurranse og konkurransepolitikk var for øvrig temaet for den første internasjonale konferansen som Konkurransetilsynet arrangerte på Holmenkollen i 1996; nærmere bestemt om forholdet mellom handelspolitikk og konkurransepolitikk i en internasjonal kontekst. Bidragene fra konferansen er dokumentert i boken Einar Hope and Per Mæleng (eds): *Competition and Trade Policies. Coherence or Conflict?*, *Routledge Studies in the*

Modern World Economy, 1998. Konferansen trakk stor deltakelse fra konkurransemyndigheter og andre institusjoner i mange land. Det var alt i alt en imponerende samling av bidragsyttere til konferansen, i en god blanding av fremtredende akademikere og representanter fra konkurransemyndigheter m.v., med EU-kommisær Karel van Miert i spissen. Uten faglig og økonomisk støtte fra vårt departement AAD, ville det ikke ha vært mulig å avholde et slikt arrangement. Konferansen resulterte bl.a. i at jeg etterpå fikk mange invitasjoner til foredrag og møter om konkurransemessige og –politiske problemstillinger i en rekke land.

Ledelsesmessige og administrative forhold

Min ledelsesmessige og administrative bakgrunn var tidligere hovedsakelig fra akademisk virksomhet og forskningsinstitusjoner, og det å lede en forvaltingsinstitusjon som Konkurransetilsynet var derfor en ny erfaring og opplevelse for meg. Det er ikke for meg å vurdere nærmere hvordan dette forløp, men jeg vil trekke frem noen forhold som bød på spesielle utfordringer, på godt og vondt, i så henseende

Avviklingen av regionapparatet

Konkurransetilsynet var på den tiden organisert i et hovedkontor og syv regionkontorer, med nesten like mange medarbeidere ansatt på regionkontorene som på hovedkontoret. Som nevnt foran, var behovet for regionkontorer ikke til stede i samme grad som tidligere, ved at tilsyns- og håndhevingsoppgavene til tilsynet hadde endret karakter gjennom utviklingen i konkurranseforholdene og konkurransepolitikken fra den tidligere Prisloven, mens kompetansen til regionkontorene ikke hadde blitt oppjustert i tilstrekkelig grad i takt med dette. I samråd med departementet ble det derfor tatt initiativ til å bygge ned, og i siste instans, helt avvikle regionapparatet.

Det ble lagt ned mye tid og ressurser i dette arbeidet. Jeg engasjerte meg selv en god del i dette; jeg reiste rundt jevnlig til distriktskontorene og hadde mange møter og deltok i forhandlinger m.m. Vi utarbeidet også alternative modeller for organisering av virksomheten, der regionapparatet kunne opprettholdes i noen grad som avdelinger innen en desentralisert, men fullt integrert, organisasjonsmodell. Alt dette arbeidet resulterte i at vi fikk lagt det lille regionkontoret på Hamar og fikk redusert bemanningen der med en halv stilling, ved at de øvrige ble flyttet over til hovedkontorer i Oslo, av de totalt ca 70 medarbeiderne i regionapparatet. Når vi ikke kom lenger i denne prosessen, var årsaken at det ikke var politisk vilje eller handlekraft på den tiden til å foreta en nedbemanning av denne delen av tilsynet, med sterk mobilisering av arbeidstakerorganisasjoner, media, m.m. på regionalt hold som en del av prosessen.

Et par år etter at jeg sluttet i tilsynet, ble hele regionapparatet avviklet og ansatte sagt opp. Dette medførte i forbausende liten grad offentlig debatt eller

medieomtale; knapt noen i det hele tatt. Sett på bakgrunn av den tidligere behandlingen av saken, og ikke minst på bakgrunn av det voldsomme engasjementet og oppstyret som utflyttingen av statsinstitusjoner fra Oslo skapte noen år senere, er dette enda mer forbausende. Det var utvilsomt godt politisk håndverk som ble utvist i forbindelse med nedleggingen av regionapparatet, men var det god forvaltningsskikk og personalpolitisk håndtering?

Inneklimasaken

Jeg kommer for alltid til å huske soppen aspergillus niger! Det var nemlig denne soppen som i utgangspunktet forårsaket den vanskelige inneklimasaken, som ble kastet over oss i tilsynet. Det førte til at noen medarbeidere ble direkte syke, mens andre følte seg mistilpasset og usikre overfor virkningene av inneklimaet på deres helse på kort og lang sikt. Inneklimaet ble i det hele det store emnet i hele etaten for samtale, engasjement og arbeid med å finne løsninger.

Jeg unner ingen, verken ansatte eller ledere, å få en inneklimasak i fanget på seg, i hvert fall ikke av det omfang som saken fikk i tilsynet. Det er så mange spørsmål som melder seg i en slik sak; hva er årsaken til problemet, er det kun det fysiske inneklimaet eller er det andre, bakenforliggende årsaker; hvordan skal man som leder forholde seg til en sak som dette; hvordan skal man forholde seg til de mange og til dels motstridende informasjonen og råd som man får fra faglig, medisinsk og psykososialt hold m.m.; hvordan skal man klare å dimensjonere inneklimasaken på en fornuftig måte i forhold til tilsynets "regulære" virksomhet; og ikke minst: hvordan skal man ta vare på de ansatte på best mulig måte og deres rettigheter og krav på oppfølging?

Som leder var saken sterkt belastende. Jeg valgte å gå aktivt inn i den på ulike måter, både direkte i relasjon til enkeltmedarbeidere og med å initiere ekspertutredninger om årsaksforhold og løsningsmetoder, m.m. Vi skaffet også nye lokaler i nærheten for noen ansatte og foretok gjennomgang og utbedringer av eksisterende lokaler. Samtidig sto vi midt oppe i meget interessante og krevende oppgaver for tilsynet av konkurransepolitisk og håndhevingsmessig art, der bl.a. viktige forhold ved strategiplanen skulle iverksettes og ivaretas. Det er ingen tvil om at inneklimasaken la en alvorlig demper på dette arbeidet, både for min egen del og også ved at innsatsen og konsentrasjonen om disse oppgavene fra staben for øvrig ble påvirket av disse forhold. Skulle jeg ha brukt mindre tid og engasjement på inneklimasaken i forhold til disse oppgavene og skulle vi ha tilnærmet oss til hele komplekset om inneklimasaken på en annen måte? Dette er spørsmål som jeg ofte har stilt meg i ettertid, uten å komme frem til klare svar for meg selv på alt dette.

Konkurransetilsynets uavhengighet

Konkurransetilsynets grad av selvstendighet i saksvurdering og avgjørelsesmyndighet, og uavhengighet i relasjon til politisk påvirkning i utøvelsen av

konkurransopolitikken, var problemstillinger som vi i noen grad hadde drøftet i Konkurranselovutvalget, bl.a. i spørsmålet om hvordan klageordningen på vedtak av tilsynet burde utformes. Både på generelt grunnlag og ved min bakgrunn fra academia, var jeg opptatt av at tilsynet i prinsippet skulle kunne ha en høy grad av uavhengighet i håndhevingsmessig og konkurransopolitisk henseende, naturligvis innenfor lover og regelverk, og at takhøyden for konkurransopolitiske initiativ og ytringer skulle være høy. Min forgjenger, Egil Bakke, hadde da også vært en aktiv og engasjert aktør og debattant, også om økonomisk-politiske forhold som lå utenfor konkurransopolitikken i streng forstand. La meg knytte et par bemerkninger til disse problemstillingene, dels på bakgrunn av konkrete forhold eller episoder fra min tid i tilsynet.

Ett sett av problemstillinger knytter seg til tilsynets uavhengighet og avgjørelsesmyndighet i konkrete konkurransesaker, for eksempel oppkjøps- eller fusjonssaker. I slike saker kan det dreie seg om store økonomiske verdier og interesser knyttet til sakene, og der er derfor naturlig at involverte parter forsøker å benytte sine påvirkningsmuligheter i prosessen, både overfor tilsynet under selve saksbehandlingen, men ikke minst overfor kontakter i det politiske systemet som man tror kan påvirke utfallet av tilsynets avgjørelse. Slike forsøk på påvirkning var imidlertid ikke begrenset til de forholdsvis store fusjonsakene, men kunne også forekomme i forbindelse med små enkeltsaker. Spesielt ble jeg slått av hvor gode kontakter til de politiske systemet offentlig eide foretak syntes å ha og hvordan representanter for disse nokså direkte og uhemmet kunne spille på disse kontaktene for å påvirke tilsynets beslutninger. Strategien kunne ofte være å gi uttrykk for at man umiddelbart ville benytte seg av klageadgangen til overliggende myndighet (departementet) på tilsynets vedtak, hvis man ikke nådde frem direkte overfor tilsynet med sin argumentasjon. Forekomsten av ESA virket uten tvil dempende på denne formen for påvirkning, både direkte i relasjon til tilsynet og også i forhold til påvirkning overfor departementet ved en eventuell klagebehandling av saken. Når det gjelder klageordningen, tør det være kjent, både fra Konkurranselovutvalget i annen sammenheng, at jeg har gjort meg til talsmann for en ordning med uavhengig oppnevnt klageinstans og ikke med klage til overordnet departement.

”Frimodige” ytringer om konkurransopolitikken er ikke alltid like velkomne på alle hold og i hvert fall i ett tilfelle brente det bokstavelig talt et blått lys for konkurransedirektøren! Bakgrunnen var at vi skulle avholde det årlige kontaktmøtet for de nordiske konkurransemyndighetene, som det denne gangen var tilsynets tur å arrangere. Møtet ble holdt i Oslo tidlig på høsten i 1995, altså bare vel et halvt år etter at jeg hadde tiltrådt stillingen. Møtet var meget interessant og jeg tror Konkurransetilsynet kom godt fra arrangementet, både faglig og sosialt.

Etter møtet brakte journalist Trond Øgrim i Dagens Næringsliv noen av de

nordiske konkurransedirektørene sammen til et intervju om konkurranse-spørsmål, og der jeg bl.a. fikk et spørsmål om hvordan jeg vurderte Gassfor-handlingsutvalget (GFU) fra en konkurransemessig synsvinkel. Jeg svarte da at GFU måtte være å betrakte som en monopolordning for salget av norsk gass til kontinentet, at den kunne ha sine klare økonomiske fordeler for Norge som eksportør av olje og gass, men at ordningen neppe som sådan ville være opprett-holdbar på lengre sikt fra et internasjonalt konkurransepolitisk synspunkt; les EU. Dette skapte øyensynlig sterke reaksjoner umiddelbart, både på politisk hold og på embetsmannsplanet i Olje- og energidepartementet. Budskapet var klart og entydig: nå måtte konkurransedirektøren forstå at han ikke lenger kunne uttale seg som saker og ting som uavhengig forsker, men som ansvarlig leder av en forvaltningsetat som Konkurransetilsynet!

Man ønsket tydeligvis likevel ikke politisk oppstuss om saken, men valgte i første omgang å håndtere den på embetsmannsplan mellom OED og AAD. Departementsråden i AAD, sammen med ekspedisjonssjefen for Konkurranse-avdelingen i departementet, kalte meg inn til oppklaringsmøte og etter det gikk vi sammen over til OED til møte med departementsråden og et par av hans embetsmenn der. På departementsrådets skrivebord sto det en lampe som avga et underlig blått lys og det var da jeg først forsto at det kanskje også brente et blått lys for konkurransedirektøren! Budskapet fra OED var klart og entydig: Norge som oljenasjon kunne ikke skyte seg selv i foten gjennom irrelevante og ubegrunnede uttalelser om konkurransemessige forhold i en viktig sak for landet. Dette var jo sterk kost, og jeg vurderte et øyeblikk der og da om jeg skulle ta konsekvensen av det hele og stille stillingen min til disposisjon, ut fra hva jeg betraktet som en overreaksjon og et forsøk på å kneble tilsynets soleklare rett til å kommentere et viktig konkurransepolitisk spørsmål av stor prinsipiell rekkevidde. Dette ville for øvrig være i tråd med min prinsipielle holdning til en slik problemstilling, som jeg har gitt uttrykk for tidligere. Det var likevel ikke grunnlag for å foreta et så vidt drastisk skritt, bl.a. ved at representantene fra eget departement ga oppbakking ved å nyansere saken fra et konkurranse-politisk synspunkt, og møtet endte egentlig i fred og fordragelighet.

Etter at jeg hadde sluttet i tilsynet, kom GFU-saken opp igjen ved at EU Kommisjonen hevdet at ordningen med sentralisert gassalg fra Norge var i strid med EUs konkurranseregler og måtte derfor oppheves. Kommisjonen utførte også en ransaking ("dawn raid") i de norske oljeselskapene på den tiden. Etter en runde med omfattende argumentasjon for ordningen fra norsk side overfor EU, der man ikke nådde frem, ble ordningen opphevet og erstattet med en ordning med individuelt, selskapsbasert salg. Jeg ble invitert inn av OED som rådgiver for departementet i saken og deltok i den forbindelse i møter med oljeselskapene om den nye ordningen. Der ble jeg ganske imponert over OEDs håndtering av sakskomplekset og fastheten som departementet viste overfor

alle forsøk fra selskapenes side på å posisjonere seg på en fordelaktig måte i konkurransemessig henseende under ordningen.

Sluttmerknad

Tiden i Konkurransetilsynet var meget interessant og lærerik, og en erfaring, både i faglig og ledelsesmessig henseende, som jeg ikke ville ha vært foruten. Den ga meg innsyn i politiske prosesser og hvordan man må være innstilt på å foreta modifikasjoner og tilpasninger i ideelle tilnæringsmåter og tanke-skjemaer, når man blir stilt overfor den ”harde” virkelighet. Samtidig er det viktig å holde den faglige, analytiske fanen høyt og heve den i takt med endrede forhold i det omgivende system som tilsynet må forholde seg til og nye krav til utformingen og håndhevingen av konkurransepolitikken. Jeg håper at jeg var med på å gi et lite bidrag til dette.

Det var i og for seg beklagelig at jeg kom til å slutte i tilsynet i en fase der noen ting begynte å falle på plass og vi begynte å se resultater av initiativ som vi hadde tatt tidligere. Men det er ikke alltid at man helt kan velge fritt i så henseende. Tilbudet fra NHH om et professorat innen et av mine fagområder (energiøkonomi) og dertil et område med mange interessante oppgaver å arbeide med gjennom de siste årene av mitt yrkesaktive liv, samt å kunne komme tilbake til akademia og min moderinstitusjon, var det vanskelig å si nei til. Jeg følger i alle fall interessert med i Konkurransetilsynets virksomhet og er også opptatt av konkurransefaglige problemstillinger, spesielt i skjæringsfeltet mellom energivirksomhet og konkurransepolitikk. Et annet interesseområde er konkurransemessige problemstillinger av mer langsiktig art, knyttet bl.a. til dynamisk konkurranse og dynamiske effektivitetsvurderinger i konkurransepolitikken, og hvordan markeder kan tilrettelegges under ulike former for markedssvikt for å sikre optimale investeringer i ny kapasitet.⁵

⁵ Se bl.a. Kåre Petter Hagen og Einar Hope: ”Konkurranse og konkurransepolitikk i innovative næringer”, Økonomisk Forum, nr. 3, 2007. Einar Hope and Frode Skjeret: *State-of-the-art research: Optimal investment in marked-based electric power systems*, SNF Working Paper No. 06/08.

II. Kraftmarkedsanalyse og netregulering

Den norske kraftmarkedsreformen: Bakgrunn og opplegg*

* Jan Moen og Sverre Sivertsen (red): *Et kraftmarked blir til. Ert tilbakeblikk på den norske kraftmarkedsreformen*, NVE 2007.

Innledning

Formålet med dette notatet er kort å redegjøre for det forberedende arbeidet med den norske kraftmarkedsreformen, som ledet opp til energiloven av 1990, med hovedvekt på det analytiske grunnlaget for reformen. Jeg vil i hovedsak begrense meg til det utredningsarbeidet som ble utført ved Senter for anvendt forskning (SAF) ved Norges Handelshøyskole.

Det analytiske grunnlaget for den norske kraftmarkedsreformen ble i første rekke lagt gjennom forskningsprosjektet "Effektivisering av kraftmarkedet", som ble gjennomført ved SAF i perioden fra august 1988 til april 1989, etter oppdrag av Finansdepartementet og Olje- og energidepartementet. Det er naturligvis viktig at man har en vel gjennomtenkt og mest mulig operasjonell "reformmodell" i bunnen når man skal gjennomføre en så vidt omfattende reorganisering og omregulering av kraftomsetningen som tilfellet var for vårt lands vedkommende. Samtidig må det erkjennes at implementeringsfasen i en reform av denne art kan være vel så viktig og krevende som analysefasen. Når den norske kraftmarkedsreformen ble så vellykket som den faktisk ble, vurdert i ettertid, skyldes dette ikke minst at man lyktes i å etablere et konstruktivt samarbeid og en samforståelse mellom de ulike parter og interessegrupper i saken, med sikte på å få gjennomført en konsekvent implementering av reformen.

I mange andre land som har gjennomført tilsvarende reformer har man ikke i samme grad fått til et slikt samarbeid og samforstand mellom partene. Klarest har dette kanskje kommet til uttrykk i California. Utfallet av reformprosessen der er spesielt interessant sett i sammenheng med de norske erfaringene, ved at man i betydelig grad bygget på den norske markedsmodellen ved reorganiseringen av kraftomsetningen. Med i hovedsak det samme analytiske utgangspunkt fikk man altså i det ene tilfellet en alt i alt vellykket kraftmarkedsreform, mens det samme overhodet ikke kan sies om California-reformen.

Utredningsmandatet

Mandatet for SAF-prosjektet ble av oppdragsgiverne definert nokså vidt og fritt. Sjelden har vel et mandat og en prosjektbeskrivelse for et forskningsprosjekt om en så vidt omfattende sektorreform vært mer generelt og kortfattet formulert!

Formålet skulle være: "Å analysere mulighetene for å øke effektiviteten i det eksisterende norske kraftomsetningssystem gjennom å utvikle et markedsbasert omsetningssystem, med økonomisk rasjonelle aktører og med offentlige reguleringsprinsipper og virkemidler tilpasset de spesielle forhold av teknologisk og økonomisk art som måtte gjelde for produksjon og omsetning av kraft i et hydrobasert system". Målet var med andre ord økt (samfunnsøkonomisk) effektivitet og midlene markedsbasert kraftomsetning, konkurranse og regulering.

Innenfor denne rammen ble vi som skulle arbeide på prosjektet stilt fritt til å utforme et markedsbasert omsetningssystem med temmelig "blanke ark". Den eneste substansielle restriksjon som ble lagt var at eierforhold ikke skulle berøres, slik at oppgaven ville være å utforme et system under de eksisterende eierforhold, dvs. med omlag 85 prosent offentlig eierskap for kraftsektoren totalt sett. Dette var en vesentlig forskjell f.eks. i forhold til reformprosessen for kraftomsetningen i Storbritannia, som var blitt påbegynt litt tidligere, der man valgte å privatisere før man liberaliserte og deregulerte. Ellers ble prosjektet avgrenset til å gjelde driften av et eksisterende system og altså ikke optimal kapasitetsekspanasjon gjennom nyinvesteringer. På generelt grunnlag fremhevet oppdragsgiver betydningen av prinsipiell analyse og drøfting, men samtidig med at hensynet til operasjonalitet ble vektlagt, at fremstillingsformen var pedagogisk og slik at man kunne nå ut til kraftbransjen og andre eksterne brukere med analysen, uten at unødige kommunikasjonsproblemer oppsto som følge av fagteknisk språkbruk.¹

Analyseopplegget

Å omstille en kraftsektor som tradisjonelt hadde vært produksjons- og teknologi-orientert, strengt regulert og styrt ovenfra som et samlet system til å bli markeds- og konkurranseorientert innenfor et desentralt beslutningssystem med et mangfold aktører, er en ganske omfattende og kompleks oppgave. Nå var oppgaven kanskje enklere i Norge enn i mange andre land ved at man allerede hadde et visst desentralt kraftsystem med mange beslutningstakere og ikke minst at det var utviklet markedsordninger som man kunne bygge på i det nye systemet for kraftomsetning.. Spesielt gjaldt dette det kortsiktige tilfeldigkraftmarkedet (KTK-markedet) som hadde eksistert blant kraftprodusentene siden 1972 og drevet i regi

¹ SAF-prosjektet ble dokumentert i en hovedrapport og ti delrapporter. Se Jørgen Bjørndalen, Einar Hope, Eivind Tandberg og Berit Tennbakk: *Markedsbasert kraftomsetning i Norge*, SAF-rapport nr. 7/ 89. (Hovedrapport). Et sammendragkapittel i hovedrapporten med de konkrete forslag til utforming av et markedsbasert kraftomsetningssystem er inntatt i Einar Hope: *Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering*, Fagbokforlaget, 2000, kap. 6. Se for øvrig Einar Hope: "Kraftmarkedet slik det var tenkt og slik det ble", i *Balanssekunst. Statnett 10 år*. Oslo 2001.

I formidlingsfasen av prosjektet fra mai/juni 1989 og utover holdt undertegnede et femtitalls foredrag og presentasjoner i ulike fora, hovedsakelig innenfor kraftsektoren, men også i andre sammenhenger. Hovedinnlegg for hele kraftbransjen ble for eksempel holdt både på Energi'89 i Trondheim og Energi'90 i Haugesund, det siste med tittelen: "Energiforsyningens organisasjon i teori og praksis". Disse konferansene samlet den gang rundt 450-500 deltakere.

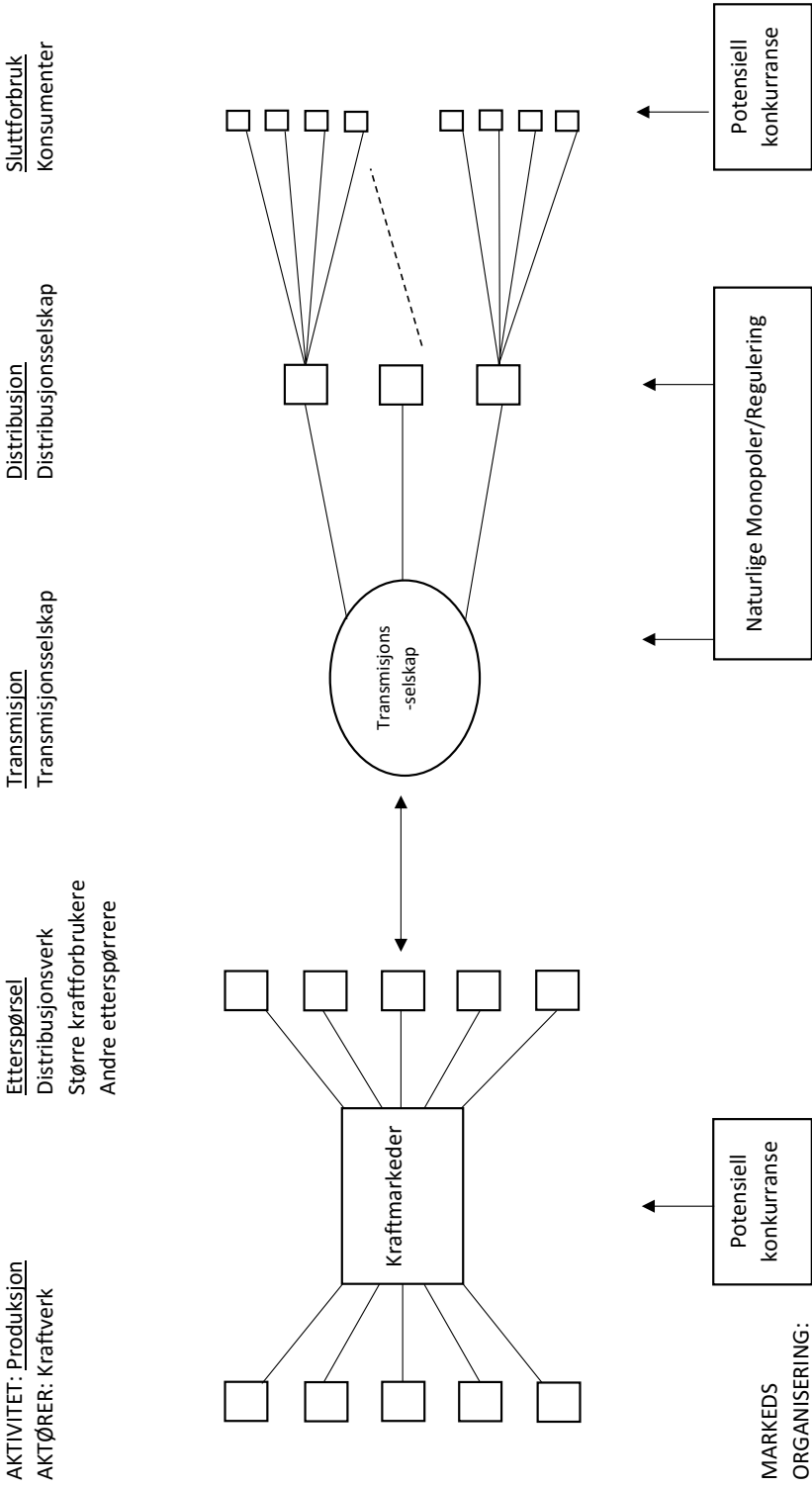
av Samkjøringen.² Likevel så vi det som en hovedoppgave i prosjektet å utvikle det mikroøkonomiske fundament for et markedsbasert omsetningssystem, å klargjøre skillet mellom aktiviteter som kunne markedsbaseres og ikke, og fra dette bygge opp til et samlet omsetnings- og reguleringsystem for hele næringen.

En markedsreform kan gjennomføres skrittvis, der man gjerne først tar fatt i det som antas å bidra mest til effektivitetsforbedring og så går videre derfra, eller den kan gjennomføres i en samlet prosess. Som det fremgår av formålsangivelsen for SAF-prosjektet, var det primære formål å utvikle et markedsbasert omsetningssystem med velfungerende kraftmarkeder. I forskergruppen var vi imidlertid opptatt av å utspenne hele kraftsystemet og an vise hvordan dette kunne bygges opp for å få det samlet sett til å fungere best mulig i effektivitetsmessig henseende. Fra et implementeringssynspunkt lå det implisitt i dette at reformen ideelt sett burde gjennomføres som en samlet prosess.

Med et mikroøkonomisk utgangspunkt og for pedagogiske formål, ble det analytiske grunnlaget for markedsreformen illustrert i to prinsippsskisser. Figur 1 viser en prinsippsskisse for hele kraftomsetningssystemet etter aktiviteter eller trinn i verdikjeden, fra produksjon til sluttforbruk, med det grunnleggende skillet mellom markedsaktiviteter og naturlig monopolvirksomhet.

² Det foreligger etter hvert en rekke studier av den norske kraftmarkedsreformen og overgangen fra det tidligere kraftsystemet. Se f.eks. Lars Thue: *Strøm og styring. Norsk kraftliberalisme i historisk perspektiv*. ad Notam, Gyldendal 1996. To doktoravhandlinger er Per Ingvar Olsen: *Transforming economies. The case of the Norwegian electricity reform*, Handelshøyskolen BI, 2000, og Ulf Hammer: *Tilrettelegging av kraftmarkedet*, Cappelen Akademisk Forlag, 1999. En fremstilling gis også av Lars Thue og Harald Rinde: *Samarbeidets kraft. Elforsyning og bransjeorganisering 1901-2001*, Energi Forlag 2001, kap 12. Se også Hope (2000).

Figur 1 Prinsippkisse av kraftomsetningssystemet



Figur 2 viser en prinsippsskisse for aggregering fra mikroenheter til markeder og videre til et samlet kraftomsetningssystem, omgitt av offentlige regulerings- og styringsordninger for å få det hele til å virke effektivt. For hvert nivå er angitt noen problemstillinger som man må ta stilling til i analysen og i implementeringen; for eksempel: Kan man uten videre legge til grunn at offentlig eide kraftforetak oppfører seg som rasjonelle markedsaktører i enhver henseende, med overskuddsmaksimering som mål, slik teorien forutsetter? Hva er i tilfelle konsekvensene for kraftmarkedenes funksjonsmåte og med hensyn til målet om effektivitet av at de ikke gjør det? Listen over slike problemstillinger kan gjøres langt lengre enn antydnet i skissen. Dette skulle illustrere hvor kompleks en markedsreform av denne art egentlig er og hvor lett det er kan være å trække feil så vel i analysefasen som i det praktiske implementeringsarbeidet.

Figur 2 Kraftomsetningssystemet etter organisasjonsnivå og aktører

Nivå	Aktører	Problemstillinger	Prinsipper
Mikroenheter	Produsenter Nettselskaper Distribusjonsverk Sluttforbrukere Meglere, Tradere Andre	Mål Organisasjonsform Styringsprinsipper Regnskapsprinsipper Informasjonssystemer	Størrelse Eierforhold Finansiering
Marked	Tilbydere Etterspørre/ere/ Konsumenter Omsetningsorganer Meglere «Spekulanter» Nettselskaper Reguleringsmyndigheter	Aktører Konkurransereformer Prisdannelse Markedsklarering Kontraktsformer Overføringstariffer og – prinsipper	Etableringsvilkår Produktdifferensiering Integrasjonsgrad Markedsføring Konkurransopolitikk
System	Nettselskap/Statnett Omsetningsorgan NVE	Koordinering Kontroll Systemplanlegging	Informasjon Leveringssikkerhet
Eksport/ Import	Tilbydere Etterspørre/ere Nettselskaper Reguleringsmyndigheter	Omsetningsordninger, markeder Priser Utviklingsprinsipper Nettorganisering Reguleringsprinsipper	
Politisk	Stortinget NOE NVE/Konkurransetilsynet EnFo Statkraft/Statnett Fylkeskommunale Kommunale Andre	Mål Virkemidler Reguleringer, konesjonsordninger Styringsprinsipper Beskatningsprinsipper EØS	

Forslaget til kraftomsetningssystem

Hovedelementene i forskergruppens tilrådinger for organisering av et effektivt omsetningssystem for kraft ble presentert i fem såkalte ”scenarier” for markedsbasert kraftomsetning i Norge:

- Etablering av kraftmarkeder
- Opprettelse av nettselskap – Transkraft A/S
- Omorganisering av distribusjonsverkene
- Omdefinering av Statkrafts rolle i kraftomsetningen
- Regulering og politisk styring

Etablering av kraftmarkeder

Med utgangspunkt i den etablerte kraftomsetningen for tilfeldigkraft gjennom Samkjøringen, var det først og fremst viktig å få åpnet opp markedene ved å bringe etterspørselssiden eksplitt inn og å utspenne markedssettet til å omfatte organiserte markeder for håndtering av: a) fysisk (spot)omsetning, b) risikoavdekning og c) kortsiktig kapasitetstilpasning mellom henholdsvis planlagt og faktisk markedsomsetning på oppgjørstidspunktet (regulerkraft) og mellom nett og marked (flaskehalshåndtering). Risikomarkedene skulle organiseres som futures markeder. Markedene skulle organiseres og administreres av et frittstående selskap, kalt Kraftsentralen A/S, bygget på Samkjøringen.

Opprettelse av nettselskap

Et helt sentralt punkt i analysen var å få etablert et skille mellom aktiviteter som ville kunne gjøres markedsbaserte og aktiviteter som har karakter av naturlig monopol. Sistnevnte var primært knyttet til den fysiske kraftoverføring i nettet. I parantes bemerket er det interessant i ettertid å reflektere litt over hvor vanskelig det var i begynnelsen å skape forståelse for betydningen av dette skillet i markeds- og konkurransemessig henseende i kraftomsetningen, faktisk selv blant enkelte økonomer, men samtidig hvor raskt ”naturlig monopol” ble en selvfølgelig del av begrepsbruken rundt markedsreformen både i og utenfor kraftnæringen.

På dette grunnlag ble det foreslått å etablere et selvstendig nettselskap, kalt Transkraft A/S, for det som ble benevnt transmisjonsnettet. Vi var ikke helt eksplisitte på hva dette nettet skulle omfatte, men hvis man ser forslaget om Transkraft i relasjon til forslagene om organisering av distribusjonsverkene, er det klart at regionalnettene skulle være en del av transmisjonsnettet, altså et to-nivå nettsystem.³ For øvrig ble det foreslått og understreket som meget viktig å innføre allmenn overføringsrett i hele kraftnettet (”common carriage”), å sørge

³ Dette ble senere gjort til gjenstand for en egen studie utført av SNF etter oppdrag av Statnett og NVE. Se Mette Bjørndal, Einar Hope og Hans Olav Husum: *Sentralnettets utstrekning. En prinsipiell analyse*, SNF-rapport 62/94. Også i Hope (2000), kap. 11. Der ble hovedskillet mellom sentralnett og øvrig nett trukket ved 22 kV.

for åpen tilgang på ikke-diskriminerende basis til nettet og transparens med hensyn til tariffier og andre vilkår for bruk av nettet.

Omorganisering av distribusjonsverkene

Distribusjonsverkene skulle organiseres som selvstendige forretningsenheter, fortrinnsvis som aksjeselskaper og drevet på forretningsmessig basis. Ideelt sett burde nettvirksomheten som naturlig monopol skilles ut fra den konkurransemessige virksomhet, men gitt den typiske størrelse på norske distribusjonsverk, kunne en konsekvent gjennomføring av dette prinsippet føre til at problemet med suboptimal størrelse ble ytterligere forsterket for flertallet av verkene vedkommende. Man valgte derfor å renonsere på hovedprinsippet om vertikal separasjon i denne delen av systemet, i hvert fall i første omgang inntil distribusjonsnettet var blitt sterkere integrert horisontalt i større nettenheter. Det burde likevel etableres et regnskapsmessig skille mellom nettdel og markedsdel. Ordningen med områdekonsesjon og leveringsplikt burde bortfalle. Det ble videre anbefalt å utrede nærmere muligheten for å innføre konkurranse også i nettvirksomheten i denne delen av nettet gjennom å tildele tidsbegrensede rettigheter til å drive et distribusjonsnett, f.eks. ved auksjon, som et alternativ til nettregulering.

Omdefinering av Statkrafts rolle i kraftomsetningen

Daværende Statkraft skulle skilles i et rent produksjonsselskap, Statkraft, og et nettselskap for transmisjonsnettet, Transkraft; jfr. ovenfor. Spørsmålet ble reist om Statkraft av hensyn til muligheten for konkurransemessig markedsdominans i det nasjonale kraftmarked burde splittes opp, f.eks. ved å divisjonalisere foretaket i overskuddssentre som kunne opptre selvstendig i markedene, men dette ble likevel ikke konkret foreslått. Når det gjaldt Statkrafts stilling og oppgaver i kraftutvekslingen med utlandet, ble det pekt på som den mest nærliggende løsning å legge tilbud av og etterspørsel etter kraft fra utlandet direkte inn i de innenlandske kraftmarkedene, altså i prinsippet en integrert markedsløsning. Samtidig ble det understreket at dette måtte utredes nærmere og at tiden neppe var moden for en så vidt omfattende løsning på grunn av at forholdene i Sverige og Danmark ennå ikke lå til rette for det.⁴ Likevel må det sies at det opplegg som faktisk ble valgt for kraftutvekslingen med utlandet, herunder ordningen med et kvotemarked for kraft administrert av Statnett og en konsesjonsregulert omsetningsordning for langsiktige kontrakter, synes i ettertid å ha vært unødig restriktivt og komplisert. Grunnen til at man valgte slike løsninger var i første rekke politisk betinget.⁵

⁴ Effektiviseringspotensialet for et nordisk kraftmarked og prinsipper for organisering av dette ble drøftet av undertegnede i 1991 i en utredning for Nordisk Ministerråd; Einar Hope: *Et felles nordisk energimarked?* Nordiske Seminar- og arbeidsrapporter 1992 567. Også i Hope (2000), kap. 9. Se også Kjetil Bjorvatn og Sigve Tjøtta: *Deregulation and common carriage in the Nordic power system*, SNF-Working Paper 104/92 og Kjell Erik Lommerud: *Organisering av norsk utenrikshandel med kraft*, SNF-rapport 32/91.

⁵ Et annet forhold var at oppgavefordelingen mellom Statkraft og Statnett ikke var tilstrekkelig avklart med hensyn til driften av kablene for kraftutvekslingen med Danmark.

Regulering og politisk styring

På området offentlig regulering og politisk styring ble det ikke fremmet konkrete, detaljerte forslag, f.eks. med hensyn til eksplisitt utforming av reguleringsmodell for nettenhetene. Reguleringsprinsipper og –oppgaver ble imidlertid diskutert og målestokkregulering ble antydning som et mulig reguleringsopplegg for distribusjonsnettets vedkommende. For øvrig ble betydningen understreket av å legge den generelle konkurransepolitikk og –lovgivning til grunn for markedsdelen av kraftomsetningen og utforme en reguleringspolitikk for nettvirksomheten, dog slik at samfunnsøkonomisk effektivitet skulle være målet for begge politikkområdene. Reguleringstiltak og politiske inngrep som ikke kunne begrunnes i eller avledes fra hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet burde avvikles.

Spesielt om vertikal integrasjon

Spørsmål knyttet til vertikal integrasjon ble spesielt tatt opp i utredningen. Dette var i første rekke begrunnet i at det på det tidspunktet forelå et konkret forslag fra NVE om å organisere kraftomsetningen i vertikalt integrerte fylkesverk. Etter vår oppfatning ville dette bryte nokså fundamentalt med de prinsipper for et markedsbasert system som vi mente burde ligge til grunn. I særlig grad gjaldt dette for det grunnleggende skillet mellom konkurranseaktiviteter og naturlig monopol aktiviteter som vi var opptatt av å få frem betydningen av for markedsbasert kraftomsetning, bl.a. for å motvirke konkurransevridende kryssubsidiering. Problemstillinger knyttet til vertikal (og horisontal) integrasjon kom i det hele til å bli et sentralt tema i debatten om implementeringen av kraftmarkedsreformen.

Implementeringen av kraftmarkedsreformen

Kraftomsetningen ble i betydelig grad omorganisert og omregulert langs de hovedprinsipper som ble trukket opp i SAF-prosjektet. Hvis man ser på Ot prp nr 43 (1989-90), der forslaget til ny energilov ble fremmet, og da spesielt kapittel IV, bygger denne i stor grad på tilrådingene i SAF-rapport 7/89.⁶ Det er likevel viktig å presisere at de fleste forslagene ble underkastet ytterligere analyser og tilpasninger før de ble endelig iverksatt.⁷

Implementeringen av kraftmarkedsreformen er et stort kapittel i seg selv, som det ikke hører hjemme å redegjøre for her, men la meg likevel nevne et par

⁶ Ot prp nr 43 (1989-90) Om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven). Ulf Hammer (1999) påpeker at selve SAF-rapporten og de øvrige SAF-utredningene ikke er nevnt i forarbeidene og motivene for energiloven, samtidig som de åpenbart danner en viktig premis for lovforslaget. Han kritiserer dette på prinsipielt juridisk grunnlag. Samme synspunkt fremføres også av Jens F. Bibow: *Inntektsregulering av kraftnettselskaper*, Cappelen Akademisk Forlag, 2001. Hammer påpeker for øvrig at denne delen av proposisjonen (kap. IV) avviker fra det man normalt forbinder med lovarbeider. Han mener at det her ikke primært gis en bakgrunn for lovforslaget, men snarere retningslinjer for den fremtidige politikken på området. Dette forventer man vanligvis å finne i meldinger til Stortinget. (s. 133).

⁷ SAF og senere SNF deltok i betydelig grad med forskning og utredninger i denne prosessen. En oversikt over publikasjoner om energiøkonomi fra SNF for perioden 1991-2000 er inntatt i SNF-Bulletin nr. 3, 2000: *Research in Energy Economics at SNF. Special Issue*.

hovedavvik fra SAF-tilrådingene og problemstillinger som ikke ble berørt i implementeringsfasen, først og fremst av politiske grunner.

Til det siste hører i første rekke spørsmålet om eierskap. Som nevnt foran ble drøfting av eierskap eksplisitt unntatt i mandatet for SAF-prosjektet. Dette var i hovedsak politisk begrunnet for i det hele å få tanken om effektivisering av kraftsektoren gjennom markedsbaserte løsninger akseptert på politisk hold på den tiden. Begreper som privatisering o.l. skulle overhodet ikke brukes, for ikke å skape unødige komplikasjoner og kanskje stoppe hele reformprosessen.

Personlig så jeg det som en spennende forskningsoppgave å klarlegge vilkårene for å få et markedsbasert system til å fungere effektivt med bibehold av offentlig eierskap til en vesentlig del av kraftsektoren og utforme tiltak, bl.a. med hensyn til organisering av eierskapet, for å sikre dette. I ettertid må det konstateres at denne delen av prosjektet ikke ble ført langt nok, på grunn av den restriksjon som ble lagt i mandatet. For min egen del må jeg også erkjenne at jeg nok var for naiv med hensyn til mulighetene for å få implementert effektivt fungerende markedsbaserte ordninger uten at det ble foretatt grunnleggende endringer i eierforholdene. Spesielt gjaldt dette for distribusjonsdelen av kraftsystemet, med i hovedsak kommunalt eierskap, og uten at spørsmålet om vertikal integrasjon ble løst på en tilfredsstillende måte organisatorisk. Det kan neppe være tvil om at debatten om eierskapsspørsmål bidro til å forsinke reformprosessen i kraftomsetningen og at dette har kostet en god del i form av redusert samfunnsøkonomisk effektivitetsgevinst av reformen. Samtidig er det viktig å erkjenne at markedsreformen kunne ha tatt et ganske annet forløp, hvis spørsmål om eierskap hadde blitt satt på spissen i den innledende fasen.

Når det gjelder avvik i implementeringen i forhold til tilrådingene fra SAF, ble markedsomsetningen, gjennom etableringen av Statnett Marked, knyttet sterkere opp til nettvirksomheten enn forslaget fra SAF om Kraftsentralen A/S som markedsadministrator innebar. Dette ble i første rekke begrunnet med hensynet til driftskoordinering og overordnet systemansvar for Statnett, mens mindre vekt ble lagt på hensyn til markedstransparens, uavhengighet, upartiskhet m.v. for markedsadministrator, som artikulert av SAF. Etter hvert vant likevel disse hensyn frem, illustrert f.eks. med den fysiske omlokalisering av Statnett Marked fra Husebybakken til Lysaker.

I spørsmålet om vertikal separasjon mellom marked og nett valgte man en mindre omfattende løsning enn foreslått av SAF, nemlig divisjonalisering i stedet for fullt selskapsmessig skille. Senere kom konsernmodellen fra NVE. Som nevnt kom vertikal integrasjon til å bli et større debatterne i kraftmarkedsreformen enn jeg for min del hadde forutsatt, blant annet på bakgrunn av de sterke reaksjonene fra bransjehold til forslaget fra NVE om vertikalt integrerte (fylkes)verk forut for reformen.

En viktig problemstilling i selve markedsorganiseringen var om all kraftomsetning skulle gå over kraftbørsen ved tvungen deltakelse fra markedsaktørene eller om dette skulle være en frivillig ordning. I Storbritannia valgte man tvungent medlemskap, mens SAF-forslaget innebar frivillighet. Dette var i første rekke begrunnet i hensynet til individuell tilpasning og fleksibilitet for markedsaktørene i valg av omsetnings- og kontraktsformer, herunder for risikoavdekning. På den annen side kunne dette føre til at det ble for lite omsetningsvolum og likviditet i de organiserte markedene til at disse kunne fungere effektivt. Det er heller ingen tvil om at markedene slet med slike problemer den første tiden. Dette kan imidlertid etter min oppfatning i like stor grad være et spørsmål om omsetnings- og kontraktsformene ble oppfattet som hensiktsmessige og fullstendige for aktørene enn om frivillig eller tvungen deltakelse på kraftbørsen. Spesielt gjaldt dette for instrumenter for risikohåndtering, der det tok forholdsvis lang tid å få etablert et velfungerende finansielt futures marked.

Lang tid tok det også å få etablert markedsbasert omsetning og effektiv konkurranse i detaljomsetningen av kraft. Dette er spesielt interessant sett på bakgrunn av at den organiserte kraftomsetningen i prinsippet var åpen for alle aktører fra første dag. Igjen står dette i kontrast til Storbritannia og de fleste andre land som har avregulert kraftomsetningen, der man foretok en gradvis åpning av kraftmarkedene og der husholdninger og mindre kraftforbrukere typisk kom sist i prosessen. Naturligvis må praktiske ordninger med hensyn til forbruksregistrering, avregning m.m. være på plass før husholdninger og andre småkunder kan delta i markedsomsetningen, men det forklarer neppe hele etterselepet i tid for denne delen av kraftomsetningen for en så vidt liten kundemasse som det tross alt er tale om for Norges vedkommende, sammenlignet med f.eks. Storbritannia. Den innovative norske ordningen med avregning etter forbruksprofil var tross alt på plass allerede i 1994-95 og Konkurransetilsynets prisinformasjonssystem for detaljmarkedet fra 1997 av. Etter min mening er det i første rekke det offentlige eierskap, og spesielt det kommunale eierskap på distribusjonsleddet, som er hovedgrunnen til at det tok så vidt lang tid å åpne det norske husholdningsmarkedet for effektiv konkurranse.

Den eneste substansielle endringen som ble foretatt i forbindelse med markedsreformen vedrørende nettorganisering og tariffing, ved siden av å etablere Statnett, var å innføre punktтарiffer i nettet. Dette var til gjengjeld et viktig tiltak for å få nettet til å fungere hensiktsmessig i relasjon til markedsomsetningen. Modellen med en to-nivå nettorganisering, som lå implisitt i SAF-forslaget og da slik at regionalnettene prinsipielt burde integreres med sentralnettet, ble ikke fulgt opp og har fremdeles ikke blitt det. Spørsmål knyttet til nettorganisering, -tariffing og -regulering innenfor et markedsbasert kraftomsetningssystem har kanskje alt i alt vært de vanskeligste å finne gode, effektive løsninger på under kraftmarkedsreformen.

Sluttmerknad

Å få anledning til å være med på å utvikle det teoretiske og analytiske grunnlaget for et så vidt omfattende og komplekst sosialt eksperiment som den norske kraftmarkedsreformen faktisk var, må være selve drømmeoppgaven for en anvendt forsker. Når dette ”eksperimentet” ble så vellykket som det faktisk ble, vurdert i ettertid og i relasjon til de mål som var satt for det, skyldes nok dette til en viss grad den analytiske grunnlagsmodellen og tilnæringsmåten som ble valgt, men minst like viktig var viljen til nytenkning som ble vist av de involverte parter i reformen og samarbeidet og samforståelsen om oppgavene som kom i stand mellom dem, som nevnt i innledningen.

Et forhold som vi i forskergruppen ved SAF likevel undervurderte, var dynamikken i markedsutviklingen når den først var kommet i gang. Dette ble ikke minst illustrert gjennom en rask og omfattende inntreden i markedsomsetningen av mellommenn i form av meglere og tradere, og den innovative evne og kreativitet som disse utviste. Noe av dette kunne kanskje være forfeilet der og da, men det bidro utvilsomt til nytenkning og forståelse for markedsprinsipper i en bransje som ennå hang fast i tilvante forestillinger om kraftomsetning innenfor det ”gamle” systemet. En slik dynamikk er samtidig det som nettopp karakteriserer et markedssystem på sitt beste.

Deregulering av elektrisitetsmarkedet

Norske erfaringer*

Torstein Bye og Einar Hope

Det norske elektrisitetsmarkedet ble liberalisert og deregulert i 1991, på grunnlag av energiloven av 1990. Deretter ble det integrert med et deregulert svensk marked i 1996, et finsk marked i 1997 og det danske markedet i 2002. Vi fikk gjennom dette det første felles, integrerte, landovergripende kraftmarkedet i verden; det nordiske kraftmarkedet. Vi diskuterer bakgrunnen for denne dereguleringen, hvordan markedet ble utformet, og om liberaliseringen kan sies å ha svart til forventningene. Vi finner at engrosmarkedet har fungert svært bra i effektivitetsforstand og at investeringer og avkastning har utviklet seg som forventet. Men vi påpeker også flere forhold hvor det kan skje forbedringer, både når det gjelder engrosmarkedet, sluttbrukermarkedet og reguleringen av overføringssystemet.

INNLEDNING - BAKGRUNN

Norge var et av de første landene som deregulerte sitt elektrisitetsmarked. Initiativtakere til kraftmarkedsreformen var først og fremst Finansdepartementet og Olje- og energidepartementet. Tilsvarende reformer ble på samme tid gjennomført i land som Storbritannia og New Zealand.

Hovedgrunnen til dereguleringen i Norge var flere studier som viste at det eksisterende markedet fungerte dårlig og medførte svært store kostnader; se omtale av disse i Bye og Hope (2006). Gjennom hele den regulerte perioden for kraftmarkedet i Norge ble det ført en politikk hvor prisen skulle gjenspeile gjennomsnittskostnaden i kraftproduksjon. Dette ble oppnådd ved offentlig fastsatte priser, krysssubsidiert mellom produksjonsenheter, eller gjennom direkte subsidier. Det var ingen direkte link mellom markedspriser, investeringer og effektiv drift i anleggene. Myndighetene satte gjennom statsbudsjettbehandlingen kraftprisen for statkraftkontrakter for det påfølgende året, og disse ble gjennomgående fulgt av andre kraftprodusenter. Fra og med 1979 økte man prisen for alminnelig forsyning gradvis opp mot utbyggingskostnaden for nye kraftverk. Det var imidlertid ingenting i systemet som sikret at aktørene gjennomførte utbygging og drift til lavest mulige kostnader.

For at man skal være sikret effektiv drift av de naturlige monopolene i nettverk-

* I *Samfunnsøkonomen* nr. 2, 2007. Denne artikkelen baserer seg på Bye og Hope (2006)

somheten, må disse reguleres både med hensyn på om de driver effektivt og om prisingen av netjtjenestene er riktig. I perioden forut for kraftmarkedsreformen var ikke dette uten videre sikret. Kostnadene ved enhver investering kunne i prinsippet overføres til forbrukerne. I tillegg satte sentrale og kommunale myndigheter forskjellige priser for forskjellige forbrukere, noe som ytterligere bidro til å skape ineffektiviteter i kraftoverføringen.

Nesten all produksjon i Norge er vannkraftproduksjon. Det var i 1991 om lag 70 produksjonsselskaper og 230 nettverkseiere, og en betydelig grad av vertikal integrering mellom produksjonsselskaper og naturlige nettverksmonopoler. Integrasjonen mellom konkurransevirkosomhet og naturlige monopoler ga en utydelig konkurranse. Det største av selskapene eide om lag 30 prosent av kapasiteten. Om lag 85 prosent av kraftomsetningsystemet var offentlig eid gjennom Statkraft, fylkene og kommunene.

Et viktig element for den kommende liberaliseringen var at det eksisterte et marked for tilfeldig kraft mellom kraftprodusentene, organisert i Samkjøringen av kraftverkene i Norge. Dette markedet ble etablert allerede i 1972. Formelt var det organisert som et spotmarked for fysisk kraftomsetning, om lag slik vi kjenner spotmarkedet i Nordpool i dag. Dette var derfor en viktig forløper for den nye markedsordningen – man hadde en del erfaringer med funksjonsmåten til slike kraftmarkeder. En kan si at dette var en viktig treningsarena for det som skulle komme. Dette markedet var imidlertid ikke stort nok til å ta ut all stokastikken på tilbudssiden – en god del vann ble tappet på havet forbi driftsklare maskiner på slutten 1980-tallet.

LITE EFFEKTIVT REGULERT MARKED

Ineffektiv produksjon

I forkant av dereguleringen var det ingen systematiske analyser av effektiviseringspotensialet ved en eventuell deregulering av kraftproduksjonen. Noen indikasjoner hadde man likevel. På slutten av 1980-tallet var det en jevnlig overflom forbi driftsklare maskiner på om lag 5-6 prosent. Overflom representerer et direkte samfunnsøkonomisk tap, hvis det er ledig kapasitet for å produsere kraft av dette vannet. Årsaken til forbitappingen var i første rekke den måten prisene ble satt på, og at tilfeldig kraftmarkedet var for lite til å ta unna all ekstra vanntilgang; Midttun (1987) viste også at produksjonskapasiteten ikke hadde blitt økt i henhold til stigende marginalkostnader og at kraftprisen i den aktuelle perioden aldri var høy nok til å forsvare de marginale utbyggingene. Investeringene medførte at det ble bygget ut overkapasitet. Prosjektplanleggingen fokuserte i det hele mer på tekniske enn på økonomiske forhold.

Ineffektiv overføring og distribusjon

Overførings- og distribusjonsnettene er som nevnt naturlige monopoler som må

reguleres. Førstund og Kittelsen (1998) benyttet frontproduksjonsanalyse for å teste ineffektiviteter i distribusjonsnettet i Norge. De estimerte totale årlige tap på grunn av ineffektive investeringer og drift i distribusjonsnettet på om lag 1,1-1,8 mrd kroner per år. Dette utgjør om lag 25 prosent av de totale kostnadene til distribusjon per år. De fant ikke noe tegn på markup prising utover det som var nødvendig for å dekke ineffektiviteter.

Ineffektivt marked

Bye og Strøm (1987) beregnet prisforskjeller mellom ulike kundegrupper og de implisitte samfunnsøkonomiske tap som oppsto fordi myndighetene fastsatte ulike priser til ulike brukergrupper. De fant at det var svært store prisforskjeller. Noen betalte halvparten av den prisen som andre betalte, selv korrigert for alle velbegrunnede kostnadsforskjeller. Industrien, spesielt den kraftintensive industrien, betalte de laveste prisene, mens husholdninger og tjenesteyting betalte mest. De årlige samfunnsøkonomiske tapene ble estimert til 4-5 mrd kroner per år.

HOVEDELEMENTER I DEN NORSKE MARKEDSREFORMEN

Hovedelementene i den norske kraftmarkedsreformen, med utgangspunkt i energiloven av 1990, var følgende:

- Å utvikle et sett av kraftmarkeder, bestående av et spotmarked for fysisk kraftomsetning, supplert med markeder for finansiell risikohåndtering og kapasitetstilpasning ved kortsiktige ubalanser mellom tilbud og etterspørsel. Markedsomsetningen ble til å begynne med organisert gjennom Statnett Marked A/S, inntil NordPool overtok denne i 1996, gjennom integreringen mellom det norske og svenske kraftmarkedet.
- Å åpne opp for tredjepartsadgang til nettet på en gjennomsiktig og ikke diskriminerende måte for å sikre markedsbasert handel.
- Oppsplitting av det statlig eide, vertikalt integrerte selskapet Statkraft i to separate selskaper; en produksjonsenhet (Statkraft) og et nettselskap for overføringsnettet (Statnett). De andre ikke-statlige, vertikalt integrerte selskapene ble ikke krevd delt opp i produksjons- og nettselskaper, men ble pålagt å føre separate regnskaper for monopolenheten og konkurranseenheten.
- Overføringssselskapene (inkl. distribusjon) ble gjenstand for monopolkontroll. NVE innførte målestokkkonkurranse, kombinert med en avkastningsregulering, mellom de ulike overføringssselskapene for å drive disse i retning av effektiv ressursbruk.
- I motsetning til i England ble ikke kraftsektoren privatisert som et ledd i markedsreformen. I England ble dette ansett å være en forutsetning for å få et effektivt marked, Newbery (1999).

Statnett Marked begynte handel i spotmarkedet i 1991. I 1993 ble det etablert et

finansielt forward marked for prissikring av handlede kontrakter. I 1994 ble dette erstattet av kontinuerlige standardiserte futures kontrakter.

Små forbrukere (husholdninger) har ikke utstyr for kontinuerlig måling av forbruket og har dermed i utgangspunktet begrenset mulighet for å delta i det korte markedet. I 1995 ble det imidlertid etablert profilmåling for disse kundene for å sikre deltakelse uten å påta seg store investeringer i kontinuerlig måling. Til å begynne med var det en høy avgift for å skifte leverandør for disse kundene. Dette gjorde slikt skifte ulønnsomt. I 1997 ble denne avgiften fjernet. Små forbrukere, som samlet utgjorde halvparten av markedet utenom de bilaterale kontraktene, kunne delta i markedet på lik linje med andre. Nå gjensto det å skaffe små forbrukere god informasjon og forenkle systemet for kontraktsskifte, slik at store transaksjonskostnader kunne unngås. I 1998 innførte Konkurransetilsynet et informasjonssystem for kraftpriser fra like leverandører for å skape bedre markedstransparens og derved bidra til å fremme konkurransen i markedet. Samtidig ble forbrukerne gitt anledning til å skifte leverandør med en ukes varsel.

DESIGN OG MARKEDSOPERASJONER

Et komplett kraftmarkedssystem trenger en del fundamentale funksjoner for å kunne fungere effektivt: (a) markeder for fysisk handel med elektrisitet (b) markeder og instrumenter for risikohåndtering (c) kortsiktige markeder for kapasitetshåndtering i realtid, (d) markeder for investeringer og (e) markeder for handel av miljøprodukter knyttet til elektrisitetsmarkedet (grønne sertifikater, kvotemarkeder for utslipp, etc.). NordPool har organisert markeder for (a), (b), og deler av (e)¹. Statnett håndterer oppgave (c) for Norges vedkommende. Så langt har det ikke vært nødvendig med store investeringer i ny kapasitet.

UTVIKLINGEN I MARKEDET ETTER DEREGULERINGEN

Det ble forventet at dereguleringen av kraftmarkedet i Norge og Norden ville medføre lavere investeringer i kraftproduksjon og nett (jfr. tidligere overkapasitet), lavere og mer like priser for forbrukerne, lavere nett-tariffer og en høyere kapitalavkastning for investorene.

Priser

Gjennom den regulerte perioden ble det investert i overkapasitet blant annet på grunn av forsyningsplikt, bestemmelser om leveringsplikt og optimistiske etterspørselsanslag. Samtidig forsøkte man i løpet av 1980-tallet å sette prisen lik marginalkostnaden ved ny kapasitet. Hvordan er det mulig å ha overskudd

¹ For en oversikt over de organiserte markedene i Nord Pool, se www.nordpool.no. Se også Bye og Hope (2006). Nord Pool organiserer det felles nordiske engrosmarkedet for kraft. Sluttbrukermarkedene er fremdeles nasjonale, hovedsakelig på grunn av nasjonale reguleringer. Det arbeides imidlertid med også å åpne opp disse markedene for grenseoverskridende handel.

på kapasitet samtidig som prisene reflekterer marginalkostnaden ved utbygging? Det er tre opplagte svar: a) Elektrisitetsintensiv industri, som forbrukte en tredjedel av produksjonen, betalte om lag 1/4 til 1/3 av utbyggingskostnaden for ny kraft. Før nye verk ble bygget burde denne kraften blitt omallokert til brukere som var villig til å betale mer. Prisen i markedet ville da falt; b) Overskuddskapasitet ble solgt til utlandet til vesentlig lavere priser enn på hjemmemarkedet. Prisen i det norske markedet kunne ha blitt senket og kraften solgt innenlands. I stedet fikk Sverige og Danmark svært billig kraft fra Norge, på tross av at kraftprisen i Norge ellers var høy; (c) På slutten av 1980-tallet og begynnelsen av 1990-tallet ble det som nevnt tappet vann for forbi driftsklare maskiner av et betydelig omfang (ca. 5 prosent), gjennom snøsmeltingen om våren og perioden med høstregn. Dette vannet kunne gått til kraftproduksjon. Da ville prisen ha falt og forbruket ha økt. Prissignalene til nye investeringer hadde blitt svakere.

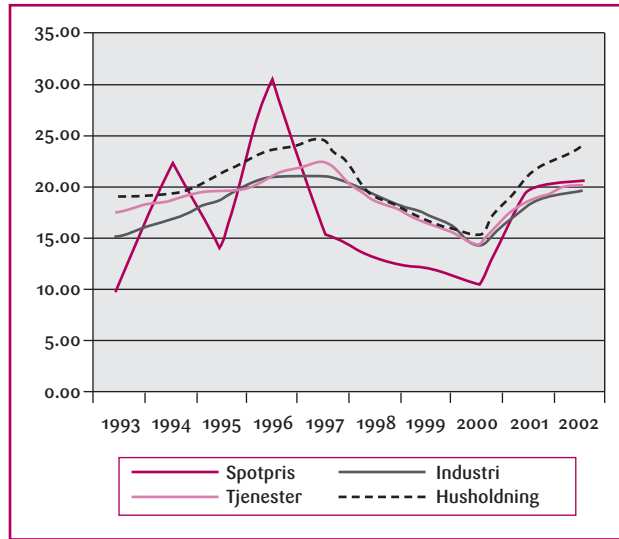
Etter dereguleringen ble prisene fleksible og NVE kontrollerer nå eventuelt spill av vann (kontroll av eventuell bruk av markedsrett). Dette betyr at tidligere overskuddskapasitet utnyttet mer effektivt i markedet og prisen faller. Dette fortsetter til økonomisk vekst har vært så omfattende at etterspørselen etter elektrisitet presser prisen opp mot utbyggingskostnaden igjen. De lavere prisene legger også press på eksisterende produsenter i retning av å effektivisere produksjonen og senke driftskostnadene.

Figur 1 viser utviklingen i realprisen på spotmarkedet og gjennomsnittlige kjøperpriser for ulike brukergrupper (2003-priser). Til å begynne med er spotprisen lav i forhold til kraftprisen for ulike kjøpergrupper. Dette skyldes i hovedsak stor kapasitet og oppsplitting av markedet. Verken sluttbrukermarkedet eller spotmarkedet var fullt utviklet de første årene etter dereguleringen. Vi ser også av figuren at det ikke er noen sammenheng mellom utviklingen i spotprisen og utviklingen i brukerprisene 2-5 år etter dereguleringen, selv om det var en stigende trend i alle prisene. I denne perioden var prisene om lag de samme hos alle sluttbrukere, noe som antyder at markedet var i stand til å jevne ut priser og øke effektiviteten.

Etter 1997 inkluderte Nord Pool også Sverige og Finland. Ekspansjon av markedet økte tilgangen på overskuddskapasitet i disse landene og prisene falt. Avgiften som husholdninger måtte betale for å skifte leverandør ble også gradvis fjernet i denne perioden. På tross av dette var sluttbrukerprisene over spotprisen helt fram til 2000 da spotprisen begynte å øke. Her betyr antakelig ulike kontrakter en del; se senere om dette. Etter 2000 reflekterer kjøperprisene bedre utviklingen i spotprisen.

Dereguleringen synes altså å ha bidratt til å holde kraftprisene nede, å ha

Figur 1 Spot og sluttbrukerpriser (2002-priser). Øre/kWh.



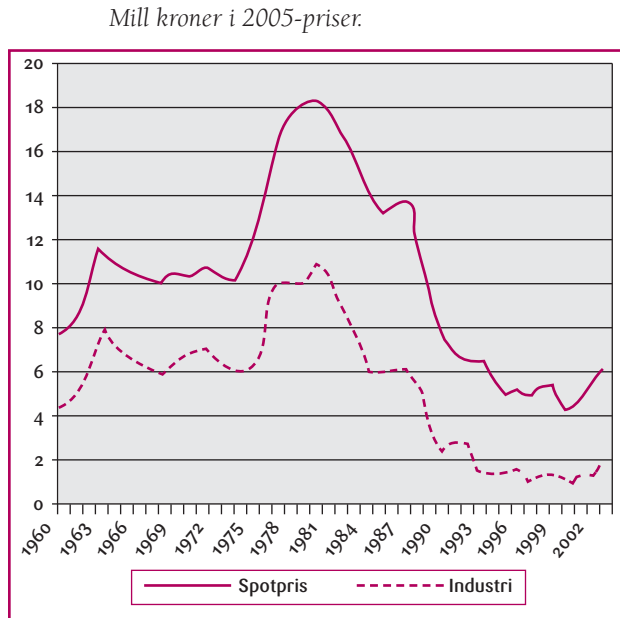
Kilde: SSB og Nord Pool

reduisert det tidligere gapet mellom priser til ulike grupper og lukket en del av gapet mellom markedsprisen og sluttbrukerprisene. Det er imidlertid et unntak fra dette; den kraftintensive industrien. Disse signerte langsiktige pris- og volumkontrakter på 1950- og 1960-tallet, som utløper i perioden 2008-2011, se Bye og Holmøy (2006). Den fulle markedseffekten av dereguleringen vil da ikke bli realisert før disse industribedriftene står overfor markedsbasert prising, slik som i resten av markedet.

Investeringer i produksjon

Investeringer i ny produksjonskapasitet var høye på 1960- og 1970 tallet og økte til et enda høyere nivå på begynnelsen av 1980-tallet. Dette medførte at produksjonen i Norge stort sett var høyere enn etterspørselen hvert år fram til langt ut på 1990-tallet, se Bye og Hope (2006). Investeringene falt dramatisk allerede tidlig på 1980-tallet - lenge før dereguleringen av kraftmarkedet. Dette skyldtes flere forhold; a) en sterk stigning i kostnadene ved nye utbygginger; b) en mye sterkere fokus på miljøkonsekvensene av vannkraftutbygginger, c) en bebudet prisstigning på kraft gjennom energimeldingen i 1979. Nedgangen i investeringene fortsatte etter dereguleringen i 1991, men fra et allerede historisk lavt nivå. På tross av de fallende investeringene, bidro et høyt nivå lenge til at Norge var en netto eksportør av kraft helt fram mot slutten av århundret. Integreringen av det norske, svenske og danske kraftmarkedet bidro til å holde prisene lave og dermed gjøre nye investeringer i kapasitet ulønnsomme helt fram til i dag.

Figur 2 Investeringer i kraftproduksjon og kraftforsyning.



Kilde: Statistisk sentralbyrå og NVE

Et viktig spørsmål er om det deregulerte markedet vil gi tilstrekkelige signaler til at nye investeringer vil bli foretatt. Så langt har kapasiteten vært tilstrekkelig, men nå begynner etterspørselen å nærme seg den nordiske kapasiteten. Prisene har også steget kraftig, men ligger fortsatt under kostnaden ved utbygging av mange av de aktuelle teknologiene.

Investeringer i overføring

På 1950- og 1960-tallet ble mye av kapasiteten i Norge bygget ut gjennom «kombinerte» prosjekter. Komparative fortrinn i produksjon og handel med varer var gjerne knyttet til lett adgang til naturressurser til lave kostnader. På grunn av reguleringer og/eller mangel på overføringskapasitet, eksisterte nesten ingen internasjonale markeder for elektrisitet. De regionale markedene var også begrensede. Investeringer i kraftintensiv produksjon skjedde der det var mulig å investere i kraftproduksjon, i stor utstrekning inne i fjordene i sør og vest. Dermed var heller ikke investeringer i overføringsledninger svært omfattende, se figur 2 (differansen mellom totalen og kraftproduksjon er nettinvesteringer).

Over tid vokste aktiviteten i privat og offentlig tjenesteyting og husholdningene opplevde sterk inntekstvekst og byttet ut olje og faste brensel med elektrisitet i takt med økende oljepriser og avgifter på forurensing. Elektrisitetsforbruket steg raskest i de sentrale strøk der befolkningkonsentrasjonen var størst. Dette økte behovet for overføringslinjer fra vest til øst og regionalt, som igjen bidro til

en forsterkning av behovet gjennom den økte etterspørselen som kom gjennom en generell integrering av markedene.

Dette, sammen med generell forbruksvekst, kan forklare den sterke veksten i investeringene i overføringslinjer gjennom 1970-tallet. Når overføringslinjene var på plass var det ikke behov for flere løft og investeringene falt tilbake igjen i perioden 1988 til 1993, se figur 2. Men dette er bare deler av historien. Nedgangen i investeringene i overføringssystemet må også sees i sammenheng med diskusjonene i forkant av - og under - dereguleringen. Mens produksjon av kraft ble utsatt for konkurranse, ble overføringsnett stilt overfor stramme reguleringer. Målestokk-konkurranse der kostnadsineffektive verk ble sammenlignet med mer effektive verk ble innført. De ineffektive selskapene fikk ikke overføre alle kostnader til kundene, men måtte effektivisere. Når avkastningen av investeringene falt fulgte investeringsviljen med. Investeringene tok seg opp igjen i 2002-2003 fordi det da var behov for å reinvestere og oppjustere tidligere anlegg. Det var også nødvendig med noen nye kapasitetsutvidelser for å avhjelpe kapasitetsbeskrankninger mellom områder.

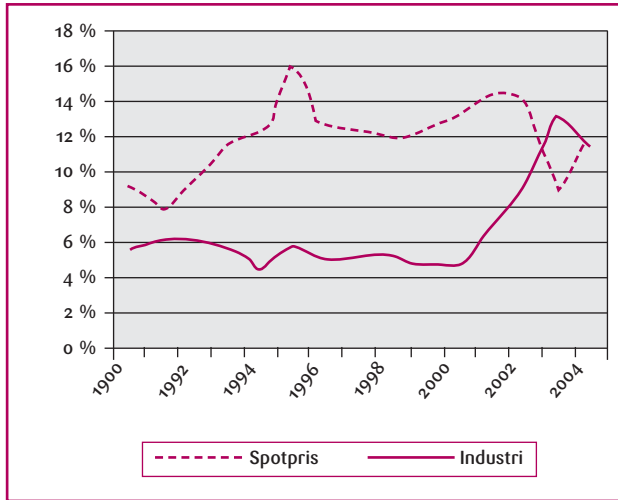
Avkastningen i kraftsektoren

Overkapasitet i forhold til etterspørselen kan medføre lav kapasitetsutnyttning (som før 1991) eller lave priser (som etter 1991). I begge tilfelle blir kapitalavkastningen lav. Figur 3 viser at kapitalavkastningen i kraftsektoren historisk har vært svært lav sammenlignet med avkastningen i industrien, og den har fortsatt å være lav helt fram til de siste årene. Dette har vært mulig siden sektoren hovedsakelig er offentlig eid. Kapitalen ble subsidiert. Den økte avkastningen i det siste skyldes at investeringene har vært lave og at etterspørselen har nådd igjen kapasiteten. Da presses prisen opp mot utbyggingskostnaden for ny kapasitet. Siden marginalkostnaden ved nye utbygginger i kraftsektoren er stigende, skal en forvente høyere avkastning i denne sektoren enn i industrisektoren.

Sluttbrukermarkedet

I engrosmarkedet er handelen delt mellom bilaterale fastkontrakter kontrakter og handel gjennom Nord Pool. I sluttbrukermarkedet skjer handelen fra kraftselskap til kunde gjennom standardiserte kontrakter. Man kan velge mellom tre typer av kontrakter; a) en spotkontrakt, det vil si den prisen som fastsettes i Elspot pluss et lite administrativt tillegg; b) en standard variabel kontrakt som kan sies opp med en ukes varsel og c) en fastpriskontrakt, der prisen gjerne er gitt for ett til to år framover. Prisen i de to siste kontraktene vil gjerne være en avveining mellom dagens pris og prisen i futures og forward-markedene. Den standard variable kontrakten er den kontrakten man vanligvis får om man ikke foretar et eksplisitt valg selv. Konkurransetilsynet oppgir tilbud om priser i alle disse kontraktstypene fra alle leverandører på sine hjemmesider.

Figur 3 Avkastningen av kapitalen i kraftforsyning og industri. Prosent. 1963-2004.

