

IRP97 Perspektivdel

Kroner

GIFTSOD-JSPF

1000

PER

1 IRP97 Perspektivrapport

2 Marked og miljøregulering

3 A New Energy System for Denmark. A Source to Service Approach

4 Solceller

5 Elbiler i Danmark

**IRP97-
PERSPEKTIVRAPPORT**

**INTEGRERET RESSOURCEPLANLÆGNING
i den jysk-fynske elforsyning 1997
December 1997**

C

O

O

O

0. Konklusion	1
1. Indledning	2
1.1 Lovgivningsmæssig baggrund.....	2
1.2 Marked og miljø.....	3
2. IRP97-Perspektivdelen og Energi 21	3
2.1 Regneeksemplet i Energi 21	3
2.2 Læsevejledning til IRP97-Perspektivdelen.....	4
3. Miljø og marked - et fremtidsbillede	5
3.1 Tilbageblik på rammer og drivkræfter i dansk energipolitik i perioden år 2000 til år 2030 ...	5
3.2 Miljø i fokus.....	6
3.3 Strukturudvikling og nye aktører	6
3.4 Vedvarende energikilder kommercielt konkurrencedygtige	8
3.5 "Fredens projekt" lykkedes	8
3.6 Ny rolle til statsmagten	9
4. Infrastruktur i et nordeuropæisk perspektiv	9
4.1 På vej mod et europæisk marked	9
4.2 Intern transportstruktur	11
4.3 Optimal udnyttelse af infrastrukturen	12
4.4 Udlandsforbindelserne i et marked	13
4.5 Europæisk miljøsamarbejde	15
5. Et alternativt udviklingsforløb	16
6. Samspil med udlandet og indpasning af vedvarende energi	16
6.1 Udveksling med omkringliggende lande i et liberaliseret marked, år 2005	17
6.1.1 Indledning	17
6.1.2 Kort præsentation af modelværktøjet: Samkøringsmodellen	18
6.1.3 Beregningsforudsætninger.....	19
6.1.4 Generelle resultater.....	22
6.1.5 Pris-interface.....	26
6.2 Produktionsfordeling og udvekslingsbehov - Energi 21 år 2015.....	30
6.2.1 Beregningsforudsætninger.....	30
6.2.2 Beregningsresultater	31
6.3 Det videre arbejde med indpasning af fluktuerende vedvarende energi.....	37
7. DSM i et liberaliseret marked	37
7.1 Kommercielle DSM-aktiviteter.....	38
7.2 Ikke kommercielle DSM-aktiviteter.....	39
8. Hvordan nås Energi 21-målene i et marked?	40
8.1 Markedsmæssig miljøregulering.....	40
8.2 "Push"-metoden	41
8.3 "Pull"-metoden.....	43
8.4 Miljøvenlig energi, nettet og udlandsforbindelserne	43

C

C

C

C

Udtryk og forkortelser

DSM: Demand Side Management. Distributionsselskabernes aktiviteter inden for rådgivning m.m., som tager sigte på at mindske energiforbruget.

HVDC-forbindelser: Jævnstrømsforbindelser, der drives ved høj spænding. HVDC er et akronym for "High Voltage Direct Current".

IRP: Integreret Ressource Planlægning. Se afsnit 1.1.

IRP97-Perspektivdel: Nærværende rapport inkl. de fire bilag:

- *Marked og miljøregulering.*
- *"A New Energy System for Denmark. A Source to Service Approach".*
- *Solceller.*
- *Elbiler i Danmark.*

IRP97-Rapporten: Nærværende rapport ekskl. de fire ovennævnte bilag.

KEMA: En hollandsk forskningsorganisation, der er ejet af de hollandske elforsyningsvirksomheder.

Kondensproduktion: Produktion af el på enheder fyret med kul, olie, gas eller biomasse *uden* en samtidig produktion af fjernvarme.

Kraftvarme: Fjernvarme produceret på anlæg, der samtidigt producerer el.

MW_p: MegaWatt "peak". Den maksimale effekt, der kan leveres fra et givet solcelleanlæg.

n-1 kriteriet: Kriteriet forlanger, at elforsyningssystemet skal fungere, selv om en enhed falder ud.

PSO: Offentlige service forpligtigelser (Public Service Obligations). Alle slutbrugere i Danmark betaler til de danske PSO-aktiviteter. Den enkelte slutbrugers betaling er proportional med vedkommendes elforbrug. Betalingen opkræves af den systemansvarlige.

Samkøringsmodellen: Se afsnit 6.1.2.

SIVAEL: Se afsnit 6.1.1.

UCPTE: Det sammenhængende vekselstrømsområde, der udgøres af landene Tyskland, Holland, Belgien, Luxemborg, Frankrig, Østrig, Schweiz, Italien, Spanien, Grækenland, Portugal med flere, og som Jylland/Fyn er tilknyttet.

VE2-projektet: Se indledningen til kapitel 6.



0. Konklusion

IRP97-Perspektivdelen beskriver elforsyningen i perioden 2005-2030.

Målet med IRP97-Perspektivdelen er at illustrere, hvordan miljøhensyn kan varetages i et internationaliseret, liberaliseret elmarked.

Liberaliseringen vil i sit kølvand nødvendiggøre, at markedsmæssige miljøstyringsværktøjer tages i brug. Dette kan gøres ved, at udbudtet på elmarkedet reguleres via love samt afgifter på og tilskud til forskellige elproduktionsformer.

Med den rette implementering af de markedsmaessige miljøstyringsværktøjer vil disse på deres side lede til:

- At de midler, der investeres til miljøforbedringer, anvendes bedre end i dag. Hermed opnås en situation, hvor der fås "mest mulig miljø for pengene".
- At udgifterne til den danske energi- og miljøpolitik synliggøres.

En miljøstyring med afgifter og tilskud kombineret med et frit vare- og leverandørvalg for elforbrugerne leder til en tosidet miljøstyring af elmarkedet:

- En push-effekt, hvor afgifter og tilskud *skubber* miljøvenlige elproduktionsformer ud på markedet.
- En pull-effekt, hvor efterspørgslen efter grøn strøm *trækker* miljøvenlige elproduktionsformer ud på markedet.

For at få etableret en reel konkurrence på det danske elmarked er det nødvendigt, at de elektriske udlandsforbindelser åbnes for spothandel med el. Her tænkes specielt på forbindelserne til Norge og Sverige, da den tyske markedsåbning i skrivende stund ser ud til at få et lidt andet indhold end den nordiske. For den jysk/fynske elforsyning er det målet, at Jylland/Fyn integreres i en nordisk elbørs som et selvstændigt prisområde, og at hele kapaciteten på forbindelserne til Norge og Sverige stilles til rådighed for spothandel med el. Det er endvidere målet, at der etableres et fælles, nordisk punkttarifsystem. Herved vil aktørerne på elmarkedet få adgang til at handle i hele Norden uden at skulle betale særlige afgifter, når deres handel krydser landegrænser (eller andre grænser) i Norden.

For den systemansvarlige kan det være nødvendigt at reservere en mindre del af kapaciteten på udlandsforbindelserne til udveksling af balancekraft.

For at kunne tilgodese markedet og miljøet er der behov for et velfungerende dansk transmissionsnet. Det danske transmissionsnet må ses som en del af en international infrastruktur, hvor overføringskapaciteten i det nationale net er afpasset til kapaciteten på udlandsforbindelserne.

I et internationalt marked for el vil en isoleret dansk CO₂-afgift medføre, at en del af den danske kondensproduktion overføres til kondensenheder i nabolandene uden, at der opnås en reduktion i den samlede CO₂-udledning. Nationale afgifter medfører suboptimale løsninger med hensyn til både økonomi og miljø.

Indpasning af store mængder vindkraft og kraftvarme i det danske elsystem medfører et betydeligt voksende behov for udveksling med nabostemper. I Energi 21 kan der for hele landet i år 2015 forekomme eloverløb på op til 4.000 MW.

Anvendelsen af energi i samfundet bør naturligvis altid ske så effektivt som muligt. I forbindelse med IRP97-arbejdet har den danske elforsyning hos den hollandske forskningsorganisation KEMA bestilt en analyse af det danske energiforsyningssystem. Selv om resultaterne må tages med forbehold, antyder resultatet, at der kan opnå store miljøgevinster ved en accelereret elektrificering af det danske samfund.

1. Indledning

1.1 Lovgivningsmæssig baggrund

Elselskaberne skal ifølge Elloven hvert 2. år udarbejde en Integreret Resource Planlægning (IRP) for Danmark. Elselskabernes første IRP-planer blev udarbejdet i 1995.

Myndighedernes krav til IRP97-arbejdet er nærmere fastlagt i de såkaldte Retningslinier fra 20. februar 1997. For det vestdanske område har hele den jysk/fynske elforsyning bidraget til IRP97-Perspektivdelen, som dækker perioden 2005-2030.

Bilagene til nærværende IRP97-Perspektivdel består af følgende fire dokumenter:

- Marked og miljøregulering.
- "A New Energy System for Denmark: A Source to Service Approach".
- Solceller.
- Elbiler i Danmark.

1.2 Marked og miljø

Rammerne for IRP97-arbejdet har været:

1. Liberaliseringen af elmarkederne i EU og Norden.
2. Den danske energi- og miljøpolitik. Generelt har hensynet til en miljøvenlig energiforsyning spillet en afgørende rolle i IRP97-arbejdet. Specielt har CO₂-sigtemålet fra Energi 21 været et vigtigt punkt i IRP97.

Bag arbejdet med IRP97 har ligget en klar forventning om, at der er tre tendenser, som vil få stadig større betydning i den periode, som IRP97-Perspektivdelen beskæftiger sig med: *Liberalisering, internationalisering og miljøhensyn*.

Perspektivdelens omverdensbillede er uddybet i kapitel 3: "Miljø & marked - et fremtidsbillede". Som det fremgår af kapitel 3, kræver det liberaliserede europæiske elmarked, at danske miljømål forfølges med metoder, som passer til sådanne omgivelser. Derfor er der i Perspektivdelen en beskrivelse af markedsmæssige miljøstyringsværktøjer.

2. IRP97-Perspektivdelen og Energi 21

2.1 Regneeksemplet i Energi 21

I Energi 21 er der opstillet et regneeksempel for den danske energiforsyning i år 2030. Forudsætningen i regneeksemplet er, at blandt andet afgifter på erhvervslivets energiforbrug vil medføre:

- Yderligere effektivisering af elapparater, processer m.v., så der i forhold til referencefremskrivningen i Energi 21 opnås en effektivitetsforbedring på ca. 35 % og en reduktion af varmebehovene på ca. 10 %.
- En reduktion af transportsektorens CO₂-udledning på 25 % i forhold til 1988-niveauet.
- Udbygning med industriel kraftvarme og minikraftvarme til i alt ca. 1.400 MW og med vindmøller, solceller og bølgekraft til i alt ca. 5.500 MW.
- Anvendelse af ca. 100 PJ biomasse og biogas pr. år samt ca. 45 PJ/år af anden biomasse (herunder energiafgrøder).

- Etablering af geotermianlæg og store varmepumpeanlæg svarende til et varmegrundlag på ca. 25 PJ/år i fjernvarmeområder; omlægning af individuel naturgasfyring til kraftvarme samt fortsat udbygning af varmeforsyningen i det åbne land til VE-baserede anlæg.

Det overordnede sigtepunkt i Energi 21 er en halvering af CO₂-udledningen i forhold til 1990. Dette kræver, at energiintensiteten forbedres med ca. 55 % i forhold til 1994 med den forudsætning for den økonomiske vækst, som er anvendt i Energi 21. Energiintensiteten er her defineret som forholdet mellem bruttonationalproduktet og bruttoenergiforbruget.

I det regneeksempel, der er opstillet i forbindelse med Energi 21, er der regnet med en udbygning af den vedvarende energi, så den leverer 230 PJ i år 2030. Dette svarer til ca. 35 % af regneeksemplets energiforbrug i år 2030.

I Energi 21 anføres det, at det vil være hensigtsmæssigt med en gradvis indførelse af miljøafgifter på brændsler. Det noteres, at dette vil medføre problemer for dansk elproduktion i forhold til det internationaliserede, liberaliserede elmarked, hvis det sker som en dansk enegang.

