

Technical University of Denmark



Samspillet mellem de liberaliserede energimarkeder

Klinge Jacobsen, Henrik; Fristrup, P.; Munksgaard, J.; Pade, Lise-Lotte; Henriksen, T.C.

Publication date:
2004

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):

Klinge Jacobsen, H., Fristrup, P., Munksgaard, J., Pade, L-L., & Henriksen, T. C. (2004). Samspillet mellem de liberaliserede energimarkeder. (Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R; No. 1458(DA)).

DTU Library

Technical Information Center of Denmark

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Samspeilet mellem de liberaliserede energimarkeder

Henrik Klinge Jacobsen, Peter Fristrup, Jesper Munksgaard, Lise-Lotte Pade, Thomas C. Henriksen

Abstract

In recent years the liberalisation of energy markets has gained momentum and has resulted in the creation of large electricity markets in Europe. Liberalisation is also taking place within the natural gas sector and to some extent for Combined Heat and Power production. The energy markets are dependent on each other because of the fuels used for producing heat and electricity and the fact that the energy types are substitutes for many of their applications.

A project carried out by Risø and AKF describes the links between energy markets that have recently been liberalised or are in consideration for liberalisation. The markets for electricity, natural gas and district heating are interlinked both with respect to the energy flows and with respect to ownership of supply sources and infrastructure. The extent and the possible consequences of these linkages are examined. The options for public interventions in these markets are analysed to compare instruments with respect to their ability to provide the necessary incentives for an efficient functioning of the liberalised markets. Both aspect of retail markets with households facing multi-product distribution companies and aspects of the production of combined heat and power based on natural gas has been covered.

Much of the concern so far has been on the production and wholesale markets for electricity with respect to efficiency of markets and market power issues. This project identifies some important aspects related to final consumers and the interaction of markets with different types of regulation and scope for liberalisation. From a Danish perspective the district heat market and the dependence on market conditions for natural gas is a specific concern. Consumer concerns also relate to the creation of multi-product energy distribution companies that are privately owned and possibly controlled by foreign interests. Such companies might use bundled sales of energy products to extent their dominant position in one market e.g. a regulated heat market to a market with considerable competition (electricity). Bundled sales would not necessarily result in a loss for the consumer as the electricity cost could be included at competitive price levels due to economies of scope in supplying energy products to the same customers. However, the regulatory authorities responsible for district heat prices will have a more complicated job in surveying the bundled price setting.

The markets for electricity and heat were examined with respect to their dependence on natural gas supplies and the possibility of limited competition in gas supplies. Integration of activities within natural gas distribution and CHP production has been analysed with respect to incentives and welfare implications. Results of the project point to critical market conditions and identify areas of concern for regulatory policies. Furthermore the possible integration of gas supply companies with Combined Heat and Power producers involves three major energy markets and is of specific importance in the Danish case.

Welfare implications of different market developments has also been analysed with respect to gas and electricity integration. The analysis shows that there is a large welfare loss associated with having monopolies in both natural gas supplies and the CHP production. If liberalisation allows integration of these two energy markets welfare would be improved relative to the first case. Furthermore the analysis shows that the existence of differentiated electricity production technology (fuels) reduces the welfare loss from the monopoly in the natural gas supply even though the natural gas keeps a high market share. Integration in this case still reduces the welfare loss from the limited competition in the two markets but this is of much less importance in this case.

ISBN 87-550-3303-2(Internet)
ISSN 0106-2840

Print: Pitney Bowes Management Services Denmark A/S, 2004.

Indhold

1 Energimarkeder og liberalisering 7

- 1.1 Liberaliseringens formål og baggrund 7
 - 1.2 Liberalisering i det nordiske/nordeuropæiske marked – status og sammenligning mellem el og gasmarkeder 8
 - 1.3 Liberaliseringens forventede gevinster og sammenhænge mellem energimarkeder - kan dette forrykke billedet? 9
 - 1.4 Samspil mellem markeder – liberalisering - regulering – beskatning 10
 - 1.5 Områder hvor der kan opstå problemer som følge af samspillet mellem markederne 11
- Samspilseffekter med primær relation til gas-markedet 11
- Samspilseffekter med primær relation til el-markedet 12
- Samspilseffekter med primær relation til fjernvarmemarkedet 12
- Liberalisering af detailed for opvarmning for at mindske imperfektionseffekter: Overvejelser om liberalisering af forbrugernes opvarmningsvalg 13
- Liberalisering i forskelligt omfang og varierende hastighed - el og gas kontra varmemarked - konsekvens for distribution 13

2 Samspillet mellem energimarkederne, regulering og forbrugerinteresser 15

- 2.1 Sammenhængende energimarkeder – priseffekter og substitution 15
 - 2.2 Multidistributører og bundtning af energivarer 18
- Muligheden af bundling af energivarer i Danmark og incitamenter for multidistributører 19
- Integrationen og udbredelsen af multidistributionselskaber i det nordeuropæiske marked 22
- Risikoen for udnyttelse af markedsmagt ved bundling i Danmark 25
- 2.3 Liberalisering af forbrugernes opvarmningsvalg – en naturlig følge af liberalisering af de øvrige energimarkeder? 25
- Data indsamling/beregningsgrundlag 25
- Alternative opvarmningsformer Fra fjernvarme til et alternativ 26
- Samfundsøkonomisk analyse af valg af opvarmningsform 31
- Konklusion 35

3 Samspil mellem energimarkederne og konsekvenser for produktion af el og varme 37

- 3.1 Samspil – sammenhæng mellem markeder og dermed mulighed for udøvelse af markedsmagt 37
 - 3.2 Regulering og organisering af el, gas, fjernvarme 38
- Introduktion 38
- Historisk baggrund 39
- Regulering og organisering: EU og nationalt - hvad er status? 41
- Elregulering og lovgivning 42
- Gasregulering og lovgivning 43
- Fjernvarmeregulering og lovgivning 44
- Sammenligning af reguleringen el, gas og fjernvarme 45
- Reguleringsudfordringer på kraftvarme- og fjernvarmeområdet 47
- Konklusion 49
- 3.3 Fjernvarmereguleringens betydning for samspillet 50
- Regulering og rimelighed 50

Teknologiernes samspil med reguleringen	52
3.4 Integration af el og varmeproduktion med gasselskaber	54
Kraftvarmeverker baseret på gas	54
Forvridninger i fjernvarmemarkedet – teknologivalg	55
Incitamenter for kraftvarmeverker ændres med ejerstruktur og integration	56
Central kraftvarme	58
De centrale værkers el- og varmeproduktion	60
3.5 Decentral kraftvarme og liberaliseringen af elmarkedet (el-afsætning på markedsvilkår)	62
Mulig udformning af dereguleringen	63
Produktionsmulighederne og markedsorienteringen	64
Decentral kraftvarme mellem frie el- og gasmarkeder	66
Integration mellem el og gassektoren og betydningen for decentral kraftvarme	67
Inputmarkeder og liberalisering af el-afsætnings vilkår	67
4 En stiliseret model for integrerede el- og gasmarkeder	69
4.1 To gasbaserede kraftværker	69
4.2 Samme historie med tre gasbaserede kraftværker	72
4.3 To gas- og et enkelt oliebasert kraftværk	73
4.4 Vertikal integration – først gasdelen alene	76
4.5 Vertikal integration – tre gasbaserede værker	80
4.6 Vertikal integration i en blandet elsektor	81
4.7 Velfærdsanalyser og policy anbefalinger	83
5 Sammenfatning	85
5.1 Forbrugerinteresser og reguleringen – bundling af energivarer	85
5.2 Fjernvarmeliberalisering	85
5.3 Skal man begrænse integrationen af energi aktiviteter?	86
Udnyttelse af markedsmagt i integrerede energiselskaber – et potentielt problem?	87
Analytiske resultater vedrørende integration af el og gasproduktion	88
Appendix A: Elmarkedsbeskrivelse	91
Appendix B: Beskrivelse og oversigt over naturgasmarkedet	115
Appendix C: Beskrivelse og oversigt over fjernvarmemarkedet	133
Litteraturliste	137

Forord

Denne rapport præsenterer resultaterne af et projekt finansieret af Energiforskningsprogram 2001 og udført i samarbejde mellem Forskningscenter Risø og Amternes og Kommunernes Forskningsinstitut. Projektet belyser en række af de sammenhænge der er mellem de forskellige energimarkeder mht. markedsstruktur, regulering, den fortsatte liberalisering og privatisering.

Der er taget udgangspunkt i de internationale udviklingstendenser og de markeds-mæssige udvidelser, der følger af liberaliseringen. Således er der analyseret en række problemstillinger omkring selskabsintegration på tværs af energimarkederne og konsekvenser for incitament og regulering. Det er valgt at fokusere på en række aspekter, der er af central betydning for specielt det danske tilfælde og ikke er dækket så udførligt i den eksisterende litteratur, herunder beskrives sammenhænge og reguleringsmæssige problemstillinger på slutmarkederne. Her koncentrerer analyserne om konsekvenser for specielt husholdninger som følge af de integrerede markeder, der opstår som følge af selskabssammenlægninger på tværs af landegrænser og energimarkeder.

Endvidere er der lagt vægt på at analysere de specielle danske problemstillinger ved den meget tværgående produktionsstruktur i kraftvarmesektoren og reguleringen heraf, når der liberaliseres på nogle af de markeder, hvor denne type virksomhed agerer. Der er således lagt mindre vægt på integration og markedsadfærd i en geografisk sammenhæng indenfor de enkelte energimarkeder og dele af disse markeder. Koncentrationstendenser i energisektoren er belyst, idet specielt integration mellem gas og el-produktion er belyst empirisk såvel som i en analytisk sammenhæng.

Rapporten er udarbejdet af Henrik Klinge Jacobsen og Peter Fristrup fra Risø samt Jesper Munksgaard fra AKF. Herudover har Lise-Lotte Pade og Anders Larsen fra AKF samt Thomas Capral Henriksen fra Risø bidraget til enkelte afsnit.

1 Energimarkeder og liberalisering

Energimarkederne er i de senere år blevet liberaliseret i et betydeligt omfang. Dette har ført til store ændringer i energisektorens organisation og funktionsmåde, hvilket igen har nødvendiggjort tilpasninger af den offentlige regulering. Denne rapport analyserer en række af de problemstillinger, der opstår fordi energimarkederne hænger sammen og liberalisering af et marked med deraf følgende organisationsændringer påvirker de tilgrænsende energimarkeder.

1.1 Liberaliseringens formål og baggrund

Effektiv energiproduktion og distribution samt lave priser har alle tider været en naturlig målsætning for energipolitikken. Denne målsætning har til tider været kombineret med målsætninger om at sikre forsyningsstabiliteten, mindske importbehovet eller sikre en så lav miljøbelastning som muligt forbundet med vores energiforbrug.

Liberaliseringen af energimarkederne følger en generel liberalisering og privatisering af samfundsopgaver som har fundet sted gennem de seneste 20-30 år. Baggrunden er opfattelsen af at disse opgaver kan løses mere effektivt i et dereguleret og ofte også privat regi, hvis der kan sikres tilstrækkelig konkurrence. Hermed er der forventninger om effektivitetsforbedringer og lavere omkostninger til gavn for hele samfundet.

Da energimarkederne samtidig er overgået fra at blive set som meget strategisk centrale og med både en stærk økonomisk infrastrukture betydning såvel som politisk fordelingsmæssig til mere og mere at svare til de øvrige produktionserhverv/-serviceopgaver i samfundet er liberaliseringen blevet mere oplagt. Fravigelsen af detailplanlægning og direkte offentlig styring er samtidig i højere grad mulig da markederne er mere modne forstået således at de meget betydelige infrastrukturinvesteringer for naturgas og varmenet er gennemført.

Privatisering følger ikke nødvendigvis med liberaliseringen, men der er i de senere år fokuseret en del på mulighederne for at inddrage finansiering af statsfinanserne ved at afvikle dele af det statslige ejerskab til energiselskaberne. Privatisering har som primær hensigt at finansiere offentlige udgiftsbehov, men der er samtidig forventninger om mere effektiv drift i privat regi. Privatisering af de statsejede monopolvirksomheder finder sted under hensyntagen til en fortsat regulering af de dele af virksomheden, der har karakter af naturlige monopoler. Det er således formålet at bevare den samfundsmæssige kontrol med monopolaktiviteter såsom drift af forsyningsnet, men samtidig opnå effektivitetsforbedringer for den øvrige del af de tidligere monopoler.

Liberalisering er i et historisk perspektiv først gennemført relativt sent i forhold til for mange andre tidligere statsdominerede erhvervsaktiviteter også indenfor infrastrukturområdet. I det danske tilfælde er områder som tele, busdrift og luftfart blevet liberaliseret på et tidligere tidspunkt. Dette forhold hænger til dels sammen med den meget markante finansieringsbyrde ved opbygningen af distributionsnet for både elektricitet, naturgas og fjernvarme. Disse net er centrale for hele funktionen af energisystemet og de vil vedblive med at udgøre naturlige monopolområder for

energiaktiviteter. De senere år er fokus forøget på de områder af energisystemet, hvor der forventes at øget konkurrence vil resultere i effektiviseringer.

Endelig har EU udviklingen med direktiver for både elmarked og gasmarked bidraget til liberaliseringen i Danmark om end den ofte er foregået hurtige her end foreskrevet i direktiverne. Baggrunden for EU direktiverne har udover effektiviseringsmotivet for energimarkederne været den fortsatte integration af markederne indenfor EU og gennemførelsen af et samlet indre marked for alle vare og tjenesteydelser.

1.2 Liberalisering i det nordiske/nordeuropæiske marked – status og sammenligning mellem el og gasmarkeder

Danmark har gennemført liberalisering af energimarkeder noget langsommere end de andre nordiske lande på nogen områder. Det gælder specielt på elområdet hvor Norge og Sverige har været tidligere ude med etablering af elmarkedspladser. I forhold til EU er liberaliseringen dog meget fremskreden for alle de nordiske lande. Dette indebærer dog ikke at staten ikke fortsat har betydelige interesser i elsektoren i Sverige og Norge i modsætning til i Danmark hvor ejerskabet er væsentlig mere spredt. I 3.2 gennemgås den historiske udvikling i den danske regulering på energiområdet med en sammenligning mellem markederne og sammenhængen til EU reguleringen.

Resultatet af liberaliseringen på elområdet har været etablering af et velfungerende nordisk elmarked for engrosmarkedet. På detailmarkedet og specielt for husholdninger er de formelle dele af liberaliseringen fuldt gennemført, men det er begrænset hvilken effekt der har været på forbrugernes leverandørvalg. Det må således være den potentielle trussel om konkurrence der skal tilskrives de mulige effektivitetsgevinster. Appendix A indeholder en gennemgang af elmarkedets forskellige dele og afgrænsning af forskellige delmarkeder. Konsekvenserne af liberalisering af elmarkedet er ret forskelligt omfang for delmarkederne, men den generelle tendens til øget koncentration og integration på tværs af landegrænserne er åbenbar.

Liberaliseringen på det tyske marked er forløbet lidt langsommere, men der er sket meget store organisatoriske ændringer af dette marked så effekten af liberalisering har muligvis været endnu større på dette marked end i norden.

Gasmarkedets liberalisering er i norden foregået noget senere end i England, der har været foregangsland på dette område. Det statslige og kommunale ejerskab til naturgasnettet og forsyningen har gjort det mindre problematisk fra det offentlige synspunkt at naturgaspriserne måske var for høje. At naturgassen samtidig har været begunstiget af en tidligere friholdelse for energi afgift har bidraget til afskrivningen i naturgasanlæggene og dermed har staten været interesseret i at bibeholde ejerskab, så længe der var tale om et indirekte subsidie. Gasmarkedets struktur og organisering er detaljeret gennemgået i Appendix B.

Mulighederne for liberalisering af fjernvarme forsyningen er væsentlig mindre oplagte og det er primært på produktionssiden, at der er taget initiativer her. Dette hænger sammen med de fysiske forhold for fjernvarmeområder – primært den begrænsede udstrækning af varmeområderne og den manglende mulighed for transmission over store afstande. For varmeproduktionen er overvejelser om liberalisering naturlige når den anden del af produktionen fra kraftvarmeværker – elproduktionen skal afsættes på liberaliserede markeder.

En af konsekvenserne af liberalisering af el og gasmarkederne er den forøgede mulighed for selskabsmæssig integration på tværs af markederne. Denne udvikling er dokumenteret i 2.2 samt i 3.4. Incitamenterne til at foretage en sådan integration er behandlet i 2.2 for distributionssidens vedkommende og der er gennemført en formel analyse af produktionssidens incitament til integration og konsekvenser i kapitel 4.

1.3 Liberaliseringens forventede gevinster og sammenhænge mellem energimarkeder - kan dette forrykke billedet?

Liberalisering af de enkelte markeder er gennemført primært ud fra argumenter relateret til det enkelte marked og der er kun i mindre omfang foretaget ændringer i reguleringen af de tilgrænsende energimarkeder. Vil sammenhængene kunne tænkes at hindre implementeringen af de gevinster, der er ventet for de enkelte markeder? Dette spørgsmål, behandles senere i denne rapport (se afsnit 2.2 og kapitel 4) ud fra synsvinklen om ejerskab på tværs af sektorerne og udbredelsen af markeds-magt. Det mest sandsynlige er, at effekterne ved liberalisering bliver større, hvis de tilgrænsende energimarkeder ligeledes liberaliseres. Nogle analyser peger på dette forhold (se nedenfor i litteraturgennemgang, kap 3.1).

De forventede gevinster er i stort omfang blevet betragtet som at resultere i lavere priser. Men effektivitets-gevinster opnås ikke nødvendigvis i form af lavere priser, der kan observeres i gennemsnitsprisen på Nordpool eller i elregningen for husholdningen. Den eksisterende overkapacitet i det nordiske system sidst i 90'erne bevirkede at markedspriserne nærmede sig marginalomkostninger for elproduktion og liberaliseringen vil ikke nødvendigvis nedbringe disse, men måske nærmere resultere i at den markante overkapacitet nedbringes. Dette er også en effektivitetsforbedring, der på langt sig vil medføre lavere priser, end der ellers ville være gældende.

Liberalisering af et marked går ikke upåvirket hen over de øvrige energimarkeder. Liberaliseringen af elmarkedet og den hermed forbundne omlægning af reguleringen har ændret vilkårene for de producenter, der anvender naturgas, hvilket f.eks. belyses nedenfor i afsnit 3.5 omkring de decentrale kraftvarmeproducenter i Danmark. Det er dog for fjernvarmemarkedet, at den største effekt af denne liberalisering kan ses i og med at indtjeningsnedgangen fra elmarkedet (inkl. subsidiet) skal modsvares af højere varmepreiser eller en anden form for subsidie (problematikken behandles i afsnit 3.5). I kraftvarmeproduktionen kan der både tænkes at opstå effekter, der reducerer gas-efterspørgselen via mindskede subsidier til naturgasbaseret kraftvarmeproduktion samt effekter, der øger efterspørgselen via den øgede rentabilitet af elproduktions-teknologier, der i højere grad er i stand til at udnytte de forøgede prisudsving på markederne. For naturgas kan dette være tilfældet for prisfluktuationer på kort sigt, mens det ikke er lige så oplagt for udsvingene fra år til år.

Liberalisering af elmarkedet kan dog også omvendt være påvirket af den langsommere liberalisering af gasmarkedet, idet den fulde gevinst først opnås når gasforsyningen er fleksibel og tarifiering af transmission ikke udelukker en fleksibel gasbaseret elproduktion. Et manglende effektivt naturgasmarked kan begrænse en udbygning med gasbaseret elproduktion både på grund af de højere gaspriser, men ligeledes på grund af faren for at en naturgasudbyder selv indtræder på elmarkedet som producent.

En gevinst der opnås på et marked f.eks. elmarkedet – kan forrykke billedet for et andet marked f.eks. fjernvarme. Et større regionalt elmarked i Nordeuropa kan påvirke allokeringen af el-produktion til ugunst for f.eks. de mindre kraftvarmeproducenter. Dermed kan effekten på elmarkedet godt nok være en betydelig effektivitetsforbedring, mens den samlede effekt under hensyntagen til varmemarkedet er betydeligt mindre. Der er i denne problemstilling ligeledes et regionalt fordelingsmæssigt aspekt, idet gevinsten ved liberalisering af elmarkedet kan tilfalde producenter i et land, mens el-kunder eller fjernvarme-kunder i et andet land eller region vil opleve højere priser.

Endelig er der de forventede gevinsters distribution mellem energiselskaber og kunder og mellem kunderne på de forskellige energimarkeder. Hvad gør man ved en gevinst der ikke distribueres "retfærdigt" til kundegrupperne. Det er nemt at forestille sig tilfælde hvor gevinsten (lavere pris) som følge af den forøgede konkurrence tilfalder de kundesegmenter hvor konkurrencen er størst, mens kundegrupper med mindst konkurrence antagelig husholdninger vil opnå en betydelig mindre gevinst eller endog opleve uændrede priser.

En liberalisering af gasmarkederne kunne f.eks. også tænkes at føre til lavere brændselsomkostninger for kraftvarmeverker, hvorimod private husholdninger ville opleve en højere pris. Den samlede effekt for husholdninger vil da være afhængig af, i hvor høj grad lavere brændselsomkostninger til varmeproduktion påvirker deres fjernvarmeregning.

1.4 Samspil mellem markeder – liberalisering - regulering – beskatning

Samspilsproblematikken er yderst relevant i forhold til offentlig regulering og afgifter og spiller en betydelig rolle i de forvriddinger, der kan tænkes at opstå både mellem energimarkederne i national sammenhæng og mellem de energimarkeder, der er forbundet over landegrænser med meget varierende afgifts-systemer og -niveauer. Netop problematikken omkring elproduktion og brændselsafgifter er yderst relevant i det danske tilfælde med producenter, der opererer på et nordeuropæisk marked og derfor er fritaget fra brændselsafgifter. Derimod er en andel del af deres produktion – nemlig varmeproduktionen pålagt afgift, hvilket giver anledning til forskellige relative brændselspriser afhængigt af om disse anvendes til varme eller elproduktion på det selv samme kraftvarmeverk. Så længe man ikke er i konkurrencesituation på varmemarkedet vil der være et incitament til at overvælte så meget som muligt af brændselsudgiften på varmesiden, men i en konkurrence situation på varmemarkedet vil incitamenterne kunne forrykkes som følge af afgiftsforskellen.

Samspil mellem energimarkederne under liberalisering vil medføre, at regulering af et marked kan være nødvendigt for at opnå tilstrækkelig konkurrence på et andet marked. For decentral kraftvarme er det nødvendigt for at opnå de fulde effektivitetsgevinster på elmarkedet at ændre den eksisterende regulering. Den tidligere regulering har ikke med de meget betydelige produktionssubsidier til el givet de rette incitament for producenterne efter at markedet i Nordeuropa er blevet mere integreret. Derfor er denne regulering under ændring jævnt gennemgang og diskussion heraf i afsnit 3.5

Afgiftspåleggelse af energiarterne er endvidere en mulig årsag til prisforvridning mellem markeder i de tilfælde, hvor afgifter ikke er identiske for de enkelte energi-

typer anvendt som brændsel (se ovf.) eller, hvor de er forskellige for forskellige typer af forbrugere. Her kan f.eks. nævnes problematikken omkring erhvervenes energiafgiftsrefusion, der giver incitament til en anden sammensætning af energiforbruget på typer end for husholdningerne. Den relative fordel af at anvende afgiftsfrie energityper (biomasse mv.) er således væsentlig mindre for erhverv selv om der kunne være fordele ved at anvende disse energityper i erhverv frem for i husholdninger.

Afgiftsstruktur og regulering bør således udformes under hensyn til sammenhængen mellem markederne. Når markedsstruktur ændres som følge af liberalisering bør det samtidig overvejes om afgiftsstrukturen i Danmark bør tilpasses. Dette har speciel betydning for husholdningerne, der er pålagt de højeste afgifter. Det er endvidere muligt at en ændring af afgifter på selv husholdningernes elforbrug kan overvejes for at opnå højere effektivitet på elmarkedet uden samtidig at fravige miljøargumentationen bag de høje elafgifter. Husholdningernes opvarmningsvalg og en liberalisering heraf samt problematikken omkring de nuværende afgifter er behandlet nærmere i afsnit 2.3.

1.5 Områder hvor der kan opstå problemer som følge af samspillet mellem markederne

Dette afsnit søger at anskueliggøre samspilsproblematikken ved en række eksempler på forskellige områder, hvoraf en del vil blive mere detaljeret belyst i de følgende kapitler. Her er både samspilsproblematikker, der involverer markedsmagt eller andre imperfektioner i markederne såvel som reguleringsmæssige problemstillinger.

Samspilseffekter med primær relation til gas-markedet

Gasmarkedet er det mest oplagte eksempel for manglende/begrænset konkurrence effekter/sammenhænge med andre markeder, specielt når det drejer sig om produktionsleddet. Der er en række effekter, der kan optræde som en følge af begrænset konkurrence i gasektoren med effekter på både elmarked og varmemarked.

- Gasmarkedsimperfektioner – for høj en gaspris kan medføre inputforvriddning for kraftvarme/el-produktion. Konkurrence overfor kul er begrænset på kort sigt, men der kan være implikationer for teknologivalg for ny kapacitet på længere sigt – resultatet kan blive et efficienstab. En relateret effekt kan være efficienstab som følge af for ufleksibel (prissætning) gasforsyning.
- Gasmarkedsimperfektioner og kraftvarme - for høj gaspris vil resultere i at varmeregningen sendes videre til fjernvarmekunder, da elprisen er bestemt af markedspris eller i forvejen aftalte tariffer - altså uden indirekte virkning på elmarkedet, men desto større effekt på varmepriser. Dette vil gælde decentrale kraftvarmeværker, mens incitament og muligheder for de centrale kraftvarmeværker i højere grad vil afhænge af ejerskabet. Denne situation er gældende så længe prissætningen ikke er baseret på den marginale produktionspris på gasværker. Problemstillingen belyses i afsnit 3.2-3.4
- Gasmarkedsimperfektioner – et gasmonopol indtræder som ren el eller kraftvarmeproducent og overfører markedsmagt fra gas til elmarked via en

høj gaspris og manglende rentabilitet for øvrige gasbaserede elproducenter. Dette analyseres detaljeret i kap 4. – regningen for høj gaspris sendes til dels videre til varmekunder og dermed påvirkes også prisen på alternativer til gasopvarmning for privatkunder. Naturgasudbyderen har intet incitament til at levere billig varme, da dette vil konkurrere med den leverede gas til husholdningerne.

Samspilseffekter med primær relation til el-markedet

- Elmarkedsimperfektioner – for høj elpris ved et dårlig fungerende marked giver velfærdstab. Dette kunne f.eks. være for lav grad af effektivisering i industriproduktion eller for lidt el anvendt til opvarmning frem for f.eks. fyringsolie eller gas.
- Implikationer på varmemarkedet i form af mulig krydssubsidiering af varmen (tilfældet med hidtidige system for subsidiering af decentral kraftvarme) – manglende anvendelse af elopvarmning (el-patron i fjernvarme).
- Lave elmarkedspriser eller overkapacitet kan gøre varmeproduktion på kraftvarmeværker så urentabel, at der ikke vil blive udbudt varme i et fuldstændig dereguleret marked, hvor dog varmeprisen er reguleret ved en maksimal pris. Mange af samproduktionens problemstillinger behandles i kap 3.
- Udnyttelse af markedsmagt fra elmarkedet overfor varmemarkedet forekommer ikke oplagt i det danske tilfælde, men kan være en problemstilling i de øvrige nordiske lande, hvor så stor en del af opvarmningen er elbaseret. Denne problemstilling behandles ikke nærmere i rapporten.
- Elmarkedsimperfektioner – der er ikke umiddelbart udsigt til påvirkning af gasmarkedet, som følge af en utilstrækkelig størrelse som gasforbruger i et større europæisk system.
- Et velfungerende gasmarked kan anvendes af dominerende elproducenter (stor andel af gasbaseret kraft) til at øge usikkerhed om eludbud og dermed udnytte markedsmagten på elmarkedet mere effektivt. Denne mulighed er bl.a. belyst af andre og er refereret i gennemgangen i afsnit 3.1.
- Elmarkeds konkurrencen er påvirket af antallet af aktører, men der er endvidere en betydelig afhængighed af antallet af konkurrerende teknologier og brændsler. Således kan uheldige virkninger på elmarkedet fra reduceret konkurrence i brændselskæden (f.eks. naturgas) modvirkes ved også at have andre elproduktionsteknologier. Dette resultat er belyst indgående i en teoretisk ramme i kap 4.

Samspilseffekter med primær relation til fjernvarmemarkedet

- Naturlige monopoler eksisterer i fjernvarmeforsyningen og gør regulering nødvendig. Er der mulighed for at etablere konkurrence i større varmeområder som en del af liberaliseringen af elmarkedet/produktionen? Er dette nødvendigt for kraftvarmesektoren?

- Er tilslutningspligt nødvendigt for fjernvarmesektorens fortsatte rentabilitet? Dette emne behandles udførligt i afsnit 2.3 og illustrerer samspillet mellem regulering, afgifter og en kraftvarmesektor, der påvirkes af både el- og gasmarkedsudviklingen.
- Decentral kraftvarme og en for høj garanteret elpris medfører et potentielt efficienstab i både elproduktion og varmeproduktion. Ændringerne i denne markedsoverlappende regulering er gennemgået i afsnit 3.2 og 3.5.
- Varmemarkedet er et potentielt offer for forhøjede priser som følge af udøvelse af markedsmagt på gasmarkedet som beskrevet i 3.1 og 3.4.

Liberalisering af detailed for opvarmning for at mindske imperfektionseffekter: Overvejelser om liberalisering af forbrugernes opvarmningsvalg

Substitutionsmulighed med elvarme – her kan liberalisering mindske tabet ved markedsmagt på gasmarkedet (dette er ikke reelt problem ved eksisterende regulering, da f.eks. elpanel i praksis kan installeres, men prissignaler er et problem i detaileddet – derfor er substitutionsmuligheden i decentral kraftvarme måske mere interessant – vil kunne reducere gas markedsmagt men kræver ændring af prioriteret status – markedsbestemte elafsætningspriser)

Substitutionsmulighed gas – fjernvarme – Kortsigtet substitution i detaileddet forekommer ikke muligt da dette ville kræve dobbelte netforbindelser – Kun for nye områder/ikke forsynede områder er der en reel effekt af at tillade konkurrence mellem gas- og fjernvarmeforsyning.

Dette emne belyses nærmere i afsnit 2.3, der belyser mulige konsekvenser af en liberalisering af husholdningernes opvarmningsvalg med de nuværende afgifts- og tarifstrukturer.

Liberalisering i forskelligt omfang og varierende hastighed - el og gas kontra varmemarked - konsekvens for distribution

Hvilke problemer skaber samspillet for en effektiv gennemførelse af liberaliseringen på dette område?

Den varierende grad af liberalisering på de forskellige markeder medfører at der er organisatoriske ændringer i gang i energisektoren, der involverer også de sektorer der hidtil har været set som offentligt eller forbrugerejede aktiviteter som specielt fjernvarmeområdet. Dette betyder at fjernvarmedistributøerne vil komme til at stå overfor andre typer af udbydere af fjernvarme f.eks. kraftvarmeproducenter ejet af de potentielle konkurrenter på husholdningssiden - naturgasselskaberne.

Endvidere vil der være en mulig interesse for at overtage drift af fjernvarmesystem og distribution fra multidistributører, der har skalafordele såvel som konkurrencefordele ved at distribuere flere energivarer. Multidistributører og bundtning af energivarer diskuteres i afsnit 2.2.

2 Samspillet mellem energimarkedene, regulering og forbrugerinteresser

Dette kapitel redegør for nogle væsentlige problemstillinger i relation til forbrugerinteresser, offentlig regulering og samspillet mellem liberaliserede energimarkeder. Der er fokuseret på de sammenhænge, der forekommer væsentligt i en dansk sammenhæng, men udviklingstendenser fra de øvrige nordeuropæiske markeder udgør en væsentlig del af baggrunden for den udvikling, der er i gang også i Danmark. Det er den øgede integration af de geografiske markeder og privatiseringen af aktørerne der udstikker rammerne for de markedsændringer, der kan påvirke de danske forbrugerinteresser i de kommende år. Der er generelt fokuseret på de tre betydelige energimarkeder el, gas og fjernvarme.

Kapitlet redegør først for de samspilseffekter, der kan kategoriseres som relateret til input/råvarer, substitutionsmulighed og energivarernes egnethed til bundtning i salgssituationen. Herefter ses nøjere på fremkomsten af multidistributører af energivarer og hvad dette indebærer af regulerings- og konkurrencemæssige effekter. Der ses specielt på bundtning af energivarer. Gennemgangen indeholder endvidere en empirisk belysning af markedsudviklingen på dette område i en international sammenhæng. En anden væsentlig problemstilling omkring varmekunder består i rimeligheden og det ønskværdige i at opretholde den restriktive regulering af private husholdningers valg af opvarmningsteknologi.

2.1 Sammenhængende energimarkeder – priseffekter og substitution

Der er en række væsentlige sammenhænge mellem energimarkeder af generel karakter. Disse sammenhænge er af stor betydning ved liberalisering af de enkelte markeder og for opnåelsen af de forventede effektivitetsgevinster.

- Energivarer anvendes som input til produktion af andre energivarer
- Energivarer er ofte nære substitutter
- Energivarer kan sælges som bundtede varer

Den første relation er væsentlig for samspillet mellem priser på primær energi og de konverterede energivarer el og fjernvarme. Brændselsomkostninger udgør en betydelig del af de samlede omkostninger ved produktion af el og fjernvarme. Omkring halvdelen af produktionsomkostningerne ved et naturgasfyret elværk udgøres således af brændsel. En liberalisering af naturgassektoren der evt. fører til lavere gaspriser vil således have en betydelig indvirkning på elmarkedet. Den samme kæde af sammenhænge mellem energivarerne er herudover også kraftigt påvirkede af den offentlige regulering herunder afgiftsstrukturen, som energimarkedene er underlagt. Dette indebærer, at der er sammenhæng mellem brændsler til elproduktion og de samme brændsler anvendt direkte som alternativ til el.

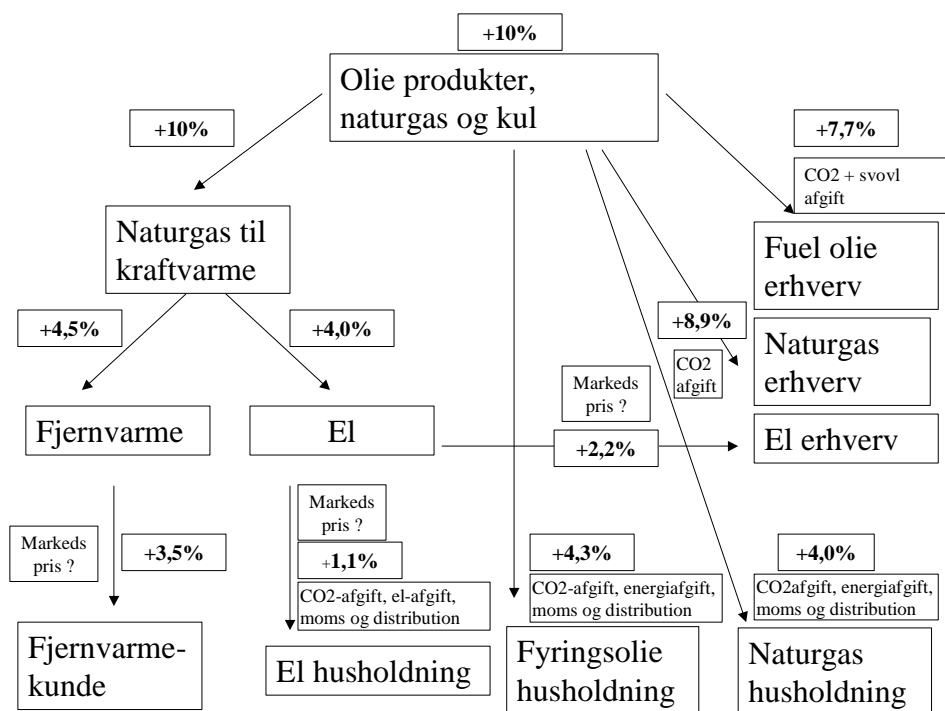
Denne anden sammenhæng skyldes at energivarer ofte er nære substitutter. Derved bliver markederne stærkt afhængige af prisudviklingen på de nære substitutter og aktørerne på markedet er nødsaget til at tage hensyn til substitutionsmulighederne ved deres prissætning. Verdensmarkedsprisen på olie har således en afgørende ind-

flydelse på udviklingen i de øvrige energipriser, selvom sammenhængen ind imellem hverken er umiddelbar eller indebærer fuldstændigt priggennemslag.

a) Brændsler og prissammenhænge

Energikæder med brændsler, der anvendes til at producere andre energivarer, vil blive påvirket af markedskaraktistika og markedsmagt. Imperfektioner på et marked vil således have en direkte effekt på de markeder, der anvender denne energivare som input samt på de markeder, der har en betydelig anvendelse af energi. En imperfektion, der giver for høj en markedspris på en primær energivare vil have afsmittende effekt på de følgende led i kæden ved at produktionsomkostninger bliver højere for virksomheder, der anvender denne energitype og hvis dette fører til højere outputpriser reducerer den endelige efterspørgsel efter færdigvarer. Den evt substitution mellem de primære energivarer vil modvirke omkostningsforhøjelsen men vil samtidig indebære en inefficent inputsammensætning som følge af forvridningen af inputpriser. Ligeledes kan resultatet være en inefficent sammensætning af faktorinputs ved at forvråde energi priser i forhold til kapital og arbejdskraft. Da der er mange faktorer der påvirker de relative priser på input kan situationen dog også være den at imperfektionen og dermed for høje priser afhjælper andre imperfektioner på enten energimarkederne (utilstrækkelig dækning af miljøeksternaliteter) eller på faktormarkederne (indkomst eller kapitalbeskatning).

Effekten af imperfektioner på et marked for en energivare kan således få virkning på markeder, der tilsyneladende er velfungerende og med betydelig konkurrence. F.eks. kan et velfungerende elmarked viderebringe resultatet af et imperfekt gasmarked til erhvervene i form af højere elpris og dermed påvirke den samlede konkurrenceevne og produktion i negativ retning.



Figur 2-1Pris/omkostningssammenhænge mellem energivarer i Danmark

Figur 2-1 eksemplificerer sammenhængene mellem priser/omkostninger på energivarer i Danmark. Der er taget udgangspunkt i en stigning i verdensmarkedspriser på primære energivarer, og effekten er baseret på et fuldstændigt gennemslag i de langsigtede gennemsnitlige produktionsomkostninger¹. Som illustreret i figuren i form af spørgsmålet til markedspriser, er der flere sammenhænge, hvor de markeder, der er fremkommet ved liberaliseringen af energimarkeder, gør gennemslaget af omkostningsændringer vanskeligt at forudsige. For elmarkedet er det f.eks. kun en begrænset del af produktionen der er gasbaseret og det er ligeledes kun en begrænset del af året at gasbaserede værker leverer den marginale elproduktion. En del af dette spørgsmål behandles i kapitel 4, hvor gennemslaget af prisændringer afhænger af konkurrencesituationen i gas og elmarkederne på en gang.

Den væsentlige pointe ved figuren er at påvirkningen af priserne er meget forskellig afhængig af både hvilken type energivarer (forarbejdningsgrad), hvilke kundegrupper det drejer sig om, og specielt hvordan afgiftspåvirkningen er². En prisændring på verdensmarkederne vil således påvirke alle energipriserne i Danmark, men i meget forskelligt omfang. Derved vil de relative priser mellem energivarerne blive ændret, og hvor der eksisterer substitutionsmuligheder mellem energivarer, vil dette også påvirke efterspørgslen efter de enkelte energityper.

b) Energivarer som substitutter

Energivarer er i mange tilfælde ret nære substitutter. Denne egenskab ved energivarer gør markederne afhængige af hinanden og en udbyder vil selv med stor markedsmagt indenfor en energivarer skulle tage betydelig hensyn til prissætningen på de tilgrænsende energimarkeder. Reguleringen af markeder for disse energivarer er samtidig ofte ret forskellig og en liberalisering af et marked vil derfor også have betydning for de energivarer, der er substitutter. Reguleringen kan have sin baggrund i tidligere energipolitiske prioriteringer og markedsforhold der er markant anderledes end den nuværende situation. Således kan en liberalisering af valget mellem forskellige energivarer føre til en reduktion af problemerne knyttet til manglende konkurrence på et marked som er under liberalisering/privatisering.

Et dansk eksempel er en distributør af naturgas til opvarmningsbrug i husholdninger må tage hensyn til muligheder for (eller mangel på) udvidelse af fjernvarmeområder i sin prissætning til potentielle kunder i nye boligområder. Samtidig gør liberaliseringen af markederne det nødvendigt at overveje om lave elmarkedspriser om

¹ Fjernvarme fra kraftvarmeproduktion: Omkostningerne til energikøb udgør af de samlede omkostninger 67% i produktionen på decentrale kv-værker og 71% i produktion tilknyttet centrale kv-værker. Kilde: DFF statistik 2001/2002. De centrale kv-værker vægtes med 0,48 og de decentrale med 0,52. Energiafgift pålægges varmedelen af produktionen og udgør godt halvdelen af brændselsudgiften til varmeproduktion på de naturgasfyrede kraftvarmeverker. Der er således et prisgennemslag på 69% fra brændselsudgift til kunde i fjernvarmeforsyningen inkl afgift og 35% eksklusiv afgift. Prispåslaget i selve konverteringsleddet sættes på den baggrund til 45% for varme og 40% for elproduktionen, der ikke er belagt med afgift men må bære en større del af de faste omkostninger til kraftvarmeverket.

² Der er for husholdninger en meget betydelig forskel mellem prispåslaget, der er meget lavt for el. Dette fremkommer således: Salg af el til husholdningerne: Gennemsnitsprisen er i 2001 på 1,6225 kr./kWh hvoraf 0,9896 kr. er skatter og afgifter. Kilde: Elforsyning Ti-års statistik, 1992-2001. Distribution koster i gennemsnit 0,1063 kr. for husholdninger. Kilde: Elforsyningens Tariffer & Elpriser, april 2002. Prispåslaget mellem elproduktionsomkostningerne og salg til husholdninger beregnes til 37%, men det skønnes at brændselsudgiften ved anvendelse af gas er omkring 30% højere end den gennemsnitlige brændselsudgift til elproduktion og kapitaldelen tilsvarende mindre, hvorfor prispåslaget antages at være 28%.

natten kan gøre det fordelagtigt for selv private husholdninger at anvende el til opvarmning som et alternativ f.eks i nattetimer. Selvfølgelig er disse muligheder af begrænset omfang i det danske tilfælde, med meget få muligheder for udbygning af fjernvarmenet og den eksisterende regulering (planlægning) og lovgivning har minimeret de mulige konkurrencesituationer mellem gas og fjernvarme. Det er dog relevant at se på sådanne tilfælde da liberaliseringen kan tænkes også at føre til opblødning på disse to områder: konkurrence mellem gas og fjernvarme i nye områder samt muligheder for at anvende elvarme som supplerende opvarmingskilde.

c) Bundtning af energivarer

For mange energivarer er det en mulighed at søge at bundte salget af energivarer og dermed opnå effektiviseringsgevinst i form af reducerede distributionsomkostninger. F.eks. kan der eksistere stordriftsfordele i kundehåndtering, servicering, debitorstyring, risikoafdækning mv. En del af effektivitetsgevinsterne kan selvfølgelig opnås ved at sælge energivarerne enkeltvis, men en del af gevinsten kan knytte sig til at det er den samme kunde der køber begge varer. I tilfælde af betydelig markedsmagt på flere energimarkeder, kan det endvidere være en profitabel strategi for den dominerende udbyder at bundte varerne fordi reservationspriserne for kunderne varierer relativt mellem de to markeder (se senere afsnit om bundtning).

2.2 Multidistributører og bundtning af energivarer

Dette afsnit behandler en problemstilling der hidtil ikke har været givet megen opmærksomhed i relation til den nordeuropæiske liberalisering af energimarkeder. Fokus er her på de private forbrugere (husholdninger) og deres situation i forhold til udviklingen på energimarkederne med distributører, der nu er udbydere af en række af energivarer. Sådanne distributører betegnes her som multidistributører.

Integrationen af energimarkederne er accelereret i takt med liberaliseringen af markederne. En del af denne aktivitet er foregået på tværs af markederne med en udvikelse af aktiviteterne således at der i højere grad bliver tale om energivirksomheder frem for el eller gasselskaber. Sådanne multidistributionsselskaber har eksisteret meget længe, men ofte hænger dette sammen med det offentlige ejerskab til disse forsyningsvirksomheder.

Den nuværende integration af aktiviteter er i højere grad betinget af bevidst målsætning fra selskabernes side uafhængigt af offentligt eller privat ejerskab. Denne udvikling er til dels en følge af liberaliseringen af markederne. Muligheden for at integrere aktiviteter er blevet forøget med liberaliseringen selvom denne også har medført restriktioner på ejerskab af visse aktiviteter herunder specielt vedrørende transmissions og distributionsnettene for el og gas. De større markeder har forøget konkurrencen for de enkelte energivarer og dermed også medvirket til at selskaberne søger at ekspandere til andre energivarer for at opretholde deres samlede salgsvolumen. En af bevæggrundene til at etablere sig som multidistributionsselskab er således også rent strategisk at gøre det samlede marked for energivarer mindre interessant for potentielle store konkurrenter.

Denne udvikling har også spredt sig til Danmark, hvor der i de senere år har kunnet ses flere tiltag for at udvide forretningsområdet fra de danske selskabers side. Nedenfor er baggrunden og mulige konsekvenser af denne udvikling beskrevet. Herefter følger en empirisk gennemgang af udviklingen på det nordeuropæiske marked. De selskaber der er i fokus er oftest de store selskaber refereret i Appendiks om el

og gasmarkedene. Her er der dog set på de aktiviteter der specifikt knytter sig til distribution og hvor det involverer flere markeder.

Muligheden af bundling af energivarer i Danmark og incitamenter for multistri- butorer

De følgende typer af bundling af energivarer er de mest oplagte i det danske tilfælde.

Naturgas + el: Disse to produkter er ikke substitutter i husholdningssektoren i Danmark. Samtidig forbruger alle husholdninger elektricitet og hvis man kunne binde alle gaskunderne til at købe el samme sted ville der være potentielle konkurrencefordele at hente. Da elprisen for husholdningerne samtidig indeholder en meget stor andel af afgifter og er ret prisuelastisk er det lettere at få kunderne til at binde sig til elkøbet, end på det marked hvor man ikke har gasrelationen til kunderne i forvejen. Om der vil blive tale om at bundte elsalget med gassalget er dog uvist, da det ikke vil være fordelagtigt at afvise gaskunder hvis de ikke binder sig til elkøbet.

Fjernvarme + el: Denne kombination er ligeledes en mulighed specielt i de større fjernvarmeområder. Den høje dækningsgrad af fjernvarme indenfor det geografiske område gør det oplagt at integrere distribution af el og fjernvarme for derved at mindske konkurrencen i forhold til de udbydere der kun har det ene produkt. Der er dog heller ikke her umiddelbart tale om at overføre markedsmagt fra et marked til et andet. Fjernvarmedistributionen vil hovedsagelig være en monopolaktivitet og denne monopolist vil kunne udbyde el med visse stordriftsfordele i forhold til kunderne indenfor fjernvarmeområdet. Elsalget vil foregå til dem som i forvejen er fjernvarmekunder og derved vil lavere distributionsomkostninger end de konkurrenter der kun sælger på elmarkedet give denne en konkurrencefordel. Der vil dog ikke nødvendigvis være tale om noget tab for elkunderne da samdistributionsfordelen sandsynligvis bevirker at elprisen ikke bliver højere end hvad konkurrenter på elmarkedet kan udbyde til. Disse forhold kan alternativt føre til at en eludbyder har interesse i at overtage fjernvarmedistribution selv om denne aktivitet isoleret set ikke kan forventes at generere nogen videre profit.

Fyringsolie + el: Dette bundt er også en mulighed på det danske marked, men ikke helt så oplagt som de to første. Den meget mere spredte udbredelse af oliefyr som opvarmingskilde gør bundtning mindre attraktiv da der vil være mange potentielle elkunder som ikke er kunder til fyringsolie. Det er dog sandsynligt at det vil blive søgt at sælge el til de kunder man allerede har på oliesiden. Problemet med disse to energivarer er at konkurrencen på begge markeder er relativt stor og overlappende kunder vil blive et begrænset antal. Der er derfor mindre grund til at bekymre sig om uheldige virkninger af markedsmagt i forbindelse med dette bundt.

El er den mest oplagte energivarer at bundte med en af de tre dominerende opvarmningsteknologier i Danmark naturgas, fjernvarme og fyringsolie. Disse tre energityper er substitutter som opvarmningsteknologi ved etablering af nye boligområder og er kun i meget begrænset omfang substitut til el. Bundling i forbindelse med opvarmningsteknologi kunne endvidere bestå i en kombination af selve energileverancen og en serviceaftale for installationerne.

Bundling bliver oftest karakteriseret som et salg af to varer i et fast forhold. Her er der refereret til fænomenet i en bredere betydning. For energi er det ikke muligt at sælge bundte af energivarer i fast forhold, men bundling kan opfattes som en binding mellem hele energikøbet for en tidsperiode for begge energivarer, altså at man binder sig til en bestemt leverandør af flere energivarer for en nærmere fastsat periode. Naturgas bundtet med el indebærer således, at hvis kunden ønsker gas leveret skal man også modtage el fra samme leverandør. Dette mere fleksible forhold mellem mængderne der købes benævnes ofte for "tying".