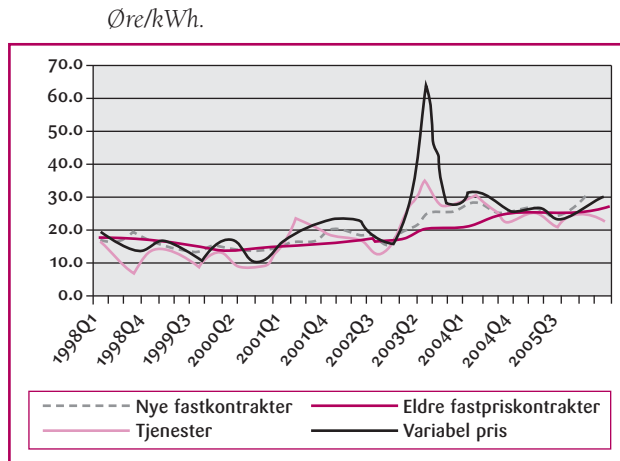


Kilde: Statistisk sentralbyrå

Figur 4 viser utviklingen i de gjennomsnittlige prisene i disse kontraktene (eksempel tjenesteytende sektor). Den viser at over tid er spotprisen den billigste, fastprisen noe, men ikke mye dyrere, og standard variabelkontrakten den dårligste prismessig for forbrukeren. I fastpriskontrakter betaler man en viss forsikring for å slippe de variable prisene (spesielt de høye), mens det er uklart hva man betaler ekstra for i standard variabel kontrakten. Spesielt store var forskjellene i de ulike kontraktene i forbindelse med nedbørsvikten i 2002-2003. Etter den gang har prisene i de ulike kontraktene igjen nærmet seg hverandre. Det framstår litt underlig at forbrukerne ikke velger bort standard variabel kontrakten. Dette kan tyde på at det fortsatt er noen imperfeksjoner i sluttbrukermarkedet.

Statistiske gjennomsnittstall kan skjule stor heterogenitet i prisene, og dermed kanskje tilsløre manglende konkurranse i markedet. I figur 5 ser vi hvordan prisene i den standard variable kontrakten varierer mellom ulike leverandører. Den viser at prisvariasjonen er svært stor, og større enn det en kunne forvente å finne i et perfekt fungerende marked. Det underliggende materialet, se Bye og Hope (2006), viser også at det er de dominerende selskapene i de ulike områdene som jevnt over holder de høyeste prisene. Dette bør gjøres til gjenstand for videre og mer omfattende studier. Skyldes prisforskjellene at informasjonen fortsatt er for dårlig, er transaksjonskostnaden for stor i forhold til den tross alt lave budsjettandelen for elektrisitet på 1,5 prosent, har selskapene lykket i å segregere markedet, eller vil kundene være lojale for «enhver» pris? Bye et al (2003) antydte at denne kontraktstypen burde forsvinne over tid for å fjerne de effektivitetsproblemer som den tydeligvis skaper.

Figur 4 Prisen på ulike kontrakter. Tjenesteytende sektor.



Kilde: Statistisk sentralbyrå

Tåler markedet stress?

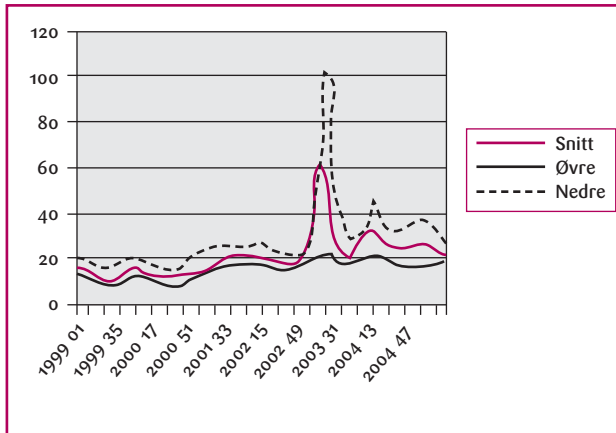
Det nordiske markedet har vært utsatt for betydelig stress tre ganger siden det ble deregulert i 1991, se Bye og Bruvoll (2006). Første gang, i 1996, hvor nedbøren var jevnt over 20-25 prosent lavere enn normalt hele året, var markedet nytt og umodent og begrenset til å omfatte bare Norge. Sverige deregulerte som nevnt i løpet av 1996, mens Finland først kom med i 1997. Året 1996 var også preget av at det var stor kapasitet i markedet; se foran. Markedet løste imidlertid oppgaven. Andre gang var i 2002, hvor det ble et plutselig bortfall av nedbør i løpet av 6 korte uker høsten 2000. Den årlige nedbøren var kun 5 prosent under medianen, men det plutselige sesongmessige bortfallet i forkant av en hard fyringssesong satte markedet på en stor prøve. Igjen klarte imidlertid markedsmekanismene, på tross av store kapasitetsproblemer også i overføringen mellom områder, å håndtere krisen, se Bye et al (2003). Tredje gang var i fjor (2006), hvor nedbøren fram mot de par siste månedene igjen var om lag som i 1996 (noe bedring de siste ukene).

«Krisen» i 2006 ble også forsterket av produksjonsproblemer i svenske kjerne-kraftverk og av problemer med overføringskapasiteten mellom Danmark og Norge. Nå er også produksjonskapasiteten mer tilpasset etterspørselen, slik at bortfall av kapasitet normalt skal skape noe større problemer enn i 1996. Igjen klarte markedet å håndtere stressproblemene på en utmerket måte, se Bye og Bruvoll (2006).

KONKURRANSE OG REGULERINGER

Politikken overfor kraftsektoren kan sies å bestå av tre deler: a) konkurransepolitikken overfor produsenter og forbrukere i kraftmarkedene; b) regulerings-

Figur 5 Prisspredning i standard variabel kontrakt.



Kilde: Statistisk sentralbyrå og Konkurransetilsynet

politikken overfor overføringssystemet; c) miljøpolitikken knyttet til elektrisitetstemarkedene. Her omtales kun de to første. Begge har økonomisk effektivitet som et hovedmål.

Konkurransopolitikken

Innenfor konkurransepolitikken er det et formelt samarbeid mellom Konkurransetilsynet og NVE (det fysiske markedet) og mellom Konkurransetilsynet og Kredittilsynet (det finansielle markedet). I et integrert nordisk kraftmarked er det også viktig med samarbeid og samordning av regelverk og reguleringer mellom konkurranse- og reguleringsmyndigheter i de nordiske landene.

Et viktig element i konkurransepolitikken er åpenhet og gjennomsiktighet. Dette er blant annet fulgt opp gjennom Konkurransetilsynets informasjoner om priser på ulike kontrakter fra ulike leverandører, som nevnt ovenfor. Så langt vi kjenner til er dette eneste sted i verden slik informasjon bringes fram på denne måten.

Et annet hovedspørsmål er knyttet til markedskonsentrasjon og potensialet for utøvelse av markedsrett, enkeltvis av dominerende aktører eller kollektivt gjennom samordnet opptreden av aktører. Kraftmarkedet har flere karakteristika og egenskaper som gjør utøvelse av markedsrett til et viktig, potensielt konkurranseproblem; se Hope (2005). Økende markedskonsentrasjon i det norske og nordiske kraftmarkedet gjennom en rekke fusjoner og oppkjøp de senere årene, har aksentuert dette problemet.

Det er mange måter å måle markedskonsentrasjon på, se Bye et al (2003), både

med hensyn på eierskap, hva som er det relevante markedet i en gitt situasjon og hvilken periode man studerer (jfr. for eksempel i relasjon til bindende overføringsskranke). I et vannkraftsystem med lagringskapasitet for vann kommer dessuten intertemporale konkurranseproblemstillinger med hensyn til muligheten for overføring av produksjon mellom ulike perioder (sesonger) opp. På fusjonsområdet har konkurransemyndighetene lagt opp til å begrense markedskonsentrasjonen, i henhold til vanlige regler for konsentrasjonstermskler m.m, spesielt i relasjon til Statkrafts oppkjøp i det norske markedet. Studier som er foretatt av konkurranseforholdene i det nordiske kraftmarkedet har ikke kunnet påvise faktisk utøvelse av markedsmakt; Hope (2005) og Amundsen et al (2006).

Reguleringspolitikken

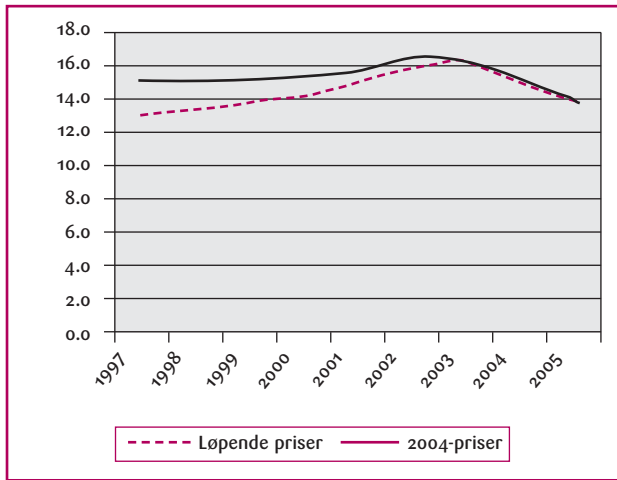
I de første årene etter dereguleringen ble det benyttet en avkastningsregulering (med effektivitetskrav) overfor overføringsselskapene. I 1997 ble denne erstattet av en inntektsrammeregulering (med effektivitetskrav). En viktig del av reguleringen er kravet til effektivitet. Gjennom en målestokk-konkurranse stilles krav til effektivitetsforbedringer i de ulike nettselskapene. Ved gitt kapasitet og utnyttelse av denne, skal da nett-tariffen falle over tid. I gjennomsnitt skulle nett-tariffen falle med om lag 20 prosent fra 1997-2005, på grunn av dette kravet. Men det er andre faktorer som også spiller inn selv for tariffen målt i faste priser, for eksempel utvikling i realrenten på kapitalen, reallønnskostnader etc.

Figur 6 viser utviklingen i inntekter siden dereguleringen. Inntektene økte til å begynne med men falt siden noe. Over hele perioden falt realinntekten med 1,5 prosent, altså mye mindre enn effektivitetskravet skulle tilsi. Dette skyldes imidlertid en viss kapasitetsøkning. Målt i inntekt per produsert enhet, falt inntektene med 18 prosent over denne perioden. Driftskostnader (lønnskostnader) drev tariffen noe opp, mens fall i realrenten hadde motsatt effekt. På dette punkt må også dereguleringen, og den strammere reguleringen av nettselskapene, hatt en ønsket effekt.

Nettselskapene kan bygge opp sine nett-tariffer gjennom tre ledd; en fastavgift, en kapasitetsavgift og et tapsledd. Regulator bekymrer seg om totalinntektene, ikke om de enkelte komponentene. Tariffen må fastsettes på forhånd. Siden det er stor usikkerhet både til kraftpris og overført mengde, vil inntekten i etterkant bare tilfeldig bli lik det tillate inntektsmålet. Derfor kan nettselskapene jevne ut dette over noen år. For mye inntekt i år må betales tilbake gjennom lavere tariff neste år, og omvendt kan for lite inntekter i ett år tas igjen ved å heve tariffen neste år.

Et viktig aspekt i reguleringen av nettselskapene er hvordan man skal skape

Figur 6 Regulert inntekt for nettselskapene. Løpende og faste 2004-priser.
Mrd. kroner



Kilde: Statistisk sentralbyrå og NVE

insitamenter til riktige investeringer i ny overføringskapasitet. Dette representerer en stor utfordring for både forskningen og reguleringsmyndighetene framover.

NOEN UTFORDRINGER

Selv om det synes som det norske og nordiske deregulerte integrerte kraftmarkedet fungerer etter hensikten, og blir brukt som eksempel av andre land og områder som ønsker å liberalisere og integrere markeder, gjenstår en del uløste spørsmål fortsatt:

1. *Markedsmakt.* Markedsmakt er som nevnt et viktig, potensielt konkurranseproblem i kraftmarkeder. Med tiltakende markedskonsentrasjon, og gitt problemene for konkurransemyndighetene med å avdekke og dokumentere faktisk utøvelse av markedsmakt, bør det, som et supplement til konkurransepolitisk håndheving, etableres et system for markedsovervåking? Et slikt markedsovervåkingssystem er skissert i Hope (2005).
2. *Design av og funksjonsmåte til investeringsmarkeder.* Så langt har det nordiske markedet levd på den overkapasitet som ble skapt i det regulerte markedet. Det gjenstår å se om det kan passere testen på om nyinvesteringer kommer på plass i henhold til en samfunnsøkonomisk optimal tilpasning. Dette er en komplisert problemstilling og her gjenstår det mye forskning.

3. *Integrasjon av markeder gjennom nett- og systemoperasjoner.* Det nordiske overføringsnett er fremdeles i hovedsak et desentralt nettsystem, ved at det eies og opereres av nasjonale netteiere, selv om en viss koordinering av systemoperasjoner, nettplanlegging, m.m., finner sted gjennom samarbeidsorganisasjonen Nordel. Systemdriften av det samlede nettet vil kunne forbedres isolert sett og i forhold til markedssystemet ved å etablere en felles, uavhengig nordisk systemoperatør.
4. *Integrere det nordiske markedet med det europeiske markedet ellers.* På sikt kan bedre effektivitet oppnås ved å integrere det nordiske markedet sterkere til det europeiske markedet ellers, både for å integrere ulike teknologier i konkurranse med hverandre, men også for å gjøre markedet større og mindre konsentrert.

OPPSUMMERING

Det regulerte markedet hadde store mangler og skapte omfattende effektivitetstap. Det nye deregulerte markedet ble tenkt å basere seg på tidligere prinsipper og erfaringer som man hadde fått gjennom det begrensede tilfeldig kraftmarkedet. Målet var høyere effektivitet, lavere priser, jevnere priser mellom brukergrupper og bedre avkastning av investeringene. Dereguleringen produserte følgende resultater:

- Prisene har falt, spesielt i de første årene etter liberaliseringen.
- Prisene ble mer like mellom forbrukergrupper. Unntak er den kraftintensive industrien som ikke kan sies å bli inkludert fullt ut før 2008-2011 når deres lange kontrakter opphører.
- Investeringer både i produksjon og overføring ble redusert, noe som ga en mulighet til å allokere kapital til andre områder med høyere avkastning.
- Over tid økte avkastningen i kraftsektoren, slik at den nå nærmer seg avkastningen i alternativ virksomhet.
- Sløsing med vann ved at man tar ut overkapasitet i nedbørrike år ikke ved prisfall, men ved å tappe forbi driftsklare maskiner, opphører.
- Markedet er testet tre ganger på ulike sjokk på tilgangssiden og har mestret disse begivenhetene bra.
- Markedskonsentrasjon har blitt tillatt, men så langt ser det ikke ut til at det har skapt store konkurranseproblemer.
- Det gjenstår fortsatt noen designspørsmål når det gjelder investeringer, systemoperasjon og integrering av det nordiske kraftmarkedet og europeiske kraftmarkeder ellers.

REFERANSER:

Amundsen, E.S., L. Bergman og N.H. von der Fehr (2006): «The Nordic electricity market: Robust by design?», in Sioshansi, F.P, and Wolfgang Pfaffenberger (eds): *Electricity market reform. An international perspective*. Elsevier.

Bye, T., N. H. M. v. d. Fehr, et al. (2003): *Kraft og makt - en analyse av konkurranseforholdene i kraftmarkedet (Electric Power and Power – a study of competition in the power market)*, Report of an Expert Group appointed by the Norwegian Ministry of Labour and Administration.

Bye, T. og E. Hope (2005): «Deregulation of electricity markets. The Norwegian experience», *Economic and Political Weekly*, Vol XL No 50, December 10-16, 2005, also as Discussion Paper 433 of Research Department, Statistics Norway.

Bye, T. og E. Hope (2006): «Electricity market reform-The Norwegian Experience», *In Competititon and Welfare - The Norwegian Experience (Lars Sørgard editor)*, The Norwegian Competition Authority, Nov 2006, pp 21-50.

Bye, T. og A. Bruvoll (2006): Tilsigssvikt – konsekvenser for produksjon og priser. Økonomiske Analyser 4/2006, Statistisk sentralbyrå

Bye, T. A. og S. Strøm (1987): «Power prices and power demand (kraftpriser og kraftforbruk)», *Sosialøkonomen*, No.4, pp 19-29.

Førsund, F. A. og S. A. C. Kittelsen (1998): «Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities», *Resource and Energy Economics*, No. 20, pp 207-224.

Hope, E. (2005): «Market dominance and market power in electric power markets: A competition policy perspective», *Report*, Stockholm: Swedish Competition Authority.

Midttun, A. (1987): *Segmentation, institutional lags and manufacturing adaptation; Norwegian power capacity expansions political economy during 1970s and the 1980s. (Segmentering, institusjonelt etterslep og industriell omstilling: norsk kraftutbyggings politiske økonomi gjennom 1970- og 1980 årene)*, PhD, Uppsala universitet, Sverige.

Newbery, David M. (1999): *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. The MIT Press.

Vindkraft og vannkraft

– Norge som ”kraftbatteri” for Europa?*

* I *Magma*, nr. 0211.

1. Innledning

Vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt for Norge å investere i flere overføringsforbindelser av kraft til utlandet for derved å utnytte produksjons-egenskapene ved norsk vannkraft til i større grad å fungere som et ”kraftbatteri” i samspill med kraftmarkedene i Europa gjennom økt kraftutveksling? Dette spørsmålet drøftes i artikkelen. Svaret er et betinget ja, for det er betydelig usikkerhet knyttet til disse investeringene.

Det er en rekke forhold ved utviklingen av de europeiske kraftmarkedene og utformingen av energi- og klimapolitikken som taler for at foredlingsverdien av norsk vannkraft kan økes ved et slikt samspill. Noen eksempler på dette er:

- EUs 20-20-20 energi- og klimamål for 2020 og oppfølgingen av fornybarhetsdirektivet for energi, spesielt den sterke satsingen på å bygge ut vindkraft;
- økte krav til forsyningssikkerhet for energi, uttrykt bl.a. gjennom flere EU-direktiver,
- økt bruk av markedsbaserte virkemidler i energi- og klimapolitikken, som kvotemarkeder for klimagassutslipp og sertifikatmarkeder for fornybar energi; og prisvirkninger på energi av dette,
- sterkere integrasjon av de europeiske kraftmarkedene gjennom implementeringen av EUs tredje energimarkedspakke, som blant annet innebærer økt samarbeid mellom reguleringsmyndighetene på kraftområdet i Europa og sterkere koordinering av nettinvesteringer og driftsprosedyrer i det europeiske kraftnettet,

Skal potensialet for høyere foredlingsverdi av norsk vannkraft kunne realiseres gjennom et slikt samspill, betinger dette at det må foretas betydelige investeringer, først og fremst i nettforbindelsene til utlandet, men også i det innenlandske produksjons- og nettsystemet. Dette vil påvirke hele driftsmåten til norsk kraftforsyning i forhold til dagens ordning.

I avsnitt 2 gis det en kort redegjørelse for omfang og innretning på utbyggingen av europeisk og norsk vindkraft, mens avsnitt 3 tar opp noen produksjonsmessige egenskaper og karakteristika ved vind som kraftkilde. I avsnitt 4 gis det en oversikt over planlagte overføringsforbindelser mellom Norge og utlandet for å kunne øke kraftutvekslingen mellom Norge og Europa, og i avsnitt 5 gis det noen momenter til vurdering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av

disse investeringene. Avsnitt 6 drøfter kort noen virkninger på forsynings-sikkerhet og miljø av utenlandsforbindelsene, og avsnitt 7 inneholder en kort sluttmerknad.

2. Utbygging av europeisk og norsk vindkraft

Utbyggingen av vindkraft har økt sterkt i Europa i de senere årene og denne utviklingen må forventes å fortsette, hvis de politiske målene om å satse på fornybar energi skal nås (Bl.a. EU (2008)). Det er anslått at om lag en sjettedel av Europas elektrisitetsproduksjon vil komme fra vindkraft i 2020, hvis 20 prosentkravet til fornybar energi i EUs 20-20-20 energimål oppnås. (Green and Vasilakos (2010) (b).

Det er i første rekke de vest-europeiske landene som til nå har satsset på utbygging av vindkraft. I følge tall for 2008 fra den europeiske vindkraftforeningen, EWEA, har Tyskland størst installert vindkraftkapasitet med ca. 24 GW, fulgt av Spania med ca 17 GW, mens Danmark, Frankrike, Italia og Storbritannia alle ligger mellom 3 og 4 GW. Ser man imidlertid på andelen av vindkraft av samlet kraftforbruk i landene, kommer Danmark på topp med om lag 20 prosent, mens Spanias andel er 12 prosent og Tysklands 7 prosent.

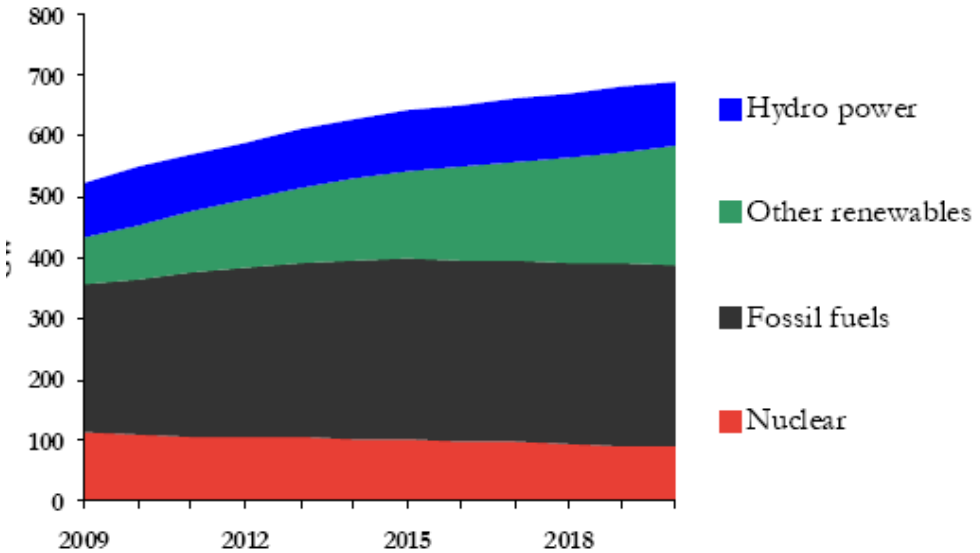
For EU-landene samlet anslår EWEA at vindkraftkapasiteten vil øke fra ca 65 GW i 2008 til mellom 230 (lavt estimat) til 265 (høyt estimat) GW i 2020. Havbasert vindkraft forventes å øke sterkest, spesielt i land som Danmark, Storbritannia og Nederland. I disse landene anslås andelen av vindkraft i totalt kraftforbruk å ligge på henholdsvis 46, 25 og 22 prosent i 2020 for det høye estimatet.

I en studie for Energibedriftenes Landsforening (EBL) har Frontier Economics og Consentec stilt sammen tall fra ulike kilder for å få et grunnlag for å vurdere hvordan sammensetningen av kraftproduksjonen i Vest-Europa – altså ikke hele EU som ovenfor - kan forventes å endre seg over tid frem til 2020. Dette fremgår av figur 1.

Veksten i fornybare energiformer, unntatt vannkraft, er her anslått til om lag 150 prosent, fra 76 GW i 2009 til 195 GW i 2020. Hoveddelen av dette vil bestå av vindkraft. Når det korrigeres for vindkraftens forventede andel av veksten i fornybar energi, kommer man frem til et tall på 94 GW som samlet forventet økning i vindkraftkapasitet i Vest-Europa til 2020.

For Norges vedkommende var tallet for installert vindkraft 0,43 GW i 2009, med en samlet produksjon på 980 GWh, noe som tilsvarer under 1 prosent av norsk kraftproduksjon. Det fysiske norske vindkraftpotensialet er imidlertid meget stort, spesielt til havs, men store deler av dette kan ikke realiseres på

Figur 1. Endring i sammensetningen av kraftproduksjonen i Vest-Europa til 2020



Kilde: Frontier Economics and Consentec (2009).

grunn av kostnadmessige, teknologiske og miljømessige forhold. I NVE (2010) har man anslått at innen 2020 vil det være mulig å øke årsproduksjonen av fornybar kraft med ca 30 TWh/år i forhold til i 2008, fordelt med ca 13 TWh/år på vannkraft og 17 TWh/år på vindkraft. Dette forutsetter at utbygging skjer der det er ledig nettkapasitet. Skal produksjonen økes mer, kreves det ytterligere investeringer, som opprustning av nettet eller tiltak for å øke utnyttelsen av eksisterende nett, alt i følge NVEs mulighetsstudie.

I det følgende vil vi konsentrere drøftingen om samspillet mellom europeisk vindkraft og norsk vannkraft, og ikke gå nærmere inn på forholdet mellom norsk vindkraft og vannkraft i produksjonstilpasningen.¹

3. Produksjonsmessige egenskaper ved vindkraft og vannkraft

Det er egenskaper ved vinden, som styrke, variabilitet og varighet, som bestemmer kraftproduksjonen i et vindkraftanlegg. I 2009 var i følge NVE den gjennomsnittlige brukstiden for de norske vindkraftanleggene 2290 timer, tilsvarende en kapasitetsfaktor på 26 prosent, men brukstiden varierte fra mellom 1500 til 3000 timer fra anlegg til anlegg. I gjennomsnitt produserte med andre ord vindkraft-

¹ Ved en samlet vurdering av lønnsomheten av å ytterligere å bygge ut overføringsforbindelsene av kraft til utlandet, må naturligvis utbyggingen av norsk vindkraft og vannkraft også inngå. Hvis hele potensialet på 30 TWh realiseres frem til 2020; jfr. ovennevnte anslag av NVE, og det innenlandske forbruket ikke øker tilsvarende, vil deler av norsk fornybar kraft bli innelåst og virke til å presse kraftprisen nedover i forhold til det innenlandske markedet, isolert sett, og forutsatt at kapasiteten på de eksisterende overføringsforbindelsene er fullt utnyttet.

anleggene bare omtrent en fjerdedel av året. I Europa er vanlig brukstid for en vindkraftmølle om lag 2000 timer, som tilsvarer en kapasitetsfaktor på 23 prosent.

Vindforholdene kan variere geografisk, over døgnet og året, og mellom land- og havbaserte vindkraftanlegg. På gode lokaliteter i Nord-Norge og til havs kan brukstiden komme over 4000 timer. I Norge er det en markert sterkere gjennomsnittsvind om vinteren enn om sommeren, mens dette ikke i samme grad er tilfelle i Europa. Der kan derimot variasjonen mellom dag og natt være større enn hos oss, med forholdsvis sterkere gjennomsnittsvind om dagen enn om natten. Dette er forhold som kan bygges inn og utnyttes ved lokalisering av vindkraftproduksjon og drift av vindkraftanlegg.²

Vindvariabiliteten og den typisk korte brukstiden for et vindkraftanlegg betinger at et kraftsystem med vindkraft må være dimensjonert og sammensatt med hensyn til andre genereringsformer på en slik måte at det kan kompenseres for endringer i vindkraftproduksjonen. Jo større andel vindkraftproduksjonen utgjør av den samlede kraftproduksjonen i et kraftsystem, jo større blir behovet for slik annen "svingkraft" produksjon.

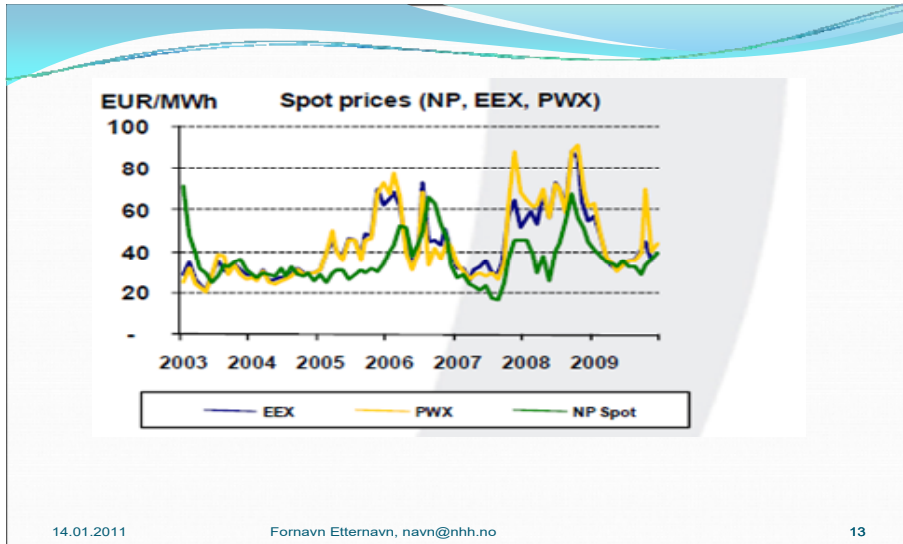
Det er i dette at potensialet ligger for norsk vannkraft i samspill med et høyt innslag av vindkraftproduksjon i det europeiske kraftsystemet. Vannkraften har nemlig langt bedre reguleringsegenskaper, sammenlignet med termisk kraft (fossilkraft og kjernekraft), ved at produksjonsmengden nesten momentant kan endres opp eller ned i takt med svingninger i kraftforbruket og i kraftproduksjonen for øvrig i systemet, mens det ved termisk kraftproduksjon kan ta vesentlig lengre tid å endre produksjonstilpasningen. Dessuten representerer den betydelige magasineringskapasiteten av vann i høytliggende norske reservoarer et stort "batteri" av lagret energi som kan utnyttes til å møte svingninger over tid i forbruk og annen variabel kraftproduksjon, sammenlignet med et kraftsystem med stort innslag av ikke-magasinerbar elvekraft i hydrodelen.

Når det gjelder tidsmønsteret for potensiell kraftutveksling, vil dette i første rekke være bestemt av kraftprisene i det norske/nordiske markedet i forhold til kraftprisene i det europeiske markedet.

Figur 2 viser utviklingen over tid og gjennomsnittsnivået på spotprisen på kraft

² Se for eksempel Holtinen (2004) for en drøfting av dette, også av hvordan disse forholdene kan utnyttes til å utjevne virkningen av vindvariabilitet i et samkjørt, regionalt kraftsystem som det nordiske kraftmarkedet. Slik utbyggingen av vindkraft foregår i Europa, vil man ikke nødvendigvis få lokalisert vindkraftanleggene til steder med de beste vindforholdene for kraftproduksjon, sammenlignet med en situasjon der man kunne planlegge og optimalisere utbyggingen innenfor en samlet europeisk ramme. Utbyggingen har nemlig så langt i all hovedsak foregått på nasjonal basis. Derved kan det tenkes at for eksempel Tyskland, som har satset sterkest på vindkraft til nå, har endt opp med en suboptimal løsning, produksjonsmessig og effektivitetsmessig sett, i forhold til den løsningen man ville ha valgt, hvis man betraktet hele det europeiske vindområdet for energiproduksjon under ett.

i henholdsvis det nordiske, tyske og franske kraftmarkedet fra 2003 til 2010, representert ved henholdsvis Nord Pool Spot, European Energy Exchange (EEX) og Powernext (PWX). Som vi ser, ligger gjennomsnittet av månedlige spotpriser stort sett lavere i det nordiske markedet enn i det tyske og franske markedet gjennom hele denne perioden. Dette gir i seg selv et potensial for krafthandel mellom markedsområdene.



Kilde: Nord Pool

Når det gjelder de kortsiktige prisvariasjonene, er det slik at prisene i det norske/nordiske markedet varierer lite over døgnet sammenlignet med prisene på kontinentet. En årsak til dette kan nettopp være det store innslaget av regulerbar vannkraft i dette markedet. Derimot kan prisene i det norske/nordiske kraftmarkedet variere mer over året enn i Europa for øvrig, og spesielt i tørrår og knapphet på vann i Norge kan prisene komme til å stige sterkt. I en slik situasjon vil energitilgangen kunne sikres gjennom norsk adgang til det termiskbaserte, europeiske kraftsystemet

Potensialet for lønnsom kraftutveksling mellom Norge og Europa ligger i hele spekteret av produkter og tjenester i kraftomsetningen og nettvirksomheten, i hovedgruppene:

- produkter primært knyttet til kraftmarkedene, som spotkraft og finansielle produkter (derivater),
- produkter primært knyttet til nettvirksomheten, som balanse- og systemtjenester.

Punkt a) refererer seg i første rekke til handel i energiprodukter, men punkt b) omfatter omsetning i effektprodukter.

Mer spesifikt kan det skilles mellom:

- regulær krafthandel som følge av mer eller mindre permanente prisdifferanser over tid mellom ulike markeder, som ikke utjevnes gjennom markeds-kopling eller tilstrekkelig overføringskapasitet mellom markedene,
- prisvariasjoner mellom dag og natt mellom det norske/nordiske og europeiske markedet som gir potensial for eksport av vannkraft fra Norge på høylast på dagtid i Europa og import fra Europa på lavlast om natten,
- balansekraft og systemtjenester i overføringsnett for å sikre den helt kortsiktige tilpasningen (se nedenfor) mellom produksjon og forbruk for å unngå systemsammenbrudd,
- ”svingprodusent” for den delen av variasjonene i vindkraftproduksjonen som det europeiske kraftsystemet ikke klarer å kompensere for på egen hånd, eller som man i alle fall vil kunne kompensere for mer kostnadseffektivt for ved bruk av norsk vannkraft, og
- sikre forsyningssikkerheten med hensyn til energi i år med lav vanntilgang i det norske kraftsystemet gjennom kraftimport og på den annen side å kunne eksportere ”overskuddsproduksjon” i år med rikelig vanntilgang.

For å kunne utnytte dette potensialet, må det imidlertid være tilstrekkelig kapasitet i overføringsnett mellom Norge og Europa til at et økonomisk optimalt nivå på kraftutvekslingen kan oppnås for partene som deltar i den.

4. Utbygging av overføringsforbindelsene for kraft til utlandet

I det følgende avgrenses fremstillingen til investering i nye overføringsforbindelser mellom Norge og utlandet, inklusiv Danmark og Sverige, som jo begge inngår i det nordiske kraftmarkedet. Parallelt med dette planlegges det også nye forbindelser mellom de øvrige nordiske landene og utlandet. Disse vil påvirke prisdannelsen i det nordiske markedet og kraftutvekslingen mellom dette markedet og markedene i Europa, og vil måtte inngå i en samlet vurdering av lønnsomheten av investeringer i overføringsforbindelser mellom Norge og utlandet, isolert betraktet.³

Av Statnetts Nettutviklingsplan 2010, (Statnett (2010)), fremgår det at det planlegges en rekke nye utenlandsforbindelser fra Sør-Norge, som høyspent likestrømskabler (HVDC), i tillegg til de eksisterende overføringsforbindelsene til Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland og Russland.

- Danmark: Statnett har allerede fått konsesjon til en fjerde kabel til Danmark (Skagerak 4) med en kapasitet på 700 MW. Dette innebærer at den totale

³ I en nylig fremlagt utredning av konsultentselskapene Pöyry og Thema (2010) er det foretatt en analyse av investeringer i fornybar energi og overføringsforbindelser for kraft mellom det nordiske markedet og det øvrige Europa, under fire ulike scenarier for energi- og klimapolitikk. Der er det også gitt en samlet oversikt over planlagte overføringsforbindelser mellom Norden og Europa. (Appendiks A).

utvekslingskapasiteten mellom Norge og Danmark (Jylland) øker til om lag 1600 MW.

- Tyskland: Statnett har søkt konsesjon for en ny forbindelse mellom Norge og Tyskland (Nord.Link) med 1400 MW kapasitet. I tillegg deltar Statnett med 50 %, sammen med selskapene Lyse, Agder Energi og sveitsiske EGL, i et prosjekt for en tilsvarende forbindelse (NorGer).⁴
- Nederland: Det søkes konsesjon for en utvidelse av kapasiteten på NorNed-forbindelsen med 700 MW (NorNed 2).
- Storbritannia: Det vurderes en mulig overføringsforbindelse mellom Norge og Storbritannia med en kapasitet på opptil 1600 MW, i samarbeid med National Grid.
- Sverige: I samarbeid med Svenska Kraftnät søkes det om konsesjon for en 1200 MW forbindelse (Sydvest-linken).

Det foreligger ikke detaljerte kostnadsdata tilgjengelig for investeringene i de ulike overføringsforbindelsene med tilhørende landanlegg m.v.⁵ Utbyggingen av forbindelsene betinger også at det foretas investeringer i ny nettkapasitet innenlands og i nettførsterking, spenningsoppgradering m.v. av det innenlandske kraftnettet. I nettviklingsplanen anslår Statnett at det samlede investeringsbehovet i sentralnettet er i størrelsesorden 40 milliarder kroner for de nærmeste ti årene.

Parallelt med det norske investeringsprogrammet for utbygging av utenlandsforbindelsene foregår det i Europa et tilsvarende arbeid med en nettviklingsplan for de kommende ti årene. Denne koordineres av The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) og er ganske ambisiøs, med planlagte investeringer i størrelsesorden 200 milliarder kroner de nærmeste fem årene. En viktig oppgave for ENTSO-E er også å utarbeide et fremtidig felles regelverk for systemdrift, markedsdesign og reguleringsopplegg innen kraftsektoren, som skal bidra til å fremme grenseoverskridende handel med kraft og et felles europeisk kraftmarked. Statnett er medlem av ENTSO-E. Det arbeides også med planer om et såkalt supernett for Europa for langdistanseoverføring av store kraftmengder, herunder et undersjøisk supernett i Nordsjø-området for sammenkopling av transmisjonsnettene i landene rundt dette området.

⁴ Med en kapasitet på 1400 MW kan NorGer transportere om lag 11 TWh/år kraft mellom de to landene. Det er uklart om begge forbindelsene tenkes realisert, eller bare den ene av dem i første omgang.

⁵ Den første NorNed kablet til Nederland kostet om lag 5 milliarder kroner. Hvis kablet transporterer 700 MW i 7000 t/år = 5 TWh/år, betyr det en kapitalkostnad på 10 øre/kWh, når vi antar 6 % rente og 25 års levetid.

I avtaler om utenlandsforbindelsene inngår det prinsipper om fordeling av investeringskostnader og andre forhold mellom Norge og vedkommende land som deltar i kablet og kraftutvekslingen.

5. Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering av investering i nettforbindinger til utlandet

Siden det ikke foreligger tilgjengelige kostnadsdata for investeringer, driftskostnader, m.m. i utenlandskablene, vil det ikke kunne foretas en full, kvantitativ analyse av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for Norge av disse investeringene og kraftutvekslingen med utlandet. Dette ville i alle fall sprengje rammene for denne artikkelen.⁶ Her skal bare pekes på noen viktige forhold og momenter til en slik lønnsomhetsvurdering, spesielt i relasjon til problemstillinger knyttet til større variabilitet og mindre forutsigbarhet i kraftproduksjonen som følge av utbyggingen av vindkraft i Europa.

Kraftutvekslingen vil bestå av en rekke forskjellige produkter og tjenester. Prinsipielt kan det som nevnt foran skilles mellom produkter og tjenester som omsettes gjennom de organiserte kraftmarkedene (fysisk spotomsetning, finansielle markeder m.m.) og produkter og tjenester som primært knytter seg til nettvirksomheten og systemkoordineringen (balansetjenester, flaskehals-håndtering, reservekapasitet, ulike former for hjelpetjenester i nettet, m.m.), men i praksis er ikke alltid skillet entydig.⁷

Reguleringssegenskapene til norsk vannkraft gjør det som nevnt mulig å dekke opp kortsiktige variasjoner i kraftforbruket, for eksempel mellom dag og natt, og variasjoner i produksjonen av vindkraft. Potensialet for omsetning av spotkraft og andre markedsprodukter til dette markedet i Europa er i utgangspunktet meget stort, hvis planene for utbygging av vindkraft og annen fornybar kraft realiseres i henhold til mål og intensjoner.⁸

Spørsmålet er imidlertid om de nåværende prisrelasjonene mellom det norske/nordiske markedet og de europeiske kraftmarkedene vil bli opprettholdt fremover eller om de vil endre seg, og spesielt om prisdifferansene vil bli redusert over tid. Det foregår blant annet en sammenkopling mellom det nordiske kraftmarkedet og kraftbørsene i Nord-Europa gjennom ulike former for tiltak og mekanismer⁹. Dette må forventes å bidra til en mer enhetlig prisdannelse og redusere prisdifferanser, isolert betraktet, innen det sammenkoblede markedsområdet.

⁶ Det vises til *Klimakur 2020* (Klima- og forurensningsdirektoratet (2010)) og Pöyry og Thema (2010) for ansatser til en slik analyse. Disse går imidlertid ikke spesifikt inn på å tallfeste den samfunnsøkonomiske lønnsomhetene av de nye norske kabelforbindingene til utlandet, isolert betraktet.

⁷ Se for eksempel Hinoux and Saguan (2010) og Boccard (2010)..

⁸ En interessant mulighet til å øke produksjons- og reguleringsvevnen til det norske vannkraftsystemet i forhold til kortsiktige prisvariasjoner, er å installere pumpekraftkapasitet i kraftanleggene, slik at man for eksempel kan importere kraft på nattid til å pumpe opp vann i magasinene som så kan benyttes til å eksportere kraft til høyere priser på dagtid.

⁹ Se blant annet (Bye et al (2010).

De europeiske landene må også forventes å forholde seg aktivt til problemstillinger rundt vindkraftvariabiliteten. Dette kan skje ved å endre sammensetningen av produksjonsutstyret ved å investere i genereringsformer med rask reguleringsevne i produksjonen, som for eksempel gassturbiner til å dekke toppbelastningen, og å øke fleksibiliteten i tilpasningen av eksisterende produksjonsutstyr gjennom ulike former for tiltak.¹⁰ I et mer integrert europeisk kraftmarked vil også virkningene av ulik vindvariabilitet mellom geografiske områder innen markedet kunne utjevnes internt gjennom markeds-tilpasningen. (Holttinen (2004)).

Når det gjelder produkter og tjenester som primært er knyttet til nettvirksomheten og systemdriften, ligger det største inntekspotensialet i mekanismene for håndtering av kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet (flaskehalsinntekter). Disse inntektene tilfaller systemoperatøren og de som medvirker i kapasitetshåndteringen (balansehåndteringen) gjennom den nødvendige opp- eller nedreguleringen av produksjon og forbruk, eller gjennom andre tiltak, i en gitt situasjon.¹¹

Man skiller gjerne mellom primære, sekundære og tertiære reserver som en systemoperatør kan benytte seg av i balansehåndteringen og systemkoordineringen. Primære reserver skal være tilgjengelige for systemoperatøren innen et tidsspenn på mellom 30 sekunder og 5 minutter, sekundære reserver skal være tilgjengelige i tid mellom 5 og 15 minutter, mens tertiære reserver skal gjelde for tidsrommet fra 15 minutter til en time.

Tertiære reserver har en tidsoppløsning som gjør det mulig å organisere budbaserte markedsordninger for dem. Disse markedene kalles gjerne intradag markeder ved at de benyttes for markedsklarering og kapasitetsjustering i spotmarkedsomsetning basert på prisdannelse på timebasis over døgnet (day-ahead market) Et eksempel på dette er Nord Pools Elbas regulerkraftmarked i det nordiske kraftmarkedet og EPEX Spot innen den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX). Bakgrunnen for etableringen av EPEX Spot var nettopp innfasingen av store mengder vindkraft i det tyske kraftmarkedet og behovet for intradag krafthandel som fulgte av dette. (Assaad 2010)).

Primære og sekundære reserver omfatter blant annet hjelpetjenester for frekvenskontroll i nettet and andre virkemidler som en systemoperatør kan benytte seg av til å kunne foreta mer eller mindre momentan balansering mellom tilbud og etterspørsel i en gitt situasjon, for å unngå netttuffall.

¹⁰ I et intervju i Dagens Næringsliv 29.12.2010 med direktør Jørgen Kildahl i E.ON påpeker han at E.ON nå kan regulere sin kjernekraftproduksjon fra 9000 til 5000 MW i løpet av en halv time gjennom ny teknologi og egnede tiltak, og at det også arbeides aktivt med andre tiltak for økt fleksibilitet innen selskapets produksjons- og markedstilpasning.

¹¹ Størrelsen på markedet for slike balanse- og systemtjenester er langt mindre enn selve spotmarkedet og derivatmarkedene for kraftomsetning.

Innfasingen av de store mengdene vindkraft som forventes å komme i det europeiske kraftmarkedet, som drøftet i avsnitt 2, vil medføre en kraftig økning i behovet for reservekapasitet for å kunne balansere kraftsystemet. Anslag over dette behovet ligger i størrelsesorden fra 22 til 27 GW. Kostnadene med fremskaffe reservekraftbehovet vil kunne utgjøre så mye som rundt 20 prosent av investeringskostnaden for selve vindkraften. (Frontier Economics and Consentec (2010)).

Det er en rekke teknologier som er utviklet eller er på utviklingsstadiet til å kunne dekke reservekraftbehovet som følger av den forventede veksten i vindkraftproduksjonen. Reguleringssegenskapene til vannkraften representerer likevel en meget interessant og viktig reservekraftkilde, spesielt for det tertiære reserve-markedet, i forhold til andre måter å dekke inn reservekraftbehovet på.

Det har oppstått en debatt innen ENTSO-E og andre europeiske organisasjoner på energiområdet om hvorvidt kapasitet på overføringsforbindelser mellom land skal regnes inn, eller skal kunne reserveres, for å dekke opp deler av behovet for balansekraft som følge av ubalanser i timeoppgjøret for kraft i spotmarkedet eller andre forhold som kan skape kortsiktige ubalanser og derved skape behov for tilgang til reservekraft. Noen mener at dette ikke skal være tillatt, men oppfatningene synes likevel å gå i retning av å åpne opp for en slik løsning. I et integrert kraftsystem vil det forventes at dette vil føre til større fleksibilitet i markedstilpasningen og forbedre systemets funksjonsmåte og grad av forsyningsikkerhet med hensyn til effekt og energi, og alt i alt gi en velferdsgevinst. Sett ut fra reguleringssegenskapene til norsk vannkraft i et integrert europeisk kraftmarked med stort innslag av variabel vindkraft, synes det i alle fall å være en fordel fra norsk synspunkt med slik reservasjonsrett for systemformål.

Som nevnt har ikke formålet her vært å foreta en kvantitativ samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering av investeringene i utenlandsforbindelsene og i den innenlandske kraftforsyningen som følger av dette, men kun å peke på noen momenter og betraktninger som bør inngå i en slik vurdering.

I nettutviklingsplanen for 2010 vurderer Statnett disse investeringene som samfunnsøkonomisk lønnsomme, isolert betraktet. Interessen fra private aktører til å delta i utbyggingen, som nevnt ovenfor for NorGers vedkommende, tyder også på at lønnsomhetspotensialet vurderes som positivt.

De forholdene som er påpekt ovenfor tilsier imidlertid at det kan være betydelig usikkerhet knyttet til lønnsomheten av prosjektene. Hvis:

- a) prisdifferansene mellom det norske og europeiske markedet reduseres over tid gjennom markedskopling eller på annen måte,
- b) hvis man i Europa bevisst investerer i å endre sammensetningen av kraftproduksjonsutstyret, slik at man i større grad kan justere for kortsiktige endringer i vindkraftproduksjonen på egen hånd, eller
- c) hvis man investerer i reservekapasitet for balansehåndtering og i systemtjenester i nettvirksomheten i eget system for å dekke behovet for slike tjenester,

vil dette kunne virke til å redusere lønnsomheten av investeringene i utenlandsforbindelsene og kraftutvekslingen med utlandet for norsk vannkrafts vedkommende, sammenlignet med en situasjon der slike tiltak ikke iverksettes.

Det er også usikkert om den store vindkraftutbyggingen i Europa faktisk vil bli realisert fullt ut i henhold til oppsatte mål og planer. Kostnadsbildet for utbygging av vindkraft i forhold til andre kraftformer er fremdeles slik at vindkraften må subsidieres, og spesielt gjelder dette for havbasert vindkraft. Spørsmålet blir derfor om energi- og klimapolitikken i EU og i medlemslandene vil bli opprettholdt fremover i lys av dette, og være tilstrekkelig forutsigbar for investorene i kraftsektoren, til at prosjektene blir gjennomført i henhold til de overordnede målene.¹² Hvis planene realiseres, vil på den annen side mengdene vindkraft som skal fases inn i kraftproduksjonen i Europa være så vidt store, jevnfør avsnitt 2, og medfører så stor variabilitet i kraftproduksjonen totalt sett, at det synes å være et tilstrekkelig stort potensial for regulerbar norsk vannkraft i forhold til dette, til å kunne oppnå samfunnsøkonomisk lønnsom avkastning på investeringene. Grundigere analyser av dette bør imidlertid foretas, i forhold til de lønnsomhetsvurderingene som foreligger dokumentert offentlig tilgjengelig til nå.¹³

I neste avsnitt drøftes kort virkninger av investeringene i utenlandskablene på forsyningssikkerhet og miljø, som også vil måtte inngå i en samlet lønnsomhetsvurdering for Norge.

6. Utenlandsforbindelser, forsyningssikkerhet og miljøvirkninger

Utenlandskablene vil bidra til å forbedre forsyningssikkerheten av kraft i Norge, spesielt ved at vi kan sikre kraftforsyningen i år med lav vanntilgang ved å ha aksess til det termiske kraftsystemet i Europa, forutsatt naturligvis at det

¹² I en artikkel i *European Energy Review* av 13.01.2011: "The Dutch lose faith in windmills", fremgår det at man i Nederland planlegger en omfattende omlegging av energipolitikken og spesielt av subsidieordningene for fornybar energi. Dette vil innebære en sterk reduksjon av subsidiene til havbasert vindkraft, solkraft og storskala kraftproduksjon fra biomasse, hvis omleggingen gjennomføres.

¹³ Analysene i *Klimakur 2020* og i Pöyry og Thema (2010) inneholder mye relevant informasjon, men er som nevnt ikke tilstrekkelig spesifikke til konkret å belyse den problemstillingen som her reises.

er nok kapasitet i Europa til at slik kraft kan leveres. Det økende innslaget av variabel vindkraft i det europeiske kraftsystemet har reist en debatt i Europa om å sikre tilstrekkelig kapasitet til å dekke behovet for grunnlastproduksjon, som i første rekke dekkes av termisk kraft. Dette vil også kunne ha betydning for den norske forsyningssikkerheten av energi.¹⁴

Med et større antall overføringsforbindelser til utlandet vil virkningen på krafttilgangen til det norske markedet av at en eller flere av disse skulle falle ut på grunn av tekniske feil eller lignende, eller tas ut for reparasjon og vedlikehold, bli mindre. Dette gir forbedret forsyningssikkerhet. Forsyningssikkerheten kan også forbedres ved at det investeres i en kabelforbindelse som en "forsikringsordning" eller beredskap ut fra uforutsette forhold, uten at kabelen nødvendigvis benyttes under regulære driftsforhold, eventuelt at deler av kabelkapasiteten reserveres for slike upåregnelige forhold. Jevnfør for øvrig drøftingen i avsnitt 5 om reservasjon av overføringskapasitet for å dekke opp behovet for systemtjenester og reservekapasitet i kraftsystemet.

Virkningene på miljø og klima av økt innslag av vindkraft i det europeiske kraftsystemet og av norsk vannkraft som et "batteri" for Europa er for komplekse og uoversiktlige til å tas opp innenfor rammen av denne artikkelen.¹⁵ Utbyggingen av vindkraft er et av de viktigste virkemidlene til EU for å realisere målet om 20 prosent reduksjon av klimagassutslipp til 2020. For det norske klimaregnskapet blir spørsmålet blant annet om "kraftbatteriet" Norge fører til netto import eller eksport av kraft. Blir det netto import, og importen i hovedsak kommer fra fossilkraft, vil klimaregnskapet forverres, alt annet like. Utbyggingen av norsk vindkraft og ny vannkraft vil på den annen side kunne medføre at vi kommer i en netto eksportsituasjon for kraft, noe som vil medføre en forbedring av det europeiske klimaregnskapet, hvis eksporten erstatter fossilkraft i Europa. Dette er kanskje det mest sannsynlige scenariet. Ved en samlet vurdering må man imidlertid også ta hensyn til miljøvirkninger som følger av selve utbyggingen av vindkraft, så som støy, visuelle virkninger, negative konsekvenser for fugleliv, m.m..

7. Sluttmerknad

Utbygging av overføringsforbindelsene av kraft mellom Norge og Europa vil medføre at det norske og nordiske kraftmarkedet blir sterkere integrert med det europeiske markedet. Dette kan gi betydelige samfunnsøkonomiske effektivitetsgevinster for Norge, men det er også stor usikkerhet knyttet til lønnsomheten av kabelforbindelsene..

¹⁴ Hvis NVEs anslag på 17 TWh vindkraftproduksjon i Norge innen 2020 realiseres, vil dette representere en kraftbuffer til å forbedre forsyningssikkerheten for energi i år med lav vanntilgang i det norske kraftsystemet, isolert betraktet. Samspillet mellom norsk vindkraft og vannkraft har som nevnt ikke blitt tatt opp til drøfting i denne artikkelen.

¹⁵ Det foreligger en rekke studier om disse problemstillingene; se spesielt Klimakur 2020. Se også Eskeland et al (2010)

Samtidig fører markedsintegrasjonen til at norske kraftpriser blir sterkere harmonisert med kraftprisene i Europa, avhengig av kapasiteten på overføringsforbindelsene i forhold til den totale kraftomsetningen.¹⁶ Virkningene av alt dette vil kunne slå forskjellig ut overfor ulike interessegrupper. For norske kraftprodusenter vil for eksempel en økning av kraftprisen som følge av flere overføringsforbindelser medføre, alt annet like, høyere inntekter for et gitt kraftvolum og høyere grunnrente for de norske ressurseierne av vannkraften. Norske kraftforbrukere må derimot betale en høyere pris og får redusert sitt konsumentoverskudd. Hvis på den annen side norsk vannkraft (og vindkraft) blir låst inne som følge av for liten overføringskapasitet til utlandet, vil den norske kraftprisen falle og gi seg utslag i motsatt virkning på inntektsomfordelingen mellom norske kraftprodusenter og kraftkonsumenter. Som nevnt synes det første scenariet med kraftprisøkning som følge av utbyggingen av overføringsforbindelsene å være det mest sannsynlige i forhold til dagens situasjon. Fra et rent samfunnsøkonomisk effektivitetssynspunkt vil en slik omfordeling mellom norske aktører være uten betydning, men den vil nok utvilsomt komme til å være det aspektet ved ”batteri” spørsmålet som kommer til å skape mest offentlig debatt fremover.

¹⁶ For nærmere drøfting av dette, under ulike forutsetninger og scenarier, se Pöyry og Thema (2010).

REFERANSER

- Assaad, David (2010): "RES and intraday power markets in Europe: The shared challenge of integration". Innlegg. *European Power Generators' Summit*, Prague, 30.10.2010.
- Boccard, Nicolas (2010): "Economic properties of wind power A European assessment", *Energy Policy*, 38, no. 7.
- Bye, Torstein, Mette Bjørndal, Gerard Doorman, Gerd Kjølle og Christian Riis (2010): *Flere og riktigere priser. Et mer effektivt kraftsystem*. Rapport fra Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet, oppnevnt av Olje- og energidepartementet, avgitt 30.11.2010.
- Eskeland, Gunnar S., Torben Mideksa and Nathan Rive (2010): *European climate goals to 2020 and the electricity sector*. Foreløpig notat.
- European Commission (2008): *The Support of Electricity from Renewable Energy Sources: Accompanying Document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources*. SEC (2008) 57.
- European Wind Energy Association (2009): *Wind Energy – The Facts*. European Wind Energy Association. www.ewea.org.
- Frontier Economics and Consentec (2009): *Blowing in the wind – measuring and managing the costs of renewable generation in Europe*. A report prepared for Energibedriftenes Landsforening (EBL).
- Green, R.J. and N. Vasilakos (2010) (a): "Market behaviour with large amounts of intermittent generation". *Energy Policy*, 38, no. 7.
- Green, R.J. and N. Vasilakos (2010) (b): *The economics of offshore wind*. Working Paper. University of Birmingham.
- Hiroux, C. og M. Sagan (2010): "Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?" *Energy Policy*, 38, no. 7.
- Holttinen, Hannele (2004): *The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system*. VVT Publications 554.
- Hope, Einar og Frode Skjeret (2008): *State-of-the-art research: Optimal investment in market-based power systems*. SNF Working Paper No. 06/08.
- Klima- og forurensningsdirektoratet (2010): *Klimakur 2020. Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020*. Hovedrapport, 13.11.2010, samt delrapporter til denne.
- Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) (2010): *Tilgangen til fornybar energi i Norge. Et innspill til Klimakur 2020*. Rapport mars 2010. Også diverse informasjon fra www.nve.no.
- Pöry Management Consulting og Thema Consulting Group (2010): *Challenges for Nordic Power. How to handle the renewable electricity surplus*. Report, 19.11.2010.
- Skjeret, Frode (2008): *Overview of investment in electricity assets*. SNF-report R02/08.
- Statnett (2010): *Nettutviklingsplan 2010. Nasjonal plan for neste generasjons kraftnett*.

Statnett mot Hardanger*

Statnetts forslag om å bygge en 420 kV kraftlinje fra Sima kraftanlegg i Eidfjord gjennom Hardanger til Samnanger transformatorstasjon for å sikre forsynings-situasjonen for kraft i Bergensområdet (eller det utvidede området som gjerne benevnes BKK-området), har ført til en engasjert debatt. Faglig sett er dette en ganske komplisert sak, som det ikke er lett for utenforstående å vurdere alle konsekvenser av, sett i forhold til andre mulige alternativer til linjen. Hovedvekten legges her på å drøfte mulige alternative nettløsninger til Sima-Samnanger linjen gjennom Hardanger og behovet for å foreta en helhetlig vurdering av disse alternativene med sikte på å sikre forsynings-situasjonen for kraft i BKK-området. Jeg går derfor ikke i samme grad inn på konkret å vurdere de analyser og beregninger som er foretatt av Statnett i forbindelse med Hardanger linjen, og som det er redegjort for i Ingeborg Rasmussen og Steinar Strøm: «Ny kraftledning over Hardangerfjorden: En samfunnsøkonomisk optimal løsning?», *Samfunnsøkonomen*, nr. 2, 2010.

Man skal ha forståelse for at Statnett som ansvarlig nettinstitusjon søker å ivareta hensynet til forsynings-sikkerheten i området etter sitt beste faglige skjønn og i henhold til de kriterier som selskapet benytter for å vurdere sikkerheten. Det er nemlig ingen tvil om hvem som i siste instans vil måtte stå ansvarlig til rette og være skyteskive, hvis halve eller hele Bergen går i svart som følge av bortfall av den ene eller begge tilførselslinjene av kraft samtidig til området.

Likevel kan det være grunn til å stille spørsmål ved om disse kriteriene er godt tilpasset til dagens markeds- og nettsituasjon, og om de innebærer en for høy grad av risikoaversjon fra netteieres side i forhold til det som er samfunnsøkonomisk optimalt.

Dimensjoneringen av overføringsnettet er også av grunnleggende betydning for at kraftmarkedet skal fungere effektivt. Når nettbegrensninger tidvis oppstår, er oppdeling i markedsområder et hensiktsmessig virkemiddel, men hvis en slik oppdeling føres for langt, kan det norske og det integrerte nordiske kraftmarkedet falle fra hverandre i en rekke delmarkeder som svekker markedets funksjonsmåte. Vi nærmer oss en slik situasjon nå, som følge av for lave nettinvesteringer i de senere år i forhold til forbruksutviklingen. Fra 15. mars ble det som kjent opprettet et eget markedsområde i Vestlandsregionen, ut fra en vurdering av Statnett at det forelå en anstrengt forsynings-situasjon for kraft i området og at systemstabiliteten i nettet var truet.

* I *Samfunnsøkonomen*, nr 4, 2010. Denne artikkelen har stått som kronikk i *Bergens Tidende* 28.04.2010, i lett bearbeidet form.

Både av hensyn til forsyningsikkerheten i området og funksjonsmåten til kraftmarkedet mer generelt, er det utvilsomt et udekket behov for investeringer i ny nettkapasitet, i oppgraderinger og forsterkninger av nettet, og i forbedret vedlikehold. Ny nettkapasitet er også påkrevet for å kunne fase inn ny kraftproduksjon, herunder fra mindre vannkraftverk i området som ikke får tildelt konsesjon, delvis begrunnet i nettbegrensninger, samt kraftproduksjon som hevdes å være tidvis innestengt i området av samme grunn.

Spørsmålet er likevel om Sima-Samnanger linjen er en nødvendig bærebjelke i sentralnettssystemet for å sikre kraftforsyningen i BKK-området og den beste løsningen i så henseende. La meg peke på et par forhold som jeg mener bør inngå i et samlet vurderingsgrunnlag i denne saken.

ALTERNATIVE NETTLØSNINGER TIL HARDANGERLINJEN

Det har fra ulike hold blitt skissert alternativer til Sima- Samnanger linjen og det foreligger også tre uavhengige fagutredninger i saken. Statnett har imidlertid avvist alle alternativene og hevder at de enkeltvis og samlet sett ikke representerer et fullgodt alternativ til Hardangerlinjen og at det dessuten vil ta for lang tid å få dem realisert, sett i forhold til den kritiske forsynings situasjonen for Bergensområdet på kort sikt, slik Statnett (og BKK) vurderer den.

Det er mulig at disse alternativene ikke gir en fullgod løsning ut fra de dimensjonerings- og sikkerhetskriterier som Statnett legger til grunn, men de kan likevel være interessante alternativer som kan gi en tilfredsstillende løsning, spesielt når man ser dem i forhold til andre mulige nett- konfigurasjoner for sikring av forsynings situasjonen i området, og som berøres nedenfor.

NETT- OG MARKEDSUTVIKLINGEN

Det finner sted en interessant utvikling innenfor netteknologi og nettorganisering, som man kanskje ikke i tilstrekkelig grad har tatt inn over seg i spørsmålet om dimensjoneringen av overføringsnettet for et gitt nivå på forsyningsikkerheten. Dette gjelder alt fra desentrale nettløsninger på lavere nettnivåer, blant annet for oppkopling av lokal kraftproduksjon, via toveis kommunikasjonsløsninger mellom netteiere og forbrukere for avtalt eller automatisk frakobling av forbruk i kritiske nettsituasjoner, til såkalte smartnettløsninger for bedre forbruksstyring og optimalisering på lavt nettnivå i forhold til nettkapasiteten. Disse løsningene bidrar til å gi større fleksibilitet i nettilpasningen og til å redusere behovet for overføringskapasitet på høyere nettnivåer for en definert grad av forsyningsikkerhet i et nettområde.

Gjennom regulerkraftmarkedet har man etter hvert fått utviklet et velfungerende marked for kapasitetstilpasning, innenfor en tidsramme på 15 minutter

eller mer, ikke minst etter at større kraftforbrukere fikk anledning til å delta i markedet. Dette er en markedsordning som administreres av Statnett og som kan bygges ytterligere ut til for eksempel å omfatte flere forbrukergrupper. For begivenheter som inntreffer i nettet og som må håndteres under 15 minutters rammen, har Statnett anledning til å gripe direkte inn med forbruksregulering m.m. Her kan det imidlertid også tenkes fremforhandlet avtaler med større kraftforbrukere eller forbrukergrupper som kan tåle et kortvarig kraftbortfall som følge av nettproblemer i form av linjehavari eller andre årsaker, mot en avtalt kompensasjon fra netteier. Hvis ikke slike avtaler foreligger, slik det har blitt hevdet, bør det tas initiativ til å få dem frem- forhandlet raskt. Dette vil være en slags motsats til den etablerte KILE-ordningen («Kostnad for ikke-levert energi») innen nettreguleringen, men her altså i form av en mulig kompensasjon for å avstå helt kortsiktig fra kraft- forbruk eller la seg kople ut for å unngå nettsammenbrudd.

Både i selve nettvirksomheten og på markedssiden kan det altså legges til rette for ordninger som kan gi større grad av fleksibilitet i nettilpasningen og som kan medføre redusert behov for utbygging av nettkapasitet på overordnet nettnivå for å oppnå et gitt nivå på forsyningsikkerheten. Disse ordningene har primært blitt utviklet for å få til en mer effektiv nettdrift samlet sett, men har også tvunget seg frem på grunn av problemer og motstand som man møter i mange land med å få bygget ut overføringslinjer på de høyeste nettnivåene. Dette har naturligvis intet å gjøre med å etablere et kraftnett på u-landsnivå, slik en talsmann for Statnett har uttrykt det, men snarere om å utvikle hensiktsmessige ordninger for kraftoverføring som er tilpasset en faktisk virkelighet. Det er tross alt unntak som følge av spesielle hendelser i nettet som det her er tale om å sikre seg mot, og ikke hyppig forekommende tilfeller som kan føres tilbake til et systematisk underutbygget og underutviklet nett, teknologisk og organisatorisk sett.

NETTUTBYGGING

I tillegg til et omfattende investeringsprogram for utbygging av det norske overføringsnettet, inklusiv planene for Hardangerlinjen, har Statnett lansert planer for en storstilt satsing på å legge sjøkabler for kraftoverføring mellom Norge og utlandet, hvorav noen fra Sørvest-Norge til England og kontinentet. Kablene vil bidra til at vi kan få bedre betalt for vår vannkraft gjennom eksport til høypris og import av termisk kraft til lavpris i henhold til forbruksbelastningen i det norske og europeiske kraftmarkedet, men også til at vi kan oppnå en forbedret energi- og effektoppdekning innenlands gjennom tilgangen til det termiske kraftsystemet i Europa.

Utenlandskablene kan gi oss et nytt og interessant perspektiv på nettalternativer til Hardangerlinjen for å sikre forsyningssituasjonen for kraft i Bergensområdet. I stedet for å tenke i en øst-vest retning med tilknytning til ett enkelt, og derved potensielt sårbart, kraftforsyningspunkt i Sima og 420 kV linje gjennom Hardanger, kan man tenke i et nord-sør alternativ med tilknytning til tilførselspunkter for utenlandskablene i sørvest og dermed også aksess til det europeiske kraftsystemet.

Dette vil naturligvis også betinge nettutbygging, men slik utbygging vil i alle fall måtte foretas for å sikre effektiv drift og kraftutveksling mellom utenlandskablene og det innenlandske kraftsystemet samlet sett. Innfasing i nettet av landbasert og offshore vindkraft i vårt kystområde vil også betinge nye nettløsninger langs en nord-sør akse. I en slik sammenheng vil nettløsninger med sikte på også å sikre forsyningssikkerheten i BKK-området kanskje kunne foretas med mindre omfattende natur- og miljøinngrep enn Hardangerlinjen, eventuelt sammenholdt med de øvrige alternativene til denne linjen som har kommet frem.

Det kan bli aktuelt å foreta kabling på deler av strekningene, spesielt ved kryssing av fjorder sørover. Fra faglig hold har det blitt fremhevet at kabling er flere ganger dyrere pr. lengdeenhet enn luftspenn, og at det dessuten kan skape problemer med hensyn til vedlikehold og reparasjoner av kabler. Det siste kan neppe være en avgjørende innvending med dagens teknologi og erfaringskunnskap. I alle fall bør nettløsninger langs en slik akse analyseres og vurderes nærmere som et alternativ til Hardangerlinjen. Statnett har for øvrig nylig oversendt en ny utredning til Olje- og energidepartementet om den planlagte 420 kV kraftlinjen Fardal-Ørskog, der et nytt alternativ nettopp innbærer sjøkabling for en del av strekningen.

ELEKTRIFISERINGEN AV NORDSJØEN

En betydelig del av den forventede etterspørselsøkningen for kraft i BKK-området, og som er med på å begrunne tiltak som sikrer forsyningssikkerheten her, kan tilskrives behovet for tilførsel av kraft til driften av installasjonene på olje- og gassfeltene i Nordsjøen for å redusere utslippene av CO₂ og andre miljøgasser (GHG) fra disse installasjonene. Denne såkalte elektrifiseringen av Nordsjøen har det vært forbausende lite diskusjon omkring hensiktsmessigheten og konsekvensene av.

Det foreligger ikke, meg bekjent, en samfunnsøkonomisk nytte-kostnadsanalyse som på en faglig holdbar måte avveier den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å foreta et stort, irreversibelt inngrep i et sårbart naturområde med potensiell høy miljøverdi ved å bygge Hardangerlinjen, mot den samfunnsøkonomiske nytten av reduserte miljø- gassutslipp fra installasjonene i Nord-

sjøen. Ovenikjøpet ilandfører man noe av denne gassen til forbrenning i gasskraftverk på land, uten pålagt miljøgassrensing i første omgang og tilbakefører deretter kraften gjennom sjøkabler til nordsjøinstallasjonene for å redusere miljøutslippene fra olje- og gassfelt på sokkelen; felt som dessuten har begrenset økonomisk levetid sett i forhold til det irreversible naturinngrepet ved nettutbygging gjennom Hardanger – litt forenklet sagt.

Det kan være for sent å reversere denne utviklingen i nettutbyggingen, men det kan være liten tvil om at dette avdekker en svikt i den overordnede nettplanleggingen som NVE har hovedansvaret for, og også i den konkrete oppfølgingen av nettinvesteringsplanene fra Statnetts side. Det beklagelige er at dette har ledet til forslag om et omstridt løsningsalternativ gjennom Hardangerlinjen, som medfører omfattende naturinngrep, hvis den blir gjennomført.

BESLUTNINGSPROSESSEN

Saken om Hardangerlinjen ligger til politisk avgjørelse hos olje- og energiministeren. På grunn av sakens kompleksitet, har det fra ulike hold vært reist krav om at det bør foretas en uavhengig vurdering av sakskomplekset av en uhildet faginstans eller ekspertgruppe, fortrinnsvis av internasjonale eksperter på området, og med åpen tilgang for alle interesserte til resultatene av analysen og vurderingene. Det kan naturligvis være vanskelig for en minister å gå til et slikt skritt, da det kan lett oppfattes som en faglig desavuering av kompetansen til egne faginstanser som Statnett og NVE. Likevel mener jeg at statsråd Riis-Johansen bør foreta en slik oppnevning i dette tilfellet, for å skape allmenn tillit og transparens i den faglige og politiske beslutningsprosessen i en omstridt sak. Hvis ikke, vil mange av oss som har fulgt utviklingen i norsk kraftbransje med interesse gjennom lang tid, føle stor uro omkring vurderingsgrunnlaget og beslutningsprosessen i denne saken.

Pris på kraft. En historisk anekdote*

Kommentaren omhandler debatten om prisingskriterier for elektrisk kraft i den norske kraftbransjen, med utgangspunkt i et brev til forfatteren fra tidligere generaldirektør i NVE, Vidkunn Hveding, som han skrev like før han døde og der han oppsummerer hans syn på grensekostnadsprising som kriterium. Hveding var fremfor noen en aktiv pådriver for å bringe inn økonomiske prinsipper og tenkemåter i en kraftbransje som forut for energiloven av 1990 var sterkt teknologisk orientert og politisk regulert.

Etter nesten 25 år med markedsbasert kraftomsetning med basis i energiloven av 1990, synes de grunnleggende prinsippene for prising av kraft i et markedsbasert system å være alminnelig akseptert i Norge. Riktignok kommer det av og til krav, med ulik begrunnelse, om å gripe inn i markedsomsetningen, eller at interessegrupper påberoper seg særordninger, som for eksempel et særegent prisingsregime for kraft til den kraftkrevende industrien. Alt i alt synes likevel prinsippene for et velfungerende kraftmarked å ligge fast, med samfunnsmessig effektivitet og grensekostnadsprising som de bærende prinsippene. Debatten dreier seg nå i første rekke om hvordan man best skal kunne kompensere for ulike former for markedssvikt i kraftsystemet og den debatten er det viktig å ha et aktivt forhold til.

Økonomiske prisingskriterier for elektrisk kraft var imidlertid et stort diskusjonstema både på faglig og politisk hold gjennom en 30-års periode forut for energiloven. En sentral aktør og pådriver i denne debatten var sivilingeniøren Vidkunn Hveding; professor i vassbygging ved daværende NTH, NVE-direktør, olje- og energiminister, og konsulent og rådgiver i energispørsmål for en rekke land. Jeg vil her trekke frem en spesiell episode i denne prisingsdebatten, som kan bidra til å belyse Hvedings rolle.

Hveding døde 19. mai 2001 i Tysfjord, 80 år gammel. Samme dag mottok jeg et 12 siders, tettskrevet brev på maskin fra ham, datert 17. mai 2001. I brevet redegjør han nærmere for hans syn på langtidsgrensekostnad som praktisk prisingskriterium for elektrisk kraft og tar et kraftig oppgjør med meg og andre økonomer som hadde kritisert dette kriteriet på økonomisk-analytisk grunnlag, slik han så det.