2.2 Læsevejledning til IRP97-Perspektivdelen

Sigtemålet om en 50 % reduktion af CO₂-udledningen i år 2030 har været et af udgangspunkterne for Perspektivdelen. Som anført ovenfor, har et andet udgangspunkt været billede af et liberaliseret europæisk elmarked, hvor el handles på tværs af grænserne ligesom andre varer og serviceydelser i EUs indre marked. Dette omverdensbillede beskrives nærmere i kapitel 3.

Landeveje, jernbaner, havne og lufthavne er infrastrukturer, der spiller en stor rolle for transportsektoren. På samme måde er transmissionsnettet en infrastruktur, der spiller en afgørende rolle for elforsyningen. Perspektivdelen kapitel 4 beskriver, hvilken rolle transmissionsnettet vil få i et liberaliseret europæisk elmarked.

Vejene til at nå en 50 % reduktion i CO₂-udledningen er ikke de samme i Perspektivdelen som i Energi 21. I Retningslinier, der præciserede formålet med IRP97-arbejdet, blev det anført, at arbejdet "*skal fremvise alternative udviklingsforløb og strategier*".

For at opfylde dette formål er der blandt andet udført et arbejde, hvor den hollandske forskningsorganisation KEMA har opstillet et alternativt udviklingsforløb, der leder frem til en større reduktion af CO₂-udledningen end den, der er anført i Energi 21. Disse analyser præsenteres kort i kapitel 5. I bilaget "A new Energy System for Denmark: A Source to Service Approach" er der en nærmere gennemgang af KEMA-analysen.

Indpasning af store mængder fluktuerende, vedvarende energi er en stor udfordring for det danske elsystem. I kapitel 6 er der en grundig diskussion af denne problemstilling.

DSM (Demand Side Management) vil ændre sig, når elmarkedet liberaliseres. I kapitel 7 er der en gennemgang af fremtidens DSM.

DSM er imidlertid ikke den eneste vej til en effektiv energianvendelse. Med miljømål, der stadig skærpes, og en konstant stigende konkurrence skal der findes nye veje til at nå miljømålene i et liberaliseret elmarked. Kapitel 8 i Perspektivdelen diskuterer, hvordan miljømål opfyldes i et liberaliseret elmarked.

For at nå miljømålene må store mængder af vedvarende energi introduceres i energiforsyningen - herunder i elforsyningen. Kapitel 8 rummer også overvejelser om, hvordan vedvarende elproduktionsteknikker kan indføres i et liberaliseret elmarked.

3. Miljø og marked - et fremtidsbillede

Kapitel 3 er et scenario for, hvordan fremtidens elmarked kunne se ud. Kapitlet er skrevet som et fiktivt tilbageblik fra år 2030.

3.1 Tilbageblik på rammer og drivkræfter i dansk energipolitik i perioden år 2000 til år 2030

Skal drivkræfterne i dansk energipolitik de sidste 30 år sammenfattes, bliver det med ordene: Marked og miljø. En af de store udfordringer har været at omlægge reguleringen af energipolitikken, således at den tilsyneladende modsætning mellem marked og miljø blev vendt til, at de to begreber trækker på samme hammel.

En række forskellige forudsætninger har gjort den udvikling mulig. Den første forudsætning har været gennemførelsen af bindende internationale aftaler om langsigtede miljøforbedringer - primært på klimaområdet. Den fælles europæiske CO₂-afgift kunne ikke have været gennemført uden de internationalt bindende målsætninger. Samtidig blev den stigende miljøbevidsthed i befolkningerne i Europa en vigtig faktor for at skabe efter-spørgsel efter miljørigtige løsninger. Kombineret med åbningen af energimarkedet gav efterspørgslen fra grønne forbrugere en række nye aktører mulighed for at slå igennem og dermed fremskynde en udvikling i retning mod større kundefokus. Endelig fremskyndede afgifterne og efterspørgslen den fortsatte tekniske udvikling og deraf følgende prisfald på vedvarende energikilder - primært vindmøller og solceller, således at disse energiformer ca. midt i perioden blev kommersielt konkurrencedygtige med fossile energiformer.

3.2 Miljø i fokus

Efter at USA oplevede alvorlig tørke i Midtvesten i starten af det ny årtusind, kunne USAs præsident endelig fremlægge en markant amerikansk indsats på CO₂-reduktion.

I starten af det ny årtusind blev der også fastsat bindende CO₂-reduktionsmål for hele den udviklede verden, men samtidig blev der etableret markante og økonomisk understøttede ordninger for teknologioverførsel og Joint Implementation for udviklingslande, der påtog sig en forpligtende CO₂-målsætning. I løbet af de følgende år fik så godt som alle lande herefter en målsætning på området. De økonomiske ressourcer, der blev tilført, gav samtidigt et væsentligt bidrag til en økonomisk og social udvikling rundt om i verden.

Det lykkedes at få gennemført en koordineret CO₂-afgift i EU. Det bidrog til at løse problemerne i byrdefordelingen mellem landene og sikrede samtidig en omkostningseffektiv opnåelse af de fælles mål. CO₂-afgiften gjorde på mange måder energipolitikken mere gennemsigtig, da den erstattede mange af de tidligere detailreguleringer. Dette var også en nødvendig konsekvens af de mange nye aktører på området. For at fremme udviklingen af nye vedvarende energiteknologier, f.eks. solceller, blev CO₂-afgiften dog suppleret med en række andre virkemidler til forskning og markedsmodning.

Med CO₂ som udgangspunkt blev mange af de andre luftforureningsproblemer også løst. Det gjaldt både forsuringsproblemerne, men også bilernes miljøbelastning blev gradvis mindre i takt med større effektivitet og indførelse af el- og gasdrevne biler.

CO₂ var imidlertid ikke det eneste miljøproblem i fokus. Alle større tekniske anlæg blev debatteret intenst. Højspændingsledninger og vindmølleparker gav anledning til store diskussioner, og der blev gennemført massive saneringsplaner på begge områder. Bygning af centrale kraftværker blev nærmest helt umulig.

3.3 Strukturudvikling og nye aktører

Parallelt med udviklingen på miljøområdet kørte liberaliseringen af elmarkedet i Europa. Igen var starten noget tøvende, men det andet liberaliseringsdirektiv fra år 2001 satte tempoet betydeligt op i markedsåbnningen. Direktivet satte som mål, at alle private elkunder fra år 2008 skulle kunne vælge deres egen leverandør af el.

Markedsåbningen betød ændringer i elsektoren i to "bølger". Første bølge var omstrukturering blandt de traditionelle aktører på området. Gamle vertikale forbindelser blev brudt, men der opstod en lang række nye alliancer, både horisontalt og vertikalt i branchen. Handel med elselskaber blev næsten mere udbredt end handel med el.

Den stigende markedsorientering bidrog til at ændre kulturen i elsektoren i retning af stadig større fokus på produkter - el- og energitjenester - i stedet for på produktionsteknologier. Udviklingen gik imidlertid langsomt i dele af branchen.

De rigtigt store forandringer kom imidlertid først i "anden bølge". Da der var etableret rammer for funktionen af et liberaliseret elmarked, begyndte en række nye aktører at gøre deres entré.

Den "anden bølge" blev styrket af to mekanismer, nemlig dels en stigende efterspørgsel efter grøn el og effektive energitjenester, dels af den europæiske CO₂-afgift. Den "grønne efterspørgsel" kom både fra private forbrugere, men også i stigende grad fra offentlige institutioner og virksomheder, der ønskede en høj miljøprofil. Det skyldtes blandt andet opbygning af miljøstyringssystemer og de stadigt mere udbredte miljømærker. Dette "market-pull" blev understøttet af et "market-push" med udgangspunkt i de koordinerede CO₂-afgifter og andre støtteordninger for udvikling af vedvarende energikilder.

Den politiske vilje til at lave markedsbaserede løsninger og til at værdisætte CO₂-besparelser via de langsigtede miljømål var en væsentlig faktor i denne udvikling. Det styrkede både den teknologiske og den organisatoriske udvikling.

På forbrugssiden udvikledes selskaber med fokus på energitjenester. Nogle havde deres udgangspunkt i de gamle elselskaber. Andre udvikledes med basis i serviceselskaber og hardware-leverandører. Udgangspunktet for selskabernes aktivitet var, at de fleste ikke interesserer sig særligt for deres energiforbrug, men kun for aktiviteter, der forbruger energi.

Med det udgangspunkt opstod en række nye tjenesteydelser. Det blev muligt at vælge forskellige typer pakkeløsninger for levering af energi. Det simpleste var en kombination af el og rådgivning, hvor man sammen - ved at betale sin abonnementsafgift - fik adgang til en udvidet privat rådgivning. Mere udviklede former gav også mulighed for finansiering af energibesparende foranstaltninger, f.eks. udskiftning af hårde hvidevarer finansieret ved elbesparelsen og betalt via elregningen.

På det mere commercielle marked var det i stigende grad almindeligt, at virksomheder out-sourcede deres energiforsyning. Gradvist blev mere komplekse energitjenester inddraget. Det var selvfølgelig en fordel for energitjenesteselskaberne, at de også kunne købe eller producere energien selv.

3.4 Vedvarende energikilder kommercielt konkurrencedygtige

På produktionssiden skete der også markante udviklinger i begyndelsen af det 21. århundrede. CO₂-afgifterne og den stigende efterspørgsel fra grønne forbrugere sikrede i fællesskab en stigende afsætning for rene energikilder. Det betød, at decentrale elproduktionsteknologier, som solceller og brændselsceller, blev interessante strategiske produkter for blandt andet en række af olieselskaberne. Det førte til meget aggressive salgskampagner for de decentrale produktionsteknologier fra producenter, der ikke havde et eget produktionsapparat at tage hensyn til.

Den fortsatte tekniske udvikling og det hastigt voksende marked førte til en mere rationel produktion og dermed fortsat faldende priser. Vindmøllerne fortsatte et prisfald på 5-10 %/produceret kWh om året, som var kendt fra slutning af det 20. århundrede. Solcellerne fik et markant kommercielt gennembrud, som kan sammenlignes med de personlige computere.

Det, der begrænser de vedvarende energikilders fremtrængende til ca. 1 % om året, er derfor det stabile energiforbrug. I den udstrækning, der sker nye investeringer, er det i vedvarende energi.

En række nye vedvarende energiformer er på vej frem. Det gælder blandt andet geotermisk varme, som i nogle områder fortrænger den naturgasfyrede kraftvarme, efterhånden som anlæggene skal udskiftes.

3.5 "Fredens projekt" lykkedes

En af betingelserne for, at denne udvikling har været mulig, er den usædvanlige stabilitet, der har præget Europa. I løbet af det første årti lykkedes det at få skabt en politisk struktur i Europa, som helede sårene efter den kolde krig. De central- og østeuropæiske lande blev gradvist sluset ind i det europæiske samarbejde. Det var dog først i perioden 2010-2020, at alle landene blev fuldt integreret i det europæiske marked.

En vigtig forudsætning for, at integrationen lykkedes, var den væsentlige udbygning af Phare-programmerne til en massiv konvergensstøtte, som sikrede en økonomisk udvikling og en social stabilitet, som ikke havde været mulig for landene at opnå på egen hånd.

Også relationerne til Europas naboer i Rusland og Nordafrika blev udbygget. For Europa var det af væsentlig interesse at sikre stabiliteten i de pågældende lande dels for at begrænse indvandringen, dels for at sikre stabile leverancer af naturgas.

3.6 Ny rolle til statsmagten

En mere upåagtet faktor i udviklingen var statens ændrede rolle. I de fleste europæiske lande var staten en meget væsentlig økonomisk aktør i det 20. århundrede. Store dele af industrien i f.eks. England og Frankrig var direkte statsejet. I Danmark var elsektoren ganske vist ikke direkte stats-ejet, men dog halvoffentlig. Den sammenblanding af interesser mellem ejerskab og regulerende myndighed betød, at staten ofte stillede svage miljøkrav til egne virksomheder. Dette var helt ekstremt i Østeuropa under kommunismen, men samme mekanisme var også gældende i Vest.

I løbet af de første årtier i det 21. århundrede ændredes dette billede radikalt. Over hele Europa blev statens rolle som direkte økonomisk aktør stærkt reduceret. Til gengæld blev rollen som markedets politibetjent styrket. Da det direkte økonomiske engagement fra statens side var væk, blev det lettere at få gennemført sammenhængende og konsekvent rammestyring på miljøområdet og på andre områder.

