



Ea Energianalyse



Udviklingen i elpriserne

Ea Energianalyse a/s

31. maj 2010

Udarbejdet af Ea Energianalyse for Energistyrelsen

Mikael Togeby, Anders E. Larsen, Hans Henrik Lindboe

Ea Energianalyse a/s

Frederiksholms Kanal 1

1220 København K, Danmark

www.eaea.dk

31.5.2010

Forord

Folketinget har rejst spørgsmål om udviklingen i elpriserne efter liberaliseringen af elmarkedet og til i dag. I den anledning har Energistyrelsen 6. maj 2010 bedt Ea Energianalyse gennemføre en uafhængig analyse af udviklingen af elpriserne, herunder betydningen af liberaliseringen.

Opgaven er løst ved kritisk at gennemgå de forskellige statistikkilder og neutralt at beskrive, hvad der konkret er omfattet af ”liberaliseringen af elmarkedet”, og hvilke effekter dette kan have på elprisen. Der er endvidere gennemført et review af tidligere analyser af elprisen.

Vi takker for hjælp og kommentarer fra Dansk Energi, Energinet.dk, Energitsynet og Energistyrelsen.

Mikael Togeby
31. maj 2010

Indholdsfortegnelse

1. Sammenfatning.....	5
Hovedresultat	5
Andre forhold	6
Datagrundlag	7
2. Baggrund for opgaven	8
3. Liberaliseringen af elmarkedet	10
Aktuelle udfordringer	12
Tidligere analyser	13
Liberalisering – i litteraturen	15
4. Forhold som påvirker elprisen	18
5. Elprisen for udvalgte forbrugergrupper	23
Sammenligning med udlandet	26
6. Kilder	27
7. Bilag 1: Datagrundlag	31
Første dataperiode: 1995-1999	31
Anden dataperiode: 2000-2009	32
Prisindeks	36
Prioriteret produktion	37

1. Sammenfatning

Liberaliseringen af elmarkedet i Danmark er en langstrakt proces, som startede i 1999, og som stadig pågår. Liberaliseringen omfatter kundernes frie valg af leverandør, omlægning af subsidier til decentral kraftvarme, markedsbaseret konkurrence på producentsiden i forhold til engrosmarkedet og stadig mere markedsbaseret køb af reserver.

Liberaliseringen har medført, at monopolydelserne for netselskaberne og systemansvaret er etableret i nye selvstændige selskaber. Ligeledes er forsyningspligtselskaberne etableret.

I dette notat belyses udviklingen i elpriserne fra 1995 til 2009 for forskellige forbrugergrupper, og det diskuteres, i hvilken grad udviklingen kan forklares ved liberaliseringen af elmarkedet. Fokus er på priserne før afgifter. Der redegøres særskilt for PSO-tariffen.

Elprisens sammensætning – for en husholdning

I 2009 betalte den gennemsnitlige husholdning (som anvender 4.000 kWh/år) 1,95 kr. per kWh.

Prisen uden moms er 1,56 kr./kWh. Halvdelen af denne pris er afgifter (PSO-tarif og afgifter), og resten er udgifter til at producere, transportere og handle elektriciteten.

Af udgifter til at producere, transportere og handle elektriciteten (0,77 kr./kWh) går omtrent den ene halvdel til at købe el fra forsyningspligtselskabet, mens den anden halvdel går til abonnement og tariffer til netselskabet og transmissionsselskabet.

Hovedresultat

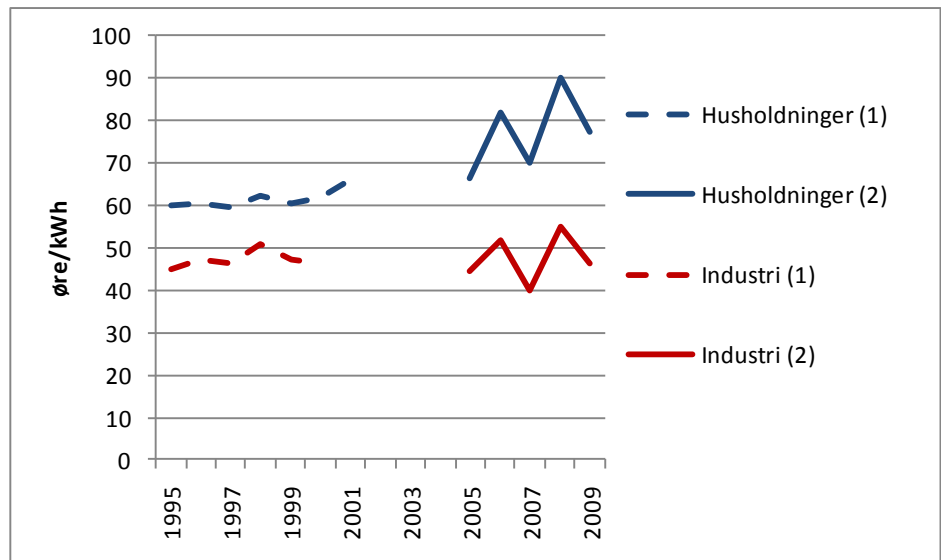
Elpriserne er steget markant for husholdninger, mens elprisen har været moderat stigende for en industriel storforbruger. Se Figur 1.

- For husholdningskunder er elprisen steget fra ca. 60 (i 1995) til ca. 85 øre/kWh (i 2008/2009) (+42%).
- For industrikunden er elprisen steget fra ca. 45 til ca. 50 øre/kWh (+11%).

Denne vurdering er i faste 2009-priser og baseret på priser ekskl. afgifter og PSO-tariffer. Husholdningskunden antages at anvende 4.000 kWh/år, mens industrikunden antages at anvende 1.000.000 kWh/år. På grund af svingende priser er det valgt at tage gennemsnittet af 2008 og 2009 som slutværdi.

Husholdningernes elpris (faste priser, uden afgifter) var i 1995 33% højere end industriens, men i 2008/2009 var forskellen vokset til 70%. Denne udvikling kan fx skyldes

- At fordelingen af omkostningerne for netydelser er ændret markant gennem perioden
- At forsyningspligtprisen i 2008/2009 var relativt ugunstig
- At industrien i højere grad har kunnet udnytte det frie leverandørvalg til at presse prisen.



Figur 1. Elpriser for husholdninger og industri. Der er tale om faste priser (2009-priser), ekskl. PSO, moms og afgifter. Noter: (1) Ti-års-statistik, (2) Årgennemsnit baseret på månedsstatistik. De mellemliggende år er ikke medtaget på grund af skift i datagrundlaget, se dog bilag 1 for data for denne periode.

Andre forhold

Sammenlignes 2009 med 1995, så er kulpriserne en tredjedel højere i 2009 (i faste priser), og der er indført CO₂-kvoter. Disse forhold er ens for husholdninger og industri. Effekten af de stigende kulpriser og CO₂-kvoterne vurderes at betyde +15 øre/kWh i 2008/2009. Effekten af den støttede produktion (vind, biomasse) vurderes at have reduceret spotprisen med ca. 3 øre. Korrigeres udviklingen i elpriserne for kulprisen, effekten af CO₂-kvoterne og den pris-sænkende effekt af den støttede produktion, opnås følgende resultat:

- Husholdningernes stigning reduceres til +21%
- Industriens elpris er reduceret med 16%.

For begge grupper er PSO-tariffen steget med omkring 5 øre/kWh.

I forhold til engrosmarkedet – herunder integration af vindkraft og decentral kraftvarme – vurderes liberaliseringen at være mere effektiv end produktionsplanlægningen i 1995 (med 2009-bestykning af produktionen). En indikation herfor er, at udvekslingen af el mellem Danmark og Sverige og Norge er mere end fordoblet i perioden 2000-2009 i forhold til 1995-1999. I 1995 var summen af udvekslingerne mellem Danmark og Norge og Sverige 5 TWh. I 2008 var værdien 14 TWh. En væsentlig del af denne stigning kan tilskrives spotmarkedets funktion. Selv små prisforskelle udløser maksimal transport.

Den måde reguleringen af forsyningspligtselskabernes priser er udmøntet på, vurderes også at bidrage til den højere pris for husholdningerne. Dette skal både ses i sammenhæng med skabelon-systemet og med den manglende praksis for timeafregning. Med skabelonssystemet fordeles kundens elforbrug på de enkelte timer ud fra en fælles skabelon, der er beregnet for hvert net-selskab. Cirka halvdelen af alle kunder har eller får snart fjernaflæste elmålere. I denne sammenhæng kunne timeafregning fremmes. Timeafregning kan aktivere elforbruget som en aktiv ressource i elsystemet og give omkostningsreduktioner.

Datagrundlag

Statistikgrundlaget til at sammenligne elforbrug i perioden 1995 til 2009 er mangelfuldt, og det har været nødvendigt at basere analyserne på forskellige kilder, som ikke umiddelbart beskriver samme forhold. Særlig svagt er den nyere del af datamaterialet i forhold til kunder, som har valgt at skifte væk fra forsyningspligtselskabet. Der findes ingen egentlig statistik, som er baseret på dataindsamling hos kunder eller handelsselskaber, for denne gruppe. For de små kunder er der alene statistik for forsyningspligt-kunder. For de største industrikunder findes alene data baseret på engrospriser, hvor der er anslået et tillæg til handelsselskabet. Først fra år 2000 er der datagrundlag til at opdele i energi og netbetaling.

Ovennævnte konklusioner vurderes dog at være gældende – på trods af den betydelige usikkerhed om de enkelte tal.

2. Baggrund for opgaven

På baggrund af spørgsmål i Folketinget har klima- og energiministeren igangsat denne undersøgelse af udviklingen af elpriserne, herunder betydningen af liberaliseringen. Energitilsynet (2002) og Dansk Energi (2010) har tidligere belyst udviklingen i elpriserne, men for en kortere periode end i dette notat.

Det Økonomiske Råd (1997) gennemførte i 1997 modelanalyser af betydningen af en liberalisering af den danske elsektor og fandt et potentiale for markante besparelser: Op til 55% for industrien og 10% for husholdningerne. Denne reduktion vurderes at ske samtidig med en mindre stigning i priserne i de øvrige nordiske lande (Det Økonomiske Råd, 1997).

Fra bemærkningerne til L234: Forslag til lov om elforsyning, 29. april 1999:

Økonomiske og administrative konsekvenser for erhvervslivet

De erhvervsøkonomiske konsekvenser af lovforslaget opstår hovedsageligt som følge af distributionssektorens forventede effektiviseringsgevinster og fremrykningen af den fulde markedsåbning. Derudover ændres en række af tilskuddene til vedvarende energi og decentrale kraftvarmeværker fra den hidtidige finansiering over finansloven til en fremtidig finansiering af elforbrugerne. De to første elementer forventes at medføre et fald i elprisen, mens tilskudsomlægningen medfører en stigning. Samlet set forventes lovforslaget at medføre et fald i elpriserne.

Dette skal ses i sammenhæng med, at der er en række skatte- og afgiftsmæssige forhold i relation til den indgåede aftale om elreformen, som isoleret set medfører en stigning i elprisen.