Endelig er det muligt at bundtning kan finde sted med varer udenfor energimarkedet men med lignende karakteristika. Det kunne være drikkevandsdistribution, telekommunikation, internet forbindelser, kabel TV mv.

En række argumenter for at bundte varer kan være:

- Stordriftsfordele når energivarer sælges på samme kontrakt
- Fastlåsning af kunder på efter markedets leverancer (service, reservedele)
- Strategiske konkurrencemæssige fordele
- Skjult prisdiskrimination via bundtede varer til nogen grupper

Stordriftsfordele kan findes ved distribution af energivarer når kunder, regninger mv kan administreres i et enkelt system. Endvidere er der stordriftsfordele ved selve kontakten/anskaffelsen af kunden. Der er flere andre mulige stordriftsfordele der kan opnås både med bundtede salg som ved salg af varerne enkeltvis, men der er størst sikkerhed for sammenfald af kunderne, hvis varerne sælges bundtede. Det er ikke nødvendigvis et problem at energivarer sælges i et bundt. Forekomsten af bundtede salg af energivarer kan være til fordel for både kunder som for selskaberne, hvis stordriftsgevinsten tilfalder begge parter via prissætning af varebundet.

Fastlåsning af kunder til serviceleverandører eller energileverandør kan forekomme på energimarkeder ved at installation af udstyr som specielle typer af opvarmnings-teknologi gør det vanskeligt for andre at servicere installationen. Denne type binding benævnes ofte eftermarkeds salg (se f.eks. Borenstein, MacKie-Mason og Netz, 1994). Der kan også være tale om en binding af købet af gas eller varme i en periode efter at man har fået en fordelagtig pris på tilslutningsinstallation til gas eller varmenettet.

Eksistensen af stordriftsfordele i udbuddet af energivarer giver mulighed for at agere strategisk ved prissætning i de to markeder. En monopolist på et marked er således i stand til at byde ind på et andet marked til priser der er under konkurrenternes, hvis monopolisten er sikret at konkurrenterne ikke kan byde ind på deres eget marked. Der er ligeledes den mulighed at man byder ind på et nyt produktmarked for at begrænse evt konkurrenters mulighed for at opnå samme stordriftsfordele ved at omlægge til flere markeder. Det er en mulighed at en evt. gasmonopolist ønsker at begrænse udenlandske konkurrenters mulighed for at byde ind på det samlede gas og elmarked ved selv at overtage en del af elmarkedet f.eks ved at udbyde el til priser der ikke medfører nogen videre fortjeneste på denne del af forretningen. Denne problemstilling er relevant i forbindelse med den danske gasudbyder DONG (se nedenfor).

Whinston (1990) behandler forskellige aspekter af binding mellem energivarer. Han refererer den verserende debat omkring "leverage", hvor monopolmagt på et marked bruges til at opnå monopolprofitter på et andet marked ved at binde salget af den ene vare med den anden vare. Der findes mange argumenter mod eksistensen af sådanne muligheder og rationalet i en sådan strategi.

Whinston fremfører dog at meget af denne kritik er baseret på markedskaraktéristika vedrørende den bundne vare. Konstant skalaafkast fjerner rentabiliteten for monopolisten af at binde varesalget. Hvis der er stigende skalaafkast kan profitabiliteten af en sådan strategi fremkomme ved at konkurrenter på det bundne marked udkonkurreres. Monopolisten kan i dette tilfælde påvirke markedstrukturen på det andet marked, hvorimod kritikere af "leverage" teorien antager at hverken markedstruktur eller priser på dette marked kan påvirkes. Whinston konkluderer således at der er flere tilfælde hvor binding mellem varer kan være en profitabel strategi hvor en monopolist agerer på både et monopolmarked og et mere konkurrencebetonet marked.

I den følgende tabel er der givet et eksempel på bundtning af to energivarer når der er tale om to markeder med begrænset konkurrence. Det bygger på en antagelse om at der ikke kan udøves prisdiskrimination på de to separate markeder, men forbrugere kan på en eller anden måde tvinges til at købe et bundt bestående af en enhed naturgas og en enhed elektricitet. De har kun mulighed for at købe varerne som et bundt og kan ikke vælge at få varer fra alternativ leverandør, men kan afstå fuldstændig fra at købe varebundet. Man kan alternativt betragte dette som en situation hvor man vælger at være kunde til begge varerne og for hele ens forbrug for en fastsat periode. Da begge energivarerne givet valg af energitype er ret inelastiske er mængden dermed også relativt fast.

	Forbruger 1	Forbruger 2	Forbruger 3	Separat salg	Bundt
El	10	9	6	9+9+0	17+17+17
Naturgas	8	10	11	8+8+8	
Total				42	51

Tabel 2-1 Profit ved bundtet salg af energivarer ved monopolmarkeder

I eksemplet antages det, at produktionsomkostninger er fratrukket og der er tale om et nettoprovenu fra priserne i tabellen. Med et stort antal kunder vil der være kunder med mange forskellige reservationspriser og der vil være kunder der har en lav reservationspris for el og en høj reservationspris for naturgas. Dermed bliver det fordelagtigt for monopolisten at bundte varerne. Han har to alternativer at sælge varerne separat på de to markeder til en markedspris for hvert marked eller kun sælge et bundt til en samlet pris for de to varer. For el vil den separate strategi medføre en optimal salgspris på 9 såfremt der er et rimeligt prisloft og for naturgas vil den tilsvarende pris være 8. Den samlede profit er således 42, hvilket er betydeligt lavere end de 51 der kan opnås ved at bundte varerne. I dette tilfælde med monopolagtige tilstande på begge markeder er det således ikke nødvendigt med stigende skalaafkast ("economies of scope") før der er en profitabel strategi for bundtning af energivarerne. Den beskrevne situation er ikke helt urealistisk i regionale småkundermarkeder (husholdninger). I Danmark forekommer det, at der er en gasudbyder med en reel monopolmagt og elmarkedet samtidig er kraftigt domineret af en udbyder, der står overfor en meget begrænset gruppe kunder, der aktivt afsøger mu-

ligheden for at skifte leverandør. På to sådanne regionale markeder kan en integration af virksomhederne medføre et incitament til at bundte energivarene.

Hvis elmarkedet betragtes som i højere grad et konkurrencemarked er det samtidig muligt at se gasmonopolistens ønske om integration og et muligt incitament til bundtning som et udslag af faktiske stordriftsfordele i distribution af el og gas.

Andre papirer har undersøgt effekten af fastsatte maksimalpriser på to monopolliggende markeder. Dette tilfælde analyseres af Johnston og Zhang (1998) på et kinetisk tilfælde med to fødevarer. De viser, at i et specifikt tilfælde kan en ren bundtnings strategi frem for blandet bundtning og separat salg være den bedste strategi.

Helt generelt kan en bundtning af varen være en udmærket løsning for forbrugeren, hvis der er en stordriftsfordel som delvis tilfalder forbrugeren. Dette vil dog kræve en eller anden form for regulering af monopolisten.

Integrationen og udbredelsen af multidistributionsselskaber i det nordeuropæiske marked

Dette er et af de områder hvor der er foregået en betydelig ændring som følge af liberaliseringen. Koncentrationen af energiselskaberne har også da dette blev muligt ført til en meget markant integration på tværs af energimarkederne.

E.ON og Ruhrgas

Det mest aktuelle og bemærkelsesværdige eksempel på samspil mellem el- og gassektoren i Nordeuropa er sammenlægningen af de tyske selskaber Ruhrgas AG og E.ON Energie. Disse selskaber blev i begyndelsen af 2003 organiseret under holdingselskabet E.ON AG som derudover også ejer det britiske Powergen UK. Fokus i denne præsentation af et eksempel på samspil mellem el- og gassektorerne vil ligge på Ruhrgas og E.ON Energie, da det er i disse to selskaber der er tale om et samspil.

Ruhrgas forsyner det tyske marked med 612 TWh gas hvert år, mens E.ON Energie sælger mere end 300 TWh gas om året. Sammenlagt betyder det at koncernen E.ON AG har en markedsandel på 95% af hele det tyske marked som har et årligt gasforbrug på 960 TWh. Samtidig er E.ON Energie en af de mest betydningsfulde elproducenter og –distributører i Tyskland. Sammenlagt betyder det at E.ONs datterselskaber distribuerer 189 TWh el om året, hvilket svarer til 39,6% af hele det tyske marked. Med sammenlægningen af Ruhrgas og E.ON Energie er samspillet mellem el- og gassektoren øget væsentligt, hvilket samtidig øger muligheden for anvendelse af markedsmagt.

E.ON Energie omsatte i 2002 for 11.597 millioner € el og 3104 millioner € gas på det tyske marked, mens Ruhrgas havde en omsætning på 11.765 millioner € på det tyske gaskmarked. Alene disse omsætningstal illustrerer hvor betydningsfuld sammenlægningen af Ruhrgas og E.ON kan blive for samspillet mellem el- og gassektoren, eftersom det er to særdeles betydningsfulde virksomheder der er sammenlagt. Derudover illustrerer omsætningstallene også hvor forholdsvis lille det danske marked er i denne sammenhæng. I gaskmarkedets beskrivelse afsnit 7 er størrelsen størrelses-

forholdene for DONG udførligt beskrevet og specielt fig 2 illustrerer den lille størrelse af DONG i europæisk målestok (2% markedsandel).

DONG, Energigruppen Jylland og NESAs

Selve størrelsen på det danske marked når ikke i nærheden af størrelsen på det tyske (jvf. ovenfor) og den udførlige gennemgang af gassektoren i appendiks 2. Endvidere er der ingen eksempler på en ligeså stærk sammenhæng mellem el- og gassektorerne som det er tilfældet med E.ON og Ruhrgas, selvom der dog kan spores tendenser til at noget lignende kunne forekomme i fremtiden. DONG leverer 46,6 TWh³ gas om året til det danske marked og sidder dermed på 79,2% af markedet, hvor der årligt forbruges 58,8 TWh. DONG er således den dominerende aktør på det danske gasmarked, men selskabets markedsposition på el-markedet er i dag begrænset. DONG er dog begyndt at sælge el efter liberaliseringen af markedet 1. januar 2003. Derudover er 64% af aktierne i distributionsselskabet Energigruppen Jylland blevet købt af DONG i foråret 2003. Energigruppen Jylland distribuerer årligt 593 GWh el og 447 GWh varme og besidder således ikke i denne sammenhæng betydelige markedsandele. På det lokale plan er man dog totalt dominerende. Endvidere viser den seneste udvikling at DONG ved forhandlinger samt direkte købstilbud på bla. NESAs, som de allerede ejer 13% af ønsker en markant udvidelse af aktiviteten indenfor el-distribution. NESAs står med en leverance af 6 TWh om året for 18% af Danmarks elforsyning, hvor det samlede forbrug ligger på 33 TWh.

Hvis dette købstilbud havde været succesfuldt ville DONG skabe en langt stærkere integration af el- og gassektorerne end man hidtil har set i Danmark. En sådan udvikling ville muligvis kunne give øget effektivitet i distributionen, men den øger samtidig muligheden for udnyttelse af markedsmagt overfor de mindre kunder. For at integrationen skal matche den tyske integration skabt med sammenlægningen af E.ON og Ruhrgas vil det dog være nødvendigt at DONG skulle erhverve sig yderligere andele af eldistributionen.

Statoil og Naturgas Fyn

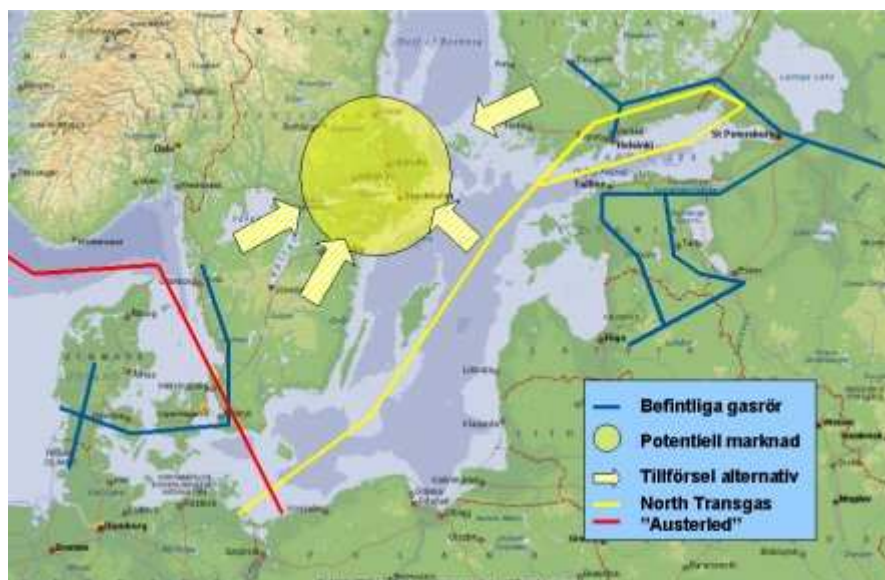
En af de eneste udfordringer i forhold til DONGs meget betydningsfulde position på det danske gasmarked er samarbejdet mellem norske Statoil og Naturgas Fyn, som er det eneste gasdistributionsselskab i Danmark der ikke er ejet af eller har eksklusivaf-tale med DONG. Disse to virksomheder er gået sammen om skabelsen af det nye selskab Statoil Gazelle A/S, hvis erklærede markedstrategi er at sælge gas direkte til forbrugerne, når valget af gasdistributør gives fri fra 1. januar 2004. For tiden er der ikke offentliggjort nogen planer om også at udbyde el til forbrugerne, men man kan dog tale om et vist – om end meget beskedent – samspil mellem el- og gassektoren, eftersom Statoil tilbyder salg af el til erhvervskunder. Selskabet sælger dog ikke el til privatkunder, som ellers fra 1. januar 2003 har kunnet vælge deres egen el-leverandør. Den direkte sammenhæng mellem el- og gassektorerne i forhold til Statoils forretning er derfor ikke stor.

³ Udregnet på baggrund af den nedre brændværdi på 11,2 kWh/Nm³ som er standard for det danske gasnet.

Sverige: E.ON og Sydkraft

Med E.ONs ejerandel på 55% af svenske Sydkraft er der på dette punkt en vis integration mellem gas- og elsektorerne.

Gasmarkedet i Sverige er for tiden lille, men der arbejdes aktivt med strategier for at udbrede brugen af gas til kraftvarmeproduktion i Sverige. (se bl.a. Svenska Naturskyddsföreningen, januar 1999 og Svensk Naturgas, www.svensknaturgas.se)



Figur 2-2 Gasmarkedsforbindelser og planer af relevans for integration i Norden

Kilde: Svensk Naturgas, www.svensknaturgas.se/document.asp?path=1168;2452;2458;2461;4132

For tiden undersøges potentialet for etablering af naturgasfyrede kraftvarmewærker i Stockholm-området i det centrale Sverige som afbilledet på kortet. Flere virksomheder i energisektoren, som fx Svensk Naturgas og Sydkraft, udtrykker interesse for at fremme disse planer.

En yderligere integration på tværs af de nationale markeder er på det seneste opstået med Sydkrafts interesse for det Fynske holding og distributionsselskab Odense Energi A/S. Om det så reelt er E.ON der hermed interesserer sig for det danske distributionsmarked er uafklaret, men en integration af denne art vil naturligt nok give baggrund for at udbyde alle tre typer energi i det fynske område.

Den udvikling som er skitseret ovenfor med større energiselskaber der overtager distributionsaktiviteter indenfor andre energiområder end deres øvrige forretning vil give anledning til overvejelser omkring bundling af disse energivarer overfor de private forbrugere. En konsolidering af distributionsselskaberne i Danmark vil gøre en udvikling mod større multidistributionsselskaber mere sandsynlig.

De mindre eldistributioner er i et par tilfælde blevet overtaget af større distributører af gas eller olie. I Tyskland er det den omvendte integration der har fundet sted med E.ON.'s overtagelse af Ruhrgas. Det bliver med denne type store distributører et

spørgsmål om de vil udnytte deres dominerende position på nogle markeder til at bundte deres energisalg og dette vil medføre en forstyrrelse af markederne.

Risikoen for udnyttelse af markedsmagt ved bundling i Danmark

Udviklingen i ejerforhold for selskaberne indenfor distribution af energivarer indikerer som beskrevet ovenfor igangværende og fremtidige ændringer i Danmark, der kan give mulighed for at udøve markedsmagt ved at bundle energivarer. Det er dog endnu ikke et reelt problem, da der ikke er skabt store multidistributører på de markeder, der kan være relevante for bundling. Det er el og gas bundling, hvor DONG ikke besidder så stor en del af elmarkedet at de f.eks. er i stand til at forlange at kunder opretholder kundeforholdet for både gas og el for at opnå muligheden af fastprisaftaler (rabatter).

For fjernvarme og el bundtet er der ikke tegn på at de historisk betingede multidistributører i de store byer kan undgå konkurrence på elsiden ved at bundte el med fjernvarme. Den væsentligste årsag hertil er at for den store andel af boligerne i boligblokke er det ikke den enkelte der træffer valget om leverandør af varme og derfor kan købet af el og fjernvarme ikke knyttes sammen.

2.3 Liberalisering af forbrugernes opvarmningsvalg – en naturlig følge af liberalisering af de øvrige energimarkeder?

I det følgende analyseres konsekvensen af indenfor fjernvarmeområdet at give forbrugerne frit valg med hensyn til opvarmningsform. I den forbindelse kan man stille spørgsmålet: Ville forbrugerne vælge fjernvarme hvis de havde frit valg?

Først gennemføres en privatøkonomisk analyse, hvor prisen på fjernvarme bliver sammenlignet med prisen på alternative individuelle opvarmningskilder: Olie, naturgas træpiller og el-paneler. Analyserne begrænses til kun at omfatte huse og ikke lejligheder. Begrundelsen herfor er, at det anses for værende urealistisk, at for lejligheder at substituere væk fra fjernvarme. Der tages udgangspunkt i en situation, hvor det antages at husholdningen har installeret fjernvarme, og det undersøges hvorvidt det kan betale sig for husholdningen af skifte over til en anden opvarmningsform.

Derefter gennemføres en samfundsøkonomisk analyse, der har til formål at klargøre, hvorvidt de privatøkonomiske interesser i forhold til valg af opvarmningsform stemmer overens med samfundsøkonomiske interesser når der tages højde for eksterne omkostninger ved emissioner af eksempelvis CO₂, SO₂.

Data indsamling/beregningsgrundlag

For at kunne foretage de ovenfor beskrevne analyser ligger der en del dataindsamling til grund. Vi har fundet oplysninger hos Energistyrelsen (ENS), Elsparafonden, Danske Fjernvarmeværkers Forening (DFF), Cenergia, Danmark Miljøundersøgelsers (DMU), hos diverse VVS-firmaer og endelig har vi fundet oplysninger angående estimation af skadesomkostninger.

		Oliefyr	Gasfyr	Stokerfyr	Elpanel	Fjernvarme
Brændselstype		Gasolie	Naturgas	Træpiller	Elektricitet	
Investering	Kr.	25.000-30.000	28.000-37.000	28.000	15.000-20.000	-
Service	Kr./år	135	300-700	-	-	-
Vedligeholdelse	Kr./år	1000	1000	1000		250
Fast afgift	Kr.	-	-	-	-	136-10.360
Kvadratmeterafgift	Kr./m ²	-	-	-	-	0-66
Brændselspris (ekskl moms)	Kr./GJ	66	67	69	106	46-161
Brændselsafgift	Kr./GJ	59.5	56	1	167	
Virknings-grad	Pct.	0.9	0.95	0.85	1	1
Levetid	År	15	15	15	15	-
Kilder		ENS, DMU, Vvs	ENS, DMU, Vvs	Vvs, DMU	ENS, DMU, Vvs,	Elsparefonden, DMU

Tabel 2-2 Opvarmningstyper

I analysen regnes der på forskellige hustyper. I DFF's varmeprisundersøgelse (2003) anvendes et gennemsnitshus, der er 130 m² og have et energiforbrug til opvarmning på 65 GJ pr. år. Cenergia (Balslev-Olesen, 2004) definerer et standardhus, der har et forbrug af energi til opvarmning svarende til det maksimalt tilladte ifølge bygningsreglementet (www.retsinfo.dk). Cenergia definerer et lavenergihus og et superlavenergihus, der har et energiforbrug til varme på hhv. 70% og 50% af standardhuset. For at gøre analyserne sammenlignelige regnes der her på huse på 130 m². Hustypenes energiforbrug er vist i Tabel 2-3.

	Gennemsnitshus	Standardhus	Lavenergihus	Superlavenergihus
Energiforbrug, GJ	65	43	30	22
Størrelse, m ²	130	130	130	130

Kilder: DFF, Cenergia, www.retsinfo.dk, ELO (2003)

Tabel 2-3 Hustypers varmeenergiforbrug

Alternative opvarmningsformer Fra fjernvarme til et alternativ

Alternative individuelle opvarmningsformer til fjernvarme er eksempelvis: Oliefyr, gasfyr, el-paneler, stokerfyr, brændefyr, halmfyr, solceller og varmepumper. I de følgende analyseres der på oliefyr, gasfyr, el-paneler og stokerfyr som alternative individuelle opvarmningsformer for huse til fjernvarme.

I det følgende undersøges det, hvorvidt det kan betale sig for husholdningen at skifte over til individuel opvarmning under forudsætning af, at husholdningen skal investere i et olie-, gas, eller træpillefyr eller el-paneler. Først gennemføres en analyse baseret på data fra DFF's varmeprisundersøgelse. Varmeprisen opgives i disse data er den totale årlige udgift til fjernvarme for et gennemsnitshus og der forefindes data for 304 fjernvarmeværker. Dernæst gennemføres der analyser baseret på oplysninger om 131 fjernvarmeværker, der deltager i Elsparefondens tilskudsordning. Årsagen til at disse data anvendes er, at der forefindes oplysninger om værkernes faste afgift, kvadratmeterafgift (kr./m²) og variable afgift (kr/GJ). Årsagen til at begge datakilder inddrages er, at DFF's varmeprisundersøgelse indeholder data fra mange værker, men angiver kun den total varmeudgift for et gennemsnitshus. For de 131 fjernvarmeværker, der deltager i Elsparefondens tilskudsordning foreligger data mere detaljeret således at der kan foretages beregninger for flere hustyper.

På grundlag af oplysninger fra DFF's varmeprisundersøgelse har vi sammenlignet de årlige udgifter til fjernvarme for et gennemsnitshus med beregnede udgifter til alternative individuelle opvarmningsformer. I Figur 2-3 er den årlige udgift til fjernvarme for et gennemsnitshus for hvert enkelt af de 304 værker sorteret stigende i prisen. Den beregnede udgift til individuel opvarmning er indtegnet som vandrette linier og er beregnet som

$$C_{total} = \left[I_0 + \sum_{t=0}^T \frac{c_t^p}{(1+r)^t} \right] \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^{T+1} - 1} \quad (2.3.1)$$

hvor

C_{total} er total udgifter til varme pr. år,

I_0 er investeringen afholdt i periode 0

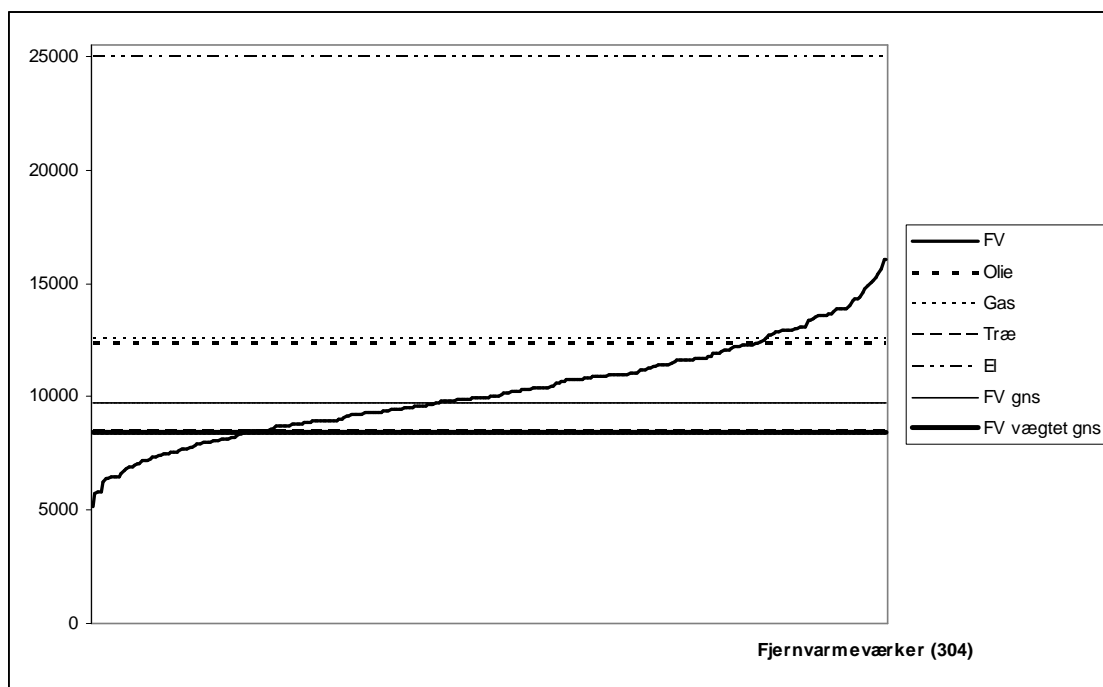
c_t^p er årlige udgifter til service, vedligehold samt energiomkostninger givet ved prisen plus afgiften på energi

r er rentesatsen, 3 %⁴

$T = 14$, tidshorisonten, 15 år

I diagrammet er yderligere det simple gennemsnit af prisen på opvarmning ved fjernvarme (FV gns) samt det vægtede gennemsnit prisen på opvarmning ved fjernvarme (FV vægtes gns) angivet. Det ses, at samtlige værker er billigere end el-varme og under 1/3 af værkerne er billigere end opvarmning med træpiller. For et gennemsnitshus er det næsten ligegyldigt om man vælger at opvarme med olie eller gas.

⁴ Valget af en rentesats på 3 % beror på en antagelse om, at investeringen til individuel opvarmning skal finansieres ved et realkreditlån med en rente før skat på 5 % svarende til en rente efter skat på ca. 3 % (Dagbladet Børsen 26. februar 2004)

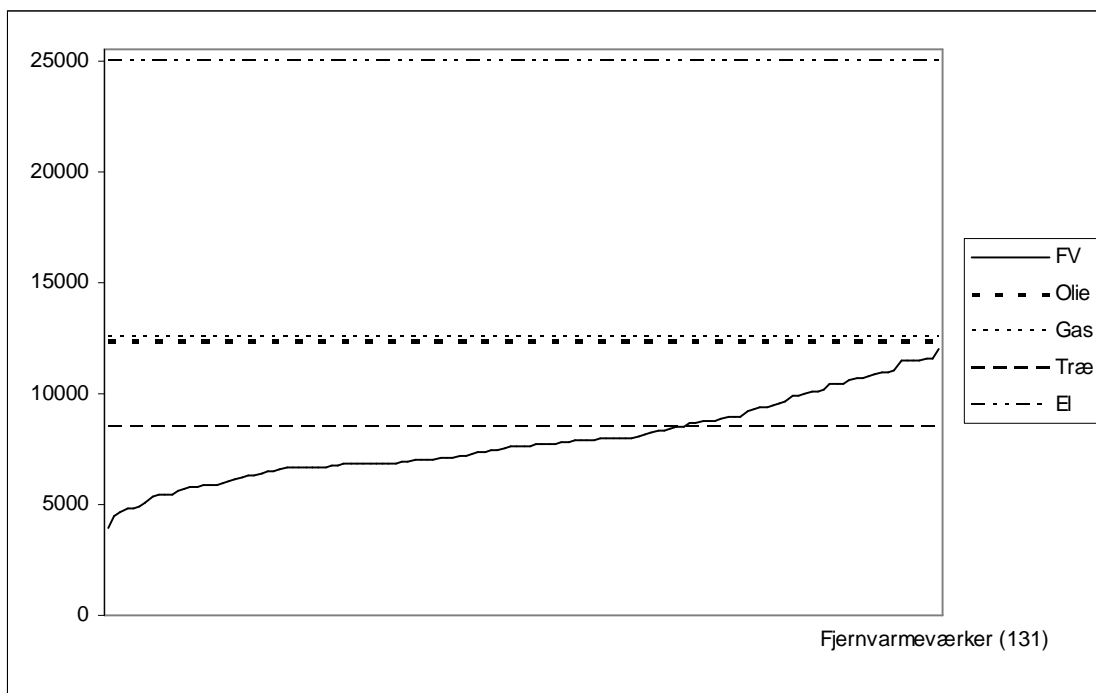


Figur 2-3 Årlig udgift i kr. til fjernvarme (DFE tal), sammenlignet med årlig udgift til individuel opvarmning for et gennemsnitshus.⁵

I Figur 2-3 er udgiften til opvarmning vha. olie og gas hhv. udgiften til opvarmning vha. træ og det vægtede gennemsnit af udgiften til opvarmning ved fjernvarme er næsten sammenfaldende.

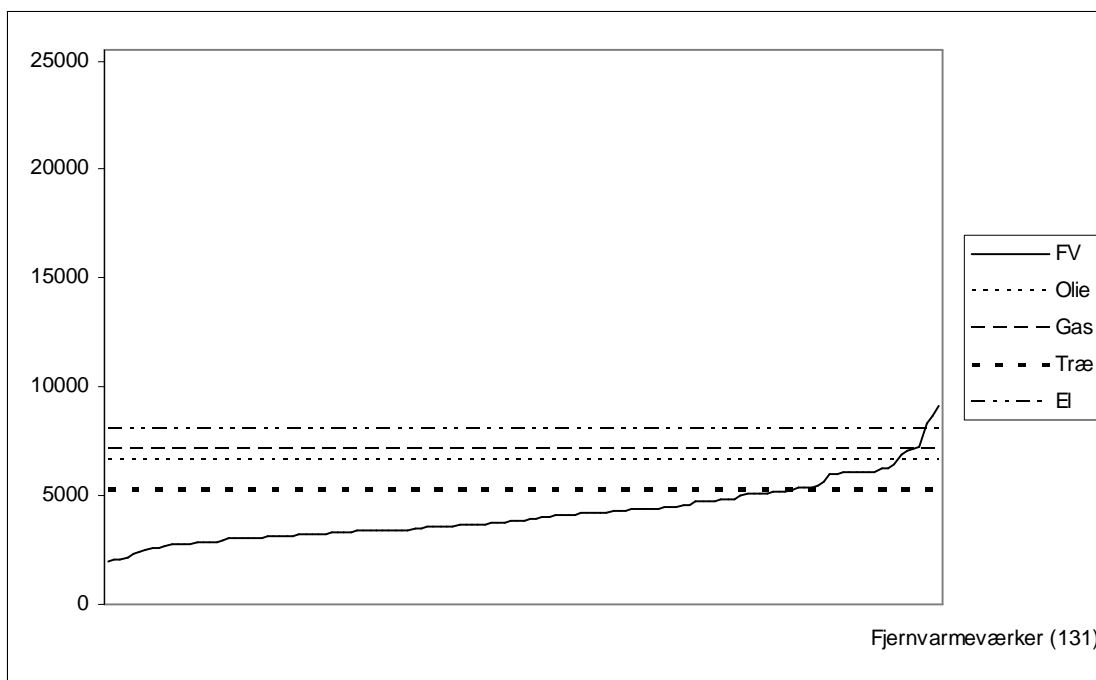
I det følgende anvendes data for 131 værker, hvor den total til fjernvarme i gennemsnit fordeler sig på 14 % til den faste afgift, 16 % til kvadratmeterafgift og endelig kun de sidste 70 % til variabel afgift. For at analysere, hvorledes forskellige investerings- og vedligeholdelsesomkostninger i kombination med brændselsprisen har betydning for valg af opvarmningsform, beregnes den årlige udgift til varme for forskellige hustyper. Vi har beregnet udgiften til fjernvarme og for et gennemsnitshus, standardhus, lavenergihus og et superlavenergihus. Figur 2-4 og Figur 2-5 illustrerer de beregnede årlige udgifter til fjernvarme på værksniveau sorteret stigende for prisen for henholdsvis et gennemsnitshus og et superlavenergihus sammenlignet med de beregnede udgifter til alternativ individuel opvarmning, der i figuren er angivet som vandrette linjer. For gennemsnitshuset er prisen på olie og gas igen næsten den samme men samtlige fjernvarmeværker er billigere sammenlignet med både olie, gas og el-varme. Kun opvarmning ved træpiller er billigere for nogle værker.

⁵ Note: Udgiften til olie, gas og det simple gennemsnit af fjernvarmeudgiften er næsten sammenfaldende



Figur 2-4 Gennemsnitshus, årlig udgift til varme, kr.

Det ses, at den årlige udgift til varme afhænger af opvarmningsform varierer mindre for et superlavenergihus end for et gennemsnitshus. Dette skyldes, at de variable udgifter til varme får mindre betydning for den totale udgift, da varmebehovet i et superlavenergihus er ca. 1/3 af varmebehovet i et gennemsnitshus. For et superlavenergihus er også nogle få værker dyrere end el-varme.



Figur 2-5 Superlavenergihus, årlig udgift til varme, kr.

Sammenlignes resultaterne for et gennemsnitshus med resultaterne for et superlavenergihus ses det, at der er flere fjernvarmeværker, der er billigere end den billigste opvarmningsform (træpiller) for et superlavenergihus end der er for et gennemsnitshus. På den anden side er der flere værker, der er dyrere end den dyreste opvarmningsform (el-paneler) for et superlavenergihus end der er for et gennemsnitshus.

Resultaterne, der er illustreret i Figur 2-4 og Figur 2-5 for DFF- og superlavenergihus er summeret for alle hustyper i Tabel 2-4, hvor andelen af værker med lavere varmepriser end individuel opvarmning er vist.

	Olie	Gas	Træ	El	Total antal værker
	procent				
Gennemsnitshus ¹⁾	89	90	29	100	304
Gennemsnitshus ²⁾	100	100	69	100	131
Standardhus	98	98	71	100	131
Lavenergihus	96	98	78	100	131
Superlavenergihus	95	97	82	98	131

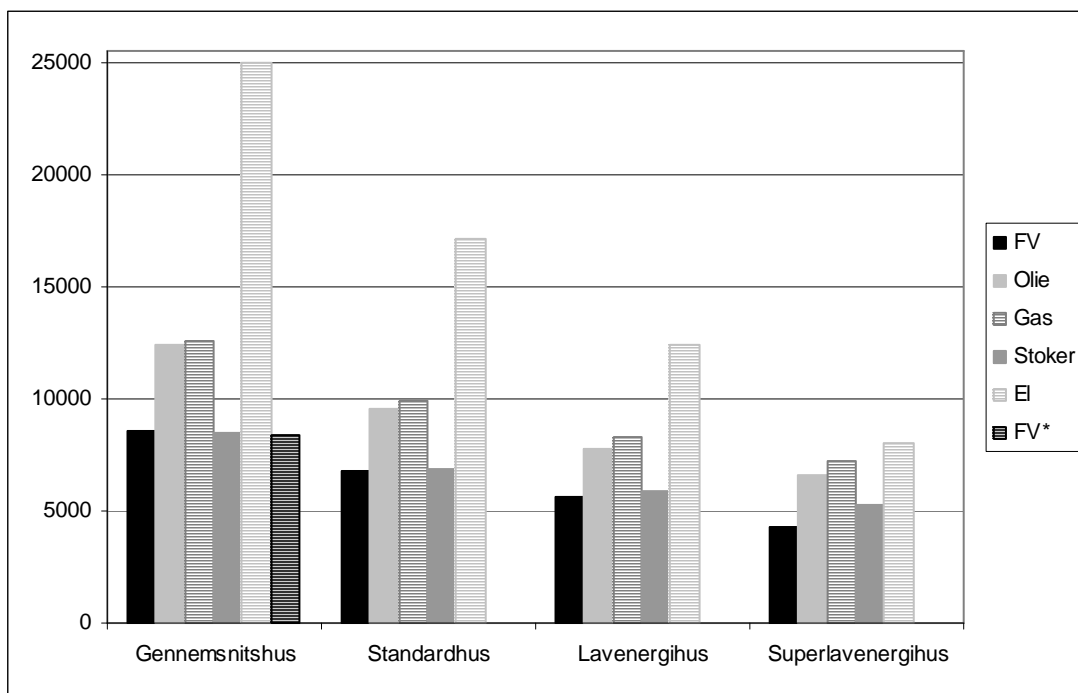
Note: 1) gennemsnitshus baseret på data fra DFF's varmeprisundersøgelse, 2) gennemsnitshus baseret på data fra Elsparefonden

Tabel 2-4 Andel værker med lavere varmepriser end individuel opvarmning

Det bemærkes, at der er forskel på prisniveauet for de 304 fjernvarmeværker, der indgår i DFF's varmeprisundersøgelse, og de 131 fjernvarmeværker, der indgår i Elsparefondens tilskudsordning.⁶

Tages der udgangspunkt i en gennemsnitspris på fjernvarme fås det, at gennemsnitligt er fjernvarme kun en marginalt dyrere opvarmningsform end træpiller for et gennemsnitshus. For standardhuset og lavenergihuset er fjernvarme en marginalt billigere opvarmningsform end træpiller mens fjernvarme i gennemsnit er den signifikant billigste opvarmningsform for superlavenergihuset.

⁶ Vi har ingen mulighed for at undersøge i hvor høj grad der er sammenfald mellem de to grupper af værker, og kan ikke sige noget om, hvorvidt det er en tilfældighed eller ej værkerne inkluderet i Elsparefondens tilskudsordning i gennemsnit er billigere



*) vægтет gennemsnit baseret på DFF's varmeprisundersøgelse⁷

Figur 2-6 Årlig varmeudgift fordelt på hustyper og opvarmningstyper⁸, Kr./år

Tallene ovenfor afslører, at for et hus på 130 m² med et energiforbrug til opvarmning på mellem 22 og 65 GJ er ikke alle fjernvarmeværker konkurrencedygtige, når det antages, at fjernvarmen allerede er installeret i boligen sammenlignet med en alternativ individuel opvarmningsform, der først skal installeres. Med et højt energiforbrug som i et gennemsnitshus, er det 31 (71) % af fjernvarmeværkerne er dyrere end installering af et stokerfyr (træpiller). På den anden side, hvis man bor i et superlavenergihus, får installeringsomkostningerne så stor betydning, at 82 % af værkerne er billigere end selv den billigste individuelle opvarmningsform, stokerfyr (træpiller).

Samfundsøkonomisk analyse af valg af opvarmningsform

Under samfundsøkonomisk projektvurdering er der flere skoler. En er beskrevet af Møller et al (2000). I det følgende er der taget udgangspunkt i Energistyrelsen (1999) med undtagelse af, at den anvendte diskonteringsrate er taget fra Møller et al (2000).

Ifølge økonomisk teori, kan begrænsning af forurening foregå ved at pålægge forurenere en økonomisk byrde, der er afhængig af forurenerens økonomiske aktivitet (Hanley et al, 1997). I denne analyse tages der udgangspunkt i, hvorvidt afgiftstrukturen på energityper lever op til kravet om, at afgiften svarer til de marginale skadesomkostninger. Der er store usikkerheder forbundet med fastsættelse af værdien af eksterne effekter af energi. De eksterne effekter stammer fra emissioner af eksempelvis CO₂, SO₂ mm. I Munksgaard et al (2004) er der indsamlet estimater for

⁷ Det bemærkes, at for et gennemsnitshus er de vægtede gennemsnitlige udgifter til fjernvarme baseret på DFF's varmeprisundersøgelse for 304 fjernvarmeværker næsten identisk med den simple gennemsnitsudgift baseret på de 131 fjernvarmeværker, der er med i Elsparefondens tilskudsordning

⁸ FV* angiver den vægtede gennemsnitlige udgift til fjernvarme for et gennemsnitshus baseret på DFF's varmeprisundersøgelse

skadesvirkningerne af følgende: CO₂, CH₄ og N₂O, SO₂ og CO, og ENS har givet et skøn over skadeseffekterne ved emission af VOC. De værdier, der er anvendt i denne analyse dækker over relativt store intervaller hvor en gennemsnitværdi er anvendt i denne analyse (Tabel 2-5).

	Minimum værdi	Maksimumværdi	Middelværdi	Anvendt værdi
CO ₂ ⁹	38	878	458	120 ¹⁰ 450
SO ₂	23.040	209.475	116.258	100.000
NO _x	23.040	187.620	105.330	100.000
CO	8	15	11	10
CH ₄	2.895	5.558	4.226	4.200
N ₂ O	53.228	180.045	116.636	115.000
VOC	20.000		20.000	20.000

Kilde: Munksgaard et al (2004)

Tabel 2-5 Estimeret skadesomkostning i kr./t

Med udgangspunkt i disse værdier samt information om energitypernes emission, der er vist i Tabel 2-6, er skadesomkostningerne ved brug af forskellige brændsler beregnet.

		CO ₂	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	N ₂ O	VOC
Fyringsolie	Husholdning ¹¹	74.000	23	52	43	1,5	2	3
	Elværk ¹²	74.000	23	220	15	1,5	2	1,5
Naturgas	Husholdning	57.280	0,3	30	20	6	1	4
	Elværk	57.280	0,3	115	15	6	1	2
Træ	Husholdning	0	25	120	9.000	200	4	600
Halm	Kraftvarme	0	130	153	4.000	200	4	600
Affald		94.500	23,9	124	7,4	0,59	1,2	0,98
Kul	Elværk	95.000	45	130	10	1,5	3	1,5
Biomasse/gas		83.600	11	31	36	4	2	4

Kilde: www.dmu.dk

Tabel 2-6 Emissionskoefficienter, t/PJ

⁹ De to anvendte værdier for skadesomkostningerne forbundet med CO₂ udslip henvises der i det følgende til som "lav" hhv. "høj"

¹⁰ Skadesomkostningen for CO₂ på 120 kr./t svarer til alternativomkostningen ved alternative tiltag anvendt i regeringens Oplæg til klimastrategi for Danmark (2003)

¹¹ Energi anvendt i husholdninger er beskrevet som "Residential plants"

¹² For *Elværk* er de emissionskoefficienter der er knyttet til "Public power" valgt såfremt der er en sådan kategori. Ellers er emissionskoefficienter der er knyttet til "Combustion plants >= 50 and < 300 MW (boilers)" valgt.

De eksterne omkostninger ved elektricitet og fjernvarme er beregnet på baggrund af oplysninger om brændselssammensætningen i den totale el- og varmeproduktion i 2002.¹³ Derved er den eksterne omkostning ved elektricitet og fjernvarme beregnet som en gennemsnitsværdi af hele el-produktionen det pågældende år. Brændselssammensætningen i den totale el-produktion i 2002 er vist i Tabel 2-7.

	Kul	Olie	Naturgas	Vind	Biomasse/gas	Affald
Energi-input i el	46	10	25	13	3	3
Energi-input i varme	24	8	30	0	15	23

Kilde: Energistatistikken(2002)

Tabel 2-7 Brændselssammensætningen i el- og varmeproduktionen, 2002, pct.

Principielt burde den totale brændselsafgift svare til de totale eksterne miljøomkostninger. Den total brændselsafgift er sammensat af en CO₂ afgift og en energiafgift, hvor den sidstnævnte er en provenu-skat (Togeby et al 2001). Optimalt burde CO₂ afgiften svare til skadesomkostningerne forbundet med CO₂ emission. I Tabel 2-8 er størrelsen af de eksterne effekter og brændselsafgifterne illustreret. Det ses, at for naturgas, fyringsolie og elektricitet er den totale afgift større end de totale eksterne omkostninger uafhængigt af hvorvidt der antages lave eller høje CO₂ skadesomkostninger, mens det modsatte er tilfældet for træpiller. Antages lave CO₂ skadesomkostninger stemmer CO₂ afgiften og CO₂ skadesomkostningerne godt overens for fyringsolie og naturgas, mens CO₂ afgiften er for høj for elektricitet og fjernvarme. Antages høje CO₂ skadesomkostninger er CO₂ afgiften for lav for samtlige brændsler (med undtagelse af træ hvor både skadesomkostninger og afgiften er 0).

Brændselstype	Fyringsolie	Naturgas	Træpiller	Elektricitet	Fjernvarme
Eksterne miljøomkostninger i alt_lav	17	10	28	51	29
Eksterne miljøomkostninger i alt_høj	41	29	28	103	63
Brændsels-afgift	60	56	1	167	45
CO2 Skadesomkostninger_lav	9	7	0	19	12
CO2 Skadesomkostninger_høj	33	26	0	71	45
CO2 afgift	8	6	0	28	22
Energiafgift	51	51	1	139	23

Note: 1) afgiften på elektricitet, der er præcenteret her retter sig mod elektricitet til opvarmning. Anvendes elektricitet til andre formål i husholdningen er afgiften 185 kr./GJ

Kilde: ENS (2003), DMU (2004), Munksgaard et al (2004)

Tabel 2-8 Eksterne effekter og afgiftsstørrelser, kr./GJ

¹³ Brændselssammensætningen i el- og varmeproduktionen er baseret på oplysninger fra Energistatistik 2002, hvor Energistyrelsen opgør Produktion og forbrug af el, Produktion og forbrug af fjernvarme, El-produktionens fordeling på produktionssteder samt Elproduktionens og varmeproduktionens fordeling efter anvendt brændsel.

Når de samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med husholdningernes opvarmningsvalg spiller de privatøkonomiske omkostninger ved produktion, distribution mm. af energi ligeledes ind på valget af opvarmningsform. I det følgende illustreres det, hvorledes de forskellige hustyper burde vælge opvarmningsform såfremt der tages højde for både de eksterne miljøeffekter og de privatøkonomiske aspekter. De samfundsøkonomiske omkostninger ved opvarmning beregnes på tilsvarende vis som de privatøkonomiske ved

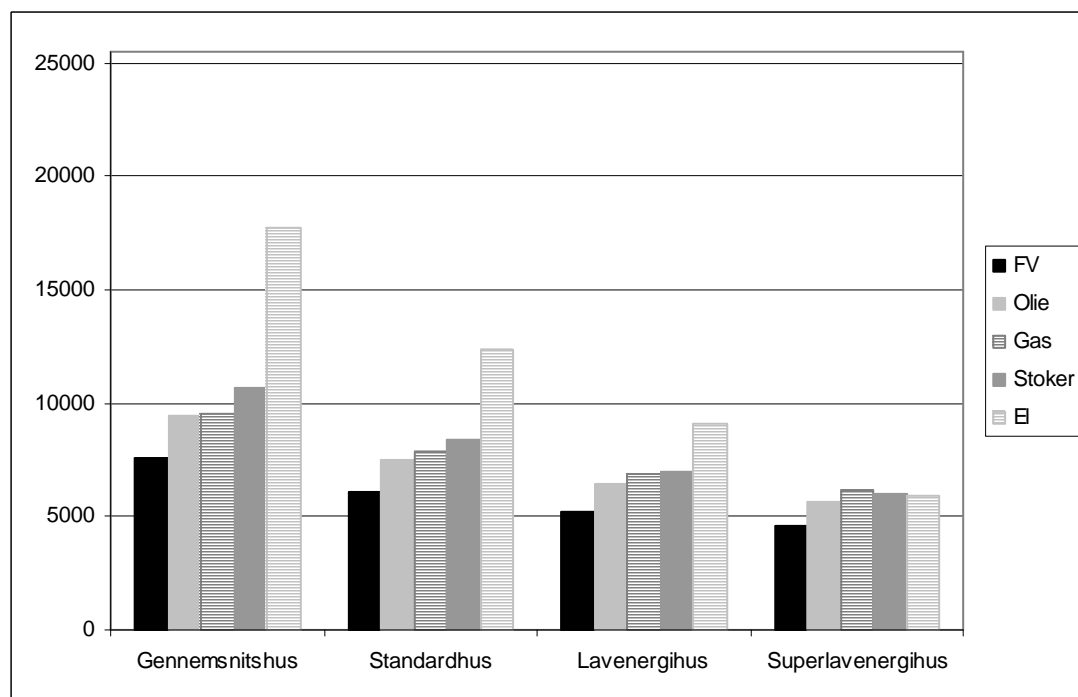
$$C_{total} = \left[I_0 + \sum_{t=0}^T \frac{c_t^s}{(1+r)^t} \right] \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^{T+1} - 1} \quad (2.3.2)$$

hvor

c_t^s er årlige udgifter til service, vedligehold samt energiomkostninger givet ved prisen på energi samt de eksterne omkostninger ved energi

r er rentesatsen, 3 % (Møller et al, 2000)

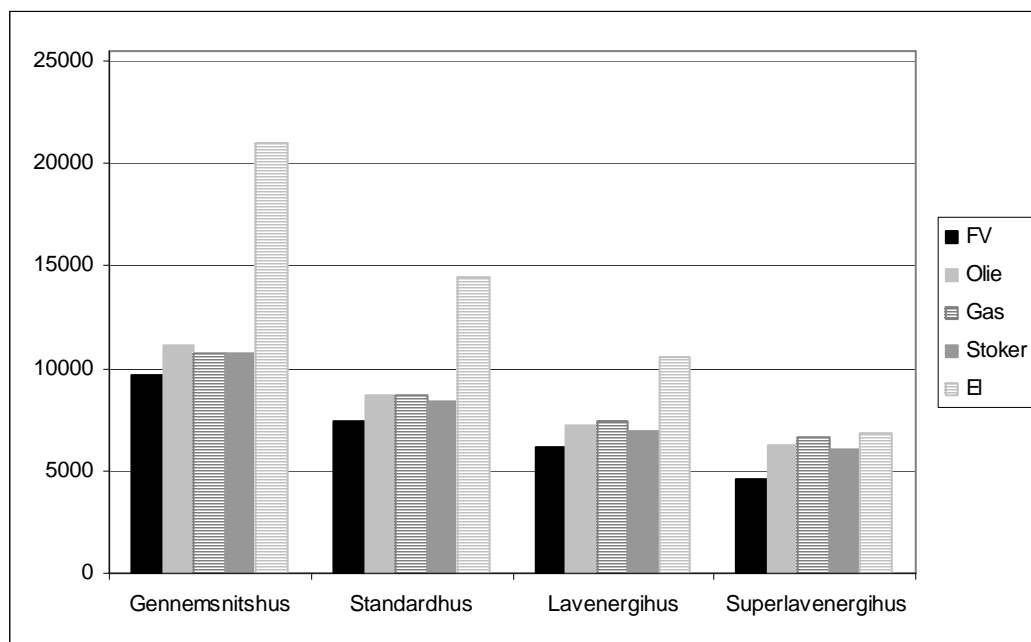
I Figur 2-7 er den årlige udgift til opvarmning illustreret for de fire hustyper for fem forskellige opvarmningstyper. De årlige udgifter til fjernvarme er beregnet som et gennemsnit af de 131 værker, der indgår i elsparefondens tilskudsordning.