* I *Samfunnsøkonomen*, nr 6, 2013.

Foranledningen til brevet var et foredrag med tittel: ”Prising av elektrisitet. Samfunnsøkonomiske betraktninger”, som jeg holdt i 1988 på en energi-konferanse i Oslo om pris på energi.¹ Den trykte versjonen av foredraget ble tatt inn som kapittel 5 i en samling av artikler og studier av kraftspørsmål som jeg utga som bok i 2000, og som jeg sendte til Hveding². Han ble da, tydeligvis for første gang, oppmerksom på foredraget og det som han der oppfattet som en klar kritikk fra min side av langtidsgrensekostnad som prisingskriterium; en kritikk som han fant ”fremført med en heftighet som man ellers bare finner i den avanserte litterære og politiske debatt”, som han uttrykker det i brevet.

Skal man forstå hans ”heftige” reaksjon og motsvar, må man være klar over den store og fortjenstfulle innsatsen som Hveding, som nevnt, gjorde for å bringe økonomiske prinsipper og tenkemåter inn i en kraftbransje som på den tiden var sterkt teknologisk orientert og politisk regulert.

Hans engasjement på dette området går tilbake til utredningen som han gjennomførte i 1968-69 etter oppdrag av daværende Statens Energiråd, og den oppfølgende stortingsmeldingen om Norges energiforsyning.³ I utredningen drøftes for første gang grensekostnadsprinsippet som praktisk prisingskriterium for beslutninger om drift og dimensjonering av elektrisitetssektoren, med et bilag om kalkulasjonsrente ved investeringer i kraftforsyningen av cand. oecon. Kristen Knudsen.

Utredningen og stortingsmeldingen førte til en omfattende energipolitisk debatt. Fra fagøkonomisk hold ble det stilt spørsmål ved noen av de økonomiske resonnementene og vurderingene i utredningen. Hveding var blitt generaldirektør i NVE fra 1968, en stilling han hadde til 1975. Han valgte å konsultere det samfunnsøkonomiske fagmiljøet ved Norges Handelshøyskole om disse spørsmålene og kom i 1972 over til Bergen, sammen med flere av hans nærmeste medarbeidere i NVE, til et par heldagsseminarer med sikte på både å få testet ut den økonomiske argumentasjonen i utredningen og for øvrig å få drøftet økonomiske prinsipper og løsninger mer generelt for anvendelse på kraftsektoren. I parentes bemerket ga disse seminarene, og møtet med Hveding og hans stab, en kraftig ansporing til meg personlig til å velge kraftsektoren som interessant økonomisk forskningsobjekt.

Hovedformålet med foredraget mitt i 1988 var å forsøke å klargjøre skillet, fra et samfunnsøkonomisk effektivitetssynspunkt, mellom korttidsgrensekostnad

¹ Foredragene er samlet og utgitt av Teknisk Presse A.S. i boken, *Pris på energi*. 1989.

² Hope, Einar (2000): *Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering*. Fagbokforlaget, Bergen.

³ Statens Energiråd (1969): *Utredning om Norges energiforsyning*. St.meld. nr. 97 (1969-70): *Om energiforsyningen i Norge*, med vedlegg.

som prisingskriterium og langtidsgrensekostnad som investeringskriterium for kraft, samt under hvilke betingelser de to begrepene kunne være sammenfallende. Drøftingen var knyttet til kraftsektoren, men med sterkere vekt på prinsipper og økonomisk forståelse enn på praktisk tilnærming og implementering. Siden debatten til da i så stor grad hadde dreiet seg om langtidsgrensekostnad og prissetting etter langtidsgrensekostnad, la jeg spesiell vekt på å drøfte problemstillinger rundt dette. Som ”far” til langtidsgrensekostnadsprinsippets anvendelse i kraftforsyningen, var det nok dette som Hveding kom til å reagere så vidt sterkt på.

I brevet foretar han en ryddig og velformulert gjennomgang av hans forståelse av grensekostnad som prisingskriterium for kraft og hvorfor han kom til spesielt å gå inn for langtidsgrensekostnad som utgangspunkt for praktiske prissettingsformål. Han trekker frem en rekke forhold av politisk, institusjonell, markedsmessig og regulatorisk art som etter hans mening ville ha gjort det vanskelig å få til en mer omfattende, markedsbasert omdanning av kraftsektoren på den tiden. Prising etter langtidsgrensekostnad kunne være et viktig første skritt i retning av å bringe inn mer grunnleggende økonomisk tenkning og ressursforvaltning i kraftsektoren, spesielt i en tid da man sto overfor et omfattende investeringsprogram for kapasitetsutbygging av den.

Fra brevet velger jeg å hitsette Hvedings oppsummering og konklusjon på side 11 og 12:

”Jeg er ikke uenig i at dine kriterier for prissetting og investering,

- sett pris lik vannverdien
- invester når prisen blir lik langtids grensekostnad,

er de prinsipielt riktige, og overlegne i samfunnsøkonomisk effektivitet over mine, som er

- sett pris lik langtids grensekostnad
- invester når forbruket ved denne pris er så stort at investering er fysisk påkrevet

Haken er bare at dine kriterier ikke ville være anvendbare ved det regime vi hadde i elektrisitetsforsyningen i den tiden du behandler. Bruk av disse kriteriene ville forutsette

- at fastkraftbegrepet ble opphevet, slik at kraft kunne selges til variabel (flytende) pris, og
- at administrativ/politisk prisfastsettelse opphører, slik at prisdannelsen kan overlates til markedet.

Det burde vært gjort klart i foredraget at dine anvisninger, og for så vidt også din kritikk, ikke gjaldt det eksisterende system, men var betinget av at en så dyptgripende endring i dette ble gjennomført. Det skulle blitt en vanskelig oppgave i den perioden din kritikk er myntet på (60-80 årene). Det kan også diskuteres om et forsøk på en slik endring ville være noe lurt, når man mot den forholdsvis beskjedne økonomiske gevinst setter de sosiale ulemper ved så kraftige prisvariasjoner som man ville fått i Norges nesten isolerte vannkraftsystem, de tekniske problemene med måling og avregning ved datidens teknologi – og ikke minst, faren for å forskjertse den politiske aksept på grensekostnadsprising som generelt prinsipp, fremfor den tilvante ”selvkost” pricing, som ble utlagt på så mange forunderlige måter.” (Sitat slutt).

Hveding har naturligvis rett i alt dette. Det er vel avhengig av øynene som ser, men jeg oppfattet nok ikke min argumentasjon i foredraget som en kritikk av fortiden, men snarere som en nødvendig klargjøring av sentrale økonomiske begreper som hadde vært brukt i debatten. Den var nok også tenkt som et innspill, overfor en stor forsamling av representanter for kraftbransjen og myndigheter, med sikte på å berede det analytiske og operasjonelle grunnlaget for kraftmarkedsreformen som kom med energiloven av 1990, og som vi arbeidet med ved NHH/Senter for anvendt forskning i 1988-89. Det kan vel også tenkes at Hvedings argumentasjon i brevet fra 2001 i noen grad er influert av den utviklingen i kraftsektoren som han hadde observert i 10-året fra energiloven trådte i kraft i 1991.

Vidkunn Hveding hadde en frapperende evne til raskt å kunne gå til kjernen i en problemstilling og også til å se grunnleggende sammenhenger i komplekse problemsett. Som økonom var han autodidakt, men hadde en velutviklet, intuitiv økonomisk forståelse. Ikke minst evnet han å se den praktiske anvendelsen av økonomisk-analytiske begreper og resonnementer. I tillegg til å være forkjemper for å innføre økonomiske prisingskriterier for kraft i kraftsystemet, var han hovedarkitekten bak etableringen av Samkjøringen av kraftverkene i Norge i 1971, med det kortsiktige og langsiktige tilfeldig kraftmarkedet som interessante markedsordninger, nærmest tatt rett ut av en lærebok i mikroøkonomi. Han utviklet og operasjonaliserte også begrepet (marginal) vannverdi i et vannkraftbasert system, et begrep som har kommet til å spille en sentral rolle i planlegging og drift av slike systemer.

Kanskje mer enn noen annen bidro han i en tidlig fase til å bringe inn økonomiske tenkemåter og prinsipper i kraftbransjen, samtidig med en grunnleggende forståelse for å passe dette inn under de teknologiske forhold og rammebetingelser som er så viktige i en bransje som dette.

Optimal investment in market-based power systems. Market and regulatory issues*

* Sammen med Frode Skjeret.

Utgitt som SNF Working Paper. No. 06/08, med samme tittel.

1. Introduction

Optimal investment in market-based electricity systems is one of the most important, complex and challenging problem presently to be faced within the realm of energy economics research, and also with regard to the operational implementation in optimal investment market design and regulation. It is complex and challenging because of the special properties and characteristics of electricity as a commodity in investment market terms, and it is important because the pressing need for new capacity investment in the electricity industry asks for optimal investment solutions with regard to quantity, quality, timing and location of specific investments.

A wealth of knowledge and insights has accumulated in recent years about the experience of various countries and regions with electricity sector reform and the liberalization of electricity markets.¹ The evidence of the pros and cons of power sector reform emerging from those studies is not clear-cut and uniform, but at least it should give policy reformers some guidance and understanding of how to undertake successful market and regulatory reforms in this complex sector. However, the evidence, e.g. with regard to economic efficiency gains from market reform,² stems largely from the effects of liberalization and deregulation within power systems of a given capacity, while our experience with market-based investment for the optimal dimensioning of the capacity of a given system is much more limited. This is partly due to the fact that generally there was considerable excess capacity in the power systems exposed to liberalization prior to the market reform, and thus the reform could proceed without the investment market being put to a real test of optimal capacity dimensioning until the excess capacity more or less was absorbed by increased demand for electricity.

¹ Notable examples of collections of such studies are the comprehensive volumes edited by Sioshansi and Pfaffenberger (2006) and Sioshansi (2008), the five developing countries' studies edited by Victor and Heller (2007), the Special Issues of *The Energy Journal* (2005) and (2008), and an issue of the periodical *Economic and Political Weekly* (2005), devoted to global experience with electricity market reforms. A recent up-date is Joskow (2008). For a study specifically of the experience with the Norwegian electricity market reform, see Bye and Hope (2006). There are also quite a few studies undertaken in connection with sector reform programmes, e.g. by the World Bank.

² A recent study of cost reduction in the US electric generating industry due to regulatory restructuring is Fabrizio, Rose and Wolfram (2007).

The purpose of this state-of-the-art research paper is to surveying the literature on investment in market based electricity systems as a background for identifying and discussing some important issues in the optimal design and operation of such systems. A fundamental distinction goes between the generation and trading part of the system on the one hand, or more generally the competitive system part, and the electric power network part on the other, or more generally the natural monopoly system part. Can the two parts really be analyzed separately in relation to each other or are they so intertwined that such a separation cannot be made? We survey and discuss the two parts separately, with due regard for their inherent interdependencies with regard to the optimal design and functioning of the integrated system and then discuss some of those interdependencies more specifically.³

The focus of the study is on optimal investment in market-based electric power systems and not on market-based energy systems more generally. Thus, issues related e.g. to investment opportunities and investment market design deriving from horizontal diversification across the energy industry are not covered, i.e. from electricity into other energy network sectors like natural gas, district heating, oil product distribution, etc. but also to other network sectors like telecommunications and water systems, due e.g. to economies of scope; cf. the term multi-utility firms.

In Section 2 we list some special market characteristics and properties of electric power as a commodity and of electricity markets to be taken into consideration when discussing optimal investment in market-based electricity systems, while Section 3 lists the performance criteria that we will use in the study, with economic efficiency as the overall objective. In Section 4 we ask the question: why should not optimal investment occur in well-designed electric power markets and then discuss potential causes of market failure in such markets. Section 5 is devoted to a survey of the literature on investment in electric power systems, where generation (production) and transmission of electric power are treated separately, while Section 6 discusses interdependencies between generation and transmission. In Section 7 we make some reflections on the basic question whether optimal investment will occur in decentralized, market-based electric power systems, ending the state-of-the-art paper with some concluding remarks in Section 8.

2. Market characteristics and properties of electric power

Above we have referred to special characteristics and properties of electricity as a commodity and of electricity markets, without listing them explicitly.

³ Already in 1983, when the discussion of a deregulation and liberalization of the electricity sector was at an early stage, Joskow and Schmalensee (1983) pointed to the crucial role of the transmission network for the efficient functioning of electric power markets and warned against liberalization of the markets without taking transmission access issues, transmission rights and network capacity constraints into account.

Some of the most important market characteristics and properties in this context are:

- Electricity cannot be stored (except for water storage in hydro power based systems), and is a homogeneous product in market terms. However, technically electric power is a multi-dimensional product (energy (kWh), capacity (kW), voltage, frequency, reactive power, reliability, etc.), with implications for investment decisions in relation to stated objectives for the power system.
- Supply and demand of electricity have to be balanced instantaneously by a system operator to avoid system breakdowns or delivery fallouts.
- Demand for electricity is very inelastic in the short run. Demand responsiveness of consumers is limited and occurs generally with a time lag, because there is limited scope for real time pricing, particularly for small consumers, at least at the present state-of-the-art of technology and the operational design of real time pricing arrangements.
- Supply of electricity is also rather inelastic in the short run, particularly when approaching capacity constraints in production. The long run price elasticity is also typically low.
- Production and transmission of electricity are capital intensive and investments in capacity extensions are typically lumpy, irreversible, and long-lived. Generally, there is a fairly long gestation period for new investment, with implications, e.g., with regard to contestable entry to the market.
- The technology of generation of electric power from different energy forms (hydro, nuclear, coal, oil, etc.) has different cost structures and characteristics. Thus, the optimal composition of the production system in relation to demand is an important investment consideration.
- The electricity transmission network is of fundamental importance as an instrument or facilitator for decentralised, market based transactions and the efficient functioning of electricity markets. Thus, the mechanisms determining optimal investment in the transmission network have to be clarified and understood.

Prior to the early electricity market reforms of the late 1980s, many observers, particularly from the engineering side, warned strongly against any attempt at market liberalization of the electric power sector, just because of the special characteristics and properties of electricity in market terms. Even though there still are some fundamental critics and sceptics, the general attitude now, across disciplines, is that those properties should be thoroughly understood and taken due account of in the optimal design of electricity markets - short run as well as long run ones.⁴

⁴ For a recent, stimulating discussion on the critical side by an economist, see Timothy J. Brennan (2007).

3. Objectives and performance criteria

The Norwegian Energy Act of 1990 can be taken as an example of a modern formulation of the legal basis for a market-based electric power system. The purpose of the Act is stated as follows:

“The Act shall ensure that the generation, conversion, transmission, trading, distribution and use of energy are conducted in a way that efficiently promotes the interests of society, which includes taking into consideration any public and private interests that will be affected.”

The purpose is stated fairly broadly and generally, but the overriding objective is economic efficiency throughout the value chain from generation to end-use of electric power. Thus, in the standard way, the overall economic efficiency concept may be decomposed in sub-concepts or efficiency dimensions, e.g. as follows:⁵

- Static efficiency (operation)
 - Cost efficiency/technical efficiency; elimination of x-inefficiency.
 - Optimal use of total production and network capacity.
- Dynamic efficiency (investment and innovation)
 - Optimal dimensioning of production and network capacity.
 - Optimal mix of production technologies and composition of network system; optimal balance between capacity enhancing investment versus investment in flexibility in relation to demand.
 - Optimal introduction of new technologies and products in the value chain; incentives and capacities for innovation.
 - Facilitating integration of electricity markets by investment and regulation – spatially and across energy forms for electricity production – and also in relation to other energy sectors, thereby tapping the efficiency potential in the form of economies of scale and scope through market integration.
 - Optimal investment in security of supply and system reliability of the electric power system.

In the public debate on power market reform, the focus has often been more on the income distributional or equity aspects, e.g. concern about the consequences of high electricity prices for consumers at different income levels, than on economic efficiency considerations. Such aspects are also alluded to in the formulation of the purpose of the Norwegian Energy Act above, and even more

⁵ For a more detailed discussion of efficiency concepts in relation to electric power markets and competition, see Hope (2005).

directly, e.g. in the UK Utilities Bill. However, we take economic efficiency as the general performance standard for the discussion in this paper.⁶

4. Potential sources of market failure for optimal electric power investment

A starting point for a discussion of the optimal, operational design of investment markets for electric power could be to ask the question: why should not investment decisions in decentralized markets lead to an efficient outcome along the efficiency dimensions outlined under Section 3 above? The economic response to it would be to identifying potential sources of market failure for realizing optimal investment throughout the electric power value chain from generation to end-use. A standard classification system of potential causes of market failure is as follows; indicating potential causes for electric power markets in parentheses:

- Public goods aspects (security of supply, supply adequacy).
- Externalities in production and consumption (green house gas emissions).
- Market imperfections:
 - Economies of scale (natural monopoly of the transmission network).
 - Monopolization; exercising market power (market concentration, market dominance).
 - Missing markets, e.g. for capacity regulation or financial risk hedging; imperfectly functioning markets.
- Regulatory imperfections (weak or improper competition policy enforcement; weak or improper incentives for investment in regulatory policy regimes).
- Imperfect information (asymmetric information, e.g. between producers and consumers or between regulators and those being exposed to regulation).
- Uncertainty (long gestation period for new investment; long-lived investment).

Electricity investment markets are prone to suffer from market failure over the whole spectrum of potential causes listed above. In the literature survey in Section 5 we concentrate on investment properties of the market-based electricity system as such and not so much on the “surrounding” system, i.e. issues related to externalities, regulatory imperfections and other forms of

⁶ For some discussion of efficiency versus equity objectives, see Hope (2005).

policy intervention in the investment markets. There is also more emphasis on the power production and transmission parts of the value chain, and on relationships between production and transmission, than on the end-use of power part of the chain.

5. Investment in electric power systems: A survey of the literature⁷

A survey of the literature on investment in market-based electricity systems has, necessarily, to be selective. In this Section we focus on investment in generation and transmission, respectively, on the assumption that they can be analyzed separately, while in Section 6 we discuss interdependencies between generation and transmission.

Investment in generation

Among the several factors that need to be taken into account when assessing optimal investment in electric power generation, five of the most important ones are discussed below.

5.1.1 Licensing

In order for an investor to be able to build a generation facility, licenses from public agencies are normally required. There are many aspects of the licensing procedures that we cannot go into, e.g. the capacity and the competence of the licensing agency to handle applications in a timely fashion so that unnecessary delays in the investment process do not occur. The licensing process for investing in generation capacity today may, however, be used as a tool for assessing future generation activities, not only because one can foresee intended investment plans, but also because one may learn about the profitability of different technologies in various regions.⁸ This requires that the application for licenses actually describes the intentions of the investors. Further, the licensing process may be a valuable device for the system planner or operator⁹ to govern the future investment process on the production side. This requires though that the system planner and the licensing agencies are closely connected.¹⁰

⁷ The section draws heavily on Skjeret (2008).

⁸ The deregulation of the Norwegian electricity system has recently been evaluated in ECON (2007) and Hammer (2007), also in relation to licensing. For a more general evaluation of the experience with the liberalization of the Norwegian and Nordic electricity markets, see Bye and Hope (2006 and 2007).

⁹ System operator is here used in a transmission system operator (TSO) sense, having direct influence over transmission investment, and not in an independent operator sense (ISO), where such influence is typically more indirect. In the Norwegian system the Norwegian energy regulator, NVE, has the main responsibility for system planning, while Statnett SF is the system operator (TSO).

¹⁰ ECON (2003) discusses the relationship between a transmission system operator (Statnett SF) and generators in an investment context.

5.1.2. Profitability

Assuming that licensing is not an obstacle, private entities subject to competition must find a project profitable in order to invest in new generation capacity, and will therefore look at expected future prices and costs when determining their optimal level of generation capacity. Cases where firms first invest in a certain level of production capacity and in later periods maximise profits taking the investment choices for given (during the working life of the investment) was initially analysed in Johansen (1972).

Green (2006) discusses optimal investment in generation capacity using the framework of peak-load pricing. He argues that, within the framework of peak-load pricing, there are three reasons for investing in capacity. The first is the case when the market has a lower than optimal level of capacity of a particular technology. Second, if a plant is allowed to reach the end of its physical working life, it must be replaced. Third, plants need not be allowed to reach the end of their working life in equilibrium. If a more efficient plant type becomes available it may be profitable to replace the old plant type with the newer and more efficient one. Green (2007) also discusses the case of optimal plant mix in a generation market, noting that efficiency is not only restricted to the optimal level of total capacity, but also the optimal mix of the various generation technologies.

5.1.3. Market rules and operations

Joskow (2006) discusses incentives for investment in generation capacity, and in particular two potential impediments due to market rules and operational procedures.¹¹ Following Cramton and Stoft (2006), he argues that spot prices cannot be expected to be high enough to provide proper incentives for investors to invest in a cost-minimising portfolio of generation assets. This is referred to as the “missing money” problem. It is also argued that the rules governing the market may be used in a less than optimal way, for instance, price caps are regarded as detrimental for investments. A part of such reasoning may also be related to regulatory uncertainty about the future development of market rules, potentially affecting prices and also the expected behaviour of transmission system operators.

The second feature related to market rules and operations is the choice of how regional prices of electricity are determined. Prices are allowed to vary regionally in most deregulated electricity markets, and also access charges affect the cost of production according to where the facility is situated. The literature on regional

¹¹ Volatile prices – a third topic mentioned by Joskow – are in some instances argued to reduce the amount of investment on the generation side of electricity markets. The example in Varian (1992), page 42 (and in most other textbooks in economics) illustrates that – since profit functions are assumed convex – uncertainty in prices will lead to a non-negative change in profits. As noted by Joskow (2006): “I do not think much of the argument that price uncertainty per se deters investment”.

pricing in electricity were initiated by the seminal work of Schweppe et al (1988). Following their work, Chao and Peck (1996), Cardell et al (1997) and Bushnell and Stoft (1996) apply models of Schweppe et al (1988) to study various economic aspects of transmission constrained electricity markets. The main conclusion from these models is that regional price differences will give private agents incentives to invest in areas of high prices (most likely excess demand areas), and potentially make investment in load in low-price areas. These models focus largely on how the price-mechanism in various markets (spot market, forward markets and ancillary markets) could best be organised in order to provide incentives for deregulated entities to behave competitively. Since any investment in transmission or generation (or demand) may affect regional prices, investors must also take into account the effect their investment has on prices. E.g. in Norway, zonal prices rather than nodal prices are applied. This has been analysed by Bjørndal and Jörnsten (1999) and Bjørndal et al (2002). Bjørndal et al (2002) also discuss various methods for congestion management and how these methods potentially affect prices and therefore the economic surplus of the various agents, including the system operator. They argue that the system operator may have incentives to affect the location of capacity constraints, thereby affecting the system operator's revenue.

Both arguments mentioned above (“missing money” and “market rules”) rest on three characteristics of electricity markets that may well lead to a less than optimal level of investment on the generation side. The above-mentioned impediments to investing optimally in generation technologies are further examined in Joskow (2006) who investigates characteristics of i) certain production plants, ii) market operations, iii) demand side, and iv) flow of electricity over the grid. First, a fraction of the generation capacity in most thermal electricity markets is only used in periods of peak demand, thus the revenue required to cover both production and investment costs must be earned during only a few hours each year. These plants are naturally sensitive to the level of prices in the few hours when they are in operation, and price caps or public intervention during those hours (either on the demand or generation side) may reduce incentives to invest in these capacities.

Similar arguments can be used when analysing incentives to invest in generation capacity e.g. in the hydro based Norwegian power market, both in relation to wind power and hydropower production capacity. In a hydro based system one may reason similarly in relation to storage capacity, since one optimally must store water for dry years occurring only rarely. Second, it is argued that electricity generation capacity in any one hour must be higher than the demand for electricity, in order to provide reserve capacity. Accordingly, the

combined electricity market must carry an “inventory.”¹² When the reserve requirements are violated, system operators take measures to increase the reserve capacity. If these measures are not properly arranged and applied, firms may not have incentives to invest in a sufficient level of capacity. For example, reserve production capacity owned and operated by the TSO can be used to affect prices. Reserve production capacity should only be used in extreme situations to deter system breakdown, and not in order to reduce prices in periods of peak demand. Third, real time pricing is in use only partially and individuals may not have the proper incentives for responding in situations of scarcity.

Joskow and Tirole (2004) point up three reasons for why the demand side does not adjust consumption according to real-time prices in the wholesale electricity market. First, consumers may not have real-time meters installed. Second, if small consumers do have real-time meters installed, the cost savings from adjusting demand according to prices may be relatively small. Finally, some large consumers may find it very expensive to adjust its consumption in the short run, making them less flexible. Thus, short-term scarcity situations (in Norway, e.g. a very cold winter day) may not to a satisfactory degree reduce demand for electricity. Reliability of supply is therefore frequently in the very short term regarded as a public good (see for instance Hung-po Chao et al (2005) and Section 7 in this paper). This problem may - in a hydro based electricity system - also be relevant in the long term, when optimal storage of electricity must be determined months prior to when the scarcity situation sets in. Finally, electricity flows according to physical laws and re-directing the flow of electricity comes at a high cost. Thus, the system operator is not adequately able to differentiate between consumers with varying degrees of marginal willingness to pay for electricity and reliability.

The general impediments for investment in generation capacity will not be studied here per se; rather the implications for investment in generation will be discussed in relation to the planning of investment in transmission capacity. The general literature on investment in electricity is to a great extent concentrated to thermal production facilities; analyses of hydropower markets are found in Førsund (2007a).¹³

5.1.4. Access charges

A fourth factor affecting the decisions of investing in generation capacity is the charge required for getting access to the grid. One particular concern when it

¹² There are in principle two ways of carrying this inventory, either by purchasing generation capacity or by purchasing the right to close down consumption units.

¹³ See also Førsund (2005), von der Fehr (2005), Crampes and Moreaux (2001), Hoel (2004), and Garcia et al (2001).

comes to providing incentives for an efficient electricity market is how generators optimally should pay for costs related to connecting new production facilities to the transmission grid. If new generation capacity is connected to the grid, all regional prices – and all relative prices – are potentially affected, and may require additional transmission capacity. Access charges must therefore be arranged so that proper incentives for generation firms to invest optimally are provided.

This is of general relevance for transmission grids as new production facilities are required to meet increases in demand. This is also relevant since authorities in many countries aim to give incentives for increasing the use of renewable electricity technologies in production. Of particular interest is the focus on providing incentives for the construction of wind farms located far from load centres. Access (to the grid) is a commodity that users of the grid should pay for. Since additional generation capacity affects the flow of electricity on the grid, there may be a need for strengthening the transmission network. There are also costs to society (externalities) that the investor (generation-firm) does not take into account unless an access charge regime is in place. One may therefore argue that the costs to the network consists of several cost components that must be paid for, either by i) the new generating facility, ii) the consumers or iii) all entities demanding network services. Assume that the total cost of connecting a new production facility (TC) is given by: $TC = C_L + C_S + c_R + c_L + c_{RD}$

C_L gives the (local) fixed costs related to connecting the production facility to the network, while C_S is the (central) fixed cost related to network upgrades required in other parts of the network. As the production facility is connected to the grid, and production takes place, this entity also affects the reliability of the network. This component is described by c_R . What is more, the flow of electricity on the network will be altered and the losses in the network is altered, this is given by c_L . Finally, c_{RD} gives the costs related to redispatch. Note that only the fixed local investment cost is always positive.

The debate on access charges for new generation facilities is often analysed via two extreme versions of access charges, deep and shallow access charges. The former type of access charge implies that the generator must pay $C_L + C_S$ up front and also $c_R + c_L + c_{RD}$ during the life of the production asset.¹⁴ The other extreme – the shallow access charge – takes a very different view. In this case, only the local fixed costs of connection are paid by the new generation facility,

¹⁴ A scheme similar to this is applied in the Pennsylvania-Jersey-Maryland electricity market, Hiroux (2004). Jamasb *et al* (2005) argues that there is an example in the Pennsylvania-Jersey-Maryland-market where the cost of connecting a new production facility to the network would equal the cost of building the generation facility.

while all other costs are covered by a system charge.¹⁵ The following table illustrates the alternative access charges:

Table 1: Access charging

	GENERATOR CHARGE	SYSTEM CHARGE
DEEP ACCESS CHARGE	$C_L + C_S + c_R + c_L + c_{RD}$	
SHALLOW ACCESS CHARGE	C_L	$C_S + c_R + c_L + c_{RD}$

If one assumes that the system operator is perfectly regulated, so that all charges are recouped either via producers or consumers (or both), the system operator may be indifferent between deep and shallow access charges. Two general results are readily available; first, when generators have to pay for all the connection costs, the access pricing regime provides high-powered incentives for localising production plants in regions where connection to the grid is favourable. Second, when the access charge is shallow, incentives are to a large extent rigged so that the cheapest production plants are being built. From a welfare maximising point of view, neither of the two extremes is necessarily desirable. On the one hand, shallow access charges may lead to an energy system with cheap electricity production entities in the wrong regions, while deep access charges may give expensive production facilities in favourable regions.

If nodal prices could be expected to bring about optimal investments on the generation side, these could be used as approximations of variable charges, and fixed charges would be required to be recouped by the system operator, for instance via taxation. Jamasb et al (2005) discuss several issues related to the design of optimal access charges for distributed generation plants, taking both theoretical and political issues into account. Among the issues discussed are:

- Deep versus shallow access charges
- Forward looking access charges
- Locational signals for load
- Differentiation between energy charges, capacity charges and fixed charges

5.1.5. Lumpy investments

A typical aspect of investments in the electricity sector (both transmission and generation) is lumpiness. In this section two issues related to lumpy investments are discussed.

¹⁵ A version of a shallow connection charge is applied in the Danish electricity market, Hiroux (2004).

Smeers (2006) argues that there is no common usable understanding of long-run marginal costs in the electricity market. He argues that cost allocation rules need not be the best way to proceed, and that such a framework need not provide the correct signals for investors looking far into the future when determining whether to invest in additional capacity or not. Using a model of integer programming, thereby allowing for lumpy investment in transmission, Smeers argues that the three criteria that are used when evaluating investments, i) economic efficiency, ii) cost reflectiveness and iii) non-discrimination, cannot simultaneously be obtained. However, one should not take all lumpy investments or non-convexities as problematic. Only in cases where the size of the lumpy investments are large compared to the overall market (or regional market when transmission constraints are present) does this pose a problem. This is similar to the traditional microeconomic argument of a large set of competitive firms described by both fixed and variable costs of production. Each and every firm has a U-shaped average cost curve. However, although individual firm's supply functions are discontinuous, the discontinuities are irrelevant in a large market.

Investment in transmission

In order to secure static efficiency, the system operator needs to see to it that the current transmission assets in place are used optimally. This can be seen in conjunction with the ability of the system to provide supply security. However, the transmission operator must also invest in transmission capacity and facilitating efficient investment in production capacity, so that supply adequacy is secured. This involves creating incentives for agents to invest in capacities necessary to meet future demand. Transmission adequacy is often taken to consist of two elements, sufficient capacity to balance load and generation, given known and unexpected outages, and sufficient capacity in order for firms to sell electricity at marginal cost, thereby securing an efficient electricity generation market. Thus, the first component is related to reliability, while the second is related to merchant aspects of the electricity market.

5.2.1 Licensing and public resistance

Building transmission lines in a deregulated market is a task for investors (or public agencies), but there are communities that may be adversely affected by these investments. In economic jargon, this implies that transmission investment imposes negative externalities on others. For instance, building a transmission line across a national park would most likely create a cost to society, in addition to the cost of the transmission line itself.

Fischbeck and Vajjhala (2006) analyse transmission externalities, using four indicators to quantify the difficulty of siting large transmission projects (and

also other large electricity projects like wind power farms): public opposition, regulatory roadblock (projects that affects several jurisdictions), environmental constraints (the physical and environmental aspects of the site) and system barriers (requirements from other parts of the electricity system may reduce the viability of certain projects). They use formal models to quantify difficulties related to siting large projects in the USA. When large projects create externalities, it will lead to public resistance to the project which in turn makes the project a less likely candidate for investment. A similar reasoning is used when analysing the potential for wind production along the coast of Norway, where a large fraction of viable locations would be located in the very north. This is partly due to the fact that this region is more sparsely populated than the coastline in the south, Statnett (2004a).

5.2.2. Transmission investment and transmission enhancement

The general literature on investments in transmission capacity in electricity markets can roughly be divided into two categories, one focusing on the optimal regulation of transmission entities, while the other discusses whether investment decisions of transmission firms can be analysed, taking the economic model of perfect competition as a starting point.

The first strand of literature argues that there should be independent, regulated transmission operators investing in capacity, owning the lines and operating the network.

In an early study of the deregulation of the electricity industry, Joskow and Schmalensee (1983) discuss various regulatory framework for the transmission system. More recently, this literature has analysed various regulatory regimes required to have the regulated transmission operators behave as desired. Vogelsang (2005) discusses performance-based regulatory mechanisms and their effects, related to short-run as well as long-run efficiency.¹⁶

The second strand of literature takes the opposite view, that transmission firms can be regarded as competitive entities, assuming that competitive forces between transmission firms may provide sufficient incentives for transmission investment (this framework is often referred to as the ‘merchant transmission model’).

Hogan (1992) studies how perfectly competitive environments may contribute to an efficient level of transmission capacity. Bushnell and Stoft (1996) study various ways to define transmission property rights and their impact on transmission investments, see also Bushnell (1999). Chao and Peck (1996)

¹⁶ For an overview over recent theoretical advances in regulatory theory underlying much of the practical regulatory frameworks in electricity, see Armstrong and Sappington (2007).

discuss how access and pricing policies affect efficiency in the market. Recently, this literature has been criticised by Joskow and Tirole (2005). They discuss several assumptions underlying the models mentioned above – assumptions that are hardly met in electricity markets – making the merchant transmission model less usable. In fact, they argue that the conjectures that profitable investment will be undertaken and unprofitable investment will not be undertaken may both be wrong.¹⁷ Some of the factors listed by Joskow and Tirole are discussed below, since some of the factors will also affect generators' decisions regarding investing in production capacity, thus public transmission firms may face similar difficulties.

Lumpy investment: Investments in transmission capacities are not continuous, but rather restricted to various (largely) fixed sizes. In a path breaking, early study, Turvey (1969) discusses marginal cost pricing in such an environment, with illustrations from the electricity industry, while Turvey (2000) discusses access pricing in relation to lumpy investment (also in relation to electricity markets). Turvey (2000) discusses the relative merits of the American SMD-model (standard market design) and the British net-pool arrangement, arguing that the use of system charges in the British model makes this framework “score highly with respect to long-run locational incentives.”

Asset specificity: Once an investment in transmission capacity has been undertaken, investment costs can be regarded as sunk costs. Williamson (1983) introduced the concept of asset specificity and also defined four types, i) physical asset specificity, ii) site specificity, iii) human asset specificity, and iv) dedicated assets, where the first two types are most relevant here. The analysis of asset specific investments highlights the fact that cost before and after investing may differ. When investing in transmission capacities in order to meet expected demand for transmitting electricity from new investments in generation to load regions, hold-up problems due to asset specificity may arise.

Nodal energy prices may not reflect willingness to pay for energy and reliability. Reliability of supply is to a large extent non-depletable in electricity networks and competitive market equilibria would most likely be held back by free-riding. Thus, reliability has public good characteristics and may therefore not be sufficiently incorporated in nodal prices.

Network externalities may not be internalised in nodal prices: When transmission capacities are added to an existing network, all flows of electricity are potentially affected and therefore also nodal prices (and price differences).

¹⁷ From the assumptions underlying the theories applied in this literature it can be shown that i) profitable investment, satisfying network constraints, will be undertaken and ii) unprofitable investments will not be undertaken, see Joskow and Tirole (2005).

Accordingly, investments in transmission impose externalities on all other agents (producers, consumers and other transmission owners). One way to overcome this problem would be to define a set of enforceable and tradable property rights so that investors internalise the effect their investments have on other agents. The optimal organisation of such property rights – and whether they can induce a welfare optimising outcome – is currently debated in the literature.

Transmission capacity is stochastic: The potential capacity of a line is determined by reliability measures (like N-1, N-2 or probabilistic tools). This implies that the potential flow over a line is determined by the probability of failure in other parts of the network or the potential failure of generation capacities.

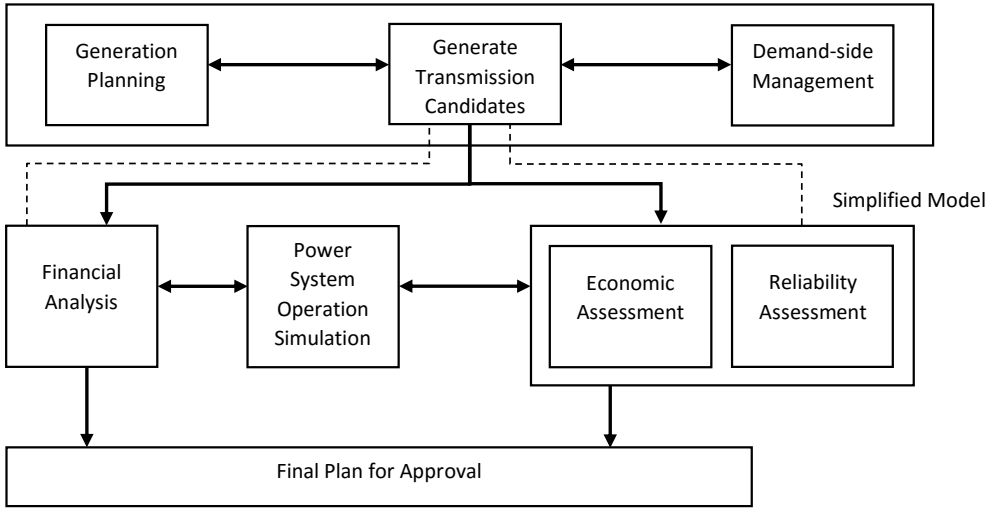
Market power: In the models above, all generators are assumed to behave in a competitive manner. In quite a few electricity markets market power among generators are seen as an important impediment to efficiency.¹⁸ Accordingly, prices would not equal marginal cost of production. In relation to the debate on investments in transmission, market power is important since low transmission capacity between regions may increase regional market power exertion.

System operators may have discretion to affect transmission capacities: System operators have substantial leeway for affecting transmission capacity. In real electricity markets, system operators may reduce capacity on a transmission line due to congestion in another part of the system. Further, in extreme situations system operators may i) add to production and/or reduce demand. In some jurisdictions, system operators may also reduce the voltage-level, effectively reducing demand. Such measures may negatively affect incentives to invest in generation capacity if not handled properly.

6. Interdependencies between investment in production and transmission

In Section 5 we discussed optimal investment in electric power production and transmission separately, emphasizing, though, that the two parts of the electricity system are closely interrelated and interdependent. The transmission system is of fundamental importance as a vehicle to facilitate market-based transactions and efficient price formation in competitive electricity markets, and new investment in the system may change the efficient

¹⁸ See for instance Green and Newbery (1992), Amundsen and Bergman (2002), von der Fehr and Harbord (1993) and the references therein. Skaar and Sjørgard (2006) and Johnsen (2001) discuss market power in the Norwegian electricity wholesale market. For a comprehensive survey of market power and market dominance in electricity markets, see Hope (2005).



functioning of it in this regard, if this relationship is not sufficiently understood and taken into account by the transmission system planner or by the system operator. Likewise, investment on the production side may change the composition of the power generation mix over different generation technologies or the regional distribution of the production system. E.g. investment in generation facilities may change the ratio of production to demand significantly in one region, demanding increased export capacity from that region, or alternatively, relieving congestion. Public policies toward renewable technologies, e.g. wind power, may add to variations in regional production-demand ratios, not only by contributing to investments in generation capacity in one region, but also by reducing incentives for investment in other regions.

In order to overview and integrate interdependencies between investment in power production and transmission, one needs to undertake a full system design approach to the electric power system. An example of such an approach is Wu et al (2006). Their Figure 2 summarizes neatly the aspects that have to be considered and analysed when deciding on an optimal investment or optimal investment plan for the transmission system, due to interdependencies between generation and transmission.

Any additional generation capacity connected to the network will to a certain extent affect both the price of electricity and the flow of electricity on potentially all transmission lines in the grid. However, it is not only the increase in total generation capacity that matters, but also, as mentioned, the effect of a given investment in generation on the composition of the production system across generation technologies as well as the impact on the regional distribution of generation capacity in relation to capacity of the transmission network. Therefore, such aspects should, in principle be taken account of in an

optimal investment plan for the power system as a whole, as illustrated above in the figure by Wu et al. Likewise there may be several investment alternatives in the transmission network to accommodate a given demand for new network capacity, so that the composition mix of new investments adding optimally to the increase in transmission capacity has to be considered. We will not go into such issues in this survey, but concentrate on the “vertical” interdependency between power production and transmission.¹⁹

As noted repeatedly above, investment in transmission capacity has impacts on investment in generation. Both reliability of supply and the potential for transmission constraints would affect generators’ profitability, either positively or negatively. Investment in transmission capacity affects all relative prices and most likely the expected level of prices in electricity markets. Also, optimal access charges for connecting to the grid will affect the decision to invest. Thus, generators must foresee investment in transmission when determining optimal generation investment. The planning regime that is in use by the transmission operator is thus an important tool for generators when determining how much to invest in a specific technology and in a specific region.

Increased transmission capacity may also contribute to increased reliability of the overall transmission system. As discussed in Joskow and Tirole (2005), this may reduce the uncertainty related to stochastic transmission capacity thereby increasing the incentives for investments in production capacity. As a consequence, investing in transmission capacity for enhancing reliability of the transmission network reduces the uncertainty facing generators, thereby potentially increasing incentives to invest. What is more, transmission capacity affects market power exertion, most likely negatively. Thus, the potential of being capped from the market – as in Cardell et al (1997) – is most likely reduced when transmission investments are undertaken.

Sauma and Oren (2006) also study how investment on the transmission side potentially affects investment on the generation side. They use a three-stage model to analyse how transmission investment affects incentives for investment in generation capacity. In the first stage, investment in transmission is undertaken, then generating firms choose their optimal level of investment in generation capacity, and finally, the generation firms compete in the spot market for electricity,

¹⁹ For an overview of some aspects, particularly with regard to investment in wind power or other intermittent power technologies, see Skjeret (2008). For a discussion of generation technology mix in competitive electricity markets, see Glachant (2006).

Contributions from other strands of literature, e.g real option and contract theories, to the analysis of investment in market-based electric power systems, incorporating the inherent uncertainty underlying investments decisions and the interdependencies between investments in such systems, requiring a dynamic framework of analysis, are not covered here. For an application and discussion of real option theory in relation to electric power investment, see e.g. Botterud and Korpås (2005), Kjærland (2007) and Stoft (2006). For an overview of contract theory, see Bolton and Dewatripoint (2005).

where the spot market is characterised by nodal pricing. One of their main conclusions is that investment in transmission capacity has potentially large distributional impacts. They apply their framework for the Chilean market (32 node system), illustrating that proactive planning differs from reactive investment decisions even in a three-period model of an electricity system.

Joskow (2006) examines alternative institutional arrangements in relation to the governance, operation, and maintenance of networks. He considers investment in transmission capacity in relation to opportunities and incentives to reduce congestion losses and investment rationalised by reliability criteria. He argues that reliability rules play a much more important role in transmission investment decisions today than do economic investment criteria as depicted in standard economic models of transmission networks. However, he also states that economic and reliability-based criteria for transmission investment are fundamentally interdependent. If these interdependencies are ignored, it will have adverse effects on the efficiency of investment in transmission infrastructure, undermining the success of electricity market liberalization. He draws two implications: “(a) we need to better understand the economic justification (costs and benefits) for these reliability criteria and (b) economic models of transmission investment need to take into account the factors that create a need for reliability criteria and the impacts of reliability criteria that are applied in practice.”

7. Will optimal investment occur? Some reflections

The literature survey in Sections 5 and 6 has identified several potential causes why investment in a market-based electric power system will not necessarily be optimal in terms of a) capacity expansion, b) composition of the production mix of generation technologies in relation to the structure and variability of demand, c) location of new production facilities in relation to the transmission network, d) the composition of the portfolio of transmission network assets to secure reliability of delivery of transmission services and e) the optimal functioning of the transmission network as a “market” in relation to competitive electricity markets, including e.g. the handling of transmission network constraints in the short run and optimal investment in the elimination or reduction of such constraints in the long run. Some lessons and insights can be drawn from such a survey with regard to market and system design and implementation to achieve optimality, but a survey cannot, of course, in itself assess how much, in a given situation, the actual flow of new investment deviates from the optimal flow. This requires an empirical efficiency analysis of investment behaviour in a specific case.

In this Section we will reflect on some lessons and experiences that may be drawn with regard to optimal investment in electric power systems, partly on

the basis of the literature survey, but also on some potential causes for market failure in investment power markets and systems that are not specifically covered in the survey. This will necessarily have to be done in a summary fashion. We start with the production and end-user parts of the power value chain, or competitive parts, and then the network part, recognizing the interdependences between them, as discussed above, and then some remarks on investment for energy security and system reliability purposes.

7.1 Investment in competitive power markets

Four issues or causes of market failure seem to be of particular importance here, i.e. a) economies of scale in generation technologies and economies of scope in the composition of the production mix of generation technologies, b) exercise of market power, c) externalities in the production and use of electricity, and d) information asymmetries on the end-user side.

7.1.1 Economies of scale and scope

Economies of scale as a potential market failure factor is dependent upon the size of the relevant power market area in relation to the optimal scale of the investment in question, which again is dependent upon the form and degree of market integration, where the power network capacity and facilities spanning the market play a crucial role. The accommodation e.g. of the new 1600 MW Finnish nuclear power plant into the market, on the assumption that 1600 MW is the optimal scale of plant, will have to be assessed quite differently from an investor and economic efficiency perspective whether this investment is considered in relation to an isolated Finnish power market or to a fully integrated Nordic market or even to a wider integrated European market. In general, economies of scale in power production, considered in isolation, do not seem to be an important source of failure in power investment markets under the present degree of market integration.²⁰

Economies/diseconomies of scope with regard to the composition of generation technologies in the overall production system has gained increased importance and attention as a consequence of the push for introducing new renewable power technologies, e.g. wind power, into the system, driven to a large extent by environmental concerns and political stimuli. Because of the inherently intermittent nature of such production technologies, their introduction into the power system raises a number of long term investment as well short term operational issues with regard e.g. to the size, form and location of the investment (e.g. clustering of wind farms in a location), generation scheduling, frequency management, stranded costs or the decommissioning of assets in the established system as a consequence of the introduction of the

²⁰ For some discussion see e.g. Leveque (ed.) (2006) and Jamasb et al (eds.) (2006).

new renewable technologies, etc, which basically is a question of economies or diseconomies of scope across generation technologies in the optimal composition of the production mix in relation to demand.²¹ However, it is also a question in relation to the structure and regulation of the transmission network, e.g. regulated access charges to the network to facilitate the introduction and use of renewable power; see Subsection 7.2 below.

7.1.2 Exercise of market power

Exercise of market power is a serious potential source of market failure in electric power markets, because of the properties and characteristics of electricity in market terms and the generally high degree of market concentration in electricity markets.²²

In investment power markets the exercise of market power can take many different forms. It can be used strategically to block or pre-empt entry to the market in the form of competitive new investment from market entrants, it can be used to withholding capacity to raise prices and then also lowering them strategically to deter entry, it can be used to distort the optimal composition of the production system by exercising market power discretionally between generation forms, e.g. between thermal and hydro power, it can be used under vertical integration, without full unbundling between generation and network activities, to distort competition and investment by cross-subsidization, to mention some forms.²³

While the scope for the potential exercise of market power may be a serious cause of market failure in power markets, is the actual exercise of such power a problem in the short term for power markets in general and in the long term for investment power markets in particular? In the end, this is a question whether there is a “policy failure” in the design and efficient enforcement of the competition policy regime in relation to electricity markets. E.g. if the actual enforcement is not sufficiently strong and active to prevent the exercise of market power in the relevant market, or the enforcement power of the competition policy regime is split up or insufficiently coordinated among (national) jurisdictions in an integrated, common electric power market, this may result in weak policy enforcement.²⁴

²¹ For an overview and discussion, see Skjeret (2008).

²² For an overview and discussion, see Hope (2005).

²³ For a discussion of (ownership) unbundling, see Pollitt (2007).

²⁴ The Nordic competition authorities have recently published jointly a comprehensive and interesting report on investment for an efficient Nordic electricity market. See Nordic Competition Authorities (2007). See also Nordic Competition Authorities (2003).

7.1.3 Environmental effects of production and consumption of electricity (externalities)

This is a huge and complex area and probably the one that is most in focus in the political and public debate. In the present context one set of issues relates to the identification and valuation of environmental costs of production and consumption of electricity in investment analysis and decision making. Another set of issues concerns the design and selection of instruments and mechanisms, and their properties, for the efficient handling of environmental effects of power production and use; in particular, the design and operation of environmental markets, like emission quota markets and “green” certificate markets, and their properties in relation to other environmental policy instruments, e.g. environmental taxes. A third set relates to more long term investment issues, e.g. how to realize a future low-carbon electric power production and consumption system, mainly because of potential harmful environmental effects of green house gas emissions from the use of fossil fuels in electricity production, by means of environmental policy stimuli.²⁵

The design and implementation of existing environmental markets, like e.g. the European Emission Trading Scheme (ETS) and the Swedish certificate market²⁶ for renewable power, have been subject to flaws and problems in the formative stages, resulting in inefficient performance. However, the performance seems to be improving due to various regulatory interventions and design improvements.²⁷

More important than imperfectly functioning environmental markets to explain why the environmental policy towards GHG emissions and other environmental effects of energy use in the electricity sector may have fallen short of stated policy objectives, however, has been a lack of consistency and stability over time in the environmental policy framework, resulting in uncertainty and in lack of predictability for investors with regard to investment cost and timing and form of investment. A relevant case could e.g. be the Norwegian policy approach to investment in gas fired power plants and the various solutions advocated for CO₂ sequestration and storage in connection with the investments, where policy consistency and predictability over time have been relatively weak.

7.1.4 End-use investment

The analysis of investment in competitive power markets has to a large extent

²⁵ See e.g. Jamasb et al (2008).

²⁶ A common Swedish/Norwegian certificate market was planned, but has not realized yet. Discussions between Swedish and Norwegian authorities have, however, been resumed.

²⁷ See a.o. various reports and documents from the EU Commission wrt the ETS, e.g. Ecofys (2006).

been concentrated on the production side, while the potential for efficiency gains from new investment and innovation may be even larger on the end-user side. There are two main issues or problem areas to be considered here in relation to optimal investment.

One set of questions relates to improving the design and operation of retail electricity markets and activating the demand side to make it more responsive to changes on the supply side, e.g. in relation to supply shortages or obtaining better capacity utilization of production facilities. Relevant measures could be to implement real time pricing mechanisms, developing risk-sharing contracts between producers and consumers, investing in two-way communication systems between producers and consumers, investing in smart metering technologies,²⁸ etc. Investment in decentralized, small-scale production systems for electric power close the consumers, e.g. micro-generation, would also fall within this area.

A second set of issues relates to various kinds of information barriers for the optimal flow of investment on the end-user side, which can be grouped under imperfect information barriers and asymmetric information barriers between producers and consumers, respectively. These information barriers are to a large extent due to the long-lived nature of many types of investment on the end-user side, e.g. in houses/buildings, where the economic lifetime of such investments typically is much longer than the planning time horizon of the end-users, and where investment in energy/electricity facilities, and their operating costs, account for a relatively small share of the total investment and operating costs of such buildings.

Many developments are taking place in this area, partly with the purpose of improving information to end-users and partly by promoting the energy performance of buildings by introducing various forms of energy efficiency standards and measures. This can be exemplified with two EU Directives issued by the Commission, i.e. the Energy Performance and Buildings Directives (EPBD) (2003) and the Energy End-Use Efficiency and Energy Services Directive (ESD) (2006)²⁹, respectively.

The EPBD is designed to promote the energy performance of buildings in Member States through: a) the introduction of a framework for an integrated methodology for measuring energy performance; b) the application of minimum energy performance standards in new buildings and certain renovated buildings; the energy certification and advice for new and existing buildings; and c) the

²⁸ See e.g. Owen and Ward (2007).

²⁹ The ESD has a wider coverage than just buildings, but is highly relevant for them.

inspection and assessment of boilers and heating/cooling systems. The purpose of the ESD is to encourage energy efficiency through the development of a market for energy services and the delivery of energy efficiency programmes and measures to end-users. There are a number of problems with the implementation and enforcement of the Directives, but they represent interesting efforts and approaches to cope with information barriers with regard to investment and operation of information services for energy on the end-user side.

7.2 Investment in electric power networks

Even though they are interrelated, a distinction can be drawn between the optimal structure and organization of the electric power network on the one side and the optimal regulation of the network as a natural monopoly on the other.³⁰ The literature survey in Sections 5 and 6 covered many questions and issues relevant for optimal network investment decisions with regard to both network structure and regulation. In this section we will list in a summary fashion some factors and issues that have to be taken into consideration, primarily when deciding on investing in the optimal structure and organization of the network, while Subsection 7.3 will be devoted to a brief discussion of the relationship between security supply of power and regulation of electric power networks in liberalized power markets.

7.2.1 Network structure and organization

- The network as a natural monopoly
 - Technical properties and characteristics of network functions and services, physical power flows, network externalities, system effects, etc.
 - Identification and demarcation of natural monopoly functions; relationship between natural monopoly services and ancillary network services
 - Extent of natural monopoly in network; one monopoly or hierarchy of natural monopolies
- Network organization
 - Overall network structure and planning system
 - Division of labour and responsibility between overall network planning system and network investment and operation decisions
 - Degree of decentralization of network functions and investment decisions in the network organization
 - Ownership of network assets and facilities; public versus private

³⁰ See von der Fehr, Hagen and Hope (2002).

ownership; merchant transmission investment; allocation of property rights; investment decision criteria

- Transmission system operator (TSO) versus Independent system operator (ISO) organization; implications for investment decisions
- Network organization in regionally integrated (multi-country) power markets; overall regional network planning and decision-making system
- Network organization for the integration of other energy networks with the electric power network; multi-utility network organization.

Network functions

- Identification of network capacity constraints in meshed networks
- Methods for the handling of network capacity constraints; properties of different methods; relationship between capacity constraint handling and capacity investment. Harmonization of principles and rules for the handling of capacity constraints in spatially integrated networks and power markets
- Methods and criteria for evaluating optimal network investment; short-term versus long-term considerations and decisions
- Location decisions with regard to generation capacity in relation to network load and demand for power
- Implementation of an optimal investment programme for the total network; division of labour and responsibility in decision making between involved parties, vertically and horizontally, and also for spatially integrated power markets

Network regulation

- Choice of regulatory mechanism with desired properties, short and long term, and timely revision of the regulatory model under changing circumstances, with special attention to the incentive properties of various mechanisms to contribute to optimal investment in the electric power system as a whole
- Harmonization of regulatory models and procedures in spatially integrated power markets
- Choice of “global” regulatory model to facilitate the integration of the electric power network with other energy networks, e.g. natural gas, if desired.

The list could have been made even longer, but covers the main factors that have to be considered from the network side with regard to the structure,

organization and regulation of the electric power network to facilitate optimal network investment.

7.3 Security of supply and regulation

A number of different definitions and conceptions of security of supply of energy (electric power in this context) have been presented in the literature and in official policy documents, often focusing on security of physical supplies and often with reference to the upstream part of the power system (production).³¹ Related concepts to security of supply are system reliability and supply adequacy.³²

Security of supply of a defined electric power system has characteristics of a public good. There may also be global public goods aspects of the production and use of electric power, e.g. global climate change effects of GHG emission from fossil-fuelled electricity plants, or global security issues over and above energy security from nuclear power production, e.g. resulting from the handling internationally of nuclear material as input to and waste from nuclear power production. These aspects will not be discussed in the present context.³³

The optimal provision of security of supply will not be secured and some form of regulation is required. How should this regulation be designed for liberalized electric power markets and, in particular, what role will the power network and the regulation of the network play in achieving security of supply?³⁴ We will make a few observations on this question.

Egenhofer et al (2004) suggest that, in liberalized energy markets, the role of government, companies, and consumers change and, therefore, supply security should rather be redefined in terms of risk and associated costs. “In this logic, security of supply becomes a risk-management strategy with a strong inclination towards cost-effectiveness, involving both the supply and the demand side”. In this context the strategic role of the electric power network and its regulation becomes important.

The primary role of regulation of networks in improving security of supply in market-based power systems are (Section 3): a) attracting sufficient investment, b) promoting adequate maintenance of existing facilities, c) promoting efficient operation of network infrastructure, and d) ensuring adequate rewards

³¹ For an overview, see Egenhofer et al (2004), who also propose definitions of security of supply for market-based electric power systems.

³² A Working Group of the CEER (2005) defined security of supply as: “Customers have access to electricity at the time they need it with the defined quality”. Reliability is defined as: “System operation without interruption and disturbance within the defined period.” For definition of supply adequacy, see Section 5 above.

³³ For discussion of global public goods in an energy context, see Barrett (2007). For a more general exposition, see Sandmo (2007).

³⁴ Many of the recent power system failures in the form of blackout or brownouts have come from the network side, e.g. in Italy in 2006.

for innovation and technological progress, by building into the regulatory model incentives for such outcome. However, because the security of supply concept under the above approach becomes a multi-dimensional concept, regulators have to make choices about incentives which may have precise impacts on some of the components of security of supply but not on others.

A case in point may be the introduction of capacity payments for generation capacity in some electricity markets, e.g. the PJM market in the US³⁵ and access charges for intermittent renewable power.³⁶ The access charging methodology is important for the allocation of network access and usage costs between the existing and new connections that have to be established e.g. for the introduction of new renewable power into the system.

Two factors seem to be of particular importance with regard to achieving acceptable and cost-effective solutions for security of supply through network regulation:

- Design of regulatory mechanisms with incentives to stimulating innovation and technological progress in the power network. Technological progress has been relatively slow in the electric power network, but many interesting innovative developments are now taking place. Decentralized power systems with multiple small scale sources of generation like micro-generation, location of new generation capacity in relation to the network, smart meters, two-way communication systems, as mentioned above, are examples of such innovations.³⁷ On the other hand, the macro security of the network should always be considered, because failures or breakdowns in the high-level parts of the network can have very serious consequences for system security and stability.
- Integration of different energy networks (electricity, natural gas, systems for distributed gas, district heating networks, etc) and “global” regulation of the networks on a common basis are important for securing energy security for the energy system as a whole.

Will this perspective on security of supply and innovations taking place in the network change the public goods aspect of security of supply to the extent that it can be left to the energy markets to set the level of security of supply, without network regulation in this regard, also taking into account that regulation will never be perfect in relation to stated regulatory objectives? At the present state-of-art, this is definitely not so. However, the “core” of natural monopoly in the network seems to be shrinking due to these developments so that well-

³⁵ See e.g. Joskow (2006) and Bowring (2008). In the UK auctions have been introduced for peaking capacity at times of maximum electricity demand; see e.g. JESS (2006) for the UK. In Norway the regulation capacity market represents an interesting case, taking account of capacity factors on both the supply and demand sides.

³⁶ See Section 5.

³⁷ See e.g. Patterson (2007) for some discussion of the potential for network innovations.

functioning energy markets will gradually have a larger role to play in securing energy security.

8. Concluding remarks

A state-of-the-art research paper will, necessarily, have to be “static” in the sense that it is supposed to take a bird’s eye view of the state of the art of scientific analysis and thinking within a given area at a point in time. Optimal investment in market-based electric power systems is one of the most complex and challenging set of issues presently facing us in energy economics research and also with regard to the operational implementation in market design and regulation. Therefore, a brief state-of-the-art research paper like this cannot do proper justice to all the issues and problems that have to be considered. However, we hope that the paper has shed some light on the issues and has helped to identify some of the most important factors and aspects that have to be taken into account in research design to make further knowledge-based progress in this area, as well as for improvements in market and regulatory designs to secure optimal investment.

Progress is indeed taking place. We end by quoting a statement by Michael Pollitt to the book edited by Fereidoon Sioshansi (2008). This collection of studies was published in February 2008, which also represents the time of closure of this state-of-the-art research study.

“Electricity liberalization continues to be one of the longest running and most interesting of multi-country microeconomic experiments. While most of these market reform initiatives are ongoing, some are mature enough to no longer be experiments, and many others have been running long enough to give rise to preliminary results. Economic analysis is well served by well-informed and detailed analyses of these experiences, such as appear in this volume.”

REFERENCES

- Amundsen, Eirik S., and Lars Bergman (2002): Will cross-ownership re-establish market power in the Nordic power market. *The Energy Journal*, 23(2), 73-95.
- Armstrong, Mark, and David E. M. Sappington (2007): Recent developments in the theory of regulation, in *Handbook of Industrial Organization*. M. Armstrong & R. Porter (eds.), (Vol. 3, pp. 1557-1700): Elsevier.
- Averch, Harvey, and Leland L. Johnson. (1962): Behavior of the firm under regulatory constraint. *American Economic Review*, 52(5), 1052-1069.
- Barrett, Scott (2007): Why cooperate? *The incentive to supply global public goods*. Oxford University Press.
- Bergman, Lars, Gert Brunekreeft, Chris Doyle, Nils-Henrik M von der Fehr, David M Newbery, Michael Pollitt, et al. (1999): *A European market for electricity*. London: Centre for Economic Policy Research.
- Bjørndal, Mette, and Kurt Jörnsten (1999): *Zonal pricing in a deregulated electricity market* (Discussion Paper No. 1999:11). Bergen: Norwegian School of Economics and Business Administration.

- Bjørndal, Mette, Kurt Jörnsten, and Virginie Pignon (2002): *Congestion management in the Nordic power market - counter purchases and zonal pricing* (Discussion paper No. 2002:31). Bergen: Norwegian School of Economics and Business Administration.
- Blumsack, Seth (2006): *Some implications of Braess' Paradox in electric power systems* (Working Paper). Pittsburgh: Carnegie Mellon University, Department of Engineering and Public Policy
- Bolton, Patrick, and Mathias Dewatripoint (2005): *Contract Theory*. Cambridge, Massachusetts: MIT Press.
- Botterud, A. and M. Korpås (2005): *Modelling of power generation investment under uncertainty in liberalized electricity markets*. Mimeo. Department of Electrical Power Engineering, NTNU. Trondheim.
- Bowring, J. (2008): The evolution of PJM's capacity market, in F. P.Sioshansi (ed.) (2008): *Competitive electricity markets: Design, implementation, performance*. Elsevier.
- Brennan, Timothy J. (2007): *Power play or short-handed: Why electricity competition remains a challenging goal*. C. D. Howe Institute Commentary. Draft paper.
- Bushnell, James. (1999): Transmission rights and market power. *The Electricity Journal*, 12(8), 77-85.
- Bushnell, James B, and Steven E Stoft (1996): Electric grid investment under a contract network regime. *Journal of Regulatory Economics*, 10(1), 61-79.
- Bye, Torstein and Einar Hope (2006): Electricity market reform – The Norwegian experience, in Lars Sørsgard (ed.): *Competition and welfare: The Norwegian experience*, Norwegian Competition Authority. Bergen.
- Bye, Torstein and Einar Hope (2007): Deregulering av elektrisitetsmarkedet: Norske erfaringer. *Økonomisk Forum*, nr. 1 2007, 17-25.
- Cardell, Judith B., Carrie Cullen Hitt, and William W. Hogan (1997): Market power and strategic interaction in electricity networks. *Resource and Energy Economics*, 19(1-2), 109-137.
- Chao, Hung-Po, and Stephen Peck (1996): A market mechanism for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics*, 10(1), 25-59.
- Crampes, Claude, and Michel Moreaux (2001): Water resource and power generation. *International Journal of Industrial Organization*, 19(6), 975-997.
- Cramton, Peter, and Steven Stoft (2006): *The convergence of market designs for adequate generating capacity with special attention to the CAISO's resource adequacy problem* (Working Paper No. 06-007). Massachusetts: MIT CEEPR.
- Crew, Michael A., and Paul R. Kleindorfer (1979). *Public utility economics*. London: The MacMillan Press Ltd.
- ECON (2003): *Investeringer i nett og alternative tiltak* (Rapport No. 2003-074). Oslo ECON Analyse AS.
- ECON (2007): *Vilkår for ny kraftproduksjon* (Rapport No. 2007-097). Oslo ECON PÖYRY AS.
- Egenhofer, C., K. Gialoglu, G. Luciani, M. Boots, M. Scheepers, V. Constantini, f. Gracceva, A. Markandya, and G. Vicini (2004): *Market-based options for security of energy supply*. Fondazione Eni Enrico Mattei. Roma.
- European Parliament and Council 2006 Directive 2006/32/EC of the European Parliament and the Council on energy end-use efficiency and energy services. *Official Journal of the European Communities* L114/64, 27/4/2006.
- European Parliament and Council 2003 Directive 2002/91/EC of the European Parliament and the Council on the energy performance of buildings. *Official Journal of the European Communities* L1/65, 4/1/2003.
- Fabrizio, Kira R., Nancy L. Rose and Catherine D. Wolfram (2007): Do markets reduce costs? Assessing the impact of regulatory restructuring on US electric generation efficiency. *American Economic Review*, Vol. 97, No. 4, 1250-1277.
- Fischbeck, Paul, and Shalini Vajjhala (2006): *Quantifying siting difficulty: A case study of U.S. transmission line siting: Resources For the Future*. UR - <http://ideas.repec.org/p/rff/dpaper/dp-06-03.html>

- Førsund, Finn (2007a): *Hydropower economics*. Oslo: Springer Science+Business Media LLC.
- Førsund, Finn R (2007b). *Investment in transmission*. Oslo: The Frisch Centre.
- Fudenberg, Tirole, and Jean Tirole (1991): *Game theory*. Cambridge: The MIT Press
- Gans, Joshua S., and Stephen P. King (2000): Options for electricity transmission regulation in Australia. *Australian Economic Review*, 33(2), 145-160.
- Garcia, Alfredo, James D Reitzes, and Ennio Stacchetti (2001): Strategic pricing when electricity is storable. *Journal of Regulatory Economics*, 20(3), 223-247.
- Glachant, Jean-Michel (2006): Generation mix in competitive electricity markets, in Francois L eveque (ed.): *Competitive electricity markets and sustainability*. Edward Elgar Publishing.
- Green, Richard (2006): Investment and generation capacity, in Francois L eveque (ed.): *Competitive electricity markets and sustainability*. Edward Elgar Publishing.
- Green, Richard J., and David M. Newbery (1992): Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy*, 100(5), 929-953.
- Grubb, M., T. Jamasb and M. Pollitt (eds.) (2008): *Delivering a low-carbon electricity system: Technologies, economics, and policy*. Cambridge University Press.
- Hammer, Ulf (2007): *Investeringer i kraftproduksjon og nett*. En rettslig studie (Rapport). Oslo.
- Hiroux, C eline (2004): *The integration of wind power into competitive electricity markets: The case of transmission grid connection charges* (Working Paper). Paris: Groupe R eseaux Jean Monet.
- Hoel, Michael (2004): *Electricity prices in a mixed thermal and hydropower system*: Oslo University, Department of Economics. UR -http://ideas.repec.org/p/hhs/osloec/2004_028.html
- Hogan, William W. (1992): Contract networks for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics*, 4(3), 211-242.
- Hope, Einar (2005): *Market dominance and market power in electric power markets. A competition policy perspective*. Report 3/2005. Swedish Competition Authority.
- Hung-po, Chao, Oren Shmuel, and Wilson Robert (2005): *Restructured electricity markets: Reevaluation of vertical integration and unbundling*: UCLA Department of Economics. URL: <http://ideas.repec.org/p/cla/levrem/78482800000000238.html>
- Jamasb, T., W. Nuttall and M. Pollitt (eds.) (2006): *Future electricity technologies and systems*. Cambridge University Press.
- Jamasb, Tooraj, Karsten Neuhoff, David Newbery, and Michael G. Pollitt (2005): *Long-term framework for electricity distribution access charges*: Faculty of Economics (formerly DAE), University of Cambridge. URL: <http://ideas.repec.org/p/cam/camdae/0551.html>
- JESS (2006): *Long-term security of energy supply*. December 2006 Report. Joint Security of Supply Working Group. Department of Trade and Industry. London.
- Johansen, Leif (1972): *Production functions*. Amsterdam: North Holland.
- Johnsen, T. A. (2001): Hydropower generation and storage, transmission constraints and market power. *Utilities Policy*, 10(2), 63-73.
- Joskow, Paul L. (2008): Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. *The Energy Journal*, Special Issue, April 2008.
- Joskow, Paul L., and Jean Tirole (2007): Reliability and Competitive Electricity Markets. *Rand Journal of Economics*. vol. 38, No. 1, Spring 2007, 60-84.
- Joskow, Paul L. (2006): Patterns of transmission investment, in Francois L eveque (ed.): *Competitive electricity markets and sustainability*. Edward Elgar Publishing.
- Joskow, Paul L, and Jean Tirole (2005): Merchant transmission investment. *Journal of Industrial Economics*, 53(2), 233-264.

Joskow, Paul L., and Jean Tirole (2004): *Retail electricity competition*. National Bureau of Economic Research, Inc. URL: <http://ideas.repec.org/p/nbr/nberwo/10473.html>

Joskow, Paul, and Richard Schmalensee (1983): *Markets for power*. Massachusetts: MIT Press.

Kirby, Brendan, and Eric Hirst (1999): Maintaining transmission adequacy in the future.

The Electricity Journal, 12(9), 62-72.

Kjærland, Frode (2007): Lave investeringsnivå i mer kraftproduksjon – hva kan være årsaken? *Økonomisk Forum*, nr. 1 2007, 26-32.

Nordic Competition Authorities (2007): Capacity for competition. *Investing for an efficient Nordic electricity market*. Report 1/2007.

Nordic Competition Authorities (2003): *A powerful competition policy. Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power*. Report 1/2003.

Owen, G. and J. Ward (2006): Smart meters: commercial, regulatory and policy drivers. Sustainability First. London. www.sustainabilityfirst.org.uk.

Patterson, W. (2007): Keeping the lights on: *Towards sustainable electricity*. Earthscan. London.

Pollitt, Michael (2007): *The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks*. Cambridge Working Papers in Economics, CWPE 0737, August.

Sandmo, Agnar (2007): *The welfare economics of global public goods*. Discussion paper SAM 35 2007. Norwegian School of Economics and Business Administration.

Sioshansi, Fereidoon P. (ed.) (2008): *Competitive electricity markets: Design, implementation, performance*. Elsevier.

Sioshansi, Fereidoon P. and Wolfgang Pfaffenberger (eds.) (2006): *Electricity market reform. An international perspective*. Elsevier.

Sauma, Enzo E., and Shmuel S. Oren (2006): Economic criteria for planning transmission investment in restructured electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 1394-1405.

Schweppe, Fred C., Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors, and Roger E. Bohn (1988): *Spot pricing of electricity*. Boston: Kluwer Academic Publishers.

Sioshansi, Fereidoon P. (ed.) (2008): *Competitive electricity markets: Design, implementation, performance*. Elsevier.

Skaar, Jostein and Lars Sjørgard (2006): Temporary bottlenecks, hydropower and acquisitions. *Scandinavian Journal of Economics*, 108(3), 481-497.

Skjeret, Frode (2008): *Overview of investment in electricity assets*. SNF-report R02/08.

Smeers, Yves (2006): Long-term locational prices and investment incentives in the transmission of electricity, in Francois Lèveque (ed.): *Competitive electricity markets and sustainability*. Edward Elgar.

Statnett, SF. (2004). *Nettkonsekvenser av ny vindkraft i Nord- og Midt-Norge* (UA-notat No. 04-53). Oslo: Statnett : Divisjon for utvikling og investering.