Den samlede elreform forventes med nogen usikkerhed at give anledning til et fald i elpriserne for alle erhvervsforbrugere. Omlægningen af tilskud til vedvarende energi, de ændrede skatte- og afgiftsmæssige forhold samt effektiviseringen af netselskaberne forventes tilsammen at give anledning til beskedne stigninger i elprisen. For industrien forventes gennemsnitsprisen isoleret set at stige med 0,1 øre/kWh i 2000 og falde med 0,2 øre/kWh i 2002. Åbningen af elmarkedet, der startede i 1998, forventes at give anledning til et fald i elpriserne, der svarer til 2-4 øre/kWh. Det er uvist, hvor stor en del af dette prisfald, der allerede er slået igennem. Inden for industrien forventes der at være nogen forskel på den gennemsnitlige prisudvikling.

Udgifterne forbundet med tilsyn af bevillingshaverne samt planlægning på elområdet skal som i dag betales af henholdsvis de bevillingspligtige virksomheder og elsektorens virksomheder. Tilsynsopgaverne og dermed udgifterne forventes at være større end i dag, jf. bemærkningerne om de økonomiske og administrative konsekvenser for staten.

Under den nuværende lovgivning reguleres elforsyningsvirksomheder efter hvile-i-sig-selv-princippet. Med lovforslaget får produktionsvirksomhederne og handelsvirksomhederne mulighed for fortjeneste. Derudover får også de forsyningspligtige virksomheder mulighed for en reguleret fortjeneste.

I bemærkningerne til lovforslaget om liberalisering af elmarkedet (se boks) nævnes forventninger om fald i elpriserne på 2-4 øre/kWh, svarende til omkring 5-10% af prisen for en industrikunde.

Som en del af aftalen indføres en distributionsafgift (720 mio. kr. i 2002), og VE-tilskud overføres fra at være skattebetalt til at blive betalt over PSO-tariffen, dvs af elforbrugerne (1.340 mio. kr. i 2002).

Loven blev vedtaget med et bredt flertal, dog stemte Enhedslisten imod og Dansk Folkeparti undlod at stemme.

Det er ikke umiddelbart fra bemærkningerne klart, hvilke elpriser der er i fokus. Er det især monopol delen eller den samlede elpris? Og er referencen et udgangspunkt, eller er det en tænkt reference uden liberalisering. Vi antager i det følgende, at der er tænkt på elprisen i faste priser.

I bemærkningerne til lovforslaget nævnes, at der er omlægninger, som medfører øgede omkostninger for elforbrugerne.

3. Liberaliseringen af elmarkedet

Hvor hele elsystemet tidligere blev betragtet som kritisk infrastruktur, som var lagt i hænderne på kommunalt ejede eller andelsejede selskaber, så er dette med liberaliseringen af elsektoren ændret, således at produktion og salg af el er blevet et kommercielt anliggende, og kun net- og systemansvar fortsat er monopoler. Endvidere er de såkaldte forsyningspligtselskaber monopolselskaber med en særlig offentlig regulering.

	Ændring
1993	Statnett Marked åbner i Norge som en uafhængig børs
1996	Nord Pool åbner i Sverige og Norge EU's eldirektiv vedtages
1998	Kunder med et forbrug over 100 GWh/år kan vælge elleverandør
1999	Lovreform om elsektoren Spotmarkedet indført i Vestdanmark Elbas åbner i Sverige og Finland
2000	Spotmarkedet indført i Østdanmark Kunder med et forbrug over 10 GWh/år kan vælge elleverandør Prioriteret produktion indføres
2001	Kunder med et forbrug over 1 GWh/år kan vælge elleverandør
2003	Alle kunder kan vælge elleverandør
2004	Elbas (intra-day marked) åbner i Østdanmark
2005	Større decentrale kraftvarmeværker på markedsvilkår (>10 MW) Regulerkraftmarkedet åbnes for decentral kraftvarmeværker m.fl. "Prioriteret produktion" ophæves. Tilskuddet dækkes nu af PSO-tariffen Nord Pool åbner prisområdet KONTEK i Tyskland
2007	Flere decentrale kraftvarmeværker på markedsvilkår (5-10 MW) Elbas åbner i Vestdanmark
2008	70% af det nordiske elforbrug handles på spotmarkedet. I Danmark er tallet 78-80% Etablering af EMCC, European Market Coupling Company, som kan styrke markedskoblingen mellem Nord Pool og den tyske elbørs EEX.
2009	Negative priser tillades på spotmarkedet Norge åbner for Elbas (som dermed dækker alle de nordiske lande) Markedet for frekvensstyrede reserver åbnes 75% af små decentrale kraftvarmeværker (< 5MW) er på markedsvilkår
2010	Den elektriske Storebæltsforbindelse åbner
2011	Sverige forventes opdelt i flere prisområder

Tabel 1. Milepæle i liberaliseringen af elmarkedet.

Elsystemet blev i 1995 drevet væsentlig anderledes, end i dag. Dette kan kortfattet beskrives i følgende punkter:

- Beslutningen om investering i nye kraftværker blev taget af elselskaberne. Omkostningerne kunne – efter godkendelse – indregnes i elpri-

sen. Der blev investeret i nye værker, således at der var sikkerhed for tilstrækkelig indenlandsk kapacitet.

- Den daglige drift blev planlagt af elselskaberne. Dette skete efter en økonomisk optimering, og der blev udvekslet elektricitet med nabolande, når dette var hensigtsmæssigt. Aftalerne om udveksling var langsigtede, fx baseret på uge- og sæsonaftaler.
- Reserver blev håndteret af elselskaberne og bestod primært i årsaftaler.

Elsystemet drives i år 2010 væsentligt anderledes.

- Investering i ny kraftværkskapacitet er primært en kommerciel beslutning. Udbygningen med vedvarende energi som fx biomasseanvendelse på kraftværkerne og vindkraftudbygning har dog et stærkt element af planlægning. Dette er især tydeligt med hensyn til udbud af havmølleparker, hvor både lokalisering og størrelse besluttet politisk. I kraft af licitationsproceduren er der dog også her et konkurrenceelement.
- Konkurrencen om, hvilke værker, der skal producere, sker primært i forhold til elbørsen Nord Pool, hvor der time for time fastlægges den billigste produktion. Den væsentligste konkurrence sker i forhold til produktion i det øvrige Norden.
- En række reserver er i dag udbudt i korte tidsintervaller (1 time eller 4 timer), hvilket gør, at fx decentrale kraftvarmeværker konkurrerer om ydelsen.

Den centrale planlægning i 1995 havde få transaktionsomkostninger og havde til formål at opnå billigst mulig drift. Udvekslingen af el med nabolandene var muligvis mindre, end hvad der var optimalt, set fra et samfundsperspektiv. Der var i 1995 en tendens til at foretrække produktion fra egne, centrale værker.

I 2010 er konkurrencen på mange markeder mere skarp. Den vertikalt opsplittede virksomhedsstruktur kan give flere transaktionsomkostninger, ligesom den horisontale konkurrence til tider kan være begrænset – med fare for at der udøves misbrug af markedsmagt (se fx Copenhagen Economics, 2005 og 2006, Ea Energianalyse, 2008, Konkurrencestyrelsen, 2006).

Det fællesnordiske elmarked Nord Pool medvirker dog til en høj grad af gennemsigtighed med hensyn til elpriserne på engrosmarkedet (Energitilsynet, 2010).

I hele perioden 2003-2008 svarer antallet af leverandørskift for kunder med et forbrug på under 100.000 kWh/år til 11% af samtlige kunder (dette indeholder nogle, som har skiftet flere gange), mens andelen for store kunder svarer til 92% af samtlige kunder (Dansk Energi, 2009). I 2009 steg andelen af små kunder, som skiftede leverandør, til 6% (Energitilsynet, 2010). Der er ingen tvivl om, at mange husholdningskunder er usikre på fordelene ved at skifte elleverandør.

	Håndtering 1995	Håndtering 2010	Anslået andel i elprisen for husholdning (2010)
Elproduktion	Andelsejede/kommunale selskaber. Udveksling mellem selskaber og andre lande på kontrakter	Kommercielt elmarked. Nord Pool Spot og Elbas. Finansielle kontrakter	40 øre
Distribution	Andelsejede/kommunale selskaber	Monopol, indtægsrammer	15 øre
Transmission	Andelsejede/kommunale selskaber	Monopol, indtægsrammer	3 øre
Systemydelser	Andelsejede/kommunale selskaber, aftaler med Norge/Sverige	Betales over tarif til Energinet.dk. Marked for regulerkraft og reserver, kontrakter, NOIS	4 øre
VE/miljø	Betalt over skatten	PSO	10 øre
Handel	-	Kommercielt marked	3 øre

Tabel 2. Oversigt over elprisen elementer og organiseringen i 1995 og 2010. For de nøjagtige prislelementer se endvidere bilag 1.

Aktuelle udfordringer

I vinteren 2009/2010 har der været eksempler på rekordhøje spotpriser. Fx havde Sverige og Østdanmark spotpriser på over 1 kr./kWh fra kl. 6 til 23 den 22.2.2010 og over 10 kr./kWh fra kl. 9-12. En engrospris på 10 kr. er mere end 25 gange den almindelige pris og skaber debat. Baggrunden var højt elforbrug på grund af stærk kulde og manglende tilgængelig effekt, blandt andet fra svenske atomkraftværker.

I Montels Kraftjournal (Vilnes, 2010) citerer i forbindelse med de høje priser en direktør i Norsk Industri for, at "elmarkedet har spillet fuldstændigt fallit". Ligeledes vil NordREG, sammenslutningen af nordiske regulatorer, undersøge, disse prisspidser. NordREG (2010) lægger blandt andet vægt på at undersøge om flaskehalshåndteringen og allokeringen af kapacitet på transmissionsfor-

bindelserne sker hensigtsmæssigt. Ligeledes undersøges misbrug af markedsmagt og ikke-diskriminerede adfærd for netselskaber.

Erfaringer fra tidligere tørår har vist, at spotmarkedet har virket effektivt i forhold til at rationere vandkraften og øge produktionen på øvrige værker – og sende et signal til forbrugere om, at det er vigtigt at spare. I Norge blev elforbruget således reduceret med 1.000 MW i vinteren 2002/3. Både industri og husholdninger bidrager til denne reduktion (Togeby, 2005).

Den 26. december 2009 optrådte der negative priser i Vestdanmark: -89 øre/kWh i fire timer. Den 7. maj 2010 optrådte der til negative priser i Østdanmark (-28 øre/kWh) i fire timer. Kortvarige, meget høje og meget lave priser er signaler om at fremme dynamikken i elmarkedet. Værdien af fleksibelt elforbrug stiger, når sådanne variationer indtræder.

Med flere vindmøller i elsystemet må prisvariationer forventes at optræde oftere i fremtiden.