Figur 2-7 Samfundsmæssige omkostninger ved opvarmning fordelt på hustyper og opvarmningstyper, Kr./år, lave CO₂ skadesomkostninger

Det ses, at under forudsætning af antagelse om en CO₂ skadesomkostning er fjernvarme i gennemsnit den mindst omkostningstunge opvarmningsform ud fra et samfundsøkonomisk synspunkt. Opvarmning ved hjælp af træ bliver mindre attraktivt i et samfundsøkonomisk perspektiv, da træ, der bliver brændt af i husholdningerne (sammenlignet med på kraftværker) har temmelig høje emissioner af CO og VOC. Træ som brændsel har en fordel sammenlignet med de øvrige brændsler hvad an-

går CO₂ emission. I Figur 2-8 er den årlige udgift til opvarmning vist under antagelse af den høje CO₂ skadesomkostning. Det ses, at fjernvarme stadig gennemsnitligt er den mindst omkostningstunge opvarmningsform set ud fra et samfundsøkonomisk synspunkt.



Figur 2-8 Samfundsmæssige omkostninger ved opvarmning fordelt på hustyper og opvarmningstyper, Kr./år, høje CO₂ skadesomkostninger

Den samfundsøkonomiske analyse viser, at uafhængig af antagelsen om CO₂ skadesomkostningen er fjernvarme i gennemsnit den samfundsmæssigt set bedste opvarmningsform. Under antagelse om høje CO₂ skadesomkostninger bliver opvarmning ved træpiller mere attraktivt.

Sammenlignes de privatøkonomiske omkostninger med de samfundsøkonomiske omkostninger ved opvarmning ved en gennemsnitsbetragtning får man en indikation af, hvorvidt de privatøkonomiske incitament er stemmer overens med de samfundsøkonomiske incitament. I Figur 2-6 sås det, at fjernvarme er den billigste opvarmningsform for standardhuset, lavenergihuset og superlavenergihuset og den næstbilligste for et gennemsnitshus. Både under antagelse om lave såvel som høje CO₂ skadesomkostninger fås, at fjernvarme er den billigste opvarmningsform.

Konklusion

Af ovenstående analyser fremgår det, at fjernvarme i gennemsnit står stærkt i forhold til opvarmning med individuelle opvarmningskilder. Et muligt alternativ er opvarmning med stokerfyr/træpiller. Det spiller en vis rolle, hvorvidt der er tale om opvarmning af et hus med et højt eller lavt varmebehov, i og med investeringsomkostningerne spiller en større rolle jo mindre varmebehovet er.

Hvis der blev indført frit valg for varmekunderne ville det umiddelbart ikke være mange eksisterende kunder, der ville skifte til opvarmning med olie eller naturgas,

ligesom der ikke ville være noget incitament for at skifte til elvarme. For træpillerne er spørgsmålet om det er et reelt alternativ for så mange af de eksisterende fjernvarmekunder, da der både er gener forbundet med den løbende anvendelse samt et rent pladsspørgsmål. Der er dog ikke tvivl om, at der er nogle fjernvarmekunder, der både har incitament og mulighed for at skifte til træpiller, hvis dette tillades.

Det er endvidere sandsynligt at en liberalisering af opvarmningsvalg vil føre til, at fjernvarmeværkerne overvejer tarifstrukturen. Det kunne overvejes at indføre lavere faste afgifter og lavere kvadratmeter afgifter med henblik på at reducere de faste udgifter for lavenergihusene specifikt og i stedet at øge den variable pris. Dermed ville det blive mere attraktivt for lavenergihuse at benytte fjernvarme som opvarmningsform i sammenligning med den nuværende struktur. Dette vil dog have en uheldig virkning på forbruget i huse med stort forbrug, hvis ikke det er muligt at yde disse en eller anden form for mængderabat.

Den samfundsøkonomiske analyse afslører, at de privatøkonomiske incitament stemmer overens med de samfundsøkonomiske incitament under antagelse af både lave og høje CO₂ skadesomkostninger.

3 Samspil mellem energimarkederne og konsekvenser for produktion af el og varme

3.1 Samspil – sammenhæng mellem markeder og dermed mulighed for udøvelse af markedsmagt

Markedsmagt er et centralt spørgsmål i forbindelse med liberalisering af energimarkederne. Hele den forventede gevinst ved liberaliseringen af energimarkederne er afhængig af at den markedsmagt som evt. eksisterer i hvert fald ikke udnyttes i markant grad. Dette spørgsmål har været behandlet ret indgående for specielt elmarkedet. I en økonomi hvor energimarkederne hænger sammen rejser dette emne flere interessante problemstillinger. For dette projekt er en væsentlig problemstilling spørgsmålet om hvorvidt markedsmagt kan overføres fra et energimarked til et andet.

Markedsmagt i elsektoren er studeret af bl.a. (Amundsen and Bergman, 2001; Bower, Bunn, and Wattendrup, 2001; Garcia and Arbelaez, 2002; Guan, Ho, and Pepyne, 2001; Gørtz and Hansen, 1999; Andersson and Bergman, 1995) (Bower, Bunn, and Wattendrup, 2001), (Garcia and Arbelaez, 2002), (Guan, Ho, and Pepyne, 2001), (Gørtz and Hansen, 1999), (Andersson and Bergman, 1995).

Der er derimod kun et fåtal af studier der har set på markedsmagt på tværs af energimarkederne (Bunn, Dynner, Larsen, and ., 1997). Dette studie ser på hvorledes en stor elproducent på engrosmarkedet kan påvirke både spot markedspriser og volatilitet. Dette er baseret på anvendelse af naturgas, der kan anvendes til elproduktion eller sælges videre på gasmarkedet uden tab. I tilfælde hvor gasbaseret el er den marginale teknologi på elmarkedet kan noget af denne kapacitet holdes tilbage med kun et marginalt tab, der mere end opvejes af en gevinst på den øvrige produktionskapacitet. Dette er kun muligt hvis man råder over en betydelig del af den gasbaserede produktionskapacitet. Det reducerede udbud af gasbaseret kapacitet kan foretages ved tilfældig fordeling af reduktionen, således at den maksimale påvirkning af volatilitet i spotprisen opnås, samtidig med at der ikke foreligger alt for oplagt manipulation af priserne. Den øgede volatilitet kan generere øget indtjening til producenten via futures markederne.

Gasmarkedsliberalisering og tildels markedsmagt er belyst af bl.a. (Lemon, 2002) og for Danmark i Munksgaard et. al., 2003b.

Andre studier ser på de potentielle pris og velfærdsgevinster af den samtidige liberalisering af el- og gasmarkederne. I (Aune, Golombek, Kittelsen, Rosendahl, and Wolfgang, 2001) bliver dette analyseret i en generel ligevægtsmodel af de Europæiske markeder. Resultatet peger på store potentielle gevinster (50%) lavere elpriser og ligeledes lavere gaspriser. Hovedparten af denne gevinst stammer fra integrationen (liberaliseringen) af elmarkedet. Kombinationen af de to markeder forstærker dog priseffekten både som en konsekvens af lavere brændselspriser til elproduktion

og fordi den potentielle substitution mellem el og gas hos de endelige forbrugere tvinger gasprisen ned¹⁴.

Markedsmagt og liberalisering behandles indgående i denne rapport i både nærværende kapitel og i kapitel 4. Der fokuseres på de muligheder for at udøve markedsmagt, der opstår som følge af relationer mellem markeder f.eks. i form af afhængighed hvor producenter på et marked leverer til producenter på et andet marked.

To forskellige resultater af udøvelse af markedsmagt vil blive betragtet:

Markedsmagt udøves ved at opnå markedsmagt på et marked hvor producenten ikke er dominerende som producent, men er i en strategisk position som følge af markedsmagt på inputleverancen (naturgas) se kapitel 4.

Inefficiens ved produktion af en vare som følge af for høj pris på et af inputtene. (for høj gaspris) afstedkommet ved manglende konkurrence på dette marked. (ikke overførsel af markedsmagt, men efficienstab som følge af prisforvridninger)

Vi behandler i denne rapport ikke udøvelse af markedsmagt på andre markeder (vandforsyning, installationsarbejder mv.) som er en følge af markedsmagt på et af de centrale energimarkeder. Ligeledes er samspillet mellem de fysiske og de finansielle energi markeder ikke belyst i detaljer.

3.2 Regulering og organisering af el, gas, fjernvarme

Introduktion

Energimarkederne gennemgår i disse år en omfattende liberalisering. Fra at have status som nationale monopoler, beskyttet af staten, åbnes el- og gasmarkedet nu op for konkurrence med det formål at øge effektiviteten i energisektoren. Trods mulighederne ikke er helt så gunstige i fjernvarmesektoren overvejes også på dette område, om elementer af konkurrence kan etableres. Forudsætningerne adskiller sig dog markant, når man sammenligner de tre markeder, liberaliseringen først og fremmest sigter mod, nemlig el-, gas- og fjernvarmemarkedet:

Elmarkedet er karakteriseret af mange producenter, forskellige typer af produktionsteknologi og et internationalt sammenhængende net, hvilket giver et godt grundlag for konkurrence.

På gasmarkedet er der et internationalt sammenhængende net, men der er få producenter, hvilket giver et mindre gunstigt udgangspunkt for liberalisering end på elmarkedet.

Fjernvarmemarkedet er karakteriseret af regionalt adskilte forsyningsnet med typisk kun en producent af fjernvarme, og dermed mangler dette marked nogle væsentlige forudsætninger for, at der kan skabes konkurrence.

At fjernvarmemarkedet mangler nogle forudsætninger for en liberalisering har dog ikke ført til, at man har opgivet at effektivisere fjernvarmesektoren. Men de midler, der overvejes, adskiller sig fra de reguleringsprincipper, man anvender på el- og

¹⁴ Gasforsyningen er i deres model antaget eksogen.

gasmarkedet. Udover at fjernvarmemarkedet består af regionalt adskilte forsyningsmonopoler, skyldes forskellen i regulering også nogle fordelingspolitiske hensyn, der har rødder i historien, og som har givet anledning til et reguleringsdesign præget af påbud, subsidier og afgiftsforvridning, og et design, der ligger langt fra forestillingen om et konkurrencedesign.

Formålet med dette notat er at beskrive forskelle i reguleringsdesign mellem el-, naturgas- og fjernvarmemarkedet med særlig fokus på kraftvarme. Vi vil herunder diskutere om det er muligt at anvende et reguleringsdesign, som svarer til det der benyttes for el- og gasmarkedet. Der tages udgangspunkt i den historiske baggrund for fjernvarmens og kraftvarmens tilblivelse i Danmark.

Historisk baggrund¹⁵

Både el, gas og fjernvarme har en historisk baggrund. En kort beskrivelse af den danske naturgasmarkeds historie fra starten i 1962, da A.P. Møller fik sin eneretsbevilling på udvinding af gas og olie i Nordsøen, til i dag er givet i Munksgaard m.fl. 2003b, kap. 3. I Larsen og Rieper 1995, kap. 3 og Christoffersen og Paldam 2002, kap. 6 er givet en kortfattet historisk beskrivelse af den danske elsektors udvikling.

I dette afsnit vil vi kort beskrive den historiske baggrund for udbygningen med fjernvarme og kraftvarme i Danmark.

Oprindeligt var opvarmning af boliger og forsyning med varmt vand et individuelt anliggende, hvor brænde, koks, petroleum og olie var de mest anvendte energityper. Den første kollektive energiform var bygas, som blev introduceret i Odense i 1853. I 1920'erne blev der anlagt fjernvarmenet i de større danske byer, hvor der var mulighed for at udnytte overskudsvarmen fra elværkerne. På kommunalt initiativ eller på andelsbasis blev der i mellemkrigstiden og i den første efterkrigstid etableret en række varmeværker, hovedsageligt baseret på olie. I 1960'erne skete der en omfattende udbygning med fjernvarme i de mange nye boligområder. Udbygningen var baseret på lokalt initiativ, enten i form af kommunale projekter eller i form af sammenslutninger af private varmekonsumenter. Udbygningen skete således uden national politisk indblanding. Men så kom oliekrisen i 1973, der udstillede hvor sårbart det danske samfund var blevet over for en usikker forsyning med energi, ikke mindst en sikker olieforsyning. Usikkerheden omkring olieforsyningen til Danmark blev startskuddet til en dansk energipolitik præget af et stærkt ønske om forsyningssikkerhed.

I 1976 blev den første, samlede energipolitik fremlagt i "Dansk Energipolitik 1976", jf. Handelsministeriet 1976. Midlerne til at sikre danskernes forsyningssikkerhed var

- et "flerstrengt" energiforsyningssystem (substitution fra olie til andre brændsler og udnyttelse af de danske energiresourcer, bl.a. olie og gas fra Nordsøen)
- etablering af et landsdækkende naturgasnet
- at øge udbygningen af fjernvarmenet og -anlæg

¹⁵ Dette afsnit bygger i vid udstrækning på Aagaard og Mortensen 2003:30-36.

- at øge udnyttelsen af overskudsvarme fra de centrale elværker.

Som led i denne energipolitiske udmelding blev der i 1979 vedtaget en varmforsyningslov (Lov nr. 258 af 8. juni 1979 om varmforsyning). Loven krævede, at kommunerne skulle gennemføre en planlægning af både udbygningen og forsyningen med kollektiv varme på bekostning af individuel oliefyling. Som noget helt nyt brød loven med det grundlæggende princip om frit forbrugsvalg på varmeområdet. Loven gav kommunerne ret til at indføre tilslutningspligt, så der hurtigt kunne sikres en fornuftig forrentning af investeringerne i forsyningsnet og -anlæg. Med en frist på ni år kunne kommunen pålægge såvel ny som eksisterende bebyggelse at tilslutte sig et kollektivt varmforsyningssystem.

Varmeplanlægningen betød, at Danmark i de efterfølgende år blev opdelt i områder, der enten skulle forsynes med kollektiv varmforsyning, dvs. fjernvarme eller naturgas, eller forblive forsynet med individuel opvarmning, dvs. typisk oliefyling. Individuelle opvarmningsformer blev løsningen i tyndt befolkede områder, hvor det ud fra samfundsøkonomiske betragtninger ikke var rentabelt at etablere kollektiv varmforsyning.

Den anden oliekrise i 1979 betød, at olieprisen steg voldsomt, og oliekrisen var baggrunden for, at regeringen fremlagde en ny energiplan - "Energi 81", Energiministeriet 1981 - som lagde vægt på, at samfundet skulle sikres energi til de lavest mulige omkostninger. Midlerne til at sikre dette mål var bl.a.

- en øget udbygning med kraftvarme
- substitution af den dyre olie med billige kul på kraftværkerne
- udnyttelse af danske energikilder som fx naturgas og vedvarende energi

Den decentrale kraftvarme fik særlig opmærksomhed, da der i 1986 blev indgået politisk forlig om udbygningen af el-systemet. Over en femårig periode skulle der ske en udbygning med decentral kraftvarme baseret på indenlandske brændsler, dvs. naturgas, halm, biogas, træflis og affald.

Varmeforsyningsloven blev i 1990 revideret, bl.a. således at planlægningsprocedurerne blev forenklet. En væsentlig ændring i forhold til den første lov var en prioritering af miljøhensyn, især en begrænsning af CO₂ udledningen. I samme år blev der indgået politisk forlig om en yderligere udbygning med decentral kraftvarme og om anvendelse af naturgas på de centrale kraftværker. I kølvandet på det politiske forlig pålagde staten i 1990 kommunerne at (jf. Energistyrelsen 2003, kap. 3)

- omstille kulfyrede fjernvarmeværker til naturgasfyret, decentral kraftvarme, hvis værkerne havde adgang til naturgasforsyning
- at omstille naturgasfyrede fjernvarmeværker til naturgasfyret, decentral kraftvarme
- hurtigst muligt at tilslutte fjernvarmeværker beliggende i nærheden af centrale kraftvarmeområder til kraftvarmesystemet.

Udover at opnå samfundsøkonomiske og miljømæssige fordele var formålet med forliget i 1990 også at styrke gasselskabernes skrantende økonomi.

I 1994 pålagde staten samtlige kommuner at forbyde etablering af elvarme i både eksisterende og ny bebyggelse i områder, hvor der var eller ville komme kollektiv varmforsyning.

Liberaliseringen af el- og gasmarkedet har i de senere år ført til overvejelser, om også vilkårene for at producere fjernvarme og kraftvarme kunne liberaliseres. Regeringens politik på energiområdet er i dag at fremme liberaliseringen og skabe bedre rammer for konkurrencen. Regeringen har formuleret fire indsatsområder, jf. Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen 2003a:

- øget valgfrihed for forbrugerne
- øget konkurrence og effektivitet
- fortsat høj forsyningssikkerhed
- mere miljø for pengene

Hvad betydningen af øget valgfrihed kan blive på fjernvarmemarkedet er belyst nærmere i afsnit 2.3. I det næste afsnit beskriver vi de reguleringsmidler, der er bragt i anvendelse, eller overvejes at blive anvendt på el, gas hhv. fjernvarme markedet.

Regulering og organisering: EU og nationalt - hvad er status?

I 1992 fremlagde Kommissionen forslag til fælles regler for det indre marked for el og gas. I juni 1998 blev direktivet om fælles regler for det indre marked for naturgas vedtaget. Hermed blev der vedtaget fælles rammer for en gradvis åbning af Europas el- og gasmarkeder. EU har ikke på fjernvarmeområdet tilsvarende ønsker om at liberalisere. Grunden er den indlysende, at der ikke eksisterer et internationalt sammenhængende forsyningsnet for fjernvarme, hvilket er en afgørende forudsætning for et internationalt marked.

Formålet med reorganiseringen af el- og gasmarkedet har fra EU Kommissionens side været at få skabt konkurrence på de aktiviteter, der egner sig for konkurrence, dvs. handelen med el og gas. Konkurrence ses som et middel til at opnå større effektivitet med hensyn til drifts- og anlægsbeslutninger i de tidligere offentlige monopoler. Endvidere har formålet været at mindske mulighederne for krydssubsidiering fra monopol- til konkurrenceaktiviteter. Et selskab, der både ejer monopol- og konkurrenceudsatte aktiviteter, vil nemlig have mulighed for at underbyde konkurrenternes priser på de konkurrenceudsatte dele af selskabets aktiviteter og finansiere dette over monopolaktiviteterne, og dermed forvrider konkurrencen med vel-færdstab til følge.

Et skridt i retning af konkurrence er med udgangspunkt i de tidligere forsyningsmonopoler at adskille monopolaktiviteter fra aktiviteter, der egner sig for konkurrence. I elektricitetssektoren søges monopolaktiviteten "drift og anlæg af elledninger" adskilt fra konkurrenceaktiviteterne "salg og produktion af elektricitet". Tilsvarende har man i gassektoren søgt at adskille monopolaktiviteterne fx "drift og anlæg af gasrør", fra konkurrenceaktiviteterne "produktion og salg af naturgas".

Man taler om tre grader af selskabsopdeling (unbundling): 1. regnskabsmæssig opdeling, 2. selskabsmæssig opdeling og 3. ejermæssig opdeling. Unbundlingen er mest effektiv, når man går fra 1 til 3. Med effektiv tænkes på, at mulighederne for krydssubsidiering reduceres. Men prisen for denne opdeling vil være et potentielt tab af stordriftsfordele, kompetence og knowhow, når aktiviteter der burde ses i sammenhæng bliver opdelt. Fra og med Rådets 1991 gasdirektiv (jf. tabel 1) har der været tale om skridt for skridt at unbundle gassektoren - startende med forhandlet trediepartsadgang og sluttende med at kræve en selskabsmæssig opdeling (af DONG) og reguleret trediepartsadgang.

I praksis har tidligere monopolselskaber søgt at undgå opdelingen. Det kan skyldes det potentielle tab af stordriftsfordele; men det kan også skyldes, at (el og) gas handelselskaberne ved at være tæt forbundet med et netselskab har en mere direkte kundeadgang. Dette er en af grundene til at fx den danske ellovgivnings intentioner om at adskille konkurrence og monopolaktiviteter søges modvirket af el-selskaberne (fx NESA), der så vidt muligt forsøger at holde sammen på de monopol- og konkurrenceudsatte dele. Tilsvarende er tilfældet med DONG, der jo trods den selskabsmæssige adskillelse fortsat hænger ejermæssigt sammen.

Elregulering og lovgivning

Som en af de traditionelt centrale infrastruktursektorer med flere dele af naturlige monopoler har elsektoren historisk set været underlagt betydelig regulering. I liberaliseringens tidsalder har reguleringen undergået en betydelig revision og har det primære sigte at bringe effektiv konkurrence ind i sektoren.

Reguleringen af den danske elsektor er underlagt elmarkedsdirektivet fra 1996 (96/92EF), men et nyt direktiv er principielt vedtaget, der dog hovedsagelig udvider kravet om, hvor stor en del af markedet der skal være liberaliseret inden fastsatte frister. Dette direktiv er ikke vedtaget eller implementeret i lovgivningen, men en række lande opfylder allerede i nuværende national lovgivning de væsentlige elementer i direktiv revisionen. Det nye elmarkedsdirektiv er i øvrigt kædet sammen med et gasmarkedsdirektiv.

Elmarkedsdirektivet fra 1996 indførte den regnskabsmæssige adskillelse af produktion og transmission (unbundling) samt tredjepartsadgang. Det nye elmarkedsdirektiv inkl. forordningen om elhandel over grænser tilpasser på nogen områder kravene om markedsåbning til de faktiske forhold i hovedparten af medlemslandene. Det nye direktiv indeholder en fuldstændig markedsåbning for erhverv per 1. juli 2004 samt for alle kunder per 1. juli 2007. Med hensyn til unbundling er kravene skærpet, således at der nu skal være en juridisk og funktionel selskabsmæssig opdeling af TSO'erne¹⁶ per 1. juli 2004 samt på distributionssiden per 1. juli 2007. Det sidste punkt med en selskabsmæssig og reel opdeling på distributionsniveauet er det eneste Danmark ikke opfylder fuldt ud endnu.

Inden for rammerne af EU's direktiv om unbundling, kan medlemsstaterne selv vælge hvilken grad af selskabsmæssig opdeling de foretrækker. I Danmark er der forskel på måden, man har gjort det på i eltransmissionen hhv. eldistributionen. I eldistributionen er der i Danmark kun gennemført en regnskabsmæssig adskillelse af selskaberne, hvorimod der for transmissionsselskaberne er gennemført en sel-

¹⁶ Transmission System Operator: Den systemansvarlige myndighed/selskab.

skabsmæssig adskillelse. I bilag A er vist en oversigt over unbundlingens implementering i en række af vore nabolande.

Gasregulering og lovgivning

EU-hvidbog og direktiver for gasmarkedet er fulgt op i dansk lovgivning, jf. Tabel 3-1.

EU – ret	Dansk lovgivning
Kommissionens Hvidbog Direktiv (90/377/EØF) om <i>prisgennemsigtighed</i>	Prisgennemsigtighedsdirektivet er gennemført ved, at de berørte parter sender de nødvendige oplysninger til Danmarks Statistik, som videresender materialet til Eurostat.
Rådets direktiv 91/296/EØF 31/5 1991 om transit af naturgas gennem de overordnede net. Direktivet indeholdt en forpligtelse til at <i>tillade transit</i> af gas gennem de overordnede gasnet (såkaldt tredjepartsadgang). Der var tale om såkaldt <i>forhandlet tredjepartsadgang</i> .	Gastransitdirektivet blev gennemført ved at DONG Naturgas i breve af 18. december 1991 og 25. marts blev pålagt at følge transitdirektivets bestemmelser.
Europa-Parlamentets og Rådets direktiv Gasdirektiv 98/30/EF af 22/6 1998 om fælles regler for det indre marked for naturgas. Direktivet fastsatte regler for gassektorens organisation og funktion. Sigtet var at markedet for naturgas gradvis skulle gøres mere konkurrencepræget. Direktivet indeholdt en køreplan for en <i>gradvis markedsåbning</i> . I 2008 skulle markedsåbningen være på 43%.	Gasdirektivet er gennemført ved L 449 31/5 2000.
Direktiv forslag fra EU-Kommissionen om <i>selskabsmæssig opdeling og reguleret TPA</i> . I følge dette forslag skulle der gennemføres en selskabsmæssig adskillelse monopol og konkurrenceaktiviteter samt en hurtigere og fuld markedsåbning.	Direktivændringsforslaget er gennemført ved L 481 7/6 2001. Ved bekendtgørelse nr. 578 af 22. juni 2000 er kubikmetergrænsen for naturgasforbrugeres ret til frit valg af leverandør til 12 mio. m ³ med virkning fra den 1. august 2003. Der er truffet en politisk aftale den 19. juni 2002 om fuld markedsåbning 1. januar 2004.

Kilde: Munksgaard m.fl. 2003b

Tabel 3-1 Konkurrence i gassektoren

Med adskillelsen af gassektorens funktioner er den samlede prisfastsættelse nu delt op i en lang række enkeltstående elementer. I bilag B, figur x er vist, hvilken form for prisfastsættelse og prisregulering, der finder sted i de forskellige led af det danske gasmarked medio 2003.

På internationalt niveau er der blevet udarbejdet nogle fælles retningslinier for hovedaktørerne på markedet for transport af gas, for at sikre at der ikke diskrimineres mellem systembrugerne og for at understøtte den grænseoverskridende handel.

Retningslinierne er udarbejdet i regi af det europæiske forum for gasregulering – Madrid forum – der blev etableret i 1999 på Europa Kommissionens initiativ.

Fjernvarmeregulering og lovgivning

I modsætning til el- og gasmarkedet har liberaliseringen af fjernvarmemarkedet gjort mere beskedne fremskridt. Dette skyldes først og fremmest den monopoliserede markedsopbygning af fjernvarmemarkedet. Fjernvarme produceres og sælges på lokale varmemarkeder, der er fysisk adskilt fra andre markeder ved, at fjernvarmenettene ikke hænger sammen i et landsdækkende eller internationalt net. På det punkt adskiller fjernvarme sig markant fra el og gas. Endvidere har varmekunderne i næsten alle tilfælde kun mulighed for at købe fjernvarme af en enkelt leverandør, som de oven i købet typisk har fået pålæg om at skulle købe varmen hos. I mange områder i Danmark har kommunerne indført tilslutningspligt til fjernvarme. Det har bl.a. Københavns Kommune. I dette scenarium med adskilte monopolmarkeder er tanken om at opnå øget effektivitet gennem konkurrence næsten absurd.

Ud fra et reguleringssynspunkt giver monopolmagt mulighed for, at en fjernvarme-producent gennem høje priser kan opnå en for høj indtjening på bekostning af fjernvarmekunderne. For de brugerejede fjernvarmeværker er dette problem ikke så relevant som for værker, der ejes af andre interessenter, men det understreger behovet for at etablere en offentlig regulering af fjernvarmemarkedet. Brugereje er blevet nævnt som et element i liberaliseringsmodel for affaldssektoren, jf. Cowi/AKF 2003. En forudsætning for succes er dog, at "den demokratiske proces i et affaldsforbrændingsselskab ejet af varmekunderne er tilfredsstillende" (ibid. s. 16).

I Danmark, som i mange andre lande, har "hvile-i-sig-selv" princippet været anvendt i en årrække til regulering af el- og fjernvarmepriser. Princippet går ud på, at kunderne kun skal betale for de faktiske omkostninger, som producenten har afholdt til produktion af el eller fjernvarme. Formålet er at eliminere muligheden for at opkræve monopolprofit. Princippet har dog den ulempe, at det ikke giver incitament til, at producenten minimerer sine omkostninger – sagen er jo, at omkostningerne kan overvælttes på kunden.

En måde at give monopolisten incitament til at effektivisere sin produktion er at indføre benchmarking som et supplement til "hvile-i-sig-selv" reguleringen. Ved at opstille en norm for effektiv drift af et fjernvarmeanlæg kan man give producenten et incitament til at effektivisere sin produktion, eller man kan stille krav om, at han gør det. Normen opstilles ved at sammenligne fjernvarmeproducenten med andre fjernvarmeproducenter, der ligner ham på væsentlige områder, fx type af brændsel, anlægstype og størrelse. Ved denne type regulering opnår regulator, at omkostningerne for en fjernvarmeproducent bliver koblet sammen med omkostningerne for andre producenter, som dermed bliver et benchmark for fjernvarmeprisen på det givne værk.

En kombination af "hvile-i-sig-selv" regulering og benchmarking indebærer en mulighed for at opnå effektiviseringer i fjernvarmesektoren. Effektiviteten i den danske fjernvarmesektor er for nylig blevet undersøgt af Agrell og Bogetoft 2001. Resultatet viser, at det er muligt at reducere omkostningerne med 5-60% afhængig af den analysemodel, man anvender, men undersøgelsen peger ikke på, hvilken effektivitetsforøgelse, som er mest realistisk. I Munksgaard m.fl. 2003a peges der på, at dette netop er svagheden ved at anvende benchmarking som reguleringsinstrument: at

det er vanskeligt at finde ud af, hvor store effektiviseringsgevinster, der i virkeligheden kan opnås i sektoren.

Den nye varmelov indeholder den mulighed, at regulator – Energitilsynet – anvender indtægtsrammer som supplement til "hvile-i-sig-selv" reguleringen.

Sammenligning af reguleringen el, gas og fjernvarme

Der er både forskelle og ligheder, når man sammenligner de principper, der anvendes til at regulere el-, gas- og fjernvarmemarkedet. Reguleringsprincipperne er illustreret i Tabel 3-2.

EU stiller krav til de nationale el- og gasmarkeder, men ikke til fjernvarmemarkederne. Krav om prisgennemsigtighed, transitret og frit leverandørvalg giver heller ikke megen mening i områder, hvor kunderne kun har mulighed for at blive forsynet af en enkelt fjernvarmeleverandør. Der er dog områder i Danmark, hvor flere fjernvarmeleverandører er tilsluttet det samme net, fx CTR i København, TVIS i Trekantområdet i Jylland og Aalborg kommune (jf. Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen 2003). Afgørende for at konkurrence kan blive effektiv er dog, at disse fjernvarmeleverandører ikke har samme ejer, som det i høj grad er tilfældet i CTR området.

Frit leverandørvalg kombineret med en unbundling af fjernvarmeproduktion i henholdsvis handel med varme og netydelser, kunne være en god reguleringsstrategi med henblik på at udnytte industriel overskuds- eller kraftvarme. Her tænkes på industrier med en potentiel produktion af overskudsvarme beliggende tæt på eksisterende fjernvarmenet. I den sammenhæng er det også værd at kigge på, om den nuværende afgiftsstruktur omkring produktion af fjernvarme og kraftvarme, herunder afgiftsbelastningen af industriel overskudsvarme, rummer de rigtige incitamenter.

Frit leverandørvalg får en anden betydning, når leverandøren ikke er en konkurrerende fjernvarmeproducent, men fx en leverandør af fyringsolie eller et elselskab! Set ud fra en varmekundes synspunkt må det være afgørende at få dækket sit varmebehov billigst muligt. Dyrere løsninger vil påføre ham et velfærdstab. Så i tilfælde, hvor fjernvarmen er dyrere end det billigste forsyningsalternativ, bør kunden have mulighed for at kunne substituere til en anden form for varmforsyning. Denne mulighed eksisterer ikke i kommuner, der har indført tilslutningspligt i fjernvarmeområder. I områder med de såkaldte barmarksværker, er der eksempler på, at fjernvarmeprisen er højere end varmeprisen baseret på et gasoliefyur, jf. Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen 2003:20. I afsnit 2.3 undersøger vi lidt nærmere, hvad konsekvensen af at indføre frit valg af opvarmningsform vil kunne blive.

	El	Gas	Fjernvarme
EU krav:			
Prisgennemsigtighed	+	+	-
Transit	+	+	-
Frit leverandørvalg	1. jan. 2003	1. jan. 2004	-
Unbundling	regnskab/selskab	selskab	-
Nationale krav:			
Brændselspåbud	+	-	+
Tilslutningspligt	-	+	+
Prisregulering:			
Energitilsyn ¹⁷	+	+	+
"hvile-i-sig-selv"	Systemansvar	Lager	+
Prisloft	Forsyningspligt	Forsyningspligt	overvejes
Benchmarking	Netselskaber	Netselskaber	overvejes
Reguleret TPA	+	+	-
Afgifter:			
På producenten	-	-	+
På forbrugeren	+	+	-
Subsidier:	+	-	+

Tabel 3-2: Sammenligning af reguleringen af el, gas og fjernvarme

Brændselspåbud har som nævnt ovenfor været anvendt som et reguleringsmiddel i den danske varmeplanlægning. Påbudet har haft baggrund i en prioritering af danske brændsler (naturgas og biobrændsler) frem for fuelolie og kul. Påbud er dog en administrativ reguleringsform, som er vanskelig at opretholde i et liberaliseret energimarked. Andre reguleringsformer som miljøafgifter eller miljøkvoter pålagt brændslerne er mere "markedsvenlige" og harmonerer fint med den samfundsøkonomiske interesse i at få internaliseret de miljøeffekter, som markedet ikke "får fat i". På den måde er et markedsdesign med frit energivalg kombineret med en miljøregulering i form af brændselsafgifter eller miljøkvoter ud fra en samfundsmæssig velfærdsbetragtning en bedre løsning for de konkurrencemæssige aktiviteter (fx salg og produktion) end et design præget af administrative påbud og generel prisregulering.

Om ikke andet så har gas og fjernvarme det tilfælles, at begge typer af energi distribueres ved hjælp af et rørsystem. Derfor er det naturligt at overveje, om ikke unbundling i fjernvarmesektoren er en mulighed med samme perspektiver som i gassektoren. Perspektiverne skal naturligvis være, at der er alternative varmeproducenter eller en forventning om, at det vil der komme.

Både el, gas og fjernvarme har det til fælles, at de reguleres af de samme reguleringsmyndigheder, nemlig Energitilsynet og Energistyrelsen, men prisreguleringen adskiller sig lidt mellem de tre områder, som det fremgår af tabel 2. I forhold til

¹⁷ Inden for generelle rammer fastsat af Energistyrelsen.

fjernvarmesektoren anvendes "hvile-i-sig-selv" som generelt prisreguleringsprincip. I forhold til elsektoren anvendes princippet alene til regulering af tarifferne fra de to systemansvarlige myndigheder: ELTRA og ELKRAFT-system. Gassektorens nettatariffer reguleres derimod ved hjælp af "reguleret tredjepartsadgang (TPA)", dvs. ud fra princippet om at enhver har ret til at benytte gasnettet til transport af gas på ikke diskriminerende vilkår, som godkendes af Energitilsynet, jf. Munksgaard m.fl. 2003b:55. Energitilsynet inddrager national og international benchmarking i sit grundlag for godkendelsen af tarifferne for gastransport. Inden for fjernvarmeområdet overvejes det, at supplere "hvile-i-sig-selv" reguleringen med benchmarking eller et prisloft, der fx baseres på den historiske varmepris.

Afgiftsbelastningen af el, gas og fjernvarme adskiller sig væsentligt fra hinanden, hvilket også afspejles i prissammenhænge i Figur 2-1:

På **elområdet** er elproduktionen friholdt for afgifter, uanset om der er tale om central eller decentral kraftvarme eller blot central elproduktion. Derimod betaler forbrugerne elafgifter, som for husholdningernes vedkommende er meget høje og for industriens vedkommende lave, set med internationale øjne, jf. Munksgaard m.fl. 2003b.

På **gasområdet** ligger afgiften både i producentledet (gasfelterne i Nordsøen) og i forbrugsledet, hvor afgifterne i betydelig grad er differentieret afhængig af, om gassen anvendes til opvarmning eller produktion.

På **fjernvarmeområdet** ligger afgiften på brændselsforbruget i produktionen, hvorimod fjernvarmebrugerne er afgiftsfritaget. Derved adskiller forbruget af fjernvarme sig fra forbrug af fx el, olie og naturgas, der er pålagt betydelige afgifter i forbrugsledet.

Den skæve, danske afgiftsstruktur, der på nogle områder lægger trykket på producenten og på andre områder på forbrugeren, kommer i særlig grad til udtryk på de decentrale kraftvarmeværker, der producerer el og varme i samdrift. Som situationen er i dag betaler et gasfyret kraftvarmeværk en meget høj gaspris inkl. afgift for den del af gassen, der anvendes til produktion af varme, og en meget lavere pris for den gas, der anvendes til elproduktion. I sagens natur har det siden den decentrale kraftvarmes indtog i Danmark været et tilbagevendende spørgsmål, hvordan man skal fordele gassen på den producerede el og varme. Dette fordelingsspørgsmål er vanskeligt at løse, fordi der er tale om samproduktion ("joint production"). I alle tilfælde af joint samproduktion er det vanskeligt at udpege et princip for den "rigtige" fordeling af produktionsinputs.

Reguleringsudfordringer på kraftvarme- og fjernvarmeområdet

Fjernelse af subsidierne på energiområdet er en væsentlig udfordring. Liberalisering og subsidier harmonerer ikke ret godt sammen set i lyset af, at liberaliseringen går på tværs af de nationale grænser i EU. Man kommer hurtigt til at tænke på eksemplet med skibsværfterne, der i mange europæiske lande fik forlænget døds kampen gennem nationale subsidier. Da subsidier altid vil have nationale industrier som mål, vil subsidier i en EU sammenhæng ofte blive betragtet som national protektionisme. Så selv om der kan være gode samfundsøkonomiske begrundelser for nationale subsidier (fx forbedret beskæftigelse og betalingsbalance), så vil de ud fra EU's

synspunkt ofte blive betragtet som en forvriddning af konkurrenceevnen til fordel for nationale industriers interesser.

Situationen er selvfølgelig lidt mere kompleks, når der er tale om subsidier til fjernvarmeproduktion, fordi der er tale om regionalt afgrænsede markeder, men derfor kan udenlandske aktører godt have interesser i den danske fjernvarmesektor, som fx fremtidige ejere af produktionsanlæg (fv og kv), som ejere af virksomheder, der kan levere overskudsvarme til fjernvarmenettet eller som leverandører af komponenter til fjernvarmeanlæg.

Den decentrale kraftvarmeproduktion leverer i dag 26% af den danske elproduktion og 35% af fjernvarmeproduktionen. Problemet er dog, at denne elproduktion holdes oppe af et årligt subsidie på 1,3 mia.kr, jf. Energistyrelsen 2003. Subsidiet betales af elforbrugerne og svarer til forskellen mellem den administrativt fastlagte tarif (treledstarif), som de decentrale kraftvarmeværker har fået tilbudt for salg af deres elproduktion til den systemansvarlige virksomhed, og markedsprisen for el - givet med børsprisen på Nordpool. I Energistyrelsen 2003 er givet et eksempel på et værk, der i kraft af treledstariffen har modtaget en gennemsnitlig afregningspris på 37 øre per kWh sammenlignet med en markedspris i samme periode på kun 17,5 øre per kWh – altså en afregningspris, der er over dobbelt så høj som markedsprisen på el! Denne situation er uholdbar i et liberaliseret elmarked, hvor kunderne gerne skulle have lov til at købe el'en, hvor den er billigst. Derfor foreslår Energistyrelsen, at treledstariffen afskaffes og el'en sælges på normale markedsvilkår, jf. Energistyrelsen 2003. Energistyrelsen foreslår også, at treledstariffen, af hensyn til økonomien i de decentrale kraftvarmeværker, og ikke mindst værkernes varmekunder, skal erstattes af et produktionsuafhængigt subsidie af en tilsvarende størrelse (jf. afsnit 3.5, hvor den nye støttemodel er beskrevet). Støtten vil dog kun blive givet til eksisterende anlæg – nye anlæg får ingen støtte.

Udover treledstariffen giver staten et tilskud til elproduktionen på decentrale naturgas- og affaldsbaserede kraftvarmeværker. Tilskuddet er på 8 øre per kWh og er begrænset op til en årlig produktion på 8 mio. kWh. Denne grænse gælder dog ikke for de såkaldte barmarksværker.

Biomasse baserede decentrale kraftvarmeværker får et subsidie (pristillæg) på 27 øre per kWh, som opkræves hos elkunderne.

En udfordring på fjernvarmeområdet er at skabe bedre incitamentter til en udnyttelse af mulighederne for industriel overskudsvarme og industriel kraftvarmeproduktion. Som situationen er i dag, er industriel fjernvarmeproduktion pålagt en afgift via en nedsættelse af afgiftsrefusionen på de brændsler, der anvendes til varmeproduktionen. Dermed er vilkårene afstemt med situationen for fjernvarmeværkerne, som også må betale afgift af de brændsler, som anvendes til varmeproduktion. Det synes påkrævet at undersøge om energiafgifterne bør revideres under hensyntagen til både liberalisering, miljømål og CO2 kvoter, som ifølge tidsplanen fra 1. jan. 2005 vil blive indført i den danske energisektor, jf. Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen 2003b.

Indførelsen af CO2-kvoter sker som følge af et EU-direktiv vedtaget af kommissionen i juli 2003 (jf Rådets direktiv 96/61/EF). Direktivet betyder, at størstedelen af den danske energisektor, herunder fjernvarmesektoren, og en betydelig del af den energitunge industri fra 1. januar 2005 vil blive omfattet af en kvoteordning for CO2. Ifølge ordningen vil omfattede virksomheder få tildelt gratis kvoter på bag-

grund af deres historiske udledning. Virksomhederne har derudover mulighed for at købe yderligere kvoter på et europæisk kvotemarked. Såfremt kvoterne ikke overholdes, skal virksomhederne betale en strafafgift.

Energistyrelsen overvejer både prisloft og benchmarking som supplement til "hvile-i-sig-selv" reguleringen af fjernvarmeproduktionen. Benchmarking er et middel til at opnå øget effektivitet i produktionen ved at sammenligne effektiviteten på forskellige værker. Målet med benchmarking kan være at reguleringsmyndigheden for det enkelte værk fastlægger et prisloft eller en omkostningsramme. Formålet kan dog også være lidt "blødere", nemlig at give værkerne øget information om deres effektivitet sammenlignet med andre værker, således at de får et incitament til af egen drift at effektivisere produktionen.

At gennemføre benchmarking inden for fjernvarmesektoren er dog ikke uproblematisk. Problemet består i, at det i praksis er vanskeligt at finde ud af, hvilket potentiale det enkelte værk har for at øge effektiviteten. Forskel i varmepris og omkostninger mellem forskellige værker dækker ikke nødvendigvis over forskelle i effektivitet, men kan fx skyldes stordriftsfordele eller brændselstype. Da mange værker har fået påbud om at anvende en bestemt type brændsel, der måske er relativt dyr, er det problematisk at anvende et effektivitetsbegreb, der ikke tager højde for effekten af påbuddet. En uddybning af dette synspunkt kan findes i Munksgaard m.fl. 2003a.

Konklusion

Med liberaliseringen af energimarkederne interesserer EU sig primært for el- og gassektoren, men kun i ringe grad for fjernvarmesektoren. Dette skyldes, at fjernvarmesektoren i modsætning til el- og gassektoren ikke er karakteriseret af grænseoverskridende handel. Til trods for dette overvejer myndighederne i Danmark, om det er muligt at effektivisere fjernvarmesektoren, der er karakteriseret af naturlige, regionale monopoler. Overvejelserne går bl.a. på, om "hvile-i-sig-selv" prisreguleringen kan suppleres med incitamenter til omkostningsminimering. Benchmarking og prislofter er inde i overvejelserne, men begge er vanskelige at anvende i praksis, da det forudsætter et godt kendskab hos reguleringsmyndigheden til de potentielle effektiviseringsmuligheder i fjernvarmesektoren. Bedre er det at bygge en regulering på et samarbejde med branchen evt. ved at brancheorganisationen DFF får et ansvar for implementeringen af et benchmarkingsystem.

Det danske fjernvarmemarked er resultatet af en varmeplanlægning, som i mange år blev betragtet som en succes, men som set med dagens liberaliseringsbriller og den gennemførte udbygning af fjernvarmenettene trænger til en modernisering. Brændselspåbud og tilslutningspligt rimer ikke med et konkurrencedesign og en moderne form for miljøregulering på andre energiområder og ej heller med Regeringens ønske om øget konkurrence og effektivitet og øget valgfrihed for forbrugerne på energiområdet.

En særlig opgave ligger der omkring udformningen af et reguleringsdesign, der passer til de danske decentrale kraftvarmeværker. Treledstariffen er under afvikling, og det samme vil formentlig ske med de statslige subsidier og med elkundernes støtte til biomasse baseret kraftvarmeproduktion. Miljøafgifter, der afspejler de reelle samfundsøkonomiske produktionsomkostninger, og CO₂ kvoter er et reguleringsdesign, der bedre svarer til et liberaliseret energimarked. I den sammenhæng

er det nødvendigt at overveje en generel revision af den danske afgiftsstruktur på energiområdet – en skævvredet struktur set ud fra et miljøsynspunkt.

3.3 Fjernvarmereguleringens betydning for samspillet

Kraftværker, fjernvarmeværker og specielt kraftvarmeværker udøver selvsagt et teknologisk samspil mellem flere former for energibærere, nemlig brændslerne på den ene side og henholdsvis el og varme på den anden. Reguleringen af værkerne betyder en del for dette samspil, idet den danske energiregulering stiller produktionen af el og varme meget forskelligt, idet varmen beskattes i allerede i produktionsleddet, hvorimod elektriciteten først beskattes ved endeligt forbrug. Denne beskatningsasymmetri giver sammen med teknologierne anledning til nye samspilseffekter. Derudover påvirkes samspillet af forhold som forsynings- og tilslutningspligt. Dette afsnit er således dedikeret til samspillet mellem regulering og teknologi.

Regulering og rimelighed

Det forhold, at kraftvarmeværket kun skal betale energiafgift af den del af brændslet, der er anvendt i varmeproduktionen skaber et reguleringsskisma. Da er ikke er udsigt til, at varmforsyningen bliver liberaliseret, bliver tilsynsmyndigheden løbende stillet over for et reguleringsskisma i forbindelse med godkendelse af de anmeldte tariffer fra kraftvarmeværkerne. Spørgsmålet er nemlig: Skal et givet kraftvarmeværk betragtes som et kraftværk, et varmeværk, et kraftvarmeværk eller måske noget helt fjerde.

At spørgsmålet overhovedet kan komme på tale grunder i den danske regulerings-tradition. Traditionelt har kraftvarmeværkerne været forbrugerejede. De centrale kraftværker ejedes af el-forbrugerne, og de decentrale kraftværker ejedes af varmekunderne. Disse to kundegrupper var ikke sammenfaldende, idet fremstillingsindustrien var en stor el-kunde, men sjældent en stor varmekunde. Da der dengang hverken var konkurrence på el- eller varmesiden, var det derfor forsyningslovgivningens opgave at sikre, at den kundegruppe, der ikke havde medbestemmelse i et selskab, også blev rimeligt behandlet. Der står således i lovene, at de omkostninger ved kraftvarmeproduktion, der ikke direkte kan henregnes til enten el eller varme, skal fordeles rimeligt mellem de to. Der er dog en række forbehold, der ser ud til at underminere anvendelsen af rimelighedsbegrebet.

Det første af disse forbehold er en ændring i ejerskabsforholdene. De centrale kraftværker agerer i dag ikke længere som monopoler, men derimod som egentlige selskaber, hvor ejerne ikke længere er el-kunderne, men snarere professionelle investorer eller internationale forsynings-selskaber. Derfor er det heller ikke længere retvisende at sige, at el-kunderne bliver favoriseret af kraftværkerne, idet det nu vil være kraftværkets interesse også at tjene penge på el-salget, i det omfang konkurrencen ellers gør det muligt. Mulighederne begrænses nemlig kraftigt af, at el-markedet er blevet liberaliseret, så kraftværkerne, og især el-kunderne - uanset kraftværkernes ejerskabsforhold - er blevet pristagere på et internationalt el-marked, hvorved produktionsomkostningerne ikke længere kan overvælttes i prisen ud fra faste regler, se også Grohnheit, Mortensen og Fristrup, 2003. Der findes derfor ikke længere nogen relevant rimelighedsbetragtning, idet varmesiden nødvendigvis må bidrage med det beløb, der skal til for at sikre opretholdelsen af varmekapaciteten, eller acceptere det radikale alternativ, at være foruden kollektiv varmforsyning. Denne betragt-

ning gælder primært det lange sigt, da afvigelsen fra "hvile i sig selv" princippet indebærer at der ikke år for år skal ske en udligning af driftsresultaterne og at evt. tab således kan bæres af ejerne eller dem, der har finansieret kraftværksselskabet.