Stoft, Steven (2006): Problems of transmission investment in a deregulated power market, in F. Leveque (ed.), *Competitive electricity markets and sustainability*. Paris: Edward Elgar Publishing.

Turvey, Ralph (2006): *Short & long run transmission incentives for generation location*. Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research. URL:<http://ideas.repec.org/p/mee/wpaper/0604.html>

Turvey, Ralph (2000): Infrastructure access pricing and lumpy investments. *Utilities Policy*, 9 (4), 207-218.

Turvey, R (1969): Marginal cost. *Economic Journal*, 79(314), 282-299.

Varian, Hal (1992): *Microeconomic analysis*. New York: W.W. Norton & Company.

- Victor, David and Thomas C. Heller (eds.) (2007): *The political economy of power sector reform. The experiences of five major developing countries*. Cambridge University Press.
- von der Fehr, Nils-Henrik M., Lars Bergman, and Eirik S. Amundsen. (2006). The Nordic market: robust by design?, in Sioshansi, Fereidoon P. and Wolfgang Pfaffenberger (eds.): *Electricity market reform. An international perspective*. Elsevier.
- von der Fehr, Nils-Henrik Mørch (2005): *Ute av balanse? Produksjonstilpasningen i kraftmarkedet*. Utredning for NVE.
- von der Fehr, Nils-Henrik Mørch., Kåre Petter Hagen, and Einar Hope (2002): *Nettregulering* Bergen. Institute for Research in Economics and Business Administration.
- von der Fehr, Nils-Henrik Mørch and David Harbord (1993): Spot market competition in the UK electricity industry. *Economic Journal*, 103(418), 531-546.
- Vogelsang, Ingo (2005): *Electricity transmission pricing and performance-based regulation*. CESifo GmbH. URL: http://ideas.repec.org/p/ces/ceswps/_1474.html
- Williamson, Oliver E. (1983): Credible commitments: Using hostages to support exchange. *American Economic Review*, 73(4), 519-540.
- Wu, F. F., F. L. Zheng, and F. S. Wen (2006): Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market. *ENERGY*, 31 (6/7), 954-966.

Prinsipper for tariffing i sentralnettet

Om Statnetts forslag til ny innmatingstariff*

Innledning; bakgrunn

I styrefremlegg av 06.06.12 behandlet Statnetts styre et forslag fra administrasjonen om ny prisstrategi for Statnett for perioden 2014-2018. Denne har også blitt presentert for representanter for kundene i sentralnettet. I et notat av september 2012 utdyper Statnett forslaget om å øke innmatingstariffen med omtrent 1 øre/kWh, med vekt på konsekvensene av et økt fastledd for investeringer i ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige, særlig sett i lys av det norsk-svenske markedet for elsertifikater.

Etter oppdrag fra Energi Norge har jeg blitt bedt om å gi en vurdering av forslaget til endring av innmatingstariffen, med vekt på prinsipielle, samfunnsøkonomiske betraktninger og vurderinger. Siden innmatingstariffen ikke kan betraktes isolert fra tariffstrukturen for øvrig, og også overordnet sett i relasjon til reguleringsregimet for Statnett, skal jeg først gi en kort redegjørelse for viktige prinsipper for optimal nettariffing, under et overordnet krav om optimal nettregulering. Drøftingen er avgrenset til sentralnettet.

In avsnitt 2 gis det en kort definisjon og presisering av begrepet samfunnsøkonomisk effektivitet, som er det grunnleggende mål i energiloven for regulering, organisering og drift av kraftnettet. Avsnitt 3 omhandler prinsipper for optimal tariffing, med vekt på spørsmål vedrørende forholdet mellom effektivitet og fordeling for grupper av brukere av nettet, vurdert ut fra prinsippet om ikke-diskriminering av brukere ved tilgang til og bruk av nettet, som er et prinsipp som er knesatt både i internasjonal og norsk lovgivning og tariffingpraksis. I avsnitt 4 drøftes noen forhold ved kostnadsforhold og kostnadskausalitet ved tariffing, mens avsnitt 5 inneholder noen spesifikke kommentarer til Statnetts forslag til ny innmatingstariff.

Samfunnsøkonomisk effektivitet

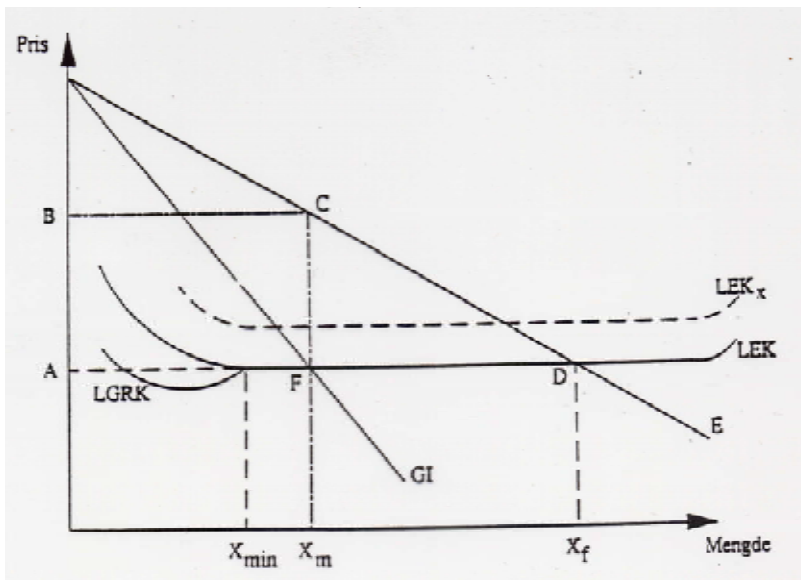
I bakgrunnsnotatet av september 2012 fra Statnett heter det (s.3): "Hvilke samfunnsøkonomiske konsekvenser har Statnetts forslag om å øke det faste leddet i innmatingstariffen?". I energiloven og forskrifter til denne er samfunnsøkonomisk effektiv nettdrift og nettutbygging satt som overordnet mål for nettvirksomheten.

* *Utredning for Energi Norge, 2012.*

Det samfunnsøkonomiske effektivitetsbegrepet har flere dimensjoner:

- Statisk effektivitet
 - Teknisk effektivitet (produksjonsmessig)
 - Allokeringmessig effektivitet
 - X-ineffektivitet
- Dynamisk effektivitet
 - Teknologisk utvikling og innovasjon
 - Produktutvikling, forbedret organisering, utvikling av markeddesign, m.m.
- Uproduktiv profittsøking (samfunnsøkonomisk uproduktiv ressursbruk av aktører for å styrke sin forhandlingsposisjon, drive lobbying, m.m. overfor myndigheter og det regulerte foretaket).

De ulike statiske effektivitetsbegrepene kan illustreres på en enkel måte i figur 1.



Figur 1. Prinsippskisse av effektivitetsbegreper og -mål

Langs den horisontale akse er angitt mengde kraft transportert gjennom sentralnettet, målt for eksempel i MWh, mens den vertikale akse angir enhetskostnader og enhetspris/tariff. LEK er langtidsenhetskostnadskurven som er sammenfallende med langtidsgrensekostnadskurven (LGRK) etter kvantum X_{min} . X_f og X_m viser tilpasningen ved henholdsvis frikonkurranse og monopol.

Teknisk effektivitet vil si at virksomheten er kostnadmessig effektiv ved å operere på LEK-kurven, som viser kostnadene ved beste praksis teknologi. Allokeringmessig (in)effektivitet er vist ved arealet CDF som er tapet av konsumentoverskudd ved monopolisering (ofte også kalt det samfunnsøkonomiske dødvektstapet). Slik figuren er tegnet, utnyttes i dette tilfellet stordriftsfordelene i produksjonen (nettdriften) fullt ut også ved monopoltilpasningen, ved at X_m ligger til høyre for X_{min} . Med avtakende grensekostnader ved naturlig monopol, som i tilfellet med sentralnett, vil dette gjelde.

Kurven LEK_x illustrerer begrepet X-ineffektivitet som kan knyttes til en regulert, naturlig monopolvirksomhet, der reguleringsregimet ikke er utformet, eller praktiseres, på en måte som gjør at det regulerte foretaket ikke drives kostnadmessig effektivt i teknisk effektivitetsmessig forstand, dvs. på LEK-kurven. I diskusjonen om behovet for og kostnadene ved planlegging, organisering og gjennomføring av økt nettutbygging fremover, er dette et aspekt ved samfunnsmessig effektivitet som også må vurderes.

Dynamisk effektivitet er et krav til samfunnsøkonomisk optimal oppgradering og utbygging av nettet; se avsnitt 4. Insitamentene til uproduktiv profittsøking kan relateres til størrelsen på profittpotensialet $ABCF$ ved ren monopoltilpasning.

3. Prinsipper for optimal tariffutforming

Det er fire grunnleggende prinsipper eller krav som kan oppstilles med hensyn til optimal tariffutforming ved tilgang til og bruk av nettet ved naturlig monopol:

- Ikke-diskriminering mellom aktører
- Transparens; åpent tilgjengelige tariffer
- Kostnadskausalitet; se avsnitt 4
- Kostnadsdekning for det regulerte foretaket

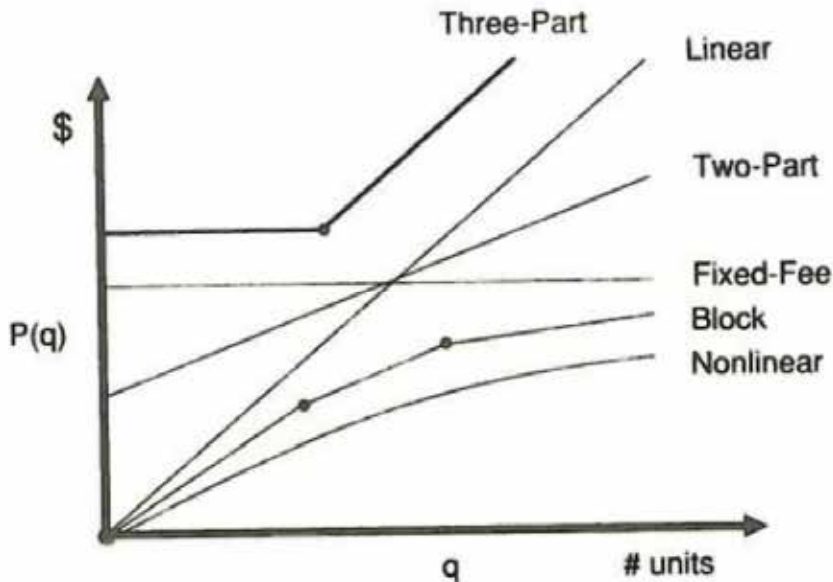
Til å ivareta disse hensyn og krav er det utviklet et variert sett av ulike tariffer. Hovedtypene er:

- Lineære tariffer
- Ikke-lineære tariffer
- Blokk tariffer
- Todelte tariffer
- Tredelte tariffer
- Fastpristariffer

Tariffene kan differensieres med hensyn på tid (døgn/sesong) - tidsvariable tariffer - eller sted - geografisk differensierte tariffer.

De ulike tariffene er illustrert på en enkel måte i figur 2, der kvantum, uttrykt for eksempel i MWh, er målt langs den horisontale akse og pris/tariff langs den vertikale, som i figur 1.¹ (Nivået på todelte, tredelte og fastpris tariffen er vilkårlig valgt).

Figur 2. Prinsippskisse av ulike former for tariffen



3.1. Ikke-diskriminering; forholdet mellom effektivitet og fordeling

Prinsippet om ikke-diskriminering mellom brukere av nettet (kraftprodusenter og etterspørrere etter netjtjenester) er regulert gjennom lov og forskrifter så vel i norsk rett som i EU-systemet. Prinsippet kan imidlertid fravikes, hvis tariffene "kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold", som det heter i energilovforskriftens § 4-4 d. Spørsmålet er hvor langt tariffene kan differensieres mellom brukergrupper ut fra hensynet til kostnadsdekning for Statnett, uten at dette kommer i konflikt med effektivitetshensynet. Spørsmålet er med andre ord om det må foretas en avveining mellom effektivitets- og fordelingshensyn og i tilfelle hvordan denne avveiningen best kan foretas.²

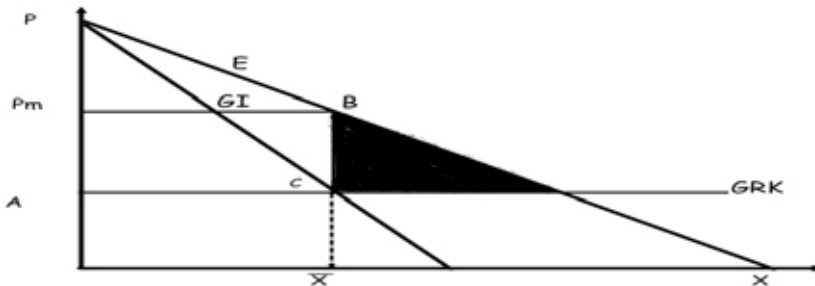
Problemstillingen kan analyseres trinnvis, ved å se på ulike former for tariffutforming og regulering.

Figur 3 viser tilpasningen til et uregulert nettforetak som driver uniform prisdiskriminering, dvs. at det kun setter én pris, P_m , på tjenestene, bestemt av

¹ Figuren er hentet fra Robert Wilson: *Nonlinear Pricing*, Oxford University Press, 1993.

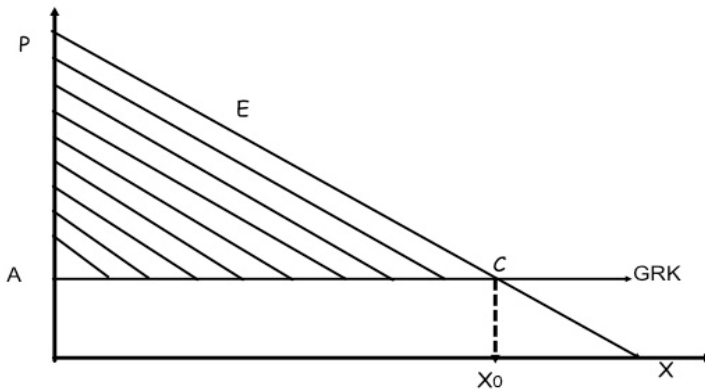
² Direkte overføringer over offentlige budsjetter til kostnadsdekning vil kunne komme i konflikt med bestemmelsene om konkurransevridende statsstøtte og sees derfor bort fra her.

betalingsviljen i etterspørselen, gitt ved etterspørselskurven E. Det antas for enkelthets skyld at grensekostnaden i produksjonen av netttjenester innenfor en gitt kapasitet (kort sikt) (for definisjon, se avsnitt 4) er konstant, uavhengig av produksjonsmengden. Det samfunnsøkonomiske allokeringstapet er gitt ved arealet som er farget svart i figuren. Det finner sted en inntektsomallokering mellom monopolist og konsumenter/brukere lik arealet $APmBC$. Tilpasningen er åpenbart ikke samfunnsøkonomisk effektiv og det kan også reises spørsmål om fordelingseffekten av den.



Figur 3. Uniform prisdiskriminering; monopolprising, pris P_m

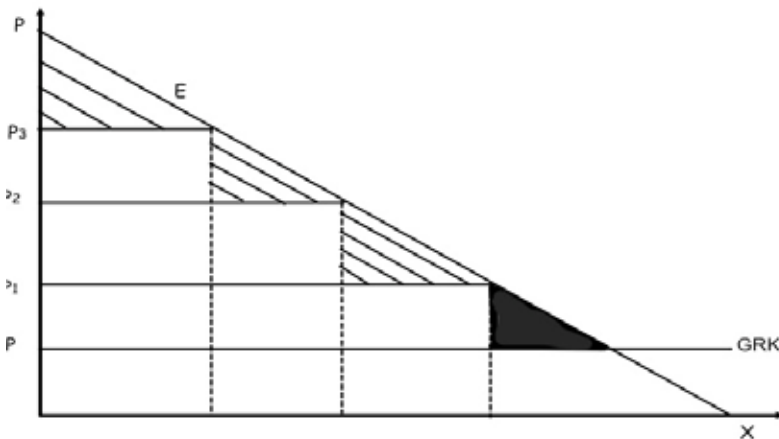
I figur 4 er igjen vist tilpasningen for et uregulert nettforetak som nå er i stand til å drive perfekt prisdiskriminering mellom de tilknyttede kundene. Kurven GRK angir grensekostnaden i produksjonen av netttjenester innenfor en gitt kapasitet (kort sikt) og E er etterspørselskurven. Tilpasningen kan være samfunnsøkonomisk effektiv i den forstand at inndragningen av hele konsumentoverskuddet (det skraverede arealet) kan oppfylle kravet om kostnadsdekning for nettforetaket, men den er åpenbart uakseptabel fra et inntektsfordelingssynspunkt. Gjennom beskatning av foretaket kan man i prinsippet trekke inn igjen (deler av) konsumentoverskuddet fra foretaket (renprofitten)



Figur 4. Perfekt prisdiskriminering

og sørge for inntektsomfordeling gjennom såkalt optimal beskatning, men dette kan i sin tur ha uheldige effektivitets- og fordelingsvirkninger som det kan være vanskelig å overskue.

En mer realistisk tilnærming kan være representert ved såkalt imperfekt prisdiskriminering av tredje grad. Monopolforetaket antas her ikke å kjenne betalingsviljen til hver enkelt nettbruker, men bare til grupper av brukere. Dette er illustrert i figur 5 for tre brukergrupper. Merk at det er den samme etterspørselskurven E som alle tre gruppene står overfor.



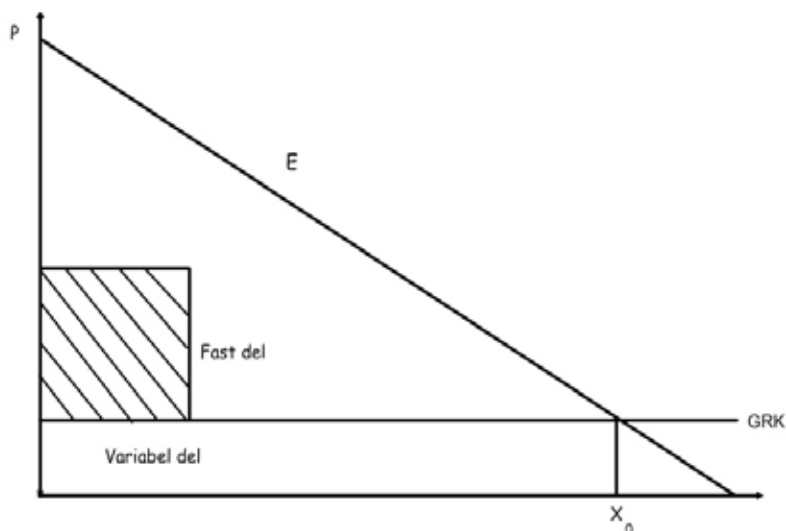
Figur 5. Imperfekt prisdiskriminering av tredje grad

Gruppen av brukere som verdsetter nettjenesten lik eller høyere enn prisen P_3 , betaler denne prisen. Brukere som har en betalingsvilje lik eller høyere enn P_2 , betaler P_2 , mens brukergruppen som verdsetter tjenesten til en pris lik eller høyere enn P_1 , betaler P_1 .

Ved å diskriminere på denne måten, bli tapet av konsumentoverskudd mindre enn ved perfekt prisdiskriminering, angitt ved summen av de tre skraverte feltene i figuren. Siden P_1 er høyere enn grensekostnaden i produksjonen, vil ikke brukere som har en høyere betalingsvilje enn P_1 bli betjent. Det oppstår et samfunnsøkonomisk effektivitetstap (allokeringstap) lik den svarte trekanten i figuren, mens det øvrige representerer en inntektsomfordeling mellom brukere og monopolforetaket.

Hvis de tre brukergruppene kunne skilles ad etter "objektive og kontrollerbare kriterier", ville man stå overfor en form for blokk-tariffing, ved at de tre gruppene ville bli stilt overfor tre ulike tariffnivåer. Imperfekt prisdifferensiering av tredje grad vil likevel kunne ansees for å ha så vidt uheldige effektivitets- og fordelings effekter at det vil kunne falle inn under diskrimineringsforbudet.

En siste form for prisdiskriminering er representert ved såkalt prisdiskriminering av annen grad. Dette er illustrert i figur 6.



Figur 6. Prisdiskriminering av annen grad. Todelt tariff

Inndragningen av konsumentoverskudd, lik det skraverte arealet i figuren, er satt slik at det akkurat vil gi kostnadsdekning for nettforetaket. Dette kan oppnås gjennom en todelte tariff, bestående av en fast del og en variabel del, som avhenger av mengden av netjtjenester som etterspørres. Foretaket har her kjennskap til etterspørselsforholdene samlet sett, representert ved etterspørselskurven E, men kjenner ikke til betalingsviljen til den enkelte nettbruker, eller grupper av nettbrukere. Betalingsviljen kan imidlertid avsløres ved å tilby en meny av kontrakter overfor kundene, bestående for eksempel av en høy fast del og en lav variabel del overfor én type brukere, mens en annen type blir stilt overfor en lav fast del og en høy variabel del. Med mange kundetyper blir det imidlertid viktig å kunne holde gruppene adskilt fra hverandre, for å kunne forhindre at den tariffen som er ment å tiltrekke lavpriskunder ikke også kan utnyttes av kunder med høy betalingsvillighet.

Merk at dersom det ikke kan skilles mellom enkeltkunder, eller grupper av kunder, etter "objektive og kontrollerbare kriterier", er vi tilbake til tilfellet med perfekt prisdiskriminering i figur 4, eventuelt med prisdiskriminering av tredje grad i figur 5. Fra et økonomisk synspunkt er det på sett og vis bare gradforskjeller det er tale om mellom de ulike diskrimineringsformene med hensyn til effektivitets- og fordelingsvirkninger.

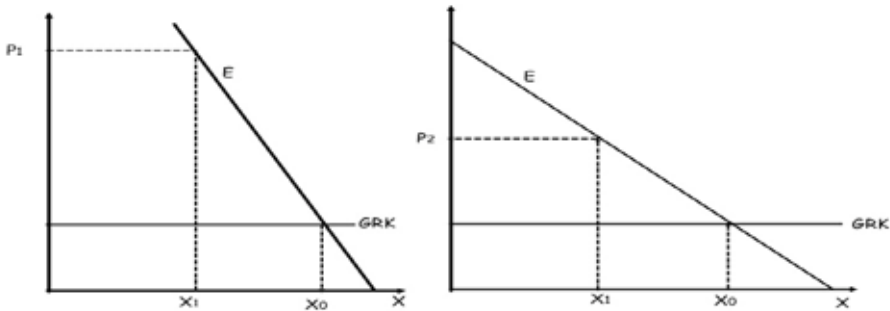
Forutsatt at den variable delen av den todelte tariffen er satt slik at grense-

kostnadene dekkes inn ved mengden X_0 , leder tariffen til en samfunnsøkonomisk effektiv ressursbruk. Den faste delen representerer en omfordeling av inntekt mellom nettbrukere og nettforetaket og har ingen direkte effektivitetsvirkninger. Størrelsen på den faste delen, som skal sørge for kostnadsdekning for foretaket, vil imidlertid avhenge av hvor effektivt foretaket driver i teknisk effektivitetsmessig henseende på kort sikt; jfr. figur 1.

3.2. Spesielt om diskriminerende Ramsey prising

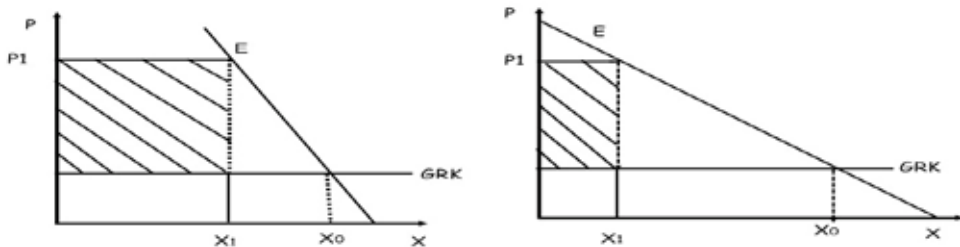
Ovenfor er det lagt til grunn at nettforetaket står overfor én aggregert etterspørselskurve og at det ikke kan differensieres mellom brukergrupper av nettet, basert på etterspørselsforhold. Såkalt Ramsey prising tar utgangspunkt i at ulike brukergrupper kan være ulike med hensyn til etterspørselsforhold og at gruppene kan atskilles fra hverandre etter objektive kriterier.

Figur 7 illustrerer en situasjon med to grupper av brukere, eller to delmarkeder. Gruppen i venstre del har en forholdsvis uelastisk etterspørsel etter godet, mens gruppen i høyre del har en forholdsvis elastisk etterspørsel. Det antas at kostnadsforholdene, uttrykt ved grensekostnadskurven, ved å betjene de to gruppene er den samme. Det antas også etterspørselen i hvert marked er uavhengig av prisen som settes i det andre markedet, dvs. at krysspriselasiteteten mellom gruppene er null.



Figur 7. Ramsey prising i to markeder; kvantum endres forholdsmessig like mye

I figur 7 er det lagt til grunn at prisen skal heves over grensekostnaden i begge markedene på en slik måte at kvantum reduseres forholdsmessig like mye i de to markedene. Figur 8 illustrerer samme forhold, men nå at den prosentvise økning i prisen skal være den samme i begge markedene.



Figur 8. Ramsey prising i to markeder. Pris endres forholdsmessig like mye

I begge tilfellene leder Ramsey prising til den samme prisregelen, kalt den inverse elastisitetsregelen: prisen skal endres i omvendt forhold til priselastisiteten i hvert marked, dvs. at prisen skal økes forholdsvis mer i markedet med lav etterspørselstetisitet sammenlignet med markedet med høy elastisitet.

Ramsey prising leder til en lineær tariff og en velferdsmessig nest-beste løsning for prisdiskriminering av annen grad. Prisene skal settes slik at inndragningen av konsumentoverskudd fra brukerne vil akkurat gi kostnadsdekning for monopolforetaket, illustrert ved summen av de skraverte arealene i figur 8.

Å praktisere en slik prisingsregel betinger at foretaket har fullt ut kjennskap til etterspørselsforholdene i de ulike markedene og kan beregne (punkt)etterspørselstetisiteten i hvert marked, noe som kan være en krevende oppgave i seg selv. Ren Ramsey tariffing kan også sies å være for ensidig orientert mot etterspørselssiden og kan således resultere i inntektsomfordelingsvirkninger som kan ansees uheldige fra et fordelings synspunkt. Reglen kan imidlertid modifiseres ved å hensynta forhold på kostnadssiden, noe som leder til en mer komplisert tariffutforming.

De grunnleggende prinsippene for Ramsey prising er likevel viktige å iaktta ved praktisk tariffutforming. I notatet til Statnett av 06.06.12 er det i figur 3 angitt beregnet fordeling av inntekter fra fastleddene i sentralnettet for ulike kundegrupper i 2018 av de fire ulike alternativene som er vurdert, der det må være gjort antakelser om etterspørselstetisiteten i forbruket for de ulike gruppene. For eksempel fremgår det at alminnelig forbruk vil få en klart høyere andel av tariffkostnaden, hvis tariffbelastningen øker prosentvis like mye for alle kundegruppene (alternativ 1), sammenlignet med det foretrukne alternativ 3, der det er innført en innfasingstarriff for nytt, stort forbruk og fastleddet for produksjon øker med 1 øre/kWh i forhold til dagens ordning. Det har også blitt vist til at alminnelig forbruk har fått økt sin andel av tariffkostnaden fra fastleddet over tid og at en justering av dette kan skje ved å øke innmatingstarriffen for kraftproduksjon.

Dette kan være velbegrunnet ut fra en vurdering av etterspørselsforholdene alene, forutsatt av etterspørselsetastisiteten i alminnelig forbruk er klart lavere enn i annet forbruk, for eksempel kraftkrevende industri.³ Umiddelbart skulle man kanskje forvente det motsatte, ved at etterspørselen etter kraft og netjtjenester ville være forholdsvis ufleksibel på kort sikt, på grunn av gitt produksjonsteknologi og øvrige produksjonsforhold. Den kraftkrevende industrien har imidlertid som kjent inngått ulike former for kontrakter for tilbakesalg av kraft til kraftsektoren og det er også fremforhandlet kompensasjonsordninger på politisk grunnlag som gjør at etterspørselen er mer elastisk overfor prisendringer på kraft og netjtjenester enn den ellers ville ha vært.

Det må imidlertid forventes å finne sted betydelige endringer i etterspørselsforholdene for alminnelig forbruk i tiden frem til 2018, som kan bidra til å gjøre forbruket mer fleksibelt og mer elastisk med hensyn på pris enn tilfellet er nå, i alle fall for deler av forbruket. Det er tilstrekkelig her å nevne stikkord som introduksjonen av "smarte" nett, toveiskommunikasjon mellom netteiere og forbrukere, nytt målerutstyr, m.m. Endringene kan også føre til at deler av forbruket blir mer effektorientert, hvilket også er utviklingstrekk som kan få betydning for tariffutformingen.⁴

Det foreligger en lang rekke empiriske studier av etterspørselsforhold for kraft, som bør legges til grunn for en vurdering av tariffutformingen. Innenfor den tidsrammen det er tale om for Statsnetts forslag til tariffendring, bør det spesielt legges vekt på å få kjennskap til etterspørselsetastisiteten på lang sikt for ulike typer forbruksgrupper.

Når det gjelder forslaget til endring av innmatingstariffen, bør man i denne sammenheng foreta en tilsvarende vurdering av tilbudselastisiteten for kraft og konsekvenser av dette for prisingen av netjtjenester, altså en form for Ramsey prising sett fra tilbudssiden. Dette tas opp i neste avsnitt.

³ Alminnelig forbruk er en sterkt aggregert størrelse og etterspørselsetastisiteten for undergrupper kan naturligvis variere mye fra gruppe til gruppe. Dette kan også være tilfelle innen den enkelte gruppe, for eksempel etter inntektsforhold. For en nylig empirisk analyse av etterspørselsforhold for elektrisitet og tariffing av inntektsgrupper innen husholdningssektoren i USA, se Severin Borenstein: "The redistributive impact of nonlinear electricity pricing", *American Economic Review*, September 2012.

⁴ I innledningen til styrenotatet av 06.06.2012 argumenteres det med følgende: "Med vesentlig høyere kostnader i sentralnettet vil eksisterende modell bli utfordret, fordi forbruk vil få en svært høy andel av kostnadene, selv om fornybarsatsingen vil gi dem lavere kraftpriser."

Her må man imidlertid skille mellom inntekts- og substitusjonsvirkninger. Høyere nettariff vil, alt annet like, føre til at konsumentene vrir etterspørselen bort fra det godet som er blitt relativt sett dyrere. Hvis summen av nettleie og kraftpris øker relativt til andre priser som inngår i forbruket, men gitt den uelastiske etterspørselen etter kraft (inkludert nettleie), vil etterspurt mengde endres lite, og forbrukerne får en økt kostnadsbelastning.

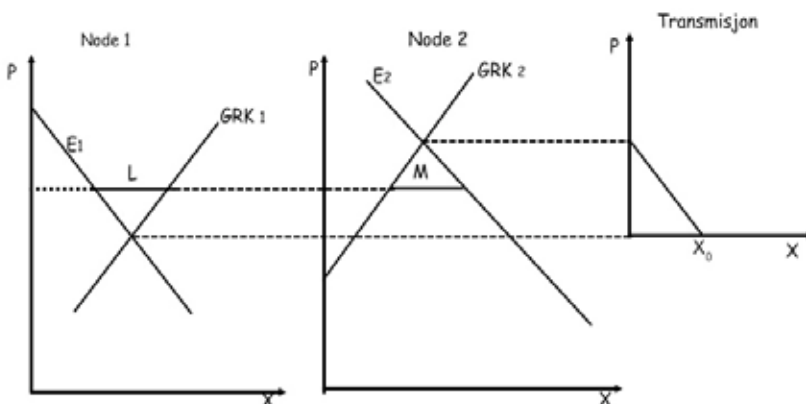
Lavere kraftpris gjennom fornybarsatsingen, sett isolert, leder til en positiv inntektseffekt. En del av denne inntektsøkningen på konsumentenes hånd kan anvendes til å øke deres kraftforbruk, avhengig av inntektselastisiteten, og dermed etterspørselen etter kraft. Dette er den såkalte "rebound" effekten, som også må trekkes inn i vurderingen av virkninger av endringer i kraftetterspørselen av en prisendring på kraft. Det er usikkert hvordan prisutviklingen på kraft vil bli som følge av fornybarsatsingen, da en rekke andre forhold vil også virke inn på prisdannelsen. Endring i kraftpris og inntektsvirkningen av denne bør imidlertid ikke legges til grunn ved en vurdering av tarifferingen i sentralnettet, og effektivitets- og fordelingsvirkninger av denne, sett isolert.

4. Kostnadsforhold og kostnadskausalitet

Kostnadmessig må det skilles mellom kostnader på kort og lang sikt, dvs. kostnader ved henholdsvis gitt kapasitet av nettet og kostnader ved utvidelse av kapasiteten. På kort sikt regnes det at rundt 80 prosent av kostnadene i sentralnettet består av faste kostnader, altså kostnader som er uavhengige av kraftmengden som transporteres gjennom nettet. Resten består av ulike former for variable kostnader. Kortsiktig grensekostnad er endringen i total kostnad ved en endring på én kvantumsenhet innenfor den gitte kapasiteten, uttrykt for eksempel i MWh, som (vanligvis) ikke er det samme som variabel enhetskostnad. På lang sikt er i prinsippet alle kostnader variable. Langtidsgrensekostnad er kostnadsendringen ved å øke nettkapasiteten med én enhet, uttrykt for eksempel i MW.

Kortsiktig grensekostnad ved kraftoverføring kan uttrykkes som verdien av overføringstapet som oppstår mellom to noder i nettet (verdien av tapt energi) og skyggeprisen, eller alternativverdien, av en eventuell kapasitetsbegrensning på linjen (verdien av tapt effektivitet) mellom de to nodene. Grensekostnaden kan variere med hensyn på tid og sted. Hvis alle nettbrukere som foretar netttransaksjoner på samme tid, i samme node for innmating og samme node for uttak, står overfor samme transaksjonspris (nodepris) og denne er lik grensekostnaden, og dette gjelder for alle noder, vil dette resultere i en optimal prising og bruk av nettet på kort sikt. Nodeprising på dette grunnlag vil således lede til en situasjon med ikke-diskriminering mellom nettbrukere med hensyn på pris/tariff.

Ved kapasitetsutvidelse av nettet må man kjenne til kostnaden ved slik utvidelse (langtidsgrensekostnaden) og betalingsviljen hos eksisterende og nye nettbrukere for økt kapasitet. Dette er forsøkt illustrert på en enkel måte i figur 9 for et to-node nettverk. (Green, 2003).



Figur 9. Betalingsvilje for overføringskapasitet i et to-node nettverk

De to delfigurene til venstre viser grensekostnader og etterspørselsforhold ved de to nodene uten nettforbindelse mellom dem. Slik figuren er tegnet, vil det oppstå en prisdifferanse mellom de to nodene, med lav nodepris i node 1 og høy nodepris i node 2.

Hvis de to nodene forbindes med en overføringslinje, vil prisen utjevnes, og kraft vil flyte fra node 1 til node 2. Når kraftflyten i MWh er like mengden L fra node 1 og denne er lik mengden M i node 2, er den kortsiktige grensekostnaden den samme i de to nodene. Dette angir optimal kapasitet på linjen, uttrykt ved mengden X_0 i høyre del av figuren, som er tilsvarende mengden $L=M$.

Den avledete kurven i høyre del angir betalingsvilligheten hos nettbrukerne for investering i overføringslinjen. Når den marginale betalingsvilligheten er lik langtidsgrensekostnaden ved å utvide nettkapasiteten ved linjen, er nettkapasiteten optimalt dimensjonert.

Dette er de enkle prinsippene for kortsiktig nettpricing og langsiktig kapasitetsdimensjonering.⁵ Spørsmålet er hvilke kostnadskomponenter som skal inngå i de ulike delene som en nettariff kan bestå av, spesielt mellom et variabelt energiledd og et fastledd i tariffen. Her kommer prinsippet om kostnadskausalitet inn.

Prinsippet om kostnadskausalitet sier ganske enkelt at en bruker av nettet skal stilles overfor de kostnader som nettet pådrar seg ved å betjene vedkommende. I et masket sentralnett er ikke dette lett å overskue, ved at disse kostnadene kan dels være direkte henførbare kostnader til vedkommende bruker og dels indirekte kostnader i form av ulike former for nettverkseffekter ved den konkrete bruken. De direkte henførbare kostnadene skal belastes brukeren i form av et anleggsbidrag, fast kostnadspåslag eller lignende, mens de indirekte nettverkskostnadene typisk vil dekkes inn gjennom et fastledd i tariffen. Den kortsiktige grensekostnaden, slik den ble definert ovenfor, vil inngå i den variable delen, for eksempel som et energiledd i en todelt tariff.

Overført til utredningen av Statnett om ny innmatingstariff, vil dette si at et nytt vindkraft- eller vannkraftanlegg skal stilles overfor de direkte henførbare kostnadene som påløpes ved å knytte seg til et punkt i sentralnettet (radial m.v.), i form av et anleggsbidrag eller annen form for direkte kostnadspåslag i tariffen. Hvis dette medfører at prosjektet blir samfunnsøkonomisk ulønnsomt, alt annet like, skal ikke prosjektet gjennomføres. Nettkostnaden er en sam-

⁵ Andre forhold og hensyn kan komme inn ved optimal dimensjonering av nettkapasitet, for eksempel hensynet til optimal leverings-sikkerhet, herunder de forhold som må iakttas med hensyn til leveringssikkerhet som et offentlig gode. Det har også blitt argumentert med at nettet bør dimensjoneres med en viss "overkapasitet" i et markedsbasert system, for å unngå at flaskehalsen kan påføre markedssystemet kostnader som det kan være vanskelig for aktørene å overskue og hensynta i sine disposisjoner, eller for å forhindre at nettforetaket kan utnytte sin posisjon til i unødige grad å gripe inn i markedstilpasningen. Jeg går ikke nærmere inn på dette her.

funnsøkonomisk kostnad på lik linje med kostnaden ved å produsere den nye vind- eller vannkraften.⁶

En annen problemstilling er hvordan kostnadene ved systemdriften av nettet skal dekkes inn. Dette er en generell problemstilling ved tariffing, men blir spesielt viktig å ta stilling til ved introduksjon av ny vindkraft (og ikke-magasinerbar elvekraft), på grunn av variabiliteten i vindkraftproduksjonen.

Den uregelmessige vindkraftproduksjonen påfører kraftsystemet systemkostnader både i form av drifts- og kapasitetskostnader – driftskostnader ved at andre deler av systemet må oppregulere eller nedregulere sin kraftproduksjon, avhengig av mengden av vindkraft som produseres til enhver tid, og kapasitetskostnader ved at det må være reservekapasitet til stede i balansehåndteringen som kan kompensere for variasjonen i vindkraftproduksjonen.

Så lenge vindkraft gis prioritet i nettet og ikke er pålagt ansvar for å delta i balansehåndteringen, er dette en form for systemkostnad som må bæres av de øvrige markedsaktørene. Dette bidrar, alt annet like, til å påvirke konkurranseforholdene mellom etablerte kraftprodusenter og nye vindkraftprodusenter i negativ regning for de førstnevnte.⁷ Det er ennå ikke utviklet fullgode kompensasjonsordninger eller incentivordninger som kan bidra til å sikre nøytralitet i dette konkurranseforholdet.

Systemkostnaden skal i prinsippet beregnes for og sees i sammenheng med systemdriften av kraftnettet for hele det integrerte nordiske kraftmarkedet (se også avsnitt 5) og ideelt sett ut fra systemkostnaden for en uavhengig systemoperatør for hele markedsområdet. Dette følger for øvrig av systemdriften og hensynet til leveringssikkerhet med karakter av et offentlig gode for systemet som helhet. Så lenge man ikke har en felles ISO for systemet, bør prinsipielt sett den totale systemkostnaden aggregeres for TSO-ene og deretter fordeles ut etter en fremforhandlet ensartet sentralnettstariff for hele området. Det blir derfor en for snever betraktning å avgrense dette til systemdriften av det norske kraftsystemet alene. Håndteringen systemmessig av det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet er bare en del av denne problemstillingen

⁶ Statnett har argumentert for at det også bør kunne kreves anleggsbidrag eller lignende også for det maskede sentralnettet, beregnet etter de samfunnsøkonomiske merkostnader som innfasing fra en konkret ny anvendelse av nettet kan medføre. Jeg deler denne argumentasjonen. I den nye nettmeldingen (St. meld. 14 (2011-2012), går imidlertid ikke regjeringen inn for en slik ordning.

⁷ Merkostnaden for de etablerte produsentene med magasinerbar, regulerbar vannkraft vil bestå av tre hovedkomponenter: a) merkostnaden ved selve den nye innmatingstariffen, utformet på en måte som oppfyller kravet til samfunnsøkonomisk effektivitet, b) merkostnaden som påføres dem ved at man fraviker prinsippet om likebehandling med hensyn til nettprioritet og ansvar for balansehåndtering, sett i forhold til produsenter med uregulerbar produksjon, og c) merkostnaden i form av tapt kraftinntekt, hvis kraftsystemet dimensjoneres med overkapasitet som følge av fornybarsatsingen. På den annen side vil regulerbar kraft kunne oppnå en merinntekt gjennom å stille balansekraft til disposisjon og onsette den til tider med høy betalingsvillighet. Dette siste er en form for inntektsvirkning som ikke skal hensyntas direkte ved utformingen av sentralnettstariffen; jfr. drøftingen av substitusjons- og inntektsvirkninger under fotnote 5.

Under omtalen av Ramsey prising i avsnitt 3.2., sett fra etterspørselssiden, ble det nevnt at en tilsvarende vurdering bør prinsipielt også gjøres med hensyn til tilbudssiden, her knyttet opp til innmatingstariffen for innfasing av ny, uregelmessig kraftproduksjon, og tilbudselastisiteten for denne produksjonen.

I notatet av september 2012 skiller Statnett mellom a) uregulerbar vannkraft (elvekraft) og vindkraft, b) regulerbar vannkraft og c) gasskraft og eventuell biokraft, med hensyn til konsekvenser på kort sikt av økt fastledd for innmating. Med marginalkostnader tilnærmet lik null, og inntil videre med prioritet i nettet og uten ansvar for uregulerbar kraft til å delta i balansehåndteringen, er tilbudselastisiteten for denne kraften også tilnærmet lik null. Tilbudet av kraft i kategori a) er altså tilnærmet helt uelastisk med hensyn på pris.

Under Ramsey prising skulle dermed den uregulerbare kraften bære en forholdsmessig større andel av fastleddet i innmatingstariffen enn dens andel av selve kraftproduksjonen skulle tilsi. Hvis den resulterende fordeling av innmatingstariffen på grupper av kraftprodusenter skulle føre til at vindkraftproduksjonen bli samfunnsøkonomisk ulønnsom på marginen, og hvis Ramsey prising legges til grunn som prisingsprinsipp, er dette en konsekvens av den valgte løsning. Den medfører i tilfelle at det vil finne sted en inntektsomfordeling av det faste leddet i innmatingstariffen mellom grupper av nettbbrukere (produsenter), slik at for eksempel vindkraftprodusenter med lite elastisk produksjonstilpasning må bære en forholdsmessig større andel av fastleddet enn vannkraftprodusenter med magasinerbar og fleksibel produksjon, sett i forhold til en situasjon der fordelingen ikke fant sted på grunnlag av tilbudselastisiteten.

5. Noen merknader til Statnetts forslag til ny innmatingstariff

Den praktiske utformingen av ny tariffstruktur for sentralnettet vil måtte bygge på mange avveininger og kryssende hensyn. Statnetts forslag i styrenotatet av 06.06.2012 til ny prisstrategi for 2014-2018 og bakgrunnsnotatet av september 2012 spesifikt om fastleddet for innmating, bærer preg av dette. Det er likevel viktig hele tiden å ha det overordnede kravet i energiloven om samfunnsøkonomisk effektiv drift og utbygging av sentralnettet som utgangspunkt og ikke komme opp med løsninger som i for stor grad kompromisser med dette kravet i den praktiske tariffutformingen.

I dette avsnittet skal jeg kort kommentere et par forhold som drøftes i bakgrunnsnotatet, og også i styrenotatet. Noen kommentarer er også implisitt gitt i foregående avsnitt.

Harmonisering av tariffene

I notatet tar Statnett opp spørsmålet om når tariffene bør harmoniseres med andre land og hvem man i tilfelle bør harmonisere mot. Drøftingen er spesielt rettet inn mot konsekvenser for tariffing av utbyggingen av ny fornybar kraft som følge av det norsk-svenske elsertifikatmarkedet.

En slik avgrensning kan være velbegrunnet ut fra noen forhold og betraktninger, men kan være for snever ut fra andre. Utbyggingen av ny fornybar kraft kan ikke betraktes isolert for det norsk-svenske sertifikatmarkedet alene, men må sees i sammenheng med utbyggingen av ny kraft i hele det integrerte nordiske kraftmarkedet og med optimal kapasitetsutbygging og dimensjonering av kraftnettet og tariffingen i dette, for at sentralnettet og systemdriften av det ikke skal påvirke konkurranseforholdene i kraftmarkedene på en uheldig måte og på den måten lede til samfunnsøkonomisk ineffektiv ressursbruk.

Gjennom integrering i det nordiske kraftmarkedet av kraftmarkedene i deler av Baltikum og gjennom markedskopling til europeiske kraftbørser, må perspektivet utvides til også vurdere konsekvenser av disse forhold. Et viktig aspekt ved markedskopling er nettopp hvordan systemdriften av sentralnettet skal organiseres og den avgjørende rolle som systemdriften spiller for markedstilpasningen for det sammenkoblede markedsområdet totalt sett.

Av et vedlegg til notatet av 06.06.2012 fremgår det at ..”(t)radisjonelt har produksjon blitt skjermet for nettkostnader i en del europeiske land, og den norske produksjonstariffen ligger derfor relativt høyt sammenlignet med Europa.” Dette modifiseres av noen forhold, men likevel bør prinsipielt sett forslaget om en økning av den norske innmatingstariffen vurderes ut fra de virkninger dette kan ha for markedstilpasning, konkurranseforhold og systemdrift innenfor hele det nordiske kraftmarkedet og det utvidede markedsområdet gjennom den pågående prosessen med markedskopling. Noen land har ikke innmatingstariff overhodet.

Utforming av innmatingstariffen

Av sammenligningen mellom Norge og Sverige med hensyn til utformingen av innmatingstariffen (Statnetts notat og rapporten fra SWECO) fremgår det at den svenske tariffen er mer flerleddet enn forslaget til ny norsk innmatingstariff, ved at den også inneholder et effektledd.

Spørsmålet bør vurderes om ikke også en ny norsk innmatingstariff bør utvides til også å håndtere effekthensyn på en mer konsekvent måte. I avsnitt 3 påpekte jeg at det er flere forhold ved utviklingen av etterspørselen etter kraft som kan medføre en sterkere effektorientering av kraftforbruket. Introduksjonen av ny fornybar, uregulert kraft i kraftsystemet og hele drøftingen av Norge som et

”kraftbatteri” for Europa tilsier også økt oppmerksomhet om effektspørsmål og effektdimensjonering, både innen kraftproduksjon og nettvirksomhet. Dette må forventes å tilta i styrke ut over i den perioden som det er tale om for forslaget om ny innmatingstariff; nemlig perioden 2014-2018.

Tidsvariable og geografisk differensierte tariffer

Forslaget fra Statnett om tidsvariable og geografisk differensierte tariffer etter områdepris synes alt i alt velbegrunnet. Når det gjelder geografisk differensiering, bør det imidlertid skilles mellom forhold på kort sikt og lang sikt med hensyn til drift og utbygging av det norske sentralnettet sett isolert, og også mellom virkninger på områdepriser som skyldes forhold som på sett og vis ligger utenfor det norske sentralnettets domene.

På kort sikt vil geografisk differensiering av tariffen etter områdepris føre til at nettbrukere innen området stilles overfor en tariff som skal reflektere knappheten på nettkapasitet. Dette gir samtidig et signal om investering i utvidelse av kapasiteten. Når nettinvesteringen er gjennomført, endres områdeprisen og nettbrukerne skal i prinsippet stilles overfor systemprisen. Spørsmålet blir derfor om tidsdimensjonen med hensyn til å opprettholde en geografisk tariffdifferensiering, sett i forhold til tidsdimensjonen for gjennomføring av investeringen som kan bidra til å eliminere nettbegrensingen overfor vedkommende område.

I et masket nett kan også områdeprisen bli påvirket av nettinvesteringer som foretas i andre deler av det norske sentralnettet og også av investeringer som foretas i det utvidede nettet for det nordiske markedsområdet. Dette kan være vanskelig å overskue. Prinsippet om geografisk differensiering bør likevel kunne opprettholdes, men ut fra en konkret vurdering av konsekvenser for tariffutforming både med hensyn på tid og sted.

Spørsmålet om geografisk differensiering reiser også problemstillingen knyttet til om områdepriser eller nodepriser skal legges til grunn. Som det fremgår av avsnitt 4, er nodepriser det teoretisk korrekte utgangspunktet. Siden den praktiske bruken av nodepriser nødvendigvis må lede til en aggregering av noder i nettet, blir spørsmålet i siste instans om antall noder og avgrensningen av disse for praktisk tariffutforming, sett i forhold til antall prisområder og avgrensningen av disse for samme formål.⁸

⁸ Det vises til utredningen av Bye-utvalget: *Flere og riktigere priser. Et mer effektivt kraftsystem*, (2010) for en drøfting av nodeprising.

REFERANSER

Borenstein, Severin: "The redistributive impact of nonlinear electricity pricing", American Economic Review, September 2012.

Bye, Torstein et al: *Flere og riktigere priser. Et mer effektivt kraftsystem*, Rapport fra OEDs ekspertutvalg om driften av kraftsystemet, avgitt 30.11.2010.

Green, Richard: "Cost recovery and the efficient development of the grid", i F. Leveque (ed): *Transport pricing of electricity networks*, Kluwer Academic Publishers, 2003.

Hope, Einar: *Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering*. Kapittel 11, "Sentralnettets utstrekning. En prinsipiell analyse", og kapittel 12: "Optimal regulering av nettmonopoler i kraftomsetningen". Fagbokforlaget, 2000.

Olje- og energidepartementet: St.meld. 14 (2011-2012): *Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet*.

Statnett: *Drøftingsgrunnlag for Prisstrategi for sentralnettet 2014-2018*. Notat, 06.06.2012, og Prisstrategi 2014-2018. Bakgrunnsnotat: Fastleddet for innmating. September 2012.

SWECO: *Innmatingsstariffer på regionmätet i Sverige. En rapport til Statnett*, 26.10.2012.

Train, Kenneth E.: *Optimal regulation. The economic theory of natural monopoly*. MIT Press, 1991.

Wilson, Robert B.: *Nonlinear pricing*. Oxford University Press, 1993.

Harmonizing an effective regulation in Europe*

Einar Hope and Balbir Singh

*I Jean-Michel Glachant and Francois L  veque (eds): *Achieving European Union electricity markets in 2009? Assessment and proposals*. EU SESSA, 2006.

Introduction

The main motivation for the harmonization of regulation at the national and European levels is to facilitate the transition of the electricity sector from the traditional centrally planned framework to a decentralized framework that promotes economically efficient, secure and environmentally sustainable supply of electricity to the European consumers. This calls for the establishment of a single integrated European electricity market based on competitive market-driven generation and regulated transmission and distribution networks characterized by open and non-discriminatory access, promoting least-cost, reliable, secure and environmentally responsible operations and the future development of the electricity industry across Europe.

The three key elements that determine the extent of market integration and competition in any restructuring of electricity markets are: network governance, sector structure and regulation. By network governance we mean how decisions are made and implemented within organizations.¹ Sector structure is determined by what each market actor controls (by ownership or contractually) which in turn affects their conduct (competitive or otherwise) and thus sets the stage for what is realizable through good network governance. Regulation is the visible hand that sets the boundaries for the decision made by networks and market actors and is in this sense a “back-stop” to governance and sector structure. Regulation in this context refers to both sector-specific network regulation and general competition regulation.

The harmonization of regulation is basically concerned with the establishment of consistent “back-stops” across jurisdictions. Consistency in this context does not necessarily mean uniformity. Regulation activity is economic in content, political in implementation and social in consequence. Needless to say, regulatory forms depend on the history, politics and socioeconomics of individual jurisdictions and uniformity is a tight constraint that may not be realizable. Harmonization is more concerned with restricting rule-making to choices that are economically efficient and robust in terms of their vulnerability to stakeholder and political manipulations.

¹ For a general discussion of governance in economic systems, see Williamson (1996)

The objective of this chapter is to examine the status of the harmonization of electricity sector-specific and general competition regulation at the national and the European levels. In this chapter, we identify comparison criteria and present the status using data that makes comparisons between countries possible. We will focus on four main areas of harmonization.

Regulatory design – robust regulation²

A prerequisite for the establishment of competitive markets and efficient network regulation is the presence of a competent independent regulator who enjoys exclusive decision-making powers and arm's-length relationships with governments and stakeholders. The 1996 European directive says very little about the role of the regulator while, on the other hand, the 2003 directive is more specific about the contents of the regulatory function. But none of these directives has ventured to make recommendations regarding a concrete organizational form for the regulatory function. Thus, existing divergences in organizational forms and in the functional responsibilities allocated to European regulators are not surprising. Table 1 gives an overview of the current state of affairs with regard to the scope of regulatory activities across Europe.

It is important to emphasize that, within each country, activities may be divided between a number of offices of which the sector-specific regulator and the competition regulators are the most important authorities in this context. Irrespective of the division of work between the different regulatory authorities, independence from stakeholder intervention - from both market participants and political interference - is an important goal to strive for in the design of regulatory institutions both within and across jurisdictions in Europe. *The raison d'être* for regulation is the need to correct not only market failures, but also government failures. Independence thus becomes a prerequisite if the regulators' decisions are to be free from the economic and/or political interests of individual groups. If regulators set the boundaries for the decisions of market participants, they also limit political interferences, while at the same time providing convenient mechanisms in order to handle unpopular decisions, often involving technically complicated issues that demand competencies beyond the realm of politicians.

How do we assess independence? Integrity and impartiality in the discharge of the regulatory functions is one indicator of the regulator's independence.

² See Larsen et al. (2005) presented at the SESSA conference. Bergen in March 2005, for a detailed analysis of the issues discussed in this section.

Table 1 Scope of regulatory activities across Europe

	Competition	Market Transparency	Consumer Protection	Economic Efficiency in the Supply Industry	Environmentally Friendly Electricity Supply	Security of Supply	Socially Responsible Price Policies	Number of Objectives (n=7)
Austria	X	X	X		X	X		5
Denmark	X	X	X	X	X			5
Finland	X	X						2
France	X	X	X	X			X	5
Greece	X	X	X	X	X	X	X	7
Ireland	X	X	X	X	X	X	X	7
Italy	X	X	X	X	X		X	6
Luxembourg	X	X	X					3
Netherlands	X	X	X	X				5
Northern Ireland	X		X	X	X	X		5
Norway	X	X	X	X	X	X		6
Portugal	X	X	X	X	X		X	6
Spain	X	X	X	X		X		5
Sweden		X						1
GB	X		X	X			X	4
No. of Countries with the objective (n=15)	14	13	13	11	8	7	6	

However, the problem is that the metrics of integrity and impartiality is not straightforward and that comparisons across jurisdictions on this criterion are not practicable. Some authors emphasize the distance function between the regulator and the stakeholders. In this context, the nature of the regulator's arm's-length relationship with the regulated (market participants and networks) and the government, and the scope of independent decision making are considered as the main criteria to assess independence.

How do we assess the arm's-length relationship between the regulator and the government? Stability of tenure, financial autonomy and general good governance rules to avoid conflicts of interest and the risk of regulatory capture are the criteria in this context. Table 2 provides a status on the arm's-length relationship between the regulator and the government.

A regulator appointed by legislature on a tenure position with safeguards for dismissal on grounds of policy disagreements is a preferable choice. Needless to say, the regulator should not be allowed to hold offices in the government. Furthermore, independent financing through levies on market actors would strengthen the budgetary independence of the regulator as compared with direct financing on the basis of the annual state budgets. However, it may be noted that the degree of appointment and budgetary independence applied in a given country depends on its political culture.

In addition to regulatory independence, the independence of the transmission system operators, who act as competition facilitators in the generation markets, is equally important. Transmission operators, through their operations and investment decisions, not only affect the least-cost transport of electricity but also have an important impact on the contestability of spatially and temporally differentiated electricity markets. In future discussions related to the organization of the transmission function, it is important to ensure that the transmission operators' role as 'proxy' regulators of competition is independent of government and interest group interventions.

Efficient regulatory mechanisms

The main objective of restructuring in electricity markets has been to introduce market competition wherever technically feasible and to impose regulation on the rest of the industry. Network activities in this context belong to the latter and need to be regulated in order to ensure efficient behaviour. The main objective of the sector-specific regulator has been to regulate network activities. The main approaches to electricity network regulation include: 1) regulation of conduct, 2) regulation by exposure to competition and 3) regulation by contract. Currently, the main approach in use in Europe primarily relies on conduct regulation involving economic incentive mechanisms (price-cap, revenue-cap, rate of return models, and so on).

Table 2 Status on the arm’s-length relationship between the regulator and the government

Criteria

1. <i>What is the term of office of the agency head or the commissioners?</i>	Seven years or more: IT	Four to six years: AT, DK, FR, GR, IE, LU, NO, PT, ES, SE, UK	
2. <i>Who appoints the agency head or the commissioners?</i>	A mix of the legislature and the executive: FR, GR, IT, ES FR	The executive collectively: AT, FI, LU, PT, SE	One or two ministers: DK, IE, NL, NO, UK
3. <i>What are the provisions regarding the dismissal of the agency head or the commissioners?</i>	Impossible or only possible for reasons related to policy: AT, DK, FI, FR, GR, IE, IT, LU, NO, ES, SE, PT, UK	Possible at the appointer’s discretion	No specific provisions: NL
4. <i>May the agency head or the commissioners hold offices in government?</i>	No: AT, FI, FR, GR, IE, IT, LU, NL, NO, PT, ES, SE	Yes: DK	No special provisions: NL
5. <i>Is independence a formal requirement for appointment?</i>	Yes: AT, FI, FR, GR, IE, IT, LU, NL, NO, PT, ES, SE	No: FI, GR, LU, NO, ES, UK	
6. <i>What is the source of the regulatory authority’s budget?</i>	Fees levied on regulated firms: DK, GR, IE, IT, LU, ES, UK	Government: FR, NO	Mixed: AT, FI, NL, PT, SE
7. <i>Who controls the use of the budget?</i>	Regulatory authority: FI, FR, GR, IE, IT, LU, NL, NO, PT, SE, UK	Government: ES	Mixed: AT, DK
8. <i>Who decides on the regulatory authority’s internal organization?</i>	Regulatory authority: FI, FR, IE, IT, LU, NL, NO, PT, ES, SE, UK	Government:	Mixed: AT, DK, GR
9. <i>Who is in charge of the personnel policy?</i>	Regulatory authority: AT, FI, FR, IE, IT, NL, NO, PT, ES, SE, UK	Government: LU	Mixed: DK, GR

The main guiding principle in the design of conduct regulatory mechanisms is the creation of a system of incentives rewarding efficiency and effecting the economic conduct of the regulated entities. What distinguishes these mechanisms is the regulatory effort required to implement them and the strength of the incentives for costs economy, which are inherent in the different mechanisms. The traditional rate of return involving a form of cost-plus regulation can be considered as the least desirable of these mechanisms since it embodies micro-management from the regulators’ side and, in addition, creates weak incentives for costs economy. On the other end of this spectrum is the pure price-cap regulation, which involves capping the prices charged by the regulated entity, who is allowed to increase prices in line

with some general price index minus a factor X so that its customers have guaranteed prices that fall by X in real terms over time. In between these two extremes there is a flora of mechanisms, the so called 'performance-based mechanisms' that can be specified to ensure efficiency.

There are various alternatives for the formulation of performance-based mechanisms, which may differ in accordance with factors such as the target variable that is capped (price and/or revenues), the duration of the scheme, variables that are used in determining the target values, etc. However, irrespective of the formulation and structure of the chosen 'performance based regime', the critical input is the X factor, which in the end determines the development of the prices charged by the regulated entity.

Most of the performance-based mechanisms use benchmarking in determining the X factor. The main focus is on measuring performance in terms of cost efficiency of the regulated entity against a reference level of performance. In benchmarking applications, the regulator is generally interested in obtaining a relative measure of the firms' efficiency in order to reward or punish the regulated entity via the X factor. There is a wide variety of methods to measure inefficiency. The main modus operandi is to identify an optimal reference level or frontier (envelope) that represents the locus of optimal production plans for the regulated activity and then to measure the inefficiency of the individual firm as the distance separating it from the identified level or frontier. The main decisional problem for the regulator is the choice of a method to identify the necessary reference level or frontier and its application to the measuring of inefficiency. There are a number of legitimate models to choose from. However, the main choice in this context is limited to two principal approaches: the econometric (parametric) approach (PA) and the linear programming (non-parametric) approach (NPA). In theory there is no consensus as to which approach is superior to the other, but in practice, the programming approach, and in particular the so-called data envelopment analysis (DEA), is emerging as the preferred choice of electricity regulators in Europe and elsewhere. The popularity of DEA is partly due to the limited data and functional specification requirements associated with this method and partly to its transparency and simplicity. Table 3 gives an overview of the different approaches and methods used in a selected group of European countries.

Table 3 Regulation approaches and methods in Europe

Country	Regulation Method	Ex Ante/Ex Post	Approach/Method
Finland	Expenditure-cap and rate of return	Ex post	NPA-DEA
Netherlands	Yardstick	Ex ante	NPA-DEA
Norway	Revenue-cap	Ex ante	NPA-DEA
Sweden	Yardstick	Ex post	NPA-DEA
United Kingdom	Price-cap	Ex ante	PA

So far, empirical evidence from Europe and other OECD countries suggests that efficiency measurements are to some extent related to the approach and method used by the regulator³. Variations in estimated efficiency measurements can be substantial both between methods within the same approach and between the two different approaches, and it is not possible to identify any one method on theoretical grounds. This has important implications with regard to the way these measurements are explicitly used in the determination of X factors in the regulation process. Regulators in Norway, the Netherlands and the United Kingdom, for example, use results as an explicit part of the regulation process. In Sweden and Finland, these measurements are used less directly. The general conclusion is that, irrespective of the methods used for benchmarking, the results of such exercises should be used with care. The emphasis should be placed on using empirical results in order to support rather than dictate the parametering of the chosen regime.

Regulatory discretion and commitment are important in this process. An important requirement for a regulatory mechanism is to ensure firm viability and capital attraction possibilities for the regulated firms. Errors in benchmarking that result in stricter prices or income caps can jeopardize firm viability and new investment in the regulated industry. Overambitious targets with respect to the time allotted to reduce the gap between efficient and less efficient firms may have similar effects and increase the bankruptcy risk of the regulated firms. Regulatory discretion is necessary in order to ensure that both the parametering and the prescribed time limits to close the efficiency gaps are realistic and do not jeopardize long-term investment in the industry. Finally, regulatory commitment and stability in regulatory regimes are important factors given the long-term and irreversible nature of investments in the sector.

The regulation of infrastructure (network) activities can take various forms and be approached from various angles. Regulation by contract as an alternative or supplement to conduct regulation is of particular interest from a regulatory policy perspective⁴. An important task in this context is to identify the extent to which it is possible to regulate network activities through the establishment and enforcement of rights and responsibilities that facilitate market-based contracts, and to identify the ultimate 'core' natural monopoly network activities that need to be regulated, for example, by means of a regulatory mechanism such as rate of return or price-cap regulation.

The natural starting point for a discussion of regulation by contract is the

³ See Filippini, Farsi and Feu (2005) paper presented at the SESSA conference in Bergen March 2005, for a detailed discussion

⁴ Sec von der Fehr, Hagen and Hope (2002) for a discussion of regulation by contracts.

Coase Theorem: *so long as property rights are well defined, and may be transferred without transaction cost, market equilibrium will be efficient.* Generally, this also holds in the presence of natural monopolies, defined by economies of scale and scope. The task of a regulatory policy is to determine when the conditions for regulation by contract under the Coase Theorem hold and to focus on the allocation and enforcement of property rights that facilitate contracting. Regulation by contract as an alternative or a supplement to standard regulatory approaches represents an interesting approach to electricity network regulation and should be further explored. Issues such as security of supply, network system operation, network access, network capacity dimensioning, regulation of tariffs and so on, are some of the potential areas where this approach could be relevant. Much of the current cross-border harmonization of transmission networks in the Nordic market is based on voluntary contracts between transmission operators in the region. It would also be interesting to study the performance of the voluntary agreements reached by network system operators in the integrated Nordic electricity market and to compare them with alternative forms of 'formal' regulation. Regulation by contracts provides an interesting option for the regulation of network monopolies in the European electricity market.

Reliability and Security of Supply⁵

Reliability and security can be seen as multidimensional attributes of electricity supplies where differences in these attributes transform a given electricity service into a spectrum of services which, although they are similar, are not perfect substitutes since not all consumers value these attributes equally. Reliable and secure supplies are a necessary condition to allow continued political support for the transition of the electricity sector from the traditional centrally planned framework to a decentralized market-driven sector, and the reliability and security issues that dominate the contemporary policy agenda in Europe. Widespread recent failures in electricity supply, both in Europe and in liberalized markets elsewhere, have further strengthened the policy-makers' resolve to address these issues.

Addressing reliability and security issues calls for a common understanding of these concepts. In brief, security refers to having an adequate volume of generation, storage and network installed capacity in order to meet the demand under normal system operation conditions, while reliability refers to the short-term static and dynamic response provided by the existing installed capacity to meet the demand in face of short-term contingencies. Both concepts are closely related and not independent of one another.

⁵ This section draws on Singh (2005).

The prevailing opinion is that markets are efficient delivery mechanisms to ensure security and that the price signals originating from the electricity markets should govern the adequacy of investments in generation and storage capacity. Needless to say, markets can be relied on to discharge this function provided that electricity markets function competitively, that there is sufficient price responsiveness on the demand side and that suppliers are free to ration non-price-responsive demand whenever the need arises. However, certain market failures may distort price signals and equity considerations and restrict the possibilities for an unlimited rationing of the demand coming from non-price-responsive consumers, thus raising doubts about the ability of the markets to handle adequacy of capacity and security of supply.

The prevailing opinion with respect to reliability issues is that, at the current level of technology, possibilities for the differentiation of electricity supplies along the reliability spectrum are limited and that reliability is not a private good. Consequently, the maintenance of reliability cannot be left to the electricity markets. In addition, the reliability issue is related to the efficient operation and development of the capacity of electricity networks, which by definition are natural monopolies, and there is general agreement on the need for regulation in order to ensure reliability in electricity supply. The need for reliability regulation mechanisms is particularly relevant in the current deregulated frameworks, where networks are subject to income or price-cap regulation and where network companies, in the absence of reliability regulation, may choose to meet the costs economy targets through reductions in the reliability of supply.

Table 4 Customer minutes lost per year

Countries	<i>Total Interruptions: CML/Customer Per Year</i>		
	1999	2000	2001
Finland	291	199	231
France	59	52	65
UK	69.76	189.27	205.2
Italy	239.2	217.3	179.21
Ireland	424	428	385
Netherlands	26	27	34
Norway	295	340	304
Portugal	0	0	588.07
Spain	0	0	216

How reliable are European electricity supplies? EU-wide comparisons of service reliability call for an analysis of the frequency of power interruptions across countries. One of the indicators used in this context is 'customers minutes lost per year' (CMLs), which gives the yearly average duration of supply interruption per customer in a given system (Table 4).

However, given the wide diversity in measurement practices for CMLs between the different countries, such comparisons are not meaningful⁶. A more meaningful comparison would focus on the regional level. A comparison of the reliability of transmission networks in the Nordel region indicates a wide variation in reliability with respect to both actual levels and recent trends (Table 5).

What is the status of reliability regulation in Europe? Although there is general agreement on the need for reliability regulation, the current status in Europe, with few exceptions, indicates that the regulation of reliability is still in its infancy stages. The main exceptions include countries such as Denmark, Norway, Italy, Spain and the United Kingdom. A major hurdle in handling the reliability issues in Europe is the multiplicity of definitions and goals, and consequently the lack of agreement with respect to the definition problem. There is even controversy as to whether or not and in what manner regulatory interventions should be designed. Designing an effective service reliability regulation mechanism calls for: the clear definition of a reliability measure, a benchmark against which reliability is to be compared and an incentive mechanism promoting the maintenance of network reliability. In addition, distribution considerations reveal the need for minimum and targeted standards in order to avoid large differentiation in service quality between different consumers.

Norway is perhaps the only country with most advanced reliability regulation schemes where revenue-caps facing network companies are adjusted in line with the level of energy not supplied by the regulated utility. The implementation of the Norwegian regime has been a positive experience since the introduction of this scheme was associated with a fall in the energy not supplied. However, it is too early to draw general conclusions on the basis of the Norwegian experience, given the short period during which the scheme has been in operation. Another important conclusion is that detailed regulatory mechanisms, as in Norway, are not costless and that the Norwegian network regulation mechanism in general is quite costly in terms of implementation costs.

⁶ See CEER (2003) for a detailed discussion.

Table 5 Operational disturbances 100km network: 1991-2003
(base year 2000=100)

	<i>Denmark</i>	<i>Finland</i>	<i>Iceland</i>	<i>Norway</i>	<i>Sweden</i>	<i>Nordel</i>
1991 - 2000						
400 kV	112	-	-	70	-	-
220 kV	50	-	-	108	-	-
132kV	766	-	-	117	-	-
2000						
400 kV	100	100	100	100	100	100
220 kV	100	100	100	100	100	100
132kV	100	100	100	100	100	100
2001						
400 kV	61	174	-	42	80	77
220 kV	29	90	128	74	116	89
132kV	45	97	250	91	105	97
2002						
400 kV	106	56	-	54	150	105
220 kV	29	131	109	59	123	85
132kV	62	94	74	65	139	103
2003						
400 kV	100	98	-	51	94	80
220 kV	0	111	82	83	178	106
132kV	64	129	126	102	152	121

Notes: For 1991-2000, Nordel statistic report operational disturbances. For 2001-03 the data refers to faults. The relationship between faults and operational disturbances depends on a number of factors. In order to create a comparable data set, fault data for the years 2001-03 was converted into operational disturbances using the ratios between faults and operational disturbances for the years 2002 and 2003. In the Nordic system, they range from 70 to 97%. In Norway, for example, during 2002-2003, between 70 and 75% of the faults led to an operational disturbance, while in Finland, on the other hand, over 90% of the faults led to an operational disturbance.

Source: Index constructed on the basis of Nordel Fault Statistics 2000, 2001, 2002, 2003.

Within interconnected power systems, reliability of supply is a global phenomenon, which is difficult to evaluate at the respective geographical borders of the individual power systems. With an increasing trend towards the cross-border integration of electricity markets, interdependence at interconnections has dramatically increased. Recent major power outages, both in Europe and in the United States, confirm that power interruptions originating in any particular system may have significant detrimental cross-border impacts. A satisfactory handling of reliability within interconnected systems requires effective cross-border coordination, cooperation and communication among the system operators in order to develop a comprehensive set of common reliability standards ensuring proper reliability of supply.

The efficient design and implementation of formal cross-border regulatory mechanisms is a technically and legally demanding activity. The achievement of an effective cross-border coordination and harmonization of reliability rules,

standards and procedures through formal regulatory mechanisms is prone to both institutional and informational deficiencies. The policy area is quite suitable for harmonization through self-regulation, for instance in the form of voluntary arrangements, which have become well-known pragmatic instruments during recent years in Europe in the area of environmental management and policy.