Tidligere analyser

Elpriserne er analyseret i Elkraft System (2002) og Eltra (2002), hvor der også foreslås en række handlinger, som kan reducere elprisen:

- Styrke overvågningen med hensyn til misbrug af markedsmagt
- Analysere mulighederne for en mere markedsdrevet udnyttelse af transmissionsforbindelserne Kontek, Swe-Pol og Baltic Cable (dvs. mellem Østdanmark-Tyskland, Sverige-Polen og Sverige-Tyskland).
- Videreudvikle indtægtsrammereguleringen af monopolselskaberne
- Styrke arbejdet med at fremme fleksibelt elforbrug
- Reduktion af brændselslagre for kul (samlet besparelse 69 mio. kr./år)
- Lade de decentrale kraftvarmeværker overgå til markedsvilkår.

Rapporterne peger også på forhold, som har betydet reducerede henholdsvis øgede omkostninger. Reducerede omkostninger:

- Begrænsning af støtten til vindmøller til et vist antal driftstimer eller 10 års drifttimer (2000-opfølgingsaftale til energireformen). Besparelse op til 300 mio. kr. i 2007.
- Ophævelse af tillæg til elværksejede VE-anlæg (1999-kraftværksaftalen). Besparelse op til 300 mio.kr./år i 2004.

Der listes endvidere en række merudgifter, bl.a.:

- Udgifter i forbindelse med havvindmølleparken Rødsand: Netforstrækning 350 mio. kr. og årlige omkostninger til pristillæg på 120 mio. kr./år. For Eltra angives forventede investeringer på 2 mia. kr. til transmissionsnettet for de følgende fem år.
- Tilskud til biomassefyrede anlæg på Avedøreværket og Amagerværket. 150 mio. kr./år.
- Mindstekapacitetsaftalen med produktionsselskaberne samt overdragelse af transmissionsnettet til Elkraft System og Eltra. I alt 4.000 mio. kr. Omkostningerne blev med aftalen fra 20. februar 2002 fordelt over 10 år – med udløb i 2009 (Økonomi- og Erhvervsministeriet, 2002).

Samlet set vurderes elreformen at betyde merudgifter for elforbrugerne i størrelsesorden 10-12 øre/kWh i perioden 2000-2003. For de udgifter, der er finansieret over en længere årrække, er kun medtaget betalingerne i perioden. De nævnte beløb dækker Østdanmark. Samlet set vurderes det i 2002, at de forskellige poster opvejer hinanden fra 2002 til 2005 for derefter at give et mindre fald frem til 2008.

(beløb i mio. kr.)	1998	1999	2000	2001	2002 ¹	2003 ²
F&U i miljøvenlig elproduktion	14	34	69	63	59	59
F&U i effektiv energianvendelse	0	0	0	0	6	15
Miljøundersøgelser ved havvindmølleparker	0	0	0	0	14	7
Brændselberedskabslagre	34	22	14	14	46	0
Elektricitetsrådet	0	25	26	26	26	28
Nettilslutning af vindmøller og decentrale anlæg	55	75	142	53	29	50
Nettilslutning af havvindmøller ³	0	0	0	0	33	33
Pristillæg til kraftværkers VE-energi	25	65	68	138	311	441
I alt	128	221	319	294	524	633

Tabel 3. Udviklingen i PSO-betalingen i Vestdanmark. Tal for 2002 og 2003 er forventede tal. (Eltra, 2002).

I 2002 skriver regeringen: "Den nuværende regulering af netselskabernes samlede indtægtsrammer har ikke som forventet i forbindelse med indgåelse af energireformaftalerne nedbragt forbrugernes omkostninger til transport gennem elnettet. Distributionsselskabernes tariffer er siden 2000 tværtimod steget med i gennemsnit 8%. Mange elselskaber kunne endda have forhøjet tarifferne yderligere inden for de fastsatte indtægtsrammer." Regeringen lægger på denne baggrund op til en revision af indtægtsrammereguleringen (Regeringen 2002). I samme publikation angives de danske omkostninger til køb af el (ekskl. afgifter) i 2001 at være 17,8 mia. kr.

Energitilsynet har analyseret elprisernes udvikling (Energitilsynet, 2002) fra 1988 til 2002. Der er anvendt to statistikker: Før år 2000 er anvendt Dansk

Energis tiårsstatistik og efter år 2000 Dansk Energis Elforsynings tariffer og priser.

Analysen viser, at de samlede samfundsøkonomiske omkostninger i 2002 ligger på samme niveau som i 1988. Der har været forskydninger mellem omkostningselementerne, fx er omkostningerne til prioriteret produktion (vind og kraftvarme) steget, mens omkostningerne til produktion og transmission har været faldende. Forbrugerpriserne er i perioden steget på grund af øgede afgifter.

Liberalisering – i litteraturen

Liberalisering af elsektoren – generelt

Ifølge Stoft (2002) er det stærkeste argument for liberalisering ineffektiviteten af det hidtidige regulerede system. Han skriver endvidere, at der ikke er tvivl om, at det gamle system var ineffektivt, eller om at perfekt konkurrence er mere effektivt. Imidlertid påpeger han, at liberalisering *ikke* er lig perfekt konkurrence. Liberalisering (eller de-regulering) har sine egne fejl og begrænsninger.

Konstruktion af et marked for elektricitet må ske under en række forhold, som er markant anderledes end for mange andre markeder. Stoft nævner fx:

- at transmissions- og distributionsnetværket udgør et helt eller delvist naturligt monopol
- at produktion og forbrug skal ske simultant (ingen praktiske muligheder for at lagre elektricitet i større mængder)
- at det ikke er muligt at styre flowet af elektricitet til den enkelte forbruger. Det er derfor vanskeligt at konstruere en almindelig kontrakt, hvor X enheder er købt, og kun dette antal enheder kan forbruges
- at mange forbrugere ikke har udstyr til realtids måling af forbruget.

På plussiden i forhold til liberalisering af elsystemet nævner Stoft besparelser i forhold til engrosmarkedet. Konkurrencen medfører besparelser i form af færre lønomkostninger, mere effektive reparationer, lavere investeringsomkostninger og mere effektive investeringsbeslutninger. Også innovationer som kraftvarme og decentral produktion nævnes at have bedre vilkår under det liberaliserede marked. Det regulerede system anså ofte sådanne tiltag som besværlige.

I forhold til liberaliseringen af det danske elmarked peger Larsen og Olsen (2007) på, at den danske liberalisering fulgte retningslinjerne for indførelse af konkurrence, hvilket blev positivt bemærket af den Europæiske Kommission. Men i selve implementeringen af liberaliseringen/konkurrencemarkedet var der svagheder. Svagheder i form af tendenser til monopolistisk konkurrence på producentsiden, manglende strukturtilpasning, manglende marked for de

mindre forbrugere og i startfasen sammenbrud i reguleringen af netselskaberne. De skriver endvidere: *"The European market directive from 1996 was only reluctantly implemented in Denmark in 1999. This is not different from a number of other member countries. However, the approach to liberalisation was more radical than in other reluctant countries. We address three tenets in standard market implementation: market power, restructuring and regulation of the network monopoly. Even if the Danish market reform gets very good marks in the EU benchmarking, there has been major problems in all three areas. As for market power the Danish Competition Authority has accused the two large generators of abuse. Restructuring of the sector has been prevented by lengthy discussions on (the real) ownership. The most spectacular problem arose in the implementation of new incentive regulation of the distribution system operators. A combination of income caps and benchmarking was obviously mal-functioning and had to be abandoned in 2004"*.

Også Hvelplund og Meyer (2007) kritiserer liberaliseringen for at føre til nye monopoldannelser og anfører, at kommercielle investeringer ikke er egnede til at sikre forsyningssikkerheden og varetage de nødvendige miljøhensyn. Det danske elsystem i 1999 findes pris effektivt, bl.a. fordi der ikke findes motivation til profit, der er åbenhed om omkostninger, og forbrugerejerskabet synes at give en god pris- og omkostningskontrol.

Larsen (2005) peger bl.a. på, at der i forbindelse med liberaliseringen er en tendens til, at nationalstaterne i de fleste EU-lande ønsker at sikre store nationale virksomheder, såkaldte nationale champions. Store selskaber (evt. statslige som DONG Energy og Vattenfall) vil have muligheder for at påvirke lovgivningen og vil i visse tilfælde føre til reduceret konkurrence.

Liberalisering kan forventes at sætte et effektivitetspres på produktionselskaberne – men har nogle omkostninger i form af forskellige former for transaktionsomkostninger. I teorien om optimal økonomisk organisering er man opmærksom på transaktionsomkostningerne (Milgrom og Roberts, 1992 og Douma og Schreuder, 2008). Umiddelbart er der som altid fordele og ulemper ved konkurrenceudsættelse i forhold til et planlagt system. I forhold til elsektoren er det specielt, at de nu adskilte selskaber (konkurrence og monopoldele) er stærkt afhængige af hinanden; man taler om stærk teknisk sammenhæng (connectedness). Denne stærke sammenhæng taler alt andet lige for store transaktionsomkostninger og for, at de stærkt sammenhængende dele skal samles i en organisation. Den tekniske sammenhæng i elsystemet gør det muligt at udøve markeds magt på en måde, der ikke er let gennemskuelig. Som eksempel vurderede Konkurrencestyrelsen, at elselskabet Elsams misbrug af

markedsmagt i 2003-2004 havde kostet samfundet 187 millioner (Konkurrencestyrelsen, 2006).

Der er dog også teoretiske argumenter for, at transaktionsomkostningerne ikke behøver at være så store i et konkurrenceudsat system; nemlig at der er tale om en løbende aktivitet, hvilket giver mulighed for læring.

Der er os bekendt ikke mange grundige empiriske efterprøvninger af, om liberalisering og konkurrence fører til et mere effektivt elmarked (Denne vurdering deles af Stoft, 2002). Problemet i den empiriske efterprøvning er, at der ud over liberaliseringen sker meget andet, så det kan være vanskeligt at finde den isolerede og måske relativt begrænsede effekt af liberaliseringen. En enkelt grundig analyse findes i Newberry og Pollitt (1997). Denne analyse viser, at liberaliseringen i England førte til en mere effektiv elsektor. Effektivitetsgevinsten blev høstet af staten og elbranchen (aktionærerne), mens husholdningerne tabte.