Det andet forbehold er, at samproduktion af el og varme har ikke været et frit valg. Varmeproducenterne - og dermed også i sidste ende varmekunderne - er via den danske miljøpolitik blevet nødt til at stille deres kedler til rådighed for el-produktionen. Ikke for at sikre billig varme, men for at højne den miljømæssige bæredygtighed i el-produktionen. Priserne på elmarkedet i dag når på grund af den internationale konkurrence ikke op det høje niveau, der herskede, da kraftvarmeværkernes projekterendes. Der er i sidste ende kun varmekunderne til at kompensere for den indtægtsnedgang. Alternativt kan driftstabet finansieres gennem nedskrivning af aktiverne. En sådan løsning betyder på langt sigt, at varmeproducenterne trækker sig fra kraftmarkedet, hvilket reducerer miljøvenligheden af kraftproduktionen.

Det tredje forbehold er tilslutningspligten på varmesiden. For at sikre økonomien i fjernvarmen er mange områder blevet underlagt en tilslutningspligt, men selvsagt ikke aftagepligt, idet det ikke er muligt at forpligte kunderne til at købe varmen hos det lokale fjernvarmeselskab. For at sikre, at kunderne alligevel køber fjernvarmen og ikke vælger en anden opvarmningsform, og derved underminerer stordriftsfordelen ved fjernvarmen, må fjernvarmetariffen indrettes, så den består af en stor fast afgift og en tilsvarende mindre betaling for energiforbruget. Hvis en værk faktisk har høje kapitalomkostninger vil denne tarif dog afspejle den underliggende omkostningsstruktur, hvorfor den ud fra et teoretisk synspunkt burde være at foretrække. På den anden side medfører tariffen, at varmeprisen får en grundlæggende anden struktur end prisen for alternative opvarmningsformer. Den alvorligste konsekvens er, at varmeprisen, modsat elprisen, ikke giver husholdningerne et særligt stort incitament til at spare på forbruget. Denne effekt kan forstærkes af, at værkerne også lægger en del af brændselsomkostningerne over i den fast afgift, hvorefter det løbende forbrug fremstår billigere end de marginale omkostninger. Hvorvidt den samfundsmæssige værdi af stordriftsfordelen kan opveje dette forventede merforbrug er dog ganske usikkert.

Det fjerde forbehold er forsyningspligten, der betyder, at kraftvarmeværkerne ikke kan vælge at holde op med at producere varme. Det betyder, at de er begrænsede i deres muligheder for at variere el-produktionen fra år til år, og derfor de har derfor i ringere grad mulig for at reagere på prisvariationer i el-markedet. Varmefterspørgslen er derfor en så determinerende faktor, at varmen burde være bærer af alle omkostninger, hvorved en rimelighedsbetragtning bliver meningsløs.

Det femte forbehold er hvile-i-sig-selv princippet, der enkelt sagt betyder, at alle udgifter til anlæg, drift og vedligehold over tid afholdes via fjernvarmetaksterne. Princippet er et specialtilfælde af det såkaldte "cost-plus" princip, hvor en reguleret forsyningsvirksomhed får en forhåndstilladelse til at lægge en på forhånd fastsat profitmargin oven i de faktisk afholdte omkostninger. I hvile-i-sig-selv princippet er denne tilladte profitmargin sat til nul, hvorfor økonomien for den enkelte forsyningsvirksomhed hviler i sig selv, og der vil således ikke være mulighed for udlodning af overskud fra driften til hverken ejere eller aktionærer. Under cost-plus regulering skal forsyningsstarifferne normalt ikke godkendes, blot de overholder reglen. Derimod skal større anlægsinvesteringer godkendes af tilsynsmyndigheden. Med stigende international konkurrence på el-siden vil cost-plus reguleringen medvirke til, at varmeprisen blive fastsat, så den dækker de omkostninger, der ikke dækkes af (de faldende) indtægter på el-siden. Set fra et konkurrencereguleringssynspunkt er

denne garanti for at kunne overvælde omkostningerne på monopolkunderne meget uheldig, da den ikke fremmer omkostningsreduktioner. Proceduren gør yderligere, at det kan være besværligt at få godkendt omkostningsreducerende investeringer.

Den seneste udgave af varmforsyningsloven lægger op til at beskytte varmekunderne mod denne ufrivillige mæcenrolle ved at søge at fremme omkostningsbevidsthed hos varmeproducenterne. Dette er gjort ved at indføre prislofter – altså en øvre grænse for prisen på fjernvarme. Prislofterne kan enten fastsættes gennem et substitutionsprincip, som fastsætter, at intet kraftvarmeværk må kræve mere for varmen end prisen for forbrugernes realistiske alternativ. Forbrugernes realistiske alternativ vil være individuel opvarmning baseret på olie- eller gasfyr, opvarmning med vedvarende energikilder og i nogle områder tillige opvarmning med naturgas. Prislofterne kan også fastsættes gennem en form for benchmarking, hvor de enkelte værkers kun kan få godkendt omkostninger i det omfang de ikke overstiger, hvad der normalt ville kunne forventes. En sådan benchmarking er dog langt fra ligetil at gennemføre, se Munksgaard, Pade og Fristrup, 2003a.

Teknologiernes samspil med reguleringen

Teknisk set er der ikke den helt store forskel på danske kraftværker, varmeværker og kraftvarmeværker. Disse virker ved, at en afbrænding af enten et brændsel eller noget affald (eller en blanding af disse) opvarmer noget vand. På kraftværket er det dog nødvendigt at opvarme vandet så meget, at det overgår til dampform, hvorved det bliver muligt at drive elproducerende turbiner. Efter passage gennem turbinerne nedkøles dampen, så den atter kan indgå i kredsløbet. Varmen fra afkølingen bruges til at opvarme vand i et parallelt system. Værkerne, uanset type, kan så herefter vælge enten at bortskaffe det varme vand eller at sende det gennem et rørsystem ud til varmekunder i værkets nærhed. Centralkommunernes Transmissionsselskab I/S (CTR) udfordrer dog dette nærhedsprincip ved at forsyne et område med 275.000 boliger med et varmevolumen på 20 PJ, hvilket svarer til 10 % af landets samlede fjernvarmeforsyning. Det skal her også nævnes, at man også kan vælge at sende damp ud til varmekunderne. Alt efter værkets type kan man altså vælge at producere el, varme eller begge dele.

Den laveste grad af produktionsfleksibilitet findes i modtryksværkerne. Her produceres el og varme i et fast forhold i den såkaldte kondensations- eller modtryksdrift. Dette forhold bestemmes af den såkaldte modtryks- eller el-koefficient, der udtrykker hvor meget elektricitet, der produceres per varmeeinheit i modtryksdrift. Denne koefficient har et stort variationsområde, afhængig af den specifikke modtryksteknologi. Svingende fra ca. 40 % for traditionelle gasturbiner, over ca. 70 % for moderne udtagsværker, til helt op mod 110 % for nyeste combined cycle gaskraftværker, se også Grohnheit 1996. Varmeproduktionen andel varierer med modtrykskoefficientens størrelse. Således vil varmeproduktionen udgøre fra 48 % af den samlede energiproduktion, for en modtrykskoefficient på 110 %, men hele 72 %, for en modtrykskoefficient på 40 %.

Udtagsværkerne er tænkt som kraftværker, der kan levere energi til et varmeområde. Det er derfor vigtigt, at tarif- og afgiftsstruktur understøtter kraftværkstanken. I udtagsværkerne er der en høj grad af fleksibilitet i produktionen, idet det er muligt at kombinere modtryksdrift med udtagsdrift. I udtagsdriften øges el-produktionen ud over modtryksniveauet ved at reducere varmeudtaget. Derved er udtagsværkerne også konstrueret til at producere el, når der kun er et lille varmebehov (sommer).

Omvekslingen af varme til el er dog ikke særlig effektiv, idet el-produktionen typisk kun vil stige med ca. 15 % af den reduktion, der foretages på varmesiden. Det kunne umiddelbart se ud som om, at den del af elproduktionen, der overstiger modtryksniveauet, ville fordyres med næsten syv gange produktionsprisen på de fortrængte enheder af varme. Men da alene varmeproduktionen er afgiftsbelagt, bliver regnestykket endda noget mere gunstigt. Med en modtrykskoefficient bliver det rigtige regnestykke, at de marginale produktionsomkostninger på el under udtagsdrift vil være summen af to komponenter, en vedrørende det stigende eludbytte og en vedrørende den tabte varmeproduktion. Den første komponent viser, at produktionen af el per brændselenhed er steget, hvorfor den direkte el-omkostning i forhold til modtryksdrift kan nedskrives med 18 % i eksemplet, hvor modtrykskoefficienten var 70 %. Den anden komponent afspejler som nævnt den manglende indtjening på den fortrængte varme. Dette tillæg til omkostningerne vil i eksemplet være 118 % af forskellen mellem varmetariffen og den forventede afgift på en enhed varme.

Er således varmetariffen lav og afgiften høj, vil der næsten ikke være noget tab ved ikke at levere varme, hvorfor den marginale omkostning i udtagsdrift ikke behøver at være væsentligt større end omkostningen i modtryksdrift. En høj varmetarif sammen med en lav afgift ville reducere rentabiliteten af udtagsdriften, således at værkerne hovedsageligt ville køre i modtryksdrift, hvorved den teknologiske mulighed for udtagsdrift ville være spildt. Og da elpriserne er givet udefra, ville der kun være varmekunderne tilbage til at finansiere den teknologiinvestering, der muliggør udtagsdriften. Er både varmetariffen og afgiften høj, der det som anført forskellen mellem disse, der er afgørende for, hvorvidt udtagsdrift opfattes som rentabelt af værkerne. Den nuværende afgiftspolitik er således med til at understøtte udtagsdriften, og dermed også med til at sikre en vis form for fleksibilitet i forholdet mellem el- og varmeproduktionen.

Den danske varmeafgift fremmer fleksibiliteten, men påfører varmekunderne en merudgift. Det er derfor naturligt, at kraftvarmeværkerne fremfører teknologiforankrede argumenter for en nedsættelse af afgiftssummen. Problemet er at afgøre, hvor stor en del af de anvendte brændsler, der er gået til varmeproduktion. Som udgangspunkt er brændslerne afgiftsbelagte, men der kan indrømmes afgiftsrefusion af den del af brændslerne, der går til el-produktionen. Det er derfor op til værkerne at dokumentere, hvordan brændselsfordelingen er mellem el og varme. Ved at argumentere for, at et kraftvarmeværk egentlig blot er et kraftværk, der udnytter sin kølevarme, fremstår varmen fra et udtagsværk som værende meget nøjsom, idet en energienhed på el-siden kan veksles til næsten 7 gange så mange varmeenheder. Det reelle brændselsforbrug til varmeproduktionen er derfor ganske lille, hvilke burde medføre en lav afgiftsbetaling. Hvis værket omvendt betragtes som et varmeværk, der også producerer el, så vil den varmebetingede andel af brændslet være høj. Det giver en høj varmepris, men for et kraftværk, der ikke er forbrugerejet er yderligere den fordel, at også en stor del af brændselsomkostningerne kan tilskrives varmeproduktionen. Derved bliver der en mindre brændselsomkostning på el-siden, der derved bliver mere konkurrencedygtig. Desværre bliver varmesiden dobbelt belastet, dels med mere afgift, dels med højere brændselsomkostninger. For at undgå løbende at føre lange retssager for at bestemme en rimelig fordeling mellem el og varme for hvert af værkerne i 1998 indgået kontrakter om fordelingen med Elprisudvalget.

Alt i alt må konkluderes, at samspillet mellem el, varme og brændsler kan forventes at variere stærkt fra værk til værk, og at varmepriser og -afgifter kan have stor ind-

flydelse på samspillet. Man skal derfor være forsigtig med at skære over en kam, når den monopolistiske varmeside skal reguleres.

3.4 Integration af el og varmeproduktion med gasselskaber

En meget markant sammenhæng mellem markederne eksisterer med baggrund i den fælles produktion af el og varme i kraftvarmeværkerne. Dette samspil involverer alle de tre markeder, der fokuseres på i denne rapport: elmarked, naturgasmarked og fjernvarmemarked. Sammenhængen er et resultat af de tekniske sammenhænge der karakteriserer denne produktionsform og giver anledning til en lang række reguleringsmæssige problemstillinger, som har fået forøget betydning ved liberaliseringen af nogle af de markeder der involverer kraftvarmeproducenterne.

Samproduktion af el og varme medfører en række implikationer for prisdannelse og incitamentstruktur, når der er forskel i ejerskab samt regulering. Dette er behandlet i afsnit 3.3 ovenfor samt i tilfældet med gasbaseret samproduktion nedenfor.

Inputsammenhængen med output er endvidere interessant i dette gasbaserede tilfælde og integration, da det ene output – fjernvarme konkurrerer i den endelige anvendelse med inputvaren naturgas. Denne konkurrencemæssige problemstilling er kun berørt kort i dette afsnit, men kan være en mere væsentlig problemstilling hvis man forestiller sig en liberalisering af forbrugernes opvarmningsvalg i lighed med det i afsnit 2.3 skitserede.

En teknisk sammenhæng med relation til integration, der ikke er yderligere behandlet her, er samspillet mellem strategisk påvirkning af naturgasnettet og udbud af naturgasbaseret elproduktion.

Kraftvarmeværker baseret på gas

Dette meget interessante emne behandles med en teoretisk indgangsvinkel i kapitel 4. Her i dette afsnit skal der redegøres for de relevante problemstillinger ved regulering af disse produktionsenheder i forbindelse med konsolidering indenfor sektoren og med naturgasselskaber. Samtidig ses der på den faktiske udvikling i Danmark for overlappet mellem de to sektorer, mens problemstillinger der specielt gælder decentral kraftvarme er henlagt til afsnit 3.5.

Liberalisering og makedsmagt relateret til gasmarkedet

Naturgasmarkederne har i en større del af deres eksistensperiode været domineret af statsejede monopoler end det har været tilfældet for elmarkedet. Liberaliseringen fandt sted ret tidligt i England og er på vej i mange af de europæiske lande. Idanmark vil liberaliseringen omfatte alle husholdninger fra januar 2004, men det er et ubetydeligt antal kunder der har valgt at skifte leverandør dette første år.

Det statsejede DONG dominerer direkte eller indirekte markedet, men der er konkurrenter på delmarkeder for de større industrikunder og kraftværkerne. Adskillelsen af transmissionsnet, salg og distribution er gennemført selvom alle aktiviteter stadig befinder sig under den samme virksomhed og ejerskab. Gasprisen blev historisk fastsat af myndighederne og prisfastsættelsen delvis reguleret ved lov. Et væsentligt formål var at sikre en tilstrækkelig udbredelse af naturgas til at forrente og afdrage lånene til konstruktionen af naturgasnettet. Derfor var der oprindeligt heller

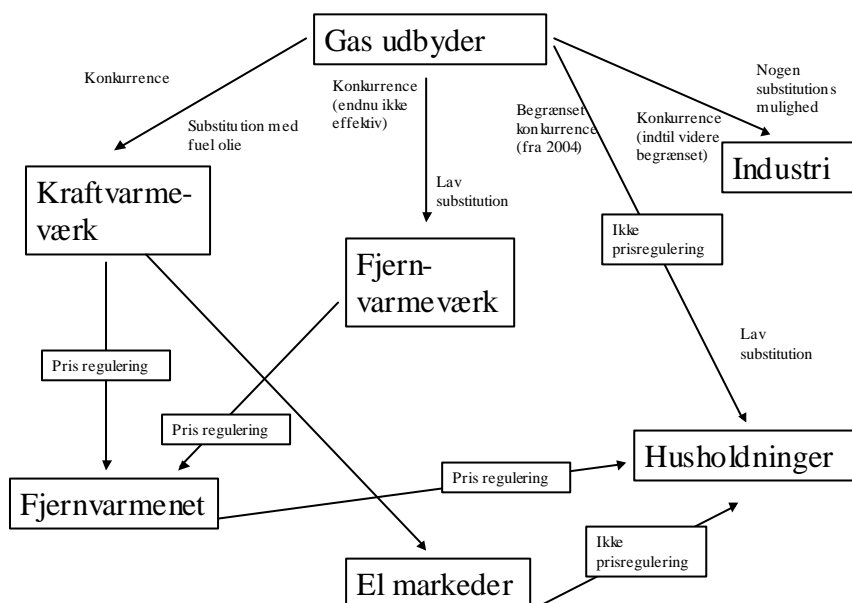
ikke afgift på naturgas. Efter at økonomien var kommet på rette spor er der dog indført en naturgasafgift således at staten nu oppebærer det provenu, der før gik til finansieringen af naturgasnettene. Hele prisfastsættelsen er nu ændret og der eksisterer ikke længere faste tariffer.

Markedsmagt indenfor naturgas kan få betydelig indflydelse på udviklingen indenfor el og fjernvarmedistributionen i Danmark.

Forvriddninger i fjernvarmemarkedet – teknologivalg

Høje detailpriser på naturgas på grund af at substituttet fjernvarme ligeledes er baseret på naturgas og der dermed ikke er nogen substitutionstrussel mod naturgasudbyderen overfor husholdningssegmentet.

Forvriddninger i fjernvarmemarkedet vil være begrænset hvis man betragter det udelukkende som naturgas overfor andre opvarmningsteknologier. Forvriddninger for eksisterende kunder kan dog i velfærdsmæssig sammenhæng bestå i for høje gaspriser der giver for lavt opvarmningsforbrug i forhold til de øvrige forbrugskomponenter. Ineffektiv installation af supplerende opvarmningsteknologier forekommer ikke som et oplagt forvriddningsproblem. Andre forvriddningseffekter kan ses for eksempel i fjernvarmeproduktionen hvor høje gaspriser kan medføre at teknologivalg og brændsel til fjernvarmeproduktion påvirkes, når der skal skiftes produktionsudstyr.



*

Figur 3-1 Energimarkedets organisering og regulering i Danmark fra gasudbyder til endelig kunde

* Indtil i dag har gasprisen været bundet til den alternative pris på de relevante olieprodukter. Fra 2004 er prissætningen fuldt fleksibel.

Figur 2-1 prøver at samle nogle markante sammenhænge op på det danske gasmarked set fra en gasudbyders side og med et reguleringsmæssigt fokus. Hvordan påvirkes integrationsincitamenterne og markedsstrategien af forskelle i konkurrence og reguleringsforholdene? Der er fokuseret på forholdet mellem gas-udbyderen og husholdningen energiefterspørgsel i den anden ende.

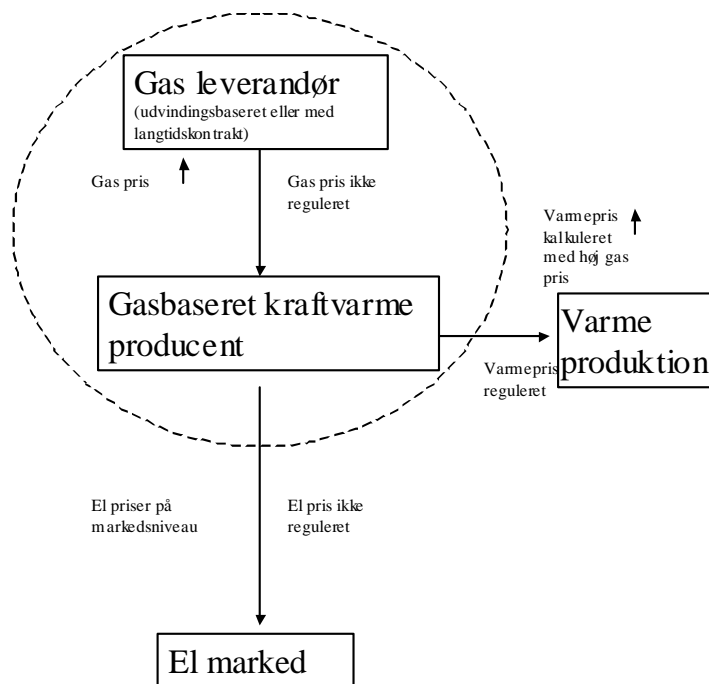
Figuren viser den nuværende markedsstruktur og til dels de nærmeste perspektiver. Af de fire efterspørgselssegmenter er det husholdningerne der er mest udsat for udøvelse af markedsmagt fra gasudbyderens side. Dette understøttes både af den lave substitutionselasticitet for eksisterende gaskunders efterspørgsel og den begrænsede udsigt til konkurrence indenfor dette kundesegment.

Industriel gasefterspørgsel er mere fleksibel mht brændselsvalg og konkurrencen ser samtidig ud til at blive mere udpræget på dette markedssegment på grund af de større kunder og salgsvolumen. For fjernvarmekunderne gør de samme konkurrencemæssige forhold sig gældende, men de har noget mindre brændselsfleksibilitet end de industrielle kunder. For disse to kundesegmenter gør truslen fra potentielle konkurrenter at priserne ikke kan være markant højere end i et konkurrencemarked selv om gasselskabet er den dominerende udbyder.

Bundtning af energivarer i form af at binde gassalget til f.eks. elsalg vil mest sandsynligt kunne forekomme overfor husholdningskunderne, hvor gassalget kun langsomt og i mindre grad vil blive udsat for konkurrence. Denne situation kan tænkes udnyttet til at udvide gasselskabets aktiviteter til elmarkedet uden de store markedsførings- og overtagelsesomkostninger. For de andre forbrugersegmenter er bundtning enten irrelevant (fjernvarmeproducenter har ret lavt elforbrug relativt til gasforbrug) eller ret usandsynligt på grund af den ønskede fleksibilitet og omkostningsfokusering for industrielle kunder.

Incitament for kraftvarmeværker ændres med ejerstruktur og integration

Et andet element af liberaliseringen af markederne og integrationstendenser er de incitament der kan ligge i en integration af aktiviteter indenfor gasforsyning og gasbaseret kraftvarmeproduktion. En sådan integration kan baseres på et ønske om at opnå en konkurrencemæssig bedre stilling på elmarkedet end andre gasbaserede elproducenter.



Figur 3-2 Incitamentet for integreret gasleverandør og kraftvarmeproducent

Når både elmarkedet samt nu også gask markedet er liberaliseret åbnes der op for ændringer i organiseringen af markedet og ejerstrukturen. De incitamentet for integration der altid har eksisteret kan nu lede til faktiske ændringer i form af privatisering og fusioner af energisektorens selskaber. Sådanne selskaber vil dog også have brydningsflader med regulerede dele af markedet (transmission i net) og markeder der ikke underkastes liberalisering (fjernvarmemarkedet) Et interessant eksempel er her en gasbaseret kraftvarmeproducent. Varmeproduktionen vil her være underlagt betydelig regulering og prissætningen er ikke fri men omkostningsbaseret. Derfor vil en integreret gasudbyder og kraftvarmeproducent have en interesse i at få henført så stor en del af omkostningerne til varmeproduktionen som muligt. Da de selv er herre over den interne gasafregningspris (der eksisterer ikke længere listepriiser) har de en mulighed for at forhøje gasprisen og dermed opnå højere varmepris og de vil ikke lide tab på el siden, da indtjeningen bare vil komme til at ligge i gasdelen af selskabet i stedet for i el delen. Der er således et oplagt case for at overvåge de interne afregningspriser i et sådant integreret energiselskab. Jo mere komplekse og individuelle gaskontrakter bliver des sværere bliver det at gennemføre en sådan overvågning. Liberalisering vil i sig selv føre til væsentlig lavere gennemskuelighed på prissiden af gask markedet (konkurrencen fører til mindre åbenhed om priser) undtagen for det meget store marked, hvor der er mere officielle priser.

En integration af de to typer af aktiviteter kan medføre i hvert tilfælde to typer af gevinster:

1. Reduktion af den kombinerede risiko på gask markedsvolatilitet (forsyningsdelen vil nyde godt heraf ved høje priser, hvorimod el delen vil nyde godt af lavere gaspriser).
2. Øget fleksibilitet ved el produktionen til at sælge gassen til anden anvendelse når el priserne er lave eller i stedet lagre gassen.

I tilslutning til disse to aspekter kan der eksistere kortsigtsmuligheder for at påvirke elmarkedspriser hvis producenten er i besiddelse af øvrig elproduktionskapacitet og den gasbaserede teknologi er den marginale teknologi.

Disse incitamenter eksisterer for kraftvarmeproducenter, der allerede er aktive i markedet, men for ny kapacitet vil situationen være afhængig af størrelsen på varmemarkedet idet ny varmekapacitet kun vil være relevant hvis gammel kapacitet nedlægges i tilsvarende omfang.

Central kraftvarme

I det østdanske område er det omkring 1816 MW varmekapacitet, ud af i alt 3308 MW varmekapacitet på de centrale kraftvarmeverker, der primært bliver fyret med naturgas.¹⁸ Hvad angår kapaciteten for elproduktion, så er den naturgasfyrede kapacitet på 954 MW ud af i alt 4112 MW.¹⁹ På de centrale værker i Østdanmark produceredes i 2002 i alt 63.019 TJ energi fordelt på el og forskellige typer varme, bl.a. fjernvarme og procesdamp. Til denne produktion anvendtes 106.078 TJ brændsler og heraf var 17.894 TJ naturgas (Energi E2, 2003). Således svarer mængden af anvendt naturgas til 17% af det totale brændselsforbrug målt i energiindhold og det er tre af kraftvarmeverkerne i Hovedstadsområdet, der står for hele forbruget; nemlig Svanemølleværket, H.C. Ørstedsværket og Avedøre 2. Derudover kan naturgasandelen måske have ligget højt i 2002, da anvendelsen af træpiller på Avedøre 2 var meget begrænset i det år. Således anvendtes kun 6257 tons træpiller på Avedøre 2 som oprindeligt var projekteret til at bruge op til 300.000 tons træpiller pr. år (Energi E2, 2003). Denne opgørelse viser at selvom anvendelsen af naturgas på centrale kraft- og kraftvarmeverker måske er øget, så er kul stadig et meget betydningsfuldt brændsel på disse værker.

I Vestdanmark er den primært naturgasfyrede varmekapacitet på de centrale kraftvarmeverker på i alt 944 MW ud af en varmekapacitet på i alt 3446 MW på centrale værker.²⁰ Ser man på elsiden på de centrale kraft- og kraftvarmeverker, så er 766 MW ud af i alt 3630 MW primært fyret med naturgas i det vestdanske område.²¹ På de centrale værker i Vestdanmark blev der i alt produceret 74.941 TJ el og varme i 2002. Til denne produktion blev der anvendt 129.436 TJ brændsel, hvoraf de 15.462 TJ var naturgas (Elsam, 2003). Dette svarer til at naturgas udgjorde ca. 12% af de anvendte brændsler på de centrale værker på Fyn og i Jylland. I det vestdanske område er kul således også det fremherskende brændsel på de centrale værker.

Fælles for de øst- og vestdanske systemer er at den anvendte mængde naturgas er mindre end den naturgasfyrede kapacitets andel af den samlede kapacitet. Således er 27% af varmekapaciteten og 21% af elkapaciteten i Vestdanmark naturgasfyret, hvilket ikke helt vejes op af kun 12% naturgas i brændselssammensætningen. Lige sådan ser det ud i Østdanmark, hvor naturgas udgør 17% af brændslerne på de cen-

¹⁸ Data stammer fra Energi E2's hjemmeside. Avedøre 2 der har en varmekapacitet på 570 MW, som er fyret med naturgas, olie og biomasse, er inkluderet i de 1816 MW.

¹⁹ Avedøre 2's 570 MW elektriske effekt er inkluderet i den naturgasfyrede kapacitet.

²⁰ Data hentet på Elsam's hjemmeside. I de 944 MW naturgasfyrede kapacitet er inkluderet Herningværkets naturgas/ biomasse kedel på 174 MW varme og Fynsværkets naturgas- og kulfyrede enhed på 326 MW varme.

²¹ Fynsværkets naturgas/kul enhed på 285 MW og Herningværkets naturgas/flis enhed på 89 MW er inkluderet i den naturgasfyrede kapacitet. Skærbækværket er opgjort til at have 392 MW naturgasfyret kapacitet og 93 MW oliefyret kapacitet.

trale værker, men hvor hele 55% af varmekapaciteten og 23% af elkapaciteten kan fyres med naturgas. Der kan tænkes flere forklaringer på dette tilsyneladende underforbrug af naturgas. Først og fremmest kan en del af kapaciteten også fyres med andre brændsler, hvilket kan forklare noget af det relative underforbrug. Dernæst kan det skyldes at de gasfyrede enheder i et vist omfang fungerer som spidslast, hvilket der ofte er økonomisk gode grunde til, da driftsomkostningerne ved en gasfyret enhed pga. af brændselsprisen er relativt høje, mens anlægsomkostningerne er relativt lave. Derudover er der i Østdanmark en ret stor gasfyret varmekapacitet, som i sagens natur ikke udnyttes hele året, hvilket kan bidrage yderligere til en vis proportionsforskel mellem den gasfyrede kapacitet og den gasbaserede produktion.

Ud fra et overordnet syn er det ganske vist kul der er det dominerende brændsel på de centrale værker, men nedenstående tabel med produktionsdata fra de 6 naturgasfyrede værker belyser den egentlige anvendelse naturgassen mere nuanceret.

	Elproduktion (MWh)	Varmeprod. (GJ)	Indfyret energi (GJ)	Output/ Input	Gasandel af brændsel
Fynsværket	1.763.563	8.272.000	20.196.000	72%	29%
Skærbækværket	684.431	3.006.000	7.366.000	74%	95%
Herningværket	172.656	1.994.000	2.820.000	93%	91%
Avedøre 2	1.629.771	6.108.440	15.679.078	76%	50%
Svanemølleværket	369.521	3.390.133	5.468.322	86%	100%
H. C. Ørstedværket	188.145	4.297.844	5.695.878	87%	82%

Tabel 3-3: Udvalgte produktionsdata for centrale kraftvarmeværker, der anvender naturgas som brændsel. Kilder: Grønne regnskaber for værkerne 2002, Elsam og Energi E2.

Tabel 3-3 viser at gas er et betydningsfuldt brændsel på de 6 centrale kraftvarmeværker, hvor det anvendes som eneste eller supplerende brændsel. Det relativt lave tal for Fynsværket hvad angår naturgassens andel af brændselssammensætningen er ikke helt retvisende, da produktionstallene for Fynsværket er behandlet samlet og dermed også inkluderer en kulfyret enhed. Derimod er det bemærkelsesværdigt at Avedøre 2 har så relativt lav anvendelse af naturgas. Enheden er ganske vist projekteret til også at brænde betydelige mængder halm og træpiller, men i 2002 udgjorde biomassen kun omkring 8-9% af den indfyrede energi, mens olie udgjorde mellem 41 og 42% (Energi E2, 2003). Set i det lys er det en relativt lille mængde naturgas, der bruges på enheden.

Forholdet mellem indfyret energi og produktionen af el og varme på de forskellige værker viser at Fynsværket, Skærbækværket og Avedøre 2 formentlig har noget produktion som ren kondensdrift, hvor varmen bortkøles og der kun laves el, mens de tre andre værker kører mere i modtryksdrift, hvor både el og varme anvendes. Generelt må det dog konkluderes at den naturgas, der anvendes på de centrale værker i Danmark i overvejende grad bruges til kraftvarmeproduktion. Da naturgas også anvendes til kraftvarmeproduktion på decentrale anlæg er der således i Danmark en tæt kobling mellem naturgasmarkedet og varmemarkedet gennem konverteringsleddet, hvilket igen knytter sig til elmarkedet.

De centrale værkers el- og varmeproduktion

	TJ	Andel
Centrale elproducerende anlæg	4.311	3%
Centrale kraftvarmeanlæg	80.734	60%
Decentrale kraftvarmeanlæg	22.054	16%
Vindmøller	17.557	13%
Vandkraftanlæg	114	0%
Private kraftvarmeanlæg	9.562	7%
I alt	134.332	

Tabel 3-4: Elproduktionen fordelt på anlægstype i 2002. Kilde: Energistyrelsens energistatistik for 2002

Hvis man ser på elsystemet alene er de centrale kraftvarmeværker ryggraden i dette, hvor de står for 60% af produktionen. Kul er det mest anvendte brændsel og udgør således knap halvdelen af brændslerne i elproduktionen. Selvom de centrale kul-kraftværker ofte er kraftvarmeværker og produktionen faktisk i høj grad også lægges på kraftvarmeværkerne, hvilket kan ses af ovenstående tabel, så er en del af driften på de centrale kraftvarmeværker imidlertid i kondensdrift, hvor kraftvarmeformelen ikke udnyttes. Dette står ikke umiddelbart til at ændre på med den nuværende balance mellem el- og varmebehov. De andre betydningsfulde producenter i elsystemet er vindmøllerne samt de decentrale kraftvarmeværker inklusive de industrielle anlæg.

	TJ	Andel
Centrale kraftvarmeanlæg	59.794	48%
Decentrale kraftvarmeanlæg	34.661	28%
Fjernvarmeanlæg	12.973	10%
Private kraftvarmeanlæg	9.463	8%
Private varmeproducerende anlæg	8.913	7%
I alt	125.804	

Tabel 3-5: Fjernvarmeproduktionen fordelt på anlægstype i 2002. Kilde: Energistyrelsens energistatistik for 2002

Med hensyn til produktionen af fjernvarme er de centrale værker stadig betydningsfulde, men 52% af den samlede fjernvarmeproduktion stammer fra mindre decentrale varmeanlæg – enten til industriel varmforsyning eller til opvarmning af husestande.

Det er dog tydeligt at de centrale kraftvarmeværker er betydningsfulde både hvad angår produktionsandelen af el og varme. I visse områder er de centrale værkers

betydning i forhold til varmforsyningen væsentligt større end i andre områder. Således er varmebehovet i hovedstadsregionen så stort, at der kan aftages varme fra adskillige centrale kraftvarmeværker. Samme tendens gør sig gældende i de andre store byer Ålborg, Århus, Esbjerg og Odense, som alle er forsynet med varme fra et centralt kraftvarmeværk. Forsyningen af disse store varmemarkeder er med til at øge de centrale værkers rolle i varmeproduktionen væsentligt. Selvom varme- og elmarkederne på den måde er relativt tæt knyttet til hinanden er samspillet mellem gasmarkedet og kraftvarmeproduktionen på de centrale værker mindre betydningsfuldt.

	El		Varme	
	TJ	Andel	TJ	Andel
Fuelolie	8.674	4%	2.083	7%
Orimulsion	23.234	12%	610	2%
Naturgas	24.649	12%	8.701	29%
Kul	136.677	69%	18.362	60%
Halm	3.431	2%	427	1%
Flis og træpiller	344	0%	120	0%
Affald	732	0%	159	1%
Andet	93	0%	20	0%
I alt	197.834		30.482	

Tabel 3-6: Brændselsforbruget for netto el- og varmeproduktion på de centrale kraftvarmeværker i 2002. Kilde: Energistyrelsens energistatistik for 2002

Produktionstallene for de centrale kraftvarmeværker viser hvordan naturgas er et mere anvendt brændsel i varmeproduktionen end det er tilfældet i elproduktionen. Der kan være flere årsager til dette. En bidragende årsag kunne være at kondensdrift med naturgas i videst mulig udstrækning undgås, da de marginale produktionsomkostninger er højere end for et kulkraftværk på grund af den højere pris på naturgas end på kul. En anden og formentlig mere betydningsfuld årsag kan simpelthen være placeringen af centrale varmforsynende værker som Svanemølleværket og H. C. Ørstedsværket, der næsten udelukkende anvender naturgas. Disse værker er endvidere kendetegnet ved at have en lille elektrisk effekt i forhold til effekten på varmesiden (en lav C_m -værdi). Så selvom den samlede elektriske effekt på disse to værker ikke er mere end 384 MW, så er værkerne med deres samlede varmekapacitet på 1246 MW særdeles betydningsfulde for fjernvarmforsyningen i København. En pæn del af denne store varmekapacitet er beregnet til spidslast og anvendes kun sjældent, men alligevel ligger antallet af årlige driftstimer på de væsentligste enheder på Svanemølleværket og H. C. Ørstedsværket typisk på mellem 4000 og 6000 (Energi E2, 2003), hvilket må siges at være tilstrækkeligt til at positionere dem som grundlastenheder i hovedstadens varmforsyning, mens deres betydning for sikring af elforsyningen formentlig er meget mere beskedne. Disse forhold er med til at hæve naturgassens andel af brændslerne i varmeproduktionen på de centrale værker.

Markedskoblingens betydning

Selvom koblingen mellem gasmarkedet og varmemarkedet er forholdsvis tydelig på de centrale kraftvarmeværker, betyder denne sammenhæng dog ikke nødvendigvis meget i forhold til potentiel markedsmagt eller integration mellem sektorer. Det er karakteristisk for de naturgasfyrede centrale kraftvarmeværker, at hvis de ikke kan eller allerede bliver fyret med andre brændsler, så kan de hurtigt omstilles til at kunne. Alle de gasfyrede centrale værker kan eksempelvis også fyres med olie uden ændringer på enhederne. På den måde er mulighederne for at brændselssubstituere ret store og værkerne kan derfor reagere hurtigt på ændrede forhold på gasmarkedet.

Desuden er de fleste af varmemarkederne forsynet fra mere end en kilde. Således er det eneste fjernvarmenet, helt eller delvist forsynet af et centralt kraftvarmeværk, der anses for overvejende forsynet af naturgas nettet i Fredericia, som primært forsynes af Skærbækværket. De resterende fjernvarmenet i tilknytning til centrale værker – på nær det ret lille fjernvarmenet i Kalundborg, der er forsynet af det hovedsageligt orimulsionfyrede Asnæsværk²² – er kategoriseret som primært forsynet ved brug af kul (ENS, 2003). På den måde er det ikke gennem produktionen af el og varme på de centrale værker, at der kan siges at være en integration mellem gasmarkedet samt el- og varmforsyningen, så længe det kun er det mindre fjernvarmenet i tilknytning til Skærbækværket der primært er forsynet med naturgasbaseret produktion. I Hovedstadsregionen, der har det største fjernvarmenet og hvor naturgas også spiller en betydelig rolle, er varmeproduktionen fra kul så stor at det umiddelbart ikke vil være muligt at udnytte markedsmagt, udelukkende som konsekvens af at en enkelt aktør skulle have en stærk position på både gas- og varmemarkedet. Muligheden for udnyttelse af markedsmagt øges dog betydeligt, hvis den samme aktør har råderet over både de kul- og naturgasfyrede centrale konverteringsenheder, hvilket er tilfældet i dag, hvor Energi E2 ejer alle de centrale enheder i Østdanmark. For at have reel mulighed for udnyttelse af markedsmagt vil det dog også kræve en stærk position på gasmarkedet og varmemarkedet, som virksomheden i hvert fald ikke har på nuværende tidspunkt. Risikoen for udnyttelse af markedsmagt er på baggrund af forholdene på gasmarkedet, i produktionsleddet samt på varmemarkedet i Københavnsområdet formentlig relativt beskeden om end væsentlig større end for få år siden.

3.5 Decentral kraftvarme og liberaliseringen af elmarkedet (el-afsætning på markedsvilkår)

De decentrale kraftvarmeværker er væsentlige producenter af både el og varme, da omtrent 25% af al el og ca. 35% af varmen bliver produceret på decentrale kraftvarmeanlæg inkl. Industrielle kraftvarmeanheder (ENS, 2003). Strukturen med mange mindre decentrale kraftvarmeværker er speciel for Danmark, når man kigger på produktionsorganiseringen i Nordeuropa. Det økonomiske fundament for denne meget decentrale tilrettelæggelse af produktionen har hidtil været indfødningsstariffer for den producerede el samt et garanteret varmemarked med tilslutningspligt for nærmere definerede varmeforbrugere.

²² Dette var tilfældet i 2002, men orimulsion har udgjort en meget mindre del af brændselsforbruget på Asnæs i 2003, eftersom leverancerne af orimulsion fra Venezuela har været usikre pga. den politiske situation i landet.

De decentrale kraftvarmeværkers rolle som elproducerende enheder er for tiden under forandring. Som led i liberaliseringen af elmarkedet skal de agere på markedsvilkår fra 2004. Det er dog kun elmarkedet som er under liberalisering, mens varmemarkedet forbliver reguleret. Dette sætter de decentrale kraftvarmeværker i en lidt speciel situation, eftersom disse har haft særlige forhold for afsætning både på el- og varmemarkedet, men nu skal tilpasse sig de nye vilkår på elmarkedet.

Hidtil er el produceret på de decentrale kraftvarmeenheder blevet afregnet efter en garanteret treledstarif med forskellige afregningspriser i lavlast, højlast og spidslast. Dette har ledt til at produktionen af el ikke altid har været afpasset i forhold til den aktuelle markedspris på produktionstidspunktet. Hvis den decentrale kraftvarmeproduktion kun udgjorde en lille del af elproduktionen ville dette ikke være så problematisk. Imidlertid har udbygningen af den decentrale kraftvarmeproduktion været så stor at de decentrale kraftvarmeværker nu står for ca. 25% af elproduktionen alene og sammen med anden bunden produktion som vindmøller og anden vedvarende energi står for ca. 40% af det danske elforbrug. (ØEM, 2002) Denne store andel af bunden produktion medfører større risiko for eloverløb samt resulterer i store prisfluktuationer på spotmarkedet. Dermed er en tilpasning af elproduktionen fra de decentrale kraftvarmeværker til i højere grad at tilpasse sig prissignalerne på markedet en måde at reducere risikoen for eloverløb på, da det forventes at kraftvarmeværkerne i perioder med meget lave elpriser vil kunne dække forbrugernes varmebehov enten ved brug af eksisterende olie- og naturgasfyrede spidslastkedler eller elpatroner/varmepumper, hvor den billige el anvendes til varmeproduktion. Derudover tilsigter reguleringen at de decentrale værker i højere grad bør udnytte de muligheder de har for varmelagring, således at produktionen henover døgnet i højere grad tilpasses behovet for elproduktion end det er tilfældet i dag, hvor alene varmebehovet og den faste afregning via treledstariffen bestemmer produktionsperioderne. Udfordringen i forbindelse med at deregulere den ene side af kraftvarmeværkernes produktion, nemlig elsiden, og samtidig bibeholde reguleringen på varmesiden, er at holde varmekunderne, som ikke har mulighed for selv at vælge deres varme-leverandør/kilde skadesløse, når afsætningen af el skal foregå på markedsvilkår. Dette potentielle problem skal den fremtidige regulering tage højde for.

Mulig udformning af dereguleringen

Et nyt forslag til regulering af de decentrale kraftvarmeværker er sendt til høring med henblik på implementering af den nye regulering i starten af 2004. Reelt er det sandsynlige starttidspunkt dog tidligst i 2005. I hovedtræk er forslaget at treledstariffen bortfalder og erstattes af en ny form for støtte til hvert enkelt værk. Efter det nye forslag vil der for hvert decentralt kraftvarmeværk blive udregnet et grundbeløb med driftsårene 2001 og 2002 som udgangspunkt. Grundbeløbet vil blive beregnet som forskellen mellem det beløb værket fik udbetalt efter treledstariffen og det beløb, som værket ville have kunnet få ved afregning til elmarkedets spotpris ud fra gennemsnittet af driftsårene 2001 og 2002. Dette grundbeløb er konstant og skal ikke revideres løbende. Værket skal ifølge forslaget herefter hver måned modtage svarende til en tolvtedel af grundbeløbet ganget med månedsindekset for spotmarkedsprisen. På den måde bliver støttebeløbet automatisk lavere, hvis markedsprisen stiger, og bortfalder helt ved markedspriser på over 34 øre/kWh. Hvis markedsprisen overstiger dette, kan værkerne frit beholde overskuddet uden at der foretages yderligere modregning i støtten. Den foreslåede regulering vil kunne hjælpe til at tilrettelægge produktionen på tidspunkter, hvor den er mere samfundsøkonomisk effektiv eller i tilfælde hvor elpriserne er meget lave i en lidt længere periode endvi-

dere reducere el-produktionen fra de decentrale kraftvarmeværker, således at nogle værker i de perioder bruger el til at producere varme. Forslaget er lavet sådan at kraftvarmeværkerne ud fra en gennemsnitsbetragtning vil få samme tilskud, hvis produktionsforholdene fra 2001 og 2002 antages gentaget (ENS, 2003). Det må imidlertid forventes at nogle værker vil stilles dårligere som følge af den nye regulering. Det er således sandsynligt at værker med de mindste potentialer for at styre produktionen, dvs. værker med små varmelagre, lille kapacitet på spidslastkedler samt snert dimensionerede kraftvarmeenheder vil lide tab ved at skulle agere i forhold til markedsvilkårene. Der er dog fra det politiske niveau stillet garanti om at et sådan tab ikke må sendes videre til varmekonsumenterne, som skal holdes skadesløse. Den foreslåede reguleringsmodel vil betyde at elproduktionen tilrettelægges anderledes, men den kan også medvirke til at forskyde forholdet mellem el- og varmeproduktion, således at der produceres mere varme uden elproduktion i perioder med lave markedspriser på el, som følge af høj produktion fra vindmøller.

Produktionsmulighederne og markedsorienteringen

Kraftvarmeværkernes brug af brændsel har betydning for de produktionsmuligheder værket har og derfor vil markedsorienteringen have forskellige konsekvenser for værkerne afhængig af deres brændsel. Næsten 77% af den decentrale kraftvarme kapacitet på i alt 1486,1 MW er naturgasfyret, mens de resterende 23% kapacitet er damp turbineanlæg hovedsageligt fyret med biomasse eller affald (Eltra, 2003).

	El		Varme	
	TJ	Andel	TJ	Andel
Dieselolie	40	0%	16	0%
Naturgas	36.363	73%	12.104	68%
Kul	626	1%	424	2%
Halm	2.145	4%	1.105	6%
Flis og træpiller	775	2%	350	2%
Træaffald	1.935	4%	274	2%
Biogas	1.041	2%	337	2%
Affald	7.123	14%	3.200	18%
I alt	50.048		17.810	

Tabel 3-7: Brændselsforbruget for netto el- og varmeproduktion på decentrale kraftvarmeværker i 2002. Kilde: Energistyrelsens energistatistik for 2002

Som det kan ses af ovenstående tabel ligger anvendelsen af naturgas relativt set en anelse lavere end kapaciteten foreskriver. Dette gælder både for el- og varmeproduktionen, selvom en større del af elproduktionen end varmeproduktionen er naturgasfyret. Dette skyldes at de naturgasfyrede kraftvarmeværker har en relativt højere elektrisk effekt end varmeeffekt i forhold til eksempelvis affaldsfyrede kraftvarmeværker (naturgasværkerne har højere C_m -værdi end de andre værker).

I og med at de tidsmæssige produktionsmønstre og forholdet mellem el- og varmeproduktion nok ændres en smule på de decentrale kraftvarmeværker som følge af markedsorienteringen, vil der i fremtiden være øgede krav til muligheden for at tilpasse sin produktion til markedsvilkårene.

Hvad angår bindinger i forhold til brændselsforsyning har de affalds- og biomassefyrede kraftvarmeanlæg generelt gode muligheder for at tilpasse deres produktion til fluktuationer i elmarkedsprisen henover døgnet, eftersom disse anlægstyper som minimum vil have brændselsreserver til nogle døgn. Markedsorienteringen vil således ikke ændre noget i forhold til disse værkers relation til deres brændselsleverandører. Situationen i forhold til brændselsleverancer for de naturgasfyrede værker, der udgør hovedparten af de decentrale kraftvarmeværker, er derimod anderledes, eftersom disse værker som udgangspunkt ikke har et lokalt brændselslager, bortset fra en evt. nødreserve af en eller anden form for olieprodukt. Kravene til aftagerne af gas kan, pga. tekniske omstændigheder i leverancen, være ret omfattende hvad angår min. og max. forbrug samt adgang til en vis forsyningskapacitet. Disse krav forventes ikke at blive mindre i fremtiden og forhandlingen af gasleverancekontrakter vil, i lyset af den forestående liberalisering af gasmarkedet, højst sandsynligt blive meget mere kompliceret og føre til mindsket gennemskuelighed i disse aftaler. De gasfyrede værker kan til gengæld hurtigt regulere produktionen op og ned indenfor det spektrum deres gasleverancer tillader, mens de biomasse- og affaldsfyrede kraftvarmeværker skal bruge væsentlig længere tid på at tilpasse produktionen. Så hvis behovet for el eksempelvis stiger hurtigt indenfor kort tid pga. havari på en større enhed i systemet, vil de naturgasfyrede kraftvarmeværker være bedre til at inddække det nye elbehov end damp turbineanlæggene, der er fyres med biomasse eller affald.

Det er vanskeligt at forudsige hvordan relationen mellem gasleverandør og el/varme-producent præcis vil ændres efter liberaliseringen af gasmarkedet, men med muligheden for selv at vælge gasleverandør, vil kraftvarmeværker med et bredt spektrum af produktionsmuligheder (stor varmelagerkapacitet, overskydende varmeproduktionskapacitet, etc.) have øgede muligheder for at indgå fordelagtige kontrakter på gasleverancen. Der er imidlertid en række parametre angående manglende viden om den fremtidige prisdannelse på el- og gasmarkederne samt varmebehovet i det pågældende produktionsår, der gør det særdeles vanskeligt at udnytte fordelene ved de større produktionsmuligheder.