4. Infrastruktur i et nordeuropæisk perspektiv

Med en infrastruktur i nordeuropæisk sammenhæng er der først og fremmest tænkt på transmissionsnettet som rygraden i et marked. Transmissionsnettet skal tilgodese:

- Den overordnede systemsikkerhed.
- Markedets behov for transporter.
- Miljøhensyn.

Når markedet i Jylland-Fyn åbnes, bliver transporterne på nettet bestemt af markedets behov og handelsmønstre. En forudsætning for et marked er derfor et robust og fleksibelt transportsystem.

Det jysk-fynske systems placering mellem det energidimensionerede system i Norge og Sverige og det effektdimensionerede system på kontinentet giver et meget afvekslende udvekslingsmønster, hvor både import, eksport og transit er centrale.

Levetiden af netanlæg er typisk over 40 år. Infrastrukturen, set i perspektivperioden frem til år 2030, vil være afhængig af allerede foretagne dispositioner. I perspektivet frem mod år 2030 skal infrastrukturen være robust over for flere tænkelige udviklinger. Med en robust infrastruktur sikres optimal udnyttelse af tracéer samtidig med, at markedet kan åbnes.

4.1 På vej mod et europæisk marked

Konkurrence i et marked forudsætter, at købere og sælgere frit kan vælge, hvem de vil handle med og om hvad.

I Jylland-Fyn vil der umiddelbart kun være en enkelt større udbyder, som i øvrigt vil være for lille til at kunne tåle opdeling efter engelsk forbillede. Områdets købere får således behov for at købe fra andre områder end det jysk-fynske, og tilsvarende får ELSAM PRODUKTION (ELSAM) behov for at kunne sælge ud af området.

Hensynene til et grænseoverskridende marked er baserede på EU-direktiver. Et veludbygget transmissionsnet på tværs af landegrænser er en forudsætning for et europæisk elmarked.

Transitdirektivet fra 1990 indebærer, at der skal gives tilladelse til transit på nettet, hvis der er plads. Transmissionsnettet skal ikke være udbygget, så der kan transitteres, men er der plads, skal den stilles til rådighed. Der er ikke taget stilling til, hvilken systemsikkerhed der skal regnes med, når der transitteres. Dette fastlægges af parterne. Markedsdirektivet om tredjeparts adgang (TPA) skal være implementeret senest februar 1999.

Der må derfor udvikles systemsikkerhedsriterier for transit og tredjeparts transporter oven i de normale effekttransporter. De forventes baseret på n-1 kriteriet, der omfatter udfald af en netkomponent under forskellige forhold. I Tyskland findes der allerede et sådant regelsæt gældende for UCPTE, som det jysk-fynske net er en del af.

Et europæisk marked betyder større transporter på nettene. Der er derfor behov for at se dimensionering af nettene i en større nordeuropæisk sammenhæng, så udbygning af interne net sikrer muligheden for udnyttelse af eksterne forbindelser og omvendt.

I bestræbelserne på at få det europæiske elmarked til at fungere som ét marked må netadgangen ikke hindres af forskelle i de enkelte landes praksis og lovgivning. Det er nødvendigt at sikre, at godkendelsesprocedurer for net harmoniseres, så procedurerne ikke bliver til handelshindringer.

Norge og Sverige har udviklet et fælles elmarked indeholdende en elbørs Nord Pool. Finland tilsluttes i løbet af 1998, ligesom Nord Pool etablerer sig i Danmark primo 1998. Samtidigt er der fælles nordiske bestræbelser på at udvikle et fælles nordisk elmarked omfattende Norge, Sverige, Finland og Danmark.

For at børsbestræbelserne skal lykkes, skal der opretholdes et tæt samarbejde om nettene. Der skal gives netadgang, der skal være offentlige, gennemsigtige nettariffer, og der skal være veldefinerede principper for, hvordan man håndterer flaskehalse i nettet.

En af de største hindringer for etablering af børsområdet og det åbne marked er forskelle i landenes lovgivninger og beskatninger samt særtariffer på grænseforbindelserne. På kort sigt er der af økonomiske hensyn grænsetariffer på udlandsforbindelserne, men disse forventes at forsvinde.

4.2 Intern transportstruktur

De fremtidige rammer for dansk elforsyning er Markedsdirektivet og Lov 486, der fastlægger et overordnet neutralt systemansvar, hvor 400 kV- og 150 kV-nettene stilles til rådighed for den systemansvarlige. Loven fastlægger også en række forpligtelser for den systemansvarlige transmissionsvirksomhed.

Det igangværende reformarbejde forventes i overensstemmelse med EU-markedsdirektivet at føre frem mod et endnu mere åbent og markedspræget system inden år 2005.

Den danske lov om elforsyning - både den gældende og Lov 486 - indeholder ikke retningslinier, der går ud over sikringen af forsyningen i eget område. Dette er en alvorlig begrænsning for Jylland-Fyn, der er et mindre område i EU-sammenhæng, men med en central placering i det nord-europæiske net.

Det samlede transmissionsnet i Jylland-Fyn forventes i perspektivperioden at forblive et monopol, som ejes af elforbrugerne, selv om elmarkedet åbnes, og der er konkurrence på produktionssiden. Der er allerede fastlagt vilkår og tariffer for brug af transmissionsnettene i Jylland-Fyn. Disse må revideres afhængig af markedsudviklingen.

Det forventes, at udskillelsen af monopolet fra de kommersielle og handelsmæssige hensyn også gennemføres for distributionsnettene.

Der skal gives lige adgang til nettene. En af systemansvarets vigtigste opgaver er at sikre en tilstrækkelig netkapacitet på transmissionsniveau til, at markedet kan fungere samtidig med, at systemsikkerheden er tilstrækkelig.

Det interne transmissionsnet skal være udbygget, så der er balance mellem overføringskapaciteten og kapaciteten på udlandsforbindelserne. Der er i de nugældende rammer i Jylland-Fyn ikke veldefinerende udbygningskriterier for dette. Disse udvikles i takt med markedet.

Der er for nærværende store forsinkelser i udbygningen af 400 kV-nettet. Ifølge Netplan 97/98 forventes den samlede sanering og restrukturering i Jylland-Fyn dog gennemført senest årene 2010-2015. Der forventes således et færdigbygget 400 kV-net med større overføringskapacitet inden for perspektivperioden.

Store mængder decentrale værker og vind er en del af dansk miljø- og energipolitik. Distributionsnettenes rolle er både at distribuere og at være opsamlingsnet for den decentrale produktion. Der skal ske en koordinering af udbygning og drift mellem transmission og distribution, blandt andet fordi en fejl på transmissionsnettet giver anledning til udfald af decentrale værker og vindmøller.

Stor vindkraftudbygning oven i en stor andel prioriteret produktion kræver allerede på kort sigt adgang til et marked, som kan absorbere den betydelige overproduktion, der vil være på visse tider af døgnet.

En stor vindkraftudbygning vil kræve langdistanctransport af energi og en dertil hørende udbygning af transmissionsnet i vore nabolande.

Med markedet som udgangspunkt skal der søges et nyt optimum for netudbygningen. Dette vil blandt andet være baseret på økonomiske konjunkturer, markedsudvikling, økonomisk rimelig udnyttelse af produktionsapparat og tekniske tjenester.

4.3 Optimal udnyttelse af infrastrukturen

En optimal infrastruktur skal sikre markedets behov samtidig med systemsikkerhed og miljøhensyn. Som et vigtigt element i definitionen af netbegrænsninger skal der opstilles accepterede mål for den tilgængelige transmissionskapacitet for markedet og den faktisk til rådighed værende. En metode, der er anvendt i det amerikanske system, er ATC (Available Transfer Capacity). Metoden definerer den totale overføringskapacitet og systemets behov for sikkerhedsmargin.

Der skelnes mellem kortsigtet og langsigtet ATC, hvor der kan tages hensyn til, om en indgået aftale skal kunne gennemføres.

Det er vigtigt af hensyn til markedsaktørernes dispositioner, at den systemansvarlige melder ud, hvilke netbegrænsninger der forudsæs. Derfor bliver definitioner og metoder til bestemmelse af netbegrænsninger vigtige.

For at fremme markedsudviklingen på kort sigt er det vigtigt, at infrastrukturen faktisk står til rådighed for markedet, og at kanaler og dedikerede systemer, der ikke bliver brugt, kan stilles til rådighed for andre aktører. På den måde undgås spekulation og blokering af markedet. På sigt kan ingen kommerciel enkeltaktør forvente at have særlig privilegeret adgang til nettene.

Håndtering af flaskehalse vil altid være et centralet emne. Det gælder både i det interne net og på udlandsforbindelserne. På HVDC-forbindelser er dette særligt vigtigt, fordi de udgør en knap ressource, og fordi begrænsninger i det interne net reducerer muligheden for at udnytte denne ressource, jf. den manglende netudbygning i den sydlige del af Norge.

Erfaringer fra andre lande viser, at det er vigtigt at få frigjort udnyttet kapacitet uden tab for de aktører, der har rettigheder.

Køb og salg af kanaler på nettene forventes at være en overgangsløsning. Det jysk-fynske system forventes at være en integreret del af et nordisk børsområde. På sigt er der ikke en særlig tarivering for HVDC-forbindelserne, men omkostningerne indgår i den almindelige nettarif. Flaskehals håndteringen sker efter de principper, der gælder i børsområdet, nemlig modkøb eller dannelses af prisområder.

4.4 Udlandsforbindelserne i et marked

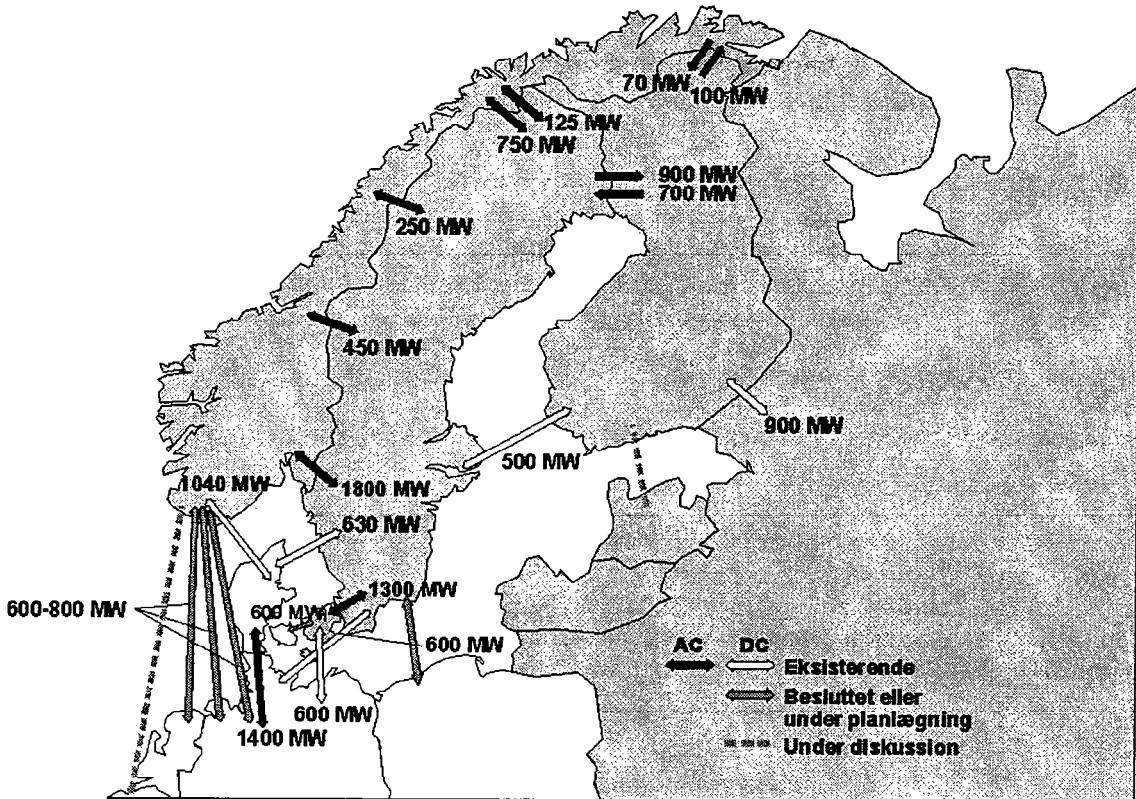
Forbindelser mellem nabosystemer spiller en vigtig rolle for systemsikkerheden, samtidig med at de er handelskanaler i et marked. Jylland-Fyn har relativt store overføringskapaciteter til andre elsystemer (se *figur 1*). Kapaciteten på udlandsforbindelserne er ca. 3.600 MW inklusive Storebæltsforbindelsen på 600 MW. Det svarer til en overføringskapacitet på omkring 100 % af områdets eget forbrug.