I Bonneville og Rialhe (2005) konkluderes: *“The evolution of prices during the liberalization process is an intricate issue which is often misunderstood: too many parameters have to be taken into account (fuel prices, power capacity installed, reserve margin). As both cases - price increase and decrease - have actually occurred in fully liberalized markets, only one thing is sure: Liberalization does not automatically lead to reduction as strongly is suggested by the theory of liberalization”*

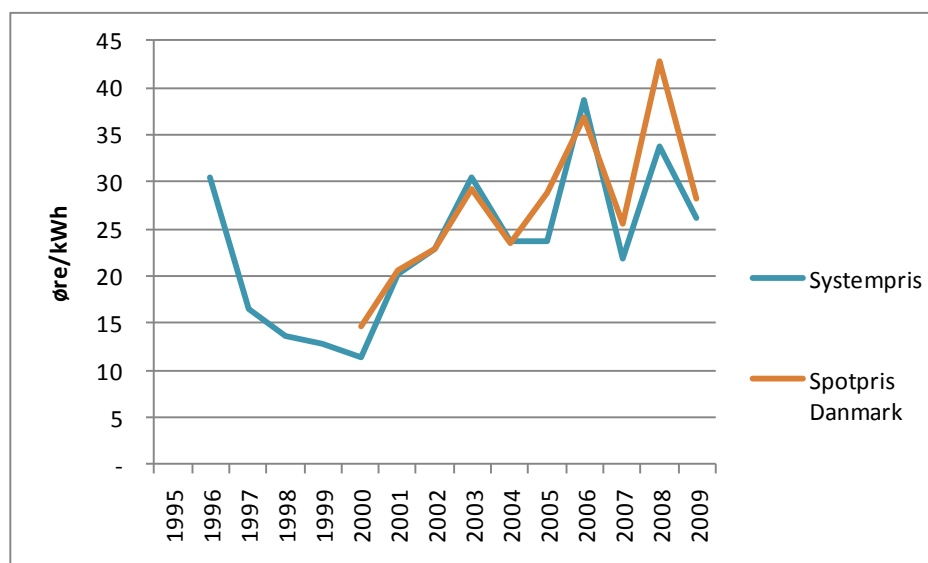
Der er ikke noget principielt i vejen for, at den ikke-liberaliserede elsektor kan være omkostningseffektiv. De større enheder havde lave transaktionsomkostninger og havde sammen med den offentlige regulering og brugerejet omkostningseffektivitet som mål. Det kan endvidere fremhæves, at fx elhandlernes i den liberaliserede model har transaktionsomkostninger til reklame og kontrakter, som ikke var nødvendige i den gamle model. Ligeledes kan misbrug af markedsmagt fra dominerende aktører føre til store profitter og ineffektiv allokering af ressourcer. Teoretisk kan efficiens nås såvel via konkurrence som planlægning.

4. Forhold som påvirker elprisen

For at kunne besvare spørgsmålet, om liberaliseringen har medført lavere priser, er det nødvendigt at analysere, hvilke andre forhold der har påvirket elprisen. Der er mange forhold, som påvirker elprisen, fx:

- Brændselsprisen. Ikke mindst prisen på kul. Herunder prisen på CO₂-kvoter
- Nedbøren og dermed reservoirbeholdningen primært i de norske, men også i de svenske vandkraftværker
- Kapacitetsbalancen i det samlede system. Ved overkapacitet vil en større del kunne dækkes af de billigste enheder
- Vindkraft og anden VE, der producerer til elmarkedet til lave marginalomkostninger.

Der er her fokuseret på forhold, som påvirker elprisen før afgifter.



Figur 2. Spotprisens udvikling i faste priser (2009). Årlige gennemsnitlige priser. Systemprisen er en teoretisk referencepris, som ser bort fra kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet. Prisen for Danmark er gennemsnittet for Øst- og Vestdanmark.

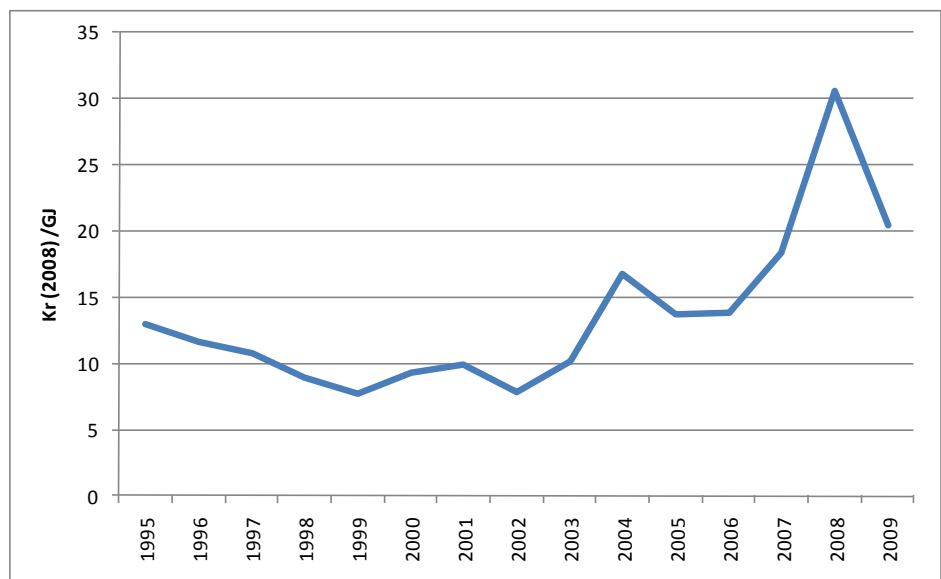
Det ses af Figur 2, at den nordiske systempris var rekordlav i perioden 1997-2000. Det er åbenlyst, at stigningen i den danske spotpris ikke alene kan forklares med liberaliseringen af det danske elmarked. De stigende priser genfindes i hele Norden. Også de øvrige områdepriser følger systempriserne, når disse betragtes som årgennemsnit.

De relativt høje priser i 1996, 2003 og 2006 skyldes reduceret vandtilstrømning til de nordiske vandkraftværker. Herved blev der øget driftstid til de fos-

silt fyrede kraftværker, hvor især de olie- og gasfyrede kraftværker har høje marginalomkostninger. I elmarkedet er det de værker, der har højest marginalomkostninger, der sætter prisen i en given time. Prisfaldet fra 2006 til 2007 skyldes bl.a. et markant fald i CO₂-kvoteprisen. I 2008 var såvel brændselspriser som CO₂-kvotepriser høje som årsgennemsnit, mens begge dele faldt i 2009 som følge af finanskrisen.

Det er også vigtigt at notere, at Danmark ligger imellem to store elforbrugsområder i henholdsvis Norden og Tyskland. Efterhånden som den internationale handel med elektricitet er øget, opstår der oftere flaskehalse i transmissionssystemet i enten nordlig eller sydlig retning. På grund af disse flaskehalse vil de danske priser i spotmarkedet ofte svinge mellem nordtyske og nordiske priser.

Kulprisen var i 2008/2009 næsten dobbelt så høj som i 1995 (i faste priser). Da spotprisen fastsættes af det marginale kraftværk, vurderes dette at medføre en stigning i den gennemsnitlige spotpris på omkring 7-8 øre/kWh (Lindboe, 2009).



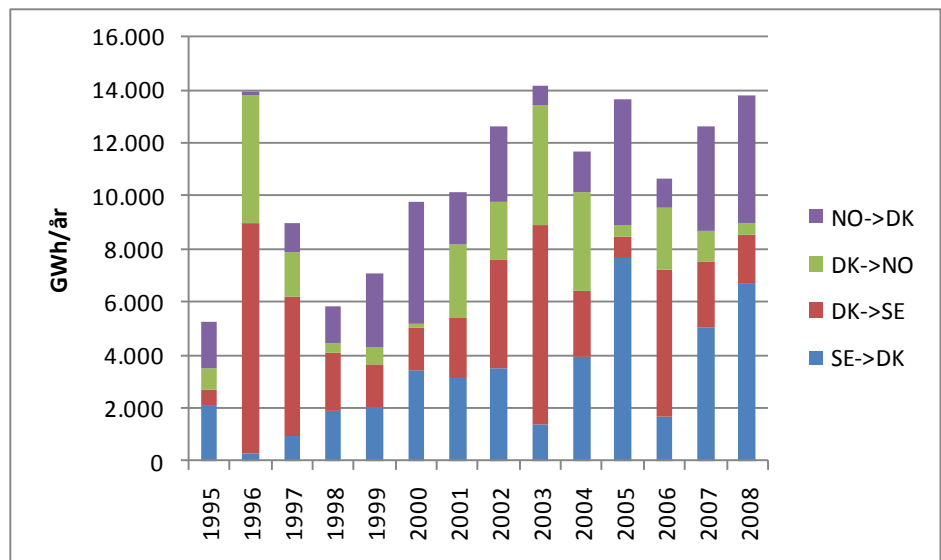
Figur 3. Kulpriser Rotterdam. Faste 2008-priser. Kilder: 1995-2008: BP, 2009: Energistyrelsen.

EU's CO₂-kvotesystem har påvirket elprisen. I første periode 2005-2007 endte kvoteprisen med at være nul, mens den i anden periode (2008-2013) indtil videre har været mellem 10 og 30 €/ton. Den aktuelle pris er 15 €/ton. Det vurderes, at kvoteprisen i 2008/2009 har øget den gennemsnitlige spotpris med omkring 7-8 øre/kWh. Vurderingen er baseret på beregninger på markedsmodellen Balmorel (Lindboe, 2009).

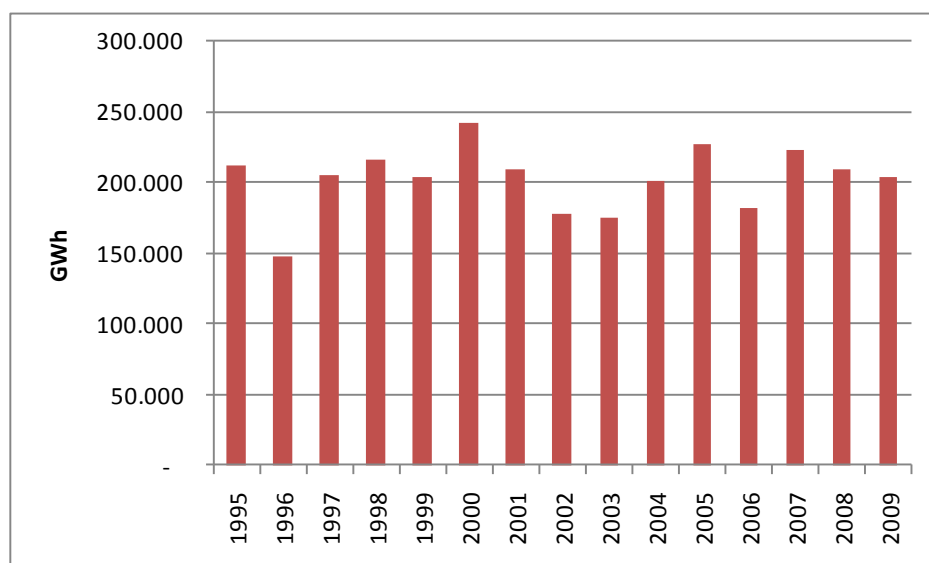


Figur 4. Udviklingen i CO₂-kvoteprisen. Der er her vist to sæt kvotepriser (EUA = EU Allowances) i form af futues til indløsning hhv. i december 2007 og december 2010. Nord Pool.