De naturgasfyrede kraftvarmeværker kan på den måde risikere at blive fanget i et dilemma mellem tre markeder, hvor de økonomiske incitamentet på de to liberaliserede markeder for el og gas til tider kan trække i hver sin retning, mens værket stadig har produktionsforpligtelser overfor det regulerede varmemarked. Denne nye situation behøver ikke at svække værkerne, men det er sandsynligt at de værker der har vide produktionsmuligheder, hvad angår kapacitet på varmelager, m.m., vil komme til at stå meget stærkere på elmarkedet end de værker der er dimensioneret i tæt relation til et lokalt varmebehov. Dog vil det for de værker, der har vide produktionsmuligheder og dermed et stort potentiale for at klare sig godt på markeds-lignende vilkår, kræve en stor indsigt i forholdene på især el- og gasmarkederne at udnytte potentialerne, hvorfor værkerne måske er nødt til at udlicitere ekspertydelser i forhold til driftstilrettelæggelsen til eksterne konsulenter, evt. placeret under de systemansvarlige virksomheder.

En niche som kunne være særdeles interessant for de gasfyrede kraftvarmeværker under den kommende markedsorientering kunne være salg af ydelser til markedet for regulerkraft. De mindre gasfyrede værker kan meget hurtigt starte op og hvis de har tilstrækkelige varmelagre er det for værket mindre betydeligt hvornår produktionen lægges. Igen vil det være de værker med de bedste tekniske produktionsmu-

ligheder, der vil have mulighed for at positionere sig stærkest i et udbud af regulerkraft.

Det er værd at bemærke at markedsorienteringen af de decentrale kraftvarmeværker kan føre til øget start/stop-drift, hvis værkerne satser på at udbyde regulerkraft eller blot forsøger at følge prissignalerne på elmarkedet. Flere opstarter og nedlukninger kan føre til øget udledning af metan, kulilte og dioxin, hvilket primært skyldes direkte metanudslip ved opstart og længere perioder med dårligere forbrænding ved for lave temperaturer. Med den nuværende drift på de decentrale kraftvarmeværker er udledningen af metan og kulilte især et problem for de naturgasfyrede værker, mens biomassefyrede og især affaldsfyrede værker udleder den største mængde dioxin. (Nielsen & Illerup, 2003) Øget start/stop-drift vil altså potentielt øge miljøpåvirkningen fra alle de decentrale kraftvarmeværker, men hvorvidt en ændring af reguleringen nødvendigvis medfører mere start/stop drift kan man ikke entydigt afgøre før reguleringen fungerer i praksis.

Decentral kraftvarme mellem frie el- og gasmarkeder

Da det er op imod 77% af kapaciteten på de decentrale kraftvarmeværker, der er fyret med naturgas, er det ikke utænkeligt at en øget markedsorientering af disse vil få betragtelige konsekvenser med hensyn til de decentrale kraftvarmeværkers forhold til gasleverandørerne. Det er allerede nu betydningsfuldt hvordan kontrakten om maksimalt tilladt gasforbrug pr. time tilrettelægges. Således vil det være bedst økonomisk at holde sig i nærheden af det aftalte maksimale træk af gas fra nettet for at undgå bøder. Det er dog ikke utænkeligt, at der med den nye markedsrettede orientering af den decentrale kraftvarmeproduktion kan opstå situationer, hvor det vil være rentabelt at producere el og betale en bøde for at bruge mere gas end bestemt i kontrakten. Det kan give problemer for gasforsyningen, hvis mange værker vælger at overskride deres forbrugskvotepå samme tid på grund af udsigten til høje gaspriser, men på længere sigt vil det formentlig blot resultere i, at bøden for overskridelse af forbrugskvoten hæves, således at sådanne overskridelser ikke kan betale sig. Imidlertid pålægges de decentrale kraftvarmeværker også bøder hvis deres forbrug af gas er lavere end forventet og i situationer, hvor det for værker med ringe driftsøkonomi kun kan betale sig at anvende fx oliefyrede spidslastkedler eller en elpatron til varmeproduktion, kan det resultere i bøder fra gasleverandøren, hvilket blot er med til at forringe værkets økonomi yderligere. Det er muligt at dette vil være det mest effektive fra en samfundsøkonomisk betragtning, men det betyder at enkelte i forvejen dårligt stillede varmekunder kan risikere at blive stillet endnu ringere. Dette vil betyde, at der må organiseres en form for ekstraordinær støtte til værker, hvis økonomi ikke kan klare overgangen til markedslignende vilkår, da det i tilfaldet er garanteret at varmekunderne ikke stilles dårligere.

Desuden kan der med et liberaliseret gasmarked være risiko for at situationer, hvor meget små kraftvarmeværker kommer i problemer med hensyn til ikke at aftage tilstrækkelige mængder gas til at opnå gode markedspriser, vil forekomme oftere. Afregningsprisen for den første del af gasforbruget ligger væsentlig højere end den senere del, så gennemsnitsprisen for produceret el og varme bliver uforholdsmæssig høj ved en lille produktion. Problematikken kan eksempelvis illustreres ved, at et mindre kraftvarmeværk som Ådum vil begynde at tilbyde varmekunderne en bonus, hvis de vil øge deres varmeforbrug, da værkets gennemsnitlige produktionsomkostninger bliver for høje, hvis de ikke bruger gas nok (Fjernvarmen, 6/11 2003). Dette er en konsekvens af at gaskunderne nu kun opdeles i to kundegrupper, hvor

der er prisforskel på den mængde gas der overstiger 300.000 Nm³ og det der ligger derunder. Selvom hensigten med denne storkundetarif var at øge gennemsækeligheden og gøre gasprisen uafhængig af anvendelsesformålet (se beskrivelsen af gaskmarkedet i appendiks B), så kan konsekvensen blive at incitamentsstrukturene for gashandel for de mellemstore gaskunder, som de mindre kraftvarmeværker tilhører, er ændret på en måde, som kan få konsekvenser for værkernes grundlæggende driftsøkonomi. Således bliver det i visse situationer ikke varmebehovet, der er bestemmende for produktionen, men priserne på gaskmarkedet, der afgør hvor meget varme der skal produceres.

Integration mellem el og gassektoren og betydningen for decentral kraftvarme

Ved et tættere samspil, fx skabt gennem fælles ejerskab, mellem kraftvarmeproducenten og gasleverandøren vil effekten af i det mindste én af de mere usikkerheds-skabende relationer minimeres betydeligt, eftersom det i så fald er mindre betydningsfuldt om selve kraftvarmeværket lider et tab, så længe det er til fordel for gasleverandøren. Det vil således betyde, at en ændring af reguleringsprincippet for de decentrale kraftvarmeværker i sammenhæng med en større grad af integration af gassektoren og el/varme-produktionen, kan resultere i en potentiel udnyttelse af markedsmagt.

En situation hvor de decentrale kraftvarmeværker integreres stærkere med gassektoren gennem sammenlægninger og opkøb er imidlertid bare én mulighed for udvikling under de nye vilkår. I Tyskland har udviklingen efter liberaliseringen været en større integration mellem sektorerne, men det kan meget vel tænkes at udviklingen i Danmark med sit meget store antal uafhængige producenter, i form af de decentrale kraftvarmeværker, vil være anderledes og en ligeså omfattende konsolidering af markedet ikke vil være mulig på grund af producenternes indbyrdes konkurrence.

Inputmarkeder og liberalisering af el-afsætningens vilkår

Inputmarkeder reagerer forskelligt på en liberalisering der vil give øget fluktuation i produktion på decentrale kraftvarmeværker over døgnet.

Naturgasprisen vil være præget heraf som følge af (kapacitetsbetalinger max time priser). I modsætning hertil vil biomassepris (halm) og affalds(pris) ikke blive påvirket nævneværdigt som følge af produktionsfluktuationer over døgnet, da begge disse indebærer nødvendige lagre til døgnfluktuationer. Hermed kan liberaliseringen som følge af det tekniske samspil mellem produktionsændringer og de heraf afledte inputflow medføre en forrykkelse af vilkårene mellem de forskellige typer af decentrale kraftvarmeproducenter sandsynligvis til fordel for de biomassebaserede. Dette er dog igen afhængigt af de tekniske forhold omkring drift af biomasseanlæg (regulering af produktion). Samtidig er dette selvfølgelig afhængig af de decentrale værkers mulighed for at indgå fordelagtige gaskontrakter, der tillader fluktuation uden nævneværdige ekstraomkostninger.

4 Samspillet mellem olie-, gas- og elpriser i et oligopolistisk energimarked

Dette kapitel præsenterer en begrebsramme til analyse af samspillet mellem prisdannelsen på flere energiformer i markeder med ufuldkommen konkurrence. Der foretages en analyse på og en sammenligning af seks forskellige scenarier, hvilket her vil sige organiseringer af et energimarked, hvor kraftværkernes brændsler kan være enten naturgas eller olie. Det er hensigten med disse scenarier at afdække dels hvad ufuldstændig konkurrence i forsyningskæderne betyder, dels at afklare i hvor høj grad, det disciplinerer markedssaktørerne, at der er konkurrence mellem to brændsler.

Udgangspunktet i analysen er en stærkt stiliseret elsektor med kraftværker, der anvender enten gas eller olie som brændsel. Modellen er så kortsigtet, at det antages fast teknologi, så det enkelte kraftværk ikke kan skifte brændsel, hvorved sektoren effektivt de er delt i to. Det antages endvidere, at olien erhverves til en verdensmarkedspris, hvorimod gassen som råstof er underlagt imperfekt konkurrence på grund af en national beskyttelse, der giver naturgasleverandøren en monopolstatus over for den række af gasbaserede kraftværker, der opererer på elmarkedet, hvor også den oliebaserede elektricitet udbydes. På det fælles slutmarked har alle producenter lige adgang til alle kunder. Der antages yderligere, at der på dette marked hersker mængdekongurrence (Cournot konkurrence, jvf. Cournot (1838) og Tirole (1988)).

Analysen har to omdrejningspunkter, nemlig

- hvad sker der, hvis der finder vertikal integration sted i gasdelen af markedet, og
- hvad betyder det for konkurrenceforholdene og indtjeningen i gasdelen, at der er konkurrerende elproduktionsteknologier.

Analyserne giver mange steder overraskende resultater, for eksempel at prisen på naturgas kun i begrænset omfang vil samvariere med prisen på olie, og at mere konkurrence forstået som flere aktører, ikke nødvendigvis er i elforbrugernes interesse.

Kapitlet er organiseret som følger. Først analyseres gasdelen af markedet - først med to konkurrerende kraftværker, siden med tre værker. Dernæst introduceres konkurrencen fra den oliebaserede del af elsektoren. Efterfølgende introduceres vertikal integration i gasdelen, hvorefter alle de tidligere resultater gennemgås under forudsætning om vertikal integration. Slutteligt holdes de seks analyser af imperfekt konkurrence samlet op mod det benchmark, der svarer til fuldkommen konkurrence.

4.1 To gasbaserede kraftværker

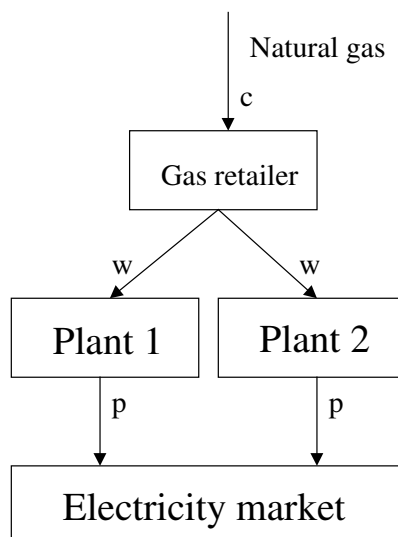
Først betragtes et simpelt tilfælde, nemlig en elsektor, hvor der kun findes gasbaserede kraftværker, der kun har muligheden for at købe naturgas hos en og samme leverandør. Naturgasleverandøren antages at have faste marginalomkostninger, c . Han sælger naturgassen videre til to gasbaserede kraftværker til en fælles afregningspris, w , i mængderne q_1 og q_2 . Naturgasleverandørens profit er da følgende:

$$\Pi_g(q_1, q_2, w) = (w - c)(q_1 + q_2).$$

Det antages yderligere, at de to kraftværker står over for en fælles efterspørgselsfunktion på elmarkedet med følgende sammenhæng mellem de udbudte mængder og den fælles markedspris på el, p :

$$q_1 + q_2 = 1 - p.$$

Af modeltekniske grunde må det antages, at parameteren c er mindre end 1, ellers bliver efterspørgslen efter el lig nul. Desuden er både gas og olie gjort “ensbenævnte” i den forstand, at de svarer til en mængde, der skal til at producere 1 kWh el. Figur 4.1 illustrerer markedssammenhænge.



Figur 4.1. Markedsstrukturen: En gasmonopolist, der leverer til et kraftværksduopol

Cournot-ligevægten på elmarkedet vil, jvf. Tirole (1988), være en symmetrisk Nash-ligevægt med følgende egenskaber:

$$\begin{aligned}
 q_1 = q_2 &= \frac{1-w}{3}, \\
 q = q_1 + q_2 &= \frac{2}{3}(1-w), \\
 p &= w + \frac{1-w}{3}, \\
 \Pi_1(w) = \Pi_2(w) &= \frac{(1-w)^2}{9},
 \end{aligned}$$

hvor $\Pi_1(w)$ og $\Pi_2(w)$ er profitterne i henholdsvis kraftværk 1 og 2 ved naturgasafregningsprisen w . Det ses også, at markedsprisen overstiger afregningsprisen med $(1-w)/3$.

Naturgasleverandøren står nu over for en efterspørgsel, $D_g(w)$, givet ved ligningen

$$D_g(w) = q_1 + q_2 = \frac{2(1-w)}{3}.$$

Vi kan nemt udlede den optimale afregningspris, idet hans profit ligeledes kan udtrykkes som en funktion af w alene:

$$\begin{aligned}
 \Pi_g(w) &= (w-c)D_g(w) = \frac{2(1-w)(w-c)}{3} \Rightarrow \\
 \frac{\partial \Pi_g(w)}{\partial w} &= \frac{2(1-2w+c)}{3} = 0 \Rightarrow \\
 w &= \frac{1+c}{2}
 \end{aligned}$$

Indsættes denne optimale afregningspris i efterspørgselsligningerne fås:

$$\begin{aligned} q_1 = q_2 &= \frac{1-c}{6} \Rightarrow \\ q_1 + q_2 &= \frac{1-c}{3} \\ \Rightarrow p &= \frac{2+c}{3}. \end{aligned}$$

Med udgangspunkt i de udledte mængder bliver profitterne og konsumentoverskuddet, CS, i sektoren følgende:

$$\begin{aligned} \Pi_1 = \Pi_2 &= \frac{(1-c)^2}{36}, \\ \Pi_g &= \frac{(1-c)^2}{6}, \\ \Pi + \Pi_1 + \Pi_2 &= \frac{8(1-c)^2}{36}, \\ \text{CS} &= \frac{q(1-p)}{2} = q^2/2 \\ &= \frac{(1-c)^2}{18}. \end{aligned}$$

Den samlede værdiskabelse i sektoren, W , bliver da:

$$W = \text{CS} + \Pi_g + \Pi_1 + \Pi_2 = 10(1-c)^2/36.$$

Da der er markedsimperfektioner på to niveauer, giver det ikke rigtig mening at udregne traditionelle indikatorer for markedsmagt, såsom Herfindahl- eller Lerner-indekset. En indikator for størrelsen af markedsimperfektionerne kunne i stedet være at udregne dødvægtstabet, DWL, for dernæst at udregne det relative tab, nemlig forholdet, DWLR, mellem dødvægtstabet og den maksimalt opnåelige velfærd.

Den maksimalt opnåelige velfærd, $\max W$, svarer til en situation, der er samfundsmæssig optimal, dvs når prisen er lig de marginale omkostninger:

$$\begin{aligned} \max W = \text{CS}_{|p=c} &= \frac{q(1-p)}{2} \\ &= \frac{(1-p)^2}{2} = \frac{(1-c)^2}{2}. \\ \text{DWL} &= \max W - W \\ &= \frac{(1-c)^2}{2} - \frac{10(1-c)^2}{36} \\ &= \frac{2(1-c)^2}{9}. \\ \text{DWLR} &= \frac{\text{DWL}}{\max W} \\ &= \frac{2(1-c)^2/9}{(1-c)^2/2} = 4/9 = 44\%. \end{aligned}$$

Dødvægtstabet udgør således næsten halvdelen af den potentielle samfundsgevinst. Det store tab skyldes, at der i begge led i forsyningskæden lægges oven i de faktiske omkostninger. Gasleverandøren står for 75% af profitten, og må derfor vel også siges at være hovedansvarlig for dødvægtstabet. Tallene fra analysen er tabelleret i søjlen med overskriften 2G i Figur 5 bagest i denne artikel.

Vi skal i de følgende afsnit se på, hvad der sker, når kraftværkerne udsættes for en større grad af konkurrence.

4.2 Samme historie med tre gasbaserede kraftværker

Selvom gaskraftværkerne til sammen kun stod for 25% af den profit, der skyldtes den imperfekte konkurrence, vil vi alligevel se på, hvad det vil betyde, om der var større konkurrence mellem gaskraftværkerne.

Ses på eksemplet med tre gasbaserede kraftværker til stede på markedet, vil profitten hos dem være følgende:

$$\Pi_i(q_i; q_j, q_k, w) = q_i(p - w) = q_i(1 - q_1 - q_2 - q_3 - w), \quad i = 1, 2, 3, \quad i \neq j \neq k.$$

Følges notationen fra tidligere fås følgende beskrivelse af ligevægten:

$$\begin{aligned} q_i &= \frac{1 - w}{4}, \quad i = 1, 2, 3, \\ q_1 + q_2 + q_3 &= \frac{3(1 - w)}{4}, \\ \Pi_g &= (w - c) \frac{3(1 - w)}{4}, \\ w &= \frac{1 + c}{2}, \\ q_i &= \frac{1 - c}{8}, \quad i = 1, 2, 3, \\ q = q_1 + q_2 + q_3 &= \frac{3(1 - c)}{8}, \\ p &= \frac{5 + 3c}{8}, \\ \Pi_i &= \frac{(1 - c)^2}{64}, \quad i = 1, 2, 3, \\ \Pi_g &= \frac{3(1 - c)^2}{16}, \\ \Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 + \Pi_g &= \frac{15(1 - c)^2}{64}, \\ CS &= q^2/2 = \frac{9}{128}(1 - c)^2. \end{aligned}$$

Sammenligner vi med resultaterne fra situationen med blot to gaskraftværker, ser vi ikke overraskende, at dødvægtstabet nu er blevet mindre, idet konkurrencen jo er blevet større. Produktionen er steget en smule fra $(1 - c)/3$ til $3(1 - c)/8$. Dette niveau er dog stadig under halvdelen af det sociale optimum, hvor mængden vil have været $1 - c$. Konsumentoverskuddet er vokset med en faktor fem. Profitten hos gasleverandøren er steget en

smule, så det er kun kraftværkerne, både enkeltvis og samlet, der er blevet ringere stillet. I den nuværende situation med forbrugereje af elsektoren kunne denne “forarming” af kraftværkerne udgøre et problem, men i modellen her er der samlet set en stigning i værditilvækst for forbrugere og kraftværker under ét.

Det er overraskende, at den optimale afregningspris fra gasleverandøren stadig er den samme som i det foregående scenarie. Så selvom naturgasleverandøren profiterer på den øgede konkurrence hos hans aftagere, så er det ikke optimalt for ham at sætte prisen op.

Velfærdsanalyserne giver:

$$\begin{aligned}
 W &= \Pi_g + \Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 + CS \\
 &= \frac{39(1-c)^2}{128}, \\
 DWL &= \max W - W \\
 &= \frac{(1-c)^2}{2} - \frac{39(1-c)^2}{128} \\
 &= \frac{25(1-c)^2}{128}. \\
 DWLR &= \frac{DWL}{\max W} \\
 &= \frac{25(1-c)^2/128}{(1-c)^2/2} = 25/64 = 39\%.
 \end{aligned}$$

Eksistensen af tre konkurrerende værker giver en forøgelse af den samlede produktion med 13% i forhold til situationen med blot to værker. Dødvægtstabet falder med en anelse mindre, nemlig 5 procentpoint, hvilket er en nedgang på 11%, men det er jo stadig ganske stort. Den store vinder er naturgasleverandøren, der mere end tredobler sin profit. Tallene fra denne analyse er tabelleret i søjlen med overskriften 3G i Figur 5 bagest i denne artikel.

4.3 To gas- og et enkelt oliebaseret kraftværk

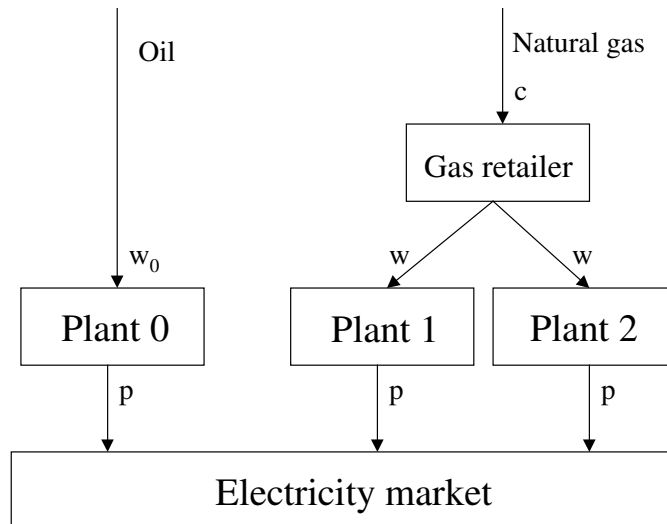
Betragt nu naturgasscenariet fra før, men nu med den tilføjelse, at der findes konkurrerende kraftværker, der bruger et andet brændsel end gas. Dette brændsel kunne for eksempel være olie. Der antages, at der ikke kan substitueres mellem gas og olie. Den oliebaserede del af sektoren fremstilles her for nemheds skyld som blot et enkelt værk, der erhverver olie til verdensmarkedsprisen, w_0 . Værkets marginalomkostninger ved at transformere olie til elektricitet antages at være lig nul og kraftværket udbyder mængden q_0 . Markedsstrukturen for dette scenarie er illustreret i Figur 4.2.

Naturgasdelen af elmarkedet er som før kendetegnet ved, at leverandøren antages at have faste marginalomkostninger, c . Og at han sælger naturgassen videre til de to gasbaserede kraftværker til en fælles afregningspris, w , i mængderne q_1 og q_2 . Udtrykket for naturgasleverandørens profit vil derfor være det samme som for det forrige scenarie:

$$\Pi_g(q_1, q_2, w) = (w - c)(q_1 + q_2).$$

Det antages yderligere, at kraftværkerne, både gas- og oliebaserede, står over for en fælles efterspørgselsfunktion med følgende sammenhæng mellem afsatte mængder og den fælles markedspris, p :

$$q_0 + q_1 + q_2 = 1 - p.$$



Figur 4.2. Markedsstrukturen med to gasbaserede og et oliebaseret kraftværk

Idet de to gasbaserede kraftværker også antages at have konstante marginalomkostninger lig nul, vil profitten hos dem være følgende:

$$\Pi_i(q_i; q_0, q_j, w) = (p - w)q_i = (1 - q_0 - q_1 - q_2 - w)q_i, \quad i = 1, 2.$$

Det oliebaserede kraftværk vil have profitten:

$$\Pi_0(q_0; q_1, q_2, w_0) = (p - w_0)q_0 = (1 - q_0 - q_1 - q_2 - w_0)q_0.$$

Det enkelte kraftværk maksimerer sin profit givet afregningsprisen for brændslet og de andre værkers produktionsniveau. Førsteordensbetingelserne for profitfunktionerne giver kraftværkernes reaktionsfunktioner:

$$\begin{aligned} q_0 &= \frac{1 - q_1 - q_2 - w_0}{2}, \\ q_1 &= \frac{1 - q_0 - q_2 - w}{2}, \\ q_2 &= \frac{1 - q_0 - q_1 - w}{2}. \end{aligned}$$

Nash-ligevægten i dette mængdespil, hvor værkerne 1 og 2 er symmetriske, vil være givet ved:

$$\begin{aligned} q_0 &= \frac{q_1 + q_2}{2} + (w - w_0), \\ q_1 &= q_2 = q_0 - (w - w_0) \\ \Rightarrow q_0 &= \frac{1 - 3w_0 + 2w}{4}, \\ q_1 &= q_2 = \frac{1 + w_0 - 2w}{4}. \end{aligned}$$

Gaskraftværkernes efterspørgselsfunktion, $D_g(w; w_0) = q_1 + q_2$, bliver da

$$D_g(w; w_0) = \frac{1 + w_0 - 2w}{2}.$$

Naturgasleverandørens profit, Π_g , vil være givet ved:

$$\Pi_g = (w - c)D_g(w; w_0),$$

hvorfor den optimale naturgasafregnings(monopol)pris bliver

$$w = \frac{1 + 2c + w_0}{4}.$$

Indsættes den optimale værdi af w i udtrykkene for q_0 , q_1 og q_2 , fås

$$\begin{aligned} q_0 &= \frac{3 + 2c - 5w_0}{8}, \\ q_1 = q_2 &= \frac{1 - 2c + w_0}{8} \\ \Rightarrow q \equiv q_0 + q_1 + q_2 &= \frac{5 - 2c - 3w_0}{8}, \\ p &= \frac{3 + 2c + 3w_0}{8}. \end{aligned}$$

Ikke overraskende indgår begge basisomkostningsparametre, w_0 og c , i prisudtrykket. I forhold til situationen med de to gaskraftværker alene ser vi, at c slår mindre kraftigt igennem på elprisen. Før var koefficienten ca. 0.67, nu er den faldet til ca. 0.38. Til gengæld slår olieprisen igennem med koefficienten 0.63. Altså en halv gange kraftigere end gasomkostningerne.

Følgende tre relationer fortæller, hvordan omkostningskonstanterne c og w_0 påvirker de afledte priser w og p :

$$\begin{aligned} \frac{\partial w}{\partial w_0} &= .25, \\ \frac{\partial p}{\partial c} &= .25 = -\frac{\partial q}{\partial c}, \\ \frac{\partial p}{\partial w_0} &= .375 = -\frac{\partial q}{\partial w_0}. \end{aligned}$$

Det ses, at der er ikke en 1-1 sammenhæng mellem gasprisen, w , og olieprisen, w_0 , idet ændringer i olieprisen kun slår igennem med 25% i gasprisen. Konkurrencen mellem de to brændsler er derfor ikke så stærk.

De to sidste afledede viser, at afgifter på brændsler kun i begrænset omfang vil slå igennem på elmarkedet, idet en afgift på en krone på begge brændsler vil medføre en stigning i elprisen på blot 62,5 øre. Havde der hersket fuldkommen konkurrence, ville afgiftsstigningen have slået fuldt igennem i elprisen, og efterspørgselsfaldet ville have været større. Man må derfor konstatere, at brændslerne er et godt skatteobjekt under ufuldkommen konkurrence.

De udledte mængder leder frem til følgende profitter og konsumentoverskud:

$$\begin{aligned} \Pi_0 &= (p - w_0)q_0 \\ &= \frac{(3 + 2c - 5w_0)^2}{64}, \\ \Pi_g &= \frac{(1 + w_0 - 2c)^2}{16}, \\ \Pi_1 = \Pi_2 &= \frac{(1 + w_0 - 2c)^2}{64}, \\ CS &= q^2/2 = \frac{(5 - 2c - 3w_0)^2}{128}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Profitten i oliedelen} &= \Pi_0 \\
&= \frac{(3 + 2c - 5w_0)^2}{64}, \\
\text{Profitten i naturgasdelen} &= \Pi_g + \Pi_1 + \Pi_2 \\
&= \frac{3(1 + w_0 - 2c)^2}{32}.
\end{aligned}$$

Det er svært at sammenligne velfærdsresultaterne her med resultaterne fra den rene gas-analyse, da både c og w_0 indgår i udtrykkene. Man kan dog danne sig et indtryk af relationerne ved at sætte $w_0 = c$ inden sammenligningen:

$$\begin{aligned}
\text{Antagelse:} \quad w_0 &= c. \\
\text{Profitten i oliedelen} &= \frac{9}{64}(1 - c)^2, \\
\text{Profitten i naturgasdelen} &= \frac{3}{32}(1 - c)^2, \\
\Pi_0 + \Pi_g + \Pi_1 + \Pi_2 &= \frac{15}{64}(1 - c)^2, \\
\text{CS} &= \frac{25(1 - c)^2}{128}, \\
\text{W} &= \text{CS} + \Pi_0 + \Pi_g + \Pi_1 + \Pi_2 \\
&= \frac{55(1 - c)^2}{128}, \\
\text{DWL} &= \frac{(1 - c)^2}{2} - \frac{55(1 - c)^2}{128} \\
&= \frac{9(1 - c)^2}{128}, \\
\text{DWLR} &= \frac{9(1 - c)^2/128}{(1 - c)^2/2} = 9/64 = 14\%.
\end{aligned}$$

Konkurrencen fra det oliebaserede værk udhuler naturgasleverandørens markedsmagt og produktionen stiger med 67%. Det er jo ganske meget i forhold til den stigning på blot 13% der var forbundet med at lade konkurrencen udgøres af et tredje gaskraftværk. Naturgasleverandørens profit nedsættes med to tredjedele i forhold til scenariet med tre gaskraftværker. Profitten i den samlede elsektor er den samme som i situationen med tre gaskraftværker. De to oprindelige gaskraftværker tjener enkeltvis det samme som i situationen med tre værker, men konsumentoverskuddet er næsten tredoblet. Alt i alt betyder forskydningerne, at dødvægtstabet bliver reduceret med to tredjedele i forhold til scenariet med de tre gaskraftværker. Resultatet vil til en vis grad også holde, selvom olie var dyrere end gas, idet naturgasleverandøren jo reagerer behersket på udsving i olieprisen.

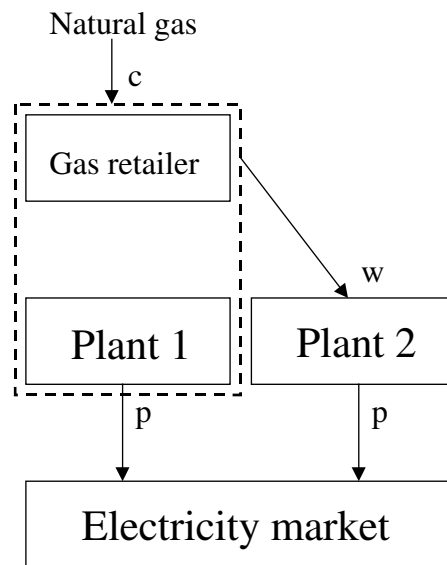
Tallene fra analysen, hvor $w_0 = c$, er tabelleret i søjlen med overskriften 2G10 i Figur 5 bagest i denne artikel.

4.4 Vertikal integration – først gasdelen alene

De næste tre afsnit vil betragte en situation, hvor naturgasleverandøren opkøber et af de gasbaserede kraftværker, her værk nummer 1, men stadig tilbyder naturgas til de konkur-

rerende værker, men muligvis til en anden (og højere) pris end før fusionen. Der er flere eksempler på en sådan sammensmeltning af to led i forsyningskæden. I denne rapports afsnit 2.2. nævnes flere eksempler på en sådan vertikal integration. Blandt andet E.ONs opkøb af Ruhrgas, der godt nok vender den modsatte vej, idet elproducenten har opkøbt naturgasleverandøren. I Danmark har vi set DONG opkøbe Energigruppen Jylland og nogle af de regionale naturgasselskaber.

Denne re-organisering af markedet er i sin simpleste form afbilledet i Figur 4.3. Denne markedskonfiguration går egentlig imod dereguleringen af gasmarkedet, fordi konkurrencen mellem niveauerne i forsyningskæden reduceres, men vi vil se, at mange ville kunne have glæde af en sådan konfigurering.



Figur 4.3. Markedsstrukturen: Vertikal integration i en ren gassektor.

Naturgasleverandørens interne afregningspris med værk nummer 1 forsvinder i optimeringen, og den integrerede profit, Π_g , vil i dette scenarie være:

$$\begin{aligned}\Pi_g &= (p - c)q_1 + (w - c)q_2 \\ &= (p - w)q_1 + (w - c)(q_1 + q_2),\end{aligned}$$

hvor det sidste udtryk tydeligt viser ændringen i objektfunktionen.

Det uafhængige kraftværks profit er givet ved:

$$\Pi_2 = (p - w)q_2.$$

Indsættes efterspørgselsfunktionen fås følgende ligninger:

$$\begin{aligned}\Pi_g(q_1, w) &= (1 - q_1 - q_2 - w)q_1 + (w - c)(q_1 + q_2), \\ \Pi_2(q_2) &= (1 - q_1 - q_2 - w)q_2.\end{aligned}$$

Løses ligningsystemet først for fastholdt w fås følgende førsteordensbetingelser:

$$\frac{\partial \Pi_g(q_1, w)}{\partial q_1} = 1 - 2q_1 - q_2 - c = 0,$$

$$\frac{\partial \Pi_2(q_2)}{\partial q_2} = 1 - q_1 - 2q_2 - w = 0,$$

således, at de reagerer på hver sit omkostningsniveau. De to ligninger reducerer til

$$q_1 + c = q_2 + w \text{ og } q_1 = \frac{1 - c - q_2}{2},$$

hvor det første udtryk tydeligt viser, at omkostningsforskelle fører til forskellige mængder, selv under mængdekonkurrence. Da $w \geq c$, kan vi umiddelbart sige, at det bliver den integrerede virksomhed, der producerer mest. Løses ligningssystemet fås:

$$\begin{aligned} q_1 &= \frac{1 - 2c + w}{3}, \\ q_2 &= \frac{1 + c - 2w}{3}, \\ q_1 + q_2 &= \frac{2 - c - w}{3}, \\ p &= \frac{1 + c + w}{3}, \\ \Pi_g(w) &= \frac{(1 - 2c + w)^2}{9} + \frac{(w - c)(1 + c - 2w)}{3}, \\ \Pi_2(w) &= \frac{(1 + c - 2w)^2}{9}. \end{aligned}$$

Den optimale værdi af w , findes ved at differentiere Π_g mht. w :

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Pi_g(w)}{\partial w} &= \frac{5(1 + c - 2w)}{9} = 0 \\ \Rightarrow w &= \frac{1 + c}{2}, \end{aligned}$$

hvilket er den samme afregningspris som i modellen med fuld opsplitning. Forskellen bliver først tydelig, når vi ser nærmere på de optimale mængder. Til sammenligning anføres nogle af værdierne fra analysen med to gasbaserede værker uden integration. Disse værdier er angivet med en tilde (fx. \tilde{q}_1).

$$\begin{aligned} q_1 &= \frac{1 - c}{2} > \tilde{q}_1 = \frac{1 - c}{6}, \\ q_2 &= 0. \end{aligned}$$

Den integrerede virksomhed har således haft held til helt at fortrænge konkurrenten – endda uden at hæve afregningsprisen. Det er således svært for konkurrencemyndigheden af påvise, at den integrerede virksomhed misbruger sin nye status. Grunden til, at konkurrenten ikke længere finder det rentabelt at deltage på markedet, er at den integrerede virksomhed udbyder en så stor en mængde, at markedsprisen er faldet, nemlig til

$$p = \frac{1 + c}{2}.$$

Forholdet mellem de udbudte mængder før og efter integrationen er:

$$\tilde{q}_1 + \tilde{q}_2 = \frac{1 - c}{3} < q_1 = \frac{1 - c}{2},$$

hvilket er en produktionsstigning på 50%. Denne stigning vil medføre en reduktion af samfundets dødvægtstab ved de eksisterende markedsimperfektioner på elmarkedet med

næsten 50%. To forhold i den virkelige verden kunne komme på tværs. For det første forudsætter resultatet, at kraftværk nummer 1 kan tredoble sin produktion. Dernæst at en udtynning af værkerne kan stride mod forsyningsstrukturen.

Det ville være forventeligt, om det reducerede dødvægtstab var en udløber af indtjenningsnedgang hos de integrerede parter. Den specifikke analyse viser, at:

$$\begin{aligned} CS &= \frac{(1-c)^2}{8}, \\ \Pi_g &= \frac{(1-c)^2}{4}, \\ W &= \Pi_g + CS \\ &= 5\frac{(1-c)^2}{8}, \\ DWL &= \frac{(1-c)^2}{8}, \\ DWLR &= 25\%. \end{aligned}$$

Vi ser, at dødvægtstabet er mindre end i begge situationer uden vertikal integration.

Kilden til denne fremgang er elimineringen af den såkaldte “dobbeltmarginalisering” (se Spengler (1950)), nemlig to på hinanden følgende markedsimperfektioner i kæden, nemlig råvareleverandørens monopol efterfulgt af distributørernes duopol. Efter integrationen er markedsimperfektionerne reduceret til et enkelt monopol. Det er her vigtigt at understrege, at man ikke på forhånd kan vide, om det kan betale sig at reducere antallet af markedsimperfektioner, medmindre man kan fjerne dem alle, jvf. Lipsey & Lancaster (1956). Her var vi blot heldige, at samfundet var bedre tjent med en monopolist end tre aktører fordelt i to lag.

På trods af velfærdsgevinsten klarer det nye monopol sig godt.

$$\begin{aligned} \Pi_g &= \frac{(1-c)^2}{4} \\ &> \tilde{\Pi}_g + \tilde{\Pi}_1 \\ &= \frac{7(1-c)^2}{36} \end{aligned}$$

Profitten for det integrerede selskab er således en anelse større end før integrationen.

Et sidste relevant spørgsmål er, om det er muligt for den integrerede virksomhed at kompensere den forsmåede distributør for hans tab. Den samlede profit i sektoren uden integration vil være:

$$\tilde{\Pi}_g + \tilde{\Pi}_1 + \tilde{\Pi}_2 = \frac{(1-c)^2}{9},$$

hvilket er mindre end halvdelen af profitten i den integrerede sektor. Forskellen mellem de to scenarier er

$$\Pi_g - (\tilde{\Pi}_g + \tilde{\Pi}_1 + \tilde{\Pi}_2) = \frac{(1-c)^2}{4} - \frac{(1-c)^2}{9} = \frac{5(1-c)^2}{36} > \tilde{\Pi}_2 = \frac{(1-c)^2}{36},$$

hvorfor det nok skulle være muligt at opnå en overenskomst ved passende kompensation til værk nummer 2.

4.5 Vertikal integration – tre gasbaserede værker

Fusionerer naturgasleverandøren med kraftværk nummer 1 ud af tre, får vi følgende ligningssystem:

$$\begin{aligned}\Pi_g &= (p - w)q_1 + (w - c)(q_1 + q_2 + q_3) \\ &= (1 - q_1 - q_2 - q_3 - w)q_1 + (w - c)(q_1 + q_2 + q_3), \\ \Pi_i &= (1 - q_1 - q_2 - q_3 - w)q_i, \quad i = 2, 3.\end{aligned}$$

Først bestemmes som før de uafhængige kraftværkers efterspørgsel efter naturgas:

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Pi_2}{\partial q_2} &= 1 - q_1 - 2q_2 - q_3 - w = 0 \\ \Rightarrow q_2 &= \frac{1 - q_1 - w}{3},\end{aligned}$$

idet symmetrien i omkostningsfunktionen gør, at $q_2 = q_3$ i ligevægt.

Indsættes reaktionsfunktionerne for de uafhængige kraftværker i den integrerede virksomheds profitfunktion fås:

$$\begin{aligned}\Pi_g &= \left(1 - q_1 - w - \frac{2(1 - q_1 - w)}{3}\right)q_1 + (w - c)\left(q_1 + \frac{2(1 - q_1 - w)}{3}\right) \\ &= \frac{1 - q_1 - w}{3}q_1 + (w - c)\left(\frac{q_1}{3} + \frac{2(1 - w)}{3}\right) \\ \Rightarrow \frac{\partial \Pi_g}{\partial q_1} &= \frac{1 - q_1 - w}{3} - \frac{q_1}{3} + \frac{w - c}{3} = \frac{1 - 2q_1 - c}{3} = 0 \\ \Rightarrow q_1 &= \frac{1 - c}{2},\end{aligned}$$

hvilket er den samme mængde, som i tilfældet med blot et enkelt uafhængigt kraftværk.

Den for den integrerede virksomhed optimal afregningspris til de uafhængige kraftværker findes ved at betragte den integrerede virksomheds profit, Π_g , som en funktion af kraftværkernes afregningspris for naturgas:

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Pi_g}{\partial w} &= 1 - 2w + c = 0 \\ \Rightarrow w &= \frac{1 + c}{2}. \\ q_2 = q_3 &= \frac{1 - q_1 - w}{3} \\ &= \frac{1 - \frac{1-c}{2} - \frac{1+c}{2}}{3} = 0.\end{aligned}$$

Den fusionerede virksomhed fortrænger fuldstændigt de to uafhængige kraftværker. Dette er ikke overraskende, idet den fusionerede virksomhed jo blot vælger at sælge direkte til kunderne i stedet for at gå igennem fordyrende mellemhånd, nemlig de to andre værker. Det overraskende er, at de uafhængige kraftværker formelt set stadig får tilbudt naturgassen til den samme pris som før fusionen. Den uændrede pris gør det svært at forfølge fusionen konkurrenceretligt, idet fusionen jo ikke objektivt udnytter sin nye stilling.

Forbrugerne har vundet ved fusionen, idet produktionen er steget med 33%. Profitten i sektoren, og dermed virksomhedsskattegrundlaget ændrer sig kun en smule ved fusionen,

idet sektorens samlede profit efter integrationen er:

$$\Pi_g = \left(1 - \frac{1-c}{2} - c\right) \frac{1-c}{2} = \frac{(1-c)^2}{4},$$

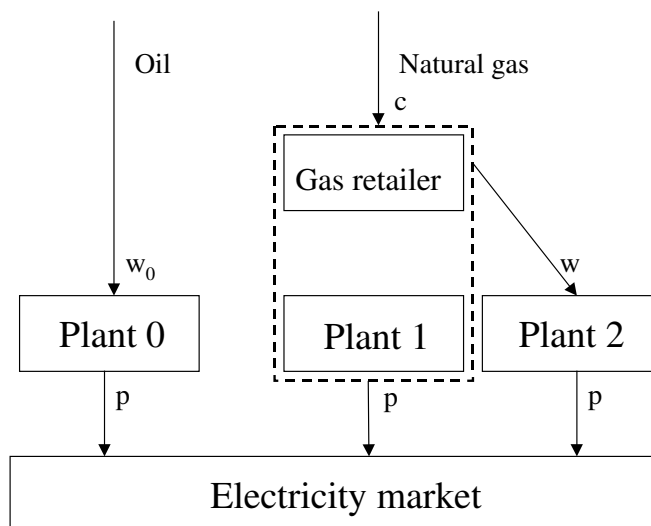
hvilket kun er en anelse, nemlig $(1-c)^2/64$, større end sektorens profit før integrationen. Der er dog stadig ressourcer til at kompensere de to detroniserede kraftværker.

Velfærdsanalysen, dvs både CS, W, DWL og DWLR, giver de samme resultater som ved blot to gasbaserede værker. Det ses ikke overraskende, at der også her kan være en samfundsøkonomisk gevinst ved vertikale integration, hvis den fjerner et dobbeltmarginaliseringsproblem. Flere pointer er dog centrale her.

- Vertikal integration strider mod un-bundling, hvorfor konkurrencereguleringsmyndigheden ikke uden videre kan tillade integration. Den modellerede situation er da også urealistisk, fordi det implicit antages, at værk nummer 1 i udgangssituationen har ledig kapacitet til at kunne fire-doble sin produktion.
- Konkurrencereguleringsmyndigheden kan også regne med en klage fra de detroniserede kraftværker, der på den anden side står retligt svagt, idet de efter fusionen får tilbudt varen til samme pris som før.
- Selvom integrationen er velfærdsforbedrende, rester der stadig et dødvægtstab på 25% , hvorfor der kan diskuteres, om konkurrencereguleringsmyndigheden alligevel ikke burde gribe ind.

4.6 Vertikal integration i en blandet elsektor

Som det fremgik af analysen af gasdelen alene, så var der ikke alene et stærkt incitament for naturgasleverandøren til at fusionere med et af kraftværkerne, men denne fusion var også til gavn for forbrugerne. I den blandede sektor, vil naturgasleverandørens handlemuligheder være begrænset af bindingen til verdensmarkedsprisen på olie. Figur 4.4 viser vertikal integration i den blandede sektor.



Figur 4.4. Markedsstrukturen: Vertikal integration i gasdelen af en blandet sektor.

Lad som tidligere Π_0 , Π_g og Π_2 betegne profitterne hos henholdsvis det oliebaserede kraftværk, fusionen mellem naturgasleverandøren og kraftværk nummer 1, og kraftværk

nummer 2. Profitterne bliver da:

$$\Pi_0 = (p - w_0)q_0 = (1 - q_0 - q_1 - q_2 - w_0)q_0,$$

$$\Pi_g = (p - c)q_1 + (w - c)q_2 = (1 - q_0 - q_1 - q_2 - c)q_1 + (w - c)q_2,$$

$$\Pi_2 = (p - w)q_2 = (1 - q_0 - q_1 - q_2 - w)q_2.$$

Idet de tre markedsdeltagere forsøger at maksimere deres eget udbytte givet de andre deltageres adfærd, bliver ligevægten karakteriseret ved følgende relationer:

$$\frac{\partial \Pi_0}{\partial q_0} = 1 - 2q_0 - q_1 - q_2 - w_0 = 0$$

$$\Rightarrow q_0 = \frac{1 - q_1 - q_2 - w_0}{2},$$

$$\frac{\partial \Pi_g}{\partial q_1} = 1 - q_0 - 2q_1 - q_2 - c = 0$$

$$\Rightarrow q_1 = \frac{1 - q_0 - q_2 - c}{2},$$

$$\frac{\partial \Pi_2}{\partial q_2} = 1 - q_0 - q_1 - 2q_2 - w = 0$$

$$\Rightarrow q_2 = \frac{1 - q_0 - q_1 - w}{2}.$$

Sammenholdes disse tre førsteordensbetingelser, fås:

$$q_0 = \frac{1 - 3w_0 + c + w}{4},$$

$$q_1 = \frac{1 + w_0 - 3c + w}{4},$$

$$q_2 = \frac{1 + w_0 + c - 3w}{4}.$$

Der findes yderligere en førsteordenbetingelse, der knytter sig til w :

$$\frac{\partial \Pi_g}{\partial w} = q_2.$$

Dette fører til, at enten er q_2 lig nul, eller også er w lig uendelig således, at q_2 er lig nul under alle omstændigheder. Sættes $q_2 = 0$ i udtrykket for q_2 , fås:

$$w = \frac{1 + w_0 + c}{3},$$

$$q_0 = \frac{1 - 2w_0 + c}{3},$$

$$q_1 = \frac{1 + w_0 - 2c}{3},$$

$$q_2 = 0,$$

$$q_0 + q_1 + q_2 = \frac{1 - w_0}{3} + \frac{1 - c}{3}.$$

Ved at sætte $w_0 = c$, fås:

$$w = \frac{1 + 2c}{3},$$

$$\begin{aligned}
q_0 &= q_1 = \frac{1-c}{3}, \\
\Pi_0 &= \Pi_g = \frac{(1-c)^2}{9}, \\
CS &= q^2/2 = \frac{2(1-c)^2}{9}, \\
W &= \Pi_0 + \Pi_g + CS = \frac{4(1-c)^2}{9}, \\
DWL &= \frac{(1-c)^2}{18}, \\
DWLR &= 1/9 = 11\%.
\end{aligned}$$

Der er stadig et økonomisk incitament for naturgasleverandøren til at foretage integrationen, idet hans integrerede profit vil være 19% højere end den samlede profit hos gasdelens aktører inden integrationen. Samfundets gevinst ved at tillade vertikal integration her er ikke så stor, idet integrationen kun bidrager til at nedskrive dødvægtstabet med 3 procentpoint. Det er således stadig konkurrencen fra oliedelen, der giver det største bidrag til reduktion af effekten af imperfektionerne.

4.7 Velfærdsanalyser og policy anbefalinger

De centrale resultater fra analyserne er samlet i skemaet i Tabel 4.1. Den første søjle, SO, svarer til det samfundsøkonomiske optimum, hvor marginal værdi er lig marginal omkostning. Hele velfærdsgevinsten vil da ligge hos forbrugerne. Denne ensidige aflejring i referencescenariet grunder i, at marginalomkostningerne er konstante.

De seks scenarier bør sammenlignes på to kriterier: (1) deres effektivitet, og (2) deres omfordeling. Effektivitetsreference er fuldkommen konkurrence, dvs. SO, hvor der slet ikke aflejres profit hos producenterne, og der levnes således ikke mulighed for at aflønne faste omkostninger eller kapitalapparat.

Det mest effektive alternativ til fuldkommen konkurrence er scenariet 2G1O under vertikal integration. Her er dobbeltmarginaliseringsproblematikken elimineret, og verdensmarkedsprisen på olie vil være bestemmende for konkurrence mellem olie- og gaskraftværket. Her tabes kun 11% af den potentielle velfærd, hvilket umiddelbart kan virke overraskende, idet produktionen jo kun er 2/3 af det optimale. At dette produktionstab ikke fylder mere skyldes selvfølgelig den faldende marginale værdi af el-produktionen. Velfærdsgevinsten aflejres med lige dele til sektoren og til forbrugerne. De to kraftværker deler lige over, og får derfor hver 25% af den totale velfærdsgevinst.

Der er næsten ingen forskel på hvor meget profit, der aflejres i sektoren. Udbytte svinger fra $0.22(1-c)^2$ til $0.25(1-c)^2$. Konsumentoverskuddet varierer noget mere, nemlig næsten med en faktor fire, fra den laveste værdi, $0.06(1-c)^2$, til den højeste, $0.22(1-c)^2$.