The Nordel system operation agreement reached by the system operators in the region is a mode! of such cross-border harmonization. The main drivers of the Nordel process are a favourable historical experience combined with national incentive regulation mechanisms providing motivation for the internalization of cross-border network externalities. However, the credible threat inherent in the political commitment expressed through the institution of the Nordic Council of Ministers for cross-border integration in the Nordic region has been equally important.

Sector-specific and General Competition Regulation

A successful transition to a decentralized and integrated electricity sector in Europe also implies the need to coordinate and harmonize rules and supervisory standards for competition and regulation. What are the main obstacles to competition and market integration? The second and third chapters of this book addressed these issues in detail. The two main barriers, as mentioned in these SESSA conferences, are insufficient or ineffective unbundling between transmission and generation and the limited effectiveness of imports as a viable source of competition due to interconnection constraints. Increased interconnection, in particular, may dramatically improve market structure, especially in small Member States. However, the development of efficient interconnections calls for clear and harmonized rules concerning the allocation of capacity and congestion management across the integrated electricity wholesale markets. Can competition policy at the EU level help reduce such obstacles? The potential is not limitless. Investigations into capacity reservation can allow improved access to interconnectors; however, it is difficult to identify abusive behavioural practices as opposed to contractual practices. The successful integration of electricity markets also calls for the coordination of regulation in the electricity sector and in other energy sectors. It appears that, in the future, competition in European energy markets will mainly come from electricity incumbents entering the gas market and vice versa. Thus, a strict policy on mergers involving gas and electricity companies will be crucial.

It is often taken for granted that the harmonization and international coordination of rules, as well as the regulation of network activities within a defined market area, will be beneficial in terms of improved efficiency

performance. There may, however, be cases or situations where this does not necessarily hold. A recent⁷ study analyses this issue in a setting where firms in a market must have access to a transportation network that is controlled by national regulators. In particular, it studies the issue in terms of merger policy. The question is whether or not non-coordinated policies can stimulate cross-border mergers that are overall inefficient and whether this is then an argument in favour of the international coordination of such policies. This analysis reveals that non-coordinated regulatory policies can induce cross-border mergers by allowing the firms in question to play off national regulators against each other, which is overall welfare improving when compared with market outcomes under coordinated regulation. However, one could argue that these results are valid only in the particular context of the structure and assumptions of the theoretical model used in this study. One important assumption is related to the ability of the firms in question to play off national regulators against each other by threatening to move nationally desirable activities abroad, a possibility that is quite limited for firms operating in the European electricity market.

This analysis is, however, generally interesting since it points out the need to clarify the conditions under which international policy coordination in regulatory policy may or may not be beneficial in practice, in terms of overall efficiency outcome. It is also interesting in as much as it analyses a situation where two regulatory policy areas meet and may potentially conflict, that is, merger policy, which typically belongs to the realm of competition policy regulation, and network access regulation, which typically falls within the realm of sector-specific regulation.

Harmonization between general competition regulation and sector specific regulation is an important issue in the electricity sector. Various alternative organizational forms are in use in different countries. However, the most common organization is the division of regulatory responsibilities between the competition and sector-specific authorities. One exception in this respect is the situation in the Netherlands, where sector-specific regulation is integrated as a division within the Competition Authority. Some relevant questions in this context are: What is the 'proper' division of labour and responsibility between sector-specific and competition policy regulation? Should this be considered differently with regard to energy markets under deregulation and 'mature' liberalized energy markets?

The contributions made at the Bergen SESSA conference in March 2005 have provided useful insights into the regulatory issues that need to be addressed in order to further the process of the establishment of an efficient decentralized

⁷ Sec Lommerud, Olsen and Straume (2005).

delivery mechanism for the European electricity sector. The evidence presented indicates that, despite a diversity in organizational forms and practices, the momentum has been impressive, and that some workable benchmark structures are already crystallizing from this process. In particular, experience from the Nordic model of organization as a mature benchmark was a recurring subject of discussion in the presentations and discussions of the participants. What distinguishes the Nordic model is not only the design details of its individual elements, many of which have influenced the fine tuning and development of other organizational structures both in Europe and elsewhere, but also the role that cross-border political cooperation has played in steering institutional development in Nordel, not to mention the 'ownership neutral' stance adopted by this model, which allows the coexistence of public and private ownership within a decentralized market. Such organizational and methodological innovation, as well as the experience accumulated through the development of the Nordic market framework, should provide useful information to be used in other European countries.

REFERENCES

- CEER (2003), 'Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply'. Council of European Regulators.
- Filippini . M., M. Farsi and A. Fetz (2005), 'Benchmarking Analysis in Transmission and Distribution', *Harmonizing Effective Regulation*, SESSA Paper, Work Package 6.
- Larsen. A., L.H. Pedersen, E.M. Sørensen and J. Olsen (2005), 'Independent Regulatory Authorities Europe'. *Harmonizing Effective Regulation*, SESSA Paper, Work Package 6.
- Lommerud . K.E. , T.E. Olsen and O.R. Straume (2005), 'Access Regulation and Cross-border Mergers: Is International Coordination Always Beneficial?'. *Harmonizing Effective Regulation*. SNF-SESSA Conference. The Norwegian School of Economics and Business Administration (NHH). Bergen, 3-4 March.
- Singh. B. (2005), 'Regulating Reliability of Supply in Competitive Electricity Markets'. *Harmonizing Effective Regulation*. SNF-SESSA Conference. The Norwegian School of Economics and Business Administration (NHH). Bergen, 3-4 March.
- Von der Fehr , N.-H. M., K.P. Hagen and E. Hope (2002), '*Nettregulering*' (Network regulation). SNF Report. No. 141.
- Williamson. O.E. (1996), *Mechanisms of Governance*, New York: Oxford University Press.

III. Kommentarer i tidsskriftet Energi: Kronologisk

Einar Hope

September 2010

Kraftmaster og forsyningssikkerhet

I en opphetet og til dels forvirrende debatt i Sima-Samnanger (SS) saken om kraftmaster i Hardanger og forsyningssikkerhet for kraft i Bergensregionen, har enkelte hevdet at årsaken til problemene er å finne i liberaliseringen av kraftmarkedet. Dette er etter min mening en lite fruktbar innfallsvinkel.

Kraftnettet er et naturlig monopol som må reguleres av myndighetene og Statnett er et heleid statlig selskap. Årsaken til at en svikt i forsyningssikkerheten eventuelt kan føres tilbake til nettet og nettkapasiteten, må i tilfelle søkes i den måten som nettvirksomheten generelt, og Statnett spesielt, blir regulert på av NVE. Dette har det vært forbausende lite oppmerksomhet omkring i SS-debatten.

Statnett innså i en tidlig fase av kraftmarkedsreformen betydningen som sentralnettet har for et velfungerende kraftmarked og gjennomførte flere tiltak i den forbindelse. Måten som selskapet blir regulert på innvirker på dets disposisjoner og handlefrihet. I den første fasen ble Statnett i prinsippet regulert som ethvert annet av de ca. 140 nettselskapene, noe som åpenbart var lite tilferdsstillende ut fra dets overordnede nettansvar. Målet med reguleringen var først og fremst, med god grunn, å få realisert de betydelige effektivitetsgevinstene som lå i driften av nettvirksomheten og redusere noe av den overkapasiteten som var blitt bygget opp i tiden forut for reformen.

Så kan man naturligvis i ettetid spørre seg hvorfor investeringene i vedlikehold og ny nettkapasitet lå nesten helt nede gjennom 90-tallet og fremover i de første årene av dette århundret. Dette var tilsiktet ut fra forhistorien, men spørsmålet er likevel om reguleringsreimene ble håndhevet for strengt med hensyn til effektivisering og med for liten vekt på behovet for ny kapasitet, hensyn tatt til tidsmomentet for innfasing av slik kapasitet i nettet.

Forut for revisjonen i 2007 av NVEs modell med inntektsrammeregulering, var det en omfattende diskusjon, med innspill og forslag både fra bransjehold og forskning som blant annet gikk ut på at insitamentene til investeringer i vedlikehold og nettdimensjonering måtte vektlegges sterkere. Det ble også reist spørsmål om insitamentene til innovasjon og introduksjon av ny teknologi i nettet var gode nok, for eksempel med hensyn til "smarte" nettløsninger. Man

valgte likevel i all hovedsak å videreføre NVEs reguleringsmodell for en ny periode, dog med visse tillempninger for noe bedre å ivareta investeringshensyn.

I forbindelse med revisjonen av energiloven i fjor, bebudet OED en strategi for å ta økt hensyn til miljø, estetikk og lokalsamfunn i kraftledningssaker, med systemmessige tiltak på lokalt nivå og avbøtende tiltak på det konkrete anlegg som virkemidler. I dette inngår også vurdering av kabling på ulike spenningsnivåer.

Foreløpig synes det imidlertid å være uavklart hvordan denne strategien skal gjennomføres og ikke minst forholdet mellom hva som skal ivaretas gjennom konsesjonsbehandlingen i konkrete saker og hvordan disse hensyn ellers skal bakes inn i netreguleringen. I OEDs klagebehandling av SS-saken ble Statnett pålagt flere hundre millioner kroner i avbøtende tiltak ved selve linjeutformingen og også 100 mill. til tiltak for å avbøte eventuelle virkninger for reiselivet i Hardanger. Dette må Statnett nødvendigvis dekke inn gjennom sentralnettstariffen og/eller gjennom effektivisering. Hvordan skal slike forhold i fremtiden bygges inn i reguleringen av Statnett?

Regimet for NVEs netregulering kommer opp til fornyet revisjon om et par år. Her vil det være mye å ta fatt i for å sikre at netreguleringen kan gi Statnett og de øvrige nettselskapene forutsigbare rammevilkår og gode insitamenter for effektivisering, investeringer i ny nettkapasitet og innovasjon i nettvirksomheten, i tråd med energilovens overordnede formål om samfunnsøkonomisk effektivitet.

November 2010

Sluttbrukermarkedet for kraft: *Quo vadis?*

I debatten om kraftmarkedenes funksjonsmåte er det i første rekke det norske og integrerte nordiske engrosmarkedet som har fått oppmerksomhet, mens detaljomsetningen av kraft, eller sluttbrukermarkedet, har kommet mer i bakgrunnen. Det skjer imidlertid mye interessant i sluttbrukermarkedet for tiden, som tilsier at det kanskje i større grad bør settes under lupen for analyse og debatt.

Dette gjelder blant annet mulighetene som ny teknologi åpner opp for med hensyn til forbruksregistrering, måleravlesning, forbruksstyring og anvendelse av "smarte" netteknologier mer generelt, og ikke minst det arbeidet som pågår med å legge til rette for et integrert nordisk sluttbrukermarked for kraft. Men det gjelder også spørsmålet om hvor effektivt sluttbrukermarkedet fungerer til beste for kraftforbrukerne, og hvordan dette markedet i det hele bør organiseres for å fungere optimalt på kort og lang sikt.

For noen år siden pågikk det en debatt i Norge om å erstatte den rådende modellen med omsetningsselskaper i detaljomsetningen av kraft med en ordning som på engelsk gjerne blir kalt "spot price pass-through", med ulike foreslåtte varianter av denne ordningen. Hovedmodellen her er at nettselskaper forestår videreomsetningen av kraft fra engrosmarkedet og beregner seg et kostnadspåslag på spotprisen, avhengig av det enkelte nettselskaps kostnader, for denne tjenesten. Tilsvarende debatter foregikk også i mange andre land, ikke minst i Sverige og USA.

Et viktig argument for denne ordningen var at den ville føre til bedre kostnadseffektivitet i detaljomsetningen av kraft, ved at det kun er nettselskapenes kostnader ved å administrere videreformidlingen av kraften til sluttbrukerne som blir lagt til grunn, og at alle andre "fordyrende" mellomledd mellom engrosmarked og sluttforbruk blir eliminert. Å gjennomføre denne modellen i rendyrket form, ville i praksis bety omsetningsselskapenes sorti fra norsk detaljomsetning.

Skal man vurdere påslagsmodellen og omsetningsmodellen opp mot hverandre, må man imidlertid gå langt dypere inn i problemstillingen og analysere hva de to ordningene samlet sett gir kundene i form av totalt tjenestetilbud, effektivitet i tilbudet, kundetilfredshet, valgfrihet for forbrukerne, m.m. i et moderne sluttbrukermarked. Oppmerksomheten om påslagsmodellen har avtatt påtakelig i de senere årene, og en årsak til det kan være at omsetningsmodellen har vist seg alt i alt å være bedre fra et sluttbrukersynspunkt.

Dette betyr imidlertid ikke at omsetningsmodellen ikke kan videreutvikles og forbedres. En viktig forutsetning for at den skal fungere godt, er at det er effektiv konkurranse mellom aktørene i sluttbrukermarkedet. På dette området finner det sted en utvikling som det kan være grunn til å følge nøye med i fra konkurransemyndighetenes side. Konsentrasjonen i markedet er generelt økende gjennom oppkjøp og fusjoner og det finner sted en vertikal integrasjon mellom produksjonsledd og omsetningsledd, som kan påvirke konkurranseforholdene negativt. Det er også spørsmål knyttet til informasjonstilgang og potensielle innlåsingseffekter overfor kunder. Foreløpig er dette neppe fullt så bekymringsfullt i Norge som i Sverige, der de tre største omsetningsselskapene nå har ca 80 prosent til sammen av den samlede detaljomsetningen og der det er tiltakende vertikal integrasjon mellom kraftproduksjon og detaljomsetning.

De "smarte" netteknologiene, vidt definert, kan imidlertid komme til å gi nettselskapene en "renessanse" i kraftomsetningen, ved at disse teknologiene gjerne er integrert i disse selskapenes øvrige teknologi- og virksomhetsplattform. Dette gir interessante muligheter, men reiser også viktige problemstillinger om ansvars- og oppgavefordelingen mellom nettvirksomhet og omsetningsvirksomhet, blant annet med hensyn til naturlig monopol versus konkurransefunksjoner i kraftmarkedet.

Det er med andre ord mye å ta fatt i fremover for å sikre at detaljomsetningen av kraft er organisert på en hensiktsmessig måte og fungerer effektivt til beste for oss som sluttbrukere. Samtidig er det viktig å ta i betraktning at selve kraftprisen bare utgjør ca en tredjedel av den sluttbrukerprisen som vi som kraftkunder stilles overfor, og at de resterende to tredjedeler utgjøres av henholdsvis nettleie og skatter/avgifter, med ca en tredjedel på hver. Etter hvert vil også ulike former for miljøkostnader og -avgifter komme i tillegg. Med det meget omfattende investeringsprogrammet som er planlagt gjennomført i de kommende årene på ulike nivåer i kraftnettet, kan det være spesielt viktig og interessant å følge utviklingen i nettleiekomponenten som en del av sluttbrukerprisen.

Januar 2011

Et mer effektivt kraftsystem?

I slutten av november forelå innstillingen fra Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet, nedsatt av regjeringen i juni 2010, med Torstein Bye som leder. Innstillingens tittel er: "Flere og riktigere priser – Et mer effektivt kraftsystem".

Bakgrunnen for oppnevningen var i første rekke den anstrengte kraftsituasjonen vinteren 2009/2010, med perioder med svært høye kraftpriser, men var utvilsomt også foranlediget av den omfattende debatten som oppsto på vårparten om behovet for utbygging av overføringsnettet for kraft generelt og om Sima-Samnanger linjen og forsyningssikkerheten for kraft i Bergensregionen spesielt. Fra flere hold ble det i den forbindelse hevdet at fleksibiliteten og effektiviteten i kraftsystemet ville kunne økes betraktelig gjennom egnede tiltak og at det burde legges til rette for å utnytte dette potensialet, før man bandt seg opp i spesielle nettutbyggingsprosjekter for å bedre forsyningssikkerheten.

Hensyn tatt til den korte tiden som ekspertutvalget har hatt til disposisjon, er det et imponerende stykke arbeid som er utført. Utvalget har foretatt en grundig gjennomgang av det norske og nordiske kraftsystemet og fremmer en rekke forslag til forbedringer av driften av det. Olje- og energiministeren har bebudet at han og hans departement vil ta den nødvendige tid til å vurdere utredningen og utvalgets forslag. Det er bra.

Noen av forslagene til tiltak ligger også innenfor mandatet til de øvrige utvalgene som departementet har oppnevnt i tilknytning til Sima-Samnanger linjen og sjøkabeldebatten, med frist til februar med å avgi innstilling. Samlet sett burde det således etter hvert foreligge et godt og fremtidsrettet vurderingsgrunnlag for drifts- og investeringstiltak for en effektiv norsk kraftforsyning.

Et sentralt synspunkt i utvalgets arbeid og forslag til tiltak er at en prisingsmekanisme med nodepriser er en mer velegnet måte å prise ut kapasitetsbegrensninger i overføringsnettene på enn dagens ordning med prisområder som benyttes av Nord Pool Spot.

Det foreslås på dette grunnlag at det startes opp et arbeid med tanke på å implementere en nodeprismodell for den norske delen av Nord Pool Spot. En slik modell vil kunne gi langt flere kapasitetspriser enn ved nåværende prisområdeinndeling og, etter utvalgets mening, mer korrekte priser. Inspirasjonen til forslaget synes blant annet å være hentet fra de praktiske erfaringene med nodeprising i det såkalte PJM-markedet i USA, og mer generelt fra prinsippet om nodepriser i den føderale reguleringsmyndighetens (FERC) "Standard Market Design", men også ut fra mer grunnleggende teoretiske betraktninger om kapasitetsprising i kraftnettet.

Jeg synes dette er et interessant forslag, som absolutt bør forfølges videre. Det er imidlertid (minst) tre forhold som bør vurderes nærmere. For det første gjelder det hensiktsmessigheten av eventuelt å innføre nodeprising kun i den norske delen av det integrerte nordiske kraftmarkedet og det i en pågående prosess med sikte på å få etablert en felles nordisk systemoperatør for markedet. For det annet er i de rent praktiske forhold knyttet til å operere et potensielt stort antall priser en nodeprismodell, eventuelt isolert sett for Norge, sett i forhold til måten som prisdannelsen i dagens nordiske kraftmarked foregår på. Og sist, men ikke minst, gjelder det spørsmålet om hvordan konkurranseforholdene i markedet vil bli påvirket av en overgang til nodeprising.

Utvalget drøfter den sistnevnte problemstillingen, men ikke på en helt utfyllende måte etter min mening. Det kan neppe være tvil om at en mer detaljert områdeinndeling ved nodeprising enn under dagens ordning vil kunne øke mulighetene for markedsaktører til å utøve lokal markedsrett, og innby til strategisk adferd i budgivningen og i opptreden for øvrig i markedet, enn tilfellet synes å være i dag.

Dette er problemstillinger som i alle fall må adresseres og håndteres fra et konkurransepolitisk synspunkt. PJM-markedet gir ikke tilstrekkelig veiledning her, både ved at dette markedet er mer enn to ganger så stort befolkningsmessig som det nordiske markedet (og 8-10 ganger større enn det norske, isolert betraktet), og dessuten at markedsstrukturen og markedsorganiseringen er forskjellig.

Nodeprising er kun ett av utvalgets forslag og debatten om dette må ikke få lov til å overskygge de øvrige forslagene som fremsettes for et mer fleksibelt og effektivt fungerende kraftmarked.

Februar 2011

Hardanger: Og bakom synger Europa

Overskriften er inspirert av tittelen på første bind, *Og bakom synger skogene*, i Trygve Gulbrandsen berømte, fortattede romantrilogi fra 1930-årene om Bjørndalslekten et sted i de dype østlandske skoger på 1700-tallet.

Overført til debatten om kraftlinjene i Hardanger, som har fått et kraftig oppsving i og med fremleggelsen av rapportene fra de fire OED-oppnevnte utvalgene, virker det som om de noe mer langsiktige problemstillingene rundt nettutbygging og kraftproduksjon har kommet i bakgrunnen. Debatten har til nå i all hovedsak dreid seg om forsyningssikkerheten i BKK-området på forholdsvis kort sikt, med Sima-Samnanger linjen som en krumtapp i argumentasjonen fra Statnett og OED.

Det kan imidlertid ikke vært tvil om at denne linjen inngår på en vel så sentral måte i planene om en storstilt nettutbygging for å kunne realisere potensialet for økt kraftutveksling mellom Norge og Europa. Den store satsingen på fornybar energi i Europa, spesielt vindkraft, gir oss interessante muligheter til å øke foredlingsverdien av norsk vannkraft gjennom kraftutveksling med utlandet, samtidig med at vi kan forbedre vår egen forsyningssikkerhet gjennom tilknytning til det europeiske, termiske kraftsystemet.

For de nærmeste årene foreligger det planer om 6-7 nye utenlandsforbindelser. Disse betinger på sin side store investeringer i den innenlandske nettvirksomheten og vil påvirke hele driftsmåten til norsk kraftforsyning. Den samfunnsøkonomiske gevinsten for Norge av en slik kraftutveksling kan være betydelig, men det er også stor usikkerhet knyttet til lønnsomheten av de samlede investeringene som må foretas.¹ Kraftutvekslingen med utlandet bør inngå som et viktig element i en snarlig ny energimelding, som grunnlag for Stortingets debatt om energipolitikken. En slik debatt om en helhetlig energipolitikk trengs sårt.

En viktig konklusjon som kan trekkes av de fremlagte utvalgsinnstillingene er at forsyningssikkerheten i BKK-området ikke er så tidskritisk som Statnett og OED har argumentert for. På denne bakgrunn vil, etter min mening, en fornuftig strategi for oppfølging av innstillingene være:

- Sette i verk noen av tiltakene for sikring av forsyningssikkerheten i BKK-området på kort sikt, som foreslått av utvalg III. Bye-utvalgets innstilling fra november er også relevant her.
- Sette fortgang i arbeidet med å bygge linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes,

¹ Jeg har drøftet noen aspekter ved dette i en artikkel i et spesialnummer av tidsskriftet *Magma*, som utkommer om kort tid.

med jord- og sjøkabling på strekninger med særlige miljøhensyn i henhold til energiloven, for å sikre forsyningssikkerheten på mellomlang sikt.

- Foreta en grundig, kompetent og uavhengig utredning av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å spenningsoppgradere linjen fra Sauda til Samnanger til 420 kV, og videre derfra til Evanger, Modalen og Fardal-Aurland, for å sikre forsyningssikkerheten på lengre sikt og samtidig kunne realisere en viktig nord-sør sentralnettforbindelse i relasjon til kraftutvekslingen med utlandet. Dette vil også kunne utløse potensialet for ny vannkraftutbygging i området. En oppgradering av Sauda-Samnanger er vurdert i Statnetts nettviklingsplan og er det alternativet som utvalg IV fremhever som den kanskje alt i alt beste løsningen av de vurderte alternativene.
- Få vedtatt Statnetts forslag til OED om å kunne kreve anleggsbidrag fra store kraftforbrukere også i maskede nett, som sentralnettet.

Tittelen på siste bind i Bjørndalstrilogien er: *Ingen vei går utenom*. (Andre bind heter *Det blåser fra Dauingfjell*). Så er spørsmålet, når siste bind i Hardangersagaen skal skrives, om tittelen blir: Ingen vei går utenom Hardanger. De som skal skrive dette bør ta seg god tid og kanskje også skjele litt til forfatteren Karl Ove Knausgård. Han tar seg åpenbart god tid, i forhold til hans opprinnelig annonserte publiseringsplan, med å fullføre det siste bindet i hans opus magnum krønike om ham selv, formodentlig i kritisk selvrefleksjon og ettertanke over mottakelsen som de fem første bindene har fått blant leserne.

Mars 2011

Offentlig regulering og politisk styring

Beslutningsprosessen i Hardangersaken viser med all tydelighet at det trengs en gjennomgang av det offentlige reguleringsregimet for kraftsektoren og av forholdet mellom offentlig regulering og politisk styring. Jeg vil spesielt trekke frem tre forhold:

- Mangel på presise, operasjonelle definisjoner av begreper som bl.a. ”samfunnsmessig rasjonelt” og ”særlige miljøgevinster” ved nettinvesteringer, og utarbeidelse av klare retningslinjer for reguleringsmyndighetene til å håndheve regelverket i samsvar med disse.
- Sak til sak behandling av enkeltsaker, uten en overordnet og helhetlig plan for saksbehandlingen.
- Klageadgang og klagebehandling, med overordnet departement som klageinstans.

Som kjent ble det ved endringene i energiloven i 2009 bl.a. lagt en strategi for å ta økt hensyn til miljø, estetikk og lokalsamfunn i kraftledningsaker. Når det gjelder kabling i jord og sjø på høyeste spenningsnivå, skal kabling etter dette kunne foretas der det gir særlige miljøgevinster, men så skal det foretas en

avveining mot hensynet til forsyningssikkerhet og formålet med det aktuelle linjeprojektet. Noen ytterligere presisering av hvordan dette skal forstås og hvordan det skal håndteres i praktisk reguleringspolitikk, synes foreløpig ikke å være gitt.

Det virker som NVE har lagt seg på en ganske restriktiv linje i fortolkningen av disse begreper og forhold. I en høring i fjor høst i Stortinget om kabling, gjorde det et visst inntrykk at NVE-direktøren nærmest irettesatte representanten for kraftselskapet BKK for at BKK, etter direktørens mening, hadde foretatt en for utvidet fortolkning ved å gi uttrykk for at man ville vurdere å gå inn for kabling i jord og sjø på deler av kraftlinjen mellom Mongstad og Kollsnes i konsesjons-søknaden. Slikt virker lite tillitvekkende og er en illustrasjon på uklarheten som rår på dette området. Det er allerede klart at vedtaket som er fattet i denne saken blir neste kampsak om kabling i nettet.

I Ot.prp. nr. 62 (2008-09), der endringene i energiloven ble foreslått, heter det at for 420 kV overføringsforbindelser koster kabel med dagens teknologi rundt ti ganger mer enn luftledning, altså et forholdstall på 10:1. For sjøkabelprosjektet Sima-Samnanger, som ble hevet å være særdeles krevende og på grensen av det teknologisk mulige, kom man til slutt, gjennom utvalgsutredningene, frem til et forholdstall på ca 4:1, altså mer enn en halvering, riktignok etter at visse avbøtende tiltak hadde økt kostnaden ved luftlinjealternativet. Her er det åpenbart behov for å kvalitetssikre og oppdatere kunnskapsgrunnlaget for å kunne foreta konsistente beslutninger fra prosjekt til prosjekt om valg mellom alternative linjeteknologier.

I *Nettutviklingsplan 2010* har Statnett lagt frem en ambisiøs plan for utbygging av det innenlandske sentralnettet i de kommende år, samt 6-7 nye utenlandsforbindelser, noe som vil medføre investeringer i størrelsesorden 50 milliarder kroner. Fra 2009 foreligger det en rapport fra NVE om Nasjonal utbyggingsutredning for overføringsanlegg i elkraftsystemet. Konsesjonsbehandlingen av søknader om linjeutbygging på alle nettnivåer synes likevel i alt overveiende grad å være basert på sak til sak behandling av enkeltsøknader.

Det melder seg i hvert fall to viktige spørsmål her: a) hvordan skal man sikre konsistent behandling av enkeltsaker i relasjon til en overordnet plan for nettutbygging som reguleringsmyndighetene og andre aktører kan forholde seg til, og b) hvilket ansvar skal politiske myndigheter ha i relasjon til slike planer og utredninger fra Statnett og NVE for å sikre en helhetlig nettplanlegging og kontrollen med denne, og samtidig sørge for at det blir en ryddig og transparent arbeidsdeling mellom overordnet politisk styring og offentlig regulering helt ned til enkeltsaker. Vi synes å være forholdsvis langt fra en slik avklaring, i hvert fall i praksis.

Når det gjelder klageadgang og klagebehandling, er dette dels et spørsmål om hensiktsmessigheten av å ha overordnet departement som klageinstans og dels om hvordan klageinstituttet best kan organiseres.

Både da jeg var konkurransedirektør på 90-tallet og også i andre sammenhenger har jeg påpekt uheldige sider ved å ha overordnet departement som klageinstans, og har argumentert for at man heller burde opprette selvstendige, uavhengige klageorganer på de ulike politikkområder, slik tilfellet er i mange land. Det synes imidlertid ikke for tiden å være politisk vilje til stede til å foreta en slik omlegging av klageordningen i vårt land.

På konkurransepolitikens område ble det for noen år siden innført en bestemmelse i konkurranseloven om at i saker av prinsipiell eller stor samfunnsmessig betydning kan Kongen i statsråd tillate en foretakssammenslutning eller et erverv av andeler som Konkurransetilsynet har grepet inn mot.

Bakgrunnen for dette var at departementet som konkurransepolitikken sorterer under, nå FAD, i en lang rekke tilfeller omgjorde Konkurransetilsynets vedtak på politisk grunnlag etter klage på vedtaket. Ofte kunne dette dreie seg om forholdsvis bagatellmessige forhold. Stjerneeksemplet fra min tid som konkurransedirektør var da departementet omgjorde et vedtak av tilsynet, begrunnet i hensynet til noen ganske få arbeidsplasser i bestemt område av landet. Slike forhold skaper vilkårlighet i klagebehandlingen og bidrar også å svekke tilsynets legitimitet som faglig, ansvarlig tilsynsmyndighet. For å sikre en mer konsistent klagebehandling og samtidig at saker av prinsipiell eller stor samfunnsmessig betydning skulle kunne revurderes på politisk grunnlag etter klage, men da etter å være forelagt til behandling av en samlet regjering ved Kongen i statsråd, ble denne nye bestemmelsen innført.

Overført på nettpolitikens område, vil dette kunne innebære at et begrep som for eksempel "særlige miljøgevinster" i energiloven kan defineres på linje med forhold av "prinsipiell eller stor samfunnsmessig betydning" i konkurranseloven, og bør i tilfelle energiloven endres tilsvarende? Spørsmålet bør i alle fall vurderes og klargjøres i hvilke tilfeller klage på et saksforhold er av en slik art at beslutningen kan treffes av vedkommende departement eller bør løftes opp til formell avgjørelse av Kongen i statsråd.

Olje- og energiministeren har bebudet en gjennomgang av saksforberedelse og konsesjonsbehandling vedrørende nettutbygging med sikte på å forbedre behandlings- og beslutningsprosedyrene for slike saker. Det er bra og betimelig, men kanskje bør perspektivet for gjennomgangen utvides til også å omfatte de forhold som er trukket frem her?

Storbritannias nye kraftmarkedsreform

I 1990 iverksatte Storbritannia sin omfattende kraftmarkedsreform. Denne var på mange måter et pionerprosjekt og den britiske reformmodellen har senere dannet mønster for tilsvarende markedsreformer i mange andre land, også i noen grad for den norske energiloven av 1990. I de tyve årene som har gått siden da, har det blitt foretatt visse endringer i markedsordningene og reguleringsregimet i Storbritannia, bl.a. ved å erstatte den opprinnelige kraftbørsen med handelssystemet NETA, men i hovedsak har grunnelementene i reformmodellen blitt opprettholdt.

Nå står man imidlertid overfor en ny og gjennomgripende kraftmarkedsreform i vårt naboland i vest, som det vil bli meget interessant å se utfallet av og som også vil kunne ha implikasjoner for det norske og nordiske kraftmarkedsregimet. Det britiske energi- og klimadepartementet (DECC) har utarbeidet en omfattende dokumentasjon om reformen og gjennom et eget konsultasjonsdokument har man innhentet synspunkter fra en rekke institusjoner, energibedrifter og andre aktører om reformforslagene. Departementet har bebudet en melding om saken i løpet av våren, med forslag til endringer i lover og reguleringer for å kunne iverksette den nye markedsordningen.

Bak reformforslagene ligger de overordnede målene for energipolitikken i Storbritannia. Stikkordene er avkarbonisering av økonomien i alminnelighet og kraftsektoren i særdeleshet, satsing på fornybar energi og høy forsynings-sikkerhet, samtidig med at energi skal være "affordable" for konsumentene. Mer spesifikt er målet at kraftsektoren skal være på det nærmeste karbonfri i 2030, at fornybar energi skal utgjøre minst 30 prosent av krafttilgangen i 2020, hovedsakelig fra offshore vind, og at minst en fjerdedel av det nåværende kraftproduksjonsutstyret skal være skiftet ut med mer effektive og miljøvennlige genereringsformer innen 2020.

Fire hovedtyper av virkemidler foreslås benyttet til å oppå dette:

- Karbonprisstøtte for å skape insitamenter og sikre forutsigbarhet for investorer med sikte på investeringer i lavkarbonteknologier. Med utgangspunkt i prisen på miljøutslipp under EUs ETS-markedsordning, tenker man seg bl.a. en minstepris for karbonutslipp og en garantert prisutvikling derfra, kombinert med skatter og avgifter på slike utslipp.
- "Grønne" innmatingstariffer (feed-in-tariffs) for å gjøre investeringer i ny, fornybar energi mer attraktive. Her tenker man for eksempel å innføre en såkalt "contract for differences" modell for å fremme produksjon av lavkarbon kraft. En slik CfD-modell er velkjent fra det nordiske kraftmarkedet i en annen kontekst, nemlig om avvik mellom systempris og områdepris som følge av nettbegrensninger.

- Et system med kapasitetsbetaling eller – prising, for å gi insitamenter til investeringer i reservekapasitet for å kunne opprettholde forsynings sikkerheten. Dette blir mer viktig etter som man får et økende innslag av variabel vindkraft i kraftproduksjonen, og derved økt behov for reservekraftoppdekking.
- Innføring av strengere og bindende standarder for miljøutslipp, spesielt med hensyn til utslipp fra fossil kraftproduksjon.

For å realisere ovennevnte mål gjennom disse tiltakene har den britiske reguleringsmyndigheten Ofgem anslått at det er behov for å investere om lag 1000 milliarder kroner i kraftsektoren i Storbritannia i årene fremover. Hvor skal disse investeringene komme fra og hvordan skal de finansieres? Et begrep som går mer og mer igjen i diskusjonen, ikke bare i Storbritannia, men også i EU-systemet og i USA, er uttrykket ”missing money”, nemlig om avviket mellom det samlede behov for investeringer for å nå oppsatte energi- og klimamål, og de investeringer og finansieringsmuligheter som faktisk kan forventes å fremkomme i praksis fra investorer og finansieringskilder på dette området.

De foreslåtte tiltakene har blitt møtt med blandede reaksjoner blant dem som har blitt rådspurt i konsultasjonsfasen, men gjennomgående synes likevel forslagene å ha blitt mottatt positivt. En bekymring som går igjen fra mange hold er imidlertid hvordan man skal klare å innføre disse nye ordningene og tiltakene uten å gjøre vold på det markedsbaserte kraftomsetningssystemet i Storbritannia – et system som alt i alt vurderes å ha fungert godt til nå. Og mer generelt: hvordan skal man i en stadig mer ambisiøs energipolitikk, bl.a. med sikte på å korrigere for markedssvikt i kraftsystemet, kunne forhindre at dette blir erstattet med omfattende reguleringssvikt? Dette er en problemstilling som ikke bare gjelder for Storbritannia, men som noen hver bør ta inn over seg på energipolitikens område.

Det er imponerende å observere med hvilken grundighet og åpenhet man på politisk hold har lagt opp utrednings- og konsultasjonsprosessen frem mot en ny kraftmarkedsreform i Storbritannia. Det skal bli interessant å studere den bebudede meldingen fra DECC. Kanskje vi kan ha noe å lære av alt dette i prosessen frem mot den bebudede norske energimeldingen til neste år om en helhetlig norsk energipolitikk?

Juni 2011

Den økonomiske nettreguleringen

Dagens reguleringsregime for nettvirksomheten trådte som kjent i kraft fra 01.01.2007 for en 5-årsperiode og et nytt regime skal derfor være på plass fra

begynnelsen av 2012. Som et ledd i arbeidet med eventuelt å revidere reguleringsmodellen med inntektsrammeregulering som NVE benytter overfor nettselskapene, for en ny 5-årsperiode, har Olje- og energidepartementet gitt i oppdrag til professor Nils-Henrik von der Fehr ved Universitetet i Oslo å foreta en gjennomgang og evaluering av reguleringsregimet. Denne foreligger i en meget leseverdige rapport: Den økonomiske reguleringen av strømmettet – en gjennomgang, avgitt til OED 29.09.2010. (Se også hans artikkel i Samfunnskonomen nr. 3, 2011).

Alt i alt er von der Fehrs evaluering av reguleringsregimet positiv og han tilbakeviser noe av den kritikken som blant annet har kommet fra bransjehold mot visse aspekter av inntektsrammemodellen. Samtidig peker han på flere forhold som det vil være grunn til å se nærmere på ved en revisjon av reguleringsregimet.

Med utgangspunkt i von der Fehrs analyse, vil jeg for min egen del trekke frem tre forhold som bør vurderes nærmere ved en revisjon.

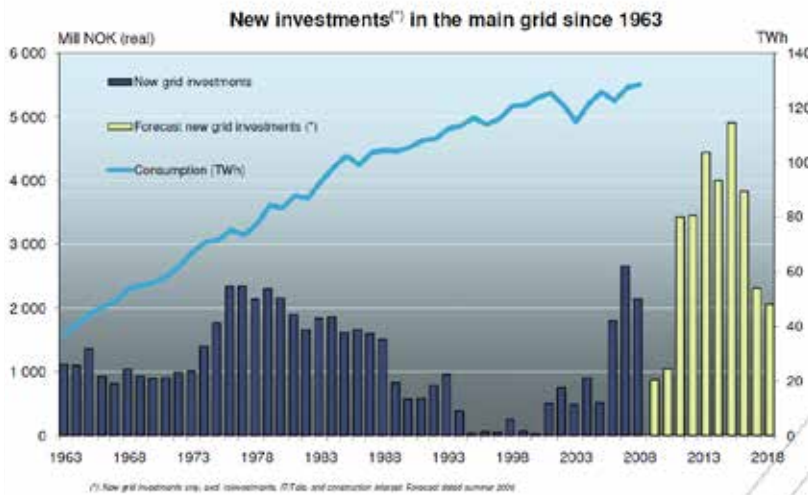
Det ene gjelder forholdet mellom statisk og dynamisk effektivitet, ut fra energilovens overordnede mål om samfunnsøkonomisk effektivitet i nettvirksomheten. Har man i nettreguleringen lagt for mye vekt på statiske effektivitetshensyn med å hente ut effektivitetsgevinster fra en gitt nettstruktur og for lite vekt på dynamiske effektivitetshensyn i form av effektivitetsforbedringer som kan oppnås gjennom investeringer, innovasjon og introduksjon av ny teknologi, vidt definert? Og har man truffet godt nok med timingen i reguleringen i så henseende?

Nedenstående figur, som jeg har lånt fra Statnett, viser utviklingen av investeringer i sentralnettet fra 1963 til i dag og prognostisert utvikling til 2018, slik Statnett ser den. I tillegg kommer investeringer i utenlandsforbindelsene, som det foreligger meget ambisiøse planer for fremover.

Som vi ser, falt investeringene nokså sterkt fra begynnelsen av 1990-tallet, ved innføringen av energiloven, og gjennom hele 90-tallet ble det knapt foretatt nyinvesteringer i sentralnettet i det hele tatt. Dette var utvilsomt velbegrunnet fra et effektivitetssynspunkt, ved at man derved kunne ta ut noe av den overkapasiteten som var bygget opp tidligere. Spørsmålet er likevel om statiske effektivitetsbetraktninger ble tillagt for stor vekt på bekostning av dynamiske, og ikke minst om tidsfaktoren i reguleringen var uheldig, ved at det ikke ble tatt tilstrekkelig hensyn til hvor lang tid det faktisk tar å planlegge nyinvesteringer og fase dem inn i nettet under dagens regulatoriske (og politiske) forhold.

Delvis som følge av denne regulatoriske forhistorien har det bygget seg opp et betydelig behov for nyinvesteringer, både i sentralnettet og på lavere nettnivåer. Derfor blir det spesielt viktig å legge vekt på dynamiske effektivitetshensyn ved

Entering a new phase of major grid investments



utformingen av reguleringsregimet fremover. Her står man imidlertid overfor en vanskelig balansegang. Hvis reguleringen i en viss forstand blir for ”slepphendt” i relasjon til nyinvesteringer, vil man kunne risikere igjen å bygge opp en overkapasitet i nettet og at historien forut for 1990 derved kan komme til å gjenta seg.

Et annet forhold som bør vurderes ved revisjon av reguleringsregimet, er å forsøke å forsterke insitamentene til sammenslåing av nettenheter. Den norske nettstrukturen er i usedvanlig grad splittet opp i små nettenheter, spesielt i distribusjonsnettet. Det bør ligge betydelige effektivitetsgevinster i å få etablert en mer rasjonell struktur med vesentlig færre enheter. Men her er det vel slik at eierstrukturen til nettet dominerer nesten ethvert forsøk på å få etablert et mer rasjonelt nett gjennom økonomiske insentiver, dessverre.

Et tredje forhold gjelder ambisjonsnivået i selve reguleringen, først og fremst ved at hver enkelt netteier reguleres individuelt i nåværende ordning. Med det store antallet nettenheter som vi fremdeles har, kan dette lett medføre overdreven ressursbruk i selve reguleringen. Det er nemlig ikke bare hensynet til effektivitet i nettet som skal hensyntas ved utformingen av reguleringsregiment, men også effektiviteten i reguleringsadministrasjonen, vidt definert. Her kan det tenkes mange typer virkemidler, for eksempel økt bruk av normtall, likeartet regulering av likeartede nettenheter, m.m., dog samtidig slik at det samlede antall enheter under regulering ikke blir så lavt at målestokkonkurranse som virkemiddel kan bli vanskelig å gjennomføre.

August 2011

Offentlig eierskap og konkurranse

”Vattenfall skal være et instrument i regjeringens næringspolitikk”, uttalte daværende statsminister i Sverige, Göran Persson, for en del år siden. Liknende uttalelser om politisk styring av heleide statselskaper har også falt fra politisk hold i Norge, blant annet i forhold til Statkraft, om enn kanskje ikke så klart og direkte som den svenske statsministeren uttrykte det.

Siden den tid har mangt og mye skjedd i kraftmarkedene, ikke minst gjennom full markedsintegrering i det nordiske kraftmarkedet og en raskt pågående prosess mot et integrert europeisk marked. Dette reiser viktige spørsmål om hvordan offentlig eierskap skal utøves for å sikre likeverdige konkurransevilkår for offentlig eide kraftselskaper som opererer i et konkurransemarked.

I Sverige pågår for tiden en interessant debatt om dette, nettopp i relasjon til Vattenfall. Debatten dreier seg om mange forhold ved selskapets virksomhet og den politiske styringen av det: kjernekraftspørsmålet, satsingen på fornybar energi og miljøteknologi, spesielt CCS, forholdet mellom selskapets svenske og internasjonale virksomhet, avlønningen av selskapets ledelse, og ikke minst om Vattenfalls handlefrihet som heleid statselskap til å operere på konkurransemessige vilkår i et internasjonalt marked.

Et drastisk forslag som har vært drøftet i denne forbindelse er å dele Vattenfall opp i to selskaper eller divisjoner; et heleid svensk datterselskap for å kunne opprettholde en viss grad av politisk styring av selskapet i relasjon til svensk energipolitikk, og et heleid eller deleid privat datterselskap for å håndtere Vattenfalls internasjonale virksomhet med hensyn til konkurransemessige forhold og vilkår. Dette er en løsning som selskapets øverste ledelse ikke er spesielt begeistret for, naturlig nok.

Stortingsmelding nr. 13 (2010-2011) *Aktivt eierskap* fra Nærings- og handelsdepartementet inneholder mye interessant stoff og synspunkter på utøvelsen av statlig eierskap i Norge, men går i forbausende liten grad inn på problemstillinger knyttet til statlig eierskap i selskaper som opererer i et internasjonalt konkurransemarked. Det brukes riktignok en del honnørord som behovet for langsiktighet og forutsigbarhet i utøvelsen av eierskapet, men dette omsettes i liten grad til konkrete virkemidler og styringssignaler som eksplisitt berører det internasjonale konkurranseaspektet.

I meldingen er Statkraft plassert i kategorien *Selskaper med forretningsmessige mål og andre spesifikt definerte mål*, sammen med selskaper som Eksportfinans, Kommunalbanken, NSB og Posten. Selskaper som Statoil, Norsk Hydro,

Telenor, DnB NOR, Kongsberg Gruppen og Yara er derimot klassifisert i kategorien *Selskaper med forretningsmessige mål og nasjonal forankring av hovedkontorfunksjoner*. Det er vanskelig å se store prinsipielle forskjeller mellom Statkraft og for eksempel Statoil med hensyn til handlefrihet til å operere i et internasjonalt konkurransemarked og utøvelsen av det statlige eierskap i relasjon til dette.

Statkraft er av konkurransemessige hensyn begrenset i sin videre ekspansjon i Norge, slik at ekspansjonen i all hovedsak må finne sted internasjonalt. Er det statlige eierskapet og den overordnede politiske styringen av selskapet godt tilpasset til dette?

Det er store forskjeller mellom Vattenfall og Statkraft med hensyn til omfanget og sammensetningen av porteføljen av selskapenes virksomhet på energiområdet, og også i spredningen av deres internasjonale virksomhet. Det ville likevel være interessant og viktig om vi kunne få en debatt hos oss om det statlige eierskapet til Statkraft, tilsvarende den debatten som nå utspiller seg i Sverige om Vattenfall. Takhøyden med hensyn til innspill til denne debatten fra Statkrafts ledelse og styre bør også heves noen hakk i forhold til de reaksjoner på dette som har kommet fra politisk hold så langt.

November 2011

Karbonprising

Karbonprising er et viktig og spennende virkemiddel i energi- og miljøpolitikken, både sett isolert og i samspill med andre virkemidler for å nå definerte politiske mål på en hensiktsmessig måte. Det foregår mye interessant forskning som vil kunne bidra til å gi et bedre kunnskapsgrunnlag for politikkutforming og det foretas evaluering av etablerte ordninger for karbonprising, som det europeiske ETS-regimet, med sikte på å forbedre og videreutvikle dem. På det operasjonelle planet inngår karbonprising sentralt i internasjonale klimaforhandlinger og i andre fora for drøfting og implementering av energi- og miljøpolitiske tiltak. La meg knytte noen betraktninger til karbonprising som virkemiddel.

Over tid har synet på karbonprising endret seg fra primært å være et virkemiddel til å redusere karbonutslipp (GHG) per se, gjennom å internalisere den samfunnsøkonomiske kostnaden ved slike utslipp i karbonprisen og derved å gjøre fossil ressursbruk dyrere, til mer å betraktes som et virkemiddel til stimulere fremveksten av ny, fornybar energi uten slike utslipp. Hvor egnet er karbonprising alene som virkemiddel i den sammenheng?

Stikkord er her i første rekke forutsigbarhet og langsiktighet. Investorer som

overveier å investere i fornybar energi ønsker i rimelig grad, for investeringer med lang tidshorison som dette, å være forvisset om at karbonprisen ligger på et nivå og utvikler seg over tid, slik at den faktisk gjenspeiler den samfunnsøkonomiske kostnaden ved fossilbruk, og derved bidrar til å vri prisforholdet mellom fossil og fornybar energi til gunst for det siste. Dette gjelder for øvrig også for karbonprisen som et insitament for investeringer i tiltak for å redusere karbonutslippene innenfor fossil energibruk, isolert sett.

På dette området er nok usikkerheten altfor stor til at man kan forvente at optimale investeringer vil fremkomme. Karbonutslipp er et globalt miljøproblem og man har som kjent ennå ikke kommet frem til bindende avtaler om GHG-prising gjennom de internasjonale klimaforhandlingene. Selv innenfor det som anses som det best fungerende karbonutslippsmarkedet i verden, det europeiske ETS, kan det stilles berettiget spørsmål ved om karbonprisen, både med hensyn til nivå og tidsutvikling, er samfunnsøkonomisk effektiv.

Et middel til å skape økt markedsmessig forutsigbarhet om karbonprisen er å innføre en myndighetsgarantert minstepris på karbonutslipp, eventuelt koplet sammen med en indikativ plan for prisutviklingen ut over minsteprisen for en periode fremover. En slik minsteprisordning er en del av det nye politikregimet i Storbritannia for satsing på fornybar energi og karbonutslippsreduksjon.

Nå vil i alminnelighet karbonpris ikke være et tilstrekkelig virkemiddel alene for ønsket utvikling av fornybar energi, men må suppleres med andre virkemidler som subsidier, støtte til teknologiutvikling, sertifikatordninger, m.m. Dette reiser imidlertid en annen problemstilling rundt forutsigbarhet for investorer, nemlig politisk usikkerhet knyttet til endringer over tid i politikregimet for fornybar energi og karbonutslipp. Denne formen for usikkerhet kan være vel så vanskelig for investorer å overskue som den markedsmessige usikkerheten.

En annet sett av problemstillinger gjelder bruken av virkemidler og doseringen av disse over tid, vurdert ut fra de ulike virkemidlenes egenart og hensiktsmessighet i relasjon til definerte mål. Det kan for eksempel være at en skatt på karbonutslipp vil være et mer treffsikkert og raskt virkende virkemiddel på kort sikt til å oppnå en gitt utslippsreduksjon, sammenlignet med markedsmessig karbonprising, i hvert fall hvis karbonmarkedene ikke er utviklet i tilstrekkelig grad, både med hensyn til effektiv funksjonsmåte og geografisk utstrekning. Som et mer langsiktig virkemiddel kan derimot karbonprising vise seg som mest effektivt, hvis sistnevnte forutsetning er oppfylt.

Om man ennå ikke har kommet frem til en felles, internasjonal avtale om karbonutslipp og karbonprising, bør ikke dette hindre enkeltland eller regioner i å sette seg ambisiøse utslippsmål og benytte karbonprising som middel til å nå

disse. Dette kan riktignok medføre at enkelte karbonmarkeder kan bli for små og systemet samlet sett for fragmentert til å fungere effektivt, men vi ser samtidig en interessant utvikling i retning av at nasjonale, separate markeder knyttes sammen på ulike måter til regionale markeder. Dette gjelder for eksempel for Australia og New Zealand og flere stater i USA.

Kanskje kan en slik ”regionalisering” av karbonmarkeder, og sammenknytning av disse, være et skritt i retning av en global ordning for karbonprising? Den løser nok ikke alle problemer, for eksempel knyttet til karbonlekkasje mellom regioner som følge av forskjellige karbonpriser mellom disse. Dette problemet synes imidlertid ikke å være så alvorlig eller utbredt som ofte har vært hevdet og kan i alle fall forsøkes løst gjennom andre tiltak enn en harmonisering av karbonprisen.

Desember 2011

Kinas vei mot grønn energi

De fleste av oss forbinder vel Kinas energibruk med opplysninger som for eksempel at det for tiden bygges minst ett kullfyrt kraftverk i uken i gjennomsnitt og at Kina nå har passert USA med hensyn til mengden av utslipp av kuldioksid og andre klimagasser til atmosfæren.

Samtidig med dette foregår det imidlertid også en interessant nyorientering av Kinas energibruk og energipolitikk i retning av å satse på fornybar energi. Og når Kina først satser, er det gjerne kraftfullt, målrettet og langsiktig.

Et lite eksempel på dette er en bredt anlagt konferanse om fornybar energi som jeg nylig deltok på i Dalian i Nord-Kina, en by med ca. 6 millioner innbyggere. Konferansen hadde tittelen: ”1st Annual Low Carbon Earth Summit 2011”, med den blomstrende undertittelen: *Leading the Green Economy. Returning to Harmony with Nature.*

Konferansen gikk over åtte dager i perioden 19.-26. oktober og var meget velorganisert. Det ble holdt rundt 700 innlegg og presentasjoner, fordelt på følgende hovedsesjoner:

1. World low carbon economy
2. Low carbon nations in action
3. Low carbon cities
4. Implementation of low carbon industries and carbon neutrality
5. Clean development mechanisms
6. Emission trade towards green economy
7. Clean and sustainable energy

8. Clean sciences and technology for low carbon environment
9. Low carbon finance and global strategic alliances

Hovedtyngden av innleggene var i hovedsesjon 7, hvorav de fleste med sterk teknologisk og naturvitenskapelig orientering. Mitt eget bidrag gikk på samspillet mellom vind- og vannkraft i et integrert kraftsystem. Det var også en utstilling av lavkarbonteknologier i tilknytning til konferansen.

Det var forventet rundt 10 000 deltakere til konferansen, men dette ble nok på langt nær oppnådd. Det var sikkert også skuffende for arrangørene at det var så få deltakere fra Kina, relativt sett, både som faglige bidragsytere og som deltakere og utstillere. Det var riktignok mange kinesisk lydende navn på program- og deltakerlisten, men dette var gjerne personer som var tilknyttet universiteter, forskningsinstitusjoner, energibedrifter m.m. i utlandet.

Hvorvidt dette hadde sammenheng med at konferansen utelukkende foregikk på engelsk, uten simultanoversettelse, eller om det har en mer dyptgående forklaring i at fornybar energi ennå ikke er tilstrekkelig ”moden”, eller står høyt nok oppe på den faglige og politiske agenda i Kina, skal være usagt. For øvrig var det meget god internasjonal deltakelse på konferansen, om enn ikke så mange fra Norge som man kanskje kunne ha forventet med et slikt konferansetema. Neste års lavkarbonkonferanse er imidlertid under planlegging og kanskje vil erfaringene fra den første konferansen, og ellers debatten om fornybar energi som foregår i Kina, føre til bedre oppslutning fra kinesisk hold.

En interessant opplevelse for meg personlig var at jeg ble invitert, sammen med en utvalgt representant for henholdsvis Polen, Canada, EU og USA, til et møte med viseborgermesteren i Dalian og representanter for hennes stab, etterfulgt av en middag i beste kinesiske regi. Formålet med møtet var å bli orientert om Dalians satsing på fornybar energi og å diskutere mulighetene for gjensidig samarbeid og kunnskapsutveksling på dette området.

Dalian by og region har nemlig ganske høye ambisjoner innen fornybar energi og mener å ha oppnådd gode resultater allerede, både når det gjelder industriutvikling, innfasing av fornybar energi i produksjonssystemet og miljømessige forbedringer av satsingen. Eksempelvis ble det hevdet at Dalian nå produserer verdens største vindkraftturbin og har som mål og bli ledende på produksjon av vindkraftteknologi i Kina. Et annet mål er at halvparten av bilparken i Dalian skal bestå av elektriske biler innen 2025. Et tredje mål er å gjøre Dalian-regionen til den ledende forskningsklyngen for fornybar energi i Kina.

En ting er å sette seg mål, noe annet kan være å make å implementere dem. Man kan likevel ikke bli annet enn ganske så imponert over både omfang,

ambisjonsnivå og bevisst vilje til å nå disse målene, i dette tilfellet riktignok i hovedsak med bakgrunn i satsingen på fornybar energi i en av Kinas regioner. Et møte og seminar ved Beijing University of Technology forut for konferansen ga imidlertid mye av det samme bildet for Kina mer generelt.

Januar 2012

Smarte nett

Det er vel knapt noen områder innen kraftsektoren som har fått slik oppmerksomhet i den senere tid som det som gjerne går under betegnelsen ”smarte nett”. Samtidig er det vel knapt noe begrep som brukes så diffust og upresist som nettopp dette uttrykket.

I en snever betydning brukes smarte nett gjerne om tiltak innen nettvirksheten per se, altså primært sett fra tilbudssiden, med sikte på å gjøre det etablerte kraftnettet mer pålitelig, driftssikkert, fleksibelt og robust mot endringer og påkjenninger av ulikt slag som det utsettes for. Dette synes å være hva Statnett først og fremst legger i begrepet. I denne betydningen hevder ofte selskapet at man i Norge både var tidlig ute og har kommet langt i retning av å ta i bruk smarte netteknologier.

En utvidet fortolkning inkluderer hele settet av smarte netteknologier i kopleingen mellom nett, marked og sluttforbruk og gjerne med fokus på ”smarttiltak” på etterspørselssiden. Dette omfatter blant annet digitale registrerings- og styringssystemer for energiforbruket hos sluttbrukerne, distribuerte energiløsninger, systemer for energilagring hos energibrukerne, energieffektiviseringstiltak som for eksempel passivhus eller null-netto-energiforbruk (jfr. begrepet *zero net energy* (ZNE), som bl.a. benyttes i EU og California), ordninger for innmating til nettet av tidvis overskuddsproduksjon av energi hos sluttbrukerne i forhold til eget kraftforbruk, m.m. I denne betydningen av smarte nett ligger Norge klart etter våre skandinaviske naboland og andre europeiske land som Italia, Frankrike og Spania, samt enkelte stater i USA.

Oppmerksomheten rundt smarte nett har også resultert i en stadig strøm av ny litteratur på feltet. Denne varierer mye med hensyn til kvalitet og faglig innretning, som gjør at det kan være vanskelig å holde seg oppdatert og å kunne vurdere nytteverdien av de ulike bidrag med hensyn til deres praktiske anvendelse på kort og lang sikt.

Et rykende ferskt og interessant bidrag er boken ”Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy”, redigert av F. P. Sioshansi og utgitt av Elsevier (2012). Gjennom nitten kapitler av ulike forfattere gir den en bred og kvalitativt god dekning av feltet smarte nett, både tematisk og geografisk, i en

greit tilgjengelig, ikke-teknisk form. Boken kan varmt anbefales interesserte.

For min egen del har jeg lenge ment at en toveis kommunikasjonsløsning mellom nettoperatør og i prinsippet alle sluttbrukere ville alt i alt fremstå som den beste løsningen i en smartteknologi kontekst, og da med nettoperatøren som den primært styringsansvarlige. Nettoperatøren må nemlig antas best å kjenne til forholdene i nettet til enhver tid med hensyn til belastning i forhold til kapasitetsgrenser i nettet, m.m. og til å kunne iverksette adekvate tiltak i en gitt situasjon, både innad i nettet og i forhold til tilpasning hos sluttbrukerne, styrt fra nettsiden. Kanskje er dette likevel en for snever betraktningssmåte i lys av utviklingen av smarte netteknologier som er på gang.

Betyr det som er sagt foran om ansvarsfordeling mellom aktører at nettselskapene også bør gis et styringsansvar for utviklingen av smarte netteknologier og -løsninger? Både i EU og i mange land synes dette å være tilfelle. En slik tilnæringsmåte har imidlertid kommet under til dels skarp kritikk fra flere hold i den senere tid. Hvis teknologiutviklingen skal skje på nettselskapenes premisser, vil den kunne hemmes og begrenses i betydelig grad, hevdes det. Den bør derfor tilrettelegges med et langt bredere og dypere aktørperspektiv for at potensialet for utvikling av hele settet av smarte netteknologier skal kunne utnyttes. I siste instans vil disse måtte integreres i et (utvidet) nettperspektiv, men en statisk betraktningssmåte på nettvirksomheten bør i alle fall ikke virke begrensende på å spenne ut mulighetsområdet.

Parallellen trekkes ofte til telekommunikasjonsområdet som et eksempel på en langt mer dynamisk teknologiutvikling, trukket i gang av et mangfold av initiativ og aktører, enn tilfellet har vært på kraftområdet. Nå kan ikke de to områdene uten videre sammenliknes i teknologisk og infrastrukturell henseende, men forskjellen i tilnæringsmåte kan likevel gi grunn til ettertanke i forhold til å kunne påvirke takt og retning på teknologiutviklingen for smarte nett fremover.

I en epilog i ovennevnte bok kommer redaktøren, Sioshansi, inn på ordspillet om hvordan et glass kan oppfattes som halvtomt eller halvfullt, avhengig av øynene som ser, og altså her i relasjon til utviklingen av smarte nett. "The former view is mainly focused on the enormous costs, the many technical, implementation, and integration hurdles. The latter view is mainly focused on the potential gains that could be had if we persevere and manage to get it almost right." Så får vi se om det er pessimistene eller optimistene blant oss som kommer til å sette agendaen for utviklingen av smarte nett fremover.

Langsiktige kraftavtaler til industrien: Markedsmessige konsekvenser?

Hvordan virker langsiktige kraftavtaler til industrien som er inngått under den statlige garantiordningen inn på funksjonsmåten til kraftmarkedet? Hvilke oppgaver og forpliktelser er tillagt Statkraft som heleid statsforetak under denne ordningen og hvordan virker dette inn på selskapets virksomhet som kommersiell, markedsbasert aktør? Dette er spørsmål som det har vært forbausende lite debatt om.

Et lite tilbakeblikk: Da den nye markedsordningen for kraftomsetning ble etablert tidlig på 90-tallet, var det en bevisst strategi fra Statkrafts side, som stor markedsaktør, å legge disponibel kortsiktig kraft inn i spotmarkedet for derved å øke likviditeten i markedet og således bidra til en mer effektiv prising av kraften. Selskapet var bevisst på at en effektiv, markedsbestemt spotpris også ville danne en viktig referansepris for forhandlinger om inngåelse av mer langsiktige, bilaterale kontrakter.

På denne måten medvirket Statkraft til at likviditeten i spotmarkedet gradvis økte utover på 90-tallet fra mindre enn en femtedel av samlet kraftomsetning til opp mot en tredjedel. At markedslikviditet er viktig for effektiv prising, ble eksempelvis tidlig erkjent av de britiske energimyndighetene som i sin tid innførte krav om at all kraftomsetning skulle foregå over den britiske kraftbørsen; daværende Power Pool.

Under dagens markedsordning er likviditeten i spotmarkedet neppe et stort problem med hensyn til effektiv prising, ved at rundt tre fjerdedeler av kraftomsetningen i det nordiske kraftmarkedet går over Nord Pool Spot. Derimot kan det stilles spørsmål ved om likviditeten i det lange markedet, dvs. i de finansielle derivatmarkedene, er tilstrekkelig høy til at det dannes effektive fremtidige priser på langsiktige kontrakter for kraftomsetning over NASDAQ.

Hvis kraft, som alternativt kunne ha vært omsatt i de organiserte markedene, trekkes ut og fremforhandles i bilaterale avtaler mellom (kraftkrevende) industribedrifter og Statkraft, vil dette bety at likviditeten i disse markedene svekkes. Hvis omfanget av bilaterale avtaler blir stort, vil dette uvegerlig føre til mindre effektiv prisdannelse i de fremtidige markedene. Det vil også bety at markedstransparensen reduseres, ved at markedet i liten grad har innsyn i priser og andre kontraktsvilkår som fremforhandles i de bilaterale kontraktene.

Det kan i dag omsettes kraft på den nordiske kraftbørsen med opp til fem års kontraktslengde og disse kan kjøpes og selges helt frem til levering. Fastpris-kontrakter under den statlige garantiordningen har, så vidt vites, en varighet på

seks til tolv år, altså ikke vesentlig mye lenger enn tidshorisonten for omsettbare kontrakter.

Det kan være grunn til å stille spørsmål ved hva det er som gjør kraftkrevende industri så særegen i forhold til annen næringsvirksomhet at man må ha en forholdsvis lang kontraktstid for fastkraftlevering, som dog som nevnt ikke overstiger så veldig mye hva man alternativt kan oppnå gjennom markedet, og at man er villig til å ofre fleksibilitet i pristilpasningen til fordel for en fastpriskontrakt. Riktignok er kraftforbruk og kraftkostnad høyere enn i annen industri- og næringsvirksomhet, men selv i kraftkrevende aluminiumsproduksjon utgjør tross alt kraftkostnaden ikke mer en rundt 15 prosent av samlet produksjonskostnad ved beste praksis teknologi.

I et litt lengre tidsperspektiv kommer også et annet sett av problemstillinger opp, nemlig det som knytter seg til debatten om norsk vannkraft som et kraftbatteri for Europa. Statkraft har en forholdsvis større andel av samlet reguleringskapasitet i det norske kraftsystemet enn av samlet kraftproduksjon. Dette er en posisjon som foretaket kan utnytte kommersielt ved å stille reguleringskapasitet til disposisjon i et europeisk kraftmarked med raskt økende innslag av variabel fornybar kraft, og da spesielt vindkraft.

Hvis Statkraft binder opp en høy andel av sin norske vannkraftproduksjon i langsiktige, bilaterale kontrakter, vil dette redusere foretakets handlefrihet og fleksibilitet i tilpasningen av kortsiktig, regulerbar produksjonskapasitet overfor det europeiske markedet. Riktignok kan en slik tilpasning også foretas på etterspørselssiden av regulerkraftmarkedet, men i vesentlig mindre grad enn på produksjonssiden, spesielt ved at kraftkrevende industri bare i begrenset grad kan regulere sin produksjon og kraftforbruk opp eller ned i takt med markedets behov til enhver tid for kortsiktig regulerkraft. Både Statkraft og Norge som nasjon kan tape økonomisk på en slik manglende tilpasningsevne.

En langsiktig priskontrakt kan være et hensiktsmessig virkemiddel for risikofordeling mellom parter i et kontraktsforhold, forutsatt at denne fremforhandles på kommersielle vilkår blant noenlunde likeverdige og frittstående parter. Den statlige garantiordningen er et industripolitisk virkemiddel og Statkraft er et heleid statlig foretak. I en slik kontekst kan det lett oppstå rolleblanding og konflikter mellom ulike hensyn, spesielt mellom industripolitiske mål og intensjoner for en næringssektor på den ene side og fastlagte prinsipper for utøvelse av offentlig eierskap på den annen.

Den debatten som vi nylig har hatt om dette på en annen sektor, mediesektoren, burde tilsi at man bør trå varsomt her. Spesielt når man har gode markedsmessige alternativer som det ikke hefter slike potensielle problemer ved.

Energieffektivisering

Energieffektivisering har kanskje ikke kommet til å spille den samme rolle som virkemiddel i energi- og miljøpolitikken, sammenlignet med virkemidler som primært er rettet inn på å fremskaffe ny, fornybar energi eller å begrense miljøutslipp fra fossil energiproduksjon og -bruk. Det kan være mange grunner til dette. Energieffektivisering er et mangslungent begrep som spenner over en lang rekke tiltak i mange ulike sektorer av økonomien, og som ofte ikke er så konkrete som for eksempel å fremskaffe en ny MV vindkraftkapasitet på tilbudssiden. Det kan også være et spørsmål om påvirkningskraften til ulike interessegrupper og aktører i den politiske prosessen.

Det ser imidlertid ut til at man nå begynner å vektlegge energieffektivisering sterkere. Et interessant signal er for eksempel at det nåværende danske lederskapet i EU har bebudet at det vil gjøre energieffektivisering til sin primære energipolitiske oppgave i funksjonsperioden. Konkret tas det sikte på, 28. mars, å legge frem for Europaparlamentet til votering Kommisjonens forslag til EU-direktiv om energieffektivisering, som kom i juni i fjor.

Dette vil gi styrke og retning til arbeidet med å realisere 20-prosent målet om forbedret energieffektivitet frem til 2020 og den oppfølgende EU Energy Efficiency Action Plan til dette. Av scenariene i EUs Energy Roadmap 2050 fremgår det at EU-landene samlet vil kunne forventes å bruke opptil 40 prosent mindre energi i 2050 sammenlignet med 2005. Dette vil også stille store krav til energieffektivisering.

Kommisjonens forslag er imidlertid sterkt omdiskutert. Noen medlemsland mener at direktivet er for lite konkret og går altfor langt i retning av å pålegge medlemslandene effektiviseringstiltak, mens andre mener at det er for lite forpliktende og ikke går langt nok. Det har faktisk kommet inn rundt 1800 endringsforslag til Kommisjonens direktivutkast fra medlemmer av parlamentet.

Energipolitisk benyttes begrepet energieffektivitet gjerne på to nivåer: a) å fastsette et effektivt mål for forbedret energieffektivitet - effektivt i den forstand at dette er et mål som ansees for å være realistisk å oppnå innen en gitt tidshorisont og som er konsistent i forhold til andre energipolitiske mål, og b) å oppnå dette målet på en kostnadseffektiv måte.

Ressursbruken ved å oppnå en besparelse på for eksempel en kWh gjennom energieffektivisering må være samfunnsøkonomisk kostnadseffektiv i den forstand at den må veies opp mot den alternative kostnaden ved å fremstille en kWh ved fornybar energi eller fossilbasert kraft, der kostnaden ved miljøutslipp

er innkorporert på en korrekt måte. Det er da ikke uten videre gitt at energieffektivisering alltid vil fremstå som det gunstigste alternativet ved en konkret økonomisk vurdering.

Et forhold som ofte trekkes frem i forbindelse med energieffektivisering er det såkalte *effektivitetsparadokset*: Til tross for at det foreligger et stort antall energiteknologier og løsninger som kunne ha vært utnyttet kostnadseffektivt og vært lønnsomme ut fra vanlige lønnsomhetsvurderinger, og som ville ha bidratt til økt energieffektivitet, blir disse ikke tatt i bruk i praksis av bedrifter og andre beslutningstakere.

Det kan være mange grunner til en slik tilsynelatende irrasjonell adferd, blant annet:

- Usikkerhet med hensyn til fremtidige energipriser og innvirkning av dette på insitamentet til effektiviseringstiltak.
- Usikkerhet med hensyn til endringer over tid av mål og virkemidler i energi- og miljøpolitikken og konsekvenser av dette for tiltak for effektivisering.
- Takt og retning i den teknologiske utviklingen – kan det lønne seg å vente og se om en ny og bedre teknologi kommer frem?
- Mangel på informasjon om mulige teknologier og deres egenskaper.
- Uforutsette kostnader og problemer med implementering av teknologiene og løsningene.
- Manglende kostnadsbevissthet hos beslutningstakere eller liten oppmerksomhet knyttet til energieffektivisering, for eksempel på grunn av at kostnaden for energi typisk utgjør en liten andel av samlet kostnad, sett i forhold til andre og større kostnadskomponenter.
- Problemer med å inkorporere ny energiteknologi i eksisterende produksjons- og bruksprosesser.
- Tidspunktet for å ta i bruk den nye teknologien sett i forhold til gjenværende levetid for utstyr som må avskrives før utskiftning ansees for aktuelt.
- Finansieringsmessige forhold; effekten av effektiviseringstiltak kan strekke seg langt frem i tid, mens finansieringen må være sikret ved oppstart.

Et annet sett av problemstillinger knytter seg det asymmetriske insitamentproblemet mellom bl.a. energiprodusenter på den ene side og energiforbrukere på den annen. En energiprodusent ser det ikke uten videre som en fordel for seg at kundene energieffektiviserer og sparer energi. Tilsvarende insitamentskjevheter finnes på mange andre områder.

Konsistens i energi- og miljøpolitikken tilsier at insitamentet og virkemidler på ulike områder ikke i unødig grad konkurrerer, eller står i et motsetningsforhold til hverandre. For eksempel: når sertifikatmarkedet for fornybar energi nå er etablert, bør Enova kunne trekke seg ut av dette støtteområdet og konsentrere

innsatsen på andre områder. Kanskje kan en konsentrasjon til energieffektivisering alene være veien å gå? Der er det mer enn nok av oppgaver å ta fatt på, herunder de forhold som kan bidra til å løse opp i effektivitetsparadokset.

April 2012

Tysklands "Energiewende"

Som "grønn" energinasjon har Tyskland lenge stått i fremste rekke blant de europeiske landene. Det ambisiøse energipolitiske prosjektet "Energiewende" vil bidra til ytterligere å befeste Tysklands posisjon på dette området, hvis intensjoner og planer for prosjektet blir realisert.

Energipolitisk defineres "Energiewende" som et konsept for omlegging til en miljøvennlig, sikker og økonomisk forsvarlig energiforsyning. Med vanlig tysk grundighet har man satt i gang en omfattende prosess med forskning, utredning planlegging og debatt, som har ledet opp til et energikonsept som regjeringen stiller seg bak og som også synes å ha bred politisk oppslutning i Tyskland. Konseptet omfatter hele energiforsyningen, men her skal jeg begrense meg til å trekke frem noen forhold ved kraftsektoren.

Satsing på fornybar energi er en bærende søyle i hele energikonseptet. Målet er at innen 2020 skal 35 prosent av kraftforbruket komme fra fornybar energi og dette skal øke til 50 prosent innen 2030, 65 prosent innen 2040 og 80 prosent innen 2050. Hovedtyngden av dette skal komme fra vindkraft, både landbasert og til havs, men også solenergi og kraft fra biomasse skal det satses ytterligere på.