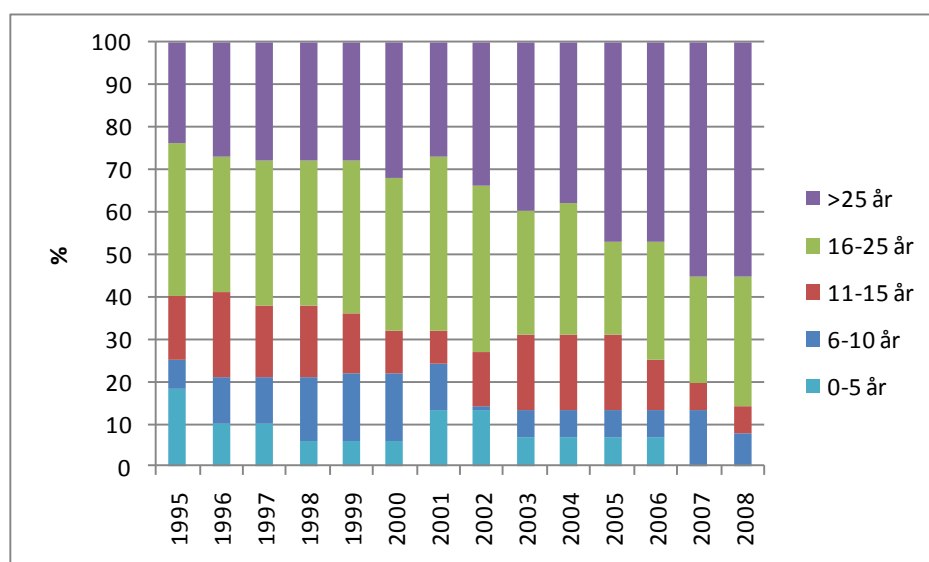
Liberaliseringen af engrosmarkedet har sandsynligvis ført til en øget konkurrence mellem producenterne i de nordiske lande. Der var imidlertid også før år 2000 en betydelig udveksling af elektricitet mellem landene. Se Figur 5. Den gennemsnitlige årlige udveksling var i perioden 2000-2008 166% højere end 1995 til 1999.



Figur 5. Udvekslingen af elektricitet mellem Danmark og Norge og Sverige. Den samlede kapacitet er omkring 2.490 MW. En udveksling på 14.000 GWh svarer således til en udnyttelse på 66%. I tøråret 1996 blev der eksporteret 9.000 GWh fra Danmark til Sverige. Der er også udveksling med Tyskland, men dette er ikke medtaget her. Nordel (2009).



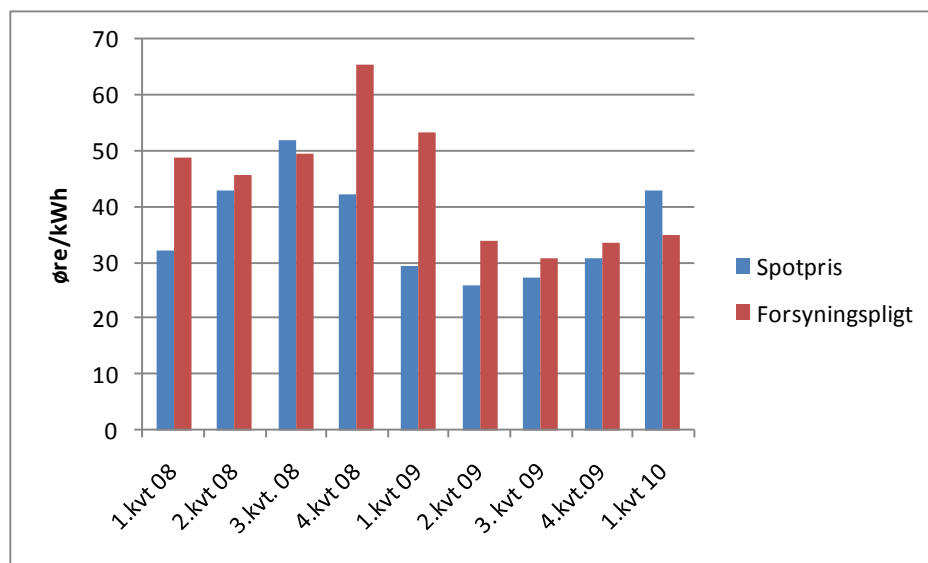
Figur 6. Årlig tilstrømning af vand til de nordiske vandkraftværker (tilsig). Fra 1995-2000 er der ikke oplyst værdier for Finland. Her er anvendt den gennemsnitlige værdi for de følgende år.



Figur 7. Aldersfordeling af de centrale kraftværker.

Figur 7 viser, at de centrale kraftværker er blevet stadig ældre siden år 2000. Dette kan fortolkes i retningen af, at der før liberaliseringen har været en større villighed til at investere. En vis effektivitet kan være realiseret ved ikke at investere i nye værker, men i højere grad være afhængig af effekt fra nabolandene. Det skal bemærkes, at den kraftige udbygning med vindkraft har taget drifttid fra de centrale kraftværker. Mængden af vindkraft stiger fra 600 MW i 1995 til 2.390 MW i 2000 og 3.482 MW i 2009.

I det liberaliserede elmarked påvirker vindkraft spotprisen direkte på kort og mellemlang sigt, ved at dyrere kraftværker ikke kommer i drift og dermed ikke bliver prissættende. På længere sigt påvirker vindkraften dog også kapacitetsbalancen, ved at uøkonomiske kraftværker tages ud af drift, hvorved det er vanskeligere at udtale sig om prispåvirkningen. I Østergaard et al. (2006) vurderes det, at vindkraften har sænket spotprisen i Danmark med i gennemsnit 2-4 øre.



Figur 8. Sammenligning af gennemsnitlig pris for forsyningspligt kunder og den (uvægtede) spotpris (gennemsnit af Vest- og Østdanmark).

I Togeby og Hay (2009) er forsyningspligtpriserne sammenlignet med spotpriserne og med de finansielle kontrakter, som indgås i slutningen af et kvartal for det efterfølgende kvartal. Det dokumenteres, at en spotpris for området (inkl. et markup til handelsselskabet) er markant billigere end forsyningspligtprisen. Dette skyldes, at forsyningspligtprisen dannes ved altid at prissikre – også på tidspunkter, hvor dette er åbenlyst uhensigtsmæssigt (ved en høj spotpris). I Figur 8 er opdaterede data, som støtter denne konklusion.

For betalingen til nettene bemærkes, at der i perioden har været en intensiveret kabellægning. Det er der flere grunde til fx landskabsforskønnelse, sikkerhed mm.

5. Elprisen for udvalgte forbrugergrupper

Der findes intet sammenhængende datagrundlag, som beskriver elpriserens udvikling fra 1995 til 2009. Der har i perioden været anvendt stikprøver (ni store netselskaber), indsamling af data via tarifark og struktureret indsamling. Metoderne er ændret, fordi liberaliseringen ændrede på prissætningen, fx er statistikken i den tidlige periode ikke opdelt på energi og nettariffer. Også vekslende krav om statistikindberetning til EU's statistikkontor har påvirket statistikken (fx de beskrevne størrelser af elforbruget for industrien).

Tarifferne varierer blandt samtlige netselskaber (mere end 70 selskaber), og for at skabe overblik er det nødvendigt at vægte de forskellige priser. Også på dette område er der sket ændringer i datagrundlaget. Der er betydelig variation i elpriserne mellem selskaberne, men i dette notat er alene de gennemsnitlige danske elpriser beskrevet.

De gennemsnitlige elpriser påvirkes også af, at der tidligt i perioden ofte blev anvendt tretidstariffer (ca. halvdelen af netselskaberne anvendte i 1995 tretidstarif). Til statistikformål er det således nødvendigt at foretage en vægtning af de forskellige elementer.

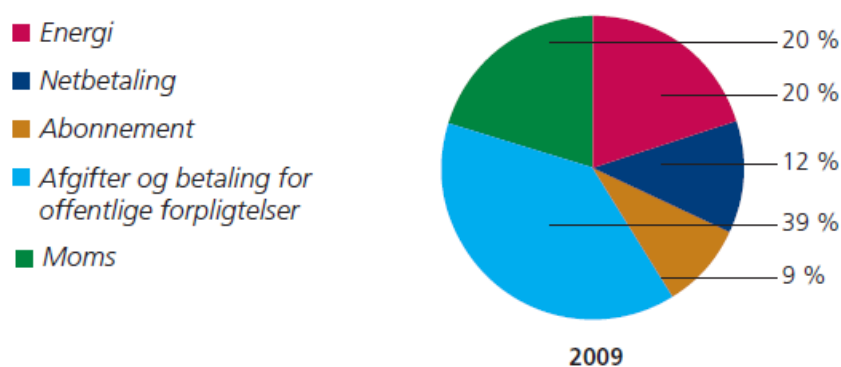
Ingen af statistikkerne beskriver prisen for de kunder (under 100.000 kWh), som er skiftet til anden elleverandør end forsyningspligtselskabet.

Der er i dette notat anvendt en række forskellige kilder til beskrivelse af elprisen udvikling. I bilag 1 er disse kilder beskrevet, herunder de skift i metode, som optræder – primært i år 2000. Den selskabsopdeling, som sker som en del af liberaliseringen, betyder ændrede typer af priser, hvilket vanskeliggør sammenligning af elprisen over lange tidsperioder. Til løsning af den aktuelle opgave er der dannet en række tidsserier, som beskriver elprisen fra 1995 til 2009. Trods usikkerheder, vurderes det, at der hermed tegnes et retvisende billede.

Der findes ikke statistik over elpriser for de mindre kunder (under 100.000 kWh), som har valgt anden elleverandør end forsyningspligtselskabet. Kunder, som er blevet hos forsyningspligtselskabet, kan siges ikke at have fået fuld glæde af liberaliseringen. I Togeby og Hay (2009) vises det, at det kan være dyrt at blive hos forsyningspligtselskabet. Baseret på den metode, som Energi-tilsynet anvender i forbindelse med godkendelse af forsyningspligtselskabernes priser, er det almindeligt at foretage en prissikring i slutningen af et kvartal for det næste kvartal. Tilsyneladende sker denne prissikring for mekanisk,

idet det også antages, at forsyningselskaberne prissikrer når de aktuelle priser er meget høje. Dette ville en kommerciel aktør sandsynligvis afstå fra, hvorved der ville kunne opnås en lavere elpris.

For husholdninger var elprisen i 2009 sammensat som vist i Figur 9. Energi, netbetaling og abonnement udgør 41% af den samlede betaling. Hertil kommer afgifter (inkl. PSO-tarif) og moms. Husholdninger og offentlig service betaler de høje afgifter. Andet erhverv betaler langt lavere afgifter – når elektriciteten anvendes til andet end varme.



Figur 9. Elprisens sammensætning for en husholdning. PSO-tarif er her vist sammen med afgifter (Energitilsynet, 2010).