Størrelsen af udlandsforbindelserne har erfaringsmæssigt vist sig at være fornuftig set ud fra miljømæssige og økonomiske hensyn. Udlandsforbindelserne er på den måde også vigtige for miljøpolitikken.

Store overføringsevner ud af området giver gode muligheder for at indgå i en international infrastruktur på tværs af landegrænserne. En effektiv udnyttelse af disse forbindelser nødvendiggør dog omvendt, at det interne jysk-fynske net dimensioneres med en nordeuropæisk sammenhæng for øje.

Inden for Nordel har det hidtil været praksis at optimere systemerne, så forskellene i produktionsapparatet har kunnet udnyttes bedst muligt. Efectmæssigt har dette været udnyttet i form af det såkaldte pumpekraftkoncept, hvor der via langtidsaftaler har været importeret effekt til Danmark om dagen, når forbruget er stort, og eksporteret til Norge og Sverige, når forbruget har været lille. På den måde har der til gengæld været sparet kraftværksudbygning.

I vandrige år har betydelige energimængder kunnet importeres til gavn for miljøet. Set over de seneste 20 år har importen været større end eksporten. Eksporter til Norge og Sverige har været praktiseret som tørårs-sikring i vandfattige år.



Figur 1 Eksisterende og planlagte forbindelser mellem Nordel-systemet og det europæiske UCPTE-system.

Net på tværs af grænserne har givet mulighed for udnyttelse af fælles produktionsreserve i de nordiske lande og dermed givet en bedre ressourceneudnyttelse og mindre reserver i de enkelte lande.

Det nordiske samarbejde har de seneste år udviklet sig i retning af marked og konkurrence. De planlagte jævnstrømsforbindelser fra Norge til Holland og Tyskland og fra Sverige til Polen er eksempler herpå.

I perspektivperioden kan der tænkes andre konstellationer af børser end den nordiske. Nye forbindelser og udvidelse af børsområdet vil forrykke optimum og dermed også flytte netbegrænsningerne.

Udlandsforbindelsernes rolle i et markedssystem er kompleks. Forbindelsernes fysiske kapacitet består på *kort* sigt af:

- Kapacitet til faste aftaler, såkaldte kanaler.
- Kapacitet til transport af reserver og systemtjenester.
- Kapacitet til markedet.

Det er ikke tilstrækkeligt at se på den fysiske kapacitet. Af hensyn til systemsikkerheden er det afgørende, hvilke aftaler forbindelserne forlods er belagt med, da der skal være tilstrækkelig kapacitet til regulering, systemtjenester og til eksport af eloverløb.

Der er alene til disse formål for Jylland-Fyn allerede inden år 2005 et behov for en kapacitet på udlandsforbindelserne på ca. 1.000 MW. De store mængder prioriteret produktion, der forventes i perspektivperioden frem til år 2030, stiller krav om transport. Med decentrale værker, 1.500 MW vindmøller til lands og ca. 2.000 MW havmøller er der til det formål et behov for en kapacitet på udlandsforbindelserne på ca. 3.000 MW.

Eloverløbet må på grund af samkøringen med kraftvarme afsættes på et europæisk marked. Alternativt må der indføres virkemidler som forbrugsstyring, nye elanvendelser eller afbrydelighed af vindmøllerne.

Fordeling mellem den kapacitet, der skal være på udlandsforbindelserne til markedet og til tekniske tjenester, bliver vigtige forudsætninger for netplanlægningen.

Overløb som følge af havmøllerne og deres produktionsprofil kan betyde en lav udnyttelse af udlandsforbindelserne, da de beslaglægger kapacitet. Overløbet må meldes ind på børsen og bliver dermed en del af spot-handlen.

Størrelsen af de nødvendige udlandsforbindelser øges i perspektivperioden. Det betyder blandt andet, at de gamle forbindelser på Konti-Skan og Skagerrak må renoveres eller erstattes af nye forbindelser. Det samme gælder 220 kV-forbindelserne til Tyskland.

Udlandsforbindelserne spiller også en vigtig rolle for at udnytte forskelle imellem børsområder. Her spiller Tysklandsforbindelserne sammen med de seks andre forbindelser en særlig rolle for at mindske prisforskellene i det nordiske børsområde og på kontinentet.

4.5 Europæisk miljøsamarbejde

Hensynene til marked og miljø kan forenes, hvis der er sammenhæng mellem markedsudviklingen og de enkelte landes miljøpolitik. I virkeligheden har miljø og marked sammenfaldende interesser, idet en stærk infrastruktur med gode overføringsmuligheder er fundamentet for en effektiv miljøpolitik.

I nordeuropæisk sammenhæng spiller miljøpolitikken en vigtig rolle. Med EUs grønbog og et mål på 12 % vedvarende energi i Europa skal der under alle omstændigheder sikres en europæisk infrastruktur, da så store mængder ikke-regulerbar vedvarende energi på europæisk plan vil medføre betydelige grænseoverskridende transporter.

De store mængder ikke-regulerbar vedvarende energi, der er forudsat i Energi 21, vil som nævnt stille særlige krav til transmissionsnet og udlandsforbindelser. For eksempel vil de store mængder havmøller blive tilsluttet direkte på transmissionsnettet via et opsamlingsnet på havet.

Uanset tilslutningspunkt skal denne effekt transporteres og i nogen grad eksporterteres.

Havmøllerne vil desuden stille særlige krav til regulerkraft. Den kan rekvireres fra centrale kraftværker i området eller ved køb i udlandet. På længere sigt forventes al regulerkraft købt på et internationalt reguler-kraftmarked.

5. Et alternativt udviklingsforløb

Som det fremgår af KEMAs analyse i bilaget "A new Energy System for Denmark: A Source to Service Approach" kan der opnås store CO₂-besparelser ved at elektrificere samfundet yderligere i forhold til det niveau, der er anført i regneeksemplet i Energi 21. Ved en udstrakt anvendelse af el i samfundets energiforsyning kan CO₂-emissionen i år 2030 sænkes med 8 mio. ton, uden at samfundets udgifter til CO₂-reduktion øges. Samtidigt elimineres det eloverløb, der optræder i Energi 21-regneeksemplet.

Naturligvis må KEMA-analysen betragtes som et regneeksempel ligesom Energi 21-scenariet. Det er særdeles vanskeligt at regne på energiforsyningen i en fremtid, der ligger over 30 år fra nu. Tidsafstanden mellem 1997 og år 2030 er således lig med tidsafstanden mellem:

- Invasionen af Ungarn i 1956 og Berlinmurens fald & Warszawapagten sammenbrud i 1989.
- Shockleys opfindelse af dioden i 1947 og introduktionen af de første pc'er i 1980.
- Den franske lov fra 1781, der dekreterede, at man kun kunne blive officer, hvis man kunne dokumentere, at man i mindst fire generationer havde været adelig; og Napoleons abdikation i 1814.

Selv om der må tages forbehold over for beregninger, der rækker så langt ud i fremtiden, må KEMA-analysens resultater siges at være meget interessante. Forudsætningerne for KEMA-analysen er anført i bilaget, hvor analysen også er nærmere gennemgået.

6. Samspil med udlandet og indpasning af vedvarende energi

Retningslinierne for elselskabernes integrerede ressourceplanlægning foreskriver, at planlægningen som et tema skal belyse de fremtidige muligheder for elimport og eleksport samt samspillet med de omkringliggende landes elsystemer, herunder systemløsninger til indpasning af den voksende mængde kraftvarme og vedvarende energi i det indenlandske energisystem, og den rolle udlandet har eller kan få vedrørende balance-ring af det danske elsystem.

Emnet er hovedtema for projektet "Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmeforsyningen - det mellem lange sigt" (kaldet VE2-projektet), der gennemføres i et samarbejde mellem Risø, ELKRAFT, ELSAM og Eltra med støtte fra Energistyrelsens udviklingsprogram for vedvarende energi.

VE2-projektet skulle planmæssigt have været afsluttet i efteråret 1997, så resultaterne direkte kunne anvendes i forbindelse med afrapporteringen af IRP97's temadel. Projektets afslutning er imidlertid udskudt til begyndelsen af 1998, og der foreligger på nuværende tidspunkt ikke tilstrækkeligt materiale til en fyldestgørende behandling af temaet i forbindelse med IRP97.

I dette kapitel beskrives den indledende behandling af emnerne:

- Udveksling med de omkringliggende lande i et liberaliseret marked.
- Produktionsfordeling og udvekslingsbehov - Energi 21.

I forbindelse med afrapporteringen af VE2-projektet behandles IRP97-temaet mere indgående. I projektet gennemføres blandt andet analyser af forskellige systemløsninger til indpasning af de voksende mængder kraftvarme og vindkraft i systemet. Analyserne tager udgangspunkt i de estimerede markedspriser.

6.1 Udveksling med omkringliggende lande i et liberaliseret marked, år 2005

6.1.1 Indledning

En række beregninger med *Samkøringsmodellen* præsenteres/dokumenteres. Beregningerne har det primære formål at definere randbetingelserne mellem Danmark og omverdenen til brug for detaljerede modelsimuleringer for Danmark (Jylland/Fyn- + ELKRAFT-området) med edb-modelværktøjet *SIVUEL*.

Randbetingelserne formuleres som et pris-interface, der skal styre udvekslingen af el over grænserne, det vil sige til Norden og Tyskland. Til brug i SIVUEL skal prisen for el (kraftværdien) i omverdenen hen igennem den foreskrevne simuleringsperiode kendes. Til dette formål er Samkøringsmodellen opstillet for et system bestående af de nordiske lande, Tyskland og Holland.

Afsnittet er disponeret som følger:

- I afsnit 6.1.2 gives en kortfattet beskrivelse af edb-modelværktøjet Samkøringsmodellen.

- Afsnit 6.1.3 omhandler beregningsgrundlaget med forudsætninger vedrørende modelområde, brændselspriser, produktionsanlæg, elforbrug m.m.
- I afsnit 6.1.4 vises og kommenteres de generelle beregningsresultater.
- I afsnit 6.1.5 præsenteres det beregnede pris-interface, der skal danne udgangspunkt for detaljerede modelsimuleringer med SIVUEL.

6.1.2 Kort præsentation af modelværktøjet: Samkøringsmodellen

ELSAMs planlægningsafdeling har siden 1992 rådet over Samkøringsmodellen, som er udviklet af og vedligeholdes af EFI (Elektricitetsforsyningens Forskningsinstitut) i Trondheim.

Kort fortalt er Samkøringsmodellen et integreret modelværktøj til økonominisk optimering af hydrotermiske produktionssystemer, hvor vandkraft har en væsentlig vægt. Modellen kan anvendes både til udbygningsplanlægning og driftsplanlægning, herunder til beregning af prisprognoser på kraft.

For at kunne foretage denne optimering er det nødvendigt at værdisætte vandkraften i forhold til andre ressourcer i systemet.

Værdien af vand(kraft) er en funktion af den fremtidige udvikling med hensyn til tilløb til magasinerne, efterspørgslen efter el (fastkraft) og markedet for prisafhængigt køb og salg af el. Værdien af vand er derfor ikke en deterministisk, men en stokastisk variabel. Til beskrivelse af denne variabel anvendes forventningsværdien. Vandværdien i et givent område er således defineret som forventningsværdien af en marginalt lagret kWh vand i magasinet. Vandværdien er altså en funktion af tiden og magasinvandstanden.

Beregningerne i Samkøringsmodellen udføres i to tempi. Først estimeres vandværdierne, og dernæst anvendes disse sammen med de marginale variable omkostninger for termisk kraft og spotpriser for forsyning/efterspørgsel efter el til for ethvert tidspunkt at bestemme det optimale produktionsmiks af vandkraft og termisk kraft.

Samkøringsmodellen kan fortolkes som en markedsmodel, derved at den er et procesorienteret beslutningsstøtteværktøj, som uge for uge beregner tilpasningen mellem tilgang og efterspørgsel i et hydrotermisk kraftsystem med stokastisk varierende tilsig (tilløb til magasiner/produktionsanlæg).