Med dette som utgangspunkt er det lagt opp til et omfattende og detaljert handlingsprogram for å realisere målene. Det mest interessante er kanskje at det satses så vidt mye på havvind, både sett på bakgrunn av kostnadsforholdene for denne typen kraftproduksjon og også ved at havvind ikke lenger vektlegges like sterkt som før i "havvindsland" som Nederland og Storbritannia (og Norge). Planen er i første omgang å bygge ut ti tyske offshore vindparker, med betydelig offentlig finansieringsstøtte, for å samle erfaring med kraft fra havvind.

Norge er eksplisitt nevnt i energikonseptet, i tilknytning til debatten om norsk kraftforsyning som et kraftbatteri for Europa. Den sterke utbyggingen av fornybar kraft i Tyskland vil medføre et betydelig økt behov for reservekraftkapasitet for å kompensere for variabiliteten i kraftproduksjonen fra vindkraft og andre fornybare kraftkilder.

Man diskuterer utførlig ulike måter å møte dette kapasitetsbehovet på. Dette

gjelder alt fra investering i spesifikt utstyr for kortsiktig reguleringskraft, via tilpasning av eksisterende kraftverk for bedre å kunne møte kortsiktige belastingsvariasjoner, til ulike former for smartteknologier i kraftproduksjon, nettvirksomhet og sluttforbruk. Og altså til å samarbeide med Norge og Sveits med sikte på å kraftutveksle med vannkraftsystemene der, både med hensyn til kortsiktig kapasitetsdekning i det tyske systemet fra regulerbar norsk vannkraft, men også til å oppnå bedre forsyningssikkerhet i det norske systemet ved å samspille med et tysk og europeisk termisk kraftsystem.

Mai 2012:

Enøyd argumentasjon for energieffektivisering

Som klimapolitisk tiltak vil elektrifisering av petroleumsinstallasjonene på sokkelen med kraft fra land bli stående som et eksempel på en enøyd argumentasjon for reduksjon av norske klimagassutslipp gjennom elektrifisering. Elektrifiseringen vil være uten faglig begrunnelse, og de samlede virkningene og kostnadene av et slikt tiltak har ikke blitt vurdert. Vi økonomer må ta kritikk for å ha sovet litt i timen, da tiltaket i sin tid ble lansert. Etter hvert har det imidlertid kommet flere økonomiske analyser til; senest ved en analyse og god oppsummering av professor Petter Osmundsen i en artikkel i tidsskriftet Samfunnsøkonomen i år.

Kritiske analyser

Et gjennomgående trekk ved disse analysene er at de er kritiske, og til dels temmelig kritiske, til den klimamessige og samfunnsøkonomiske begrunnelsen for elektrifisering.

Hva blir klimavirkningene av en reduksjon av norske klimagassutslipp gjennom elektrifisering, når slike utslipp representerer et globalt utslippsproblem? Norske klimagassutslipp ugjør om lag én promille av de globale utslipp. Norsk gass som blir frigjort gjennom elektrifisering vil bli eksportert og gi klimagassutslipp gjennom anvendelse et annet sted i verden.

Blir gassen anvendt i kraftproduksjon innad i EU, er både kullkraft og gasskraft i EU, og gasskraft i norsk petroleumsvirksomhet, omfattet av EUs kvotesystem for klimagassutslipp. I så fall vil det kun finne sted en omallokering innad i kvotesystemet, men trolig til en langt høyere kostnad for et slikt klimatiltak i Norge enn det som kan oppnås innen EU. Hvis gassen eksporteres til et land som ikke omfattes av kvotesystemet, kan de samlede globale utslipp faktisk øke marginalt gjennom norsk elektrifisering.

Erstatte gass med vann

Vil elektrifisering erstatte forurensende gasskraft med ren, fornybar norsk kraft?

Ikke nødvendigvis. Det norske kraftmarkedet er som kjent fullt integrert i det nordiske kraftmarkedet og i stigende grad med et europeisk marked. I et integrert kraftmarked er det avgjørende spørsmålet hvilken genereringsform og kraftprodusent som er den marginale tilbyder i en gitt situasjon. Dette kan godt være en europeisk kullkraft- eller gasskraftprodusent. Med økende kraftkabling mellom Norge og Europa og norsk vannkraft som et kraftbatteri for Europa, vil innslaget av forurensende termisk kraft i det norske kraftsystemet gjennom kraftutveksling kunne øke.

Et argument for elektrifisering kan være at man vil kunne erstatte gassturbiner på platform på sokkelen, som typisk har en virkningsgrad på 30-40 prosent for innsatsfaktoren gass, med landbaserte kraftvarmeverk som vil kunne utnytte opp mot 60-70 prosent av gassen i kraftproduksjon og varmegjenvinning. Det siste betinger god kapasitetsutnyttelse og beste praksis teknologi. I en samlet vurdering må man imidlertid her også trekke inn kostnadene ved kabling til land og overføringstap m.m. i nettet, sammenlignet med å bruke kortreist gass direkte fra feltet.

Alle kostnader er ikke med

En grunnleggende svakhet ved argumentasjonen om elektrifisering er at man typisk ikke tar de samlede samfunnsøkonomiske kostnader av tiltaket inn i vurderingen. I særlig grad gjelder dette for kostnader for utbygging og forsterking av kraftnettet på land, som en slik elektrifisering betinger. Dette kan dreie seg om kostnader av betydelig størrelsesorden, som under dagens ordning utlignes på alle brukere av nettet.

Et annet krav til samfunnsøkonomisk beslutningskonsistens er at kostnaden ved et klimatiltak som elektrifisering veies opp mot den alternative kostnaden ved å oppnå en tilsvarende reduksjon av klimagassutslipp gjennom andre tiltak, og at dette gjennomføres konsekvent på det grunnlag. Dette er langt fra tilfelle i dag.

Et tredje forhold gjelder avveiningen mellom miljøvirkninger på den ene side av elektrifisering som tiltak mot et globalt klimaproblem og på den annen side de lokale miljøvirkninger av annen art som tiltaket medfører, for eksempel i form av naturinngrep gjennom medfølgende krav til utbygging av vassdrag, vindkraft og kraftnett. Her synes det gjennomgående som de sistnevnte virkningene er den tapende part i vurderingen. Et interessant testtilfelle vil i så fall være det endelige vedtaket i spørsmålet om luftspenn versus kabling for linjen Mongstad-Kollsnes.

Verdsetting av uregelmessig, fornybar kraftproduksjon

De viktigste energiformene i satsingen på fornybar energi internasjonalt er vind- og solenergi. På grunn av at disse typisk gir en uregelmessig ("intermittent") kraftproduksjon, reiser de en rekke problemstillinger knyttet til drift og styring av kraftsystemet og av kostnadssammenligninger med andre kraftformer som inngår i dette.

En vanlig benyttet metode for kostnadssammenligning mellom ulike genereringsteknologier er å beregne den totale enhetskostnad i realpriser (kapital og driftskostnader) pr. kilowattime levert fra et kraftanlegg over anleggets levetid ("levelised cost"). Det foreligger en rekke slike kostnadssammenligninger i internasjonal litteratur, bygget på kostnadsestimater for ulike genereringsteknologier og anleggstyper, og rangering av disse kostnadmessig på dette grunnlag.

Metoden benyttes av og til også ved konkurrerende anbudsinnbydelser for kraftprosjekter, der kriteriet kan være at man velger prosjektet med laveste estimert enhetskostnad pr kilowattime levert kraft, uavhengig av når kraften faktisk blir levert. En annen form for kostnadssammenligning kan være å sammenligne den beregnede enhetskostnad for konvensjonelle energiformer som fossilkraft, kjernekraft og magasinerbar vannkraft med kostnaden for fornybar, uregelmessig kraft, for eksempel for å vurdere om eller når vindkraft eller solkraft eventuelt er "konkurransedyktig" kostnadmessig med konvensjonell kraft.

Denne metoden er imidlertid lite egnet for kostnadssammenligninger og for verdsetting av uregelmessig kraft i et integrert, markedsbasert kraftsystem. Den uregelmessige kraftproduksjonen avhenger av metrologiske forhold som kan variere sterkt geografisk og over tid (døgn/år). Dette tilsier at sammenligningen og verdsettingen må skje ut fra en spesifikk lokalisering av kraftanlegg. Eksempelvis har vi i Norge typisk en sterkere gjennomsnittsvind om vinteren enn om sommeren, mens dette ikke i samme grad er tilfelle i Europa. Der kan derimot variasjonen i vindstyrken være større mellom dag og natt enn hos oss, med forholdsvis sterkest gjennomsnittsvind om dagen. Havvind er typisk sterkere og mer stabil en landvind, etc. Slike forhold må bygges inn i kostnadssammenligningen og verdsettingen av ulike kraftformer i et integrert kraftsystem.

I en solrik stat som California, med høyt innslag av luftkondisjonering, er gjerne solkraftproduksjonen på sitt høyeste om dagen i sommerhalvåret, samtidig med at etterspørselen og kraftprisen da også er på sitt høyeste. Vind-

forholdene er på den annen side typisk slik at gjennomsnittsvinden er forholdsvis sterkere om natten enn om dagen, da systembelastningen og kraftprisen er på sitt laveste. Så selv om solkraft (PV) er beregnet til en klart høyere enhetskostnad enn vindkraft etter metoden ovenfor, fremstår førstnevnte likevel som mer verdifull i markedsmessig og økonomisk henseende på grunn av dens produksjonsegenskaper i relasjon til etterspørselsforholdene i dette spesifikke tilfellet, sammenlignet med vindkraft.

Selv vårt velutviklede nordiske kraftmarked er ennå ikke "finmasket" nok til fullt ut å kunne håndtere på en velegnet og samfunnsøkonomisk effektiv måte de problemstillingene som uregelmessig, fornybar kraft reiser, stilt overfor en situasjon med økende innsalg av slik kraft i systemet, bl.a. som følge av diskusjonen om Norge som et kraftbatteri for Europa. Dette gjelder både for intradag- og balansekraftmarkedene. Her ligger det utfordringer og oppgaver å løse. Inntil et slikt markedssystem er på plass, vil håndteringen av uregelmessig kraftproduksjon representere en form for ekstrakostnad for systemet, som vil bli utlignet på alle krafttilbydere og i siste instans på konsumentene. Dette kommer i tillegg til den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å fremskaffe den uregelmessige kraften, gjennom ulike former for støtteordninger som er etablert for fornybar kraft..

August 2012

Regulering av uregelmessig, fornybar kraftproduksjon

I min kommentar i juninummeret hevdet jeg at kraftmarkedet ikke er "finmasket" nok til fullt ut å kunne håndtere på en velegnet og effektiv måte de problemstillingene som uregelmessig (uregulerbar), fornybar kraftproduksjon reiser. La meg utdype dette ved spesielt å peke på tre forhold for forbedret organisering, ved økende innslag av uregelmessig produksjon og sterkere markedsintegrasjon:

1. Harmonisering av regelverket for intradagmarkedet (Elbas) mellom de land som nå er med i systemet, spesielt med sikte på å harmonisere og korte ned tiden fra markedet lukkes i forhold den aktuelle driftstimen. I Norge er denne stengetiden to timer, mens den i de øvrige skandinaviske land, samt Estland og Nederland, er en time og i Tyskland nede i en halv time.

Bortimot halvparten av handelen i intradagmarkedet finner erfaringsmessig sted innen en time før levering. Dette betyr at norske aktører ikke har anledning til å delta i dette markedssegmentet innenfor to-timers regelen.

Statnett bebudet allerede i 2009 at man var innstilt på å redusere stengetiden til en time, men har nå sagt at selskapet ikke har umiddelbare planer for en slik tilpasning. Argumentet synes å være at man er bekymret for frekvenskvaliteten i det norske nettet og at det først må foretas en uttesting av

- automatiske sekundærreserver før det kan bli aktuelt å redusere lukketiden.
2. Dette leder naturlig over til neste punkt, nemlig å videreutvikle balansekraftmarkedene til markedsmessig å kunne håndtere kapasitetsproblemer i kraftsystemet nærmere realtid. Dette gjelder i særlig grad nettopp for sekundære reserver, som normalt skal være tilgjengelige for systemoperatør i tid på mellom fem og femten minutter.
 3. Vurderer hensiktsmessigheten av regelen om prioritet ved levering til nettet for uregulerbar kraftproduksjon og utvikle bedre insentivordninger for produsenter som må tilpasse sin produksjon til den uregulerbare for å sikre markedsstabilitet. Dessuten å utvikle ordninger som skaper insitamenter og ansvarliggjør produsenter av uregelmessig kraft til også å delta aktivt i energi- og balansemarkedene. Et interessant tiltak i så henseende er ordningen med Feed-in Premium som er innført i Tyskland for dette formål, som et element i en tiltakspakke for markedsordninger som går under betegnelsen *Direktvermarktum*.

Norge har vært et foregangsland og en pådriver for innføring av markedsordninger i kraftsystemet. Det er ingen grunn til å hvile på laurbærene, men snarere å lede an i å finne frem til velfungerende ordninger under nye utfordringer og krav..

September 2012

Kostnader ved uregelmessig, fornybar kraftproduksjon

Hva er kostnaden med å operere et kraftsystem med høyt innslag av uregelmessig kraftproduksjon, som vindkraft, avgrenset til kostnaden for systemet av selve variabiliteten i vindkraftproduksjonen, tatt isolert? Svaret avhenger åpenbart av en rekke forhold, bl.a. av hvordan kraftsystemet for øvrig er sammensatt og hvor godt systemet er knyttet sammen med andre kraftsystemer med energiformer som kan være komplementære med vindkraft med hensyn til å kunne kompensere for variabiliteten i vindkraftproduksjonen – så som magasinerbar vannkraft.

I en artikkel i siste nummer av økonomitidsskriftet *The Energy Journal* har de britiske forskerne, Richard Green og Nicholas Vasilakos, forsøkt nettopp å beregne en slik kostnad, med utgangspunkt i det danske kraftsystemet. ("Storing Wind for a Rainy Day: What Kind of Electricity Does Denmark Export?"). De understreker at denne variabilitetskostnaden bare er ett aspekt ved en vurdering av vindkraft som energiform og at man i en fullstendig nyttekostnadsanalyse vil måtte inkludere både den direkte kostnaden for vindkraft og en rekke indirekte kostnader og fordeler, som reduserte karbonutslipp, redusert importavhengighet av fossile energibærere, m.m.

Danmark er integrert i det nordiske kraftmarkedet og behovet for reservekapasitet for å dekke opp variasjoner i vindkraftproduksjonen utgjør ennå en forholdsvis liten andel av den potensielle kapasiteten i vannkraftsystemene i Norge og Sverige. Forskerne finner en sterk korrelasjon mellom de kortsiktige svingningene i vindkraftproduksjonen og de kortsiktige svingningene i den danske nettoeksporten av kraft. Dette antas å være begrunnet i måten som den danske produksjonen kan samspille med det integrerte markedet på.

Beregningene er foretatt for perioden 2001-2009. Forfatterne sammenligner Danmarks vindkraftproduksjon, vurdert etter faktiske Nord Pool priser da kraften ble produsert, med verdien av en utjevnet produksjonsserie, uttrykt som gjennomsnittsproduksjonen for hver time og måned i perioden. Prismønstret var i denne perioden typisk slik at prisene tenderte mot å være lavere i perioder med vindkraftproduksjon over gjennomsnittet og vice versa. De får som resultat av denne beregningsmåten at den faktiske vindkraftproduksjonen er verdt 8 prosent mindre enn produksjonen etter den utjevnete serien for Vest-Danmark og 4 prosent for Øst-Danmark.

At Danmark har en forholdsvis høyere nettoeksport til tider når kraftprisene som de handler etter er lave, betyr imidlertid ikke at Danmark nødvendigvis taper økonomisk på å eksportere da. Det gir bedre mening å fortolke dette som en lagringskostnad som danskene er villige til å betale for å ha tilgang til et vannkraftsystem som det norske for lagring av vann i magasiner der når vindkraftproduksjonen er høy, mot å kunne kjøpe kraft tilbake fra lageret når vindkraftproduksjonen er lav. "Denmark tends to store its wind in the form of water", som forfatterne uttrykker det (s. 21).

Denne "lagringskostnaden" har de beregnet til 4 prosent av verdien av vindkraftproduksjonen, etter beregningsmetoden ovenfor. De konkluderer med at dette er en forholdsvis kostnadseffektiv måte for Danmark å håndtere problemet med uregulerbar vindkraftproduksjon på, gjennom internasjonal handel i et velintegrert kraftmarked.

Det som er kostnad for én part motsvares gjerne av gevinst for en annen, i dette tilfellet for det norske vannkraftsystemet som et "batteri" for oppdekning av kortsiktig reservekapasitet i kraftutvekslingen med Danmark. Nå kan man naturligvis ikke uten videre ta tallet 4 prosent som et uttrykk for den tilsvarende norske gevinsten ved kraftutvekslingen, men kun som en størrelsesorden. Resultatene av denne studien kan heller ikke uten videre overføres til kraftutvekslingen med andre vindkraftsystemer av en annen størrelse og produksjonssammensetning, som for eksempel det tyske.

Protestbevegelser og energipolitikk

”Aldri mer Sima-Samnanger”, uttalte nettdirektøren i BKK i et intervju etter at beslutningen om å bygge kraftlinjen endelig var tatt av myndighetene, og debatten og protestene rundt linjefremføringen gjennom Hardanger hadde stilnet noe av. Han mente at alle involverte parter på utbyggingssiden i en sak som dette måtte ta lærdom av alt det som hadde skjedd i beslutningsprosessen om linjen og at det burde legges bedre til rette for å unngå tilsvarende problemer ved fremtidige kraftlinjeprojekter.

Protestbevegelsen mot Hardangerlinjen var sterk og vedvarende, men er likevel ikke spesiell, sett i forhold til protester og reaksjoner som finner sted mot miljømessige virkninger av kraftutbyggingsprosjekter i mange land.

Noen eksempler: Protestene mot vindkraftprosjekter, spesielt landbaserte, ser ut til å tilta i styrke, til tross for at de som protesterer gjerne erkjenner behovet for å legge om energiforsyningen i ”grønn” retning. I Tyskland ligger utbyggingen av overføringsnettet milevis, bokstavelig talt, etter planer og behov som for en stor del er begrunnet i den sterke utbyggingen av fornybar energi der, på grunn av protester mot fremføring av nødvendige høyspentlinjer. I Basalområdet i Sveits stoppet forsøkene på å utvikle geotermisk energi opp på grunn av protester og frykt, etter at det oppsto setningsskader på bygninger og infrastruktur som følge av svikt i grunnen, som ble antatt å ha sin årsak i grunnboringen. Fukushima har, i hvert fall midlertidig, lagt en kraftig demper på satsingen på kjernekraft. For skifergass har det foreløpig ikke oppstått noen stor protestbevegelse grunnet miljøvirkninger, men hva hvis det oppstår rykter, på innbilt eller reelt grunnlag, om at drikkevannet, for eksempel i New York, har blitt forurenset av bruken av store mengder vann ved utvinning av skifergass?

Noe av protestbevegelsene kan føres tilbake til lokale NIMBY-effekter (”not-in-my-backyard”), men er også begrunnet i mer generelle holdninger til og oppfatninger av miljøvirkninger ved kraftutbygging. Uansett vil kraftutbyggere og myndigheter måtte forholde seg disse problemstillingene på en langt mer aktiv og inkluderende måte enn tidligere i beslutningsprosessen rundt nye prosjekter.

Dette har også gitt støtet til en sterkt fremvoksende, tverrfaglig litteratur, som kan samles under den engelske betegnelsen ”Environmental Governance”. Hvordan skal man organisere beslutningsprosessen om infrastrukturprosjekter på en måte som sikrer deltakelse og legitimitet for alle interesserte og berørte parter i prosessen, uten at det leder til ineffektivitet og unødig tidstap i gjennomføringen? Her ligger det ansatser til opplegg og modeller som kan bidra til forbedret praktisk organisering og gjennomføring.

Desember 2012

Er fornybarsatsingen økonomisk bærekraftig?

Som ledd i klimapolitikken foregår det en massiv satsing på fornybar energi i mange land, med ambisiøse mål om fortsatt å øke andelen av fornybar energi i det samlede energiforbruket. Norge har som kjent forpliktet seg til å øke fornybarandelen av kraftforbruket til 67,5 prosent innen 2020. For det norsk-svenske elsertifikatmarkedet er målet å fremskaffe 26 TWh fornybar kraft, samlet for de to landene, innen samme år.

I Danmark og Spania er fornybarandelen allerede godt over 30 prosent, med mål om fortsatt sterk vekst. For kraftmarkedsreformen i Storbritannia er målet å komme opp i 30 prosent fornybar kraft innen 2020, hovedsakelig vindkraft. For den tyske "Energiewende" ser målet på 35 prosent innen 2020 til å bli oppnådd med god tidsmargin, og for 2050 er målet satt til hele 80 prosent fornybar energi. På solrike timer i Tyskland har det allerede forekommet at solenergi har stått for opp mot halvparten av kraftforbruket.

Er denne fornybarsatsingen økonomisk bærekraftig og opprettholdbar? Lønnsomheten av fornybar kraft er fremdeles betinget av subsidier, som stort sett veltes over på konsumentene gjennom ulike mekanismer. Vind- og solkraft gis også prioritet ved levering i nettet og deltar generelt ikke i balansehåndteringen i markedssystemet for å sikre forsyningssikkerheten.

Uregelmessigheten i produksjonen av vind- og solkraft betinger at produksjonssystemet for øvrig er sammensatt på en slik måte at det evner å kompensere for disse svingningene, slik at forsyningssikkerheten kan opprettholdes. Dette reiser på sin side spørsmål om hvordan systemkostnadene som denne uregelmessigheten påfører kraftsystemet skal dekkes inn og fordeles mellom aktørene. Det er også et spørsmål om hvordan insitamentene til, og lønnsomheten av, å investere i grunnlastproduksjon og ulike former for reservekraftløsninger for å sikre forsyningssikkerheten for systemet som helhet påvirkes av uregelmessigheten i fornybarproduksjonen og den leveranseprioritet som denne er gitt i forhold til annen kraftproduksjon.

Selv med dagens nivå på fornybarsatsingen har man ikke kommet frem til fullgode ordninger og reguleringer av disse forholdene. Derfor har vi fått oppleve anomalier i markedstilpasningen, så som tidvis negative kraftpriser, både i Tyskland og Skottland. Med økende innslag av uregelmessig kraft gjennom fornybarsatsingen, vil disse problemene forsterke seg. Problemer er til for å løses, heter det, men det betinger i tilfelle at oppmerksomheten i langt større grad rettes inn mot optimal sammensetning av kraftproduksjonen og en samordnet systemdrift for integrerte markedsområder, enn den typisk nasjonale og desentraliserte tilnærmingen som praktiseres i dag i fornybarsatsingen.

Januar 2013

Tariffering i sentralnettet

Statnett har nylig lagt frem forslag til ny prisingsstrategi for sentralnettet for perioden 2014-18. Ett av elementene i strategien går ut på å øke innmatings-tariffen fra kraftproduksjon med omtrent 1 øre/kWh. I forslaget redegjør Statnett for konsekvenser av tariffutformingen for investeringer i ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige, særlig sett i lys av det norsk-svenske markedet for elsertifikater.

Rundt 80-90 prosent av kostnadene i sentralnettet består av faste kostnader. Nettariffen bør utformes slik at den leder til samfunnsøkonomisk effektiv drift og utbygging av nettet. Spesielt bør inndekningen av de faste kostnadene gjennom belastning av de ulike brukergruppene av nettet finne sted på en måte som ikke kommer i konflikt med hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet.

Et viktig prinsipp for tariffutforming er den såkalte inverse elastisitetsregelen, som går ut på at tariffen skal settes i omvendt forhold til priselastisiteten for ulike nettbrukere, og da slik at brukere med lav elastisitet skal stilles overfor en forholdsmessig høyere nettariff enn brukere med høy elastisitet. (Ramsey prising).

For innmatings-tariffen vil det være tilbuds-elastisiteten for ulike grupper av kraftprodusenter som vil gjelde. Problemstillingen blir derfor å skaffe seg kjennskap til tilbuds-elastisiteten for ulike produsentgrupper, og spesielt mellom fornybar, uregulerbar kraftproduksjon som vindkraft på den ene side og regulerbar vannkraftproduksjon på den annen side.

Ut fra produksjonsforholdene må det forventes at tilbuds-elastisiteten for uregulerbar vindkraft er vesentlig lavere enn for regulerbar vannkraft. Skal man følge prisingsprinsippet ovenfor, betyr det at innmatings-tariffen ikke bør økes med 1 øre/kWh for alle produsentgrupper, men differensieres, slik at vindkraftprodusenter betaler en forholdsmessig høyere tariff enn vannkraftprodusenter med regulerbar produksjon. Hvis vindkraft skulle bli ulønnsom på marginen som følge av en slik prisingsregel, skal ikke vedkommende prosjekt gjennomføres.

To andre, korte merknader til Statnetts tarifforslag.

Det norsk-svenske elsertifikatmarkedet utgjør bare en del av fornybarkraftmarkedet både innen det nordiske kraftmarkedet og det utvidete markedet som etableres gjennom markedsintegrasjon og markedskopling i Nord-Europa. Utformingen av den norske sentralnettstariffen bør derfor vurderes i

sammenheng med arbeidet som pågår med å harmonisere nettariffene innen dette området.

Flere land innen dette området har ikke innmatingstariffer, men kun tariffer for uttak fra nettet. Et forslag om en særnorsk økning av innmatingstariffen bør derfor vurderes i lys av de virkninger som dette vil kunne ha for konkurranseforholdene mellom kraftprodusentene innen området.

Ved utformingen av en ny tariffstruktur for sentralnettet vil mange hensyn måtte veies mot hverandre. Det er likevel viktig at hensynet til samfunnsøkonomisk effektiv drift og utbygging av nettet ivaretas i størst mulig grad og at markeds- og nettavgrensningen ikke gjøres for snever.

Februar 2013

Private investeringer i sentralnettet

Bør private investorer ha anledning til å delta i investeringsprosjekter for utbygging av sentralnettet innenfor et liberalisert, markedsbasert kraftregime? Spørsmålet har blitt aktualisert i forbindelse med de meget betydelige investeringene som skal foretas i de kommende årene i det norske sentralnettet og i kabelforbindelsene til utlandet. Konkrete eksempler på det siste er prosjektene NorGer for en kabel mellom Norge og Tyskland og NorthConnect for en kabel mellom Norge og Storbritannia.

I begge prosjektene deltar norske kraftselskaper sammen med utenlandske investorgrupper. Dette er nettforbindelser som kommer til tillegg til utenlandsforbindelsene som Statnett har under planlegging og gjennomføring. Tilsvarende initiativ til å delta i kraftnettutbygging er tatt av private investorer i flere andre land; jfr. for eksempel de ambisiøse samarbeidsplanene som foreligger om et North Sea Countries Offshore Grid. I internasjonal litteratur og debatt betegnes gjerne denne type nettinvesteringer for "merchant transmission investment".

Spørsmålet reiser mange vanskelige problemstillinger og avveininger. Sentralnettet er et naturlig monopol og må som sådant underkastes en helhetlig planlegging og regulering, også innenfor et integrert markedsområde som det nordiske. I et markedsbasert kraftsystem skal ikke minst sentralnettet være et velfungerende instrument for en samfunnsøkonomisk effektiv kraftomsetning. Med private aktører i nettvirksomheten vil det kunne skapes muligheter for strategisk adferd og andre former for tilpasning fra disses side med sikte på å maksimere profitten for seg på måter som kan være samfunnsøkonomisk uheldige. Private nettaktører skal reguleres på linje med sentralnettselskapet, men det offentlige reguleringsregimet kan bli håndhevet for svakt, eller være

utformet på en måte som gjør at man ikke fullt ut kan få bukt med potensielt uheldige virkninger av private aktørers adferd innenfor nettvirksomheten.

Det er gjerne to hovedargumenter som fremføres for at private investorer kan ha en rolle å spille innenfor en offentlig regulert nettvirksomhet. For det første at sentralnettselskapet kan være kapasitets- eller ressursbegrenset, for eksempel gjennom finansielle budsjettsskranker, til at det makter å gjennomføre nettinvesteringene med hensyn på tid, sted og omfang i forhold til det som er samfunnsøkonomisk optimalt. For det annet at private aktører vil kunne gjennomføre et investeringsprosjekt mer kostnadseffektivt, og eventuelt også mer teknologisk innovativt, enn sentralnettselskapet er i stand til.

I begge tilfellene er dette i siste instans et empirisk spørsmål, som ikke lar seg besvare på prinsipielt eller teoretisk grunnlag. Man skal likevel ikke se bort fra betydningen av at en (regulert) monopolist, som et sentralnettselskap i realiteten er, blir utfordret, ikke minst med hensyn til kostnadseffektivitet og innovasjonsevne, av private nettaktører som banker på døren og vil investere i sentralnettet. For øvrig vil man gjennom konsesjonsvilkårene kunne ta høyde for at uheldige virkninger av "merchant transmission investment", som myndighetene måtte være bekymret for, kan avgrenses på en akseptabel måte for alle parter.

Organiseringen av sentralnettet reiser etter min mening problemstillinger som er enda viktigere å ta stilling til enn spørsmålet om å tillate "merchant transmission investment". Jeg tenker her i første rekke på å få skilt systemoperatørfunksjonen ut fra eierfunksjonen til sentralnettet og det som følger av oppgaver og ansvar med disse to funksjonene. Med andre ord å få etablert et frittstående, uavhengig systemoperatørselskap (ISO) fra selskapene som eier, vedlikeholder og bygger ut nettet (TSO). Ikke minst blir dette viktig innenfor et integrert kraftmarked som det nordiske og også sett i lys av den pågående prosessen med å utvide dette markedet gjennom full markedsintegrasjon av nye land og markedskopling til andre land.

Mars 2013

Fusjoner og oppkjøp i kraftnæringen

Strukturen i kraftsektoren har igjen blitt et tema i den bransjemessige og næringspolitiske debatt. Spørsmålet har blant annet blitt aktualisert av at Statkraft vurderer å selge seg ut av, eller redusere sin eierandel, i noen regionale kraftselskaper. På Vestlandet arbeides det for eksempel med planer om å etablere den såkalte Vestlandsalliansen, foreløpig gjennom en intensjonsavtale mellom Statkraft, BKK, Haugaland Kraft, Sunnhordland Kraftlag og Sognekraft om overtakelse av Statkrafts aksjepost på nær 50 prosent i BKK.

Slike oppkjøp og regionale samarbeidsløsninger begrunnes gjerne med mer eller mindre luftige og generelle formuleringer om å skape en fremtidsrettet bransjestruktur eller å stryke næringsgrunnlaget i vedkommende region. Jeg savner imidlertid en mer dyptgående samfunnsmessig analyse og vurdering av disse endringsprosessene, knyttet spesielt til virkninger på samfunnsøkonomisk kostnadseffektivitet og virksom konkurranse i kraftmarkedene.

Her må det skilles mellom virkninger av fusjoner og oppkjøp på de tre hovednivåene i verdikjeden, nemlig nettvirksomhet, detaljomsetning og engrosomsetning/produksjon av kraft. Et tilliggende spørsmål er hvordan en sterkere regionalisering av selskapsstrukturen i bransjen vil kunne virke inn på konkurranseforholdene i kraftmarkedene.

Innen nettvirksomheten er det utvilsomt reelle kostnadsfordeler å oppnå gjennom å fusjonere til større enheter, spesielt på lavere og midlere nettnivåer. Flere studier indikerer dette. Norsk nettstruktur er fremdeles i usedvanlig grad preget av et stort antall små nettenheter, til tross for forsøk gjennom mer enn 20 år, blant annet gjennom reguleringsregimet, med å få til en mer rasjonell organisering av kraftnettet.

I detaljomsetningen kan det også være stordriftsfordeler å hente, kanskje først og fremst med hensyn til effektivt å kunne håndtere nye omsetningsformer og kundekrav som følger av den "smarte" teknologiutviklingen på området. Så lenge vi har et nasjonalt detaljmarked, må man imidlertid veie antallet enheter som kan skapes gjennom å realisere reelle kostnadsfordeler mot hensynet til effektiv konkurranse mellom disse enhetene i detaljmarkedet. Spesielt problematisk fra et konkurransesynspunkt blir dette, dersom det er vertikal integrasjon mellom detaljomsetningen og et fåtall tilbydere innen engrosomsetning og kraftproduksjon. I Sverige er det økende bekymring for nettopp en slik konstellasjon og konsentrasjon, i og med at de tre største detaljomsetningsselskapene nå har mer enn 80 prosent av detaljomsetningen og med utstrakt grad av vertikal integrasjon til noen få, store kraftprodusenter.

Innen engrosomsetning og kraftproduksjon er det imidlertid vanskeligere å påvise reelle samfunnsøkonomiske kostnadsgevinster gjennom fusjon til stordrift. Det kan være bedriftsøkonomiske kostnadsgevinster å oppnå ved gitt struktur, men disse vil kraftforetakene måtte se seg nødt til å realisere, så fremt konkurransen i dette markedet er sterk nok til å fremme slik kostnadseffektivitet. Konkurransen i det integrerte nordiske kraftmarkedet på dette nivået må forventes å være tilstrekkelig sterk til at så er tilfelle.

Hvis fusjoner og oppkjøp går i retning av å skape et fåtall regionale kraftselskaper med vertikal integrasjon mellom engros- og detaljomsetning, kan

dette ha klart uheldige konkurransemessige implikasjoner. Et egnet botemiddel vil være raskt å få realisert planene om å skape et velfungerende, integrert nordisk detaljmarked for kraftomsetning, tilsvarende det vi har for engrosomsetningen, slik at det kan legges til rette for effektiv konkurranse også i dette delmarkedet..

April 2013

Amerikansk energipolitikk: Divided we stand.

Et månedslangt opphold i Washington DC i mars burde være en god anledning til å oppdatere seg på debatten om amerikansk energipolitikk og kanskje trekke paralleller til den tilsvarende debatten hjemme. Det som mest av alt har slått meg er imidlertid hvor lite oppmerksomhet som er viet til debatten om energispørsmål og energipolitikk i USA, og hvor konfliktfylt og fastlåst debatten er, mellom demokrater og republikanere og påvirket av sterke lobbygrupper, i den grad den i det hele tatt kommer frem i nasjonale medier. Det altoverskyggende tema er debatten om det føderale budsjettet og om konsekvenser av de foreslåtte budsjettkuttene fra Obama administrasjonen.

I midten av mars i Chicago holdt president Obama sin første energipolitiske tale i hans andre presidentperiode. Et sentralt element i talen var forslaget om å etablere en føderal Energy Security Trust, med en fondskapital på to milliarder dollar til å investere i forskning og utvikling av ny, fornybar energi og generelt i energiteknologier som vil kunne gjøre USA uavhengig av petroleumsimport, samt å gi landet et konkurransemessig teknologifortrinn på disse områdene. Fondskapitalen skal skaffes til veie gjennom inntekter som den amerikanske stat har på utleie av rettigheter til olje og gassutvinning – et kontroversielt tema i seg selv i budsjettdebatten. Det er derfor usikkert med hvilken innretning og omfang fondet vil bli satt opp.

Obama har tidligere bebudet strengere krav til utslipp av miljøgasser fra kullfyrte kraftverk og også fra nye gassbaserte verk. Det ryktes at det føderale Environmental Protection Agency (EPA) nå er i ferd med å revurdere disse standardene etter sterkt påtrykk fra kraftbransjen og kullindustrien. Mot dette står pressgrupper fra ulike miljøorganisasjoner. EPA har mottatt rundt to millioner kommentarer til forslaget, som etaten nå holder på å gjennomgå og vurdere.

Talsmenn for kullindustrien hever at man vil kunne oppnå langt sterkere reduksjon i utslippene av miljøgasser ved å innføre strengere standarder for utslipp fra den enorme bilparken i USA og for nybiler. Et nærliggende, og mer kortsiktig tiltak i så henseende, kunne være å øke drivstoffbeskatningen med sikte på å redusere bilbruken og dermed utslippene. Med en bensinpris på rundt

seks kroner pr. liter, burde det være det være rom for dette, vil vel vi umiddelbart synes. For første gang på 20 år har staten Maryland nettopp vedtatt, etter sterke protester fra republikanerne i parlamentet og fra bilorganisasjoner, å øke bensinbeskatningen gradvis, med i alt ca. 25 øre pr. liter frem til 2016, for å finansiere økt veibygging. Handlingsrommet for økt beskatning synes med andre ord ikke å være særlig stort i praksis på dette området.

En rekke miljøorganisasjoner er virksomme i energipolitikken i USA, men de opptrer ofte for lite koordinert til å øve aktiv innflytelse. Et ferskt, interessant eksempel er likevel etableringen av Center for Sustainable Shale Development, der flere miljøorganisasjoner har gått sammen med en rekke energiselskaper, blant andre Shell og Chevron, om å utvikle standarder for miljøutslipp fra produksjon av skifer-gass, og å overvåke at disse standardene faktisk overholdes. Det er en økende oppmerksomhet og bekymring i USA knyttet til ulike former for miljøvirkninger av den sterke ekspansjonen av skifer-gassindustrien, spesielt med hensyn til faren for forurensing av vannkilder. De nye standardene vil stille strenge krav til blant annet resirkulering og rensing av vann som har blitt benyttet til å frigjøre gass og olje fra skifer og til å oppgi hvilke kjemikalier som har blitt anvendt i prosessen. Det vil også bli stilt krav til å samle opp utslipp av metangass under produksjonen og derved hindre at den unnslipper til atmosfæren. Derimot virker det ikke som miljøorganisasjonene vinner frem overfor den sterke oljelobbyen, når det gjelder å forhindre byggingen av den såkalte Keyston XL ledningen for transport av tungolje utvunnet av tjæresand i Alberta, Canada, til raffinerier i sør ved meksikogulfen.

Hvordan den nye energisituasjonen i USA som er skapt av skifer-gassrevolusjonen vil påvirke utformingen av amerikansk energipolitikk og amerikansk strategi i internasjonale klimaforhandlinger, gjenstår å se. Den interne splittelsen som rår i energi- og klimapolitikken, og også en viss mangel på realisme i virkelighetsoppfatningen av de langsiktige konsekvenser av valgte energiløsninger, gjør det vanskelig å ha bastante oppfatninger om dette.

Mai 2013

Norsk gassbørs?

I en rapport fra konsulentselskapet Terica, utført etter oppdrag av Gassmaksprogrammet i Norges Forskningsråd, foreslås det opprettet en norsk, markedsbasert HUB for naturgass, ”som basis for bærekraftig utnyttelse av naturgass til industri og næringsliv i Norge”, i følge tittelen. Markeds-plassen foreslås lagt til Bygnes på Karmøy, der gasstransportselskapet Gassco er etablert.

Rapporten gir en grei gjennomgang av utviklingen i gassmarkedene i Europa og

av de ordninger som er etablert for gassomsetning, men går i altfor liten grad inn på de grunnleggende krav og forutsetninger som må være til stede for å få til effektiv organisering, drift og kontroll av en markeds plass for naturgass. Den konkluderer nokså direkte og uten tilstrekkelig begrunnelse med at en norsk HUB bør vurderes opprettet, uten å drøfte foreliggende alternativer til markedsbaserte løsninger.

Sett på bakgrunn av at det i lang tid har eksistert en velfungerende og velorganisert markeds plass for fysisk og finansiell omsetning av kraft i Norden, gjennom Nord Pool/ Nasdaq-systemet, og med omsetning av gasskontrakter som en del av konseptet, er dette litt underlig. Det er visse forskjeller mellom gass og kraft med hensyn til egenskaper for markedsbasert omsetning, men de grunnleggende prinsippene for organisering av velfungerende markeds plasser for disse energibærerene er likevel de samme; i hovedsak som følger:

- Hensiktsmessig markedsorganisering og tilstrekkelig likviditet i omsetningen til å sikre effektiv prisdannelse
- Tilstrekkelig antall markedsaktører til å hindre markedsdominans og utøvelse av markeds makt
- Effektivt organisatorisk skille mellom konkurranseaktiviteter (markedsomsetning) og naturlig monopolfunksjoner (nettvirksomhet/gasstransport)
- Sikre transparens med hensyn til markedspriser og tariffer for kraftoverføring og gasstransport
- Sikre uavhengighet i forhold til politiske og offentlige instanser for bl.a. å forebygge forsøk på inngripen i markedsvirksomheten og prisdannelsen, for eksempel gjennom forsøk på prisregulering eller favorisering av bestemte aktører, annet enn ved offentlig tilsyn med og kontroll av virksomheten gjennom konkurranse- og reguleringspolitikken.

Liberaliseringen av gassmarkedene i Europa har hele tiden slepet etter den tilsvarende utviklingen i kraftmarkedene. Ved å integrere omsetning av naturgass i Nord Pool/Nasdaq-systemet, vil man kunne trekke på veletablerte markeds konsepter tilpasset gassomsetning og ikke minst å kunne operere på et tilstrekkelig stort markedsgrunnlag i Norden, samt gjennom markeds kopling til deler av markedene i Europa, til å sikre markeds likviditet for effektiv prisdannelse. Med økende innslag av uregulerbar, fornybar energi i kraftmarkedene, vil for øvrig samspillet mellom kraft og gass bli viktig og interessant for koordinerte markeds konsepter.

Et norsk gassmarked vil bli altfor lite til å sikre en velfungerende gassomsetning, på samme måte som et eget norsk kraftmarked i sin tid ble ansett for å være for lite i så henseende. Spesielt er det ingen grunn til å knytte en norsk markeds plass for naturgass opp til Bygnes, annet enn eventuelt som et rent balanse- eller kapasitetsmarked, à la Elbas for kraft.

Ved å tilrettelegge for en slik løsning, ville Nord Pool kunne bli en spydspiss og drivkraft for en effektiv og velorganisert gassomsetning i Europa, på tilsvarende måte som den har blitt det innen kraftomsetningen.

Juni 2013

Rasjonell nettstruktur

Olje- og energidepartementet har nedsatt en ekspertgruppe på tre personer for å gå gjennom den langsiktige utviklingen av strømmettet i Norge, med spesiell vekt på regional- og distribusjonsnettet. Gruppen, som ledes av Eivind Reiten, skal innen 30.04 neste år legge frem forslag til hensiktsmessig nettorganisering på lang sikt.

Det er to åpenbare tiltak som etter min mening bør iverksettes for å få utviklet en mer rasjonell nettorganisering, og som tiden er overmoden for å gjennomføre: 1) Etablering av en to-nivå nettstruktur bestående av sentralnettnivå og distribusjonsnettnivå. En del av regionalnettene, kanskje flertallet, integreres oppover og inn i sentralnettet, mens de øvrige integreres nedover til distribusjonsnettet. 2) En kraftig reduksjon i tallet på distribusjonsnettenheter gjennom sammenslutning til mer effektive, robuste og kompetansesterke enheter, som står bedre rustet til å møte utfordringene som bl.a. ny kommunikasjons- og distribusjonsteknologi vil stille fremover.

Det er imidlertid viktig at ekspertgruppen ikke konsentrerer seg for sterkt om regional- og distribusjonsnettet, men ser på hele nettstrukturen i sammenheng, både nasjonalt og internasjonalt. Ikke minst er det viktig å få utviklet en nettorganisering som gjør at kraftnettet kan tjene som et hensiktsmessig instrument for en effektiv, konkurranseorientert kraftomsetning i integrerte kraftmarkeder, og legge til rette for et harmonisert regulerings- og tariffregime som understøtter dette.

Et tiltak som her raskt melder seg på er å få skilt systemoperatørfunksjonen ut fra eierfunksjonen til sentralnettet og organisere alt det som følger av oppgaver og ansvar med disse to funksjonene på en hensiktsmessig måte. Med andre ord å få etablert et frittstående, uavhengig systemoperatørselskap (ISO) fra selskapene som eier, vedlikeholder og bygger ut nettet (TSO). Ikke minst blir dette viktig innenfor et integrert kraftmarked som det nordiske og også sett i lys av den pågående prosessen med å utvide dette markedet gjennom full markedsintegrasjon av nye land og markedskopling til andre land.

Det er mitt inntrykk at det for noen år siden ble arbeidet aktivt med å få etablert en ISO/TSO løsning på nordisk basis, men at dette har stilnet noe av siden.

Kanskje har det store behovet for investeringer i vedlikehold og utbygging av kraftnettet lagt så mye beslag på kapasitet og ressurser hos de nasjonale, nordiske sentralnetteierne til at det integrerte nettperspektivet har blitt skjøvet i bakgrunnen; herunder planer og tiltak for en nordisk ISO/TSO løsning? Det er i tilfelle beklagelig, for problemstillingen er mer aktuell enn noen gang. Forhåpentligvis vil ekspertgruppen ta fatt i dette og komme opp med konstruktive forslag til tiltak. Internasjonalt begynner man etter hvert å vinne erfaringer med denne type organisering og for transportnettet for olje og gass i Nordsjøen har vi jo som kjent for lengst etablert en ISO/TSO ordning, administrert av Gassco på Karmøy.

August 2013

Subsidiering av elbil

Salget av elbiler når stadig nye høyder. Økningen skyldes trolig en kombinasjon av forbedret elbil- og batteriteknologi, bedre tilgang på ladestasjoner, økt miljøbevissthet blant deler av det potensielle bilkjøpspublikum og signalisering av dette til omverdenen gjennom å kjøre elbil og, ikke minst, en omfattende tiltakspakke av støtteordninger og økonomiske insitamenter for å fremme overgang til kjøp og bruk av elbil.

I følge oversikt av Norsk Elbilforening er de viktigste elementene i denne tiltakspakken:

- Gratis parkering på kommunale p-plasser.
- Gratis passering i alle landets bomstasjoner og fritak for rushtidsavgift.
- Fri adgang til å kjøre i kollektivfeltet.
- Ingen årsavgift, kun trafikkskadeavgift (kr 415 i 2013).
- Gratis lading på de fleste offentlige ladestasjoner.
- Kjøp av elbil er fritatt for engangsavgift og merverdiavgift.
- 50% rabatt på firmabilbeskatningen.
- Gratis transport av elbilen på riksveifergjer (men fører må betale).

Hvis det primære formål med tiltakene er å redusere miljøutslippene ved overgang fra bensin- og dieslbiler til elbiler, burde den prinsipielt sett beste løsningen være å avgiftsbelegge utslippene ved kilden til forurensning, dvs. gjennom økt beskatning av utslipp fra bensin- og dieslbiler. Siden dette åpenbart ikke anses for politisk mulig å gjennomføre i tilstrekkelig grad, blir støtteregimet for kjøp og bruk av elbil å betrakte som en nest-beste løsning for å oppnå formålet.

Spørsmålet er hvor målrettet og treffsikker tiltakspakken er i relasjon til formålet, både med hensyn til det samlede omfanget av den og innretningen av

de enkelte virkemidlene som inngår. Når det gjelder det siste, kan det spesielt være grunn til å stille spørsmål ved fritaket for årsavgift og rushtidsavgift. Årsavgiften skal bidra til finansiering av vedlikehold av veinettet for delvis å kompensere for slitasje som bilbruken påfører infrastrukturen. I så henseende er det ikke noen forskjell mellom en elbil og en tilsvarende bensin- eller dieselbil for samme type bruk. Hovedformålet med en rushtidsavgift er å bidra til å avvise biltrafikk når vei- og gatenettet er mest belastet, så hvorfor skal ikke elbiler kunne avvises gjennom avgift på linje med andre biler for samme bruksformål i rushtiden?

En omfattende tiltakspakke som dette har økonomiske virkninger som det er vanskelig å overskue, også ved at den har virkninger ut over det som den primært tar sikte på å påvirke. Den vrir relative priser, ikke bare mellom kjøp og bruk av elbil kontra andre bilformer, men også indirekte i forhold til andre varer og tjenester som inngår i forbruket, og som på sin side kan medføre uheldige miljøvirkninger. Den vrir beskatningen, ikke bare mellom elbiler og andre biler, men kan også medføre endret beskatning av andre goder for å kompensere for bortfall av skatteinntekter fra beskatningsfritak for elbil.

De fleste politiske partiene ser ut å ha bundet seg til å videreføre tiltakspakken for subsidiering av elbil gjennom kommende stortingsperiode frem til 2017. Noen synes å ville forplikte seg enda lengre. Før man binder seg for fast til masten på dette området, bør det foretas en grundig evaluering av ordningene for å kunne komme opp med tiltak som er (mer) målrettede og effektive i forhold til formålet.

September 2013

Hvite sertifikater for energieffektivisering

En grunnsetning i utformingen av økonomisk politikk er at man trenger minst det samme antall virkemidler som tallet på mål som er satt på et politikk-område. Virkemidlene kan være markedsbaserte eller i form av skatter, avgifter, subsidier, investeringsstøtte, standarder, miljømerking, m.m., for å sikre måloppfyllelse på en effektiv måte.

Markedsbaserte virkemidler anvendes i norsk energi- og miljøpolitikk bl.a. gjennom vår tilslutning til EUs kvotesystem (ETS) for reduksjon av utslipp av klimagasser og gjennom det felles norsk-svenske sertifikatmarkedet for å fremme produksjonen av fornybar energi. Derimot har vi ennå ikke benyttet oss av hvite sertifikater som et markedsbasert instrument for å oppnå målene som er satt for energieffektivisering og energisparing.

Dette til tross for at det foreligger flere utredninger med konkrete forslag til å ta i bruk hvite sertifikater i energieffektiviseringspolitikken, bl.a. av Lavenergiutvalget og i en felles rapport av Bellona og Norsk Teknologi for et par år siden. I stedet har det blitt iverksatt ulike former for støtteordninger for effektiviseringstiltak, i første rekke gjennom Enova. EU kommisjonen har på sin side utredet og argumentert i flere sammenhenger for hvite sertifikater som et egnet instrument for energieffektivisering, og i land som Danmark, Frankrike, Italia og Storbritannia er dette markedsinstrumentet på fremmarsj i politikk-gjennomføringen, med dokumentert gode resultater.

Et marked for hvite sertifikater fungerer i prinsippet på samme måte som det ”grønne” sertifikatmarkedet for fornybar energi, men med motsatt fortegn så å si; det ene for å spare energi og effektivisere energibruken, mens det andre er ment å fremskaffe ny fornybar energi. Et hvitt sertifikat tilsvarer en gitt mengde spart energi. Myndighetene fastsetter mål for samlet energieffektivisering og pålegger bestemte markedsaktører, typisk sluttbrukere av energi i spesifiserte sektorer, å gjennomføre effektiviseringstiltak i et omfang som gjør at målet oppnås. Sertifikatene kan gjøres omsettelige i et marked og det dannes en sertifikatpris som medvirker til at effektiviseringstiltak kan gjennomføres på en kostnadseffektiv måte, hvis sertifikatmarkedet i seg selv fungerer effektivt.

Som ved alle markeder, er det siste selve testen på et hvitt sertifikatmarkeds egnethet og funksjonsdyktighet. Energieffektiviseringstiltak er gjerne sammensatte og kan gjennomføres på ulike måter, ofte også med langt tidsforløp, sammenlignet for eksempel med å fremskaffe et gitt antall kilowattimer med fornybar energi i det grønne sertifikatmarkedet. Derfor er det viktig at markedet organiseres med omhu og det sørges for at transaksjonskostnadene ved markedsomsetningen holdes så lave som mulig.

Energimyndighetene bør i alle fall ikke i utgangspunktet definere hvite sertifikater ut av den norske ”verktøykassen” for energieffektivisering, men heller følge opp de utredninger og forslag som foreligger med sikte på å avklare forutsetninger og premisser for å kunne utvikle et velfungerende sertifikatmarked. Lærdom kan nå også høstes fra erfaring med hvite sertifikatmarkeder i en rekke land.

Oktober 2013

Norsk gass som ”batteri” for europeisk kraftforsyning?

Debatten om å kunne utnytte norsk regulerbar vannkraftproduksjon som et ”batteri” for å kompensere for variabiliteten i europeisk kraftproduksjon som følge av utbyggingen av ny, fornybar kraft i Europa, har pågått lenge. Derimot har

det ikke vært den samme oppmerksomheten knyttet til det økonomiske potensialet for norsk naturgass til på tilsvarende måte å kunne fungere som et "batteri" for markedsmessig å kunne håndtere uregelmessigheten i den økende produksjonen av vind- og solkraft i Europa, og derved bidra til å sikre forsynings-sikkerheten for kraft. Dette kalles gjerne en kraft-til-gass markedsrelasjon.

Premissene for å kunne legge til rette for en batterifunksjon for Europa for henholdsvis norsk vannkraft og naturgass er imidlertid forskjellige. Mens for eksempel utnyttelse av vårt regulerbare vannkraftpotensial er betinget av at det foretas en omfattende utbygging av nettkapasiteten for overføring av kraft mellom Norge og Europa, foreligger det trolig allerede tilstrekkelig kapasitet for norsk gasstransport til Europa for å kunne realisere potensialet for å kunne bruke gasskraft (i Europa) som "svingproduksjon" for variabiliteten i den fornybare kraftproduksjonen. Derimot er det behov for betydelige investeringer både i nettkapasitet for kraft og infrastruktur for gass internt i Europa for å kunne realisere intensjonene om et integrert marked for de to energiformene.

Den største forskjellen, eller anstøtsteinen, ligger likevel i at det europeiske gassmarkedet fremdeles fremstår som langt mer fragmentert og markedsmessig umodent, sammenliknet med kraftmarkedet. EU Kommissjonen har anslått behovet for investeringer i gassmarkeds infrastruktur til i størrelsesorden 70 milliarder euro frem til 2020, men erkjenner samtidig at det kan bli vanskelig å finansiere en slik satsing, hvis ikke spesielle tiltak settes i verk. Andre hindringer for markedsintegrasjon ligger i mangelfull harmonisering av reguleringsregimet for marked og infrastruktur mellom land og at enkeltland fremforhandler bilaterale avtaler med leverandører av naturgass, heller enn å bidra til at det etableres et velfungerende, integrert europeisk gassmarked. (En ny, interessant bok om å utvikle et integrert europeisk gassmarked er J.M. Glachant m. fl.: *Building competitive gas markets in the EU*, Edward Elgar, 2013).

Markedspotensialet for naturgass i europeisk kraftforsyning ligger primært på fire plan: a) Omlegging fra kull til gass i kraftproduksjonen som følge av mål om reduksjon av utslipp av klimagasser. b) Behov for ny grunnlastproduksjon av kraft som følge av utfasing av kjernekraft og kullkraft. c) Behov for regulerkraft og balansekraft som følge av variabiliteten i vind- og solkraftproduksjonen. d) Behov for gass som lagringsmedium for uregelmessig fornybar kraft (gassmagasinering), ikke bare for å dekke opp for variasjoner i produksjonen av og etterspørselen etter kraft, men også innen andre "variable" forbruksområder for energi, som oppvarming, transport m.m. Et aspekt ved kraft-til-gass relasjonen er for øvrig at det arbeides med metoder for å fremstille hydrogen gjennom spalting av vann, som så blandes inn i naturgass. Dette arbeidet er imidlertid på forsøksstadiet og det synes som om man ennå er langt fra

kommersiell utnyttelse, men hvis man lykkes, kan det komme til å bli en viss konkurrent til naturgass

Det er først og fremst innen de to siste områdene at potensialet for en norsk batterifunksjon for gass for Europa ligger. Hvor stort det økonomiske potensialet er, kan være vanskelig å anslå, men bør utredes nærmere. Det er i alle fall ingen grunn til å stille markedspotensialet for norsk gass opp i et konkurranseforhold mot det tilsvarende potensialet for norsk vannkraft. Behovet for kapasitetsoppdekning forårsaket av variabiliteten i den økende, fornybare kraftproduksjonen i Europa vil nemlig være langt større enn norsk vannkraftproduksjon alene vil kunne gjøre seg mål av å dekke opp. Det norske gass- og kraftmiljøet, i vid forstand, bør vurdere mulighetene til å utnytte det potensialet som her kan foreligge, før Europa selv kommer opp med løsninger.

November 2013

Transparens i kraftmarkedene

God informasjonstilgang til alle aktører i kraftmarkedene er en viktig forutsetning for å få til effektiv markeds konkurranse. Dette var bakgrunnen for at Konkurransetilsynet i 1998 besluttet å opprette et informasjonssystem spesifikt for det norske kraftmarkedet (Kraftprisoversikten), og spesielt innrettet på å forbedre informasjonstilgangen til aktørene i sluttbrukermarkedet for kraft. Dette tiltaket for økt markedstransparens har blitt omfattet med stor interesse både i innland og utland og må, ut fra sitt formål, alt i alt kunne betegnes som en suksess fra et konkurransesynspunkt. Kraftprisoversikten utgis fremdeles etter 15 år av tilsynet, som vel er det eneste konkurransetilsyn i verden, meg bekjent, som organiserer og publiserer en slik prisoversikt for kraft på sammenlignbart grunnlag mellom kraftleverandører.

EU-Kommisjonen arbeider nå med å innføre nye retningslinjer og bestemmelser med krav til aktører i kraftmarkedene i EU om å avgi informasjon og data om relevante markedsforhold og å offentliggjøre av dette på angitte måter og innen bestemte tidsfrister. Kommisjonen har også kommet med nye bestemmelser om integritet og transparens i kraftmarkedene.

Kravene til informasjonstilgang og publisering som settes i disse reguleringene er forholdsvis detaljerte. Dette reiser en viktig problemstilling: hvilket detaljeringsnivå bør settes for at økt markedstransparens skal bidra til effektiv markeds konkurranse og kan det tenkes at altfor detaljerte krav til informasjonstilgang og offentliggjøring faktisk kan lede til svekket konkurranse?

Denne problemstillingen drøftes på en interessant og innsiktsfull måte av

professor Nils-Henrik von der Fehr ved Universitetet i Oslo i en artikkel i siste nummer av tidsskriftet *Economics of Energy & Environmental Policy*, September 2013 (se www.iaee.org), med utgangspunkt i Kommisjonens nye informasjonskrav for kraftmarkedene.

Han oppgir fire grunner til at mer informasjon ikke nødvendigvis vil føre til forbedret konkurranse: a) markedsaktører vurderer informasjon ut fra om den kan forbedre kvaliteten på deres markedsbeslutninger; ikke all ny informasjon behøver uten videre å bidra til dette, b) krav om å avsløre privat informasjon kan bidra til at aktørene forsøker å tilsløre eller forvri informasjonen, c) høy grad av markedstransparens kan medføre at markedsaktører begynner å opptre i takt med hverandre eller i et stilltiende samarbeid som kan resultere i monopolisering og svekket konkurranse, og d) innhenting, bearbeiding og spredning av informasjon er forbundet med kostnader, som også må vurderes i et nytte-kostnadsperspektiv. Interesserte vises til von der Fehrs artikkel for nærmere drøfting.

Kommisjonens nye retningslinjer og krav synes primært å være innrettet med sikte på å forbedre transparensen i engrosmarkedet for kraft, men vil også ha implikasjoner for informasjonstilgangen i detaljmarkedet (sluttbrukermarkedet). Det ville for øvrig ha vært en fordel om man i sterkere grad hadde skilt mellom de to markedstypene i utforming og drøfting av transparens tiltakene, da disse markedene er nokså forskjellige med hensyn til markedsorganisering og konkurranseforhold. Konkurransetilsynet vil nok kunne fortsette med å utarbeide sin kraftprisoversikt som før, men konkurransemyndighetene i de nordiske landene bør følge nøye med i innføringen av de nye retningslinjene fra Kommisjonen og vurdere hvilke konsekvenser disse vil ha for markedstransparens og konkurranseforhold i det nordiske kraftmarkedet.

Desember 2013

Kraftmarkedsreformen 1990: Bakgrunn og opplegg

Bakgrunn

Bakgrunnen for kraftmarkedsreformen var at det utover på 1980-tallet ble stilt spørsmål fra flere hold ved den økonomiske avkastningen på de omfattende investeringene som ble foretatt i kraftforsyningen i 1970- og 1980-årene, og mer generelt ved effektiviteten i ressursbruken til den norske kraftbransjen under det rådende omsetnings- og reguleringsregimet. Det hadde etter hvert bygget seg opp en ubalanse mellom vannkraftsystemets produksjonskapasitet i et normalår og etterspørselen etter kraft. Kunne et alternativ til det eksisterende regimet være et markeds- og konkurransebasert omsetningssystem

for kraft, slik man hadde begynt å vurdere det i noen andre land som Chile, Storbritannia og New Zealand på slutten av 1980-tallet?

Utredningsoppdraget

Det analytiske grunnlaget for kraftmarkedsreformen ble lagt gjennom forskningsprosjektet "Effektivisering av kraftmarkedet", som ble gjennomført ved Senter for anvendt forskning (SAF) ved Norges Handelshøyskole i perioden fra august 1988 til april 1989, etter oppdrag av Finansdepartementet og Olje- og energidepartementet.

Mandatet for SAF-prosjektet ble av oppdragsgiverne definert nokså vidt. Formålet skulle være; sitat: "Å analysere mulighetene for å øke effektiviteten i det eksisterende norske kraftomsetningssystemet gjennom å utvikle et markedsbasert omsetningssystem, med økonomisk rasjonelle aktører og med offentlige reguleringsprinsipper og virkemidler tilpasset de spesielle forhold av teknologisk og økonomisk art som måtte gjelde for produksjon og omsetning av kraft i et hydrobasert system". Målet var med andre ord økt (samfunnsøkonomisk) effektivitet og midlene markedsbasert kraftomsetning, konkurranse og regulering. Oppgaven var avgrenset til å drøfte organisering av driften av et eksisterende kraftsystem og skulle ikke gå inn på analysere optimale investeringer i kapasitetsekspanasjon.

Innenfor denne rammen sto forskergruppen temmelig fritt til å utforme analyseopplegget og foreslå tiltak. Den eneste substansielle restriksjonen som ble lagt var at eierforhold ikke skulle berøres. Oppdragsgiver presiserte betydningen av prinsipiell analyse og drøfting, men samtidig at hensynet til å utvikle operasjonelle løsninger ble vektlagt. Prosjektet ble dokumentert våren 1989 i en hovedrapport ("Markedsbasert kraftomsetning i Norge"), og i ti delrapporter fra SAF/NHH.

Analyseopplegg og forslag til tiltak

Hovedinnretningen av prosjektet ble naturlig nok lagt på å klargjøre konkret hvordan et markedsbasert omsetningssystem kunne utformes og operasjonaliseres. Hvilke markeder ville trenge og hvordan kunne disse best organiseres; hvordan trekke skillet mellom konkurranseaktiviteter og nettvirksomheten som naturlig monopol; hvordan burde distribusjonsvirksomheten omorganiseres for å kunne få etablert et sluttbrukermarked for kraft, etc.? Det ble også lagt vekt på å klargjøre viktige begreper som samfunnsøkonomisk effektivitet, naturlig monopol og incentivregulering.

De viktigste tiltakene for å utforme et markedsbasert omsetningssystem ble på dette grunnlag foreslått som:

- Opprettelse av kraftmarkeder for fysisk omsetning (spot), finansiell risiko-håndtering (forward/futures) og kapasitetstilpasning (regulerkraft).
- Innføring av allmenn overføringsrett i kraftnettet.
- Separasjon av markeds- og nettvirksomhet i integrerte kraftselskaper.
- Oppdeling av daværende Statkraft i Statkraft (produksjon) og Statnett (benevnt Transkraft A/S) for transmisjon.
- Håndheving av konkurransepolitikk for kraftmarkedene og innføring av incentivbasert reguleringsregime for nettvirksomheten.

Implementering

Kraftomsetningen ble i betydelig grad omorganisert og omregulert langs de hovedprinsipper som ble trukket opp i SAF-prosjektet. Hvis man ser på Ot prp nr 43 (1989-90), der forslaget til ny energilov ble fremmet, og da spesielt kapittel IV, bygger denne i stor grad på tilrådingene i hovedrapporten fra SAF. Det er likevel viktig å presisere at de fleste forslagene ble underkastet ytterligere analyser og tilpasninger før de ble iverksatt. Til dette arbeidet leverte forskningsmiljøet ved SAF/NHH flere bidrag. Noen medarbeidere medvirket også i arbeidsgrupper for implementering av reformen og i formidling av kunnskap og innsikt til interessegrupper og aktører innen kraftbransjen om hva omlegging til et markedsbasert kraftomsetningssystem ville innebære.

En operasjonell modell for et markedsbasert kraftomsetningssystem er likevel bare et første skritt, når man skal gjennomføre en så vidt omfattende reorganisering og omregulering av kraftomsetningen. Gjennomføringsfasen i en reform av denne art kan være vel så viktig og krevende som analysefasen. Når den norske kraftmarkedsreformen ble så vellykket som den faktisk ble, vurdert i ettertid, skyldes dette ikke minst at man lyktes i å etablere et konstruktivt samarbeid og en samforståelse mellom de ulike parter og interessegrupper i saken, med sikte på å få til en konsekvent implementering av reformen. Ikke minst ble det utvist politisk kløkt og godt håndverk fra politisk hold.

Et par synspunkter

Når dette er sagt, er det likevel grunn til å spørre om reformprosessen kunne ha forløpt annerledes og gitt oss et velfungerende kraftmarked både raskere og i en noe annet form enn tilfellet ble. Jeg vil spesielt trekke frem tre forhold. For det første virket den bastante holdningen på politisk hold til ikke å røre ved eierforholdene i en kraftbransje med rundt 85 prosent offentlig eie til å avskjære en debatt om delprivatisering av deler av bransjen, som kunne ha skapt vilkår og insitamenter til markedsorientering og raskere omstilling. For det annet burde man ha valgt et klarere og mer konsekvent skille mellom marked og nett enn tilfellet ble ved modellen med divisjonalisering ved vertikal integrasjon. For det tredje burde kraftbørsen har blitt gitt en friere stilling, eiermessig og operasjonelt, enn tilfellet ble initialt ved etableringen av Statnett Marked. Begge de to siste forhold avvek for øvrig fra forslagene fra SAF.

Nye forretningsmodeller i kraftbransjen

En kraftbransje i rask endring og omstilling stiller økte krav til bransjeaktørenes evne til nytenkning og innovasjon, og til å utvikle nye strategier og forretningskonsepter. Det stiller også krav til at reguleringsregimet for bransjen – konkurransepolitikken overfor kraftmarkedene og reguleringen av nettvirksomheten – utvikler seg i takt med bransjeendringene, og spesielt at regimet ikke i unødig grad virker konserverende og effektivitetshemmende.

En lekkasje til media fra en ny strategiplan for RWE, Tysklands nest største energiselskap med ca. 25 millioner kunder, har vekket internasjonal oppmerksomhet og gitt en kraftig stimulans til debatten om behovet for å tenke nytt og å utvikle nye forretningsmodeller for aktører innen kraftbransjen.

Hovedretningen i RWE-strategien er å omdanne selskapet fra en tradisjonell, sentralisert kraftprodusent til å lede an i utviklingen av desentrale løsninger for fornybar energi og integrering av disse i kraftnettet, samt å utvikle hele konseptet av smarte nett og interaktive løsninger for disse til beste for forbrukerne. Det skal legges vekt på å skape verdi i stedet for å tenke i mengde kraft produsert, og man skal gå bort fra en "risk mitigation" strategi til å bli et "uncertainty management company". "Developing an innovative and profitable prosumer business model is a challenge we need to address successfully, as we see a billion-euro market developing alongside our traditional value chain", heter det i planen

Det kan ofte være en lang vei å gå fra strategisk plan til handling og implementering, men skiftet i den strategiske nyorienteringen i "prosumer" retning for et selskap som RWE er likevel meget interessant. Handlingsrommet for å kunne gjennomføre en slik strategi er imidlertid betinget av at det omgivende reguleringsregimet for kraftsektoren også tar inn over seg, og er tilpasset regulatorisk til, de endringer av teknologisk, markedsmessig og aktørstrategisk art som finner sted. Her vil det lett kunne oppstå spenninger og målkonflikter. Regulatoriske mål om samfunnsøkonomisk effektivitet vurdert ut fra en forbrukervelferdsstandard, som ligger til grunn for reguleringsregimet både i EU og Norge, vil ikke alltid være sammenfallende med strategiske mål og handlinger som kan være optimale fra et bedriftssynspunkt.

Et lite eksempel på slike potensielt kryssende hensyn kan illustreres fra vår hjemlige arena ved et nytt regulatorisk initiativ. NVE har nylig utlyst en anbudskonkurranse om et utredningsoppdrag om standardisert begrepsbruk for kraftavtaler i sluttbrukermarkedet, med frist for levering like før jul i fjor. Formålet med standardiseringen er å forbedre informasjonstilgangen i markedet og gi

forbrukerne grunnlag til å foreta velbegrunnede valg mellom ulike kontraktstyper. Dette kan sammenlignes med utarbeidelsen av Konkurransetilsynets kraftprisoversikt i sin tid, som skulle gi en enhetlig definisjon av kraftpris for å gi et informasjonsgrunnlag for sluttforbrukere til å kunne vurdere leverandørskifte.

Av kravspesifikasjonen fremgår det imidlertid at kraftleverandører kun kan tilby kontrakter som følger en gitt mal og at det kun er lov å tilby ett produkt innenfor hver standardiserte kategori. Det skal vurderes hvordan tiltakene bl.a. virker inn på konkurransen i sluttbrukermarkedet og på innovasjon til beste for forbrukeren.

I skrivende stund vites ikke hvordan utredningsoppdraget vil bli besvart og hvilke regulatoriske tiltak NVE vil komme opp med til slutt. Det kan være gode grunner til å standardisere kraftavtaler, men det er samtidig viktig at tiltakene virker stimulerende på konkurranse og valgfrihet for forbrukerne i sluttbrukermarkedet, med innovasjon som bærebjelke, og ikke begrensende. Ideelt sett burde tiltakene inngå i en mer gjennomgripende analyse av organiseringen og reguleringen av hele sluttbrukermarkedet for kraft, med sikte på å få til et mer effektivt fungerende marked, tilpasset til den raske omsiftingen som bransjen står overfor.

Februar 2014

Regulering av kraftbransjen

Regulering benyttes her i den utvidede betydning som omfattende både konkurransepolitikk overfor kraftmarkedene og konkurranseutsatt virksomhet generelt i bransjen, og reguleringspolitikk overfor nettvirksomheten som naturlig monopol. I min kommentar i forrige nummer understreket jeg betydningen av at reguleringsregimet for en kraftbransje i rask endring utvikler seg i takt med endringene, og spesielt at regimet ikke i unødig grad virker bransjekonserverende og effektivitetshemmende. Jeg vil her spesielt trekke frem tre utviklingstrekk som regimet bør forholde seg til.

Konkurransanalyse

Det første er at konkurransemyndighetene i sin analyse og vurdering av konkurransesaker i kraftbransjen bør legge sterkere vekt på å forstå konkurransemessig adferd og inkorporere insitamenter til konkurranse for markedsaktørene i analysen og i mindre grad vektlegge markedsstrukturelle forhold, slik det tradisjonelt har blitt gjort. Dette kalles gjerne insitamentsorientert konkurranseanalyse. Konkurransemyndighetene bør forsøke å sette seg i markedsaktørenes sted for å kunne vurdere hvordan de agerer strategisk og konkurransemessig, og hvordan konkurransepolitiske tiltak på sin side virker inn på deres insitamenter og adferd. I en næringssektor som kraftbransjen vil

markedsstrukturelle forhold fremdeles inngå som et viktig element i konkurranseanalysen, men et skifte av analysefokus vil også her være påkrevet for å kunne håndtere konkurransesaker på en faglig velbegrunnet måte overfor en bransje i rask omstilling.