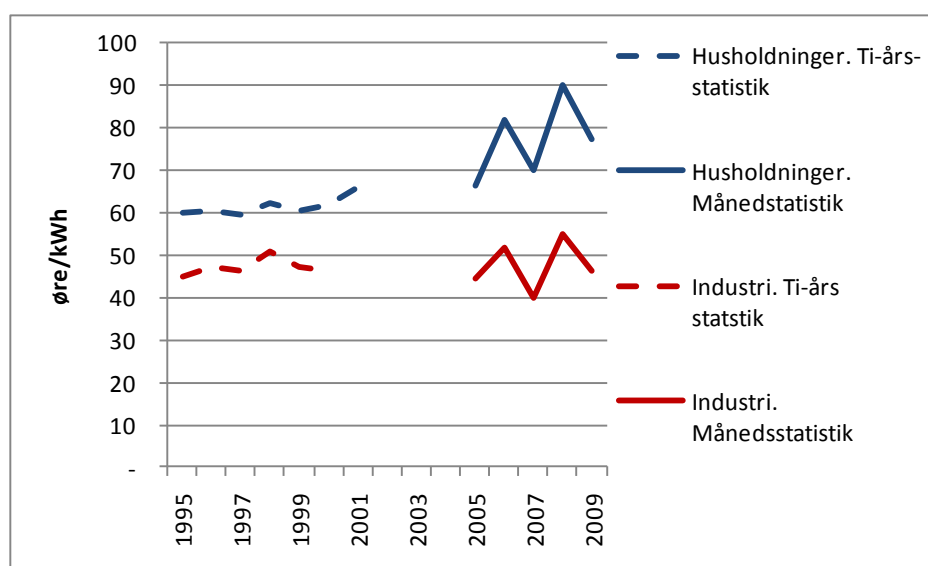
Statistik	Beskrivelse
Tiårsstatistik, 1995-2001	Stikprøve fra ni netselskaber per 1. januar
Tarifstatistik, 1995-1999	Samtlige netselskaber, per 1. januar. Baseret på selskabernes tarifblade. Netselskabernes elpris kan ikke opdeles i energi og nettarif
Tarifstatistik 2000-2010	Samtlige netselskaber, per 1. januar. Baseret på standardiseret dataindsamling. Opdeling i energi og nettariffer
Månedstatistik, 2005-2010	Stikprøve for nettariffer og abonnement baseret på 34 netselskaber (svarende til 90% af forbruget), kvartalsvis opdatering af forsyningspligtpriser for samtlige forsyningspligtselskaber. Udviklingen i spotprisen opdateres hver måned til beregning af elpris for store forbrugere

Tabel 4. De fire prisstatistikker.

Det er valgt i dette notat at fokusere mest på to typer forbrugere: Dels en husholdning med et forbrug på 4.000 kWh/år og dels en industrivirksomhed med et forbrug på 1.000.000 kWh/år. I andre analyser ses også andre forbrugerstørrelser, men statistikken giver ikke anledning til en mere detaljeret opgørelse. Forskellen på oplysningerne for forsyningspligt-kunder (op til 100.000 kWh) er alene, at abonnementsbetalingen deles ud over et større forbrug. De

Øvrige priselementer er de samme. Ligeledes gælder det, at for de største kunder (over 100.000 kWh) er statistikken den samme. Dog gælder, at handelselskabets markup er forskellig. Markuppen er ikke baseret på egentlig statistik.

I Figur 10 er valgt to statistikkilder ud til at beskrive elpriserne udvikling: Ti-årsstatistikken og månedsstatistikken. Det kan bemærkes at tarifbladene giver næsten samme resultat som tiårsstatistikken. De bagvedliggende data er vist i Tabel 14 og Tabel 15. Her fremgår også de enkelte elementer i prisen.



Figur 10. Elpriser for husholdninger og industri. Der er tale om faste priser (2009-priser), ekskl. PSO, moms og afgifter.

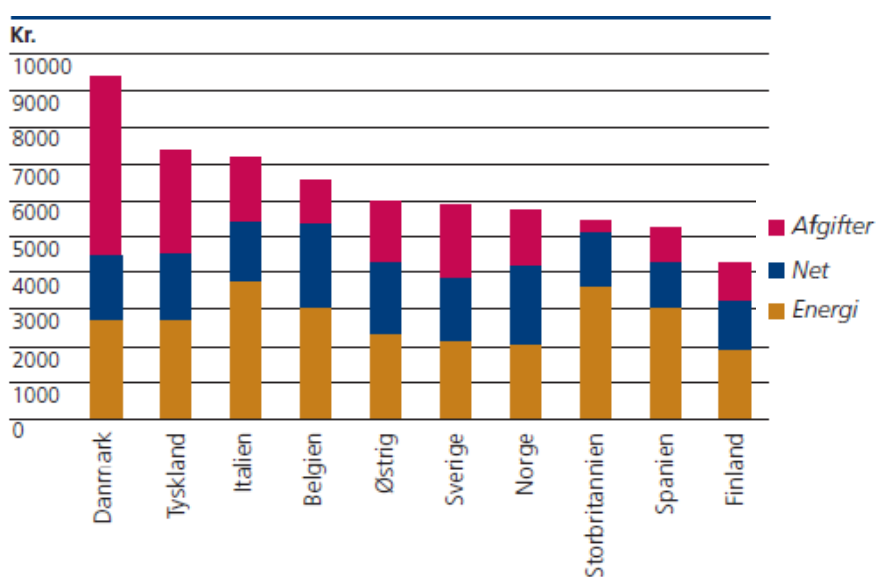
PSO-tariffen varierer modsat spotpriserne (høje omkostninger, når spotprisen er lav). I perioden 2005-2009 har PSO-tariffen i gennemsnit være 7,7 øre/kWh. I de tidlige periode har der også været udgifter til PSO-lignende omkostningsområder. Disse har været i størrelsesorden 0,6 øre/kWh i 1998 og 1,5 øre/kWh i 2001 (se Tabel 3).

En samlet konklusion er således, at elpriserne efter liberaliseringen af elmarkedet er steget i faste priser for både industrien (erhvervslivet) og husholdningerne. Men det er uklart, hvor meget af stigningen der kan tilskrives liberaliseringen. For industrien er der indikationer, der peger på, at andre forhold fx stigende kulpriser og det nye kvotemarkedet kan forklare stigningen. Hvilket alt i alt kunne indikere, at liberaliseringen har ført til reducerede elpriser for industrien i forhold til de priser, der ville have været i det tidligere integrerede system.

For husholdningerne har vi ikke kunnet finde forhold, der kan forklare stigningen i elprisen.

Sammenligning med udlandet

En international sammenligning af elpriser viser, at husholdninger betaler meget for el i Danmark. Dette gælder dog kun, når afgifter (og PSO) medregnes. Fraregnes afgifter, så er betalingen i Danmark tæt på gennemsnittet, se Figur 11. Sammenligning af elpriser internationalt findes også i DI (2009) og Hoffmann (2010).



Figur 11. International sammenligning af udgiften til el. Figuren viser omkostningerne for en husholdning med et forbrug på 4.500 kWh/år (Energitilsynet, 2010).

6. Kilder

Bonneville, E. og A. Rialhe, 2005. Impact of Liberalization of the Electricity Market on Energy Efficiency, Quality of Supply and Environmental Performance. Discussion paper. www.leonardo-energy.org.

Copenhagen Economics (2005): 'The Power Fallacy'. Når priser vildleder – fælles elpris, men forskellige elmarkeder.

Copenhagen Economics (2006): The economic consequences of capacity limitations on the Oresund connection

Dansk Energi (1995, 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010): Elforsynings tarifer & elpriser.

Dansk Energi (2001, b): Elforsyningen. Tiårs statistik. Status og tendenser.

Dansk Energi (2008): Metodebeskrivelse for en officiel elprisstatistik. Skrevet i 2006 og opdateret i 2008.

Dansk Energi (2009): Dansk Elforsyning '08. 2009.

Dansk Energi (2010): Elprisen er faldet siden liberalisering. Af Michael Guld-bæk Arentsen, 8. marts 2010.

Dansk Energi (2010): Prisstatistik 1995-2009, notat af 9. marts 2010. Bilag til besvarelse af spørgsmål 66 til Energifpolitisk Udvalg.

Dansk Energi (2010): Tidsserie slutår 2008: Prisdata for 4.000 og 1.000.000 kWh for 2000 til 2009. Med og uden afgifter (Regneark).

Danske Elværkers Forening: Elforsyningen. Ti-års statistik. Udgaverne fra 1999 og 2001 har fx tal for bl.a. 4.000 og 160.000 og 4.000.000 kWh for 1989-2001.

Danmarks Statistik (2010): Forbrugerprisindeks. 1980-2010.

Det Økonomiske Råd (1997): Dansk økonomi. Kapitel 4: Elsektoren under forvandling.

DI (2009): Dansk særskat på elforbrug ligger i top. Martin Gram. Indsigt.

Ea Energy Analyses, Hagman Energy and COWI (2008): Congestion Management in the Nordic Market - evaluation of different market models. For the Nordic Council of Ministers.

Elkraft System (2002): Temarapport om elprisen. Muligheder for at begrænse slutbrugernes omkostninger til el.

Eltra (2002): Nedbringelse af elprisen. Tema 1 til Systemplan 2002.

Energitilsynet (2002): Analyse af historiske elpriser.

www.energitilsynet.dk/afgoerelser-mv/4/elektricitet/vejledning-om-intern-overvaagning-paa-el-omraadet/63/

Energitilsynet (2010): Resultater og udfordringer 2009.

Eurostat (2007): Gas and electricity market statistics, 2007 edition.

Hvelplund, F. og N. I. Meyer (2007): Problematisk liberalisering af elektricitetsmarkedet i EU. En rapport om konsekvenserne af det liberaliserede elmarked i EU. Tænk tanken Ny Agenda.

Klima- og Energiministeriet (2010): Svar på spørgsmål nr. S 1322. 1.3.2010.

Konkurrencestyrelsen (2006): Konkurrence Nyt nr. 1, 2006, København.

Larsen, A. (2005): Konkurrence til gavn for forbrugerne i elsektoren? *Nordisk Administrativt Tidsskrift* 4/2005.

Larsen, A. og O. J. Olsen (1995): Konkurrence i energisektoren og statslig regulering, AKF.

Larsen, A. og O. Rieper (1995): Konkurrence eller planøkonomi i energisektoren. AKF.

Larsen, A. and O. Jess Olsen (2007): The Danish Electricity Reform – Success or Failure? In *Competition and Regulation in Network Industries*. Special Issue – Further Developments in Electricity Liberalization, Vol 2, No. 1, March 2007.

Lindboe, H.H. (2009): Hvad styrer prisudviklingen i elmarkedet? Vindenergi Danmarks 10-års jubilæum. Horsens den 11. november 2009. Ea Energianalyse.

Hoffmann, P. (2010): International sammenligning af netbetalinger – hvor langt kan vi komme?

Miljø- og Energiministeriet (1999): Tillæg til aftale af 3.marts 1999 mellem Regeringen, Venstre, Det Konservative Folkeparti, Socialistisk Folkeparti og Kristelig Folkeparti om en lovreform om elsektoren. Vilkår for kraftværkernes overgang til konkurrence. 17. november 1999.

Newbery, D. and M. Pollitt (1997): The restructuring and privatisation of the U.K. electricity supply – Was it worth it? Private Sector Note 124, World Bank Group , September 1997.

Nordel (2009): Nordel Annual statistics (regneark).