Ved anvendelse af Samkøringsmodellen opstilles input-data til:

- Beskrivelse af produktionssystemerne i Norge, Sverige, Finland og nabolandene, herunder blandt andet en beskrivelse af de termiske kraftsystemer i Danmark og Tyskland. I beskrivelsen indgår blandt andet en passende lang tilstrømningsstatistik (typisk 40 år) for vandkraftanlæggene samt data for tilgængelighed, produktionskapaciteter og variable produktionsomkostninger for de termiske anlæg.
- Beskrivelse af overføringssystem, herunder liniekapaciteter, tab ved udveksling samt prisdifferencer mellem områder (profit), før udveksling i praksis foregår.
- Beskrivelse af elefterspørgsel, herunder blandt andet prisuafhængig forbrugskurve for fastkraftforsyning (garanteret forsyning til husholdning og industri) og prisafhængig forbrugskurve for det fleksible kraftmarked (f.eks. fleksibelt kedekraftmarked i Norge).

Resultater fra Samkøringsmodellen omfatter blandt andet:

- Produktionens størrelse og fordeling på produktionsanlæg, herunder vandkraftanlæg og termiske anlæg.
- Levering af fastkraft og tilfældig kraft.
- Udveksling mellem delområder og lande.
- Kraftværdier i forskellige prisområder i modelområdet, herunder prisprognoser. (Kraftværdien i et givet område er værdien af den marginalt leverede kWh).
- Magasinkurver, det vil sige fyldningsgrad i vandmagasiner som funktion af tiden.
- Vandværdikurver, det vil sige værdien af magasineret vand som funktion af magasinstand og tid.

6.1.3 Beregningsforudsætninger

Samkøringsmodellen er opstillet for systemet bestående af de nordiske lande (Danmark, Norge, Sverige, Finland) og Tyskland inkl. Holland, se figur 6.1. Norge og Sverige er hver opdelt i fire delområder, Danmark er opdelt i to delområder (ELKRAFT og Jylland/Fyn), Finland udgør et delområde. Kontinentet er opdelt i delområderne PreussenElektra (PE), VEAG og Rest-Tyskland. Sidstnævnte delområde omfatter det resterende Tyskland plus Holland.

Alle beregninger er udført for år 2005. Alle priser er i NOK, prisniveau primo 1997.

Udgangspunktet for beregningsforudsætningerne er "Systemdata for Energiberegninger, Stadium 2005", opstillet af Nordels Produktionsgruppe (januar 1997).

I datagrundlaget indgår blandt andet de tre planlagte nye transmissionsforbindelser i Nordsøen mellem Norge og Kontinentet samt Storebæltsforbindelsen. Transmissionsforbindelserne regnes tabsfrie. De tabsmæssige virkninger på energitransporten er modelleret ved at lægge en minimal "bomafgift" på udveksling i størrelsesordenen 0,3-0,7 øre/kWh. Transmissionsforbindelserne er ikke forbelastet med indgåede udvekslingsaftaler.

I beregningerne anvendes data fra en 40-års historisk meteorologiserie (1951-1990) til at beskrive den stokastiske variation i tilløb ("tilsig") til vandkraftmagasiner/produktionsanlæg.

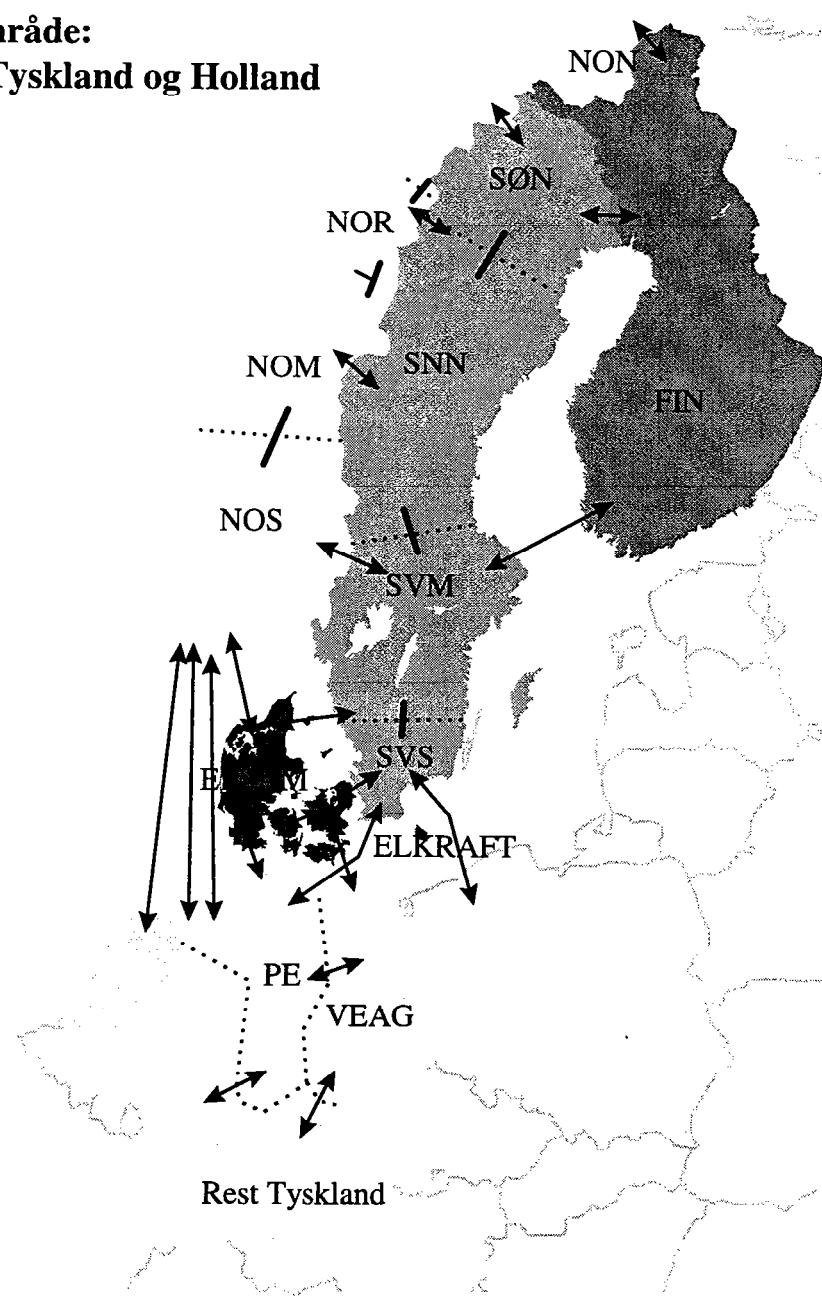
Brændselspriserne (år 2005) er justeret, så de svarer til prognosen i Energi 21, blandt andet:

- Kul: 14,4 kr./GJ.
- Tung olie: 29,7 kr./GJ.
- Let olie: 51,1 kr./GJ.
- Orimulsion: 9 kr./GJ.

Naturgasforsyningen til elsektoren i Danmark forudsættes at ske som kontraktbundet gas, der skal aftages. I modellen simuleres dette ved, at gasfyrede enheder prioriteres først i lastfordelingen. Vedrørende prissætningen af naturgas i Tyskland/Holland, se afsnit 6.1.4.2.

Den i beregningerne anvendte pris for orimulsion (9 kr./GJ) er desværre godt 30 % lavere end angivet i "Energi 21 Forudsætninger og resultater". Den lave pris får dog kun betydning for produktionsfordelingen i forbindelse med en isoleret dansk CO₂-afgift.

**Modelområde:
Nordel, Tyskland og Holland**



Figur 6.1 Modelområdet i Samkøringsmodellen.

Ved omregning til NOK er regnet med kurs 90 for norske kroner.

Ved beregning af CO₂-afgifter på brændsler er forudsat følgende specifikke CO₂-emissioner:

- Kul: 95 kg/GJ.
- Orimulsion: 80 kg/GJ.
- Olie: 74 kg/GJ.
- Naturgas: 57 kg/GJ.

For Danmark er datagrundlaget generelt bragt i overensstemmelse med Energi 21, dette gælder både data på udbudssiden (produktionsteknologier, produktionsvoluminer, brændsler m.m.) og på efterspørgselssiden, det vil sige tal for elforbruget. Belastningen i ELKRAFTs og Jylland/Fyns områder er således nedskrevet (i forhold til Nordels Produktionsgruppets tal) til henholdsvis 12,9 TWh og 18,7 TWh.

På vindkraftsiden forudsættes tilsvarende en produktion på 1.050 GWh i ELKRAFT-området og 2.700 GWh i det jysk/fynske område.

6.1.4 Generelle resultater

6.1.4.1 Betydningen af isoleret dansk CO₂-afgift på brændsler

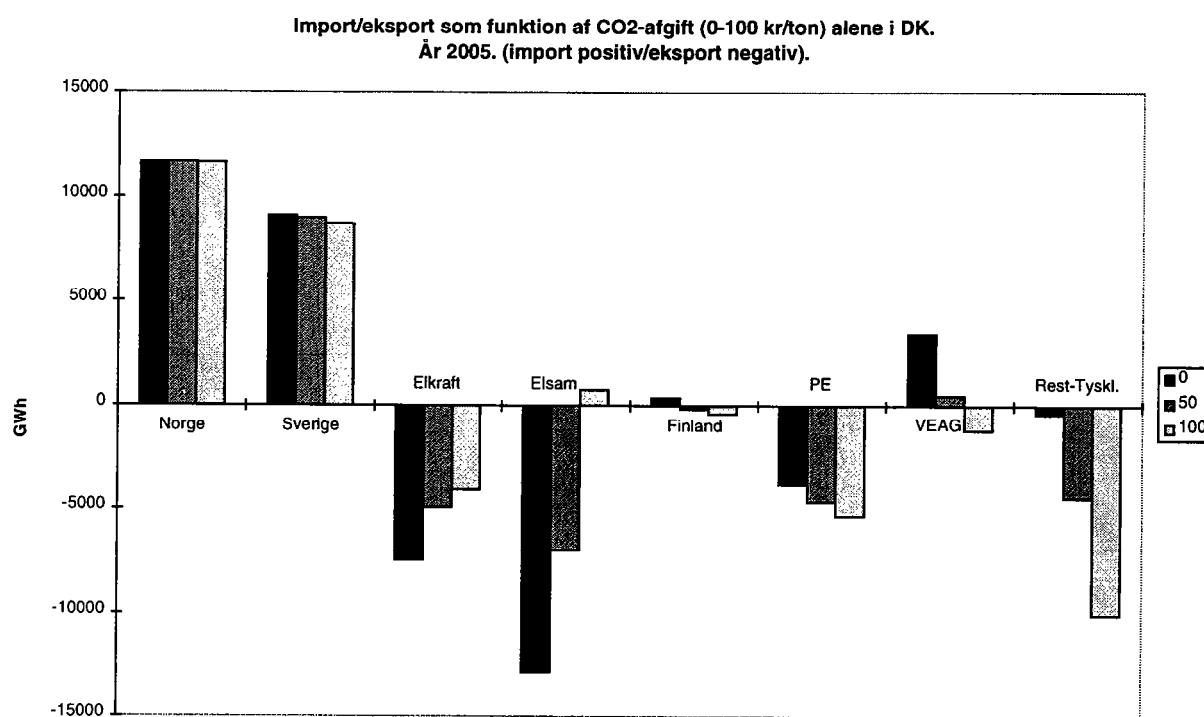
Figur 6.2 viser import/eksport fra de enkelte delområder i modellen som funktion af en CO₂-afgift på brændsel alene i Danmark. (Import regnes positiv, eksport negativ).

Det ses, at uden afgift er ELKRAFT og ELSAM markante eksportører. I gennemsnit (over den anvendte 40-års meteorologiserie) er eksporttallene ca. 7 TWh for ELKRAFT og ca. 13 TWh for ELSAM. Også Preussen-Elektra (PE) er eksportør, mens Norge og Sverige er importører. VEAG er importør i mindre grad, mens Rest-Tyskland (bestående af Holland og Tyskland minus PE og VEAG) er neutral.

Ved at øge CO₂-afgiften alene i Danmark overtages den danske eksport af Tyskland. Ved 50 kr./ton CO₂ er eksporten ca. halveret, og ved 100 kr./ton bliver Jylland/Fyn nettoimportør, mens ELKRAFT stadig har en eksport på ca. 4 TWh, hvilket skyldes en produktionskapacitet på 4,5 TWh orimulsion. Med den forudsatte lave pris på orimulsion kan denne produktionsteknologi stadig konkurrere med tysk kulkraft ved en CO₂-afgift på 100 kr./ton. Hvis der i stedet var anvendt en højere pris for orimulsion, som forudsat i "Energi 21 Forudsætninger og resultater", ville også ELKRAFT blive nettoimportør.