Prosument

For det andre må reguleringsregimet ta inn over seg de markante endringer som finner sted i retning av desentrale løsninger for fornybar energi og integrering av disse i energisystemet. Dette innebærer blant annet at skillet mellom produsenter og konsumenter av kraft vil flyte sammen for noen aktørgruppers vedkommende. Jevnfør det nye uttrykket "prosument", som indikerer at noen aktører, for eksempel et boligkompleks med felles solcelleanlegg, vil tidvis kunne være kraftkonsument/sluttforbruker og tidvis produsent av "overskuddskraft", som leveres inn på nettet. Mange av disse prosumentene vil være forholdsvis små og vil derfor ikke påvirke kraftflyten og kraftbalansen til enhver tid i særlig grad hver for seg, men samlet sett vil de kunne ha en innvirkning som må håndteres regulatorisk. Som det ble nevnt i tilfellet med tyske RWE i min forrige kommentar, forholder nå også store kraftprodusenter seg strategisk til fenomenet prosument, som igjen knytter forbindelsen til regulatorisk å bygge inn insitamenter og adferd i konkurranseanalyse og håndheving av konkurranseloven, som påpekt foran.

Organisering

For det tredje medfører utviklingen at andre tilsynsmyndigheter enn Konkurransetilsynet og NVE vil måtte trekkes sterkere inn i utformingen og håndhevingen av reguleringsregimet. Eksempelvis vil utviklingen mot smarte nett og digital teknologi tilsi at reguleringsforhold knyttet til informasjons- og telekommunikasjonsteknologi (IKT) må inngå som et viktig element. Dette er i første rekke myndighetsområdet til Post- og Teletilsynet. I dag samarbeider flere tilsynsorganer om reguleringen av kraftbransjen, men ansvars- og oppgavefordelingen mellom dem, og hele organiseringen av tilsynsfunksjonene, bør gjennomgås i lys av den teknologiske, markedsmessige og konkurransemessige utviklingen som finner sted. Kanskje kan et skille mellom økonomisk og teknisk regulering være et nyttig utgangspunkt for å finne frem til en hensiktsmessig organisering av reguleringsregimet for kraftbransjen, i samsvar med de mål som er satt for reguleringen av den?

Mars 2014

Utenlandskabler – lønnsom investering?

Av Statnetts nettutviklingsplan for 2013 fremgår det at det er konsesjonssøkt to nye utenlandskabler til henholdsvis Tyskland og England, mens en ny forbindelse

til Danmark vil bli ferdigstilt i år . Dette er én utenlandsforbindelse mindre enn i planen for 2010, der det også var lagt inn en ny forbindelse til Nederland. I tillegg til Statnetts prosjekter har et konsortium av norske og utenlandske investorer lagt frem planer om en kabel til Skottland (NorthConnect).

Hovedbegrunnelsen for disse kabelprosjektene er tosidig. På den ene siden forestillingen om at det norske vannkraftsystemet kan fungere som et «kraftbatteri» for Europa, under det sterkt økende innslaget av variabel, fornybar kraft der. På den annen side å kunne øke forsyningssikkerheten i vårt eget kraftsystem gjennom tilknytning til det termiske, europeiske systemet i perioder med liten vanntilgang hos oss.

I det siste har det imidlertid fra flere hold blitt stilt spørsmålstegn ved lønnsomheten for Norge og norske aktører av å investere i nye kabelforbindelser til utlandet. Noen argumenter som fremføres i den forbindelse er bl.a.:

- Økt kraftmarkedsintegrasjon i Europa og utvidet markedskopling mellom den nordiske kraftbørsen med kraftbørser og omsetningsorganer for kraft i Europa vil utjevne eksisterende prisforskjeller mellom Norge/Norden og Europa. Spesielt vil økt tilgang på solkraft kunne bidra til å utjevne prisforskjellen mellom dagpris og nattpris på kraft i Europa.
- Økt nettintegrasjon i Europa vil medvirke til å utjevne variabiliteten i fornybar kraftproduksjon mellom land og regioner med ulike vind- og solforhold, og derved sikre en mer stabil forsyningssituasjon for fornybar kraft for Europa sett under ett.
- Utbyggingen av kapasitetsmarkeder for kraft i Europa vil kunne redusere behovet for kapasitetsoppdekning med norsk vannkraft.
- Gjennom utbyggingen av ny, fornybar kraft gjennom det norsk-svenske sertifikatmarkedet, sammenholdt med økt tilgang på grunnlastkraft gjennom det finske utbyggingsprogrammet for kjernekraft, vil norsk forsyningssikkerhet kunne sikres gjennom det nordiske kraftmarkedet alene. På den annen side vil et eventuelt kraftoverskudd i Norden gjennom de samme sertifikat- og kjernekraftprogrammene kunne medføre at kraften, uten nye utenlandskabler, blir innelåst i Norden, med resulterende prisfall på kraft i det nordiske markedet.

Disse og andre forhold gjør at den markedsmessige usikkerheten knyttet til investeringer i nye utenlandsforbindelser er høy. Usikkerheten forsterkes av tiltakende politisk usikkerhet som skapes gjennom ulike former for politiske tiltak og inngrep som påvirker kraftmarkedenes funksjonsmåte. Det norsk-svenske sertifikatmarkedet kan tjene som eksempel i så henseende.

I siste instans er det den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av utenlandskablene, med forsyningssikkerhet som overordnet mål, som må legges til grunn. I en lønnsomhetsvurdering skal i prinsippet investeringer i det innenlandske

kraftnettet som er nødvendige for å understøtte kraftutvekslingen gjennom utenlandsforbindelsene inngå.

Forsyningssikkerhet har karakter av et kollektivt gode, som det typisk vil bli underinvestert i under et markedsbasert kraftregime og ved privatøkonomiske lønnsomhetsvurderinger av nettinvesteringer. Det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i en utenlandskabel, eller å reservere en del av kapasiteten i en kabel, ut fra rene forsyningssikkerhetshensyn, uten at kabelen benyttes annet enn når slike hensyn tilsier det. Dette kan likevel være inoptimal ressursbruk, sett ut fra et videre, markedsintegrert perspektiv. Forsyningssikkerhet bør med andre ord ikke defineres for snevert, f.eks. ut fra et nasjonalt perspektiv alene, men for et integrert kraftmarked som helhet. Det er i et slikt perspektiv lønnsomheten av utenlandskablene bør vurderes - enkeltvis og samlet.

April 2014

Elektrifisering av sokkelen – alternativkostnad

Utbyggingen av Utsirafeltet har satt ny fart i diskusjonen om elektrifisering av sokkelen som et kostnadseffektivt virkemiddel i norsk energi- og klimapolitikk. Avstanden mellom politikk og økonomi synes imidlertid å være større enn noen gang på dette området. Økonomiske analyser og samfunnsøkonomiske vurderinger av elektrifisering ser ut til å ha vanskelig for å vinne gehør i den politiske beslutningsprosessen. Spesielt synes det vanskelig å vinne forståelse for økonomens bruk av begreper som alternativkostnad eller alternativ ressursbruk.

Det er tre hovedtyper av alternativkostnad som bør vurderes ved elektrifisering.

Klimautslipp

Én hovedtype gjelder alternativbruken av gass som frigjøres på olje- og gassinstallasjoner på sokkelen ved elektrifisering, og virkninger av dette på klimautslippene. Sålenge den frigjorte gassen anvendes alternativt innenfor det europeiske kvotesystemet (ETS), vil elektrifiseringen ikke påvirke de samlede europeiske klimautslippene. Dette gjelder på kort sikt for en gitt samlet kvotesum og -pris, mens det kan stille seg annerledes ved redusert kvotesum og høyere kvotepris på lengre sikt. Sett i relasjon til det europeiske kvotesystemet, bør elektrifisering vurderes ut fra et regionalt, europeisk perspektiv og ikke fra et nasjonalt perspektiv alene, slik tilfellet synes å være på norsk politisk hold.

Elektrisitet

En annen type alternativkostnad refererer seg til bruken av elektrisitet som vil bli frigjort i forhold til elektrifisering. Det norske kraftsystemet er allerede

integrert med det europeiske systemet og vil bli det i enda sterkere grad fremover gjennom markedskopling til europeiske markedsplasser for kraft og nye kabelforbindelser til utlandet. Alternativkostnaden, vurdert som referanseprisen for bruk av elektrisitet på Utsira, vil da kunne være den beste pris som kan oppnås ved å omsette denne kraftmengden alternativt ved eksport til Europa. Det er usikkert hva denne kraftprisen vil bli og hvordan den vil utvikle seg, men prinsippet ligger likevel fast.

Et eventuelt kraftoverskudd i Norge/Norden, skapt bl.a. av det norsk-svenske sertifikatmarkedet for fornybar kraft, vil alt annet like medføre at referanseprisen i Europa vil være høyere enn den norske og derved gjøre krafteksport mer lønnsom. Det er i hvert fall ingen grunn til at lavere kraftpris som følge av et kraftoverskudd, skapt ved at norske (og svenske) kraftforbrukere har subsidiert kraftutbyggingen gjennom sertifikatmarkedet, skal brukes som argument for «billig» kraft ved elektrifisering av sokkelen, uten å ta hensyn til alternativkostnaden ved bruk av kraften.

Et sterkere integrert kraftmarked mellom Norge og Europa vil for øvrig svekke argumentet om karbonfri kraft, som ofte benyttes om elektrifisering av sokkelen ved norsk vannkraft eller fornybar kraft mer generelt, ved at det tidvis vil bli brukt fossilbasert kraft fra det europeiske kraftmarkedet ved elektrifisering av sokkelen.

Investeringer

En tredje form for alternativkostnad er alternativ bruk av de investeringer som må foretas i kraftkablene til Utsirahøyden, herunder investeringer i forsterkninger av sentralnettet og andre tilhørende anlegg for fremføring av kraften, samt i reservekapasitet på plattformene for å sikre energiforsyningen ved strømbrydd e.l. Det er vanskelig å finne kostnadstall for elektrifiseringen av feltet, men en kostnad på rundt 13 milliarder kroner har vært antydnet. For Gjøafeltet ble et foreløpig kostnadsestimat omtrent fordoblet som faktisk kostnad til slutt, uten sammenligning for øvrig.

Alternativbruken av disse investeringene vil måtte vurderes opp mot investeringskostnaden ved alternativt å forsyne feltet med kraft fra gassturbiner eller annen energiforsyning på plattformene, eller å investere tilsvarende beløp i nye kabelforbindelser for kraftutveksling med utlandet, eller å investere i offshore vindkraft nær feltet for å forsyne det med «kortreist» fornybar kraft, eller å investere i FoU-innsats for teknologiutvikling og mer kostnadseffektive løsninger for offshore vindkraft. Ikke minst det siste fortøner seg som en potensielt samfunnsøkonomisk lønnsom og fremtidsrettet alternativbruk.

Nå som «månelandingen» for CCS på Mongstad har strandet eller blitt stilt i

bero, bør den kanskje erstattes av et «dyddykk» for teknologi- og konseptutvikling av offshore vindkraft. På CCS-området hadde ikke Norge i utgangspunktet komparative kompetansefortrinn for slik teknologiutvikling, mens vi for offshore vindkraft kan bygge på kompetansefortrinn utviklet gjennom vår offshore olje- og gassvirksomhet, og også gjennom de offshore vindkraftinstallasjoner som norske selskaper allerede er delaktige i rundt om i verden. Lykkes vi med dette, vil også debatten om elektrifisering av sokkelen kunne stille seg annerledes enn den gjør i dag.

Mai 2014

Utskifting av kraftproduksjonsutstyr – insitamenter og politikk

Investeringer i ny kraftproduksjon får mye oppmerksomhet på faglig hold og i den politiske debatt, mens det samme ikke kan sies om insitamenter og politiske virkemidler for å skifte ut produksjonsutstyr eller å bygge ned produksjonskapasitet. To nye studier av forskere ved Norges Handelshøyskole/SNF kaster lys over noen aspekter ved dette temaet.

Den første studien (Frode Skjeret, foreløpig upublisert) drøfter hvorvidt klimapolitiske tiltak skaper tilstrekkelige økonomiske insitamenter for å legge ned forurensende, fossilbaserte produksjonsanlegg, for gjennom dette å redusere utslippene av klimagasser. Dette er ikke en aktuell problemstilling spesifikt for norsk kraftproduksjon, men gjennom et stadig mer integrert europeisk kraftmarked og gjennom å delta i det europeiske kvotemarkedet for klimagassutslipp, får et slikt virkemiddel likevel indirekte virkninger for norsk produksjon.

Et karakteristisk trekk ved fossilbasert kraftproduksjon, og kraftproduksjon generelt, er at en betydelig del av kostnadene er såkalt sunkne kostnader, det vil si kostnader som er påløpt, men som ikke kan reverseres eller gjenvinnes. Bedriftsøkonomiske beslutninger om fortsatt drift eller nedlegging vil derfor utelukkende bli tatt på grunnlag av de løpende, variable driftskostnadene..

Hvordan vil prisbaserte virkemidler som f.eks. en avgift på kraftpris, sammenlignet med mengdebaserte virkemidler, f.eks. en reduksjon av mengden av kvoter i kvotemarkedet, virke inn på insitamentene for drift versus nedleggelse av forurensende kraftproduksjon?

Siden en betydelig del av kostnadene er sunke, viser studien at en reduksjon av kraftprisen gjennom en avgift vil kunne ha forholdsvis liten innvirkning på insitamentene på kort og mellomlang sikt til å opprettholde produksjonen heller enn å innstille driften. Videre er det slik at andelen av sunkne kostnader

kan variere mellom ulike typer produksjonsutstyr og anlegg. Typisk har et kullkraftverk med grunnlastproduksjon en høyere andel sunkne kostnader enn f.eks. et gassturbinanlegg for toppplastproduksjon. En prisavgift vil derfor kunne ha den umiddelbart uheldige virkning fra et klimasynspunkt at et sterkt forurensende kullkraftverk kan fortsette å produsere, mens et anlegg med lavere miljøutslipp vil kunne bli nedlagt. Mengden utslipp per enhet produsert elektrisitet kan øke som følge av en slik avgiftspolitik.

Mengdebaserte politiske tiltak ser derimot ut til å sikre målet om rask nedleggelse av de mest forurensende produksjonsanleggene, men det kan være nødvendig å bruke detaljerte kvoteordninger.

Den andre studien (Johannes Mauritzen, *The Energy Journal*, April 2014) analyserer insitamenter til å skifte ut vindturbiner i det danske kraftsystemet. Virkemidlet i dansk energi- og klimapolitikk for omlegging til fornybar energi er først og fremst subsidierte innmatingstariffer (feed-in-tariffs) for fornybar energi, i hovedsak vindkraft. Endringer i innmatingstariffen vil påvirke insitamentene til vindkraftprodusenter til bl.a. å skifte ut gamle vindturbiner med nye, forbedrede utgaver.

Forfatteren finner, kanskje overraskende ved første øyekast, at insitamentene, under det eksisterende støtteregimet, medfører at vindkraftanlegg i områder med gode vindforhold og knappe landressurser for utplassering av vindkraftturbiner tenderer mot å bli skiftet ut tidligere og hyppigere enn i områder med dårlige vindforhold. Dette har sammenheng med karakteristiske trekk ved vindkraftproduksjon, så som meget lave marginale driftskostnader og rask teknologisk utvikling. Spørsmålet er likevel om dette støtteregimet fører til for tidlig utskifting av anlegg i noen områder og for sen utskifting i andre, sett i forhold til et mål om å utvikle en kostnadseffektiv vindkraftproduksjon for bransjen sett under ett.

En alternativ virkemiddelbruk kunne være å bygge på prinsippene for det norsk-svenske sertifikatmarkedet for fornybar energi. Et slikt støtteregime ville innebære at ettersom teknologiske og produksjonsmessige fremskritt reduserer kostnadene ved vindkraftproduksjon, vil dette gjenspeile seg i at sertifikatene også forringes i verdi. Derved minsker behovet fra myndighetenes side til overvåke og endre de direkte subsidiene til fornybar energi for å oppnå angitte mål for fornybarsatsingen. I så henseende virker et velfungerende, markedsbasert støtteregime bedre enn et direkte støtteregime.

Utskifting eller utfasing av produksjonsutstyr for kraft er en kompleks beslutningssituasjon, der mange forhold av privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk art virker inn. Desto viktigere er det å fremskaffe kunnskap om

sammenhenger og virkninger i beslutningssituasjonen; spesielt at virkemiddelbruken er målrettet og at midlene ikke står i et internt konfliktforhold til hverandre.

Juni 2014

Et bedre organisert strømnett

Innstillingen fra ekspertutvalget (Reitan-utvalget) for å drøfte og vurdere en mer hensiktsmessig organisering av strømmettet, gir en god gjennomgang av aktuelle problemstillinger ved nettorganiseringen og inneholder mange relevante forslag til løsninger og virkemiddelbruk. Utvalget fremhever hvor komplekst strømmettet er organisert og at rapporten «først og fremst er et innspill til myndighetenes videre arbeid med rammer for nettvirksomheten og et bidrag til å løse nettets utfordringer framover».

Mitt hovedinntrykk er likevel at utvalget har lagt seg på en litt for forsiktig og hensynsinkluderende linje i drøfting og forslag. Det norske nettet er i usedvanlig grad fragmentert og uoversiktlig. Skal man lykkes i å komme frem til en effektiv og fremtidsrettet nettstruktur, med en to-nivå nettorganisering og konsentrasjon til et begrenset antall store nettenheter, slik jeg ser det, vil det kreves sterkere virkemiddelbruk enn antydning av utvalget. Her vil jeg kort trekke frem et par forhold.

Nett og marked

Av kraftnettets to hovedfunksjoner – som et transportorgan for en effektiv og sikker kraftoverføring mellom tilknyttede nettbrukere og som et tjenlig instrument for en effektiv og fleksibel kraftomsetning – er utvalget primært opptatt av den første oppgaven. Med de omfattende endringer som forventes å finne sted i kraftbransjen fremover, og som er drøftet av utvalget, under stikkord som nye forretningsmodeller, nye aktører i kraftomsetningen og ny teknologi gjennom digitalisering og smarte nett, skulle jeg ønske at utvalget hadde lagt noe mer vekt på også å drøfte den andre oppgaven.

Denne utviklingen vil gjøre det mer krevende å definere et entydig grensesnitt mellom nett og marked, men ikke desto mindre viktig blir det å trekke opp et konsekvent snitt. Det trenger ikke nødvendigvis å være noe motsetningsforhold med hensyn til nettorganisering mellom de to hovedoppgavene, men premisser og konsekvenser av endringer og omstilling bør i alle fall klargjøres og inkorporeres. Etter et kvart århundre med energiloven, bør for øvrig tiden være inne til å gjennomføre et konsekvent eiermessig, selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet, uten unntak.

Distribusjonssystemoperatør (DSO)

Utvalgets legger i sitt forslag til organsiering av DSO-er avgjørende vekt på nøytralitetshensyn ved planlegging og koordinering av nettinvesteringer i forhold til andre nettenheter i området, og ender med dette opp med en slags DSO hybridmodell. Riktignok foreslås det, gjennom en endring i energiloven, å kunne gi DSO-ene fullmakt til å pålegge nettenhetene å gjennomføre investeringer i henhold til plan, men forslaget inneholder så mange forbehold at man lett kan ende opp med en omstendelig og tidsødende beslutningsprosess.

En alternativ modell kunne være å etablere uavhengige distribusjonssystemoperatører (UDSO), uten eget nett, men med klare fullmakter til å utføre nettplanlegging og å kunne pålegge nettenhetene i området å foreta nødvendige investeringer. UDSO-ene kunne gis visse avgrensede systemoperatøroppgaver, men uten å rokke ved det overordnede systemoperatøransvaret som fortsatt bør tilligge Statnett fullt ut. Sett i et videre perspektiv, kunne en slik UDSO-løsning være et første skritt til også å få implementert en uavhengig systemoperatørmodell (ISO) for kraftnettet totalt sett, både på norsk og nordisk plan.

Utvalget drøfter regulering av nettenheter, men ikke spesifikt hvordan DSO-ene som hybridløsning bør reguleres. Et interessant innspill til regulering av (fullskala) DSO-er en ny studie av S. Ruester et al: «Active distribution system management: Need to adapt the regulation of electricity DSOs», som kommer i tidsskriftet *Utilites Policy*.

Nettorganisering i integrerte kraftmarkeder

Det er en svakhet, ikke ved utredningen i seg selv, men med utformingen av mandatet for utvalgets arbeid, at den kun er begrenset til overføringsnettet i Norge. Med full nordisk markedsintegrasjon, både for engroomsetningen og forhåpentligvis snart også for detaljomsetningen, og med markedskopling til andre markedsområder, bør norsk nettorganisering drøftes og utredes i et internasjonalt, markedsintegret perspektiv i det videre arbeidet med organiseringen.

August 2014

Kraftmarkedene: mer regulering – mindre konkurranse?

Storbritannia var et av pionérlandene med hensyn til avregulering og liberalisering av kraftsektoren på begynnelsen av 1990-tallet, og dannet modell for mange andre land som senere gjennomførte liknende kraftmarkedsreformer. Den Oxfordbaserte økonomen, professor Dieter Helm, var en av arkitektene bak den britiske reformen. I en ny studie tar han et kraftig oppgjør med britisk kraftmarkedspolitikk gjennom de senere år, som han mener har «...morphed from a liberalized quasi-competitive market into one that is driven by the state».

Statlig styring og regulering

Resultatet av det hele er, etter hans oppfatning, at kraftsektoren i Storbritannia i dag har langt sterkere likhetstrekk med den nasjonaliserte og sterkt sentraliserte og regulerte kraftsektoren forut for kraftmarkedsreformen, enn med den markeds- og konkurransebaserte modellen som politikerne har aspirert mot i snart et kvart århundre. (Dieter Helm: "The return of the CEGB? (Central Electricity Generating Board). Britain's central buyer model". Energy Futures Network Paper. No. 4, June 26th 2014).

Helm trekker frem en rekke eksempler som han mener bygger opp om hans oppfatning. Den første store feilen var å erstatte den velfungerende britiske kraftbørsen, Power Pool, med den bilaterale markedsløsningen NETA for engrosomsetningen. Denne organiseringen ledet til omfattende vertikal integrasjon mellom produksjon og omsetning, og er dessuten sterkt tilslørende med hensyn til transparent markedsinformasjon. Helm er også kritisk til forslaget til organisering av detaljmarkedet for kraft, som han mener er altfor intervensjonistisk og konkurransebegrensende gjennom detaljert statlig styring og regulering.

Politikk for fornybar energi

Hans største og fleste ankepunkter retter seg imidlertid mot den britiske stimulanspolitikken for fornybar energi, med hensyn til både nivå og innretning, og virkninger av dette på konkurranseforholdene i kraftmarkedene. Denne politikken bygger på en premiss om at petroleumsprisene (og prisen på utslippskvoter) vil komme til å stige fremover og da slik at fornybar kraft vil kunne være konkurransedyktig, uten subsidier, med fossilbasert kraft innen 2020. Følgelig er støtteordningene til fornybar kraft å anses som temporære og at kraftmarkeds konkurransen mellom ulike energibærere derfor vil være reetablert etter 2020, hevdes det på politisk hold.

Helm betviler sterkt denne premissen og viser bl.a. til virkninger på energiprisene av det sterkt økende tilbudet av ukonvensjonell energi. Tilførslen av ny, fornybar kraft gjennom støtteordningene vil dessuten kunne føre til at kraftprisene generelt vil falle og derved gjøre det nødvendig å opprettholde subsidiene vesentlig lenger enn opprinnelig planlagt. Han viser også til at støtteordningene har blitt stadig mer omfattende og detaljerte, bl.a. med å utvikle teknologispesifikke sertifikatordninger, og at denne politikken åpner opp både for utstrakt lobbying overfor det politiske systemet og for insitamenter til å utnytte støtteordningene til egen fordel for ulike aktører.

Relevans?

Helms kritikk er sterk og polemisk i formen, men bør så absolutt lyttes til. Den kan også ha relevans for vår egen politikktutforming; jevnfør bl.a. debatten om det norsk-svenske sertifikatmarkedet for fornybar energi og virkninger av dette

på markedskonkurransen. På den annen side viste en annen fremtredene britisk økonom, Cambridge professor David Newbery, i et foredrag på den internasjonale energikonferansen til IAEE i New York i juni i år, til det nordiske kraftmarkedet som et eksempel på hvordan man har klart å forene statlig regulering i en spesifikk kontekst med å ivareta konkurransehensynet, på å en måte som britene burde kunne trekke lærdom av. Slikt kan være betryggende og hyggelig å høre, men neppe til å la seg hvile på laurbærene av.

September 2014

Integrasjon av fornybar energi i kraftsystemet

En av de største utfordringene som vi står overfor på kraftsektoren er hvordan vi best skal integrere det raskt økende tilbudet av fornybar energi i kraftsystemet, samtidig med å opprettholde kravet til forsyningssikkerhet og legge til rette for effektiv konkurranse mellom ulike energibærere. Ikke minst blir det krevende å finne frem til praktiske løsninger som kan forene de ulike hensyn som her gjør seg gjeldende, sett både fra nettsiden og markedssiden av systemet.

Et interessant og viktig bidrag til dette er en ny bok, L.E. Jones (red): *Renewable energy integration. Practical management of variability, uncertainty, and flexibility in power grids*. Den består av 35 kapitler som spenner ut det meste av integrasjonsfeltet, med eksempler på praktiske løsninger fra en rekke områder og land.

Det nordiske kraftmarkedet omhandles i to kapitler, med hovedvekt på integrasjon av vindkraft i Danmark. Dette er i og for seg naturlig, med den sterke satsingen som er gjort på vindkraft i vårt naboland. Vindkraftandelen i kraftforsyningen ligger der nå rundt 30 prosent og målet er å komme opp i 100 prosent fornybar innen 2035.

Nett og marked

Hovedinntrykket som fester seg etter å ha lest de danske bidragene, og for øvrig de andre kapitlene i boken, er blant annet følgende:

- Det legges for stor vekt på å diskutere integrasjonsløsninger for det enkelte land eller område for isolert, uten å ta tilstrekkelig hensyn til integrasjonsgvinster som kan oppnås ved å integrere kraftsystemer over land og regioner med ulik sammensetning av sin energimiks. For Danmark er dette åpenbart i forhold til det øvrige nordisk-baltiske kraftmarkedet generelt og det norske vannkraftsystemet spesielt.
- I mange sammenhenger refereres det til markedsprisen på kraft som grunnlag for å foreta tilpasninger av den fornybare kraftproduksjonen og å utnytte fleksibiliteten som potensielt ligger i denne. Dette betinger at hensynet til å

legge til rette for velfungerende kraftmarkeder ivaretas, slik at markedsprisen kan gi et effektivt signal til aktørene.

- De fleste bidragene drøfter integrasjonsløsninger sett primært fra nettsiden. Det er viktig, men dette må samtidig dimensjoneres slik at nettvirkosmheten ikke i unødige grad overstyrer markedstilpasningen. Her ligger det mange potensielle fallgruver, ikke bare i forhold til integrasjonsløsninger for fornybar kraft, men også f.eks. når det gjelder markedskopling mellom ulike regionale kraftmarkeder.
- Man ville ha vunnet på å begrense antallet temaer som drøftes og heller gått dypere inn i analysen av et mindre utvalg temaer og problemstillinger.

Subsidier

En problemstilling som lite drøftes er hvordan subsidiering av fornybar energi påvirker energisammensetningen over tid og hvilke følger dette kan få for forsyningsikkerheten i kraftsystemet. Det store tyske energiselskapet RWE går nå ut med en kraftig advarsel om at tysk forsyningsikkerhet er truet som følge av den sterke økningen i tilbudet av subsidiert fornybar energi og virkninger av dette på kraftpris og konkurranseforhold i det tyske kraftmarkedet. RWE har besluttet å stenge ned tre kullkraftverk som har blitt ulønnsomme på grunn av markedsutviklingen og flere kan komme etter. Dette er gunstig for miljø og klima, men reduserer samtidig tilgangen på reservekapasitet for å kompensere for variabiliteten i fornybarproduksjonen. Her er for øvrig et annet eksempel på problemstillinger som diskuteres for isolert for det enkelte land, uten å ta i betraktning de muligheter og løsninger som kan ligge i utvidet markedsintegrasjon.

Oktober 2014

Utvikling av energi- og miljømarkeder i Kina

Etter å ha arbeidet i flere år med å få arrangert en internasjonal energiøkonomisk konferanse i Kina, lyktes det endelig i år for International Association for Energy Economics (IAEE) med dette. Konferansen ble holdt i Beijing, 19.-21. september, med det generelle tema: «Energy Economics: New Challenges & Solutions». Den samlet over 300 deltakere fra en rekke land, først og fremst fra Asia. Over 200 faglige bidrag ble presentert og i plenumssesjoner ble mange viktige energi- og miljømessige problemstillinger satt under debatt; ikke minst med utgangspunkt i Kinas egen energisituasjon og energipolitikk.

En av de mest interessante presentasjonene ble gitt av professor Yi Wang, leder av Institute of Policy and Management, Chinese Academy of Sciences, som for øvrig sto som arrangør av konferansen, sammen med IAEE. Wang er også medlem av Folkekongressen og utøver som vitenskapsmann og innsiktsfull

politikker på energiområdet betydelig innflytelse på utformingen av Kinas energi- og miljøpolitikk. Jeg fikk anledning til en lengre samtale og intervju med ham forut for konferansen.

Wang leder et stort forskningsprosjekt, der formålet er dels å fremlegge kunnskaps- og faktagrunnlaget for å kunne fastlegge et politisk målsatt tak på utslippet av karbondioksid i Kina og dels å fremme forslag til virkemidler for å nå målet. På grunnlag av en detaljert modell for energisektorene i Kina, er det utarbeidet scenarier som bl.a. anslår virkninger på BNP, næringsstruktur, sysselsetting og velferd av å sette for ambisiøse mål for nivået på utslippstaket, eller å fremskynde måloppnåelsen i tid, i forhold til hva som må anses for realistisk, alle forhold tatt i betraktning.

Kvotemarkeder

Mest interessant, sett med vestlige øyne, er kanskje likevel forslagene til virkemidler for å nå målet på utslippstaket. Her foreslås det, naturlig nok, et sett av virkemidler, med en karbonskatt på utslipp som det sentrale i første omgang. Både i foredraget på konferansen, og ikke minst i intervjuet, brukte imidlertid Wang mest tid på å redegjorde for hvordan det kan etableres kvotemarkeder for karbonutslipp i Kina og hvordan et slikt tiltak etter hvert kan komme til å spille den kanskje viktigste rollen for å få kontroll med utslippene.

Som et ledd i dette har man studert utforming og funksjonsmåte til karbonmarkeder internasjonalt, og da spesielt det europeiske kvotemarkedet, ETS. Det er opprettet samarbeid med en gruppe tyske universiteter og forskere med sikte på å utforme et operasjonelt kvotemarked for karbonutslipp i Kina, som det også ble redegjort for på konferansen. Wang ga klart uttrykk i intervjuet for at han synes at markedsutviklingen går for tregt på dette området i Kina, men at det nå er langt lettere å vinne gehør på politisk og næringsmessig hold for en slik markedsbasert tilnærming enn tidligere. For å få tyngde bak prosessene, foreslås det for øvrig å opprette et eget departement for energi og klima.

Energibørs

En markedsinstitusjon for et annet energiformål og virksomhetsområde har også nylig blitt etablert i Kina, nemlig Shanghai International Energy Exchange. Direktøren for energibørsen, Juehai Chu, redegjorde entusiastisk for organiseringen av børsen og planene fremover. Det ligger flere års planarbeid forut for etableringen og optimismen er stor for at man skal lykkes i å få igangsatt en velfungerende markeds plass for energiomsetning med base i Shanghai.

Av disse eksemplene kan man naturligvis ikke slutte at Kina er på full fart på vei med å innføre markedsbaserte ordninger og tiltak i energi- og miljøpolitikken. For min egen del ble jeg likevel positivt overrasket over den markeds-

orienteringen og markedstenkningen som kom til uttrykk på konferansen fra kinesisk hold, og da ikke bare med disse to utvalgte eksemplene.

November 2014

Smarte strømmålere

Olje- og energidepartementet har besluttet at smarte strømmålere skal være tatt i bruk over hele landet fra 1. januar 2019. Dette er tre års etterslep i forhold til opprinnelig plan. Den samlede investeringskostnaden for tiltaket er usikker, men et beløp i størrelsesorden fem milliarder har vært antydnet.

Såvidt vites, har det ikke blitt foretatt en selvstendig, uavhengig og kvantifisert nytte-kostnadsanalyse av dette tiltaket for Norges vedkommende. Det har blitt satt i gang noen avgrensede demonstrasjonsprosjekter, bl.a. på Hvaler og i Steinkjer, og et større samarbeidsprosjekt er under utvikling blant 25 nettselskaper i en utvidet Vestlandsallianse. Kunnskaps- og erfaringsgrunnlaget for satsingen må derfor foreløpig sies å være forholdsvis svakt for norske forhold.

I den senere tid har det kommet kritiske synspunkter og innvendinger, både fra Datatilsynet og forskerhold, mot introduksjonen av smarte strømmålere. Dette gjelder spesielt problemstillinger rundt datasikkerhet og muligheter for misbruk av informasjon som samles inn via slike målere. Andre problemstillinger som har blitt reist, er nytteverdien for henholdsvis nettselskapene og ulike forbrukergrupper av tiltaket, og fordelingen av kostnadene ved smarte strømmålere mellom disse.

Argumenter for smarte målere

Det er tre hovedargumenter som kan fremføres for å ta i bruk smarte strømmålere. a) Belastningskurven for kraftforbruket endres over tid, bl.a på grunn av sterkere effektorientering av forbruket og virkninger av dette på kraftsystemet, spesielt ved toppbelastning. b) Økningen i forbybar, uregelmessig kraftproduksjon stiller økte krav til fleksibiliteten i kraftsystemet til å tilpasse seg, uten å rokke ved forsynings sikkerheten, ved også å spille på forbrukssiden. c) Realtidsprising (RTP) av kraft ved bruk av smarte målere gjør det mulig i prinsippet å stille alle kraftforbrukere overfor marginalkostnaden til enhver tid med å belaste systemet og gjennom dette til å oppnå mer effektiv kraftbruk. Man kan kanskje også legge til at målerne er blitt sikrere, «smartere» og relativt rimeligere over tid, sammenlignet f.eks. med målerteknologien da Sverige innførte slike målere for noen år siden.

Det foreligger et stort, internasjonalt forskningsmateriale om smarte strømmålere, RTP, m.m. En helt fersk studie for Frankrike er publisert i oktober-

nummeret i år av tidsskriftet *The Energy Journal*; «Is Mandating «Smart Meters» Smart?», av Thomas-Olivier Léautier.

Forfatteren finner at den beregnede nytteverdien av å skifte til smarte strømmålere og RTP gjennomgående er lav for det store flertallet av franske «residential customers», også ved høybelastning i nettet. Verdien er så lav at han stiller spørsmålstegn ved om det er økonomisk grunnlag for å stille krav til å innføre smarte målere for disse forbrukergruppene, og da spesielt for dem med minst kraftuttak. Léautier påpeker imidlertid at dette kan stille seg annerledes når man eksplisitt tar hensyn til virkningene av økt produksjon av uregelmessig fornybar kraft og behovet for økt fleksibilitet også på forbrukersiden som følge av dette.

Samfunnsøkonomisk effektivitetsgevinst

Det er den samfunnsøkonomiske effektivitetsgevinsten som bør legges til grunn for spørsmålet om innføring av smarte strømmålere. Fordelingen av kostnadene for strømmålerne mellom nettselskaper og forbrukere er et spørsmål om inntektsfordeling og ikke et relevant argument å trekke inn i en samfunnsøkonomisk effektivitetsvurdering.

Det er heller ikke slik, som det ofte forenklet sies, at kostnadene i siste instans vil ende opp med å bli betalt av kraftforbrukerne. Nettreguleringen skal ideelt sett sørge for at den samfunnsøkonomiske effektivitetsgevinsten skal komme forbrukerne til gode gjennom lavere nettleie, isolert sett, som følge av tiltaket. Det sier seg nærmest selv at det bør legges til rette for ordninger som ivaretar hensynet til datasikkerhet og forhindre misbruk av informasjon som skaffes til veie via strømmålerne. Her gjelder det dog at det gode ikke må bli det bestes fiende.

Desember 2014

Eiermessig skille i nettvirksomheten

Reitan-utvalget går inn for at det innføres et funksjonelt skille, uansett selskapsstørrelse, i nettvirksomheten, men ikke eiermessig skille, og gir sine grunner for dette. Funksjonelt skille vil si at det ikke skal være personoverlapp i ledende organer mellom nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet, mens eiermessig skille innebærer at nettvirksomheten må ha en annen eier enn produksjon og omsetning av kraft.

Et funksjonelt skille kan være et hensiktsmessig virkemiddel for å få til en restrukturering av kraftnettet, men spørsmålet er om ikke et eiermessig skille også bør vurderes. I begge tilfellene må disse tiltakene suppleres med virke-

midler som bygges inn i reguleringsregimet for nettvirksomheten for å få den ønskede effekt.

At et eiermessig skille kan ha en omstruktureringseffekt, kan bl.a. dokumenteres med erfaringer fra New Zealand. Etter at eiermessig skille i nettvirksomheten ble innført i 1998, har tallet på nettselskaper blitt halvert, fra ca 60 i 1998 til rundt 30 nå. Kostnadseffektiviteten har også blitt forbedret. Andre internasjonale erfaringer er ikke fullt så entydige på dette området.

Grunnen til at eiermessig skille bør vurderes innført, er det store omstillingsbehovet som nettvirksomheten blir stilt overfor i årene fremover, spesielt som følge av teknologirevolusjonen knyttet til smarte nettløsninger m.m. Den norske nettstrukturen er neppe velegnet, verken med hensyn til bedriftsstørrelse eller eierforhold, til å møte utfordringene som følger av dette.

Når det gjelder eierforhold, vil den meget høye andelen offentlig eierskap, spesielt kommunalt eierskap, til regional- og distribusjonsnettene kunne skape begrensninger på to områder; a) kapitaltilgang og finansiering av investeringer i nettutbygging i takt med endringsbehovet, og b) insitamentene til å introdusere ny teknologi og nettløsninger optimalt, både med hensyn til omfang, art og retning.

Et eiermessig skille vil kunne gi en bedre tilpasset finansieringsstruktur, bl.a. ved at risikoprofilen er forskjellig mellom nettvirksomhet og konkurransesatt virksomhet. For å sikre at insitamentene er til stede til optimalt å ta i bruk den nye teknologien, bør det videre vurderes om den delen av den offentlig eide nettvirksomheten som møter sluttbrukermarkedene bør delprivatiseres, f.eks. i størrelsesorden 20 prosent. I tillegg til finansieringsargumentet, vil dette kunne bringe inn investorer som har den nødvendige teknologi- og virksomhetsforståelse om disse forhold

Dette kan kanskje synes som dristige tanker å bringe til torgs overfor en virksomhet som slites mellom mange hensyn og krav, og som samtidig skal forholde seg til et stort omstillingsbehov. Dogmer og ideologi bør likevel ikke stille seg i veien for nytenkning og innovativ evne til å finne frem til fremtidsrettede løsninger. Det bør spesielt ikke være slik at nettselskaper som ser seg tjent med å innføre eiermessig skille og foreta delprivatisering, og som finner løsninger på juridiske problemstillinger som kan oppstå, skal bli forhindret av ideologiske barrierer eller rigide reguleringer. Hvis erfaringene blir gode, kan andre selskaper finne det formålstjenlig å komme etter. I alle fall bør man legge an et langsiktig perspektiv på eierskapsutviklingen i nettvirksomheten langs disse linjer.

Batterikonkurransen

Norsk regulerbar vannkraft som potensiell effektreserve eller «kraftbatteri» ved kraftutveksling med utlandet utgjør et interessant økonomisk prospekt for norske vannkraftprodusenter. I mange kraftanlegg foretas det nå investeringer i økt effektinstallasjon. Dette er dels begrunnet i sterkere effektorientering av kraftforbruket, men først og fremst i variabiliteten i kraftproduksjonen fra nye, fornybare kraftkilder som sol og vind. De to nye, planlagte kraftkablene til henholdsvis Tyskland og Storbritannia er også begrunnet ut fra dette; trolig til dels også av et forventet kraftoverskudd i Norge som følge av utbyggingen av norsk fornybar kraft.

Batteriteknologi

Det norske vannkraftbatteriet er imidlertid utsatt for konkurranse fra mange hold med hensyn til effekttoppdekning. En potensiell kilde til slik konkurranse utgjøres av fremskritt i batteriteknologien. Det foreligger flere internasjonale studier av dette, som indikerer at nye, kraftige batterier, som koples opp til nettet, lades opp på lavbelastning og leverer inn på nettet ved toppbelastning, kan bli en interessant kilde til dekning av effektbehovet på topp. Et slikt batteri kan levere kraft nærmest momentant og har således et lite fortrinn selv til regulerbar vannkraft i så henseende.

I et integrert, sammensatt kraftsystem vil kraft til batterioppladning kunne komme fra en hvilken som helst energibærer i systemet, som produserer på marginen i en gitt situasjon. I Brandenburg i Tyskland har det første solkraftverket i Europa nylig bli satt i drift, som skal levere solkraft til batterioppladning for effekttoppdekning i det tyske kraftsystemet.

Konkurranse

Det er likevel langt frem til at slik batterikraft kan være en reell konkurrent til norsk regulerbar vannkraft eller andre former for effekttoppdekning, av mange grunner. For det første er denne batteriteknologien ennå ikke konkurranse-dyktig, uten subsidier, med alternative effektreserver med hensyn til kostnader og pris. For det annet skal det foretas betydelige investeringer i batterikapasitet for at dette vil kunne utgjøre en virkningsfull effektreserve, sett i forhold til det samlede behovet for effektkapasitet, f.eks. i det europeiske kraftsystemet. På marginen i en gitt situasjon, kan batterikraft likevel kunne spille en rolle. For det tredje kan det ha betydning når effekttopper inntre, og variabiliteten med hensyn til når de inntre, sett i relasjon til variabiliteten i den fornybare kraftproduksjonen og batterienes eve til å tilpasse seg til dette. I en solrikt stat som California inntre effekttoppene typisk om sommeren, når behovet for luftkondisjonering er størst, mens i land som Tyskland og Danmark, som har stort innslag av ny, fornybar kraft, inntre de typisk om vinteren.

Usikkerhet

Det kan kanskje legges til at flere av studiene av batteriteknologi som effektreserve er foretatt eller kommisjonert av firmaer eller bransjeorganisasjoner på feltet, som har en egeninteresse av å fremme teknologiutviklingen, men som også vil kunne komme til å gi et for optimistisk bilde av muligheter, potensial og kostnader for denne teknologien, enn det som kan være praktisk realistisk.

Selv om batteriteknologien ennå ikke representerer en reell konkurrent til det norske vannkraftbatteriet som effektreserve, bidrar den likevel til å skape økt usikkerhet med hensyn lønnsomheten på lang sikt av investeringer i effektkapasitet for norske vannkraftprodusenter og nettutbyggere. Å bygge denne usikkerheten systematisk inn i strategiske investeringsbeslutninger på en velbegrunnet og realistisk måte, bør derfor bli en viktig oppgave for disse aktørene.

Februar 2015

Barrierer mot energieffektivisering

Energieffektivisering blir tillagt økt vekt i energipolitikken i mange land. For eksempel har EU Kommisjonen gått inn for å heve ambisjonsnivået fra 20% energisparing gjennom energieffektivisering for inneværende målperiode frem til 2020, til 30% for perioden til 2030. Dette er tenkt oppnådd gjennom et bredt sett av virkemidler og tiltak.

Tiltak for energieffektivisering støter imidlertid i praksis mot mange barrierer som gjør at det kan bli stor avstand mellom forventet og faktisk realisert effekt av virkemidlene. For private husholdninger og boligeiere kan en slik barriere være ulike former for informasjonsproblemer og transaksjonskostnader som oppstår i forholdet mellom vedkommende instans som forvalter eller iverksetter tiltakene på den ene side og vedkommende husholdning eller boligeier som målgruppe på den annen.

Fra januar i år ble det etablert en ny støtteordning for enøk-tiltak i boliger, med en finansieringsramme på kr. 250 mill. pr. år. Ordningen, som forvaltes av Enova, skal etter intensjonene gjøre det mer lønnsomt å gjennomføre tiltak som reduserer energibruk og klimagassutslipp. Ordningen skal bli enkel og lite byråkratisk å bruke, i følge olje- og energiministeren.

I januar forelå resultatene av en omfattende studie av virkningene av effektiviseringstiltak overfor private husholdninger i USA gjennom det såkalte Federal Weatherization Assistance Program (WAP). Dette programmet ble etablert så langt tilbake som i 1976 og til nå har mer enn syv millioner husholdninger mottatt støtte. Programmet gir gratis finansieringsstøtte, fortrinnsvis til lavinntekts-

familier, som typisk omfatter en kombinasjon av forbedret isolering, utskifting av vinduer, utskifting av oppvarmingsutstyr, m.m. I studien er det gjennomsnittlige støttebeløpet pr. husholdning anslått til ca. US\$ 5000.

Studien omfatter over 30 000 husholdninger i staten Michigan, som ble ansett for å oppfylle vilkårene for å kunne motta støtte under WAP. Av disse ble ca. en fjerdedel tatt inn i en «behandlingsgruppe», som ble kontaktet av prosjektstaben med målrettet informasjon til husholdningene om støtteordningen, samt med bistand med å fylle ut skjema og inngå kontrakter, og kontakt med WAP-organisasjonen til oppklarende spørsmål, m.m. De øvrige husholdningene gikk inn i en kontrollgruppe, som ikke ble kontaktet eller fikk bistand av noen art.

Til tross for at finansieringstøtten under WAP-programmet blir vurdert som klart privatøkonomisk lønnsomt, var det mindre enn en prosent av husholdningene i kontrollgruppen som benyttet seg av ordningen. Denne andelen økte litt for behandlingsgruppen, men ikke signifikant mye, til tross for den store innsatsen som ble lagt ned av prosjektstaben med å informere husholdningene om ordningen og de betydelige økonomiske fordelene som kunne oppnås med energisparing under den, og det til ingen kostnad for deltakerne.

Hvordan kan dette forklares? Forfatterne av studien peker på at WAP-programmet kan oppfattes som komplisert og byråkratisk av potensielle brukere, og at dette kan avholde noen fra å søke. De mener likevel at den viktigste grunnen er en rekke forhold av ikke-økonomisk eller ikke-pengemessig art. Det er transaksjonskostnader med å delta og gjennomføre tiltakene; investeringer i energisparing er typisk langsiktige og det er usikkerhet knyttet til utfallet av dem, mens planleggingshorisonten for husholdninger gjerne er mer kortsiktig; incitamentet til kostnadsbesparelser kan være sterkere på andre forbruksområder med høyere budsjettandel for husholdningene enn energi, m.m.

Erfaringer fra det amerikanske WAP-programmet og resultater av den omtalte studien kan ikke uten videre overføres til norske forhold og til det nye Enova-programmet for økt støtte til boligeiere. Likevel er det viktig å ta inn over seg mest mulig av forskningsbasert kunnskap om informasjonsproblemer, ikke-økonomiske forhold og andre barrierer for energieffektivisering som man støter på i praksis, i utforming og gjennomføring av programmet.

(M. Folie et al: "Do Energy Efficiency Investments Deliver? Evidence from the WAP Program". E2e Working Paper 016, January 2015).

Energieffektivisering og energisparing

Som nevnt i kommentaren min i forrige nummer, har mange land satt seg ambisiøse energipolitiske mål for energieffektivisering. Dette reiser to delspørsmål: a) vil man lykkes med å realisere effektiviseringspotensialet som er målsatt? og b) vil energisparingsgevinsten ved effektivisering kunne bli helt eller delvis veid opp av økt energibruk totalt sett som følge av selve effektiviseringstiltakene?

Svaret på det andre delspørsmålet avhenger av virkningene av det som på engelsk gjerne kalles for «rebound effects»; reaktive effekter eller tilbakevirkningseffekter. Det foreligger en omfattende analytisk og empirisk litteratur om ulike former for reaktive effekter mellom energieffektiviseringstiltak og faktisk oppnådd energisparing. Å ha kunnskap om slike effekter vil åpenbart være av stor betydning for utformingen av effektiviseringspolitikken.

Reaktive effekter

Mekanismen bak reaktive effekter av energieffektivisering er i korthet som følger: Anta at et spesifikt energieffektiviseringstiltak, f.eks. utskifting av oppvarmingsutstyr for en husholdning, medfører en effektivitetsforbedring på 5%. Dette har to virkninger, en substitusjons- og en inntektseffekt. Den første består i at energi til oppvarming nå har blitt relativt sett rimeligere i forhold til andre energitjenester, som medfører at energiforbruket til dette formålet vil øke, isolert sett. Hvor mye det vil øke, avhenger av priselastisiteten i etterspørselen. Inntektseffekten består i at husholdningens disponible inntekt har økt som følge av reduksjonen i forbruksutgifter til energi til oppvarming, som gjør det mulig for husholdningen både å øke sitt forbruk av energi til oppvarming og av andre varer og tjenester. Hvis den samlede virkning av disse effektene er over 100%, betyr det at energisparingen som ble oppnådd gjennom effektiviseringstiltaket vil bli mer enn «spist opp» av energiforbruksøkningen gjennom reaktive effekter.

Empiri

Den internasjonale litteraturen med empirisk dokumentasjon av reaktive effekter omhandler alt fra studier av spesifikke energianvendelser i sluttforbruk og produksjon, til sektorstudier og makroøkonomiske effektstudier. Som eksempel er det i siste nummer av tidsskriftet *The Energy Journal* to artikler, der den ene analyserer reaktive effekter av henholdsvis strengere standarder for brenselforbruk for biler i USA og bruk av mer energieffektive lyspærer, mens den andre drøfter hvordan makroøkonomiske tilbakevirkningseffekter for energi kan bygges inn i modeller for analyse av klimaendringer. Størrelsen på de reaktive effektene varierer mye mellom de empiriske studiene, men det foreligger studier der disse er anslått til over 100%.

For Norge ble det for et par år siden utført en studie ved Statistisk Sentralbyrå av virkninger på energiforbruk og reaktive effekter ved installasjon av varmpumper. Hovedresultatet av studien var at husholdninger med varmpumpe hadde omlag det samme strømforbruket som andre, sammenlignbare husholdninger. Dette kan forklares med at husholdninger med varmpumpe holder høyere innetemperatur, varmer opp en større del av boligen og gjennomfører færre energisparetiltak for øvrig. Husholdningene tar dermed ut så godt som hele energieffektiviseringspotensialet i økt komfort. Dette må sees på som en velferdsforbedring for disse husholdningene, men da på bekostning av energisparing som isolert sett kunne ha blitt oppnådd ved varmpumpen.

At det oppstår reaktive effekter, må naturligvis ikke brukes som argument mot energieffektivisering. Virkemiddelbruken kan imidlertid ha betydning for størrelsen på effektene. Velger man f.eks. kontantstøtte som virkemiddel for energieffektivisering, som vi har hatt for varmpumper, vil inntektseffekten av tiltaket kunne medføre at den reaktive effekten blir forholdsmessig sterkere enn ved bruk av andre virkemidler.

Tilbudssideeffekter

Oljeprisen har i den senere tid blitt omtrent halvert i forhold til tidligere toppnivå og kraftprisen er også forventet å ha en fallende tendens fremover, som følge av en økende ubalanse mellom tilbud og etterspørsel etter kraft i markedet. Slike tilbudssideeffekter vil kunne påvirke insitamentene til energieffektivisering og energisparing sterkere enn de isolerte virkningene av reaktive effekter, men sammen vil de alt i alt kunne gjøre det vanskeligere å oppnå effektiviseringsmålene i energipolitikken.

Mai 2015

Trenger vi hvite sertifikater?

I to kommentarinnlegg (Energi 02 og 04/2015) har jeg drøftet noen problemstillinger ved energieffektivisering og energisparing. Når det gjelder virkemidler i energipolitikken for å redusere «effektivitetsgapet» mellom mulig og økonomisk realiserbart effektiviseringspotensial, melder spørsmålet seg: Bør vi innføre en markedsbasert ordning med hvite sertifikater for effektivt å nå effektiviseringsmålene?

Dette spørsmålet har blitt diskutert i lengre tid, både av enkeltpersoner, organisasjoner og i offentlige utredninger, men ser ut til å ha blitt satt på vent i politikkkutforming hos oss. I stedet har det blitt etablert et omfattende støtteprogram for energieffektivisering, først og fremst i regi av Enova, overfor så vel næringsvirksomhet og husholdninger/boligeiere; jevnfør f.eks. det betydelige

støttebeløpet som er bevilget til Norsk Hydros pilotprosjekt på Karmøy for reduksjon av kraftforbruket i aluminiumsproduksjonen og den nye støtteordningen for enøktiltak i boliger.

Mål - midler

En grunnsetning i utformingen av økonomisk politikk er at man trenger (minst) det samme antall virkemidler som antall mål for å korrigere for markedssvikt. Tar vi utgangspunkt i EUs opprinnelige 20-20-20 målformulering, har Norge gått inn i to markedsbaserte ordninger - det europeiske kvotemarkedet (ETS) for reduksjon av utslipp av klimagasser og det norsk-svenske, grønne sertifikatmarkedet for økning av andelen fornybar energi, men har altså valgt ikke å legge til rette for et hvitt (nasjonalt) sertifikatmarked for målet om energieffektivisering.

I Europa har Belgia, Danmark, Frankrike, Irland, Italia og Storbritannia innført hvite sertifikatmarkeder, med noe ulik utforming. Det har blitt foretatt en lang rekke studier og evalueringer av funksjonsmåten til, og erfaringer med, disse markedsordningene med hensyn til oppnådd energieffektivisering og energisparing. I en artikkel i siste nummer av tidsskriftet *Economics of Energy and Environmental Policy (EEEP)* har to franske økonomer foretatt en kritisk gjennomgang og vurdering av disse studiene og evalueringene for tre av landene, nemlig Frankrike, Italia og Storbritannia.

Målrettet anvendelse

Forfatterne peker på mange problemer av metodemessig og empirisk art med å evaluere et såvidt komplekst tiltak som energieffektivisering. I noen tilfeller kan det se ut som om virkemidler blandes sammen med mål, eller at ett og samme virkemiddel brukes til å adressere flere mål, i motsats til teorien, i stedet for å være målrettet mot ett spesifikt mål. Et eksempel på det siste er at det av og til argumenteres for at en viktig effekt av redusert energibruk gjennom tiltak for energieffektivisering er at dette bidrar til å redusere utslippene av klimagasser. Det kan i og for seg være riktig, isolert sett, om enn ikke i samme grad for et hydrobasert kraftsystem som det norske som for et fossilbasert system, men er i alle fall en uheldig sammenblanding av virkninger av virkemiddelbruk i energipolitikken.

Fortrinn

Et hovedsynspunkt i evalueringsstudien i EEEP er at hvite sertifikater synes å være best egnet til å avbøte ulike former for informasjonsproblemer som oppstår i forholdet mellom leverandører og sluttbrukere av energitjenester (asymmetrisk informasjon). Dessuten at de kan stimulere til organisatoriske endringer i markedene for energitjenester, i form av skalafordeler og kompetanseutvikling som realiseres gjennom konkurransen som oppstår mellom tjenestetilbydere i markedene.

Som påpekt i de tidligere kommentarene, er dette kanskje de viktigste og vanskeligste barrierene å overvinne i en vellykket politikk for energieffektivisering. Uten videre å utelukke hvite sertifikater fra «verktøykassen», synes derfor umiddelbart ikke å være en velfundert strategi for målrettet politikk-utforming for energieffektivisering.

Juni 2015

Kapasitetsmarkeder og forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet for kraft er karakterisert av det som økonomer kalles for et fellesgode, ved at det oppfyller to grunnleggende vilkår som stilles for et slikt gode: a) grensekostnaden ved å forsyne en ekstra kraftbruker med kraft er tilnærmet lik null og b) det lar seg vanskelig gjøre å ekskludere en kraftkunde fra å konsumere kraft, når vedkommende er knyttet til kraftnettet.

Med forsyningssikkerhet som fellesgode vil et markedsbasert kraftomsetnings-system ikke virke effektivt i forhold til målet om forsyningssikkerhet, men må suppleres med offentlige tiltak og inngripen av ulik art. Spørsmålet er likevel hvordan og hvor langt det er mulig å legge til rette for velfungerende markedsordninger for å sikre en rimelig grad av forsyningssikkerhet, før det må i verksettes offentlige tiltak.

Kapasitetsmarkeder

For tiden pågår det en heftig debatt, både i Europa og USA, om behovet for og formen på en slik potensiell markedsordning for forsyningssikkerhet, nemlig det som benevnes kapasitetsmarkeder. Dette diskuteres dels i forhold til behovet for på kort sikt å sikre at den momentane balansen i kraftsystemet mellom kapasitet og etterspørsel opprettholdes til enhver tid for å unngå kraftbortfall. Debatten dreier seg likevel først og fremst om kapasitetsmarkeders rolle og evne til å sikre at det foretas tilstrekkelige investeringer i kraftsystemet, både med hensyn til ekspansjon og sammensetning, til at forsyningssikkerheten sikres på lengre sikt.

Når debatten om kapasitetsmarkeder fremstår så ustrukturert som tilfellet er, skyldes dette ikke minst at det fra ulik hold synes å være uklart hvilken funksjon et kapasitetsmarked skal ha, eller at markedet pålegges flere delmål underveis mot forsyningssikkerhet, som kan være motstridende. For eksempel at markedet skal bidra til å sikre en overgang til fornybar energi og stimulere til teknologisk utvikling i investeringsporteføljen, samtidig med at det overordnede kravet til forsyningssikkerhet opprettholdes. Markedsordningen kombineres ofte med ulike former for inngrep i de regulære kraftmarkedene, for eksempel å innføre maksimalpris i engrosmarkedet for kraft for å unngå at kraftkunder eksponeres i unødig grad av for høye kraftpriser i en knapphetssituasjon på kapasitet.

Auksjoner

Derimot synes det å være større enighet om at en form for offentlig tilrettelagt auksjonsordning kan være et velegnet virkemiddel for å tildele rettigheter til å foreta investeringer for å sikre forsyningssikkerheten gjennom et kapasitetsmarked. Den første auksjonen under det nye britiske kapasitetsmarkedet ble holdt i fjor. Utfallet av denne har allerede blitt sterkt kritisert fra mange hold, ikke minst ved at man der nettopp har forsøkt å «pådytte» markedet for mange krav og hensyn.

Å beskikke sitt hus

Å beskikke sitt hus bør være første bud i enhver debatt om kapasitetsmarkeder: Sørg for at det er etablert et tilstrekkelig bredt sett av velfungerende kraftmarkeder for de ulike funksjoner, herunder investeringer, og unngå prisregulering i de regulære markedene for kraftomsetning. Da vil man ha et fornuftig utgangspunkt for å diskutere behovet for og eventuell utforming av kapasitetsmarkeder.

Det er muligens dette EU Kommisjonen har i tankene i memorandumet om den europeiske energiunionen når det fremheves at ..»Capacity mechanisms should only be developed to address security of supply if a regional system adequacy assessment points to such a need ...». Problemet her at EU ennå ikke har beskikket sitt «kraftmarkedshus» i tilstrekkelig grad, selv på regionalnivå, til at dette vilkåret er oppfylt. Et unntak i så henseende er det nordiske kraftmarkedet, der man i hovedsak har lagt til grunn de etablerte markedsordningene og unnlatt å gripe til prisregulerende tiltak. Her har da også debatten om kapasitetsmarkeder stort sett vært fraværende til nå.

August 2015

Politikk og marked

Vindkraft i Trøndelag

Göran Persson, svensk statminister 1996-2006, skal ha uttalt, etter at den svenske energiloven av 1997 hadde trådt i kraft, at det statlig, heleide Vattenfall fortsatt skulle være et viktig instrument for regjeringens energi- og industripolitikk. Tilsvarende uttalelser har blitt gjort gjeldende overfor Statkraft, ikke minst i den sterke utbyggingsperioden for vannkraft og kraftkrevende industri på 1970- og 1980-tallet, men også av enkelte «kraftfulle» politikere etter den norske energiloven av 1990.

Eierstyring

Mye vann har imidlertid rent i havet siden den gang. Kraftmarkedene har fundamentalt endret karakter og retningslinjer for utøvelse av statlig eierskap

generelt, og for heleide statselskaper spesielt, har blitt vedtatt av skiftende regjeringer i tiden etter energiloven. Senest har dette skjedd ved St.meld.27 (2013-14): Et mangfoldig og verdiskapende eierskap, og ved oppfølgingen av meldingen av regjering og Storting.

I den opphetede debatten som har fulgt etter at vurderingen og beslutningen til Statkrafts ledelse og styre om lønnsomheten av vindkraftprosjektene på Fosen og i Snillfjord ble kjent, kan det være grunn til å minne om gjeldende prinsipper som er fastlagt for eierstyring av statlig virksomhet. For Statkraft SF heter det bl.a. i St.meld. 27 at «Målet med statens eierskap i Statkraft SF er å bidra til en lønnsom og ansvarlig forvaltning av norske naturressurser.», og videre at «Selskapet skal drives på forretningsmessig grunnlag og med sikte på å levere en konkurransemessig avkastning».

Å binde seg til masten

Vi må legge til grunn at Statkrafts ledelse og styre har foretatt en grundig og selvstendig vurdering etter beste skjønn av lønnsomheten av Fosen og Snillfjord prosjektene og fattet sitt vedtak i tråd med gjeldende prinsipper for selskapsstyring. Da er det også viktig at politikere binder seg selv til masten og opptrer i tråd med de prinsipper som er vedtatt for eierstyringen av Statkraft. Det vil føre til ganske så uholdbare og uoversiktlige tilstander, hvis vedtak i enkeltsaker skal kunne overprøves av politikere og andre ut fra politiske eller økonomiske særinteresser i saken. Spesielt underlig virker det umiddelbart å fremsette krav om utskifting av styre og ledelse av selskapet, hvis ikke vedtaket endres slik man ønsker.

En rekke småskala vannkraftprosjekter har blitt satt på vent av eierne, nettopp ut fra en vurdering av lønnsomheten av prosjektene i den forventede markeds- og prisutviklingen for kraft fremover. Statkraft er medeier i flere slike prosjekter. Foreløpig har det, såvidt vites, ikke blitt stilt spesielle krav til Statkraft som medeier om å gjennomføre enkeltprosjekter blant disse, til tross for manglende lønnsomhet. Det er å håpe at debatten om Fosen/Snillfjord ikke skaper presedens i så henseende.

Virkemidler

Hvis Statkraft ikke finner fornybarprosjekter lønnsomme, ut fra ovennevnte prinsipper, bør man på politisk hold heller vurdere om rammebetingelsene og støtteordningene for fornybar kraft er tilfredsstillende, enn å gå inn på enkeltprosjekter. I den konkrete saken om Fosen og Snillfjord bør det spesielt stilles spørsmål ved hensiktsmessigheten av å gi kapitaltilførsel til Statkraft til disse spesifikk prosjektene, slik det har blitt fremstilt i debatten, snarere enn å gi en budsjettetert, generell kapitalbevilgning, som selskapet skal allokere over den samlede prosjektporteføljen til enhver tid, med sikte på å gi «en konkurranse-

messig avkastning» til eieren. At andre deltakere i Fosen/Snillfjord prosjektene måtte ha andre avkastningskrav eller foretar lønnsomhetsvurderinger med et annet utfall enn Statkraft, bør ikke uten videre ha betydning for Statskrafts vurdering av prosjektene, etter de eierkrav og styringsprinsipper som gjelder for selskapet.

September 2015

Kraftmarkedet: Toppbelastning og etterspørselsrespons

To utviklingstrekk i kraftmarkedet har aktualisert spørsmålet om hvordan man mest effektivt skal dekke inn toppbelastningen i kraftetterspørselen, over døgnet og året, gjennom egnede tiltak for å unngå kraftbortfall. For det første har økt effektorientering av kraftforbruket, spesielt i husholdningssektoren, gjort belastningstoppene høyere og spissere, og for det annet har et stadig større innslag av uregelmessig fornybar kraftproduksjon i form av vind- og solkraft gjort oppdekningsbehovet mer akutt.

Etterspørselssiderespons (ESR)

Tradisjonelt har dette oppdekningsbehovet blitt møtt med tiltak på tilbudsiden, ved å dimensjonere kraftproduksjonen og –nettet slik at man skulle ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne møte en hver påregnelig toppbelastning for en gitt belastningskurve, om enn beheftet med usikkerhet. I den senere tid har imidlertid oppmerksomheten rettet seg i stadig sterkere grad mot tiltak på etterspørselssiden: Hvordan kan man få kraftforbrukere til å respondere på ulike former for tiltak som kan bidra til redusere belastningstopper og jevne ut belastningskurven? Dette kalles gjerne for etterspørselsrespons eller etterspørselssiderespons (ESR). Får man dette til, reduseres samtidig behovet for å investere i kraftproduksjonsutstyr med kort brukstid.

Erfaringer

Nå er naturligvis ikke tiltak på etterspørselssiden for å jevne ut belastningstopper noe nytt. Mange land, spesielt med mye termisk produksjon, har i lengre tid praktisert tidsvariable tariffer og i reguleringsregimet for kraftnettet kan det være bygget inn insitamenter til å påvirke sluttbrukere i den retning. Det er likevel ny teknologi i form av smarte målere, ulike former for styrings- og kontrollsystemer av kraftforbruket og innføring av såkalte dynamiske tariffer som gir fundamentalt nye muligheter for aktiv bruk av ESR.

I en nettopp utkommet bok: «Peak energy demand and demand side response», foretar J. Torriti en interessant gjennomgang av ulike ESR-tiltak og oppsummerer praktiske erfaringer som så langt er oppnådd internasjonalt på området. For smarte målere er en hovedkonklusjon fra flere studier at gevinsten med

hensyn til energisparing er vesentlig lavere, stort sett bare rundt halvparten, av det man opprinnelig hadde forventet. Når det gjelder å redusere belastningstopper spesifikt for husholdningssektoren, har han størst tiltro til automatiske styrings- og kontrollsystemer for kraftforbruket for å «avlaste» sluttbrukere og kunne gi mer presise anslag på forbrukseffekter i relasjon til belastningstopper.

Veien framover

Forfatteren understreker likevel at vi står på terskelsen til en nye era for ESR og at vi må være beredt til å prøve og feile for å nå fram til effektfulle tiltak. Her kan kanskje også erfaringer med ESR-tiltak på andre områder med belastningstopper på kritisk infrastruktur, som f.eks. internett, telekommunikasjoner og veitrafikk, komme til nytte. Samtidig står man overfor den litt paradoksale situasjonen at usikkerheten med hensyn til virkninger av ESR-tiltak kan øke, på grunn av at man tross alt skal forholde seg til en myriade av kraftforbrukere som ikke nødvendigvis kan forventes å opptre økonomisk rasjonelt i sine forbruksdisposisjoner i henhold til det samfunnsøkonomisk effektive.

Oktober 2015

Kraftmarkedet: Etterspørselsrespons: Effektivitet og fordeling

I min forrige kommentar om toppbelastning og etterspørselssiderespons (ESR) drøftet jeg hvordan ny teknologi i form av smarte nett m.m. vil kunne bidra til en mer effektiv kraftomsetning, ved at etterspørselsiden vil kunne gis en viktig, utvidet rolle med hensyn til å redusere belastningstopper og jevne ut belastningskurven.

Spørsmålet er imidlertid hvordan kraftforbrukere skal motiveres til å opptre på en samfunnsøkonomisk effektiv måte i denne henseende og spesielt hvilke prissignaler som de skal stilles overfor som sikrer effektivitet i kraftomsetningen på kort og lang sikt. Dette har skapt en heftig debatt i USA om grunnleggende økonomiske, juridiske og regulatoriske prinsipper for kraftmarkedet i en sak som for tiden verserer for USAs Supreme Court. Saken har stor prinsipiell interesse, om enn kraftmarkedsorganiseringen og reguleringsregimet er forskjellig mellom USA og f.eks. vårt nordiske kraftmarked.

Debatten i USA

Bakgrunnen for debatten i USA er at Federal Energy Regulatory Commission (FERC) har innført en reguleringsbestemmelse om at kraftkonsumenter som avstår fra å konsumere kraft under ESR, i en gitt belastningssituasjon for produksjon og nett og referert til tilknytningspunktet i kraftnettet for vedkommende konsumenter, skal stilles overfor en såkalt «locational marginal price» (LMP), med utgangspunkt i engrosprisen for kraft. Dette har foranlediget

en lang rekke argumenterende innspill til Høyesterett, både fra interessegrupper og fagpersoner som støtter tiltaket og prisingsprinsippet og fra grupper som er til dels sterkt kritiske til det.

I den siste gruppen inngår det en betenkning fra et tyvetalls fremtredende økonomer som har hatt stor betydning for utformingen av kraftmarkedet og reguleringsregimet for nettvirksomheten i USA. Deres hovedargument er at å stille kraftforbrukere overfor LMP som insitament for ESR vil medføre en økonomisk overkompensasjon av redusert forbruk, ved at LMP skal reflektere de samlede (marginale) kostnader ved å produsere og overføre det samme kraftkvantum som reduseres. En slik overkompensasjon kan sees på som en implisitt subsidie av redusert kraftforbruk og en form for inntektsoverføring fra kraftprodusenter til kraftkonsumenter under ESR, hevdes det.

Effektivitetsargumenter

Et grunnleggende økonomisk prinsipp er at (korrekte) markedspriser skal sikre samfunnsøkonomisk effektivitet og ikke ivareta inntektsfordelingshensyn. I betenkningen fremføres en rekke økonomiske effektivitetsargumenter på kort og lang sikt mot LMP som prisingsignal for ESR. Økonomgruppen hevder bl.a. at prisingsformelen $LMP - G$, der G er den fulle detaljmarkedsprisen som en ESR konsument alternativt ville ha betalt for kraft, vil gi en bedre tilpasning ved at subsidieelementet ved LMP vil være eliminert. Det argumenteres videre mot at en implisitt subsidie ved LMP er nødvendig for å stimulere til ESR-tiltak, ved at dette kan medføre en uheldig vridning i forhold til kompenserende tiltak på tilbudssiden for å oppnå en definert grad av leveringssikkerhet for kraftsystemet totalt sett. Det påpekes også flere forhold ved organiseringen av kraftomsetningen som ikke tilfredsstiller kravene til velfungerende markeder, f.eks. at det ennå ikke er innført full realtidsprising i detaljmarkedet for kraft på statlig nivå i USA.

Relevans for oss?

Regulatorisk sett er det nordisk-baltiske kraftmarkedet mer komplisert enn tennivå organiseringen og ansvarsfordelingen mellom FERC og statlige reguleringsmyndigheter i USA, men de grunnleggende prinsippene for å kunne utnytte effektiviseringsmulighetene som foreligger gjennom ESR er de samme. I økonomisk terminologi må det legges en total velferdsstandard til grunn for reguleringen, som summen av konsumentnytte og produsentnytte (overskudd) av ESR-tiltakene og ikke bare å vektlegge av konsumentnytte. Her har konkurranse- og reguleringsmyndighetene i de nordiske og baltiske land en viktig oppgave å ivareta med sikte på å stimulere til omforente og effektivt virkende ESR-tiltak innenfor det integrerte kraftmarkedet.

Desember 2015

Kraftbransje, klimaendringer og usikkerhet

«Varmere, villere, våtere» er de tre v-ene som ofte benyttes til generelt å karakterisere de forventede klimaendringene som vi vil stå overfor i tiden fremover. Når det blir spørsmål om mer presist å angi hvordan klimaendringene vil påvirke ulike næringssektorer og geografiske områder av landet, og hvordan vi best skal forholde oss til disse endringene, er usikkerheten stor.