Nord Pool (2010): Spotpriser fra 2000 (Vest) og 2001 (Øst). Kvotepriiser fra 2005. For Norge og Sverige findes spotpriser fra 1996.

NordREG (2010): Price spikes on the Nordic electricity market will be analysed by NordREG.

www.nordicenergyregulators.org/News/Price-spikes-on-the-Nordic-electricity-market-will-be-analysed-by-NordREG/

OECD (2010): Economic Outlook.

www.oecd.org/document/61/0,3343,en_2649_34573_2483901_1_1_1_1,00.html

Stoft, S. (2002): Power System Economics. Designing Markets for Electricity.

Togeby, M. og C. Hay (2009): Prisfølsomt elforbrug i husholdninger. DI-Energibranchen, SYDENERGI, SEAS/NVE, Siemens, Danfoss, Ea Energianalyse a/s.

Togeby, M. (2005): Monitoring Demand Response, Norway. Elkraft System/Nordel.

Vilnes, O. (2010): Recordpriser sår tvivl om markedet. Montel Kraftjournalen. 1-2010.

Økonomi- og Erhvervsministeriet (2002): Aftale mellem Regeringen, Socialdemokratiet, Socialistisk Folkeparti, Det Radikale Venstre og Kristelig Folkeparti.

Økonomi- og eErhvervsministeriet (2002): Liberalisering af energimarkedene.

Østergaard, P., P. E. Morthorst, R. Moesgaard, S. Enevoldsen (2006): Vindkraftens betydning for elprisen i Danmark). Aarhus Universitet, Institute of Business and Technology.

7. Bilag 1: Datagrundlag

Der gennemgås de tilgængelige statistiske data om elpriserens udvikling.

Bemærk, at alle priser her er i årets priser.

Første dataperiode: 1995-1999

Dataindsamling skete i form af tarifblade fra de enkelte netselskaber (Danske Elværkers Forening, 1995-1999). Da disse var udformet forskelligt, skete der en del tilpasninger for at gøre dem til statistik. For selskaber med tredidstarif er der sket en vægtning med selskabets sammensætning af forbrugere.

Kunde	2.000	4.000	15.000	250.000	1.000.000	kWh/år
1995	55,06	45,92	38,12	34,89	33,67	øre/kWh
1996	57,82	48,19	40,33	37,63	36,29	øre/kWh
1997	58,07	48,25	40,25	37,72	36,36	øre/kWh
1998	62,06	51,31	42,96	39,73	37,76	øre/kWh
1999	62,22	50,40	41,61	37,93	35,93	øre/kWh

Tabel 5. Gennemsnitspriser. Indeholder det, som vi i dag ville kalde energi- og nettariffer. Værdier per 1. januar hvert år. Den faste betaling (abonnement) er inkluderet.

Kunde	2.000	4.000	15.000	kWh/år
1995	390	414	418	kr./år
1996	404	423	426	kr./år
1997	412	431	434	kr./år
1998	442	454	457	kr./år
1999	474	475	476	kr./år

Tabel 6. Gennemsnitlige faste betalinger (abonnement og effektbetaling). Gennemsnittet er vægtet med selskabernes elsalg.

I denne periode er også publiceret elpriser i Dansk Energis tiårsstatistik (Dansk Energi, 2001, b) baseret på en stikprøve af ni store netselskaber (ENV, Arke, KOE, Herning, MSE, EFFLA, KN, NESA og SEAS). Se Tabel 7. For de store forbrugere er forbrugsstørrelserne anderledes end ovenfor. Priserne er typisk 1-2 øre lavere, end hvad der kan ses i Tabel 5.

Kunde	2.000	4.000	15.000	160.000	4.000.000	kWh/år
1995	53,30	44,53	37,44	34,96	31,79	øre/kWh
1996	55,04	46,15	39,19	37,16	33,67	øre/kWh
1997	55,68	46,47	39,36	36,97	33,99	øre/kWh
1998	59,47	49,48	41,71	40,71	37,44	øre/kWh
1999	60,21	49,10	40,90	38,31	35,33	øre/kWh
2000	63,17	51,65	43,19	39,76	36,50	øre/kWh
2001	66,60	56,30	48,38	45,51	-	øre/kWh

Tabel 7. Elpriser fra tiårsstatistik. Priser per 1. januar, ekskl. moms og afgifter.

Anden dataperiode: 2000-2009

I Elforsyningsens tariffer & elpriser (Dansk Energi, 2000-2009) beskrives en række forhold om tariffer og elpriser per 1. januar hvert år. Publikationen omfatter netselskabernes og forsyningspligtselskabernes priser og tariffer, mens elhandelsselskabernes priser ikke belyses. Der foreligger en metodebeskrivelse, som beskriver vægtning af data m.m. (Dansk Energi, 2008).

Kunder	2.000	4.000	15.000	100.000	kWh/år
2000	64,71	53,46	44,94	-	øre/kWh
2001	70,36	58,27	48,95	47,08	øre/kWh
2002	76,36	63,53	53,74	52,08	øre/kWh
2003	83,18	69,45	59,15	56,25	øre/kWh
2004	81,05	66,96	56,78	54,02	øre/kWh
2005	83,37	68,86	58,34	55,16	øre/kWh
2006	90,32	75,02	64,06	60,62	øre/kWh
2007	106,03	89,47	77,56	74,35	øre/kWh
2008	107,08	90,09	77,64	74,30	øre/kWh
2009	115,91	98,37	85,57	82,02	øre/kWh

Table 8. Gennemsnitspriser. I priserne indgår prioriteret produktion. Ved tretidstarif er der regnet med 50% lavlast, 30% højlast og 20% spidslast. Priserne er gældende 1. januar og er inkl. abonnementsbetaling.

Kunder	2.000	4.000	15.000	100.000	250.000	1.000.000	1.000.000	kWh/år
2000	457	465	465					kr./år
2001	438	447	513					kr./år
2002	459	461	518					kr./år
2003	474	475	532					kr./år
2004	480	483	518	3.310	5.075	6.300	9.300	kr./år
2005	495	496	521	2.990	4.900	6.500	9.100	kr./år
2006	521	522	566	3.380	4.925	6.500	9.600	kr./år
2007	568	568	611	3.800	4.875	6.200	10.100	kr./år
2008	583	584	588	3.430	4.325	4.500	7.200	kr./år
2009	600	601	612	3.480	4.400	4.500	6.500	kr./år

Table 9. Gennemsnitlige abonnementsbetalinger per 1. januar.

Kunde	2.000	4.000	15.000	100.000	250.000	1.000.000 0,4 kV	1.000.000 10 kV	kWh/år
2000	14,56	14,56	14,56	-	10,78	9,90	-	øre/kWh
2001	-	-	-	-	-	-	-	øre/kWh
2002	10,63	10,63	10,18	8,55	7,46	7,20	5,53	øre/kWh
2003	10,66	10,66	10,21	8,58	7,85	7,31	5,49	øre/kWh
2004	11,05	11,05	11,05	8,89	7,76	7,18	5,47	øre/kWh
2005	11,53	11,53	11,53	9,31	8,15	7,67	5,98	øre/kWh
2006	12,32	12,32	12,33	9,80	8,65	8,28	6,15	øre/kWh
2007	12,84	12,86	12,86	10,47	9,24	9,24	6,04	øre/kWh
2008	13,10	13,10	13,10	10,81	9,43	9,19	6,11	øre/kWh
2009	13,94	13,94	13,95	11,58	9,89	9,62	8,30	øre/kWh

Table 10. Gennemsnitlige nettatariffer per 1. januar.

	2.000	4.000	15.000	100.000	250.000	1.000.000 0,4 kV	1.000.000 10 kV	kWh/år
2000	-	-	-	-	-	-	-	
2001	-	-	-	-	-	-	-	
2002	6,13	6,13	6,05	6,19	6,17	6,14	6,09	øre/kWh
2003	5,47	5,47	5,39	5,52	5,51	5,44	5,47	øre/kWh
2004	4,14	4,14	4,14	4,15	4,16	4,08	4,12	øre/kWh
2005	6,58	6,58	6,58	6,61	6,57	6,30	6,52	øre/kWh
2006	5,69	5,69	5,69	5,68	5,68	5,67	5,65	øre/kWh
2007	6,11	6,11	6,11	6,10	6,10	6,06	6,08	øre/kWh
2008	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,48	6,41	øre/kWh
2009	8,25	8,25	8,25	8,25	8,24	8,24	8,15	øre/kWh

Tabel 11. Gennemsnitlige transmissionstariffer (regional og national, net- og systemtariffer).

	2.000	4.000	15.000	100.000	kWh/år
2001	19,70	18,37	17,28	17,15	øre/kWh
2002	19,25	19,25	19,14	19,22	øre/kWh
2003	30,96	30,96	30,96	30,98	øre/kWh
2004	26,73	26,73	26,73	26,73	øre/kWh

2005	25,15	25,15	25,15	25,15	øre/kWh
2006	36,98	36,98	36,98	36,98	øre/kWh
2007	45,17	45,17	45,17	45,17	øre/kWh
2008	48,80	48,80	48,80	48,80	øre/kWh
2009	53,33	53,33	53,33	53,33	øre/kWh

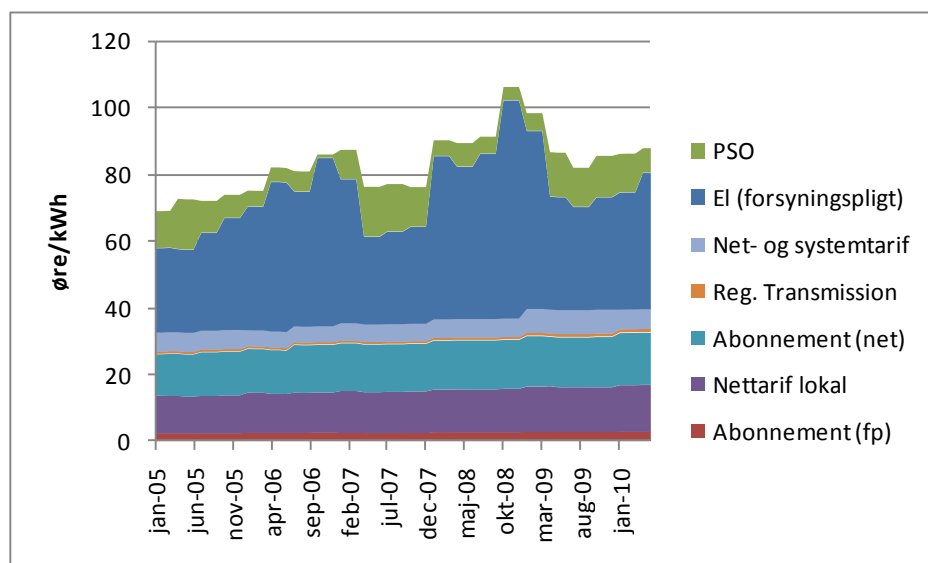
Tabel 12. Gennemsnitlige forsyningspligtpriser per 1. januar. Værdier for 2001 indeholder også evt. abonnement til forsyningspligtselskabet. Bemærk, at frem til 2004 havde kunden pligt til at aftage en vis mængde prioriteret el. Fra 2005 blev beløbet dækket af PSO-tariffen. For at få den samlede betaling for perioden 2000-2004 skal meromkostningen for den prioriterede produktion tillægges. Se Tabel 17.