Ud over produktion fra orimulsionsfyrede anlæg foregår der i Danmark alene bunden elproduktion (dikteret af kraftvarmen) samt elproduktion fra vindmøller ved en CO₂-afgift på 100 kr./ton eller derover.

En isoleret dansk CO₂-afgift medfører i modelberegningerne ingen ændringer i den samlede CO₂-emission for hele modelområdet.



Figur 6.2 Import og eksport for delområder som funktion af isoleret dansk CO₂-afgift, år 2005.

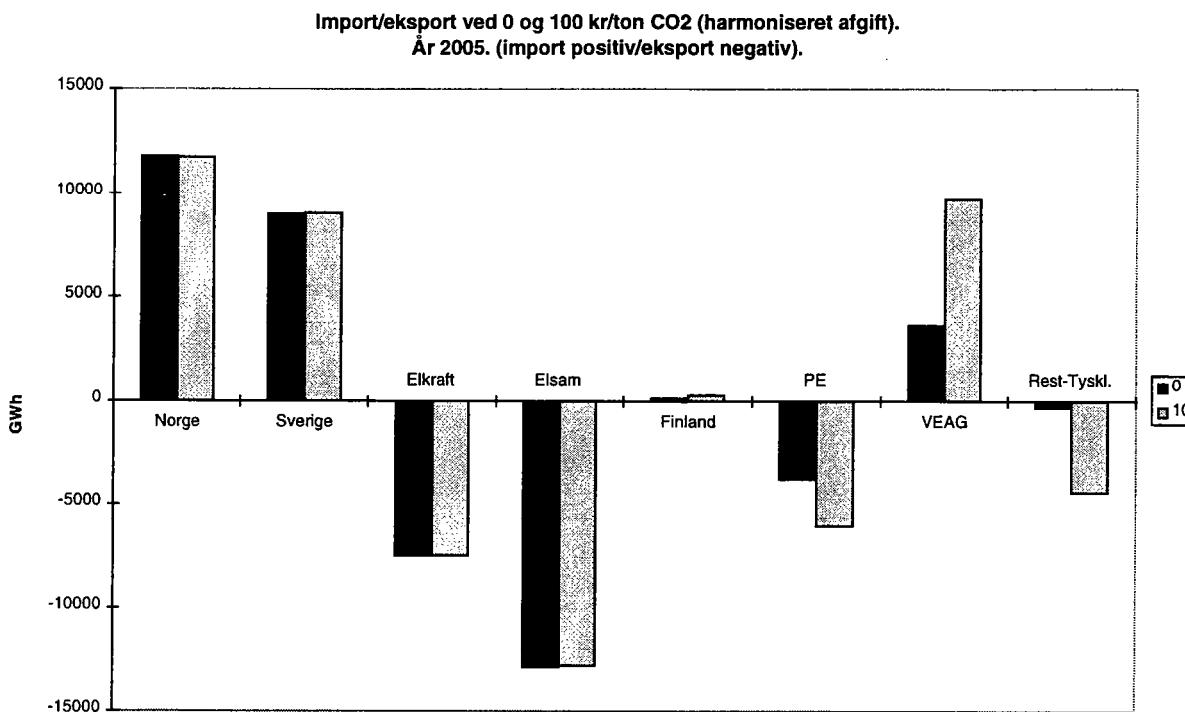
6.1.4.2 Fælles CO₂-afgift på brændsler

Figur 6.3 viser import-/eksportmønsteret ved en CO₂-afgift på brændsler på henholdsvis 0 og 100 kr./ton, men nu med en forudsætning om, at CO₂-afgiften gælder i hele modelområdet.

(Beregningstilfældet 0 kr./ton CO₂ er det samme som tilfældet 0 kr./ton i figur 6.2. Når resultaterne ikke fremstår 100 % ens for eksempelvis Finland, skyldes det, at figur 6.2 er baseret på en senere modelberegning med den nyere modelversion 4.1 af Samkøringsmodellen. Alle andre beregninger er udført med modelversion 4.0).

Det fremgår af figur 6.3, at en harmoniseret CO₂-afgift ikke påvirker nettoudvekslingerne inden for de nordiske lande: Norges og Sveriges import og ELKRAFTs og Jylland/Fyns eksport er i praksis upåvirkede af en fælles CO₂-afgift.

I Tyskland (inkl. Holland) derimod sker der en omfordeling af produktionen: gaskraft hos PreussenElektra (PE) og især i Rest-Tyskland fortrænger dels kul- og oliefyret produktion sammesteds, dels brunkulsfyret kraft i VEAG.



Figur 6.3 Import og eksport for delområder med en fælles CO₂-afgift på 0 og 100 kr./ton, år 2005.

Dette skyldes forudsætningerne omkring prissætningen af gaskraft hos PE og i Rest-Tyskland (inkl. Holland), hvor der for begge områder er antaget følgende i referencetilfældet uden CO₂-afgift:

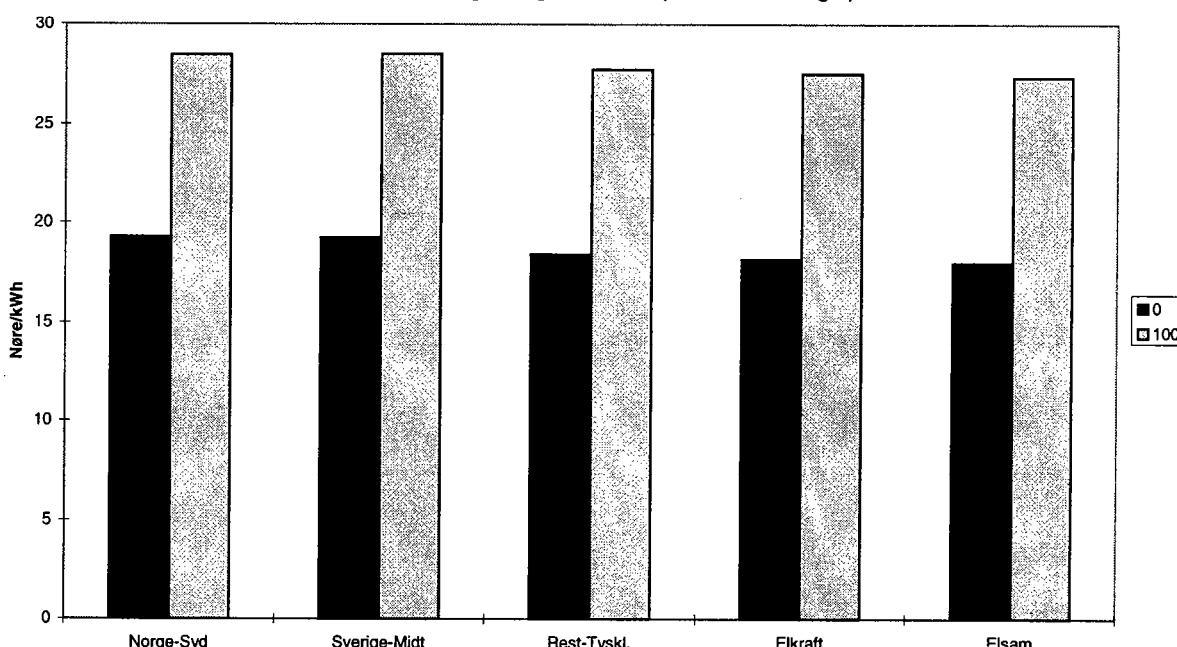
- 50 % af gaskraften er prissat meget lavt, således at denne produktionskapacitet altid udnyttes (kontraktbundet gas, der skal aftages).
- 25 % af gaskraften er prissat svarende til kulkraft (køb på spotmarkedet).
- 25 % af gaskraften er prissat svarende til oliefyret kraft (køb på spotmarkedet).

Disse forudsætninger er opstillet af Nordels Produktionsgruppe i "Systemdata for Energiberegninger, Stadium 2005" (januar 1997) og er adopteret ved nærværende beregninger.

Forudsætningerne betyder, at en CO₂-afgift på brændsler vil gøre den gaskraft, der var prissat som kulkraft, billigere end kulkraft og tilsvarende den gaskraft, der var prissat som oliefyret kraft billigere end oliefyring. Gaskraft vil altså fortrænge kulkraft og oliefyret kraft.

Figur 6.4 viser den beregnede gennemsnitlige årlige kraftværdi (middelværdi af 40 meteorologiske års 52 ugeværdier) i forskellige delområder. Det fremgår, at denne aggregerede gennemsnitlige kraftværdi stiger ca. 9 øre/kWh i hele modelområdet, fra 18-19 øre til 27-28 øre, som følge af en CO₂-afgift på 100 kr./ton.

Gns. årlig kraftværdi i forskellige delområder i modellen.
År 2005. CO₂-afgift 0 og 100 kr./ton. (harmoniseret afgift).

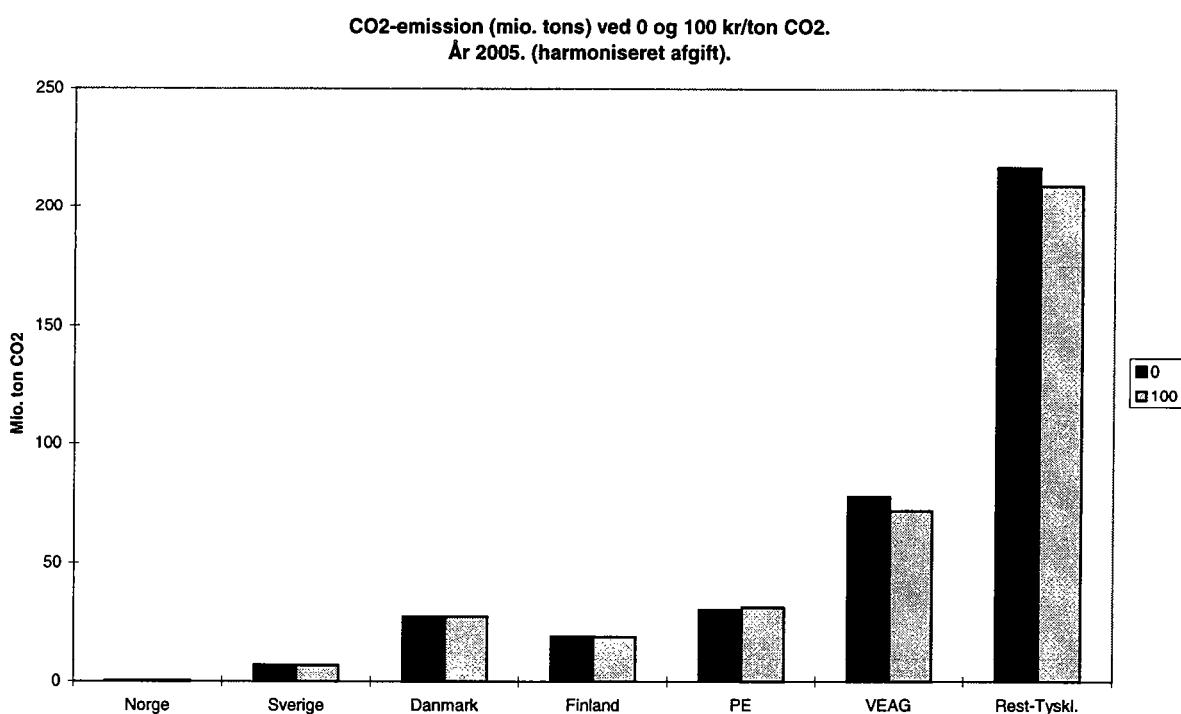


Figur 6.4 Gennemsnitlig årlige kraftværdi for delområder med fælles CO₂-afgift på 0 og 100 kr./ton, år 2005.

Figur 6.5 viser de beregnede CO₂-emissioner henholdsvis uden og med CO₂-afgift. Det fremgår, at den samlede CO₂-emission i modelområdet falder fra 379 til 366 mio. ton, altså ca. 4 % som følge af en fælles CO₂-afgift på 100 kr./ton. Der sker ingen måletig reduktion i nordiske lande. Reduktionen sker på grund af ændringer i brændselsmønsteret i Tyskland, jf. diskussionen ovenfor.