Vår vannkraftbaserte kraftsektor er i særlig grad sårbar overfor de forventede klimaendringene, for alle de tre v-ene. På grunn av det gjensidige avhengighetsforholdet mellom kraftsektoren og andre næringssektorer er den også spesiell, blant annet ved at tidvis sviktende leveringssikkerhet for kraft, som en mulig virkning av klimaendringene, kan få store økonomiske konsekvenser for annen næringsvirksomhet.

Risikoanalyser

Derfor er det viktig at nettopp kraftsektoren forholder seg aktivt til de forventede klimaendringene og utvikler et opplegg for systematiske sårbarhets- og risikoanalyser av klimatiske endringsprosesser som vil påvirke virksomheten til kraftsektoren i større eller mindre grad. På dette grunnlag bør det så utvikles strategier for hvordan man best skal kunne tilpasse seg til den forventede klimautviklingen, basert på risikoanalysene og en samfunnsøkonomisk nyttekostnadsvurdering av mulige tilpasningstiltak, både for kraftsektoren selv, isolert sett, og i relasjon til annen næringsvirksomhet.

Dette arbeidet har kommet godt i gang i mange norske kraftselskaper, både innen produksjons- og nettvirksomheten og blant reguleringsmyndighetene, men mye gjenstår. Her bør man trekke på relevant forskningsbasert kunnskap og på analyseopplegg og erfaringer som er gjort i andre sammenlignbare land og regioner.

Skotsk studie

Blant mange slike opplegg for risikoanalyse kan nevnes en studie som nylig er foretatt ved University of Strathclyde i Glasgow. Skottland kan forventes å stå overfor mye av de samme klimaendringene som Norge. Studien er riktignok foretatt med utgangspunkt i den naturgassbaserte kraftproduksjonen til det store skotske kraftselskapet ScottishPower og er i hovedsak avgrenset til en risikoanalyse for selskapet av et forventet varmere klima, men den metodiske og analytiske tilnæringsmåten er generell og kan tillempes på vannkraftproduksjon for alle de tre v-ene.

Opplegget består av en bredt anlagt risikoanalyse, med anslag på sannsynligheter

for utfall av hendelser relatert til klimautvikling, gradert etter antatt alvorlighetsgrad som disse vil kunne få på ulike områder av selskapets virksomhet. Det opereres også med anslag for usikkerheten knyttet til mulige klimaendningsutfall. På dette grunnlag foretas det en samlet risikoevaluering og oppstilling av en beredskaps- og tiltaksplan for på best mulig måte å tilpasse selskapets virksomhet til den forventede utviklingen. Planen omfatter både adferdsmessige, organisatoriske, tekniske, investeringsmessige og økonomiske vurderinger og tiltak.

Konferanse

Den store, internasjonale IAEE-konferansen (International Association for Energy Economics), som skal holdes i Bergen ved Norges Handelshøyskole 19.-22. juni neste år, har nettopp som hovedtema: *Expectations and Uncertainty. Challenges for analysis, decisions, and policy*. Den vil inkludere usikkerhet med hensyn til klimaendringer og tilpasningsstrategier for kraftsektoren, men vil favne bredere enn dette, ved at håndtering av usikkerhet knyttet til energi og miljø vil være selve bærebjelken i konferansen. (www.iaee2016nhh.no).

Januar 2016

Effektivitet i kraftnettet

Den økonomiske reguleringen av kraftnettet har samfunnsøkonomisk effektivitet som overordnet mål. Effektivitet kan brukes i snever betydning som faktisk effektivitet til nettenheter, målt og avgrenset på en nærmere angitt måte, sett i forhold til et beste praksis referansepunkt eller benchmark, for gitt nettstruktur og teknologi. Det kan også anvendes i en utvidet betydning, der man i tillegg kan trekke inn effektivitetsforbedringer som kan oppnås f.eks. gjennom å fusjonere nettenheter eller å organisere nettet på en annen måte. Reitan-utvalget har nylig gitt viktige innspill til potensielle effektivitetsforbedringer i kraftnettet i den siste betydningen.

Metode- og datagrunnlag

Når regulator har som ambisjon å regulere hver enkelt nettenhet, og dertil står overfor et så stort antall nettenheter som vi har i det norske kraftnettet, er det viktig at metode- og datagrunnlaget som benyttes er best mulig tilpasset til reguleringsformålet. Opplegget som i hovedsak benyttes i den norske reguleringen til å fastlegge benchmark er såkalt DEA-metodikk. NVE har lagt ned et stort arbeid med å tilrettelegge et velegnet datagrunnlag for reguleringen. Det vil likevel alltid kunne være et potensial for videreutvikling og forbedringer.

Ny studie

En fersk doktoravhandling ved Norges Handelshøyskole, av Xiaomei Cheng med medforfattere, gir interessante innspill til slik videreutvikling. Avhandlingen er først og fremst en metodestudie, der forfatterne sammenlikner tre ulike

statistisk-økonomiske metoder til å fastlegge benchmark for effektivitetsmålinger, hvorav DEA er en av disse. Studien gir i tillegg interessant empirisk informasjon om effektiviteten i distribusjonsdelen av kraftnettet, ved at metodene kun anvendes på data for distribusjonsverk.

Et tilbakevendende debatttema om nettstrukturen er om norske distribusjonsverk gjennomgående er for små i forhold til optimal skala. I en delstudie foretatt på data for norske distribusjonsverk for perioden 2004 til 2010 med to av metodene, dokumenteres det at så er generelt tilfelle. Dette gjelder også når det tas hensyn til forhold som ulikheter i topografi, befolkningsunderlag, m.m. for de enkelte distribusjonsverk.

Forfatterene skiller mellom effektivitet og produktivitet, der en produktivitetsendring kan dekomponeres i effektivitetsendring i snever forstand, samt skalaendring og teknologisk endring. Den kanskje mest interessante delen av avhandlingen omhandler nettopp dette. Produktivitetsutviklingen analyseres på grunnlag av data for distribusjonsverk for perioden 2004 til 2013, med anvendelse av alle tre metodene. Resultatene viser at produktiviteten har avtatt for perioden sett under ett og at teknologisk tilbakegang er ett av elementene i dette.

Relevans

Det skal gjennomføres et omfattende investeringsprogram i kraftnettet i tiden fremover og ikke minst distribusjonsnettet står overfor store utfordringer med hensyn til å investere i smart nett-teknologi i vid forstand. Forfatterne er nøkterne med hensyn til å peke på årsaksforhold til den dokumenterte effektivitets- og produktivitetsutviklingen, eller å trekke for bastante konklusjoner av resultatene av analysen for konkrete tilpasninger i reguleringsregimet. Det er likevel viktig at reguleringsmyndighetene tar inn over seg den forskningsmessige innsikt som studien gir, både på det metodiske og regulatoriske plan, med sikte på å utvikle et dynamisk reguleringsregime som gir insitamenter til å realisere effektivitets- og produktivitetspotensialet i kraftnettet.

Februar 2016

Konkurransen i kraftnettet

Konkurransetilsynet har nylig avgitt en høringsuttalelse til Olje- og energidepartementets forslag til endringer i energilovens § 4-2, slik at konsesjon for å eie eller drive utenlandsforbindelser kan gis til andre aktører enn den systemansvarlige eller foretak hvor denne har bestemmende innflytelse. Etter å ha kommentert forslaget, konkluderer Konkurransetilsynet med at det anser «at retten til å eie og drive utenlandsforbindelser bør reserveres en systemoperatør som Statnett for å sikre samfunnsøkonomisk effektiv drift og utbygging».

Nytenking

Dette standpunktet har blitt møtt med kritikk fra flere hold i kraftbransjen. Etter min mening er tilsynets prinsipielle syn i dette tilfellet litt for unyansert og snevert. Det skal foretas meget omfattende investeringer i kraftnettet, nasjonalt og internasjonalt, i tiden fremover, der utenlandsforbindelser inngår som en integrert del, og det foregår en rivende teknologisk og organisatorisk utvikling i nettvirksomheten i vid forstand. I denne prosessen er det behov også for regulatorisk nytenking, dog uten å gå på bekostning av det overordnede målet om samfunnsøkonomisk effektivitet. Jfr. for øvrig min kommentar i Energi nr. 2/2013.

Nyansering

Det er spesielt på fire punkter jeg mener at tilsynets høringsuttalelse burde ha vært nyansert med hensyn til muligheten for innpass av andre aktører enn den systemansvarlige til å eie og drive utenlandsforbindelser; det som internasjonalt gjerne betegnes som «merchant transmission investment», MTI:

- *Ressursbegrensninger.* Systemansvarlig selskap kan være kapasitets- eller ressursbegrenset, herunder finansielt, til at det vil kunne gjennomføre nettinvesteringer med hensyn til tid, sted og omfang i forhold til det som er samfunnsøkonomisk optimalt.
- *Vertikal separasjon mellom nett og marked.* Konkurransetilsynet fremhever bl.a at kraftprodusenter «kan ha incentiver til å begrense kapasiteten i utenlandskabler for å skape temporære flaskehalser i kraftmarkedet og dermed øke kraftprisene». Dette er egentlig et argument som vedrører spørsmålet om full vertikal separasjon mellom nett og marked, som kan og skal implementeres, og ikke et argument mot MIT i seg selv.
- *Markeds- og nettområde.* Utbygging og drift av utenlandskabler får ikke bare virkninger på markedstilpasning og systemdrift i det innenlandske kraftsystemet, men i prinsippet på hele det integrerte nordisk-baltiske markedet som vi er en del av og også gjennom markedskopling og bilaterale kraftutvekslingsavtaler til det europeiske kraftmarkedet.
- *Systemansvarlig.* I uttalelsen settes det likhetstegn mellom Statnett som sentralnettselskap (TSO) og systemansvarlig (SO). Dette er riktig ut fra dagens situasjon, men det er likevel spørsmål om en slik ordning bør videreføres, så vel organisatorisk som regulatorisk, i fremtiden. Personlig mener jeg at tiden er overmoden for å drøfte og få på plass en uavhengig systemoperatør (ISO) for hele det integrerte nordisk-baltiske kraftmarkedet, for å sikre helhetlig planlegging og optimal utbygging av overføringsnettet og en ikke-diskriminerende systemdrift mellom aktører og interessegrupper.

Konsesjon

En eier av en utenlandsforbindelse skal naturligvis reguleres i henhold til reguleringsregimet som til en hver tid gjelder for det aktuelle nettområdet og drives som en integrert del av dette av systemansvarlig. Sammenholdt med de

vilkår som kan stilles gjennom konsesjonsinstituttet, burde dette i tilstrekkelig grad kunne forebygge eventuelle konkurransemessig uheldige virkninger at av andre enn systemansvarlig kan investere i utenlandsforbindelser.

April 2016

Russlands kraftmarkedsreform

I år er det ti år siden det russiske spotmarkedet for kraft ble åpnet, som et første skritt i en omfattende reorganisering av kraftomsetningen i landet, der deler av det tidligere Sovjetunionen også inngår. Siden har settet av kraftmarkeder blitt utvidet med en såkalt «Unit Commitment» auksjon med tre dagers tidshorisont, et balansekraftmarked, et marked for systemtjenester, et kapasitetsmarked og et finansielt derivatmarked. Et marked for detaljomsetning inngår også som et ledd i kraftmarkedsreformen, men dette er foreløpig strengt prisregulert.

Det russiske kraftmarkedssystemet er delt inn i to delområder eller prissoner, i henholdsvis den europeiske og den sibirske prissonen, men med markeds-kopling mellom dem fra 2014. Samlet representerer områdene en årlig kraftomsetning på ca 1000 TWh. Markedsområdet er meget stort i geografisk utstrekning og den underliggende produksjons- og nettstrukturen er kompleks. I algoritmen for klareringen av hver av spotmarkedets 24 timer inngår eksempelvis ca 8000 noder og 12 000 kraftlinjer. Store deler av det tidligere Sovjetunionen omfattes ikke direkte av kraftmarkedsreformen.

Markedsmessig og organisatorisk har reformen mange fellestrekk med tilsvarende reformer i andre land, inklusiv vårt eget nordisk-baltiske kraftmarked, men det er også mange ulikheter og tilsynelatende anomalier. Spesielt underlig fra et norsk synspunkt er måten som vannkraftproduksjonen blir håndtert på i klareringen av spotmarkedet; nærmest som en form for kraftallokering eller tilpasning utenom selve markedet. Marginal vannverdi beregnes i systemet, men uten at den ser ut til å bli lagt til grunn ved markedstilpasningen. Markedskonsentrasjonen er gjennomgående høy og utøvelse av markedsmakt er derfor et påtrengende problem i konkurransereguleringen.

Det kanskje mest interessante markedet i markedssettet er kapasitetsmarkedet, som ble etablert i 2010. Formålet var først og fremst å få til en kraftig satsing på nyinvesteringer, både på produksjons- og nettsiden. Behovet for nyinvesteringer har vært meget stort etter en lang periode med manglende investeringer i vedlikehold og ekspansjon etter oppløsningen av Sovjetunionen i 1991. Kapasitetsmarkedet består av to elementer: a) et langsiktig marked med ulike former for incentiver for investeringer i et 15-års perspektiv og b) en årlig auksjon for residualkapasitet, der det tas hensyn til kapasitet som kommer til veie gjennom

det langsiktige markedet. Ordningen er interessant, men det er ennå for tidlig å si hvor vellykket den er med sikte på å løse det påtrengende behovet for nyinvesteringer i kapasitetseksponasjon og modernisering av kraftsektoren.

Det russiske markedet er knyttet sammen med det nordisk-baltiske markedet med kraftlinjer både til Finland og de baltiske landene, men det foreligger ennå ingen form for organsiert markedskopling mellom markedssystemene. Her bør det foreligge interessante muligheter for økt kraftutveksling og bedre ressursutnyttelse i begge systemer. For vårt integrerte kraftmarked bør med andre ord synsfeltet for effektivitetsforbedringer utvides fra markedskopling til Europa til også å inkludere Russland.

Mai 2016

Forskning og næring

De sterke uttalelsene til fiskeriminister Per Sandberg om forskningen innen oppdrettsnæringen og at Havforskningsinstituttet skal være et næringsvennlig institutt som skal følge opp ambisjonene regjeringen har for næringen, har med rette ledet til en engasjert debatt. Debatten har dels dreid seg om forskningens uavhengighet, dels om forskningens kvalitet og dels om forskningsbasert kunnskap som grunnlag for beslutninger innen næring og politikk. Dette er spørsmål av allmenn interesse og betydning for all forskning og bør tas på største alvor.

I siste instans dreier det seg om forholdet mellom kvalitet og relevans i forskningen. Ofte fremstilles det som at det er en iboende konflikt mellom de to hensyn, men det behøver ikke å være tilfelle. Min erfaring er at den beste anvendte forskningen i alminnelighet oppnås når det er en gjensidig forståelse og respekt for rollene til de ulike parter som deltar i forskningsprosessen og med fullt engasjement fra partene gjennom hele prosessen. Dessverre skorter det ofte på dette i praksis og kanskje spesielt på det siste fra eksterne brukere.

En uttalt bekymring fra mange forskerhold i de senere år er at relevans og «nytte» vektlegges sterkere fra bevilgende forskningsmyndigheter og andre finansieringskilder og beslutningstakere i forskningen, og at dette kan komme til å gå på bekostning av forskningskvalitet. Forskningen stykkes opp i prosjekter med kort tidshorison for gjennomføring, relevanskravet stilles tidlig i prosessen og det avsettes ikke nok tid og ressurser til å bearbeide rapporter og resultater for publisering i fagfelleverderte tidsskrifter, fortrinnsvis internasjonale, eller på annen måte for å bli testet mot etablerte kvalitetskrav.

Konflikten mellom kvalitet og relevans blir gjerne satt på spissen i oppdragsforskningen og for de næringsrettede instituttene, men har også kommet til

uttrykk i den mer langsiktige satsingen fra Forskningsrådets side på anvendt forskning. Det foreligger forskningsetiske retningslinjer for oppdragsforskning og forskning generelt som skal sikre uavhengighet for forskerne med hensyn til teori- og metodevalg og i tolkningen av resultatene, og at forskningen skal gjøres tilgjengelig for andre for å sikre åpenhet og kvalitetsvurdering. Slik sett er de grunnleggende forskningshensynene ivaretatt, rent formelt.

Forskningsbasert kunnskap vil bidra til å forbedre beslutningsgrunnlaget i politikkkutforming og næringsvirksomhet. Likevel vil slik kunnskap sjelden eller aldri utgjøre hele grunnlaget. Det er politikeres og beslutningstakers privilegium og soleklare rett til å utforme politikk og fatte beslutninger som de finner best ut fra en samlet vurdering av alle hensyn. Når våre politikere f.eks. gikk inn for å etablere det felles norsk-svenske sertifikatmarkedet for fornybar energi for fem år siden, må vi gå ut fra at dette nettopp var et slikt politisk valg ut fra en samlet vurdering, til tross for at et så godt som samstemt korps av energiøkonomiske forskere advarte mot at dette ville bli et uforholdsmessig kostbart og samfunnsøkonomisk ulønnsomt tiltak. Etter en fornyet debatt, ser det nå ut til at ordningen vil bli avvirket fra 2020.

Politikere og andre beslutningstakere kan på den annen side ikke begrunne sine beslutninger i en mer eller mindre bevisst feilaktig tolkning eller fordreining av foreliggende forskningsresultater for å tilpasse dem til beslutningen og således gi den et skinn av forskningsmessig legitimitet. På samme måte må ikke forskere i rådgivning og formidling «strekke» forskningsresultatene lengre enn det er faglig grunnlag for, eller å tre utenfor sitt faglige kompetanseområde, når de uttaler seg om konkrete beslutninger i politikk eller næring. Her syndes det nok dessverre ofte.

Hvis uttalelsene til fiskeriministeren kan ha bidratt til å høyne bevisstheten i forskningssystemet, hos beslutningstakere og i den brede allmennhet om spørsmål knyttet til uavhengighet, kvalitet og relevans, og forskningsbasert kunnskap som beslutningsgrunnlag, kan de ha hatt sin misjon. Først og fremst bør Forskningsrådet foreta en gjennomgang og grundig drøfting av hele sin rolle som «vaktbikkje» og sentral aktør på området for å sikre de grunnleggende forskningshensyn.

Del IV. Andre utvalgte skrifter

The political economy of carbon pricing. A commentary*

*Bokanmeldelse av tre bøker om karbonprising, i *Economics of Energy and Environmental Policy (EEEP)*, No. 2, 2012

Carbonomics. How to Fix the Climate and Charge it to OPEC, by Steven Stoft with assistance from Dan Kirschner. (Diamond Press, 2008). Paperback, 297 pp. ISBN 13: 978-0-9818775-0-1.

Pricing Carbon. The European Union Emissions Trading Scheme, by A. Denny Ellerman, Frank J. Conway and Christian de Perthuis. (Cambridge University Press, 2010). Hardback, 368 pp. ISBN 978-0-521-19647.

Climate Policy after Copenhagen. The Role of Carbon Pricing, by Karsten Neuhoff. (Cambridge University Press, 2011). Paperback, 274 pp. ISBN 978-1-107-40141-9.

Carbon pricing has become a central item on the political agenda in international climate negotiations as a policy instrument to combat green house gas (GHG) emissions, considered either in isolation as an instrument, or in combination with other policy instruments to achieve stated objectives and targets in climate and environmental policies.

This has stimulated a lot of research on carbon pricing, resulting in a steady flow of interesting books and papers to the environmental economics and policy literature. The research spans a wide area of topics and issues – e.g. carbon emissions market design, regulation of carbon markets, evaluation studies of the functioning of established carbon markets, cap-and-trade policy formation, optimal mix of policy instruments in relation to stated policy objectives and targets, harmonisation of national and international carbon policies, international enforcement of a carbon policy with carbon emissions as a global environmental issue, etc. This has significantly improved the research-based knowledge foundation for the formation of carbon policies, but has it impacted to the same extent on the actual formulation and implementation of carbon policies in practice, especially in an international or global policy context?

The three books under review here have carbon pricing as their unifying theme, but they approach and discuss it from somewhat different angles and perspectives. Stoft's book is first and foremost a pedagogical attempt to explain to the interested layman what carbon pricing and carbon policy is all about, with the United States as the main frame of reference, while Ellerman *et al* document an

evaluation study of the most developed and best functioning carbon emissions market in the world so far, i.e. the European Emissions Trading Scheme (EU ETS). Neuhoff describes the experience of the domestic implementation of climate policies through the example of carbon pricing, and discusses the implications for the design of international climate cooperation.

Taken together the three books complement each other nicely. They represent an invaluable source of information on carbon pricing, broadly defined, and should be required reading for everyone interested in understanding and be updated upon carbon pricing as an instrument in energy and environmental policies. They are all written in a pedagogical form to make them readily accessible to interested readers without necessarily being trained in economics. Technical material is placed in appendices or in boxes in the text, which can be skipped without missing too much out on the analysis and discussion in the books.

Steven Stoft is well-known to the profession for his scientific contributions to energy economics, particularly to the analysis of liberalised power markets and highlighted in his treatise *Power System Economics*, a book that has been translated into several foreign languages. In *Carbonomics* he pioneers a new area of research and presents it in a non-technical, popularised form to reach out to a broad range of potentially interested readers. He is on the whole quite successful in his venture; it is a fascinating book to read, with illuminating examples and anecdotes scattered throughout the text to illustrate his points, without unduly sacrificing or violating the basic economic principles underlying the analysis.

Carbonomics contains 31 chapters divided into five parts: 1. Fossil-Fuel Myths, 2. Energy-Market Realities, 3. Core National Policies, 4. Global Policy, and 5. Wrap-Up. There is an additional chapter with Endnotes, summarising nicely the content of the numbered chapters.

A central element in Stoft's box of tools of (national) policy instruments is his proposal for a so-called *untax* on carbon. An *untax* is a tax on all carbon dioxide emissions in which all the proceeds of the tax is redistributed to the consumers of carbon products, in principle all citizens of a society and here exemplified by the American consumers. He argues strongly and convincingly for the introduction of a carbon *untax*, and for its properties with regard to both efficiency and fairness.

I think it is fair to say, however, that the *untax* proposal has not been met with the same enthusiasm among policy decision makers that Stoft shows, and maybe also among his fellow economists. An *untax* is an example of an earmarked tax and such a tax is usually considered with some skepticism by

economists. The transaction costs of collecting and especially of redistributing the untax may also be higher in practice than Stoft seems to indicate.

Carbonomics was published in December 2008 and a revised and updated version would be highly welcomed, perhaps tightening it up a little on outline and exposition compared with the current edition. Much has happened on the international policy scene since the book was written and the analytical foundation of carbon pricing has also been strengthened. It would be particularly interesting to get Stoft's views on why his home country, the United States, as the largest emitter of carbon dioxide in the world, now challenged by China though, has been so reluctant to take a constructive, leading position in international climate negotiations.

The Ellerman *et al* book focuses on the first period (2005-7) of the EU Emissions Trading Scheme (ETS), often referred to as the "pilot" or "trial" period. It is an excellent example of an *ex post* evaluation study: comprehensive and rigorous, based on a wealth of data and information collected about the ETS and the industries and sectors cover by the cap-and-trade-scheme; well-founded and well-balanced analysis and argumentation; close contact with informants and stakeholders during the research, documentation and dissemination phases of the project, without infringing on the independent status and evaluation undertaken by the research team; and analysis and results being presented so as to make them accessible to a general audience.

When emissions trading was first formally suggested by the EU Commission in 1999, a trial period was quickly developed and "applied to twenty-seven countries with a population of close to 500 million, embracing twenty-three languages, varying institutional capacities and economic structures, and considerable diversity as regards familiarity with markets generally, and the application of markets to environmental policy in particular", as the authors put it in a concluding chapter (pp 287-88). Their analysis, descriptive rather than normative, is generally quite sympathetic with the ETS model and the empirical application of it, but they point to some problems and weaknesses in its design and implementation in practice. It was a pioneering policy experiment on a grand scale when it was launched, and there were many stumbling blocks underway which could have put a definite end to the trading scheme.

There are two basic issues to be faced with in a cap-and-trade model: setting a cap on the total volume of emissions of a pollutant and then deciding on the corresponding volume of allowances and how they should be allocated among affected installations and facilities. The authors state quite clearly that there had been no EU ETS unless allowances in the trial period had been allocated for free, because of political constraints and opposition from involved parties

and stakeholders to non-free allocations. Now this opposition seems to have vanished and moved more in favour of auctioning of allowances under the ETS.

To me the most interesting part of the ETS evaluation study is, in fact, the two chapters on the allowance allocation under the ETS and the analysis of effects of free allocations. (Chapters 3 and 4). The authors undertake a careful and well-documented evaluation of those effects, and come up with conclusions that are much more nuanced than one might off-hand have expected with regard to the distortive influence on prices and incentives in the short and long runs from a free allocation system.

There is an Annex to the evaluation study on the interaction between the EU ETS and European electricity markets, by Jan Horst Keppler, University of Paris-Dauphine. Again, this is a highly interesting and readable study. He documents e.g. that the first period of the ETS had its largest impact on the profitability of European electricity companies, which gained additional rents in excess of € 15 billion under the scheme – a considerable transfer of income from other parties participating in the scheme, and in the end from consumers. He maintains, however, that auctioning of allowances will change this state of affairs, with coal producers being most strongly affected by the new arrangements.

Of the three books reviewed and commented on here, the most ambitious approach and outline of a carbon policy design for international climate negotiations, with carbon pricing as a cornerstone instrument, is **Karsten Neuhoff's** recent contribution. He is also successful in achieving his main motivation and purpose of writing the book, i.e. the need for information and stringent analysis of factors impacting on climate policy implementation and how domestic policy design based on carbon pricing, supported by specific regulations, can be furthered and developed through international cooperation. There is some overlap with the Ellerman *et al* study of the EU ETS, but largely on the supplementing and complementing side, I would say.

Neuhoff points to the shift of emphasis in climate and environmental policy design from marginal GHG emissions reductions *per se* towards a low-carbon policy and technology focus, triggered to some extent by the rapid evolution in the scientific knowledge base and a changing economic-policy environment. Many countries have now formulated quite ambitious goals for decarbonisation of their energy system and shifting investment over to non-fossil, renewable energy forms.

Is the carbon price, determined under a cap-and-trade scheme, like e.g. the EU ETS, necessarily a credible and reliable signaling device for strategic investors who consider undertaking investment in low-carbon energy technologies,

typically with a long-term planning and life-time horizon characterised with great uncertainty, and will their investment decisions taken together lead to optimal investment in low-carbon energy systems for society, in accordance with stated policy objectives and targets?

This issue is discussed at length by Neuhoff, especially in Chapter 4, for different types of investors and types of uncertainty. One basic condition is, of course, that the cap-and-trade scheme functions efficiently in market terms – a condition that is not necessarily fulfilled in practice, considering the experience till now with existing emissions trading systems. Neuhoff discusses some solutions and remedies to the problem, e.g. a government guaranteed minimum carbon price, and maybe combined with an indicative price trajectory above the floor price for a stipulated future period. Such a floor carbon price is, in fact, a central element in the new British policy plan for developing a low-carbon energy system.

Another type of uncertainty that may result in insufficient investment planning foresight for investors, is political uncertainty with regard to changes over time in the policy regime for low-carbon and renewable energy investment measures and incentives. This type of uncertainty may be even more difficult for investors to evaluate and take account of in their investment decisions than market and price uncertainty related to the emissions trading regime itself. The obvious answer is for governments to bind themselves reliably to the policy mast and avoiding opportunistic policy behaviour, but this is evidently easier said than done in practice.

Is the problem of reaching consensus in international climate negotiations on a common carbon policy and carbon emissions pricing an argument for individual countries or regions (e.g. the EU) not to embark domestically on a strategy for developing an ambitious carbon policy by themselves? This question is also discussed by Neuhoff. One obvious problem with such an approach is that carbon markets may become too narrow and illiquid to function efficiently, and that the international carbon market may become too fragmented to cope effectively with the global environmental nature of carbon emissions. There are, however, some encouraging signs that nations and states join together in a cooperative effort to develop broader and deeper regional carbon emissions markets. This is the case e.g. for some states in the United States and between Australia and New Zealand.

Could such a “regionalisation” of carbon emissions markets with a subsequent joining together of regional markets into larger units be a workable strategy for developing a comprehensive international system for a low-carbon policy and control of carbon emissions? One unresolved problem with such a strategy would be the issue of carbon leakage between regions with different market structures and carbon emissions prices.

Neuhoff gives an insightful analysis and discussion of the carbon leakage problem in general and in relation to regionalisation of carbon markets in particular. Except for some sub-sectors of the economy, the problem of carbon leakage may be less of a problem than the impression one often is left with from international climate negotiations. A regionalisation of domestic carbon markets would in any case internalise some part of the carbon leakage problem.

Read the books under review and become enlightened about one of the most important and challenging policy issue that is facing us, domestically and globally! It is a complex issue with no simple, one-eyed solutions or remedies. Carbon emissions pricing should definitely still be a cornerstone in the policy instrument package, but needs to be supplemented with other policy measures to effectively achieve the objectives and targets of an ambitious and comprehensive international carbon policy.

Energivalg i en usikker verden*

*Kronikk i Bergens Tidende, 20.06 2016

Faktaboks

Den internasjonale konferansen til International Association for Energy Economics (IAEE) arrangeres på Norges Handelshøyskole, 19. – 22. juni, med hovedtema: Energy. Expectations and Uncertainty. Challenges for analysis, decisions, and policy. IAEE har ca. 5000 medlemmer i 120 land og utgir tre tidsskrifter innen energi- og miljøøkonomi og –politikk.

Konferansen vil bli det største arrangementet til nå i IAEEs 40-årige historie. Over 600 deltakere fra hele verden innen forskning, næringsliv og forvaltning har meldt seg på, 400 faglige studier vil bli presentert og det vil bli avholdt et 40-talls foredrag og innlegg i plenumssesjoner og seminarer av internasjonale eksperter innen energi- og miljøøkonomi.

Einar Hope leder arrangementskomiteen for konferansen.

Vestlandet har blitt hardere rammet, økonomisk og sysselsettingsmessig, enn noen annen landsdel av det dramatiske oljeprisfallet i den senere tid. Den store næringsklyngen av direkte og indirekte rettet petroleumsvirksomhet har gjort vår region spesielt sårbar overfor svingninger i petroleumspriser og andre forhold som påvirker aktiviteten i næringen. Kraftprisen har så langt vært langt mer stabil, men også her ser vi at forventninger om fortsatt lav kraftpris i årene fremover har ført til at f.eks. et kraftselskap som BKK har satt i verk tiltak for kostnadsinnsparinger og nedbemanning. Forventninger og usikkerhet får betydning for disposisjoner og strategier på kort og lang sikt for all energivirksomhet.

Usikkerhet er noe som energisektoren alltid har levd med, men utviklingen har medført at usikkerheten har økt og blitt mer kompleks enn tidligere, gjennom hele verdikjeden fra produksjon til sluttforbruk. Det innebærer at vi alle må forholde oss mer aktivt og bevisst til usikkerhet i våre energivalg.

Vi kan skille mellom fire hovedtyper av energiusikkerhet: markedsmessig, politisk, regulatorisk og teknologisk. Noen eksempler:

For petroleumsvirksomheten er det først og fremst markedsmessig usikkerhet man må forholde seg til. Fallet i oljeprisen kan tilskrives en rekke forhold ved utviklingen i de internasjonale oljemarkedene. Medvirkende til prisen er blant annet at priskartet OPEC har fått redusert sin markedsmakt over tid som følge av at nye produsentland utenfor kartellet har kommet til, skiferolje og –gass fra USA har økt tilbudet i markedet og gjort landet nærmest uavhengig av

import, og etterspørselen etter olje har blitt påvirket av omleggingen fra fossil til fornybar energi. Nå er oljeprisen på vei oppover igjen, men prognosene for prisutviklingen fremover spriker sterkt.

Et eksempel på politisk usikkerhet om kraftpriser kan hentes fra det nordiske kraftmarkedet. Dette er et velfungerende marked med god balanse mellom tilbud og etterspørsel. For å fremme et politisk mål om å øke andelen av fornybar energi, ble det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet etablert i 2012, med en målsatt produksjon av ny fornybar energi på ca. 28 TWh innen 2020, hovedsakelig vindkraft. Et nærmest samstemt kor av samfunnsøkonomer advarte sterkt mot ordningen og hevdet at den ville medføre samfunnsøkonomisk ulønnsomme investeringer i ny kapasitet i kraftsektoren. En lav kraftpris som følge av overkapasitet påvirker lønnsomheten til etablerte kraftprodusenter og kan gjøre det vanskeligere å oppnå andre politiske mål, f.eks. om energieffektivisering. Etter hvert har andre kritikere sluttet seg til, både fra kraftbransjen selv og fra myndighetene. Politiske signaler kan tyde på at ordningen ikke vil bli vurdert forlenget etter 2020, i hvert fall ikke i dens nåværende form.

Regulatorisk usikkerhet er nært forbundet med politisk usikkerhet, men regulering utgjør et eget myndighetsområde. Denne formen for usikkerhet kan også eksemplifiseres med kraftsektoren. Energiloven av 1990 la grunnlaget for en nyorganisering av kraftsektoren, med skillet mellom marked og nett, og etablering av et nytt reguleringsregime med konkurranseregulering av kraftmarkedene og netregulering av nettvirksomheten. Nå vurderes en reorganisering av kraftnettet, bl.a. med forslag om å opprette såkalte distribusjonssystemoperatører (DSOs) i nettet. Reguleringsmodellen for kraftnettet er også under evaluering av Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) og en ny modell skal være på plass fra neste år for kommende reguleringsperiode. Det er behov for å harmonisere netreguleringen innen det nordisk-baltiske kraftmarkedet og også med reguleringsregimet i EU gjennom markedskoplingen til Europa og nye kraftkabler som er vedtatt bygget til Storbritannia og Tyskland. Regjeringen går for øvrig nå inn for at også andre aktører enn Statnett skal kunne eie og drive utenlandsforbindelser.

Skifergassrevolusjonen i USA kom som et resultat av et teknologisk og økonomisk gjennombrudd for frackingmetoden og kom ganske så uventet på en hel energiverden, bortsett fra de få innvidde som kjente til den nye teknologien. Enda mer gjennomgripende på energihverdagen til folk flest vil likevel teknologien som knytter seg til smarte nett, vidt definert, være. Her står vi bare på terskelen til en utvikling som vil snu opp ned på vante forestillinger om energibruk og sektororganisering, som åpner opp for nye muligheter for etablerte og nye aktører innen nett og marked, men som også vil betinge at vi som forbrukere vil måtte ha et langt mer bevisst forhold til vår energibruk og våre

energivalg. For eksempel vil vi kunne oppnå betydelige økonomiske besparelser ved å flytte deler av forbruket over fra perioder med høy belastning i produksjon og nett, og dermed høye priser, til tider med lav belastning og lave priser.

Et viktig område for alle hovedtyper av usikkerhet, som jeg ikke har gått inn på, ligger i skjæringsfeltet mellom energi- og miljøpolitikk. Et eksempel: En fersk rapport fra Thema Consulting bebuder at prisen på kraft kan komme til å stige meget sterkt frem mot 2030, faktisk en mangedobling fra dagens nivå, først og fremst som følge av at kvoteprisen på CO₂ i EUs kvotemarked, som Norge er tilknyttet, må forventes å stige kraftig. Men dette betinger at det er politisk vilje og enighet mellom landene i kvotemarkedet til å iverksette tiltak som gir et slikt utfall. Erfaringen så langt er ikke særlig oppløftende i så henseende. Det har gjennom årene blitt gjort flere forsøk på å stramme inn på kvotemengden for å få opp kvoteprisen, men disse har stort sett strandet til nå på grunn av politisk motstand. I alle fall står konsulentselskapets analyse i klar kontrast til andre analyser og prognoser for prisutviklingen på kraft på lengre sikt.

Usikkerhet kan ikke elimineres, men ny kunnskap og bedre metoder vil kunne gjøre risikoen mer håndterbar for energisektoren. Det satses da også mye på dette området i energiselskaper verden rundt. Det svenske kraftselskapet Vattenfall har som eksempel bygget opp en egen avdeling som arbeider med risikoanalyser. Her kan forskning og næringsliv møtes i fruktbart samarbeid.

CURRICULUM VITAE

EINAR HOPE

PERSONAL

Name: Einar Hope
Born: 13.07.1937
Private address: Storevarden 31, 5114 TERTNES
Office address: Norwegian School of Economics,
Helleveien 30, N-5045 BERGEN
Civil status: Married to Margrethe Hope

EDUCATION

Ph.D. in Economics, Norwegian School of Economics and Business Administration (NHH), 1967.
Master Degree in Economics and Business Administration, NHH, 1962.
Graduate Bergen Commercial College, 1958.

AWARDS, HONOURS and MEMBERSHIP

The Shell Prize in Economics for petroleum research 1979
International Association for Energy Economics' Award for Outstanding Contributions to the Association, 2013.
The Nigerian Association for Energy Economics. Award of Honour, 2012.
Knight of the 1st Order of the Royal Norwegian St. Olav's Order by the King of Norway in reward for "excellent service to nation and mankind", 2008.
Lifelong member of Clare Hall, University of Cambridge
Norwegian Academy of Technological Sciences (NTVA), voted member 2006-
Academia Europaea, voted member 2011-.

STUDIES AND STAYS ABROAD

Visitor, the World Bank and the International Monetary Fund, February/March and December 2002
Ruhrgas-scholarship in energy economics 1990: Stays at the Institute of Energy Economics, University of Cologne, University of Bayreuth, German Institute for Economic Research, Berlin.
Stanford University and Electric Power Research Institute, 1988.
Visiting Fellow, Clare Hall, University of Cambridge, 1971-72.
Nordic course in economics for young researchers (international economics), Helsinki, 1967.
Graduate student, University of Minnesota, Department of Economics, 1965-66.
Salzburg Seminar in American Studies, Salzburg, 1963.

POSITIONS

Professor Emeritus, NHH, 13.7.2004 -
Professor in energy economics, NHH, 01.03.1999 - 13.07.2004
Director General, Norwegian Competition Authority, 1995-1999.
President, Centre for Research in Economics and Business Administration,
1991-1995.
Professor II in Economics, NHH, 1987-1998.
Executive Director, Center for Applied Research, 1978-90.
Executive Director, Institute of Industrial Economics, 1976-78.
Associate Professor in Economics, NHH, 1968-76.
Assistant Professor in Economics, NHH, 1967-68.
Research Fellow in Economics, NHH, 1964-67.
Research Assistant in Economics, NHH, 1962-64.

PROFESSIONAL REPRESENTATIONS, MEMBER OF BOARDS, ETC

Chairman of Board, Oslo Centre for Research in Environmentally friendly
Energy (CREE), 2010-2015
International Association for Energy Economics (IAEE). President 2010,
President-Elect 2009.
Academia Europaea, Member of Board, Bergen Hub, 2014-
Book Review Editor of IAEE journal Economics of Energy and Environmental
Policy, 2011-
Energy – Climate – Technology (ECT) Conference 2008 and 2009. Chair of
Organizing and Programme Committees.
Initiator of Energiforum EF, chairman of Board, 2004-2009. Chair Organizing
Committee for the Annual Energy Foresight Symposium, 2006-2007
Christian Michelsen Institute, member of Board, 2005-2012
Christian Michelsen Research Foundation, chair of Board, 2005-2012
Fish Pool ASA, member of Index Surveillance Board, 2006-2014
International Association for Energy Economics; member of Council 2003-.
Vice President for Conferences, 2003-2008. Member of several programme
committees for IAEE Conferences. Organized IAEE European Conference in
Bergen 2000 and 2005. General Conference Chair, IAEE International
Conference, Bergen, 2016.
Initiator of a new IAEE journal: Economics of Energy and Environmental
Policy (EEEP). Chair of Working Group and drafting of proposal to establish
the journal.
Workgroup for Infrastructure Policy, TU-Berlin, member of programme
committee, 2004-08
Norwegian Central Bureau of Statistics, member of Board, 2003-2009
Nansen Environmental and Remote Sensing Center, member of Scientific
Committee, 1998-2010.

Norwegian Research Council, member of board of research programme for tourism, 2006-2009

Norwegian Research Council, member of committee to evaluate plagiarism in research and ethics of research citations in writing, etc. 2011.

Gas Oracle, Member of Board, 2002- 2005

Government Committee on the Benchmarking of the Norwegian Economy, Head, 2000-2001

Government Committee on Competition in the Market for Legal Services, Head, 2001-2002

Administrative Research Institute, NSEBA, member of Board, 1999 – 2003

Bergensbanken/Handelsbanken, member of Board 1999- 2000

Government Bank Insurance Fund of Norway, member of Board, 1991-94. Chairman 1.11.94-2000

Government Committee on International Competition in the Financial Sector, Head, 1999-2000

Government Committee on Government Media Policy, member, 1999-2000

Economic advisor to the Norwegian Ministry of Oil and Energy on Gas Restructuring, 1999-2001

EU-financed research programme SESSA; member of Executive Board and Head WP6: Harmonising an effective regulation, 2003- 2005.

Norwegian Research Council, member of research strategy group for Future energy systems, 2007.

Norwegian Research Council; member of Programme Board of Travel and Tourism Policy, 2007-

Norwegian Research Council; member of Interimboard for the research programme RENERGI, 2004, and member of planning committee for the programme 2003-04.

Norwegian Research Council, member of Programme Board for Research on Market and Society, 2000-2006

Norwegian Research Council, Chairman, Programme Board for Energy and Environmental Research, 2000-2004

Research Fund for Sydkraft AB, now E.ON Sweden, member of Board, 2001-2006

Inter-American Development Bank, member of Advisory Board for research programme on Sustainability of Power Sector Reform

Member of several Programme Committees for international conferences on energy economics and competition policy

Government Committee for Competition Policy, member, 1990-91.

Swedish Competition Authority, member of Research Council, 1995- 2005

The Energy Journal, member of Editorial Board, 2000-

International Journal of the Journal of Economics of Business, member of Editorial Board, 1993-2008

Government Committee for Market Institutions in the Electricity Sector, member, 1990-91.

NORAS - Norwegian Council for Research in the Social Sciences, member of council, 1988-92.

NORAS, Programme for Research in the Financial Sector, member of programme committee, 1990-96.

Evaluation of research in Lithuania, chairman of expert committee for economics and law, 1995.

Center for the Dissemination of Research, member of board, 1991-94.

Bergen High-Technology Centre, member of board, 1991-1995.

Economic College, member of Council, 1986-96.

Marine Genetics Ltd., chairman of Board, 1989-91.

European Association for Research in Industrial Economics, member of Steering Committee, 1977-93.

European Association for Research in Industrial Economics, member of East-West Committee, 1989-90.

International Journal of Industrial Organization, Associate Editor, 1988-1995.

Community of European Management Schools (CEMS) Business Review, member of Editorial Board, 1994-1996.

European Institute for Advanced Studies in Management, member of Board, 1995- 2002.

The World Confederation of Productively Science, member of Board of national chapter, 1990- 1992.

Norwegian Banking and Security Commission, member of Board, 1987-90.

Bergen Research Foundation, member of Board, 1987-90.

SAF-Konsulent Ltd., member of Board, 1986-88, chairman of Board, 1989-95.

International Association of Energy Economists, member of Board Norwegian chapter,

1985-88. Appointed as Desisor, 2014-

Center for European Policy Studies, advisor, 1987, 1994

Norwegian Maritime Research, member of Editorial Committee, 1983-86.

Norwegian Association of Electricity Companies, consultant to the Board, 1981-85.

Norwegian Journal of Business Administration, member of Editorial Board, 1972-84.

Extension Division of the Norwegian School of Economics and Business Administration, member of Board, 1981, chairman of Board, 1982-86, member of Board, 1992-1995.

Bergen Economic Association, chairman, 1979-82, secretary, 1966-72.

Norwegian Research Council for Technology and Natural Sciences, member of

Committee for shipping research, 1980-82.
Norwegian Petroleum Association, member of Board, 1976-78.
Wichman Motorfabrikk Ltd., member of Board, 1976-78.
Journal of Economic Literature, Scandinavian correspondent, 1972-77.
Member of a number of committees at the Norwegian School of Economics and Business Administration and in the Norwegian university system.
Chairman, Committee for Graduate Studies, NHH, 1999-2002.

Research cooperation and participation with international institutions and agencies, a.o. University of Cambridge, University of Minnesota, Stanford University, Stockholm School of Economics, Electric Power Research Institute, University of Khartoum/Development Studies and Research Centre, International Institute of Management, Centre for European Policy Research, FAO, OECD, Institute of Industrial and Social Research, Institute of Energy Economics, German Institute for Economic Research.
Supervision, evaluation and training of research personnel.
Referee for International Journal of Industrial Economics, Journal of Industrial Economics, Scandinavian Journal of Economics, and The Energy Journal.

TEACHING AND ADMINISTRATION

Developing and managing the MBA summer school course at NHH for foreign students in Natural resource management and policy: The Norwegian model, June/July 2007, 2008, 2009 and 2010.

Taught at several Executive Master programmes of the NHH, e.g. Certificate in Financial Energy Market Analysis, Master in Public Economics and Leadership, Master in Strategic Leadership. IAEE Summer School 2015 and 2016 in Istanbul on energy sector reforms.

Member of a number of internal committees at NHH, e.g. Chairman of the Standing Programme Committee for Graduate Studies, NHH, 1999-2002
Taught most courses in economics at the Norwegian School of Economics.
Developed the field of industrial organisation and energy economics at the School, both at undergraduate and graduate levels.
Examiner at the NHH and a number of academic institutions in Norway.
External examiner, Master programme in energy management, University of Strathclyde, 2011-2015.

LIST OF PUBLICATIONS

A. ECONOMICS - INDUSTRIAL ORGANIZATION

Studies in competition-and energy policies. Selected publications, 2004 – 2016. SNF/NHH, 2017.

A competent and independent competition policy agency. Some reflections and viewpoints, in *Room for Action in Competition Policy*. Festschrift to Christine Meyer, Fagbokforlaget, 2014. (Et kompetent og uavhengig konkurransetilsyn. Noen refleksjoner og synspunkter).

Competition and competition policy for innovative industries (Konkurransen og konkurransepolitikk for innovative næringer), with Kåre P. Hagen: Økonomisk Forum, nr. 3, 2007.

Competition policy and sector-specific economic media regulation - and never the twain shall meet?, Paul Seabright and Jürgen von Hagen (eds): *Economic regulation of broadcasting markets*, Cambridge University Press, 2007.

Competition and competition policy for innovative industries, SNF-Working Paper 26/04. 78p. (with Kåre Petter Hagen)

Competition policy and economic sector regulation: And never the twain shall meet? Norwegian Competition Authority: *10th Anniversary Publication 2004*.

- Network integration - implications for competition and regulatory policies, in Helge Godø (ed): *IKT - after the dotcom-bubble*. Gyldendal Akademisk, 2003

Industrial policies for the new economy (ed). Fagbokforlaget, 2002. 368 p

The pros and cons of low prices (ed). Konkurrenseverket, Stockholm. 2003. 130p

- *Benchmarking of Norwegian Industries*, NOU 2001:29, 250 p (Chairman of Government Committee)

- International benchmarking and economic performance, in *Festschrift to Pentti Vartia*, 2003

Access to justice. Competition in the market for legal services. (NOU 2002:18). (Chairman of Government Committee)

- *Competition policy analysis*, (ed), Routledge Studies in the Modern World Economy, Routledge, London, 2000, 251 p
- *Competition and trade policies: Coherence or conflict?* (ed.). Routledge Studies in the Modern World Economy, Routledge, London 1998, 346 p. Introduction 10 p.
- Competition policy for the agricultural cooperative system, *Næringsmiddelindustrien*, No. 1, 1999, 2 p.
- Competitive implications of ownership, *Konkurransen* no. 3, 1998, 6 p.
- Competition and trade policies: Coherence or conflict? Paper presented at Symposium on the Commemoration of the 50th Anniversary of the Founding of the Fair Trade Commission of Japan, published in *Japanese i Kosei Torihiki*, 1998, 12 p.
- EC competition law: The millennium approaches (co-author Helle Thorsen), in Fordham Corporate Law Institute, *International Antitrust Law and Policy*, London 1998, 16 p.
- Tasks and challenges in competition policy., *Konkurransen* no. 1, 1998, 5 p.
- *Exposing the municipal sector to competition*. (co-author Kurt R. Brekke), *Forsyning* no. 1, 1997, 8 p.
- *Market, competition, and politics*, (ed.), Festschrift in honour of Egil Bakke, Fagbokforlaget, Bergen, 1995, 340 p.

Competition for efficient resource use, NOU 1991:27 (Author especially of ch. 8)

- *A review of the analyses in the long-term programme 1994-97 of the Norwegian government*, (together with Kåre Petter Hagen et. al), SNF Report no. 31/1993, 30 p.
- *Competition for efficient use of resources*, Report from a government committee, Oslo 1991, 475 p.
- Norwegian competition policy - regulation or market?, in Jan Erik Askildsen and Siri Pettersen Strandenes (eds.): *Analyses of the Norwegian economy*, SAF Report no. 27/1990, chapter 1, 25 p.

- *Market structure, prices, and competition policy: A theoretical evaluation, with an analysis of the markets for petrol, cars and insulation material*, (together with Rolf Jens Brunstad, Tom Rådahl, Lars Sørgard, Geir-Helge Sjøtrø and Steinar Vagstad), SAF Report no. 1/1989, 276 p.
- Innovation in high technology industries, in Knut H. Sørensen and Tron Espeli (eds.): *New technology - a challenge for social science research*. NAVF-NTNF-NORAS 1989, 24 p.
- Market structure and innovation, in Kjell Grønhaug and Geir Kaufmann (eds.): *Innovation: A Cross-Disciplinary Perspective, Norwegian University Press*, Oslo, 1988, 16 p.
- *Market structure and competition*, Bedriftsøkonomens Forlag, 1986, (editor, together with Rolf Jens Brunstad), 202 p.
- Barriers to entry and competition, in Brunstad and Hope (eds.): *Market structure and competition*, 24 p.
-
- *Innovation in high technology industries*, SAF Working Paper no. 9/1985, 28 p.
- *Industry studies: Methodological considerations*, (together with Jon Hanssen, Lars Mathiesen and Kristin D. Titlestad), Report no. 9, Institute of Industrial Economics, 1978, 267 p. Author of chapters 1-9, 148 p.
- Industry studies in theory and practice, in Festschrift to Professor Olav Harald Jensen: *Business administration in theory and practice*, Bedriftsøkonomens Forlag, Oslo, 1977, 15 p.
- *The effects of firm size and market structure on innovation: A survey*. Discussion Paper no. 08/73 from Institute of Economics, NHH, 82 p.
- *Market structure and innovative activity: The problem of causation*. Working Paper, NHH, 1974, 16 p.
- *Strategies for R & D activity under oligopoly: Innovation versus imitation*. Working Paper, NHH, 1974, 12 p.
- *Surveys of Norwegian industries*. Volume I-III. Johan Grundt Tanum Forlag, Oslo, 1972, (editor), 1260 p.
- Norwegian agriculture, in E. Hope (ed.): *Surveys of Norwegian industries*, Volume I, 218 p.

- The secondary sectors, in E. Hope (ed.): *Surveys of Norwegian industries*, Volume II, 446 p.
- Location of manufacturing industries in Norway. *Norges Industri* no. 4, 1970, 4 p.
- *Bergen in perspective. Industrial issues*. Proceedings from Bergen Economic Association, J.W. Eide Forlag, Bergen, 1970, (editor), 220 p.
-
- The manufacturing industry of Bergen, in E. Hope (ed.): *Bergen in perspective*. Industrial issues, 22 p.
- Growth in real capital and its effect on production growth in industrialized countries, *Bedriftsøkonomen*, no. 7 and 8, 1967, 8 p.
- *The measurement of technological change: Outline of an approach to the measurement of embodied and disembodied technological change*. Discussion paper of October 29, 1969 from Institute of Economics, NHH, 14 p.
- *Statistical measures of economic concentration*, Working Paper, Institute of Economics, NHH, 1964, 42 p.

B. ENERGY ECONOMICS

Studies in competition and energy policies. Selected publications, 2004-2016. Anthology. 2017.

Energy choices in an uncertain world, *Bergens Tidende*, 20.06 2016. (Bergen IAEE International Conference)

Fosen – a sad chapter in the green transformation (together with Torstein Bye and Steinar Strøm). *Dagens Næringsliv*, May 2016.

Book review: The Global Development of Policy Regimes to Combat Climate Change, edited by Nicholas Stern, Alex Bowen, and John Whalley. (World Scientific Publishing Co., 2014). *Economics of Energy and Environmental Policy*, No. 1, 2015.

Introduction to the selected conference papers and editor. IAEE International Conference, New York, 2014. Antalya 2015 and Bergen 2016. *IAEE Energy Forum*.

Book review: The Political Economy of Carbon Pricing: A Commentary. Review of: *Carbonomics. How to Fix the Climate and Charge it to OPEC*, by Steven Stoft with assistance from Dan Kirschner. (Diamond Press, 2008).

Pricing Carbon. The European Union Emissions Trading Scheme, by A. Denny Ellerman, Frank J. Cony and Christian de Perthuis. (Cambridge University Press, 2010).

Climate Policy after Copenhagen. The Role of Carbon Pricing, by Karsten Neuhoff. (Cambridge University Press, 2011).

Economics of Energy and Environmental Policy, No. 2, 2012

Price of Power. A historical anecdote, *Samfunnsøkonomen*, No. 6, 2013

A national energy strategy 2013-2017. Report from a NTVA Working Group, 2013. Member of WG and author of chapter on Energy efficiency

Wind power and hydro power: Norway as a “power battery” for Europe?
Magma. March 2011

Statnett against Hardanger. Commentary, *Samfunnsøkonomen*. No 4, 2010

Public regulation and political governance, *Samfunnsøkonomen*, Nr. 5, 2011.

Energy supply and environmental considerations, *Forskningsnytt*, Norwegian Research Council, 2010

Transmission network investment and regulation, *IAEE Blog*, 2011

Intermittency of wind power and security of supply, *IAEE Blog*, 2011

Is IAEE in tune with the times? Invited closing conference remarks, Venice, *Energy Forum*, 4th Quarter 2012

Invited columnist in the Norwegian monthly journal *Energi* from September 2010. .See Appendix for listing

Competition surveillance and competition policy 1995-1999: A retrospective analysis and some reflections, in Norwegian competition policy. *Some historical perspectives*, Norwegian Competition Authority, 2009

President’s Message on energy and environmental policy. *IAEE Energy Forum*, four issues, 2010.

Optimal investment in market-based electric power systems: Market and regulatory issues. SNF Working Paper 07/08 (together with Frode Skjeret).

The background for the Norwegian electricity market reform, in Jan Moen and Sverre Sivertsen (eds.): *An electric power market is emerging: the Norwegian electric power market reform in hindsight*. NVE 2007.

Norwegian Academy of Technological Sciences: *Ethics of climate change. Exploring the principles of equal emission rights*. Trondheim 2007. Member of Working Group.

Book review: The Political Economy of Power Sector Reform. The Experiences of Five Major Developing Countries, by David G. Victor and Thomas C. Heller (eds). (Cambridge: University Press). *The Energy Journal*, 2008

Electricity market reform - the Norwegian experience, (with Torstein Bye), in Lars Sjørgard (ed): *Competition and welfare: The Norwegian experience*. Norwegian Competition Authority, 2007.

Deregulation of the electricity market. Norwegian experiences, (Deregulering av kraftmarkedet. Norske erfaringer), (with Torstein Bye), Økonomisk Forum nr. 1, 2007

The electricity market - does it function? (Kraftmarkedet - fungerer det?), *Magma*, nr. 5-6/2006.

Energy policy at a halt, (Energipolitikk i stampe). *Energi*, no. 2, 2006.

Market dominance and market power in electric power markets. A competition policy perspective. Report 2005:3. Swedish Competition Authority, Stockholm. 128 p.

Deregulation of electricity markets - The Norwegian experience (with Torstein Bye). Discussion paper No 433, Statistics Norway. Research Department, September 2005.

Deregulation of electricity markets. The Norwegian experience (with Torstein Bye), in "Global experience with electricity reform", *Economic and Political Weekly*, December 2005.

Harmonising effective regulation (with Balbir Singh), in Jean-Michel Glachant and Francois Léveque (eds): *Achieving European Union electricity markets in 2009? Assessment and proposals*. EU SESSA, 2006.

Regulation - A Coasian Approach (with Nils-Henrik von der Fehr and Kåre P. Hagen), unpublished paper

Power markets and power prices, *Economic Debate Series*, Institute of Economics, 2003.

Power markets and competition: Some issues, *Annual Report 2003*, Institute of Economics

Network regulation (together with Kåre Petter Hagen and Nils-Henrik von der Fehr), SNF-report 1/2002, 141 p.

- *Competitive condition for the Norwegian power sector* (together with Ove Osland, Balbir Singh and Jan Gaute Sannarnes). SNF-report 2/2002. 97p.

-

- *Electricity economics: Policies*, (Ed. together with L. Melamed and M. Lychagin) Publishing House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. (In Russian)

-

- 10 years with the Energy Act, in *Statnett 10 years*, Oslo, 2001, 10p

- Regulating climatic emissions from deregulating the European electricity markets, SNF Working Paper 3/01 (together with Magnus Hatlebakk and Jostein Skaar), 35p

-

- *Studies in market based electricity systems and regulation*, Fagbokforlaget, Bergen, 2000, 352 p

- Regulatory regimes for the Norwegian electricity industry, *Praktisk økonomi og finans*, no. 4, 1999. Also in Festschrift to Professor Terje Hansen, Cappelen akademisk forlag, 1999. 18 p

- Energy market developments and strategic choices for Statkraft, *Statkraft Rapport*, 2000, 4 p.

- Deregulation of the Norwegian electricity sector: Experiences and challenges, in Kåre P. Hagen, *Deregulation and Competition*, Fagbokforlaget, Bergen 1997.

- *Designing a market based system for the Icelandic electricity industry: Some considerations and recommendations*, unpublished paper. Published in Icelandic in Framtíðarskipan orkumála, appendix 1: *Markaðskerfi fyrir íslenskan raforkubúskap: Nokkrar hugleiðingar og tillögur. Iðnadar og Viðskiptaráðuneyti*, October, 1996.

- Energiemärkte und Wettbewerbspolitik, in Jørn Kruse/Otto G. Mayer (eds): Aktuelle Probleme der Wettbewerbs- und Wirtschaftspolitik, Nomos, Baden-Baden, 1996, 17 p.

- Electricity markets and competition policy, in Einar Hope, Preben Munthe, Anders Chr. Stray Ryssdal and Steinar Undrum (ed.): *Marked, konkurranse og politikk*. Festskrift til Egil Bakke, Fagbokforlaget, Bergen, 1995, 25 p.
- Regulation of the Norwegian electricity industry, *Privatization International*, 1995, 12 p
- Markets for electricity in Norway: Structure, prospects and problems, in Jean-Pierre Chamoux (ed.): *Services publics: Modèles d'exploitation des réseaux*, Paris, 1995, 10 p.
- Markets for electricity: Economic reform of the Norwegian electricity industry, in Ole Jess Olsen (ed.): *Competition in the electricity supply industry: Experience from Europe and the United States*, Copenhagen, 1995, 18 p.
- Electricity markets and competition policy, in E. Hope (ed.): *Markets, competition, and politics*, Fagbokforlaget, Bergen, 1995, 26 p.
- *Energimärkte und Wettbewerbspolitik*, SNF-Working Paper 20/95, 32 p.
- *The extent of natural monopoly in the transmission grid for power: A principal analysis*, (together with Mette Bjørndal and Hans Olav Husum), SNF Report 62/1994, 76 p.
- *Optimal regulation of natural monopolies in the power system*, SNF Report 51/1994, 44 p.
- *The Norwegian electricity market*, (together with Linda Rud and Balbir Singh), SNF Report 65/1993, 49 p.
- *Impacts of increases in domestic energy prices - The cases of Malaysia, Indonesia, Ghana, Zimbabwe, Colombia and Turkey*, (together with Balbir Singh), SNF Report 108/1993, 95 p. Also published as World Bank Policy Research Working Paper No. 1442, 1995.
- *Targets and instruments in energy conservation: An economic analysis*, (together with Jørgen Bjørndalen, Oddbjørn Fredriksen, Arne Ljones and Ragnar Ottosen), SNF Report 42/1993, 61 p.
- Märkte für Elektrizität: die ökonomische Reform des norwegischen Elektrizitätssektors, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 1/93, also in SNF Reprint 19/1993, 17 p.

- *Markets for electricity: Economic reform of the Norwegian electricity industry*, (together with Linda Rud and Balbir Singh), SNF Working Paper 12/1993, 42 p.
- Organisation of supply markets for natural gas in Europe, in Ernst J. Mestmäcker (ed.): *Natural Gas in the Internal Market. A Review of Energy Policy*, also in SNF Reprint 01/1993, 29 p.
- *Incentives for energy conservation*, (together with Kjetil Bjorvatn, Jørgen Bjørndalen, Kåre P. Hagen and Torill Naustvoll), SNF Working Paper 48/1992, 58 p.
- Markets for electricity in Norway, (together with Linda Rud and Balbir Singh), in E. Hope and S. Strøm (eds.): *Energy Markets and Environmental Issues*, Scandinavian University Press, 1992, 11 p.
- Internordic trade in power, in *Handel med kraft i Norden*, Nordic Council of Ministers, 1992:6.
- Market based electricity trade, *SNF-Bulletin nr. 4*, 1992, 6 p.
- *Energy Markets and Environmental Issues*, (editor, together with Steinar Strøm), Scandinavian University Press, 1992, 255 p.
- *Energy Markets and Environmental Issues: A European Perspective*, Einar Hope and Steinar Strøm (eds.), proceedings from the Bergen Energy Conference 1991, Scandinavian University Press, 1992.
- *Markets for electricity in Norway*, (together with Linda Rud and Balbir Singh), paper presented at the Bergen Energy Conference in Bergen, 1991.
- Organization of supply markets for natural gas in Europe, in Ernst J. Mestmäcker (ed.): *Natural gas in the Internal Market. A review of energy policy*. Nomos, 1991.
- *A Nordic electricity market*. Paper delivered to the Nordic Council of Ministers, November 1990, 20 p.
- *Markets for electricity: Deregulation of the electricity sector in Norway*, paper presented at the Bergen Energy Conference 1990, 17 p.
- *Who should own "Transkraft"?*, (together with Kjell Erik Lommerud), SAF Working Paper no. 21/1990, 15 p.

- Regulation of natural monopolies in the electricity sector. *Conference report from a Nordic conference on electricity markets*, 1990, 11 p.
- *Markets for electricity in Norway*, (together with Jørgen Bjørndalen, Eivind Tandberg and Berit Tennbakk), SAF Report no. 7/1989, 138 p.
- Market allocations in electricity, *Volt*, no. 1/89, 4 p.
- Pricing of electricity. Economic principles, in Finn Lied et. al. (ed.): *Pris på energi*, Teknisk Presse A.S, 1989, 12 p.
- *Energy consumption, industrial structure and economic activity: A comparison between Southern and Northern European countries*, (together with Lars Sørgard), SAF Working Paper no. 44/1988, 14 p.
- *Electricity prices and efficient energy use*, (together with Morten Berg and Kåre Petter Hagen), SAF Report no. 7/1986, 63 p.
- *Economic activity, industrial structure and energy consumption. A survey*, (together with Lars Sørgard), SAF Report no. 3/1985, 128 p.
- *Markets for electricity: An analysis of the market strategic behaviour of Statkraft in markets for interruptible power*, (together with Sigurd Tufte), SAF Report no. 6/1984, 151 p.
- *Decisions on interruptible power: An empirical investigation*, (together with Morten Berg, Cato Adrian and Torstein Hole), SAF Working Paper no. 10/1984, 80 p.
- Markets for electricity in Norway: A theoretical analysis. *Statsøkonomisk Tidsskrift*, 1983, 12 p.
- *Markets for electricity in Norway: A theoretical analysis*. SAF Report no. 3/1983, 12 p.
- Economic incentives and public firm behaviour: An econometric study of energy economizing behaviour of Norwegian electric utilities, (together with Eivind Magnus and Richard Matland), *Scandinavian Journal of Economics*, 3, 1983, 20 p.
- *The Norwegian electricity system: A survey*, (together with Bernt Einar Bauge), SAF Working Paper no. 10/1983, 54 p.

- *The credit market and the financing of the electricity sector*, Norwegian Association of Electricity Companies, Oslo, 1982, 8 p.
- *Economic incentives and public firm behaviour: An econometric study of energy economizing behaviour of Norwegian electric utilities*, (together with Eivind Magnus and Richard Matland), SAF Working Paper no. 20/1981, 28 p.
- *Regulations and performance of electricity companies: Interview data for a sample of Norwegian utilities*, (together with Richard Matland, Knut O. Ims and Dag Namtvedt), SAF Working Paper no. 14/1981, 183 p.
- *Credit rationing, user price of capital and capital subsidies*, (together with Bjørn Pedersen), SAF Working Paper no. 13/1981, 19 p.
- *The financial structure of the electricity sector*, Report to the Norwegian Association of Electricity Companies, 1981, 41 p.
- *Prices and tariffs in electricity supply*, Norwegian School of Technology, 1978, 20 p.
- *Pricing of electricity. Economic principles for tariffs*, Report to the Tariff Committee, Norwegian Association of Electricity Companies, 1975, 76 p.
- Industrial effects of petroleum activities in Norway, in T. Chr. Wyller (ed.): *Norwegian Oil Policies*, Gyldendal Norsk Forlag, 1975, 25 p.
- Price formation and price development in petroleum markets, *Bergen Privatbanks Kvartalskrift*, no. 3, 1974, 16 p.
- *Economic effects of increasing energy prices*, (together with Kari Lotsberg). Center for Applied Research, NSEBA, 1974, 362 p.
- *Economic effects of increasing energy prices*. An abstract. Published by A/S Hafslund, 1974, 22 p.
- *Efficient use of energy*. Norwegian School of Technology, 1974, 41 p.

C. STUDIES IN BANKING

- The international competitive environment of the Norwegian financial sector, *NOU, Government Publications*, 2000, 422 p, (Chairman of Committee and co-author).
- Structural changes in the Norwegian financial industry, *Annual report of the Norwegian Financial Association*, 1999.
- An analysis of concentration in Norwegian banking, *Statsøkonomisk Tidsskrift*, no. 2, 1965, 51 p.
- *Firm size and costs: A study of economies of scale in banking*. Institute of Economics, NHH, 1967, 122 p.
- *Economies of scale in banking: A survey of the literature*, (together with Torgeir Ose), SAF Working Paper no. 10/1982, 42 p.
- *Mergers among Norwegian savings banks*, (together with Torgeir Ose), SAF Working Paper no. 11/1982, 116 p.
- Mergers among Norwegian savings banks: An abstract, SAF Report no. 8/1982, 23 p., in the Norwegian Savings Banks Association: *A proposal for structural reform of the savings bank system*, Oslo, 1983.
- *The banking crisis in Norway: Problems and prospects*. Paper presented at conferences at SITRA and ETLA, Helsinki, 1993, 47 p.

D. INTERNATIONAL ECONOMICS AND SHIPPING ECONOMICS

- *Studies in shipping economics. Essays in honour of Professor Arnljot Strømme Svendsen*. Bedriftsøkonomens forlag and Center for Applied Research, 1981, (editor), 101 p.
- The Contributions of Arnljot Strømme Svendsen to shipping economics, in E. Hope (ed.): *Studies in shipping economics. Essays in honour of Professor Arnljot Strømme Svendsen*, (bibliography), 14 p.
- *Investment behaviour of Norwegian shipping companies*, (together with Øystein Bøe), SAF Report no. 11/1981, 11 p.
- *Investment behaviour in Norwegian shipping*, (together with Øystein Bøe and Tolleiv Haugland), SAF Report no. 5/1982, Center for Applied Research, NHH, 121 p.

- *Issues in international economics*. Bedriftsøkonomens Forlag and Center for Applied Research, 1983, (editor), 200 p.
- Multinational companies and international economics, in E. Hope (ed.): *Issues in International Economics*, 24 p.

F. RESEARCH AND RESEARCH POLICY

- Research and industry. *Bedriftsøkonomen* no. 8/1982, 4 p.
- Business administration and research, *Bedriftsøkonomen* no. 10/1984, 3 p.
- Research strategy and research dissemination, in *Festschrift to Arne Fostvedt*, Bergen, 1985, 13 p.
- *Contract research in the social sciences*, Conference report on contract research, Oslo, 1980, 12 p.

Appendix.

List of titles of monthly commentaries and articles in the Norwegian journal Energi. (In Norwegian)

September 2010	Kraftmaster og forsyningsikkerhet
Desember 2010	Sluttbrukermarkedet for kraft. Quo vadis
Januar 2011	Et mer effektivt kraftsystem?
Februar 2011	Hardanger. Og bakom synger Europa
Mars 2011	Offentlig regulering og politisk styring
Mai 2011	Storbritannias nye kraftmarkedsreform
Juni 2011	Den økonomisk nettreguleringen
August 2011	Offentlig eierskap og konkurranse
Oktober 2011	Bakgrunnen for energiloven
November 2011	Prising av karbon
Desember 2011	Kinas grønne vei
Januar 2012	Smarte nett
Februar 2012	Langsiktige kraftavtaler til industrien
Mars 2012	Energieffektivisering
April 2012	Tysklands «Energiewende»
Mai 2012	Enøyd argumentasjon for elektrifisering
Juni 2012	Verdsetting av uregelmessig, fornybar kraft
August 2012	Regulering av uregelmessig kraftproduksjon
Oktober 2012	Kostnader ved uregelmessig og fornybar kraftproduksjon
November 2012	Protestbevegelser og energipolitikk
Desember 2012	Er fornybarsatsingen økonomisk bærekraftig?
Januar 2013	Prisstrategi for sentralnettet. Tariffering
Februar 2013	Private investeringer i sentralnettet
Mars 2013	Fusjoner og oppkjøp i kraftnæringen
April 2013	Divided we stand. Amerikansk energipolitikk
Mai 2013	Norsk gassbørs?
Juni 2013	Rasjonell nettstruktur
August 2013	Subsidiering av elbil
September 2013	Hvite sertifikater for energieffektivisering
Oktober 2013	Norsk gass som «batteri» for europeisk kraftforsyning?
November 2013	Transparens i kraftmarkedene
Desember 2013	Kraftmarkedsreformen 1990. Bakgrunn og opplegg
Januar 2014	Nye forretningsmodeller i kraftbransjen
Februar 2014	Regulering av kraftbransjen

Mars 2014	Utenlandskabler. Lønnsom investering?
April 2014	Elektrifisering av sokkelen. Hva er alternativkostnaden?
Mai 2014	Utskifting av kraftproduksjonsutstyr – insitamenter og politikk
Juni 2014	Et bedre organisert strømnnett
August 2014	Storbritannia. Mer regulering og mindre konkurranse?
September 2014	Integrasjon av fornybar energi
Oktober 2014	Kina. Utvikling av energi- og miljømarkeder
November 2014	Smarte strømmålere
Desember 2014	Eiermessig skille i kraftbransjen
Januar 2015	Batterikonkurranse
Februar 2015	Barrierer for energieffektivisering
Mars 2015	Energieffektivisering og energisparing
Mai 2015	Trenger vi hvite sertifikater?
Juni 2015	Kapasitetsmarkeder og forsyningsikkerhet
August 2015	Politikk og marked. Vindkraft i Trøndelag
September 2015	Kraftmarkedet. Toppbelastning og etterspørselsesrespons
Oktober 2015	Kraftmarkedet. Etterspørselsesrespons. Effektivitet og fordeling
Desember 2015	Kraftbransje, klimaendringer og usikkerhet
Januar 2016	Effektivitet i kraftnettet
Februar 2016	Konkurranse i kraftnettet
April 2016	Russlands kraftmarkedsreform Statnett må eie og drive utenlandsforbindelsene? Tilsvaret til Erling Diesen og Hans H. Faanes
Mai 2016	Forskning og næring

Kronikk i BT 20.06 2016: Energivalg i en usikker verden