Med hensyn til omfordelingskriteriet, så er der ingen forskel på rangordningen af de 7 scenarier om man anvender consumer surplus (CS) eller det relative dødvægtstab (DWLR) som kriterie. Samfundets og forbrugernes interesse er sammenfaldende. Integrationen påvirker to af aktørerne negativt. Det oliebaserede kraftværks profit falder med 12%, og gaskraftværk nummer 2 må lukke ned. Der er dog den fordel ved integrationen, at det oliebaserede kraftværk må skrue 11% ned for produktionen, hvilket tæller positivt

på nationens emissionsregnskab. Ønsker man af miljøhensyn, at lukke helt ned for den oliebaserede produktion, må man dog acceptere et dødvægtstab, er er godt dobbelt så højt, som hvis olien blev accepteret.

	Ingen integration				Vertikal integration		
	SO	2G	3G	2G1O	2G	3G	2G1O
p	c	$\frac{2+c}{3}$	$\frac{5+3c}{8}$	$\frac{3+5c}{8}$	$\frac{1+c}{2}$	$\frac{1+c}{2}$	$\frac{1+2c}{3}$
w	c	$\frac{1+c}{2}$	$\frac{1+c}{2}$	$\frac{1+3c}{4}$	$\frac{1+c}{2}$	$\frac{1+c}{2}$	$\frac{1+2c}{3}$
$p - c$	0	$\frac{2}{3}(1 - c)$	$\frac{5}{8}(1 - c)$	$\frac{3}{8}(1 - c)$	$\frac{1}{2}(1 - c)$	$\frac{1}{2}(1 - c)$	$\frac{1}{3}(1 - c)$
q_0	n.a.	n.a.	n.a.	$\frac{3(1-c)}{8}$	n.a.	n.a.	$\frac{1-c}{3}$
q_1	$\frac{1-c}{3}$	$\frac{1-c}{6}$	$\frac{1-c}{8}$	$\frac{1-c}{8}$	$\frac{1-c}{2}$	$\frac{1-c}{2}$	$\frac{1-c}{3}$
q_2	$\frac{1-c}{3}$	$\frac{1-c}{6}$	$\frac{1-c}{8}$	$\frac{1-c}{8}$	0	0	0
q_3	$\frac{1-c}{3}$	n.a.	$\frac{1-c}{8}$	n.a.	n.a.	0	n.a.
$\sum q_i$	$1 - c$	$\frac{1-c}{3}$	$\frac{3(1-c)}{8}$	$\frac{5(1-c)}{8}$	$\frac{1-c}{2}$	$\frac{1-c}{2}$	$\frac{2(1-c)}{3}$
Π_0	n.a.	n.a.	n.a.	$\frac{9(1-c)^2}{64}$	n.a.	n.a.	$\frac{(1-c)^2}{9}$
Π_g	0	$\frac{(1-c)^2}{6}$	$\frac{3(1-c)^2}{16}$	$\frac{(1-c)^2}{16}$	$\frac{(1-c)^2}{4}$	$\frac{(1-c)^2}{4}$	$\frac{(1-c)^2}{9}$
Π_1	0	$\frac{(1-c)^2}{36}$	$\frac{(1-c)^2}{64}$	$\frac{(1-c)^2}{64}$	n.a.	n.a.	n.a.
Π_2	0	$\frac{(1-c)^2}{36}$	$\frac{(1-c)^2}{64}$	$\frac{(1-c)^2}{64}$	0	0	n.a.
Π_3	0	n.a.	$\frac{(1-c)^2}{64}$	n.a.	n.a.	0	0
$\sum \Pi_i$	0	$\frac{2(1-c)^2}{9}$	$\frac{15(1-c)^2}{64}$	$\frac{15(1-c)^2}{64}$	$\frac{(1-c)^2}{4}$	$\frac{(1-c)^2}{4}$	$\frac{2(1-c)^2}{9}$
CS	$\frac{(1-c)^2}{2}$	$\frac{(1-c)^2}{18}$	$\frac{9(1-c)^2}{128}$	$\frac{25(1-c)^2}{128}$	$\frac{(1-c)^2}{8}$	$\frac{(1-c)^2}{8}$	$\frac{2(1-c)^2}{9}$
W	$\frac{(1-c)^2}{2}$	$\frac{5(1-c)^2}{18}$	$\frac{39(1-c)^2}{128}$	$\frac{55(1-c)^2}{128}$	$\frac{3(1-c)^2}{8}$	$\frac{3(1-c)^2}{8}$	$\frac{4(1-c)^2}{9}$
DWL	0	$\frac{2(1-c)^2}{9}$	$\frac{25(1-c)^2}{128}$	$\frac{9(1-c)^2}{128}$	$\frac{(1-c)^2}{8}$	$\frac{(1-c)^2}{8}$	$\frac{(1-c)^2}{18}$
DWLR	0	44%	39%	14%	25%	25%	11%

Tabel 4.1. Sammenligning af resultaterne fra de seks analyser med det samfundsøkonomiske optimum.

5 Sammenfatning

Liberaliseringen af energimarkederne har ændret vilkårene for energisektorerne og samtidig også rammerne for offentlig regulering af sektorerne. Markederne er blevet geografisk mere integrerede hvilket har været specielt tydeligt indenfor el området. Samtidig er en anden problemstilling blevet mere aktuell og stiller nye udfordringer til reguleringen. Integration af de forskellige energimarkeder specielt i form af ejerskab til gas og elselskaber nødvendiggør en stillingtagen til det samfundsmæssigt ønskværdige i en sådan udvikling.

Liberaliseringen stiller krav om en genovervejning af regulering og ejerskabsstruktur for energisektorerne.

5.1 Forbrugerinteresser og reguleringen – bundling af energivarer

Bundtning af energivarer er en naturlig overvejelse for distributionselskaber/salgsselskaber der opererer på flere markeder. Dette er en tendens der også formodes at brede sig til Danmark. Der bør selvfølgelig her skelnes mellem bundtning, der medfører højere effektivitet opnået ved skalaeffekter i salg af flere energivarer, og bundtning der udnyttes af aktører med markedsmagt. Derfor bør man overvåge anvendelsen af bundtning og de resulterende priseffekter. Specielt i områder med et dominerende gas eller varmedistributionselskab bør man overvåge dette selskabs aktiviteter indenfor elsalg, hvis dette ligeledes har en betydelig markedsandel indenfor dette område. Det bør som et minimum sikres at det er muligt at købe el separat og til en rimelig pris for de små lokale kunder (husholdninger). Derimod bør man ikke afskrive muligheden for dannelse af multidistributionselskaber.

Helt generelt kan en bundtning af varerne være en udmærket løsning for forbrugeren, hvis der er en stordriftsfordel som delvis tilfalder forbrugeren. Dette vil dog kræve en eller anden form for regulering af monopolisten.

Udviklingen i ejerforhold for selskaberne indenfor distribution af energivarer indikerer som beskrevet ovenfor igangværende og fremtidige ændringer i Danmark, der kan give mulighed for at udøve markedsmagt ved at bundle energivarer. Det er dog endnu ikke et reelt problem, da der ikke er skabt store multidistributører på de markeder, der kan være relevante for bundling. Det er el og gas bundling, hvor DONG ikke besidder så stor en del af elmarkedet at de f.eks. er i stand til at forlange at kunder opretholder kundeforholdet for både gas og el for at opnå muligheden af fastprisaftaler (rabatter).

For fjernvarme og el bundtet er der ikke tegn på at de historisk betingede multidistributører i de store byer kan undgå konkurrence på elsiden ved at bundte el med fjernvarme. Den væsentligste årsag hertil er at for den store andel af boligerne i boligblokke er det ikke den enkelte der træffer valget om leverandør af varme og derfor kan købet af el og fjernvarme ikke knyttes sammen.

5.2 Fjernvarmeliberalisering

Vi har analyseret konsekvensen af indenfor fjernvarmeområdet at give forbrugerne frit valg med hensyn til opvarmningsform. Dette følger som et naturligt spørgsmål i forlængelse af liberalisering af både elmarkedet og gasmarkedet helt ud i detalj. I den forbindelse er det undersøgt om forbrugerne i enfamiliehuse allerede til-

sluttet fjernvarmenettet ville have et økonomisk incitament til at vælge fjernvarme, hvis de havde frit valg?

Først gennemførtes en privatøkonomisk analyse, og siden en analyse med inddragelse af oplysninger om miljømæssige omkostninger forbundet med emissioner knyttet til opvarmning. Fjernvarme er sammenlignet med prisen på alternative individuelle opvarmningskilder: Olie, naturgas træpiller og el-paneler. Analyserne begrænses til kun at omfatte huse og ikke lejligheder. Begrundelsen herfor er, at det anses for værende urealistisk, at for lejligheder at substituere væk fra fjernvarme.

Af analysen i afsnit 2.3 fremgår det, at fjernvarme i gennemsnit er konkurrencedygtig i forhold til opvarmning med individuelle opvarmningskilder. Vores beregninger viser, at opvarmning med træpiller er det billigste alternativ til fjernvarme. Det spiller en vis rolle, hvorvidt der er tale om opvarmning af et hus med et højt eller lavt varmebehov, i og med investeringsomkostningerne spiller en større rolle jo mindre varmebehovet er.

Hvis der blev indført frit valg for varmekunderne ville det umiddelbart ikke være mange eksisterende kunder, der ville skifte til opvarmning med olie eller naturgas, ligesom der ikke ville være noget incitament for at skifte til elvarme. For træpillerne er spørgsmålet om det er et reelt alternativ for så mange af de eksisterende fjernvarmekunder, da der både er gener forbundet med den løbende anvendelse samt et rent pladsspørgsmål.

5.3 Skal man begrænse integrationen af energi aktiviteter?

Denne rapport har belyst problemstillinger i relation til integration af energimarkeder både ud fra de faktiske udviklingstendenser, de reguleringsmæssige problemstillinger samt de velfærdsmæssige implikationer i en forenklet ramme.

Liberaliseringen har til dels fundet sted under hensyntagen til at der er markeder der er naturlige monopoler, dvs specielt distributionsnettene for alle de tre væsentlige energityper dækket her: el, naturgas og fjernvarme. Det er åbenbart at regulering er nødvendig for disse dele af markederne. Derimod er det ikke nødvendigvis således at privat ejerskab for disse områder evt. ved integration i multidistributions-selskaber vil medføre samfundsøkonomiske tab.

For elmarkedet har liberaliseringen medført at transmission og distributionsnettet er blevet adskilt fra de øvrige aktiviteter i elselskaberne. Dette er gjort for at muliggøre overvågning af monopolaktiviteten og i henhold til EU reglerne. Den samme udvikling følger nu for gassektoren, hvorimod der endnu ikke er sket noget på dette område for fjernvarmesektoren på baggrund af den mindre relevans her. Den samlede varmforsyning betragtes som et naturligt monopolområde og reguleres for alle dele. Med liberaliseringen og integrationen af energimarkederne er der skabt incitamenter for private selskaber til at integrere aktiviteter indenfor flere markeder også involverende fjernvarmemarkedet som behandlet i 3.2.

Den anden betydelige integrationsproblematik relaterer sig til kraftvarmeproducenter baseret på naturgas og naturgasselskaber. Her er der en betydelig tendens til integration i Europa (Tyskland) og denne udvikling er ligeledes meget sandsynlig i Danmark. Integrationen vil her øge behovet for at overvåge de interne afregningspriser for gas indenfor sådanne varmeproducerende koncerner. Som påpeget er der et ubetinget incitament til at hæve gasafregningsprisen og overvælde denne på var-

mekunderne. Denne interne krydssubsidiering mellem gas, el og varme produkterne kan påvirke konkurrenceevnen for gasbaseret el fra kraftvarme. På den anden side kan der være et samfundsmæssigt ønske om at mindske risikoen fra volatile gaspriser for investering i gasbaseret elproduktion for i det hele taget at opnå de nødvendige investeringer i el-kapacitet på længere sigt.

Endelig kan problemerne vedrørende decentral kraftvarme berøres. De pågående diskussioner omkring liberalisering af denne del af elproduktionskapaciteten (udbud af el på markedsvilkår) har sammenhæng med gasmarkedet og selvfølgelig varmemarkedet. De garanterede tariffer for el-produktion (treledstariffen) vil bortfalde, hvilket tilstræber at give en mere effektiv allokering af el-produktionen. En succesfuld liberalisering af dette marked kræver dog også at der ikke er en naturgasleverandør som effektivt besidder og udnytter en udpræget markedsagt overfor de små selvstændige decentrale kraftvarmekunder. Tidligere var de relativt høje gaspriser til varmeproduktionen jo betinget af et indirekte subsidie til naturgasudbygningen og derfor er det ikke tidligere opfattet som et problem med for høje gasafregningspriser.

For decentral kraftvarme kan denne problemstilling være særlig væsentlig, da der er både et mindre varmemarked samt en dominans af naturgasbaseret varme indenfor hvert enkelt varmeområde. Den samlede naturgasandel i decentral varmeproduktion er så høj som 67% (Tabel 3-7), så det er mange varmeområder der er tale om. Specielt for disse varmeområder bør en integration (dvs reelt set overtagelse af værkerne af et naturgasselskab) betyde en nøjere overvågning af afregningsordninger for naturgas indenfor et integreret selskab (sammenfaldende ejerskab). Varmeprikerne bør i et sådant tilfælde følges nøje.

Udviklingen i Danmark går mod at reguleringen tilpasses markedsudviklingen (liberaliseringsudviklingen) med det primære fokus at åbne op for øget konkurrence og forventede effektiviseringsgevinster uden at åbne for meget for indenlandske markeder hvor det offentlige har større ejerskabsandele.

Udnyttelse af markedsagt i integrerede energiselskaber- et potentielt problem?

Fokus har tidligere været på markedsagt i elmarkedet og de deraf afledte forhøjede priser samt velfærdstab. Denne rapport har set på markedsagt forbundet med eksistensen af flere energimarkeder. Liberaliseringen af gasmarkedet åbner for integration mellem gasselskaber, kraftvarmeproduktion og varmedistribution. Da en betydelig del af varmeproduktionen i Danmark er gasbaseret (Tabel 3-6) med 29% for de centrale kraftvarmeværker og en betydelig højere andel i østdanmark (godt 50% af varmekapaciteten) er en integration af naturgasselskaber og de centrale kraftvarmeværker et potentielt reguleringsproblem mht. varmemarkederne. Derimod er der ikke den samme overvejelse mht en sådan integrations påvirkning af elmarkederne, da gasandelen her er væsentlig mindre i Danmark og da det relevante marked – elmarkedet er af en helt anden størrelse (et oftest sammenhængende nordeuropæisk marked).

Hvordan kan markedsagt udnyttes over flere markeder?

Nogle af de oprindelige hypoteser omkring overførsel af markedsagt mellem energimarkederne er blevet afkræftet som reelle problemstillinger i det danske tilfælde, men den internationale udvikling viser at integrationen mellem markederne

tager fart og der er betydelig aktivitet for sammenlægninger, overtagelser samt afvikling af forbrugerejet i Danmark. Problemstillingen omkring dominerende multi-distributører, brændselsleverandørers kontrol af decentral kraftvarme mv. kan således hurtigt blive væsentlige problemstillinger.

Markedsmagt og sammenhæng mellem energimarkeder er et oplagt problem for et af energimarkederne i Danmark nemlig varmemarkedet. Dette har altid været åbenbart og der har været sikret et tilsyn med dette område, men den væsentligste sikring af kundernes interesser har bestået i deres direkte eller indirekte ejerskab. Dette har delvis været udstrakt til produktionsleddet, hvor det mere eller mindre var de samme ejere (forbrugerne), der havde glæde af indtjeningen fra el og varme-produktionen. For el-markedet er dette delvis sammenfaldende ejerskab under hastig forandring, hvilket sætter øget fokus på reguleringen af og tilsynet med kraftvarmeproducenterne. Det er et potentielt problem at kraftvarmeværkerne nu har et større incitament til at udøve markedsmagt over for varmekunderne der ikke læn-gere har fælles ejerinteresser med kraftvarmeselskabernes ejere.

Den væsentligste konklusion vedrørende integration mellem kraftvarme og gassek-toren er at der ikke er oplagte muligheder for at udøve markedsmagt overfor var-memarkedet via gasselskabers f.eks. DONG's sammenlægning med gasbaserede centrale kraftvarmeværker. Dette gælder for den eksisterende produktionskapacitet, hvor der er en betydelig del af kraftvarmeproduktionen baseret på kul. Derimod er denne problemstilling meget mere relevant ved decentral kraftvarme, hvor der ikke findes nogen reel konkurrerende varmeproduktion og den integrerede virksomhed således vil have alle incitamenter til at overvælde alle omkostninger på den regule-rede varmepris.

Magt på inputsiden er ikke nogen reel problemstilling, da hverken de danske elpro-ducerer, varmeproducenter eller kraftvarmeproducenterne har en sådan domine-rende stilling som efterspørger på gasmarkedet, at de kan påvirke gasprisen, da na-turgassen alternativt vil kunne afsættes på eksportmarkedet.

Analytiske resultater vedrørende integration af el og gasproduktion

Vi har i en teoretisk modelramme i kapitel 4 analyseret på tilfældet med integration mellem gas og elsektoren, hvor der er begrænset konkurrence på begge markeder.

Magt over elproduktionskapacitet af en given teknologi eller brændsels-type vil ik-ke give generel markedsmagt på elmarkedet, da det til forskellige tidspunkter er varierende teknologier, der er de marginale og dermed vil f.eks. gasbaseret elpro-duktion kun være den prissættende del af kapaciteten i nogen tidsrum. Analysen i kapitel 4 viser den store fordel af den diversificerede elproduktionskapacitet når der er betydelig markedsdominans på et af inputmarkederne – i dette tilfælde gasmar-kedet.

Vertikal integration mellem el- og gasmarkedet er i denne modelramme ikke nød-vendigvis et problem. Integrationen kan rent faktisk afhjælpe "dobbeltmarginalise-ringsproblemet" hvor både gasleverandøren samt elproducenten udnytter deres markedsmagt til at sætte deres priser højere end konkurrencesituationen. En inte-greret virksomhed vil i sin profitmaksimering reducere denne pris med større pro-duktion og en velfærdsgevinst til følge.

Geografisk afgrænset markedsmagt relateret til forhold på andre energimarkeder kan være relevant i forhold til specielt fjernvarme, der af naturlige årsager er begrænset geografisk. En fjernvarmedistributør har en meget dominerende position på et varmemarked der er lille i forhold til elmarkedet, men kan som redegjort for under bundling sammenkæde f.eks. serviceydelser eller rabatter vedrørende fjernvarmen med et kundeforhold på elsidens.

Vi har ikke behandlet problemstillingen omkring markedsmagt indenfor en afgrænset tidsperiode på f.eks. elmarkedet som følge af kontrol med et brændselsinput som naturgas. Som gennemsnit er den nordiske elproduktion så diversificeret på teknologier at kontrol med gasleverancen ikke giver markedsmagt på eludbuddet, men der kan være afgrænsede tidsperioder og delmarkeder, hvor der kan opstå sådanne markedsammenhænge. Vurderingen er dog, at i et samlet velfærdsperspektiv er der tale om et potentielt begrænset tab.

Regulering af de danske energimarkeder tager allerede højde for en del af de forhold der spænder over flere markeder, men integrationen vil forøge kravene til den løbende overvågning af tarifstrukturer, omkostningsfordeling samt interne afregningspriser i de integrerede energiselskaber. Dette bør dog ikke forlede til at man lovgivningsmæssigt udelukker muligheden af skabelsen af multidistributionsselskaber eller udelukker sådanne internationale aktørers operationer i Danmark, da der sagtens kan være tale om stordriftsfordele i distributionen, samt endvidere være mulighed for at tilstedeværelse på flere markeder giver en sådan størrelse på et lille marked som det danske at det bliver interessant for internationale aktører. Dette kunne have den sidegevinst at der faktisk blev en forøget konkurrence.

En undtagelse herfra er de decentrale kraftvarmeværker domineret af naturgas. Det vil ikke være i varmekundernes interesse at lade ejerskabet af produktionskapaciteten overgå til brændselsleverandøren. Derimod ser det ikke så problematisk ud at tillade en koncentration af de decentrale kraftvarmeværker.

Appendix A: Elmarkedsbeskrivelse

Indhold:

1. Oversigt over elsystemets dele og afgrænsning af markedets dele
2. Aktørklassificering for elproducenter
Engrosmarkedet:
Afgrænsning af markedet (sammenhæng med internationale markeder)
Beskrivelse af aktører (markedsandel, selskabstype, forbindelse til andre markeder)
Regulerkraftmarkedet:
3. Markedskoncentration
4. Prisdannelse
5. Regulering og lovgivning
6. Efterspørgselsforhold
7. Tekniske forhold samt betydningen af inputsubstitution
8. Sammenhæng med internationale markeder

Dette appendiks beskriver elsystemet med de elementer og afgrænsningsproblemer, der er relevante for at analysere samspillet mellem el- gas og varmemarkederne samt problemstillingen omkring markedsmagt.

1. Oversigt over elsystemet

Der er en række funktioner, som skal udføres for at et elsystem fungerer, og beskrivelsen af elsystemet kan inddeles efter disse funktioner:

1. **Produktion**
2. **Transmission:** elnettet inddeles typisk i transmissionsnettet²³ og distributionsnettet²⁴, og på samme måde inddeles selskaber beskæftiget med eloverførsel i transmissions og distributionselskaber.
3. **Distribution** her forstås i denne sammenhæng salg og hermed forbundne ydelser til kunder som typisk inddeles i to markeder:
 - 3.1. **Engrosmarkedet:** som omfatter elsalg fra elproducenter til handelsselskaber og store elforbrugere.
 - 3.2. **Detailmarkedet:** som omfatter elsalg fra handelsselskaber til små elforbrugere.

²³ Transmissionsnettet omfatter luftledninger og kabler på de højeste spændingsniveauer (i Østdanmark transmission på 132 kV og 400 kV) samt samarbejdsforbindelser til naboområder.

²⁴ Distributionsnettet omfatter luftledninger og kabler på de laveste spændingsniveauer.

Udover disse tre funktioner er der nogle yderligere forhold, der har stor relevans for markedets funktion og muligheder for begrænsninger i effektiv konkurrence.

Balancerings: de elsystemansvarlige sørger for at der både tidsmæssigt og rumligt er overensstemmelse mellem forbruget og produktionen af el. Udførelsen af denne funktion kræver bl.a. rådighed over regulerbare elproducerende eller elforbrugende anlæg

Risikostyring: Aktører der køber og sælger el har mulighed for at mindske risikoen ved udsving i spotmarkedselprisen gennem handel med finansielle instrumenter på f.eks. NordPools finansielle elmarked.

Transmission og distribution er styret af virksomheder, der har monopol over hver deres del af elnettet, mens produktion, salg og risikostyring er markedsstyrede aktiviteter. Regulering styres af monopolvirksomheder (de elsystemansvarlige) men den benyttede regulerkraft er en markedsstyret vare. På trods af opdelingen i monopol- og markedsstyrede funktioner er der en gensidig påvirkning mellem tiltag på transmissions- og distributionsområdet og tiltag på produktionsområdet. F.eks. kan øget transmissionskapacitet mellem to områder mindske behovet for ny produktionskapacitet i ét af områderne.

1.1 Afgrænsning af markeder – oversigt over markedstyper

Elmarkeder kan identificeres i et antal dimensioner:

- Produkt
- Geografisk
- Tidsafhængigt

Alle tre dimensioner er af betydning for afgrænsning af elmarkedet.

Prisdannelsen foregår på forskellig vis for forskellige dele af dette marked jævnfør nedenfor.

Produktdimensionen

Der kan identificeres produkter der er mere eller mindre rene elleverancer. F.eks. kan el være bundet sammen med en garanti for kvaliteten af det der leveres (frekvens, mv) eller bundet sammen med fastprisaftaler og servicering af lokale installationer.

Engrosmarked

- Spotmarked
- Aftalemarked

Spotmarked og aftalemarked er to elementer af det samme marked for engroshandel med el.

Engrosmarkedet er et konkurrencemarked i Norden med et meget ensartet produkt. Det gælder specielt spotmarkedet, hvorimod det bilaterale aftalemarked i højere grad er ledsaget af individuelle elementer knyttet op på den enkelte aftale. Spotmarkedet indeholder dog samtidig et tidsperspektiv og er underlagt transmissionskapacitetens rammebetingelser. Tidsafhængigheden bevirker at volatiliteten er høj, da efterspørgselen er uelastisk og marginal produktionskapacitet har stærkt stigende omkostninger.

Detail marked

Dette dækker primært over detailsalg til mindre virksomheder og husholdninger fra distributionselskaber og er primært et marked uden tidsdimension og uden specifikke normer for kvalitet/forsyningsikkerhed mv.

Reguleringsmarked

Reguleringsmarkedet er et separat marked hvor der er færre udbydere af reguleringskapacitet og en køber i form af den balanceansvarlige.

Transmissionskapacitet

Markedet for transmissionskapacitet er et særskilt marked, der kan være underlagt specielle auktioner eller være afhængigt af regulerede tariffer. Begge dele findes i det nordiske system.

For mange formål er det ikke nødvendigt at betragte alle disse separate markeder, men her vil vi give en indikation af for hvilke af disse markeder, der er specielle reguleringsmæssige problemer med relevans til markedsmagt og sammenhængende energimarkeder.

Geografisk opdeling af markedet er af ret afgørende betydning for prisdannelse da der er transmissionsbegrænsninger i elsystemet. Til nogen tidspunkter vil en afstand mellem produktionsstedet (overskud) og efterspørgselsstedet (underskud) ikke have anden betydning end at transmissionsomkostningen (fast tarif) vil blive pålagt forbrugeren. Til andre tidspunkter vil der være effektive kapacitetsbegrænsninger, der i det nordiske system vil medføre at der opereres med separate prisområder, hvor prisen kan variere markant.

Tidsmæssig afgrænsning af markedet.

Der er meget betydelige døgn- og sæsonmæssige svingninger i efterspørgselen og dermed også i priserne på de kortsigtede elmarkeder. Priserne over døgnet vil således svinge betydeligt på spotmarkedet, mens de små kunder som husholdninger ikke vil opleve svingninger i deres afregningspris.

1.2 Elproducenternes rolle

Elproducenterne bygger og driver elproduktionsanlæg. De køber brændsler på diverse markeder, sælger el i engrosmarkedet, udbyder regulerkraft på regulerkraftmarkedet og handler på det finansielle elmarked. Elproducenterne er centrale for prisdannelse og for forventninger om efficiensforbedringer som følge af liberaliseringer. Størstedelen af prisudsvingene på elmarkederne skyldes udbudsforhold,

hvor ændringer i brændselspriser og fluktuerende produktionselementer som vind og vandkraft baseret elproduktion kan give store prisudsving.

I dette projekt fokuseres på producenternes afsætning på engrosmarkedet, fordi det er her det interessante samspil med gas- og varmemarkedet foregår, mens regulerkraftmarkedet og transmissionsmarkeder vil blive mindre detaljeret behandlet.

Engrosmarkedet

Engrosmarkedet kan afgrænses fra detailmarkedet ved at det består af elsalg direkte fra elproducenterne til handelsselskaber og store elforbrugere eller salg på organiserede markeder (elbørser), hvorimod detailmarkedet ikke involverer elproducenterne direkte. Elproducenterne kan enten sælge deres strøm på elbørsen eller direkte til en specifik kunde i form af en bilateral kontrakt. For vertikalt integrerede elselskaber kan det interne elsalg mellem elproducentdivisionen i selskabet til elsalgsdivisionen i selskabet også opfattes som bilateralt salg. Mht. elbørssalget benytter de danske elproducenter hovedsageligt den nordiske elbørs NordPool, som driver et spotmarked for fysisk elhandel kaldet Elspot. NordPool er relativt velfungerende idet en ikke ubetydelig del af elsalget foregår via denne markedsplads og det bilaterale marked følger prissætningen fra NordPool.

Geografisk afgrænsning af engrosmarkedet

Engrosmarkedet i Norden dækker hovedsageligt salg mellem elproducenter og handelsselskaber/store elforbrugere lokaliseret i Norden²⁵. Der er dog også eludveksling mellem Norden og Tyskland, Norden og Polen, og Norden og Rusland. NordPool sørger for i samarbejde med de systemansvarlige at håndtere flaskehalse i det Nordiske elsystem gennem oprettelsen af prisområder afhængigt af transmissionsbegrænsninger, hvilket gør at markedet i en betydelig del af året er et sammenhængende marked. Eludveksling med lande udenfor Norden er mere kompliceret, men Tyskland vil dog stadig være et afgørende marked omend ikke nødvendigvis for prisdannelsen endnu, men for forventninger om prissammenhæng på længere sigt og dermed for investeringsbeslutninger både i Danmark og de andre nordiske lande. Vi vil dermed interessere os for et marked afgrænset af Norden og Tyskland, men samtidig se på hvorledes eksterne aktører deltager i dette marked.

En metode til at afgøre den geografiske afgrænsning af et givet marked er ved at undersøge korrelationen mellem priserne for de enkelte områder. Ved høj grad af korrelation (dette kan teknisk gøres mere eller mindre avanceret) henregnes de to områder til det samme marked. Materiale for 2001 har vist markederne i Norden en stor del af tiden er sammenhængende, men at der også er en del af tiden hvor f.eks. Vestdanmark er et separat prisområde fra resten af Norden. Til gengæld er der kun ringe samvariation med elmarkedspriserne i Tyskland.

Den geografiske afgrænsning af engrosmarkedet vil i denne analyse omfatte aktørerne på elmarkederne i NordPool-området samt i Tyskland. NordPool-området består af Danmark, Finland, Norge og Sverige.

²⁵ Norden består i denne sammenhæng af Danmark, Finland, Norge og Sverige.

Elproducenter på engrosmarkedet

Tabel A-1 viser antallet af elproducenter i Norden samt Tyskland. Det store antal dækker dog over et ret begrænset antal store aktører

	Antal producenter	Kommentar
Danmark	5514	8 store producenter (markedsandel 75%), 469 små kraftvarmeproducenter mv. 114 indust. Kv samt 4890 vindproducenter
Finland	400	4 store producenter, resten små
Tyskland	517	517 samt tusinder private vedvarende producenter
Sverige	10	
Norge	210	

Tabel A-1 Producenter i 1999

Kilde:(EUROPEAN COMMISSION, 2001)

Tabel A-12 viser elforbruget og dets sammensætning i Norden og Tyskland til sammenligning med producenterne.

En nærmere gennemgang af de store producenter findes i sektion 2.2.

Regulermarkedet

De elsystemansvarlige skaffer sig adgang til disse anlæg gennem forskellige ordninger med elproducenter og i et enkelt tilfælde²⁶ også store elforbrugere. I Norden er en af ordningerne et regulerkraftmarked, hvor aktører udbyder en vis mængde regulerkraft til en given time og pris. Afhængig af uoverensstemmelsen mellem produktion og forbrug i driftstimen ibrugtages en del af den udbudte regulerkraft startende med den billigste mulighed.

Regulermarkedet har færre aktører end spotmarkederne og handelspriser for op- samt nedregulering vil derfor være højere end gældende for spotmarkedet. Der er færre producenter der er i stand til at foretage kortsigtet op- og nedregulering af primært tekniske årsager.

Regulermarkedet er af meget mindre omfang transaktionsmæssigt end spotmarkedet, men for den enkelte producent kan de højere margener være af betydning for den samlede rentabilitet.

Det mindre antal aktører bevirker ligeledes, at det vil være lettere at udøve markedsmagt på dette marked. Naturgas baseret produktion er en af de producentgrupper der har høj reguleringsevne og dermed en af de potentielle udbydere på dette marked.

²⁶ Den norske elsystemansvarlige Statnett har pr. 1 november 2000 iværksat en ordning til sikring af tilstrækkelig kapacitet på regulerkraftmarked, der involverer både elproducenter og elforbrugere (Amundsen and Bergman, 2000;Crampes and Laffont, 2001).

Det finansielle marked

Producenternes deltagelse på det finansielle marked kan bestå i sikring af fremtidig indtjening via salg af futures, men det finansielle marked kan også bidrage til indtjeningen ved at producenten udsteder optioner således at man afskærer sig fra en ekstraordinær høj pris.

Det finansielle marked kan tilsvarende anvendes af forbrugere eller mellemhandlere til afdækning af risici som de ikke har sikret sig mod i de kontrakter om køb de oprindelig har indgået (eller de skal købe en betydelig andel via spotmarkedet).

Det finansielle marked er af væsentlig betydning ved at udvide mulighederne for risikoafdækning for både producenter og forbrugere og dermed vil det gøre markedet større og mere fleksibelt. F.eks. er det muligt at indgå en bilateral kontrakt med en producent som ikke ønsker fastpris og så samtidig afdække prisrisikoen via det finansielle marked. Det finansielle marked medvirker således til at mindske risikoen for at producenter kan udøve en eventuel markedsmagt.

En anden rolle for det finansielle marked består i at afspejle markedets forventninger til fremtidig pris via futures, der reflekterer forventninger til elpriser for fremtidige perioder en pris og dermed gør det enklere at træffe mellemsigtede dispositioner. De langsigtede investeringsbeslutninger vil dog kun i ringe omfang være afhængige af de finansielle markeder, da futures på flere års sigt ikke vil kunne opnå tilstrækkelig likviditet på markederne.

1.3 Detailmarkedet

Detailmarkedet er ikke helt enkelt at afgrænse geografisk, idet dette i princippet netop er fuldt liberaliseret fra 2003. Dermed kan alle kunder vælge leverandør frit og Norden kunne således principielt betragtes som et marked. Da der dog er en række krav der skal være opfyldt for at levere på detailmarkederne, (diverse transmissionsaftaler, sikkerhedsstillelser mv.) er der dog flere begrænsninger på udbudssiden. Distributionsselskaber kan dog med en vis størrelse relativt nemt etablere detail-salg i hele Norden og derfor er det kun et spørgsmål om kort tid før markedet i praksis også bliver nordisk. Indikationer af at detailmarkeds kunder skifter leverandør vil dog indtil videre vise meget lavt antal skift på grund af træghed og dermed indikere at markedet er meget lokalt.

Detailmarkedsaktører (købere) må karakteriseres som købere overfor distributions-selskaber og ikke som aktører på elbørser og handlende med mellemhandlere. Husholdninger karakteriseres alle som tilhørende detailmarkedet, hvorimod der skal foretages en afgrænsning af virksomhederne. Her vælges at karakterisere virksomheder med kun en leverandør og ingen deltagelse på elbørser som tilhørende detailmarkedet. En anden og måske mere operationel afgrænsning kan foretages via det spændingsniveau virksomhederne modtager strømmen på eller baseret på årlige forbrugsstørrelser.

Detailmarkedet er kun i ringe grad tidsafhængigt da det nuværende system ikke giver ret mange muligheder for at prisdifferentiere forbrug til forskellige tidspunkter af døgnet/året. Kun et lille antal detailkunder har målere med tidsdifferentiering og det er endnu ikke udbredt at have realtids priser på elafregningen selv for virksomheder.

Detailmarkedet har oplagte muligheder for at bundte netydelser, således at en udbyder af el kan give en favorabel pris hvis man f.eks. er fyringsolie/naturgas kunde samtidig. Dette har kun i begrænset tilfælde været gældende i Norden indtil i dag, men konkurrencen på elmarkederne åbner op for at der i langt højere grad kan blive tale om leverandører af alle mulige netydelser der potentielt kan have en dominerende position på et marked og udnytte denne til at knytte produkterne sammen.

Olieselskaber og naturgasselskaberne har således meldt sig som distributionselskab for el til detailkunder.

2. Aktørklassificering

Der eksisterer efterhånden en ret forskelligartet gruppe af aktører på elmarkedet:

Aktørgrupper:

- Elproducenter sælger el direkte til handelsselskaber/distributionselskaber, eller på organiserede elmarkeder/elbørser f.eks. NordPool
- Systemansvarlige/transmission herunder netselskaber (naturligt monopol), vedligeholder og udbygger elnettet
- Melleghandlere
- Distributionselskaber, herunder forsyningspligtige distributionselskaber
- Store slutkunder, storforbrugere kan f.eks. agere som handelsselskab på elbørser
- Små forbrugere der aftager el fra distributionselskaber
- Regulerende myndigheder – EU og nationalt

Aktører kan være organiseret på ret forskellig vis mht. ejerform, selskabsstruktur mv.

- A/S (uafhængigt kommercielt selskab)
- Forbrugerejet/kommunalt I/S
- Statsmonopol (organiseret som A/S eller direkte offentligt)

Endvidere er det meget forskelligt hvorledes elmarkedsaktører er selvstændige enheder eller en del af større virksomhedsgrupper/koncerner. Dette har speciel interesse for problemstillingen med incitament og markedsagt over flere energi-markeder.

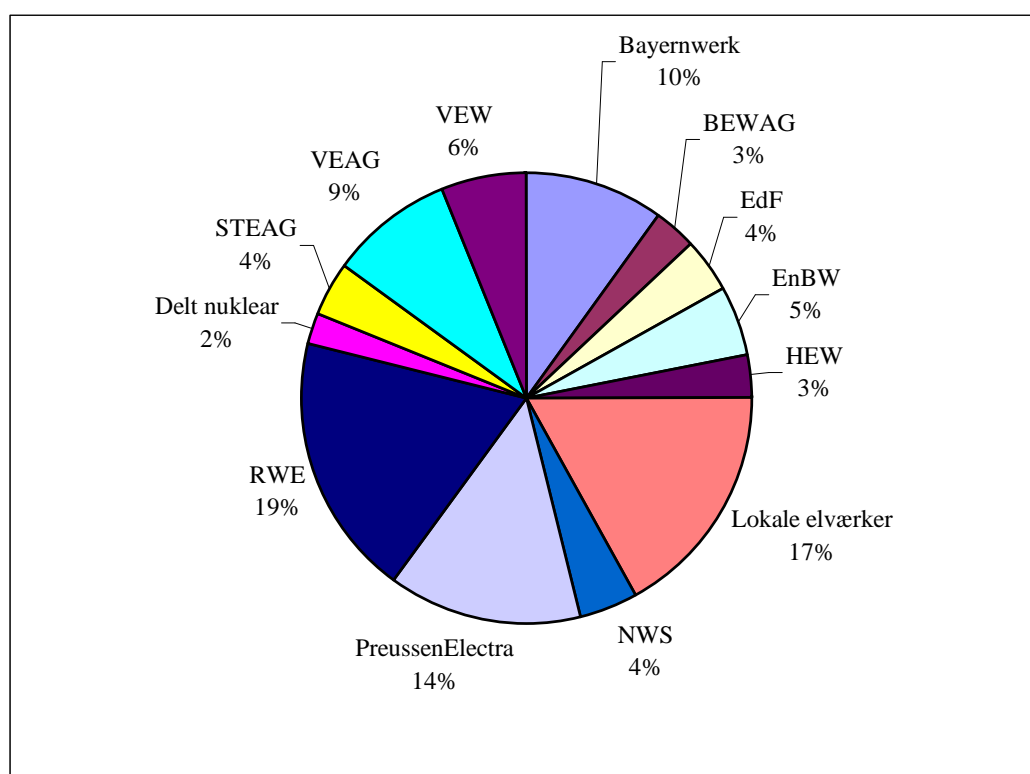
I det danske tilfælde er sammensætningen ofte således at forbruger/kommuner ejer distributionselskabet som så har ejerandele i produktionsselskaberne. Derved er det overvejende to selvstændige organisationer hvor ejerskabet af produktionsselskaberne ret indirekte og ejerkredsen fortsat er relativt bred.

2.1 Tyskland

Før liberaliseringen bestod det tyske elmarked af 8 store elselskaber²⁷, som kontrollerede og drev mere end 80% af produktionskapaciteten og drev transmissionsnettet (højspændingsnettet)

Det tyske elmarked blev liberaliseret i april 1998. Fra start af kunne alle kunder frit vælge elleverandør. Det umiddelbare resultat af liberaliseringen var at de gennemsnitlige elpriser for industrien faldt med 27% fra starten af liberaliseringen til slutningen af 1999 (EnergisE2, 2001) med væsentligt højere fald rapporteret for de største industrielle kunder. Faldet i engrosmarkeds-elpriserne medførte at profitabiliteten af elselskaberne faldt, hvilket satte gang i en række sammenslutningsforhandlinger mellem de 8 store vertikalt integrerede elselskaber og mellem mange af de mindre elselskaber.

Aktører på det tyske marked 2000?



Figur A-1 Engrosmarkedet i Tyskland før liberalisering

2.2 Norden

I Norden har Norge og Sverige været først med liberaliseringen af elmarkederne og etableringen af elbørsen NordPool. Finland er kommet med lidt senere og senest er også Danmark blevet en integreret del af systemet. Der har dog igennem mange år eksisteret et velfungerende system med meget betydelig udveksling af el både som

²⁷ RWE (19%), PreussenElektra (14%), Bayernwerk (10%), VEAG (9%), VEW (6%), EnBW (5%), HEW (3%), BEWAG (3%). Nummeret i parentes indikerer selskabets andel af den tyske elproduktionskapacitet før liberaliseringen.

følge af års – som sæsonsvingninger. Det har bare ikke været drevet af kortsigtede prisbevægelser.

Liberaliseringen har først i de senere år bredt sig til efterspørgselssiden, hvor nu alle forbrugergrupper har frit leverandørvalg. Flere reguleringslementer er blevet fjernet f.eks. er de politisk bestemte priser for norsk energiintensiv industri er ved at blive udfaset (Crampes and Laffont, 2001). Fortsat betydelig regulering består dog med bla. den danske ordning for prioriteret produktion som en givet andel af alle distributørers leverancer.

Navn	Ejerskabsstruktur	Aktiviteter	Geografisk repræsentation
Vattenfall	Aktieselskab med den svenske stat som enejer. Femte største elselskab i Europa målt på elproduktion.	Elproduktion bestående af atomkraft, vandkraft og termiske. Elsalg og distribution Fysisk og finansiel handel på elmarkeder. Varmeproduktion og salg. Netværks vedligehold og ejerskab Brunkul i Tyskland Konsulentvirksomhed, bredbåndsaktiviteter mv.	Største producent i Sverige og Norden Norge: elsalg til store kunder Finland: Andel af netværkskunder mv ca. 14%. Danmark: elsalg til store kunder, delejerskab af Avedøre 2. Tyskland: majoritetsaktionær i Bewag, HEW, Veag og Laubag ²⁸ Polen: andel i GZE (distribution) og EW (fjernvarme og el).
Sydkraft	EO.N 55%, Statkraft 45%		Sverige, Tyskland (HEW)
Birka	Fortum 50%		
Fortum	Finske stat 61%, udenlandske investorer 19%	El og varmereproduktion olieudvinding, raffinering mv., distribution og salg af el- gas og varme	Finland, Sverige, England, Estland, Polen, Canada mv.
Statkraft	Norske stat 100%	Elproduktion, salg og distribution i samarbejde med delejede regionale selskaber	Norge, Sverige, Tyskland, Holland mv.
Hafslund/Oslo Energi		Distribution og salg, elproduktion, service, fjernvarme, entreprenørvirksomhed	Norge, Sverige, USA
Norsk Hydro		Olie, gas, aluminium, elproduktion	Globalt
E2	NESA, Københavns Energi	Elproduktion og salg på engrosmarked, handel, kraftvarmereproduktion	Østdanmark, Sverige, Norge
ELSAM			Vestdanmark

Tabel A-2 Producenter i Norden

²⁸ HEW = Hamburgische Electricitäts-Werke, Veag = Vereinigte Energiewerke AG, Laubag = Lausitzer Braunkohle AG.

Vattenfall er den betydeligste producent i Norden, men der eksisterer alligevel en række betydelige produktionsselskaber som umiddelbart ser ud til at kunne bibringe markedet en vis garanti for konkurrence.

Navn	Elkapacitet 1999 (MW)	Produktion 1999 (GWh)	Total omsætning (mill Euro) 2000	Total omsætning (mill Euro) 2001
Vattenfall	14324	79600	3493	7605
Sydkraft	5878	27535	1743	2118
Birka			1462	1599
Fortum	5800 (år 2000) 11500 (2001 inkl udfasede)	41 000 (2001)		10410
Statkraft	10055 (2001)	56000 (2001)	578	1208
Hafslund/Oslo Energi		3428 (2001)	762	917
Norsk Hydro		9800(2001)	19397	19002
E2	4900	13052	673	744
ELSAM				
E.ON	29143	183629		
RWE	32000	209000		
VEW	6454	31373		
STEAG	6780	28600		

Tabel A-3 Nordiske og tyske producenters størrelser i 1999

Kilde: diverse årsrapporter, selskabernes hjemmesider mv.

I nordisk og tysk sammenhæng er de to danske selskaber ganske små jævnfør tabellen og de er samtidig meget fokuserede på elproduktion i modsætning til de fleste af de andre der også har væsentlige aktiviteter indenfor distribution og i nogle tilfælde også indenfor helt andre områder. De igangværende udredninger omkring de tyske selskabers overtagelse af gasselskaber er ligeledes et eksempel på højere diversificering af de øvrige store aktører.

3. Markedskoncentration

Der er mange måder at måle markedskoncentration på og der er nedenfor valgt ret tilfældigt mellem en række metoder. Først er det nødvendigt at klargøre hvilket marked, der er tale om eller ofte benævnt "det relevante marked" for aktørerne.

For engrosmarkedet er det uden tvivl Norden og måske Tyskland, der definerer det relevante marked, når det drejer sig om hovedparten af den omsatte elproduktion, men der vil være timer og længere perioder, hvor markedet er mere afgrænset og koncentrationen derved er højere.

Nedenfor gengives en række indikatorer hovedsagelig stammende fra en rapport fra kommissionen (EUROPEAN COMMISSION, 2001). Denne rapport ser på lande-

ne hver for sig og er ikke helt ajour med selskabsudviklingen men giver dog et godt billede af den betydelige koncentration for landene hver for sig.

Der er et principielt problem ved opgørelse af markedskoncentration baseret på selskaber og ejerstruktur. Det er ikke åbenbart at ejerskab nødvendigvis indebærer kontrol med driftsmæssige forhold og direkte indflydelse på markedsadfærd. Endvidere er der et decideret problem med at skelne mellem aktive og passive ejerposter i andre selskaber.

Ejerskabsproblematikken gør sig f.eks. gældende ved den udviklede ejerstruktur for de danske elproducenter, der indirekte er delvist ejede af elforbrugerne i visse områder og delvist af eksterne interessenter.

”Unbundling” af markeds-mæssige og monopolaktiviteter indenfor samme koncern er et tilstødende problemområde. Det kan her diskuteres om monopolaktiviteterne hører med til det samlede selskab (f.eks. omsætning, antal kunder osv.).

3.1 Aktører på de geografisk opdelte markeder (lande)

En opgørelse af antallet af aktører i de enkelte lande i 1999 er indeholdt i nedenstående tabel der viser et begrænset antal af både producenter og distributører besidder en betragtelig markedsandel.

	El produktion			El distribution		
	Selskaber der producerer mindst 5% af total produktion	Markedsandel for det største selskab (%)		Selskaber der sælger mindst 5% af det samlede forbrug	Markedsandel for det største selskab (%)	
	Antal	Aggregeret markedsandel (%)		Antal	Aggregeret markedsandel (%)	
Finland	4	58.9	23.3	3	27	11
Norge	:	:	:	4	45.9	:
Sverige	3	84.2	49.5	3	47	28.1
Danmark	3	76	36	3	37.5	16.7
Tyskland	4	79	34	3	50	:

Tabel A-4 Simple koncentrationsmål i udvalgte lande 1999/2000

Kilde:(EUROPEAN COMMISSION, 2001)

Disse simple koncentrationsmål siger ikke så meget om den reelle konkurrence, hvis ikke der tages hensyn hvad der er det relevante marked. For Danmark er det relevante marked således ikke Danmark som helhed, men for engrosmarkedets vedkommende enten det nordiske marked eller det af transmissions-kapacitet begrænsede område f.eks. Vestdanmark inkl. Tyskland. Hvis Danmark således ikke var en del af det nordiske marked (f.eks. når udlandskapaciteten er fuldt udnyttet) er der

således tale om et marked med meget høj koncentration specielt da Vestdanmark og Øst Danmark er separate områder.

	Markedsandel for største producent med over 5% markedsandel	Markedsandel for 3 største producenter	Producenter med over 5% markedsandel	Kommentar
Danmark	27	45	SK Energi, KE Produktion, NV Kraft, A/S Midkraft, SH Energi A/S, /S Fynsværket, Vestkraft, SV Produktion	Lidt misvisende da der i dag er tale om kun E2 (34%) og ELSAM (40%)
Finland	27	46	Vattenfall, Sydkraft, Birka	Data fra EUROSTAT
Tyskland	24.4	57.1	RWE/VEW, E.ON, VEAG	Data fra EUROSTAT. I 1999 og 2000, var der flere store fusioner på det tyske marked.
Sverige	50	86		
Norge	32	44.8	Statkraft, Sira Kvina, Norsk Hydro, BKK, Lyse Energi	

Tabel A-5 Producenters kapacitet i 1999/2000

Kilde:(EUROPEAN COMMISSION, 2001)

Markedsandelene målt på elproduktion adskiller sig lidt fra andelene målt på kapacitet. Årsagen hertil er formodentlig forskelle i sammensætning af kapaciteten på vandkraft og nuklear kapacitet mellem værkerne indenfor de enkelte lande.