Det skal bemærkes, at i modellen er en given produktionskapacitet specificeret som værende enten f.eks. kulfyret, gasfyret eller oliefyret. Modellen kan ikke håndtere, at nogle produktionsanlæg kan fyres med flere forskellige typer af brændsler, og modellen kan derfor ikke optimere brændselsvalget på sådanne anlæg afhængig af brændselspris. De enkelte produktionskapaciteter er altså "låst" med hensyn til brændselstype og dermed specifik emission. Den ovenfor beregnede CO₂-reduktion inkluderer derfor ikke brændselsomlægning på de anlæg, der kan fyres med flere typer af brændsel, f.eks. brændselsomlægning fra kul til gas. Den beregnede CO₂-reduktion må derfor anses for at være en nedre værdi (pessimistisk estimat) for den reelle reduktion.

Desuden medtager modellen selvsagt ikke omstillinger fra f.eks. kul til gas på de enheder, hvor dette kræver ombygninger med tilhørende investeringer. Blandt andet for Danmark ville en sådan omstilling fra kul til gas på eksisterende kraftværker være en nærliggende og økonomisk relevant option ved stigende CO₂-afgifter. Omstillingen kan formentlig mange steder udføres med begrænsede investeringer til blandt andet ombygning af kedler og installation af nye brændere.



Figur 6.5 CO₂-emissioner fra delområder ved CO₂-afgift på 0 og 100 kr./ton.

6.1.5 Pris-interface

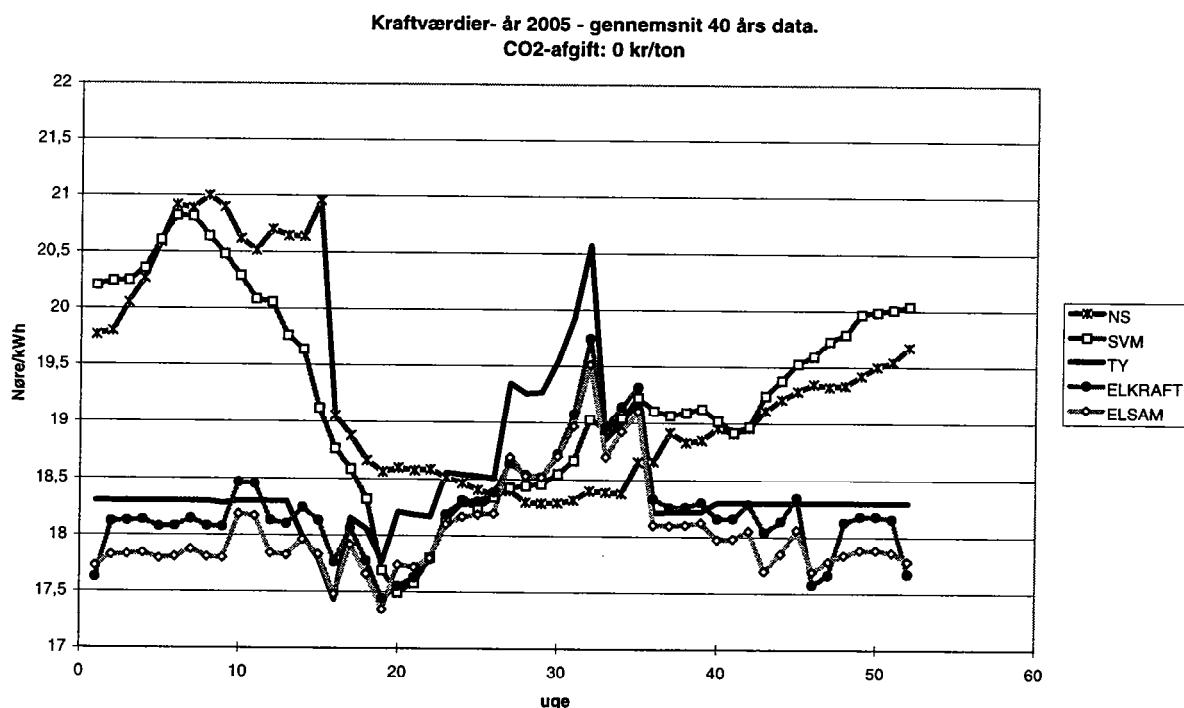
Nærværende beregninger med Samkøringsmodellen har blandt andet til formål at estimere randbetingelser mellem Danmark og omverdenen til brug for detaljerede modelsimuleringer for Danmark (Jylland/Fyn- + ELKRAFT-området) med modelværktøjet SIVÆL.

Randbetingelserne formuleres som et pris-interface, der skal styre udvekslingen af el over grænserne, det vil sige til Norden og Tyskland. Til brug i SIVUEL skal prisen for el (kraftværdien) i omverdenen hen igennem den foreskrevne simuleringsperiode kendes.

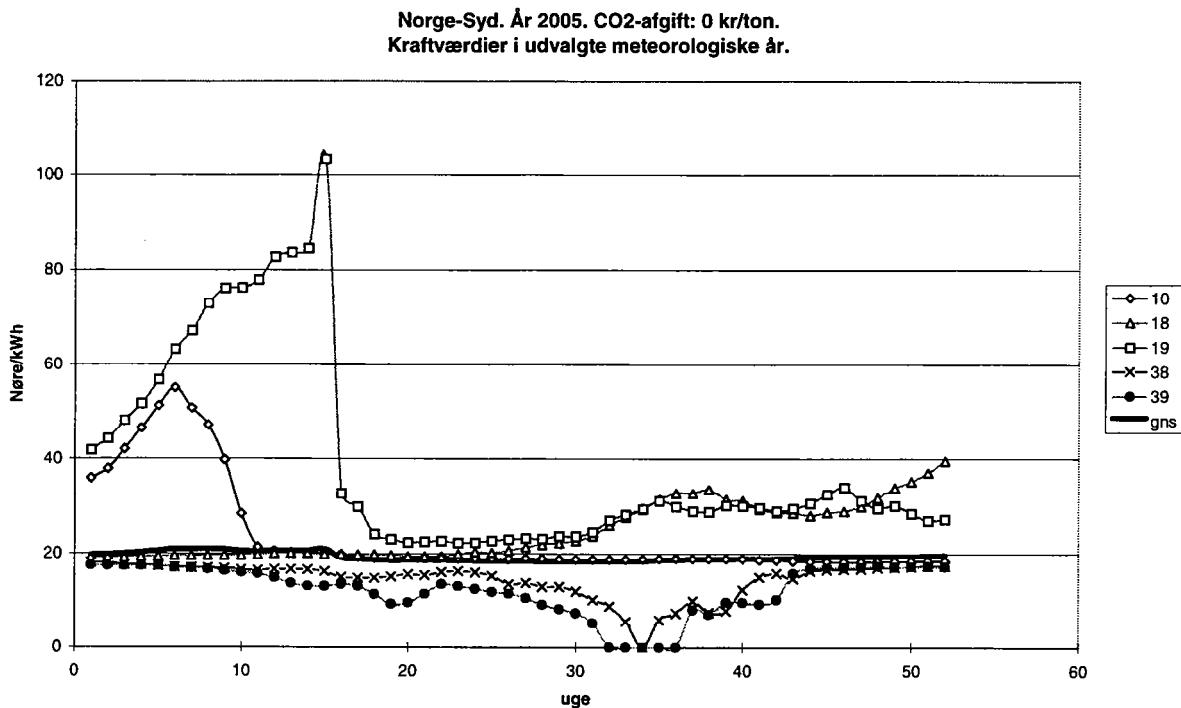
Til dette formål er der med Samkøringsmodellen beregnet kraftværdier for år 2005 i Norge, Sverige og Tyskland henholdsvis i tilfældet uden CO₂-afgift på brændsel og i tilfældet med en fælles CO₂-afgift på 100 kr./ton.

I de to tilfælde foreligger derfor kraftværdier på ugebasis for en 40-års tidsserie i Norge (Norge-Syd), Sverige (Sverige-Midt) og Tyskland (delområde: Rest-Tyskland).

Til illustration viser figur 6.6 gennemsnitlige kraftværdier (ugebasis) hen over året i Norge, Sverige og Tyskland i tilfældet uden CO₂-afgift. Til sammenligning er desuden vist de tilsvarende kraftværdier i ELKRAFT-området og Jylland/Fyn.



Figur 6.6 Gennemsnitlig kraftværdi på ugebasis for Norge, Sverige, Tyskland, ELKRAFT-området og Jylland/Fyn uden CO₂-afgift.



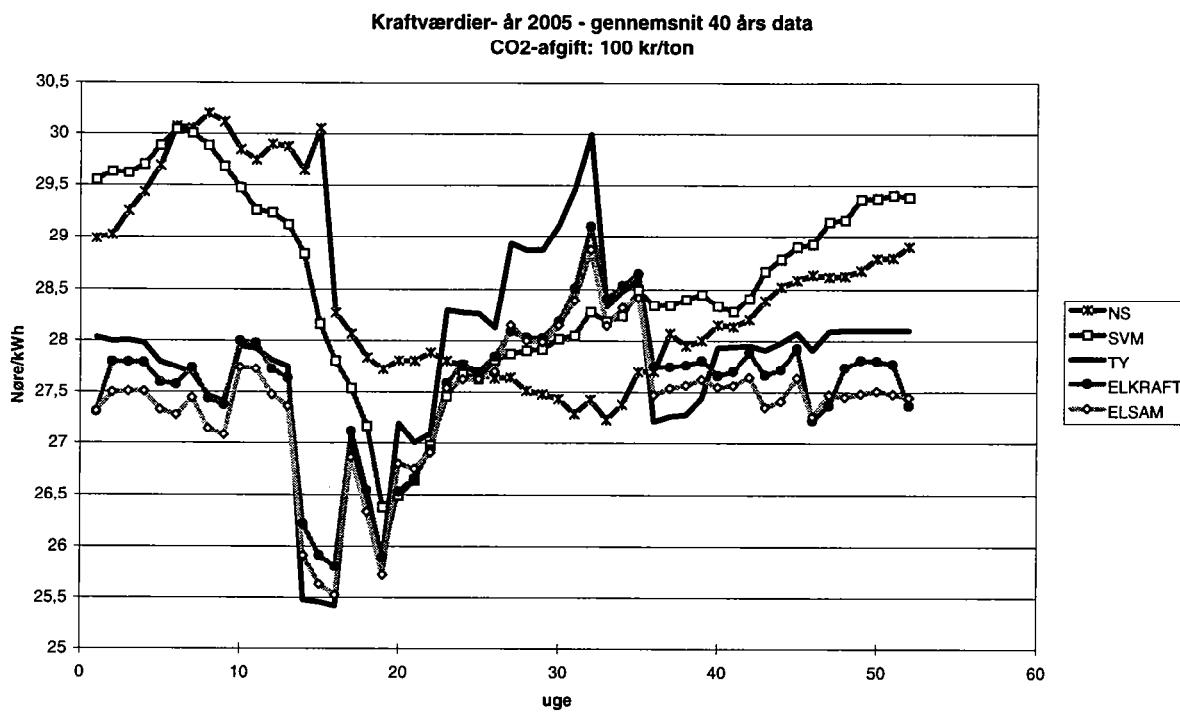
Figur 6.7 Kraftværdien i Norge i 3 tørår, 2 vådår og et gennemsnitsår uden CO₂-afgift.

Kraftværdierne varierer meget afhængigt af meteorologien. Som eksempel herpå viser figur 6.7 beregnede kraftværdier (uden CO₂-afgift) i Norge i 3 tørår (år 10, år 18 og år 19) og 2 vådår (år 38 og år 39) sammen med gennemsnittet over 40 år (år 10 er 1960, år 18 er 1968, år 19 er 1969, år 38 er 1988, år 39 er 1989).