Endelig samler Dansk Energi en månedlig statistik over elpriser fra januar 2005 og frem. Denne er karakteriseret ved en meget detaljeret opdeling i delelementer og er baseret på 34 netselskaber med hensyn til tariffer og abonnementsomkostninger. Statistikken opdateres hvert kvartal for de mindre kunder og hver måned for de større (>100.000 kWh/år).

Statistikken dækker primært monopolområderne, idet prisen for storforbruget er beskrevet som spotprisen tillagt et "markup" (fx 1,36 øre/kWh for et forbrug på 250.000 kWh/år og 0,01 øre/kWh for 25.000.000 kWh/år). Det er Energitilsynet, som beregner markup'en (se Dansk Energi, 2008).

Kunder	2.000	4.000	15.000	100.000 (PF)	250.000	1.000.000	25.000.000	kWh/år
2004	81,31	67,15	56,91	54,09	49,98	45,48	44,64	øre/kWh
2005	86,66	71,78	60,99	57,71	55,28	50,98	49,80	øre/kWh
2006	96,79	80,88	69,49	67,01	58,16	53,13	51,86	øre/kWh
2007	95,47	79,11	67,35	64,20	56,72	51,51	51,18	øre/kWh
2008	111,12	94,14	81,69	78,37	68,13	62,48	62,34	øre/kWh
2009	105,38	87,98	75,27	71,54	60,65	56,80	56,47	øre/kWh

Tabel 13. Gennemsnitspriser baseret på månedspriser. Priserne er inkl. abonnementsbetaling. Priserne for kunder over 100.000 kWh er bla. baseret på spotpriser vægtet med totalforbruget i hhv. Vest- og Østdanmark. Der er også priser for 50.000.000 og 75.000.000 kWh/år.



Figur 12. Udviklingen i elprisen for forsyningspligt-kunder (4.000 kWh). Afgifter og moms er ikke vist.

4.000 kWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Kommerciel el (fpligt)	16,32	28,18	43,09	31,46	52,25	37,85
Abonnement (fpligt)	2,15	2,16	2,33	2,22	2,44	2,54
Prioriteret el	17,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nettarif lokal	11,02	11,48	12,19	12,71	13,20	13,80
Abonnement (net)	12,13	12,78	13,62	14,21	14,58	14,90
Reg. transmission	0,77	0,70	0,68	0,65	0,71	0,83
Net- og systemtarif	3,97	5,87	4,99	5,46	5,78	7,44
Elpris, ekskl PSO og afgifter	63,92	61,18	76,90	66,71	88,97	77,36
PSO	3,23	10,60	3,98	12,40	5,16	10,62
Samlet elpris ex moms	67,15	71,78	80,88	79,11	94,14	87,98
Elafgift	52,00	53,00	53,00	53,00	54,10	55,00
Eldistributionsafgift	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Elsparebidrag	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
CO2	10,00	9,00	9,00	9,00	8,80	8,90
Moms	33,44	34,59	36,87	36,43	40,41	39,12
Samlet elpris inkl. moms	167,18	172,97	184,35	182,14	202,04	195,60

Tabel 14. Sammensætning af elprisen. Kunde med et forbrug på 4.000 kWh/år. Gennemsnit af årets månedsværdier.

1.000.000 kWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Fri el (spot)	12,84	26,68	35,55	25,75	43,88	29,03
Markup (spot)	0,90	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Prioriteret el	17,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nettarif lokal	5,42	6,01	6,66	5,95	6,16	8,07
Abonnement (net)	0,87	0,88	0,98	1,02	0,46	0,60
Reg. transmission	0,69	0,60	0,63	0,60	0,70	0,69
Net- og systemtarif	3,97	5,87	4,99	5,46	5,78	7,44
Elpris, excl PSO og afgifter	42,25	40,38	49,15	39,11	57,32	46,17
PSO	3,23	10,60	3,98	12,40	5,16	10,62
Samlet elpris ekskl moms	45,48	50,98	53,13	51,51	62,48	56,80
Elafgift	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eldistributionsafgift	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Elsparebidrag	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO2	8,45	8,70	8,70	8,70	8,52	8,61
Moms	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Samlet elpris inkl. moms	54,93	60,68	62,83	61,21	72,00	66,41

Tabel 15. Sammensætning af elprisen. Kunde med et forbrug på 1.000.000 kWh/år. Gennemsnit af årets månedsværdier.

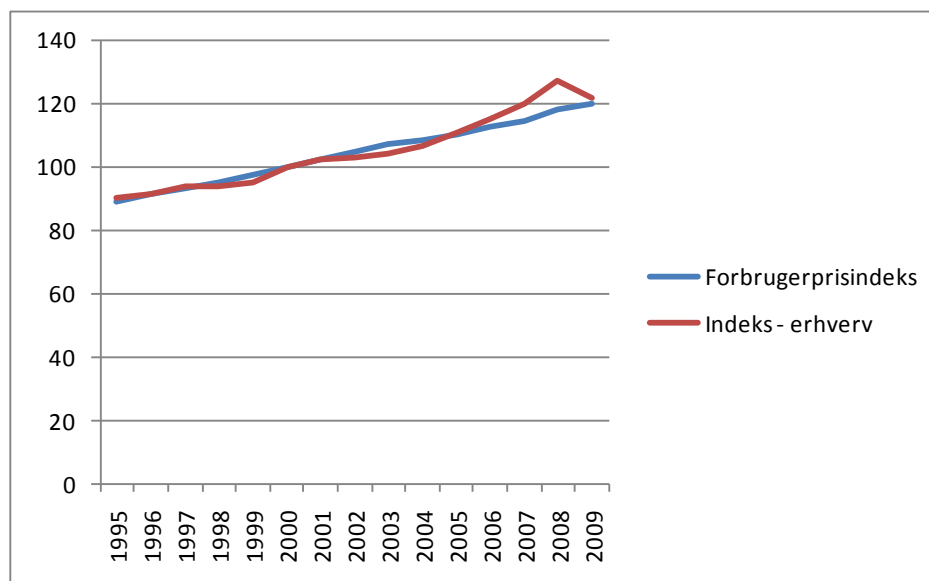
	2.000	4.000	15.000	100.000 (fpligt)		250.000	1.000. 000	25.000.0 00	kWh/år
Forsyningspligt pris	33,88	33,88	33,88	33,88	Fri el (spot)	32,53	32,53	32,53	øre/kWh
Abonnement (fpligt)	5,14	2,57	0,69	0,10	Markup (spot)	1,36	0,34	0,01	øre/kWh
Nettarif lokal	13,92	13,91	13,92	11,84		10,05	8,07	8,07	øre/kWh
Abonnement (net)	30,12	15,10	4,11	3,20		1,61	0,61	0,61	øre/kWh
Reg. transmission	0,87	0,87	0,87	0,87		0,86	0,73	0,73	øre/kWh
Net- og systemtarif	7,04	7,04	7,04	7,04		7,04	7,04	7,04	øre/kWh
PSO	11,69	11,69	11,69	11,69		11,69	11,69	11,69	øre/kWh
Samlet elpris ekskl afgifter og moms	102,64	85,04	72,18	68,61		65,13	60,99	60,66	øre/kWh
Elafgift	57,10	57,10	51,10	0,00		0,00	0,00	0,00	øre/kWh
Eldistributionsafgift	4,00	4,00	4,00	1,00		1,00	1,00	1,00	øre/kWh
Elsparebidrag	0,60	0,60	0,60	0,00		0,00	0,00	0,00	øre/kWh
CO2	8,00	8,00	8,00	7,87		7,87	7,74	6,85	øre/kWh
I alt ekskl. Moms	172,34	154,74	135,88	77,48		74,00	69,73	68,51	øre/kWh

Tabel 16. S sammensætningen af elprisen. Gennemsnit af månedspriserne fra maj 2009 til april 2010."fpligt" = Forsyningspligt.

Prisindeks

For husholdningerne anvendes Danmarks Statistiks forbrugerprisindeks. Den typiske stigning i dette har været 2% per år. Dette indeks er principielt ikke meningsfuldt at bruge for erhvervene.

For erhvervene anvendes et vægtet gennemsnit af et indeks for lønudviklingen og et indeks for erhvervenes varekøb. Indekset for lønudviklingen er hentet i Economic Outlook (OECD, 2010). For varekøb har vi brugt prisudviklingen i indenlandsk vareforbrug, som Danmarks Statistik har koblet til Engrosprisindekset. Vægtningen af erhvervslivets løn og vareforbrug er fundet i Regnskabsstatistik for private byerhverv. Løn vægtes 18,5%, og varer 81,5%. Indeks for erhvervslivets varekøb, engrosprisindeks og regnskabsstatistik er hentet i Danmarks Statistik, Statistikbanken.



Figur 13. Forbrugerprisindeks og indeks for indenlandsk vareforsyning. År 2000 = 100.

Selv om vi således har bestræbt os at på at konstruere et særligt indeks for erhverv, viser det sig (se Figur 13), at det forløber helt parallelt med forbrugerprisindekset. Et mere retvisende indeks for erhverv kan måske findes i ADAM-modellen. Den arbejder med værdier, priser og mængder for erhvervenes input og output - og man kan derfor beregne et indeks for de priser, erhvervene står over for. Vi har dog ment, at det lå uden for denne opgave at bestemme dette indeks.

Endvidere indgår elektricitet såvel i forbrugerprisindekset som i vores konstruerede erhvervsindeks. Principielt burde vi trække el ud af såvel forbrugerprisindekset som erhvervsindekset.

Prioriteret produktion

Fra 1998 til 2004 blev omkostningerne til den miljøvenlige elproduktion opkrævet via den såkaldte prioriterede produktion. Alle kunder skulle aftage en vis andel af deres elforbrug til en særlig høj pris.

	Vest andel	Vest pris	Øst andel	Øst pris
1998	-	-	16,0%	-
1999	-	-	22,0%	-
2000	38,9%	42,0	22,0%	46,5
2001	45,3%	45,4	28,0%	45,0
2002	43,2%	47,3	30,5%	47,5
2003	42,6%	43,9	28,0%	43,9
2004	43,4%	44,3	30,0%	44,2
		øre/kWh		øre/kWh

Tabel 17. Prioriteret produktion. Andelen af prioriteret produktion blev udmeldt hver måned. Her er de gennemsnitlige årsværdier vist. Data fra Dansk Energi og Energinet.dk.

Hvis andelen af den prioriterede produktion fx var 25%, og prisen for denne var 40 øre/kWh, mens at den almindelige el kostede 20 øre/kWh, så betød systemet en ekstrabetaling på $(25\% * (40 - 20) \text{øre/kWh}) = 5 \text{ øre/kWh}$, når denne sættes i forhold til kundens samlede elforbrug. Dette eksempel ville således svare til en PSO-tarif på 5 øre/kWh.