	Markedsandel for største producent med over 5% markedsandel	Markedsandel for 3 største producenter	Producenter med over 5% markedsandel	Kommentar
Danmark	26	45	SK Energi, KE Produktion, NV Kraft, A/S Midkraft, SH Energi A/S, I/S Fynsværket, Vestkraft, SV Produktion	Lidt misvisende da der i dag er tale om kun E2 (35%) og ELSAM (40%)
Finland	26	54		Data fra EUROSTAT
Tyskland	28.1	62.7	RWE/VEW, E.ON, VEAG, Energie Baden-Württemberg (EnBW)	Data fra EUROSTAT. I 1999 og 2000, var der flere store fusioner på det tyske marked.
Sverige	53	77	Vattenfall, Sydkraft, Birka	
Norge	30.2	44.5	Statkraft, Norsk Hydro, Oslo Energi, Sira Kvina, BKK	

Tabel A-6 Elproduktion i 1999

Kilde:(EUROPEAN COMMISSION, 2001)

En generel observation er at det ikke er de største lande der ser ud til at have den mindste koncentration. De store tyske og svenske markeder har således højere markedsandel for de tre største selskaber end de andre lande. For Tyskland er der endvidere en reference til et Hirschman-Herfindahl Index (HHI) for Tyskland: 1200-1500 afhængig af data (EnergiE2, 2001).

Østrig	Meget høj	Luxemborg	Høj
Belgien	Meget høj	Holland	Moderat til høj
Danmark	Meget høj	Norge	Moderat til høj
Finland	Høj	Portugal	Høj
Frankrig	Meget høj	Spanien	Høj
Tyskland	Høj	Sverige	Høj
Grækenland	Meget høj	Schweitz	Meget høj
Irland	Meget høj	England	Moderat til høj
Italien	Høj		

Tabel A-7 En kvalitativ vurdering af graden af vertikal integration i Europæiske lande 2000/2001

Kilde:(EUROPEAN COMMISSION, 2001)

Den ovenfor gengivne tabel giver en opfattelse af at den vertikale integration af el-selskaberne er meget udpræget indenfor hovedparten af de Europæiske lande. Det er ganske vanskeligt at afgøre denne grad af integration, da et ejerskab som i det danske tilfælde via forbruger ejede selskabers indirekte ejerskab af produktionsselskaber ikke nødvendigvis giver nogen fælles optimering af aktiviteterne indenfor produktion og distribution.

3.2 Aktører på de standardiserede markeder

Engrosmarkeder		Antal aktører	Aktører med produktion
Nord Pool	Total	277	n/a
EEX	Spot marked	34	6
	Finansielle marked	26	
APX	Spot marked	32	11
	Reguleringsmarked	16	
UK Electricity Pool		104	27
UKPX		40	27
LPX	Total	64	8
		60	
	Melleghandlere	4	
OMEL	Total	41	5
	heraf		
	Producenter	5	
	Melleghandlere	8	
	Distributører	8	
	Andre	21	

Kilde: gengivet fra: (EUROPEAN COMMISSION, 2001)

Tabel A-8 Aktører på de standardiserede engros elmarkeder i Europa

Ser man på de etablerede børser mv. er der et betydeligt antal aktører, idet Nord-Pool skiller sig med et meget stort antal aktører ligesom det også er et marked med ret stor omsætning. Denne indikation om et pænt antal aktører er dog noget modificeret når der ses på antallet af aktører der rent faktisk har produktion. Dvs. at udbudssiden stadig har et noget lavt antal aktører, således at det i denne henseende overhovedet ikke kan sammenlignes med de finansielle markeder eller valutamarkeder. Kun på meget specialiserede råvarebørser vil der være et tilsvarende lavt antal udbydere.

3.3 Markedskoncentration indenfor distribution

Land	Antal distributører, 1999	Kommentar
Danmark	82	Vest: 60 Øst: 22
Sverige	150	
Norge	210	
Finland	110	
Tyskland	900	Andet estimat: 1200

Kilde: gengivet fra: (EUROPEAN COMMISSION, 2001)

Tabel A-9 Antal udbydere/distributører i landene

Antallet af udbydere på detailmarkedet er relativt højt i alle de fem lande, men det er her meget udpræget at der er store aktører og så er der en mængde meget små salgsselskaber.

	Markedsandel for største distributør	Markedsandel for 3 største distributører	Distributører med over 5% markedsandel	Kommentar/Kilde
Danmark	17.74	31.53	NESA, Københavns Energi, SEAS	EUROSTAT, Der er formentlig ikke foretaget adskillelse af net, og salgsaktiviteter i denne opgørelse
Finland				
Tyskland	14.30		RWE Energie AG, E.ON	EURELECTRIC
Sverige			Vattenfall, Sydkraft, Birka	EURELECTRIC
Norge	6.30		Oslo Energi, Bergenshavoens Komm., Kraftslskap (BKK)	EURELECTRIC

Kilde: gengivet fra: (EUROPEAN COMMISSION, 2001)

Tabel A-10 Markedsandele i distribution

Rapporten nævnt i kilden ovenfor modificerer for Tyskland koncentrationsbilledet væsentligt ved at konsolidere de store tyske selskabers ejerandele ind i en samlet markedsandel og opnår derved for RWE en andel på ca. 30% og for E.ON en andel på ca. 32%.

Selv i Danmark er koncentrationen i detailledet relativt høj og dette vil fortsat være gældende selv når leverandørvalget bliver frit for også de små kunder.

4. Prisdannelse

Som det er beskrevet ovenfor er el ikke en vare med et samlet marked, men derimod kan der identificeres flere separate markeder afhængig af tid, størrelse og geografisk afgrænsning. Disse forskelle har både betydning for prisniveauer, prisfluktuationer og den måde prisdannelsen finder sted på.

4.1 Prisdannelse forskellig på delmarkeder

Der kan identificeres følgende delmarkeder af betydning for prisdannelse for engroshandel med el:

- Spotmarked
- Regulermarked
- Futures/finansielle markeder

Spotmarkedet er det væsentligste marked for prisdannelse, idet det når det fungerer vil afspejle udbudsforholdene i forhold til de på enhver tid gældende efterspørgselsforhold. På kort sigt er efterspørgselen meget uelastisk så hovedparten af tilpasningen på markedet foregår ved at værker med stigende marginalomkostninger indgår med udbud på markedet efterhånden som efterspørgselen vokser. Da der er betydelig fluktuerende elproduktion på f.eks NordPool markedet vil det i høj grad være disse elementer der er afgørende for hvad der er marginale produktionsomkostninger. Der er generelt tale om et konkurrencemarked, hvilket også afspejles i de generelt lave prisniveauer langt under gennemsnitsomkostninger for ny elkapacitet. Der er et betydeligt antal producenter på det nordiske marked jævnt over, men en betydelig del udgøres af de meget små og regulerede producenter som decentral kraftvarme i DK mv. Prisdannelsen er kraftigt påvirket af svingninger i nedbørsmængder i norden og på kort sigt påvirket af svingninger i døgnefterspørgslen. Således vil timepriserne være kraftigt svingende henover døgnet.

Prisdannelsen foregår både via aftale og spotmarkeder, således at spotmarkedet danner rettesnor for prisen på de bilaterale aftaler.

Mekanismer:

Det nordiske spotmarked via NordPool fungerer ved at producenterne byder ind på markedet i blokke af en time for det nærmest følgende døgn. Købere byder tilsvarende ind på markedet og en markeds clearing pris (systempris) dannes efter hvilken alle producenter med bud til og med systempris afregnes.

I de tilfælde hvor den resulterende efterspørgsel medfører højere transmissionsbehov end til rådighed værende kapacitet dannes separate prisområder og priser justeres indtil transmissionskapaciteten er tilstrækkelig.

Regulermarkedet har væsentligt færre aktører og efterspørgselssiden er fuldstændig uelastisk da der skal sikres balance. Til gengæld har aktørerne ikke viden om balanceringsbehovet når de byder ind på markedet i modsætning til en relativt god viden om efterspørgselsforholdene på spotmarkedet.

Futuresmarkedet

Her er potentielt endnu flere aktører end for spotmarkedet og der handles i meget større blokke (tidsmæssigt set) for uge eller sæsonperioder. Dermed er der potentielt også større likviditet. For de længere kontrakter (op til 3 år) er likviditeten dog begrænset.

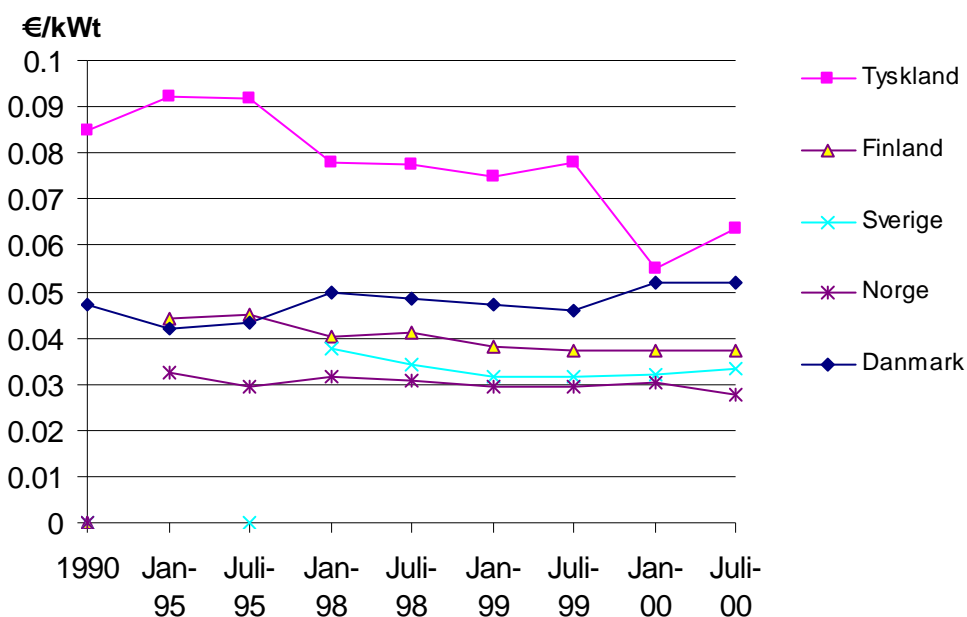
Markedet handles dagligt som et børsmarked med køber og sælgerpriser så der er ikke nogen markedsclearing (da der ikke er behov for nogen balancering, eller tilnærmelse hertil).

4.2 Detailmarkedets prisdannelse

Markedet fungerer nu fra 2003 med flere udbydere distributionsselskaber, hvilket har bevirket at der er konkurrence om specielt de større kunder. Priserne fastsættes oftest som en gældende pris der kan justeres fra meddelelse gives af distributør, men der udbydes nu også fastpriskontrakter på detailmarkedet. Der er kun i ringe omfang tale om tidsafhængige priser.

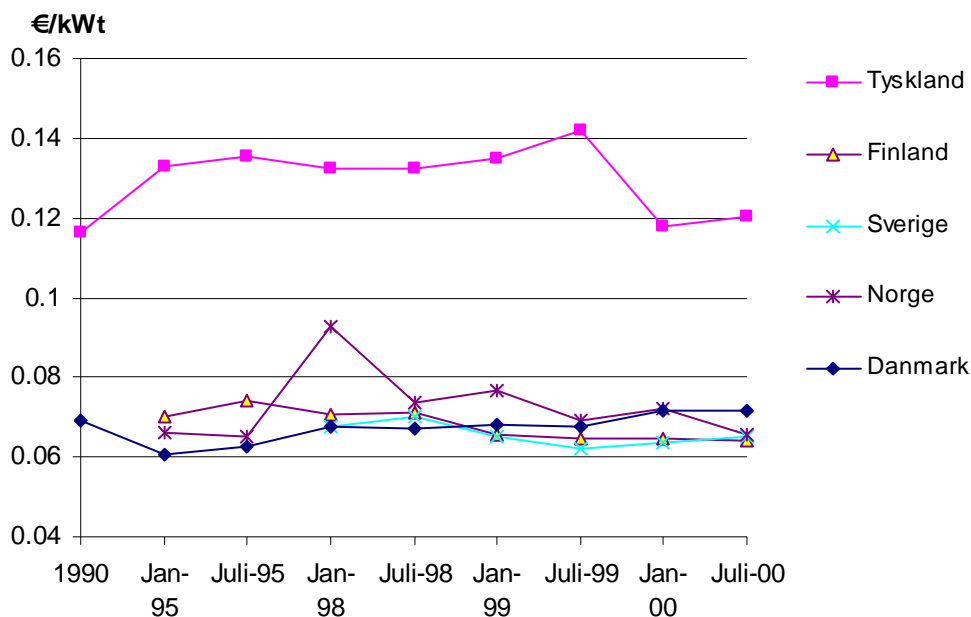
Prisvariationer og prisforskelle mellem forbrugersegmenter

Prisvariation årsvariation – geografisk/markedsmæssig variation



Figur A-2 Prisudvikling for industrikunder ekskl. afgifter

Prisforskelle: Forbrugersegmenter: erhverv husholdninger:



Figur A-3 Prisudvikling for husholdninger (forbrugsniveau 3500 kWh, ekskl. afgifter)

Prisfaldet der delvis må henføres til liberaliseringen har primært været til gavn for industrikunderne, da det er her konkurrencen indtil videre har kunnet mærkes. Det gælder dog ikke for Danmark, hvor effekten endnu ikke er slået igennem på dataene inkluderet i figuren ovenfor.

Elpriser og samvariation med andre energipriser

Elpriser har naturligvis en vis samvariation med brændselspriser, da brændselsomkostningerne udgør en betydelig omkostningsdel. Den høje faste omkostningsdel forbundet med kapitalomkostningerne gør dog udsvingene i elpriserne mindre. Prisfluktuationerne bliver endvidere væsentlig mindre hvis det er detailmarkedet der betragtes fremfor engrosmarkedet (spotpriser). Endelig er udsvingene også dæmpet af den betydelige afgiftsbelastning for detailforbruger og herunder specielt husholdninger.

5. Regulering og lovgivning

Som en af de traditionelt centrale infrastruktursektoren med flere dele af naturlige monopoler har elsektoren historisk set været underlagt betydelig regulering samt offentlig ejerskab. I liberaliseringens tidsalder har reguleringen undergået en betydelig revision og har som det primære sigte at bringe effektiv konkurrence ind i sektoren, således at der kan nås de lovede effektiviseringer og prisfald befolkning og virksomheder er stillet i udsigt. Reguleringen er underlagt EU lovgivningen og den nationale implementering heraf.

EU-lovgivning

Elsektoren er underlagt elmarkedsdirektivet fra 1996 (96/92EF) men et nyt direktiv er principielt vedtaget, der dog hovedsagelig udvider kravet om hvor stor del af markedet der skal være liberaliseret inden fastsatte frister. Dette direktiv er ikke vedtaget eller implementeret i lovgivningen, men en række lande opfylder allerede i nuværende national lovgivning de væsentlige elementer i direktiv revisionen. Det nye elmarkedsdirektiv er i øvrigt kædet sammen med et gasmarkedsdirektiv.

5.1 National implementering

Med baggrund i de frie rammer for national implementering indeholdt i EU direktiverne er der en betydelig variation i, hvorledes f.eks. adskillelsen mellem producenter og ejere af transmissionsnettene er reguleret i national lovgivning. Dette spænder fra krav om juridisk adskillelse af aktiviteterne til et mindre restriktivt krav om at aktiviteterne er regnskabsmæssigt adskilt og har forskellig ledelse.

En anden betydelig forskel er reglerne omkring tredjepartsadgang til nettene hvor det mest restriktive er reguleret tredjepartsadgang med publicerede og regulerede nettariffer og en mindre restriktiv form er såkaldt forhandlet tredjepartsadgang der er væsentligt mere uigennemsigtigt. Tyskland adskiller sig fra de øvrige lande ved at benytte forhandlet tredjepartsadgang for både transmissions og distributionsnettene i den nationale regulering.

Endelig kan offentlige myndigheder vælge at indarbejde regler vedrørende miljø eller forsyningssikkerhed selv om disse regler effektivt mindsker konkurrencen.

Land	Transmission			Distribution		
	Ejermæssig adskillelse	Juridisk/selskabsmæssig adskillelse	Regnskabsmæssig adskillelse	Ejermæssig adskillelse	Juridisk/selskabsmæssig adskillelse	Regnskabsmæssig adskillelse
Danmark	x	☑	☑	x	x	☑
Sverige	☑	☑	☑	x	☑	☑
Finland	☑	x	☑	☑	x	☑
Norge	☑	☑	☑	x	x	☑
Tyskland	x	☑	☑	x	☑	☑

Kilde: gengivet fra: (EUROPEAN COMMISSION, 2001)

Tabel A-11 Transmissions- og distributionsnettenes reguleringsmæssige adskillelse fra andre aktiviteter

I Tabel A-11 angiver x at landet ikke har implementeret den angivne adskillelse og ☑ angiver tilsvarende at adskillelsen er gennemført. Den regnskabsmæssige adskillelse er gennemført alle steder, mens distributionsnettene generelt ikke er ejermæssigt adskilt fra andre aktiviteter. Den regnskabsmæssige adskillelse er nødvendig for overhovedet at have grundlag for at overvåge tariffer for netbenyttelse, men den manglende ejermæssige adskillelse kan potentielt true de uafhængige beslutninger i netselskaberne. En af årsagerne til det manglende krav om juridisk adskillelse af ak-

tiviteterne for distributions-nettene er de ret små net og distributionselskaber i flere af landene.

Samtidig er spørgsmålet f.eks. i det svenske tilfælde om ikke det ejermæssige sammenfald mellem distributions-nettene og produktion kan være en større hindring for effektiv konkurrence end den manglende juridiske adskillelse i flere af de øvrige lande.

5.2 Forskellige aktørers indflydelse på reguleringen

Interesseorganisationerne spiller en ikke ubetydelig rolle i udformningen af EU direktiverne. Dette gælder både EUROLECTRIC samt industriinteresser der har været betydelige drivkræfter bag liberaliseringen af elmarkedet i forhåbning om lavere elpriser og med europæisk konkurrenceevne som den betydeligste argumentation.

På det nordiske marked har interesseorganisationen NORDEL bidraget til markedsudviklingen ved en generelt positiv holdning til liberaliseringen og organisationen af det nordiske marked NORDPOOL.

6. Efterspørgselsforhold

Efterspørgselsforhold indskrænker sig i dette afsnit til at omfatte den endelige efterspørgsel (detail-leddet).

Efterspørgselsforhold på markederne er meget forskellige mellem landene, hvilket har væsentlig betydning for afsætningsforhold, størrelsen af delmarkederne, antallet af store kunder på markedet samt for prisfleksibiliteten af efterspørgselen (elasticiteterne). Disse forhold er igen af betydning for antallet af producenter/udbydere på markederne og for deres incitament til at udøve markedsmagt.

6.1 Efterspørgselsstruktur

Efterspørgselen bærer præg af en væsentlig forskellig erhvervsstruktur, hvor specielt Danmark skiller sig ud med en meget lav elintensitet i industri forstærket af en relativt mindre industrisektor, men også lavere elintensitet i husholdninger.

Efterspørgsel er væsentlig forskellig i struktur mellem de nordiske markeder:

GWh / %	Danmark		Sverige		Norge		Finland		Tyskland ²⁹		Ialt	
Industri	9,900	29,8	59,000	43,1	49,228	44,8	44,864	57,1	230,482	46,8	393,474	46,2
Service, landbrug mv.	13,680	41,2	34,300	25,0	23,736	21,6	13,832	17,6	132,478	26,9	218,026	25,6
Husholdninger	9,600	28,9	43,700	31,9	36,963	33,6	19,820	25,2	129,523	26,3	239,606	28,2
I alt	33,180		137,000		109,927		78,516		492,483		851,106	

Tabel A-12 Efterspørgsels sammensætning på delmarkeder 2001

Kilde: Nordel-2001 statistik, IEA statistics

²⁹ Andele er baseret på fordeling fra år 2000 IEA Statistik

Betydelig forskel mellem geografiske delmarkeder i Norden mht. forbrugersammensætning og elasticiteter er væsentlig for udviklingen af markederne og specielt også for den historiske regulering og afgiftsstruktur i landene. Integrationen af markederne vil give større elasticitet set fra den enkelte udbyder.

Det danske delmarked er med væsentlig lavere elintensitet i både forbrugerdel og for virksomhedernes efterspørgsel afvigende fra det øvrige marked.

Strukturen i efterspørgselen har betydning for hvilke typer af efterspørgere som dominerer markedet. For Danmark gælder således at markedet hovedsageligt består af mindre kunder (husholdninger og virksomheder med lille elforbrug – service), mens de øvrige lande i langt højere grad har industri som en betydende forbruger kategori. Dermed er der potentielt en større andel af kunder i disse markeder som kan tænkes at agere aktivt på et elmarked. Dette gælder både for detailmarkedet, med leverandørskift, nem i endnu højere grad på engrosmarkedet, hvor det hovedsageligt vil være store industrikunder, der kan agere som købere. Samtidig kan det observeres at den danske efterspørgsel kun udgør 3,8% af efterspørgselen på det potentielle nordeuropæiske marked.

6.2 Efterspørgselens udvikling

- Historisk markedsudvikling – vækst – indkomst og teknologiafhængighed
- Forventet markedsudvikling – vækst – stabilitet - usikkerhed

Historisk set er efterspørgselen vokset jævnt gennem det 20 århundrede som følge af en generel mekanisering og som følge af den generelle vækst. Efterspørgselen vokser jævnt i modsætning til efterspørgsel efter andre energityper, der i højere grad er påvirket af større prisudsving og bedre substitutionsmuligheder brændslerne imellem.

For husholdningsefterspørgselen har indkomstelasticiteten været tæt på en, men der er for den senere periode en vis tendens til lavere indkomstelasticitet.

Erhvervenes efterspørgsel har ligeledes været præget af en stærk stigning gennem århundredet og en vis afmatning gennem de seneste årtier. Dette er et resultat af et strukturskift fra industrialisering til servicesamfund og dermed forbundne lavere energi og elintensiteter. Derimod er elintensiteter for serviceerhverv ligeledes steget, ligesom elintensiteter for industrierhverv ikke er reduceret i samme omfang som de samlede energiintensiteter. På baggrund af den lidt forskellige erhvervsstruktur i de nordiske lande og Tyskland er efterspørgselens udvikling ligeledes lidt forskellig.

GWh	Danmark	Sverige	Norge	Finland	Tyskland	I alt
Industri	13.4%	9.5%	7.5%	38.0%	6.5%	10.1%
Service, landbrug mv.	19.6%	21.2%	14.7%	17.0%	30.5%	25.4%
Husholdninger	5.5%	14.7%	22.0%	35.8%	-5.5%	4.6%
I alt	13.4%	13.9%	13.6%	33.2%	8.2%	11.9%

Tabel A-13 Efterspørgselsudvikling for delmarkederne 1990-2001

Kilde: Nordel-2001 statistik, IEA statistics

Væksten i endelig el-efterspørgsel gennem 90'erne har således været på kun 12% på trods af relativ høj økonomisk vækst. Den relativt langsomme efterspørgselsvækst har været medvirkende til opbygning af den historiske overkapacitet, der igen har mindsket risikoen for udøvelse af markedsmagt.

Der er betydelig forskel på udviklingen i landene idet Tyskland skiller sig ud med den laveste vækst i efterspørgslen og et direkte fald i husholdningernes efterspørgsel. Til gengæld bærer både Tyskland og Danmark præg af strukturudviklingen mod større andel for serviceerhvervene med relativ høj vækst i efterspørgselen indenfor disse kategorier. Finland har oplevet en høj vækst i efterspørgselen, hvilket skyldes at landet i modsætning til de øvrige har høj vækst indenfor både industri og husholdninger. Finlands lidt specielle situation er relateret til krisen omkring 1990, med Sovjetunionens opløsning og problemerne for finsk økonomi.

Sammenholdes efterspørgselsudvikling med strukturen i efterspørgselen ses at markedernes forskellighed ikke ser ud til at mindskes og samtidig er de største vækstmarkeder kendetegnet ved at have høj industriandel og for Norge og Sverige tillige en relativt høj husholdningsdel betinget af den udbredte anvendelse af elopvarmning. Den potentielle attraktion ved at gå ind på nye markeder vil være større jo større den forventede vækst og jo større andelen af store kunder der vil betinge relativt små transaktionsomkostninger. Disse typer markeder må således formodes at være de mest oplagte for potentielle udefra kommende udbydere.

6.3 Priselasticiteter

Efterspørgselens priselasticitet er af afgørende betydning for profitabiliteten af at udøve markedsmagt og dermed for incitamenterne for etablering og anvendelse af markedsmagt. Elasticiteterne er lavest i den endelige efterspørgsel (detailedet), hvorfor det er her diskussionen er koncentreret. Jo større segmentering af markedet, det er muligt at opnå desto større mulighed er der for at opnå højere priser på de ufleksible (lav elasticitet) markedssegmenter. Dette gælder den efterspørgsel der ikke er prissat tidsmæssigt.

For efterspørgsel prissat tidsmæssigt vil engrosmarkedet også indenfor tidsintervaller være ret ufleksibelt med lave elasticiteter.

Priselasticiteter opgøres eller estimeres traditionelt kun for tidsafhængige forbrugsdata og nedenstående refererer til dette tilfælde. Der gengives så vidt muligt langsigtselasticiteter svarende til årsdata.

	Danmark	Sverige	Norge	Finland	Tyskland
Industri	-0.32	-0.30	-0.60	-0.20 ³⁰	
Service, landbrug mv.	-0.20	-0.50		-0.40	
Husholdninger	-0.10		-0.42		-0.38
I alt	-0.10		-0.40		

Tabel A-14 Priselasticiteter (eksempel) for endelig efterspørgsel (langt sigt) (primært estimerede)

Kilde: (DK: EMMA; diverse nordiske studier, primært estimerede data)

³⁰ For tung industri -0.5 og for træ- og papirindustri -0.7

De ovenfor gengivne elasticiteter er langsigtselasticiteter estimerede på makro eller mikro data. Resultaterne tyder på relativt lave elasticiteter både hvad angår husholdninger og industri. For Norge og Finland er der dog relativt høje estimater for visse dele af industrien. De modeller der anvender antagelser om substitutionselasticiteter har generelt højere implicite priselasticiteter.

7. Tekniske forhold og herunder inputsubstitution i elforbrug og produktion

Tekniske forhold er meget afgørende for prisdannelse på engrosmarkederne herunder er de stærkt varierende marginale produktionsomkostninger medvirkende til at give store prisfluktuationer ved mindre ændringer i efterspørgsel. En af de tekniske karakteristika ved både produktion og efterspørgsel er mulighederne for at substituere mellem brændsler/energityper.

7.1 Substitution i elproduktion

Der er substitution mellem værker, der anvender forskellige brændsler samt substitution mellem brændsler indenfor et givet værk. Jo højere grad af substitutionsmuligheder des mindre problematisk er det, at en udbyder af et brændsel f.eks. naturgas har en dominerende markedsposition.

Eksempler på substitution og markedsforhold.

EnergiE2 er bundet til gasleverancer fra DONG mindst indtil år 2013 og kan derudover skifte mellem kul og orimulsion.

7.2 Substitution mellem energivarer hos husholdninger/erhverv

Elforbrug er i varierende grad substituerbar med andre energikilder. For husholdninger gælder at der er stor forskel på opvarmningsteknologi i de nordiske lande. Danmark og Tyskland er de to markeder med de mindste potentialer for at substituere elopvarmning med anden opvarmning. Dette skyldes den høje afhængighed af fjernvarmenet og til dels naturgas, der har høje kapitalomkostninger ved etablering og lavere variable omkostninger. Endvidere er der kun få med elopvarmning så substitution fra el til andet har heller ikke noget stort potentiale.

Til sammenligning er andelen af elopvarmning betydelig højere i de andre nordiske lande, specielt Norge. Substitutionsmulighederne er dermed større både på kortere og længere sigt. Der er selvfølgelig en betydelig del af de elopvarmede boliger der ikke har noget opvarmningsalternativ på kort sigt.

Erhvervenes substitutionsmuligheder er større end husholdningernes specielt for de energiintensive virksomheder med procesforbrug.

8. Sammenhæng mellem internationale markeder

8.1 Transmissionsforbindelser og mulige udvidelser

Transmissionsforbindelser er ret store fra Danmark til Norden og til Tyskland. Der er derimod kun ringe sammenhæng mellem prisområderne Norden (Vestdanmark) og Tyskland, hvorfor det er her at transmissionsforbindelserne må formodes at blive udvidet. Der har været overvejelser om forbindelse England-Norge hvor NGC har lavet en aftale med Statnett om en forbindelse på 1000 MW. Hvis dette projekt gennemføres vil det kunne ibrugtages engang efter 2006.

Udnyttelsesgrader for transmissionskapaciteter 1999

Danmark Øst - Tyskland 18.5 %
Danmark Øst - Sverige 15.4-26%

Danmark Vest - Sverige 63%
Danmark Vest - Norge 13%
Danmark Vest - Tyskland 15%

Finland - Sverige 40%
Finland - Norge 35%

Kilde: EUROSTAT, (EUROPEAN COMMISSION, 2001)

Auktionerede transmissionsforbindelser

Forbindelserne mellem Vest Danmark og Tyskland adskiller sig fra dem til det nordiske marked ved at være auktionerede forbindelser i modsætning til de forbindelser der er reguleret ved at danne Nordpool prisområder, der sikrer at den ønskede transmissionskapacitet er til rådighed. Dette kan være en potentiel forklaring på den relativt ringe prissamvariation med det tyske marked.

2003 auktionen

- Tyskland – Danmark årlig for 200 MW
- Danmark – Tyskland årlig 450 MW

Derudover er der månedlig og daglig auktion over resterende kapacitet? Der deltager op mod 20 potentielle aktører i auktionerne.

8.2 Liberaliseringens konsekvenser for internationale forbindelser

Liberaliseringen må forventes at føre til tættere forbindelser mellem markederne omend den faktiske udveksling af el ikke nødvendigvis vil blive så meget større end i dag. Til gengæld vil det muligvis være vanskeligere at opnå et grundlag for udvidelse af udlandsforbindelserne da interesserne vil være ret forskellige mellem aktørerne.

Appendix B: Beskrivelse og oversigt over naturgasmarkedet

I dette appendiks gives en beskrivelse af gasmarkedet i overensstemmelse med de samme principper som i appendiks A ovenfor.

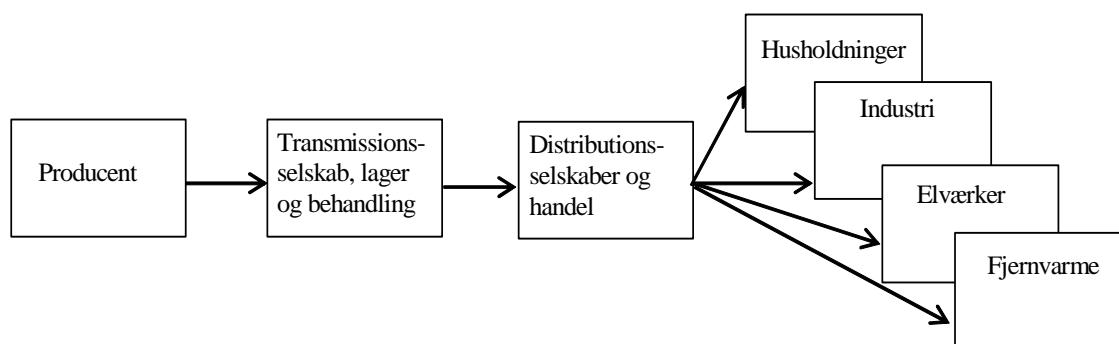
Indhold:

1. Afgrænsning af markedet
2. Aktører
3. Markedskoncentration
4. Prisdannelse
5. Regulering og lovgivning
6. Efterspørgselsforhold
7. Inputsubstitution
8. Sammenhæng med internationale markeder.

1. Afgrænsning af markedet

Gasmarkedet omfatter alle aktører, som er involveret i gassens transport fra gasfelt til forbruger. Udover de ejerforhold, der knytter sig til infrastrukturen i gassystemet, består gasmarkedets organisation også af gashandel. Gasmarkedet er typisk organiseret som vist i figur 1 med fire typer af aktører: Producent, transmissionselskab, distributionselskab og kunde.

Figur 1 Organiseringen af gasmarkedet



Producenterne ejer udstyret til produktion af gassen, fx platforme, og står for udvindingen af gas fra gasfelter. I mange tilfælde producerer producenterne også olie – i nogle situationer udvindes olie og gas endog fra det samme felt. Også efterforskningen efter gas er en af producenternes opgaver, fordi produktionen ofte er baseret på en koncession, som løber over en bestemt årrække, og som forudsætter, at der gennemføres en vis efterforskningsaktivitet.

Transmissionsselskabet ejer og driver transmissionsnettet (dvs. det overordnede gasforsyningsnet) inkl. gasbehandlingsanlæg og lagre. Nettet sørger for transporten af gassen fra producenten til distributionsselskaberne. Transmissionsselskabet er typisk også handelsselskab, der køber gassen af producenten, eller af et udenlandsk selskab, og sælger den videre til distributionsselskaberne samt evt. store slutkunder som fx elværker. Liberaliseringen af gasmarkedet har ført til krav fra EU om unbundling, dvs. at de forskellige funktioner, et gasselskab varetager, bliver adskilt, herunder ikke mindst, at der finder en adskillelse sted mellem monopolaktiviteter og konkurrenceudsatte aktiviteter.

Distributionsselskaberne ejer og driver det lokale forsyningsnet, der forbinder transmissionsnettet med forbrugerne. Udover forsyningsnettet varetager distributionsselskabet som regel også salg til slutkunder – i særlig grad de mindre kunder. Gassen købes typisk af transmissionsselskabet. I denne del af gasssektoren har liberaliseringen også givet sig udtryk i unbundling af handels- og transportaktiviteterne.

Kunderne, der er (slut)brugerne af gassen, ejer det udstyr, der anvendes til fx rumopvarmning, fremstilling af el eller/og fjernvarme, industriel procesvarme mv. Gaskunder kan segmenteres i nogle hovedgrupper, fx husholdninger, industri, elværker, fjernvarmeværker og serviceerhverv. Grupperne adskiller sig fra hinanden med hensyn til, hvad de anvender gassen til, og også ofte med hensyn til afgiftsbelastning. Derudover vil de have forskellige substitutionsmuligheder, fx er de alternative brændsler ofte forskellige (fx gasolie i husholdningerne, fuelolie i industrien og kul i elværkerne). Disse forskelle betyder, at betalingsvilligheden er meget forskellig mellem kundegrupperne, hvilket gasselskaberne har indrettet deres prispolitik efter, jf. pkt. 4.

Handel med gas involverer en række tekniske funktioner: Udvinning, transport, lagring og gasbehandling. Disse funktioner adskiller sig ikke i væsentlig grad fra andre markeder for handel med råstoffer, bortset fra at gas almindeligvis transporteres i rør hele vejen fra producent til kunde. Man taler derfor ofte om "upstream" og "downstream" i et gasmarked. "Downstream" karakteriserer detailmarkedet, dvs. gasmarkedet på slutkundeniveau, hvorimod "upstream" karakteriserer grossistmarkedet, fx markedet, hvor udbydere er gasproducenterne, og efterspørgerne er transmissionsselskaber. Sondringen anvendes som oftest for at skelne mellem de aktørrelationer, der knytter sig til handelen med gas i de forskellige led i gasforsyningskæden, jf. fig.1.

Naturgas er teknisk set et relativt homogent produkt, hvor tryk og brændværdi dog kan variere over tid og mellem adskilte gasnet. Trykket aftager downstream. Naturgasprisen på det danske marked afregnes i en såkaldt normalkubikmeter gas (Nm³), der har en nedre brændværdi på 39,6 MJ.

Hvilken geografisk afgrænsning af gasmarkedet er det relevant at undersøge i forbindelse med samspillet mellem energimarkederne?

Med udgangspunkt i en dansk problemstilling i et internationalt marked er det danske gasmarked med dets aktører selvfølgelig relevant. Men liberaliseringen er initieret på EU niveau og har et integrationsperspektiv, hvorfor også det europæiske gasmarked skal inddrages, dvs. EU-lande og evt. de eksterne gasproducenter: Norge og

Rusland. Cedigaz³¹ anvender en markedsafgrænsning med Norge men uden Rusland. Cedigaz' afgrænsning af Europa er: Østrig, Belgien, Danmark, Finland, Frankrig, Tyskland, Grækenland, Irland, Italien, Luxemburg, Holland, Norge, Portugal, Spanien, Sverige, Schweiz og England.

Følgende markedssnit er på det danske gasmarked relevante mht. analyse af aftaleforhold og prisdannelse (jf. pkt 4):

- Producent/transmissionsselskab
- Transmissionsselskab/distributionsselskab
- Distributionsselskab/kunde.

2. Aktørklassificering

Gasmarkedets aktører har forskellige roller og dermed også forskellige kommercielle interesser, som der er givet en generel beskrivelse af i Munksgaard m.fl. (2003), kap. 2.

På det danske gasmarked er der følgende hovedaktører:

Aktører på det danske marked:

- Efterforskning: Omkring 30 forskellige aktører, herunder DONG
- Producenter: DUC, Statoil og Amerada Hess
- Transmission og gasbehandling: DONG-transmission
- Lager: DONG-handel
- Distribution: DONG-distribution, HNG, NGMN, NGF, Københavns Energi og Frederiksberg Kommune?
- Salg: DONG-handel, HNG, NGMN, NGF, Statoil, E.ON, Københavns Energi og Frederiksberg Kommune?
- Store kunder: ca. 13 omfattet af markedsåbningen pr. 1. jan. 2002, bl.a. Energi E2
- Reguleringsmyndighed: Energitilsynet, Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen.

³¹ CEDIGAZ: Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux, France

Aktører på det europæiske marked:

Producentlande: England, Holland og Norge (82 % af produktionen i 2000)

Producenter (top 5 i 2000):

ExxonMobil	46,2 mia. m ³
Shell	36,5 mia. m ³
EBN	27 mia. m ³
SDFI	24 mia. m ³
BP	18,5 mia. m ³

Kilde: Cidigaz (2001:10)

Til sammenligning producerede Mærsk Olie og Gas A/S 2,8 mia. m³ i 2000.

Største gasreserver i 2000 (alle > 500 mia. m³): SDFI, ExxonMobil, Shell og EBN.

Der er en betydelig import til det europæiske gasmarked fra Rusland (Gazprom) og Algeriet (Sonatrach). De to lande eksporterer hver for sig mere gas end den største europæiske producent, ExxonMobil producer. De største europæiske importører er: SNAM (Italien), Gaz de France og Ruhrgas (Cedigaz 2001, tabel 19).

Største handelsselskaber i 2000: Gasunie, SNAM, Centrica, Ruhrgas, Gaz de France, Distrigaz, Gas Natural, BEB, VNG og Wingas (dækker 87 % af den europæiske gas-sefterspørgsel).

3. Markedskoncentration

Tabel 1 giver et overblik over, hvilke selskaber der varetager de forskellige funktioner på det danske gasmarked.

Tabel 1 Selskaber og funktioner i gasmarkedet medio 2003

Aktører	Produktion	Handel	Transmission	Distribution	Lager
DUC m.fl.	X				
DONG koncernen	X	X	X	X	X
Reg. selsk.		X		X	

Den danske gasproduktion stammer i dag fra mange felter i Nordsøen. Den dominerende producent er DUC (Dansk Undergrunds Consortium), som er et konsortium mellem A.P. Møller, Shell og Texaco. I 2001 var den samlede gasproduktion 8,3 mia. m³ – fordelt på 14 felter, hvoraf DUC havde koncession/licens på 12 felter og Statoil og Amerada Hess Aps på hvert et felt. Af den samlede produktion tegnede DUC sig for knap 90%, Energistyrelsen (2001).

I modsætning til DUC, der er et konsortium af private selskaber, er DONG et 100% statsejet selskab. Selskabet indtager en helt dominerende stilling på det danske gasmarked ved at integrere aktiviteter i alle dele af markedet (vertikal integration) – dog kun i begrænset omfang produktion.

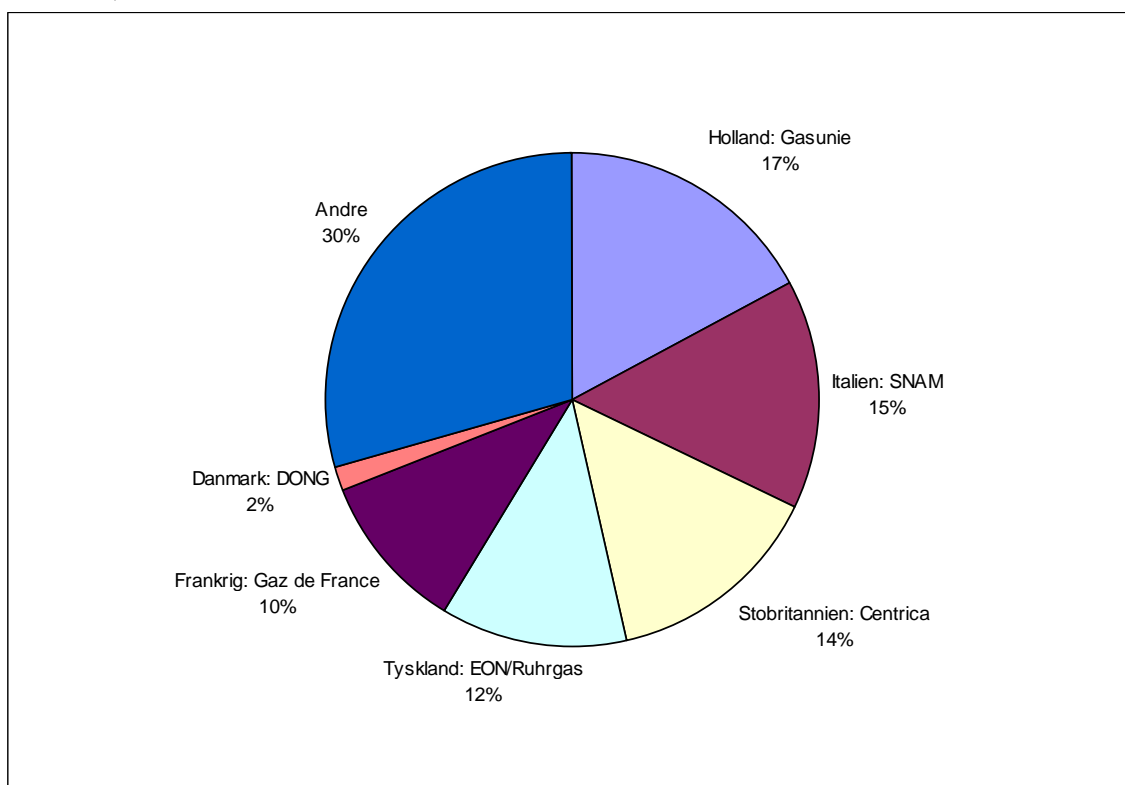
Ud over at være involveret i produktion og efterforskning efter olie og gas, ejer og driver DONG søledningerne i Nordsøen, gasbehandlingsanlægget i Nybro i Jylland (hvor naturgassen færdigbehandles med henblik på levering til kunderne), det overordnede transmissionsnet, de underjordiske naturgaslagre i Lille Thorup i Jylland og Stenlille på Sjælland samt distributionsnettene i Sønderjylland og på Sjælland (bortset fra i hovedstadsområdet). Ud over disse aktiviteter driver DONG også handel med naturgas, som købes af producenterne i Nordsøen og sælges videre på det danske og udenlandske marked. Det indenlandske marked omfatter: De regionale gasselskaber, de store elværker og kunder med og uden markedsadgang. Det udenlandske marked udgøres af Vattenfal i Sverige og EON/Ruhrigas i Tyskland.

DONG er pr. 1. januar 2003 blevet opdelt i flere adskilte selskaber som følge af EU's krav om unbundling. Der er som ønsket af EU sket en adskillelse af monopolaktiviteterne fra handelsaktiviteterne, som er blevet placeret i et særskilt selskab med egen ledelse. Inden for dette selskab er der videre sket en opdeling på handel med små henholdsvis store kunder. Også DONGS monopolaktiviteter er blevet splittet på adskilte selskaber, www.dong.dk

DONG har i de seneste år styrket sin position på det danske marked. I juli 1999 overtog DONG Naturgas Syd og med udgangen af år 2000 også Naturgas Sjælland. Af de tre tilbageværende regionale selskaber har HNG og Naturgas Midt-Nord indgået et tættere samarbejde med DONG, herunder er der mellem selskaberne indgået en ny aftale, som sigter på at afløse 4. juni-aftalen. Derimod har Naturgas Fyn netop dannet et fælles handelsselskab sammen med Statoil, der skal stå for salg af både naturgas og olie til kunde på Fyn. Det nye selskab har fået navnet Statoil Gazelle A/S.

DONG er en lille spiller på det europæiske marked, hvor Gasunie (Holland), SNAM (Italien), Centrica (England), EON/Ruhrigas (Tyskland) og Gaz de France (Frankrig) er de største spillere. De fem selskaber sidder på knap 70% af det europæiske gasmarked. Til sammenligning havde DONG i år 2000 en markedsandel på knap 2% af EU-markedet. I figur 2 er vist afsætningen af naturgas fordelt på de største selskaber i år 2000.

Figur 2 Afsætningen fordelt på de fem største selskaber og DONG, år 2000



Kilde: Cedigaz 2001: 95.

DONG er et af tre europæiske gasselskaber, som ejes 100% af staten. De øvrige er Gaz de France og BGE (Irland). I andre lande, fx Grækenland, Holland og Østrig, ejer staten dog en betydelig andel af de nationale gasselskaber. De store olie- og gasproducenter, som fx Shell og ExxonMobil, har dog de største ejerandele i de europæiske gasselskaber. Shell – der er størst – har ejerandele i: EON/Ruhrgas (12,5%), BEB (50 %), VNG (5,2%), Gasunie (25%), Distrigaz (16,7%) og Thyssengas (25%).

Blandt de ti største gasselskaber i EU ejes tre selskaber 100% af olie- og gasproducenter, og to af de største (EON/Ruhrgas og Gasunie) ejes 50% af olie- og gasproducenter. I tabel 2 er for de ti største, europæiske gasselskaber og DONG vist fordelingen af ejerandele på: Staten, olie- /gasproducenter, elselskaber, naturgasselskaber og »andre ejere«.

Tabel 2: Ejerandele i de ti største EU-gasselskaber, procent

Land	F	DK	NL	I	D	D	D	E	D	B	UK
Ejerandel	Gaz de France	DONG	Gasunie	SNAM	BEP	Wingas	Ruhrigas	Gas Natural	VNG	Distrigaz	Centrica
Stat	100	100	50	100	100	100	50	47	36,8	16,7	
Olie- og gasproducenter			50								
Elselskaber									5,3	41,7	
Naturgasselskaber									36,8		
Andre							50	53	21,1	41,6	100

Kilde: Cedigaz (2001:103).

Det er interessant, at elselskaberne har ejerandele i nogle af de nationale gasselskaber. Ud over Tyskland og Belgien, som er vist i tabellen, drejer det sig også om Sverige, hvor Vattenfall ejer 51 % Vattenfall Naturgas. Interessant er det også, at der er en tendens til, at olie- og gasselskaber begynder at interessere sig for at få indflydelse på produktion af el og kraftvarme baseret på gas. Denne tendens er særlig tydelig i England, Spanien, Italien og Skandinavien, Cedigaz (2000:135).

4. Prisdannelse

De danske gaspriser var før 1. januar 2002 præget af en betydelig prisdiskriminering fra gasselskabernes side. Åbningen af det danske gasmarked den 1. januar 2002, der betød at de største kunder nu frit kunne vælge deres gasleverandør samt den selskabsmæssige adskillelse af gasselskaberne i kommercielle handelselskaber og i netselskaber har dog reduceret problemet med prisdiskrimineringen.

Handelselskaberne har nu indført en prispolitik over for de kunder, selskaberne har forsyningspligt over for, der har reduceret antallet af kundegrupper fra fire til to – småkunder og storkunder.

Naturgastariffen anvendes over for småkunder, dvs. forbrugere, der har et årsforbrug på under 300.000 m³ naturgas. Det vil i praksis sige private husholdninger og mindre erhvervsvirksomheder. Naturgastariffen er en bloktarif. Det vil sige, at den er delt ind i forskellige intervaller af forbrug således, at prisen falder, jo mere man forbruger. Hensigten med denne udformning af tariffen er at afspejle og til en vis grad matche de individuelle rabatter, som olieselskaberne giver deres kunder.

Formålet med den nye storkundetarif er at forenkle prisstrukturen og samtidig gøre gasprisen uafhængig af anvendelsesformålet (Energitilsynet, 2001). Storkundetariffen anvendes for kunder, der har et årligt forbrug på over 300.000 m³. Storkundetariffen er ligesom naturgastariffen en bloktarif. Dog har pristappen kun 2 trin

- Trin 1: 0-300.000 m³, prisen beregnes ud fra fyringsgasolieprisen
- Trin 2: mere end 300.000 m³, prisen beregnes ud fra fuelolieprisen

Alle naturgaskunder kan lave en fastprisaftale med DONG. Den faste pris bestemmes ud fra de forventede priser på de relevante reguleringsoliepriser.

Fastprisaftalerne kan have forskellig varighed afhængigt af, hvor stort kundens forbrug er. For de mindste kunder med en efterspørgsel på under 150.000 m³ årligt kan der kun laves aftaler med en løbetid på enten et eller to år. For kunder der årligt efterspørger mindst 300.000 m³ kan fastprisaftalerne have en varighed på ned til én måned.

Med sigte på de frie kunder tilbyder netselskaberne nu tariffer for transmission, distribution og lagerydelser.

DONG har udarbejdet en tarif for transport af gas gennem DONGs transmissionsnet, dvs. transport fra landegrænse eller Nordsø og frem til distributionsnet. Tariffen indeholder, som det også er tilfældet med distributionstariffen, både en variabel og en fast betaling. Den faste betaling er en kapacitetsbetaling for nødforsyning. Der skelnes dels mellem afbrydeligt og uafbrydeligt forbrug. Afbrydeligt forbrug betyder, at DONG har lov til at afbryde gasforsyningen til kunden med givne varsler og varighed, når der er knaphed på gas i rørene.

DONG har udarbejdet en distributionstarif for transport af gas gennem DONGs distributionsnet, dvs. transporten i den del af nettet, der forbinder forbrugerne med transmissionsnettet. Betalingen er baseret på et »frimærkeprincip«, dvs. transportkapacitet koster det samme uafhængigt af forbrugerens geografiske placering. Distributionstariffen består af en fast og en variabel betaling. Den faste betaling udgøres af et »slutkundegebyr« - et fast beløb pr. år - og en kapacitetsbetaling, der er opgjort som en pris per leveret gasmængde per time. Derudover betales der et tryktillæg, hvis kunden har behov for et højere gastryk end normalt. Den variable betaling falder, desto større forbruget af gas er. Den variable del af distributionstariffen har seks trin.

Prisen for lagerydelse afspejler den hastighed, hvormed kunden kan udnytte gaslageret. Jo hurtigere, gaslageret skal levere gas, desto højere bliver prisen. I aftalen skelnes der mellem såkaldt udtrækskapacitet og injektionskapacitet, altså at trække fra lageret og at lægge på lager.

Alle priser er nærmere beskrevet i Munksgaard m.fl. 2003.

5. Regulering og lovgivning

I 1992 fremlagde Kommissionen forslag til fælles regler for det indre marked for el og gas. I juni 1998 blev direktivet om fælles regler for det indre marked for naturgas vedtaget. Hermed blev der vedtaget fælles rammer for en gradvis åbning af Europas el- og gasmarkeder. Hvidbog og direktiver er senere fulgt op i dansk lovgivning, jf. tabel 3.

Tabel 3: Konkurrence i gassektoren

EU – ret	Dansk lovgivning
Kommissionens Hvidbog	Prisgennemssigtighedsdirektivet er gennemført ved, at de berørte parter sender de nødvendige oplysninger til Danmarks Statistik, som videresender materialet til Eurostat.
Direktiv (90/377/EØF) om prisgennemssigtighed	
Rådets direktiv 91/296/EØF 31/5 1991 om transit af naturgas gennem de overordnede net. Direktivet indeholdt en forpligtelse til at tillade transit af gas gennem de overordnede gasnet. Der var tale om såkaldt forhandlet trediepartsadgang.	Gastransitdirektivet blev gennemført ved at DONG Naturgas i breve af 18. december 1991 og 25. marts blev pålagt at følge transitdirektivets bestemmelser.
Europa-Parlamentets og Rådets direktiv Gasdirektiv 98/30/EF af 22/6 1998 om fælles regler for det indre marked for naturgas. Direktivet fastsatte regler for gassektorens organisation og funktion. Sigtet var at markedet for naturgas gradvis skulle gøres mere konkurrencepræget. Direktivet indeholdt en køreplan for en gradvis markedsåbning. I 2008 skulle markedsåbningen være på 43%.	Gasdirektivet er gennemført ved L 449 31/5 2000.
Direktiv forslag fra EU-Kommissionen om selskabsmæssig opdeling og reguleret TPA. I følge dette forslag skulle der gennemføres en selskabsmæssig adskillelse monopol og konkurrenceaktiviteter samt en hurtigere og fuld markedsåbning.	Direktivændringsforslaget er gennemført ved L 481 7/6 2001. Ved bekendtgørelse nr. 578 af 22. juni 2000 er kubikmetergrænsen for naturgasforbrugeres ret til frit valg af leverandør til 12 mio. m ³ med virkning fra den 1. august 2003. Der er truffet en politisk aftale den 19. juni 2002 om fuld markedsåbning 1. januar 2004.

Formålet med reorganiseringen har fra EU Kommissionens side været at få konkurrenceudsat de aktiviteter, der egner sig for konkurrence (salg af gas). Dette med henblik på større effektivitet med hensyn til drifts – og anlægsbeslutninger i de tidligere offentlige monopoler. Endvidere har formålet været at mindske mulighederne for krydssubsidiering fra monopol- til konkurrenceaktiviteter. Et selskab, der både ejer monopol- og konkurrenceudsatte aktiviteter, vil nemlig med rette eller urette kunne mistænkes for at underbyde konkurrenternes priser på de konkurrenceudsatte dele af selskabets aktiviteter og finansiere dette over monopolaktiviteterne.

Princippet ved indførelse af konkurrence er med udgangspunkt i de tidligere forsyningsmonopoler at adskille monopolaktiviteter fra aktiviteter, der kunne udsættes for konkurrence. I elektricitetssektoren søges monopolaktiviteten drift og anlæg af elledninger adskilt fra konkurrenceaktiviteterne salg og produktion af elektricitet. Tilsvarende har man i gassektoren søgt at adskille monopolaktiviteterne fx drift og

anlæg af gasrør, fra konkurrenceaktiviteterne produktion og salg af naturgas, såkaldt unbundling. Man taler om tre grader af selskabsopdeling (unbundling): 1. regnskabsmæssig opdeling, 2. selskabsmæssig opdeling og 3. ejermæssig opdeling. Unbundlingen er mere effektiv, når man går fra 1 til 3. Med effektiv tænkes på at mulighederne for krydssubsidiering reduceres. Men prisen for denne opdeling vil være at et potentielt tab af stordriftsfordele, kompetence og knowhow, når aktiviteter der burde ses i sammenhæng bliver opdelt. Fra og med Rådets 1991 direktiv har der været tale om skridt for skridt at unbundle gassektoren. Startende med forhandlet trediepartsadgang og sluttende med at kræve en selskabsmæssig opdeling (af DONG) og reguleret trediepartsadgang.

I praksis har tidligere monopolselskaber søgt at undgå opdelingen. Det kan skyldes det potentielle tab af stordriftsfordele; men det skyldes også at (el og) gas handels-selskaberne ved at være tæt forbundet med et netselskab har en mere direkte kundeadgang. Dette er en af grundene til at fx den danske ellovgivnings intentioner om at adskille konkurrence og monopolaktiviteter søges modvirket af elselskaberne (fx NESAs), der såvidt muligt forsøger at holde sammen på de monopol- og konkurrenceudsatte dele. Tilsvarende er tilfældet for DONG, der jo trods den selskabsmæssige adskillelse fortsat hænger ejermæssigt sammen.

På internationalt niveau er der blevet udarbejdet nogle fælles retningslinier for hovedaktørerne på markedet for transport af gas, for at sikre at der ikke diskrimineres mellem systembrugerne og for at understøtte den grænseoverskridende handel. Retningslinierne er udarbejdet i regi af det europæiske forum for gasregulering – Madridforum – der blev etableret i 1999 på Europa Kommissionens initiativ.

Med adskillelsen af gassektorens funktioner er den samlede prisfastsættelse nu delt op i en lang række enkeltstående elementer. For de regulerede monopolvirksomheder skal priserne gennemgående være baseret på de relevante udgifter/omkostninger, være rimelige, ikke/diskriminerende, gennemsigtige og objektive. For en uddybning af disse begreber se Mortensen, 2001.

I figur 3 er vist, hvilken form for prisfastsættelse og prisregulering, der finder sted i de forskellige led af det danske gasmarked medio 2003.

Figur 3: Organisering regulering og prisfastsættelse af den danske gassektor, år 2003

Organisering af gassektoren under konkurrence	Selskaber i Danmark	Monopol eller konkurrence	Prisfastsættelse
Produktion	Dansk Undergrundskonsortium DUC + Amerada Hess/Statoil	Konkurrence	Markedspris
Transmission fra felter til transmissionssystem	DONG	Monopol	Hvile i sig selv
Transmission	DONG Transmission	Nationalt monopol	Reguleret tredjepartsadgang (TPA). Priser på transmission og balancegas godkendes af Energitilsynet med udgangspunkt i omkostningseffektiv drift og international benchmarking
Distribution	DONG Distribution, Naturgas Fyn, Midt/-Nord og Hovedstadens	Regionalt monopol.	Reguleret TPA. Priser godkendes af Energitilsynet med udgangspunkt i indtægtsrammer udmeldt fra Energitilsynet baseret på national og international benchmarking
Gaslager	DONG lager	Nationalt monopol.	Forhandlet TPA; men på baggrund af offentliggjorte priser, baseret på omkostningseffektiv drift samt international benchmarking
Gaskunder på faste vilkår	DONG Distribution, Naturgas Fyn, Midt/-Nord og Hovedstadens Naturgas	Regionalt monopol	Priser godkendes af Energitilsynet. Priser effektivitetsreguleres. Baseret på omkostningseffektiv drift. En slags price-cap-regulering
Handel med kunder med markedsadgang	Gashandelsselskaber med adgang til det danske marked.	Konkurrence	Markedspris

6. Efterspørgselsforhold

Tabel 4 viser afsætningen af naturgas i Danmark fordelt på tariff typer.

Tabel 4 Afsætningen af naturgas i Danmark fordelt på tariff typer, 2000

Mio. m ³	2000
Naturgastariffen	890
Fjernvarmetariffen	710
Erhvervstariffen	1010
Eltariffen	725
Langsigtkontrakter	734

Kilde: DONG 2001, 2002

På det europæiske gasmarked er det England, Tyskland, Italien, Holland og Frankrig, som er de store gasforbrugende lande. Tilsammen tegner de fem lande sig for 85 % af europæernes forbrug af gas i år 2000.

Europa er karakteriseret af gamle og unge gaslande. Holland er et eksempel på et gammelt gasland, hvorimod Sverige og Spanien er eksempler på unge gaslande. Dette betyder, at gassens markedsandel opgjort i forhold til det samlede energiforbrug varierer meget fra lande til land. Højest er markedsandelen i Holland (44 %), og lavest er den i Sverige (2 %). I Danmark udgør gassen 23 % af det samlede energiforbrug.

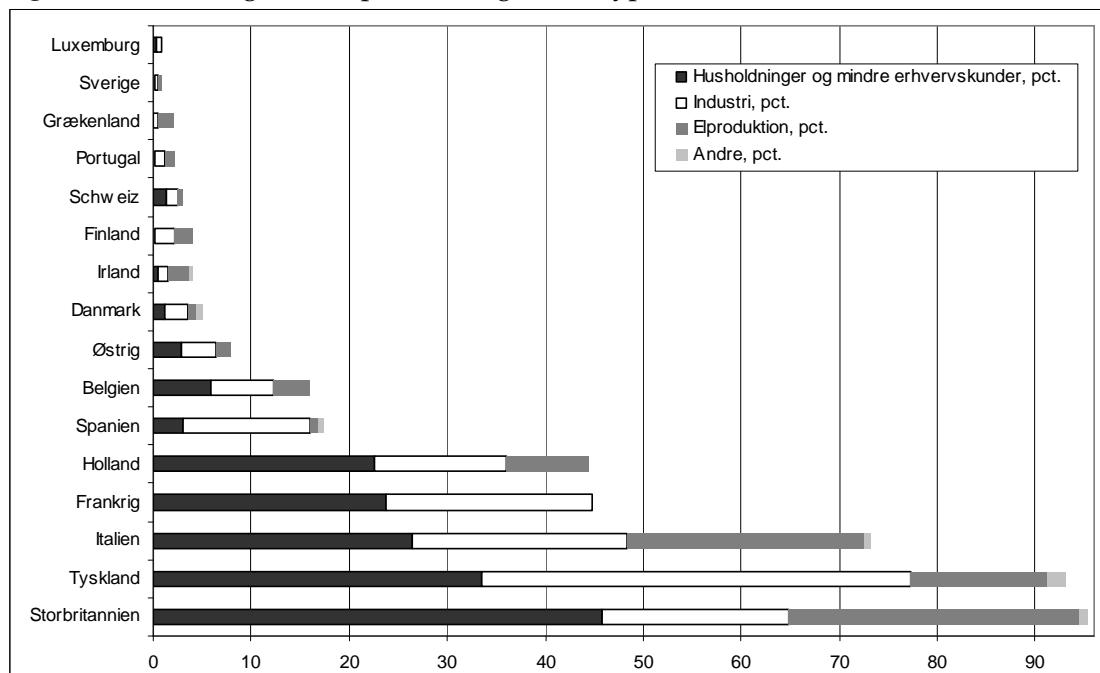
I tabel 5 er vist gasforbrugets størrelse i de enkelte lande, hvor stor en andel forbruget af gas udgør af det samlede energiforbrug og endelig, i hvor høj grad landene er afhængige af import af gas (afhængighedsgrad).

Tabel 5: Gasforbrug, andel af energiforbrug, afhængighedsgrad

	Forbrug (mia. m ³)	Andel af primær-energi	Nettoexport (mia. m ³)	Afhængighedsgrad
Storbritannien	95,4	38	12,9	0
Tyskland	93,1	22	-71,7	77
Italien	73,3	34	-57,5	78
Frankrig	44,8	14	-42,8	97
Holland	44,4	44	23,6	0
Spanien	17,3	12	-17,1	99
Belgien	16	21	-16	100
Østrig	7,9	26	-6,1	77
Danmark	5	23	3,1	0
Irland	4,1	24	-2,9	71
Finland	4	13	-4	100
Schweiz	3	10	-3	100
Portugal	2,2	20	-2,2	100
Grækenland	2,1	5	-2,1	100
Sverige	0,9	2	-0,9	100
Luxemburg	0,8	18	-0,8	100
Norge	0	0	48,7	0

Også fordelingen af gasforbruget på typer af kunder er meget forskellig i de europæiske lande, som det er vist i figur 4.

Figur 4: Gasforbrug fordelt på lande og kundetyper



I Grækenland anvendes 76 % af gassen til elproduktion, hvorimod der i Frankrig og Luxembourg slet ikke produceres el ved hjælp af gas. Afsætning til industri- og erhvervs-kunder har størst betydning i Spanien, hvor 74 % af gassen sælges til industrien. Størst er andelen af salg til husholdninger og mindre erhvervs-kunder i Frankrig, hvor andelen udgør 53 %. Det industrielle marked i Danmark udgør en relativt stor andel af det samlede danske gasmarked sammenlignet med et europæisk gennemsnit.

7. Inputsubstitution

Substitution mellem naturgas og andre typer af energi er teknisk mulig på kort og ikke mindst langt sigt. Men der kan være juridiske barrierer mod substitution, fx mod at etablere elvarme i områder, hvor der er enten naturgas- eller fjernvarmeforsyning.

Ved beskrivelsen af substitutionsmulighederne er det relevant at skelne mellem følgende kategorier af forbrugere (markedssegmenter): Husholdninger, industrikunder, fjernvarmeverker og el- og kraftvarmeverker, hvor substitutionsmulighederne er forskellige. Denne skelnen har også været ryggraden i de danske gasselskabers prispolitik i mange år, hvor gaspriserne var indrettet således, at de kunne matche priserne på substitutterne på hvert af disse markedssegmenter.

I gasmodellen ENERGAS skelnes der også mellem disse fire markedssegmenter. For hvert segment er der i form af CES produktions- eller nyttefunktioner specificeret substitutionsmuligheder i forhold til naturgas, jf. Munksgaard m.fl. 2003, bilag 3.

Substitutionsmulighederne i ENERGAS er følgende (i parentes er vist eksempler på andre substitutter, som har nogen betydning, men som ikke er inkluderet i modellen):

Husholdninger:	Fyringsgasolie (elektricitet og brænde)
Industrikunder:	Fuelolie og elektricitet (fyringsgasolie)
Fjernvarmeværker:	Fuelolie (kul, biomasse)
El- og kraftvarmeværker:	Fuelolie og kul (vindkraft).

I alle fire tilfælde er substitutionselasticiteten 0,25 mellem gas og de respektive energityper. Den anvendte kilde er Gørtz m.fl., 1999.

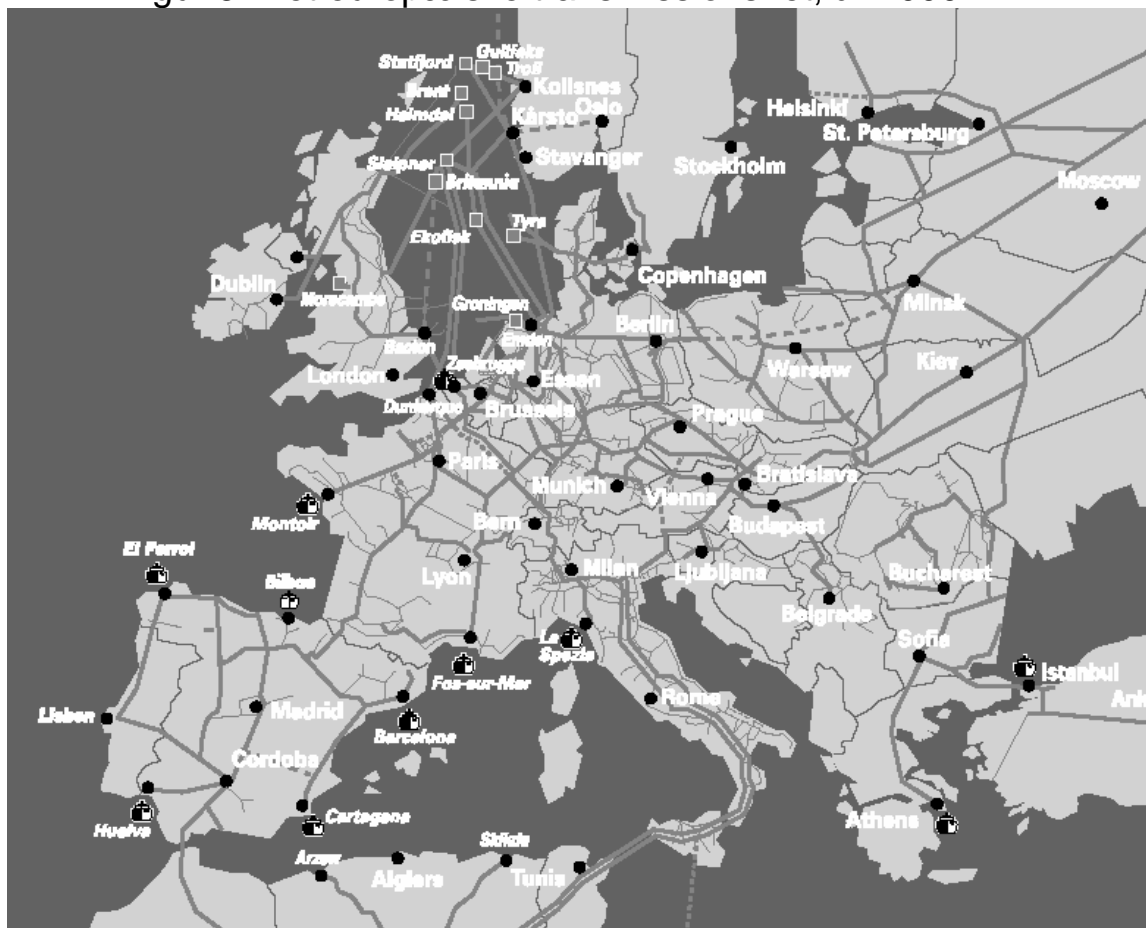
I forhold til el- og fjernvarmemarkedet er der på gasmarkedet tradition for såkaldte afbrydelige kunder. Der er tale om kunder, som gasselskaberne med kort varsel har ret til at afbryde gasforsyningen for. Som gengæld for kunden en særlig rabat. Afbrydelige kunder er karakteriseret ved at have et nødberedskab, så de er i stand til at substituere over til fx fuelolie med kort varsel og dermed undgå at afbrydelsen af gasforsyningen kommer til at stoppe produktionen.

8. Sammenhæng mellem internationale markeder

Det europæiske gasnet er veludbygget og sammenhængende. Af EU-landene har Sverige den ringeste udbygning af gasnettet. Uden for EU er det landene på Balkan og Norge, der savner et gasnet. Figur 5 viser udbygningen af transmissionsnettet i Europa. Figuren viser et sammenhængende gasnet fra nord til syd og fra øst til vest. EU's gasreserver er koncentreret i Nordsøen og i Holland. Importen af gas til EU muliggøres af transmissionsledninger fra Norge til Tyskland, fra Algeriet til Italien og fra Rusland til Østrig og Tyskland. Derudover er der en række LNG-terminaler, først og fremmest i Spanien, men også i Frankrig, Italien, Grækenland og Belgien. LNG-terminaler er lagerfaciliteter i havne, der kan anløbes af skibe med flydende naturgas.

Der forventes en stor stigning i efterspørgselen efter gas inden for EU. Der er fremskrivninger, der anslår en stigning på op til 80% for de næste 30 år. Da reserverne i vid udstrækning ligger uden for EU (Rusland og Algeriet), er der stillet spørgsmålstegn ved, om kapaciteten i de nuværende forbindelser er tilstrækkelig. Dette er formentlig ikke tilfældet. Det næste spørgsmål er så, om den nuværende regulering af transmissionen giver de tilstrækkelige incitamenter til etablering af ny kapacitet (Rosted 2003).

Figur 5: Det europæiske transmissionsnet, år 2000



Kilde: www.eurogas.org, s. 20-21

Bem.: Fede linjer illustrerer eksisterende net, og stiplede linjer er net under opbygning.

Tyskland har det største gasnet i EU – både på transmissions- og distributionsniveau. Sammenligner man Danmark med lande, der har samme størrelse, er det bemærkelsesværdigt, at det belgiske og ikke mindst det hollandske gasnet er noget større end det danske. Dette skyldes, at andelen af gas, der afsættes til husholdninger er betydeligt større i Holland og Belgien end i Danmark. Dette kræver et stort og veludbygget distributionsnet. Årsagen til både det relativt beskedne gasnet og den lave andel af husholdningskunder i Danmark er givetvis den gennemførte varmeplanlægning i Danmark, som har betydet, at landet er blevet opdelt i adskilte forsyningsområder for henholdsvis naturgas og fjernvarme.

Det sammenhængende europæiske gasnet er en vigtig forudsætning for et integreret europæisk gasmarked. I hvilken udstrækning gasnettet danner basis for handel mellem lande er vist i tabel 6. Internt i EU er Holland det største handelsland. Dette skyldes en stor eksport til Tyskland og en stor import fra Storbritannien. Men den største handel finder sted med de tre eksportlande uden for EU – Norge, Algeriet og Rusland. Både Norge og Rusland har store eksportaftaler med Tyskland, og Algeriet eksporterer en betydelig mængde gas til Italien.

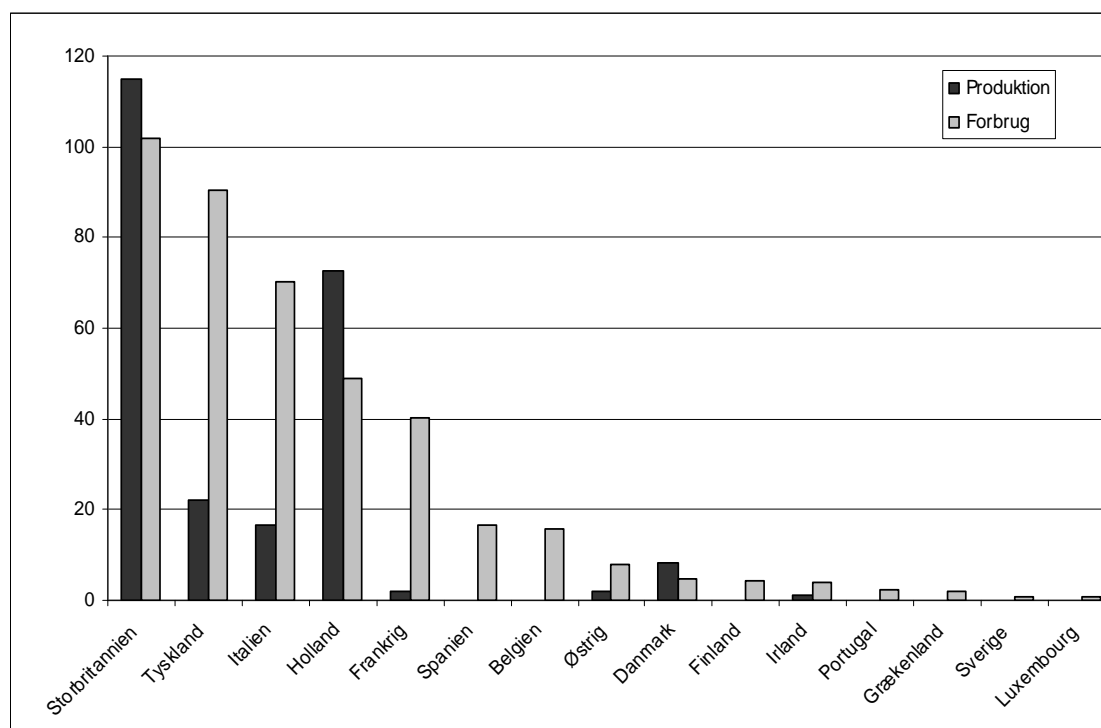
Tabel 6: Naturgashandel i mia. m³ – år 2001

Fra Til	EU land				Ikke EU land		
	Dan- mark	Tysk- land	Hol- land	Storbri- tannien	Norge	Algeriet	Rus- land
Østrig		0,6			0,8		4,7
Belgien			7,1	0,8	5,1	2,3	
Danmark							
Finland							4,6
Frankrig			5,4		12,0	9,8	12,0
Tyskland	2,2		21,1		20,1		32,9
Grækenland					1,2	0,5	1,5
Irland				3,4			
Italien			7,0			24,4	19,6
Luxembourg		0,2					
Holland		3,8		9,4	7,6		
Portugal						2,3	
Spanien					2,3	10,0	
Sverige	1,0						
Storbritanni- en					1,1		

Kilde: IEA (2002: II.26), BP Amoco 2002.

I figur 6 er vist EU's gasproduktion og -forbrug fordelt på lande.

Figur 6: Produktion og forbrug af naturgas i EU i år 2000 – mia. m³



Kilde: IEA (2002: II.8).

Forbruget af gas var 411 mia. m³ i år 2000. Dette indebærer, at EU har behov for at importere gas svarende til godt 40% af forbruget. De største gasforbrugende EU-

lande er Storbritannien, Tyskland og Italien, men alle lande i EU har naturgasforsyning.

Figur 6 viser, at kun tre EU-lande producerer mere gas end de forbruger, og det er Holland, Storbritannien og Danmark. De øvrige lande, ikke mindst Tyskland, Italien og Frankrig, er afhængige af at skulle importere gas.

Appendix C: Beskrivelse og oversigt over fjernvarmemarkedet

Det danske fjernvarmemarked er egentlig ikke noget marked på trods af at det rummer over 400 aktører på forsyningsiden. Den samlede årlige varmeproduktion ligger i størrelsesordenen 120 PJ, og den overvejende del af varmen bliver solgt i lokale forsyningsmonopoler. Kun i ganske få områder er der mulighed for at flere værker leverer varme til samme net, eller at flere forsyningselskaber trækker på samme fjernvarmenet. Det største eksempel på et sådan tillempet marked er det storkøbenhavnske område, hvor der er et forsynings samarbejde mellem VEKS, CTR og Vestforbrænding, er der om ikke konkurrence, så i alt fald lastfordeling. Varmeområderne Odense, Århus og Trekantsområdet er også store med flere aktører på begge sider. Se endvidere Grohnheit, 1994.

I dag dækker fjernvarmeforsyningen ca. 1,5 millioner husstande, svarende til ca. 60 % af de danske hjem. Produktionen af fjernvarme har da også mange fordele. Uanset produktionsform er det nemmere at håndtere forbrændingsgasser, slagter og andre affaldsprodukter på værkerne frem for i de enkelte husstande. Derudover tilbyder nogle af de nye værker en meget høj grad af brændselsfleksibilitet, hvilket giver større mulighed for til stadighed at vælge det billigste brændsel. Ydermere stammer den overvejende del af varmen, over 80 %, fra el produktionen, hvorfor varmen næsten er at betragte som et gratis spildprodukt. På minussiden finder vi, at tabet i fjernvarmenettet i gennemsnit for hele sektoren nærmer sig de 20 %, og at fjernvarmeforsyningen som oftest er et lokalt monopol, hvorved kunden ikke er garanteret varmen til den lavest mulige pris. Næsten 2/3 af fjernvarmen kommer dog fra offentlige selskaber, og studier af produktiviteten i den danske fjernvarmesektor (se Munksgaard, Pade og Fristrup) viser da også, at der for tiden ikke er belæg for at konkludere, at fjernvarmeselskaberne udnytter denne monopolsituation.

Hovedparten af fjernvarmeværkerne er organiseret i Danske fjernvarmeværkers Forening (dff). Der eksisterer to statistikker på fjernvarmeområdet: Energistyrelsens energistatistik, der følger kalenderåret, og dff's medlemsstatistik, der følger regnskabsåret, og kun dækker 77 % af dff's medlemmer, men til gengæld hele 87 % af den samlede danske fjernvarmeproduktion. Da varmeproduktionen selvsagt varierer en del fra år til år, kan det være vanskeligt at jævnføre de to statistikker. Kalenderåret 2002 var 6 % mildere end normalåret, hvorimod regnskabsåret 2002/2003 var 3 % koldere end normalåret.

I hovedtræk ser statistikken for år 2002 således ud:

- Kraftvarmeværkernes andel af el-produktionen er 53 %.
- Kraftvarmens andel af fjernvarmen er over 80 %.
- 33 % af fjernvarmen er produceret på CO₂-neutrale brændsler.
- Fjernvarmens energiindhold udgør 30 % af el-produktionens energiindhold.
- Fjernvarmen udgør 10 % af Danmarks samlede energiforbrug.
- 62 % af fjernvarmen leveredes fra 55 offentligt ejede fjernvarmeværker.

Danske fjernvarmeværkers Forenings statistik opererer med en produktion på 118.000 TJ, der fordeler sig således:

2002/2003	Produktion*	Andel
Kraftvarme	87 PJ	74 %
Forbrændingsanlæg	14 PJ	12 %
Biomasse	7 PJ	6 %
Overskudsvarme	4 PJ	3 %
Naturgas	3 PJ	3 %
Træpiller	1,6 PJ	1 %
Olie	1,3 PJ	1 %
Andet	0,5 PJ	
I alt	118 PJ	100 %

Energistyrelsens tal fra 2002 giver følgende fordeling på brændslerne:

Brændsel	Andel
Vedvarende energi	15 %
Affald	23 %
Naturgas	30 %
Kul	24 %
Olie	7 %.

Man skal dog være opmærksom på, at en opgørelse af brændselsforbruget kan være arbitrær, idet størstedelen af fjernvarmen stammer fra samproduktion med el, hvorfor tilregningen af brændsler ikke kan tilskrives de fysiske forhold alene, i Denne rapport's kapitel 3.

Nedenstående tabel viser Energistyrelsens tal for varmeproduktionens fordeling mellem forskellige produktionsformer viser, at de decentrale anlæg leverer 1/3 af varmen. Disse anlæg forventes snart at skulle operere på el-markedet på konkurrencevilkår, hvorfor det kan blive nødvendigt at belaste varmesiden med en større andel af fællesomkostningerne.

Produktion	2002
Centrale anlæg	60 PJ
Decentrale KV anlæg	35 PJ
Fjernvarme	13 PJ
Privat KV anlæg	9PJ
Privat Varme	9PJ
I alt	125 PJ

De to samarbejdende selskaber VEKS og CTR transporterer næsten en fjerdedel af den samlede fjernvarmeproduktion i Danmark:

VEKS: Siden 1984 et transmissionsselskab, der forsyner 19 lokale fjernvarmeselskaber i Vestegnen (Albertslund, Brøndby, Glostrup, Greve, Hvidovre, Høje-Taastrup, Ishøj, Roskilde, Rødovre, Solrød og Vallensbæk kommuner). VEKS leverede i 2002 8,4 PJ til forbrugerne plus 1,3 PJ, der går tabt som ledningstab eller procesvarme

undervejs. 6,6 PJ fra stammer fra kraftvarme og 2 PJ fra affaldsforbrænding. Derudover leveredes ca. 5 PJ i transit til CTR.

CTR: Transmissionsselskab, der i 2001 forsynede Frederiksberg, Gentofte, Gladsaxe, København og Tårnby kommuner med 17,4 PJ. Heraf udgjorde varmekøbet 12,4 PJ fra kraftvarme, hvoraf de 4,9 PJ var leveret via VEKS. Varme baseret på affald udgjorde hele 4,7 TJ.

Litteraturliste

- (2002) Market power in the Nordic Power Market, Copenhagen Economics, Nordel
- Agrell, P.J. and Bogetoft, P. 2001: *Economic and environmental efficiency of district heating plants*. KVL Working Paper 2001/16, the Royal Veterinary and Agricultural University, Denmark.
- Amundsen, E. S. and Bergman, L. Will Cross-Ownership Re-Establish Market Power in the Nordic Power Market? *Energy Journal* **23** (2), p. 73-95.
- Amundsen, E. S. (1999) Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market, **SNF Bergen, Norway** Can be bought from SNF (see www.snf.no)
- Amundsen, E. S. and Bergman, L. Will Cross-ownership reestablish market power in the nordic power market? Working Paper No 56/00. 2000. SNF Bergen. 2000.
- Andersson, B and Bergman, L. Market structure and the price of electricity. *Energy Journal* **16** (2), 97-109. 1995.
- Aune, FR, Golombek, R., Kittelsen, S. A. C., Rosendahl, K. E., and Wolfgang, Ove (2001) LIBEMOD- Liberalisation model for the European energy markets: A technical description, Ragnar Frisch Centre for Economic Research
- Aagaard, P og B. O. Gram Mortensen 2003: *Varmeforsyningsloven med kommentarer*. Forlaget Thomson
- Balslev-Olesen, 2004, telefonisk og elektronisk korrespondance
- Boisseleau. The relevance of the relevant market for market power in power markets, In: Submitted papers (on CD-ROM). 25. Annual IAEE international conference. Innovation and maturity in energy markets: experience and prospects, Aberdeen (GB), 26-29 Jun 2002. (IAEE, Aberdeen, 2002). 29-6-2002.
- Bower, J and Bunn, D W (2000) 'Model-based comparisons of pool and bilateral markets for electricity' *Energy Journal* **21** (3) 1-29
- Bower, J, Bunn, D W and Wattendrup, C (2001) 'A model-based analysis of strategic consolidation in the German electricity industry' *Energy Policy* **29** (12) 987-1005
- Bower, J and Bunn, D (2001) 'Experimental analysis of the efficiency of uniform-price versus discriminatory auctions in the England and Wales electricity market' *Journal of Economic Dynamics & Control* **25** (3-4) 561-592
- Bunn, D, Dyner, I, Larsen, E R and . (1997) 'Modelling latent market power across gas and electricity markets' *Systems Dynamics Review* **13** (4) 271-288.
- Cedigaz (1997): The European Gas Market Players
- Cedigaz (2000): The European Gas Market Players – 2001 edition
- Cedigaz (2001): The European Gas Market Players – 2001 edition. November 2001, Julien Mintz.
- Christoffersen, H og M. Paldam 2002: Frit valg og andre delvise markedsløsninger. Teori og erfaringer. AKF Forlaget
- Cournot, A. (1838): Recherches sur les Principes Mathématiques de la Théorie des Richesses.
- Cowi/AKF 2003: Teoretiske overvejelser vedrørende liberalisering af affaldsforbrænding og -deponering
- Crampes, C and Laffont, J J (2001) 'Transport pricing in the electricity industry' *Oxford Review of Economic Policy* **17** (3) 313-328
- Cunningham, L B, Baldick, R and Baughman, M L (2002) 'An empirical study of applied game theory: Transmission constrained Cournot behavior' *Ieee Transactions on Power Systems* **17** (1) 166-172
- Danske Fjernvarmeforeninger, Varmeprisundersøgelsen 2003, www.fjernvarmen.dk/upload/files/Cirkulaerer/2003/notat_fjernvarmepriserne_i_danmark.pdf

- ECON (2001) Utviklingsforløb for det nordiske kraftmarkedet, Elkraft System Ballerup, Denmark Download from www.elkraft.dk
- Elektronisk Lednings Overvågning, ELO Nøgletalsrapport, februar 2003, www.energiledelsesordningen.dk
- Elkraft System (2001) Fleksibilitet i elforbruget, Ballerup, Denmark,
- Elkraft System (2001) Systemplan 2001, Ballerup, Denmark Download from www.elkraft.dk
- Elsam (2001) Årsberetning 2000, Fredericia, Denmark Download from www.elsam.dk
- Elsparefonden, www.farvelel.dk
- Eltra (2001) Systemplan 2001, Fredericia, Denmark, Rekvireres fra Eltra +45 7622 4000, email eltra@eltra.dk , www.eltra.dk
- Eltra PSO-F&U 2002 projekt 4712: Optimal Drift af prioriterede anlæg, Halvårsrapport, juni 2003
- EnergiE2 (2001) Årsberetning 2000, Denmark, Download from www.e2.dk
- Energiministeriet 1981: *Energi 81*. Energiministeriet
- Energistyrelsen: 2003 *Notat, Markedsorientering af decentral kraftvarme*, 13. juni 2003, http://www.ens.dk/graphics/ENS_Forsyning/Politik/Horningspapir_deckv_13_0603.pdf
- Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen 2003a: Effektivisering af fjernvarmesektoren. Midtvejsrapport: Forslag til analyser
- Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen 2003b: Effektivisering af fjernvarmesektoren. Baggrundsrapport
- Eurogas Conference 23 May 2003 Tale af Jørgen Rosted
- EUROPEAN COMMISSION (2001) ELECTRICITY LIBERALISATION INDICATORS IN EUROPE, EUROPEAN COMMISSION DG TREN, BRUXELLES <http://www.europa.eu.int/comm/energy/library/oxera.pdf>
- Fjernvarmen, Nyheder fra; Danske Fjernvarmeværkers Forenings hjemmeside, <http://www.fjernvarmen.dk/>
- Garcia, A and Arbelaez, L E (2002) 'Market power analysis for the Colombian electricity market' *Energy Economics* **24** (3) 217-229
- Grohnheit, P, ., Skytte, K, and Wolffsen, P. (1998) En nordeuropæisk elbørs, Roskilde, Denmark
- Grohnheit, P.E. (1996), Modelresultater for det danske elsystem. (AKF Forlaget, København, 1996) 187 p
- Grohnheit, P and Olsen, O J (2000) 'DENMARK' in Mackerron, G and De Paoli, L (eds) *The Electricity Supply Industry of Europe. Organisation, Regulation and Performance* London, Earthscan
- Guan, X H, Ho, Y C and Pepyne, D L (2001) 'Gaming and price spikes in electric power markets' *Ieee Transactions on Power Systems* **16** (3) 402-408
- Gørtz, M. and Hansen, J. V. (1999) Regulation of Danish Energy Markets with Imperfect Competition, Danish Economic Council, Copenhagen, Denmark, Download from www.dors.dk
- Gørtz, M., Hansen, J. V., and Larsen, M. (1999) CO₂ taxes, double dividend and competition in the energy sector: Applications of the Danish CGE model ECOSMEC, Danish Economic Council, Copenhagen, Denmark Download from www.dors.dk
- Haas, R. (2002) Why liberalisation, privatisation and deregulation will not bring about competition in electricity markets, In: Submitted papers (on CD-ROM). 25. Annual IAEE international conference. *Innovation and maturity in energy markets: experience and prospects*, Aberdeen (GB), 26-29 Jun 2002. (IAEE, Aberdeen, 2002). 29-6-2002.

- Handelsministeriet 1976: *Dansk energipolitik 1976*. Kbh.: Handelsministeriet
- Hanley, N., J.F. Shogren, B. White (1997). *“Environmental Economics in Theory and Practice”*, Macmillan Press, UK
- Hansen, J. V., Hauch, J., and Kromann, M. T. (2001) Will the Nordic Power Market Remain competitive?, Danish Economic Council Copenhagen, Denmark
Download from www.dors.dk
- Hauch, J. (1999) Nordic Carbon Dioxide Abatement Costs, Danish Economic Council, Copenhagen, Denmark, Download from www.dors.dk
- Hauch, J. (1999) The Kyoto Agreement Consequences for Nordic Electricity Markets, Danish Economic Council Copenhagen, Denmark Download from www.dors.dk
- Hauch, J. (1999) Simulating the Danish Electricity Reform, Danish Economic Council Copenhagen, Denmark
- Hobbs, B. F and Rijkers, A. M. Wals A. D. van Oostvoorn F. (2002) Spatial Oligopoly and transmission policy in the Benelux power market: A conjectured supply function analysis, In: *Submitted papers (on CD-ROM)*. 25. Annual IAEE international conference. *Innovation and maturity in energy markets: experience and prospects*, Aberdeen (GB), 26-29 Jun 2002. (IAEE, Aberdeen, 2002). 29-6-2002.
- Hobbs, B F, Rothkopf, M H, Hyde, L C and O'Neill, R P (2000) 'Evaluation of a truthful revelation auction in the context of energy markets with nonconcave benefits' *Journal of Regulatory Economics* **18** (1) 5-32
- IEFE and SPRU (1999) The Shared Analysis Project, Economic Foundations for Energy Policy, Electricity industry and market dynamics
- Kemfert, C. Economy-energy-climate interaction: The model Wiagem. Nota di Lavoro 71.2000. 2002. F, Fondazione Eni Enrico Mattei.
- Keyhani, A, Kian, A, Cruz, J and Simaan, M A (2001) 'Market monitoring and control of ancillary services' *Decision Support Systems* **30** (3) 255-267
- Kromann, M. T. (2001) Imperfect Competition in the Nordic Electricity Markets, Danish Economic Council Copenhagen, Denmark Download from www.dors.dk
- Larsen, A og O. Rieper 1995: Konkurrence eller planøkonomi i energisektoren: Synspunkter fra el-, gas- og fjernvarmeselskaber om konkurrence og plankrav. AKF Forlaget
- Lemon, R. Lessons Learned form Natural Gas Deregulation In: Submitted papers (on CD-ROM). 25. Annual IAEE international conference. *Innovation and maturity in energy markets: experience and prospects*, Aberdeen (GB), 26-29 Jun 2002. (IAEE, Aberdeen, 2002). 29-6-2002.
- Lipsey, R.G., & K. Lancaster (1956): The General Theory of the Second Best, *Review of Economic Studies*, **24** pp. 11-32.
- Macatangay, R E A (2001) 'Market definition and dominant position abuse under the new electricity trading arrangements in England and Wales' *Energy Policy* **29** (5) 337-340
- Morrison, M. European electricity markets - the state of competition In: Submitted papers (on CD-ROM). 25. Annual IAEE international conference. *Innovation and maturity in energy markets: experience and prospects*, Aberdeen (GB), 26-29 Jun 2002. (IAEE, Aberdeen, 2002). 29-6-2002.
- Mortensen, B.O.G.; Grohnheit, P.E.; Fristrup, P., (2003) Quersubventionen in der Elektrizitätswirtschaft. *Z. Energiewirtsch.* **27**, 123-130
- Munksgaard, J, L-L. Pade Hansen og P. Fristrup 2003a: Efficiency gains in Danish district heating. *Energy Policy* (submitted October 31 2003)
- Munksgaard, J; J. Ramskov; A. Larsen og P. Fristrup 2003b: Gasmarkedet i Danmark - fra monopol til konkurrence. AKF Forlaget
- Munksgaard, J., L.B. Christoffersen (2004). “Damage costs of emissions – a literature survey”, Working Paper

- Møller F., Andersen S. P., Grau P., Huusom H., Madsen T., Nielsen J. & Strandmark L. (2000): "Samfundsøkonomisk vurdering af miljøprojekter", Danmarks Miljøundersøgelser, Miljøstyrelsen og Skov- og Naturstyrelsen 2000, 464 s
- Nesbakken, R. (1998) Price sensitivity of residential energy consumption in Norway, Statistics Norway, Research Department, Norway
- Neuhoff, K. Gilbert R. Newbery D. (2002) Mediating market power in networks, In: Submitted papers (on CD-ROM). 25. Annual IAEE international conference. *Innovation and maturity in energy markets: experience and prospects*, Aberdeen (GB), 26-29 Jun 2002. (IAEE, Aberdeen, 2002). 29-6-2002.
- Nielsen, M. & Illerup, J.B. (2003). Emissionsfaktorer og emissionsopgørelse for decentral kraftvarme. Eltra PSO projekt 3141. Kortlægning af emissioner fra decentrale kraftvarmeværker. Delrapport 6. Danmarks Miljøundersøgelser. Faglig rapport fra DMU nr. 442.
- Nordel (2001) Annual report 2000, Download from www.nordel.org
- Olsen, O J and Skytte, K (2001) 'Consumer ownership in liberalised electricity markets. The case of Denmark' *Annals of public and cooperative economics* 73 (1) 1-18
- Olsen, O J, Fristrup, P, Munksgaard, J and Skytte, K (2000) Konkurrence i elsektoren ?, København, Jurist- og Økonomforbundets Forlag
- Oostvorn, F van, og M. G. Boots (1999): Impacts of market liberalisation on the EU gas industry. The Shared Analysis Project.
- Regeringen (2003) Oplæg til klimastrategi for Danmark, www.fm.dk
- Schuler, R E (2001) 'Analytic and experimentally derived estimates of market power in deregulated electricity systems: policy implications for the management and institutional evolution of the industry' *Decision Support Systems* 30 (3) 341-355
- Spengler, J (1950): Vertical Integration and Anti-trust Policy, *Journal of Political Economy* 58, pp. 347-52
- Storebø, I. Ø. (2001) Ein analyse af det grønne sertifikatmarknadan, SNF (Norway- Download from www.snf.no
- Tirole, J. (1988): The Theory of Industrial Organisation, The MIT Press.
- Togebjerg et al (2001) Fleksibilitet i elforbruget, Elkraft System, Ballerup ([http://www.elkraftsystem.dk/elkraft/dk/Publikationer.nsf/0/85D2CB7E08ACBF62C1256C6900340E65/\\$File/Fleksibilitet_i_elforbruget.pdf!OpenElement](http://www.elkraftsystem.dk/elkraft/dk/Publikationer.nsf/0/85D2CB7E08ACBF62C1256C6900340E65/$File/Fleksibilitet_i_elforbruget.pdf!OpenElement)
- Vattenfall (2001) Vattenfall Annual Report 2000, Download from Vattenfall website
- Vattenfall (2002) Vattenfall year end report february 22 2002, Download from Vattenfall website
- Willems, B. Modelling (2002) Cournot Competition in an Electricity Market with Transmission Constraints. *Energy Journal* 23 (3), 95-125.
www.hedestoker.dk
www.lavprisvvs.dk
www.shell.dk
www.statoil.dk
www.retsinfo.dk/GETDOC/_ACCN/B19986002705-regl
www.retsinfo.dk/LINK_0/0&ACCN/B20011178305
- Økonomi- og Erhvervsministeriet: Liberalisering af energimarkedene – Baggrundsrapport

Title and authors

Integration of Liberalised Energy Markets (in Danish)

Henrik Klinge Jacobsen, Peter Fristrup, Jesper Munksgaard, Lise-Lotte Pade, Thomas C. Henriksen

ISBN

ISSN

ISBN 87-550-3303-2(Internet)

ISSN 0106-2840

Department or group

Date

Energy Systems Analysis

15 March 2004

Groups own reg. number(s)

Project/contract No(s)

12000-125

1753/01-0001

Sponsorship

Energiforskningsprogrammet - 2001

Pages

Tables

Illustrations

References

141

37

21

92

Abstract (Max. 2000 karakterer)

The markets for electricity, natural gas and district heating are interlinked both with respect to the energy flows and with respect to ownership of supply sources and infrastructure. The extent and the possible consequences of these linkages are examined in this report. The options for public interventions in these markets are analysed to compare instruments with respect to their ability to provide the necessary incentives for an efficient functioning of the liberalised markets. Aspects of retail markets with households facing multi-product distribution companies and aspects of the production of combined heat and power based on natural gas has been covered.

This project identifies some important aspects related to final consumers and the interaction of markets with different types of regulation and scope for liberalisation. From a Danish perspective the district heat market and the dependence on market conditions for natural gas is a specific concern. Consumer concerns also relate to the creation of multi-product energy distribution companies that are privately owned and possibly controlled by foreign interests. Such companies might use bundled sales of energy products to extent their dominant position in one market e.g. a regulated heat market to a market with considerable competition (electricity). Bundled sales would not necessarily result in a loss for the consumer due to economies of scope in supplying energy products. However, the regulatory authorities responsible for district heat prices will have a more complicated job in surveying the bundled price setting.

Integration of activities within natural gas distribution and CHP production has been analysed with respect to incentives and welfare implications. Results of the project point to critical market conditions and identify areas of concern for regulatory policies. The analysis shows that there is a large welfare loss associated with having monopolies in both natural gas supplies and the CHP production. If liberalisation allows integration of these two energy markets welfare would be improved relative to the first case. Furthermore the analysis shows that the existence of differentiated electricity production technology (fuels) reduces the welfare loss from the monopoly in the natural gas supply even though the natural gas keeps a high market share.

Descriptors INIS/EDB

COMPETITION; DEREGULATION; DISTRICT HEATING; ELECTRIC POWER;
ENERGY POLICY; ENERGY SUPPLIES; MARKET; MONOPOLIES; NATURAL GAS;
OWNERSHIP; PRICING REGULATIONS; RETAIL PRICES; SOCIO-ECONOMIC FACTORS

Available on request from Information Service Department, Risø National Laboratory,
(Afdelingen for Informationservice, Forskningscenter Risø), P.O.Box 49, DK-4000 Roskilde, Denmark.
Telephone +45 4677 4004, Telefax +45 4677 4013