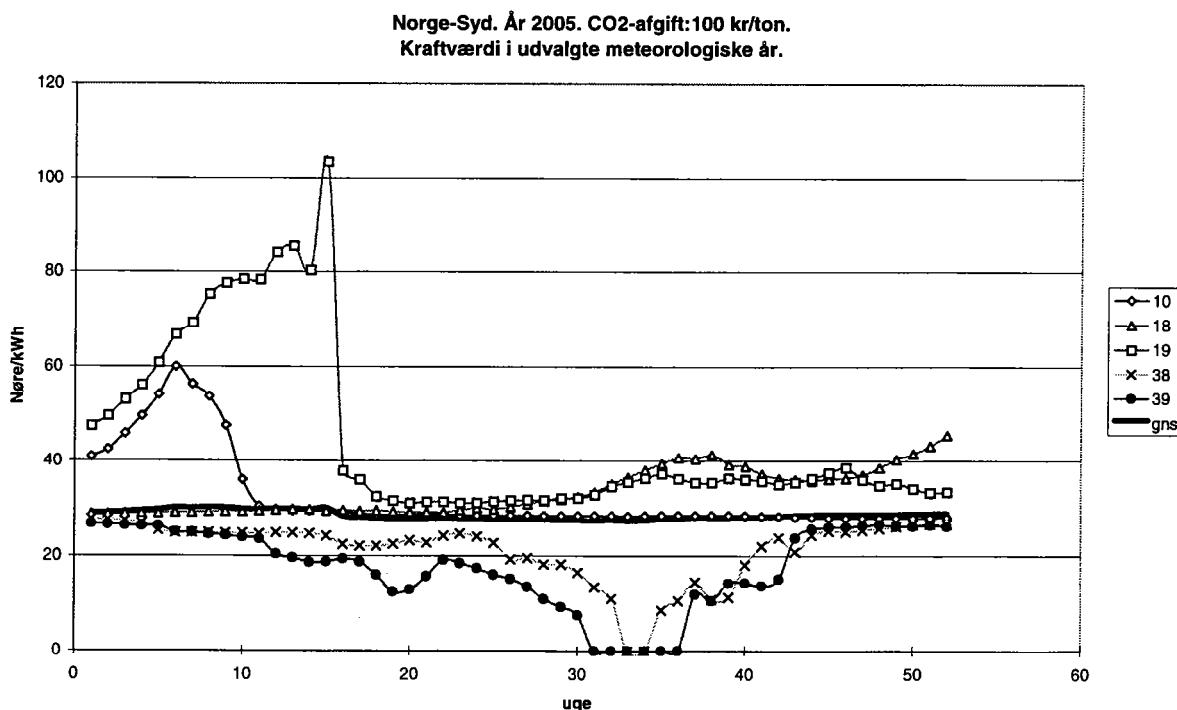
Figur 6.8 og 6.9 viser de tilsvarende forhold nu med en fælles CO₂-afgift på 100 kr./ton.

En direkte visuel undersøgelse af tidsserierne for kraftværdier i Norge, Sverige og Tyskland viser, at man i praksis får dækket variationerne ind for 40-års tidsserien, hvis man medtager ovennævnte 3 tørår, 2 vådår og et gennemsnitsår.

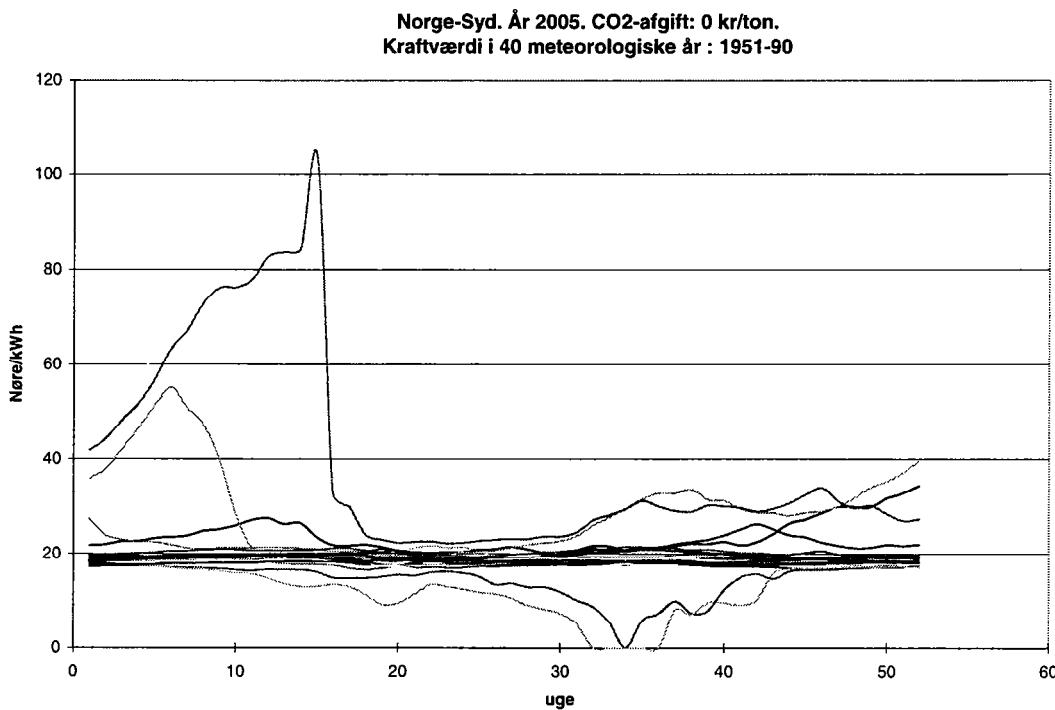
Som eksempel til illustration af dette forhold viser figur 6.10 samtlige 40-års kraftværdier for Norge-Syd (uden CO₂-afgift). Det ses umiddelbart, at de udvalgte år i figur 6.7 dækker udfaldsrummet i figur 6.10.



Figur 6.8 Gennemsnitlig kraftværdi på ugebasis for Norge, Sverige, Tyskland, ELKRAFT-området og Jylland/Fyn med CO₂-afgift på 100 kr./ton.



Figur 6.9 Kraftværdien i Norge i 3 tørår, 2 vådår og et gennemsnitsår med CO₂-afgift på 100 kr./ton.



Figur 6.10 Kraftværdien i Norge i 40 meteorologiske år 1951-1990.

6.2 Produktionsfordeling og udvekslingsbehov - Energi 21 år 2015

I dette afsnit præsenteres resultatet af nogle SIVAEL-beregninger for Energi 21's planforløb i år 2015. Datagrundlaget er opstillet for *hele Danmark* med udgangspunkt i notatet "Energi 21 - Forudsætninger og resultater", Energistyrelsen, Maj 1996.

SIVAEL er en kronologisk model, der på timebasis simulerer et termisk el- og varmeproduktionssystem med mulighed for at specificere eksterne belastninger og produktioner som faste eller fleksible aftaler. Optimeringen sker ved minimering af de variable driftsomkostninger på ugebasis.

6.2.1 Beregningsforudsætninger

Forbindelserne til udlandet er i modellen simuleret som en enkelt forbindelse med en samlet overføringskapacitet på 5,2 GW svarende til sammen af de eksisterende udlandsforbindelser. Markederne i de omkringliggende lande er tilsvarende beskrevet som et marked, der nås via den modellerede udlandsforbindelse.

Modelleringen er baseret på en antagelse om, at alle udlandsforbindelser er 100 % åbne for spothandel og, at der handles, når prisforskellen mellem Danmark og omverdenen er større end 20 kr./MWh.

Markedsprisen i Danmarks naboområder er baseret på resultatet af de ovenfor beskrevne beregninger med Samkøringsmodellen. Da der ikke foreligger data for produktionssystem og forbrug i Samkøringsmodellens modelområde for år 2015, må der i SIVUEL-beregningerne for år 2015 anvendes et pris-interface baseret på Samkøringsmodellens resultater for år 2005.

Det fremgår af figur 6.7, at den gennemsnitlige ugentlige markedspris i Norge-Syd ligger på omkring 20 norske ører pr. kWh. Denne pris er med udgangspunkt i den på Nord Pool konstaterede prisvariation gennem ugen omsat til en tidsserie for timeværdier, der kan anvendes som pris-interface i SIVUEL.

6.2.2 Beregningsresultater

SIVUEL beregner timeværdier for produktioner, brændselsforbrug, emisjoner, udvekslinger, eloverløb, variable omkostninger m.v. *I dette afsnit fokuseres udelukkende på den samlede energibalance for hele landet og udvekslingen med udlandet.*

Der er valgt at præsentere værdier for år 2015, hvor der ifølge de genemførte beregninger kan optræde en maksimal vindkraftproduktion på ca. 3.500 MW og en maksimal kraftvarmebundet elproduktion på 4.500 MW i et system med et maksimalt forbrug på godt 6.000 MW. Systemet stiller således krav om en betydelig overføringskapacitet mellem Danmark og udlandet. I det følgende vises de beregnede energibalancer og udvekslinger.

Det skal understreges, at modelleringen af udlandsforbindelserne og de omkringliggende markeder er meget forenklet, og de beregnede udvekslinger skal naturligvis vurderes på denne baggrund. Eloverløbet beregnes dog direkte som summen af vindkraftproduktionen og varmebundet elproduktion minus det indenlandske elforbrug.

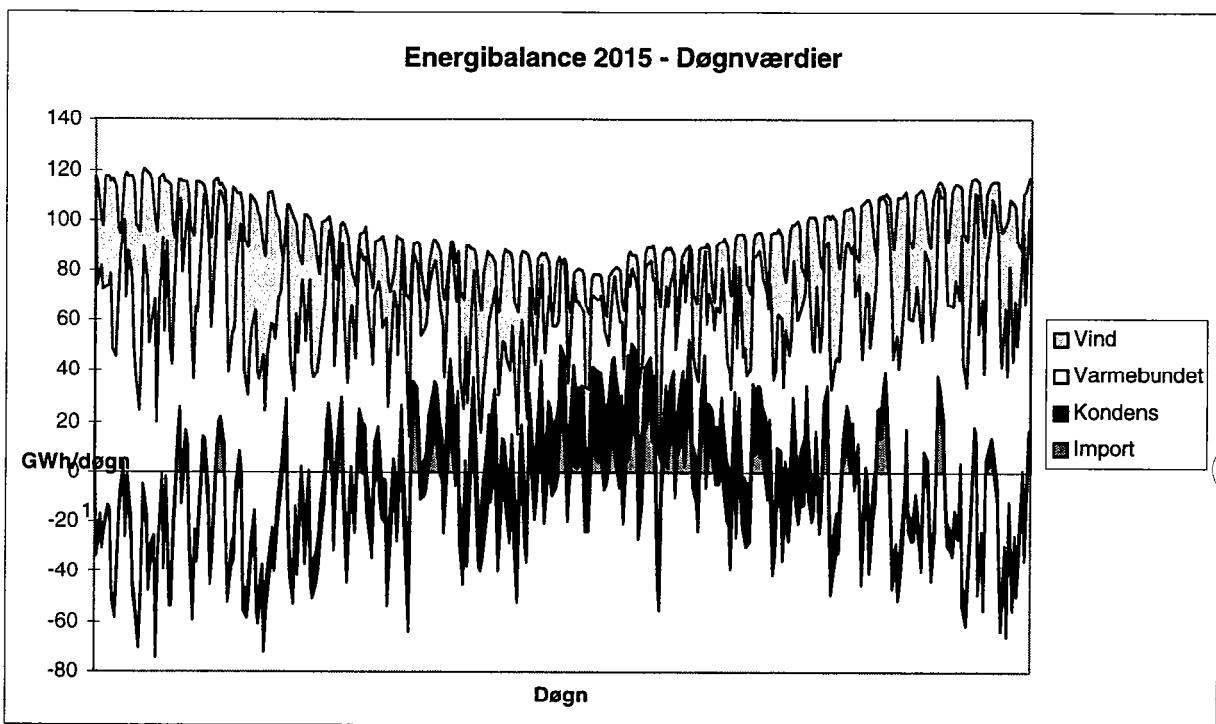
Den beregnede eksport er i figurerne opdelt i "Eløverløb" og "Øvrig eksport". Opdelingen henviser udelukkende til, hvorledes energien er frembragt og ikke til, hvorledes den afsættes.

"Eløverløbet" beregnes direkte som summen af vindkraftproduktion og varmebundet elproduktion minus det indenlandske elforbrug.

"Øvrig eksport" beregnes som den energimængde, der (ud over eløverløb) kan produceres til en marginalpris, der er lavere end det forudsatte nettoprovnu ved salg på det udenlandske marked.

Den samlede eksport/import kan naturligvis ikke overstige kapaciteten i udlandsforbindelsen.

Figur 6.11 illustrerer systemets energibalancen igennem året. Figuren viser døgnværdier i GWh for vindproduktion, kraftvarmebundet produktion, kondensproduktion og import/eksport.

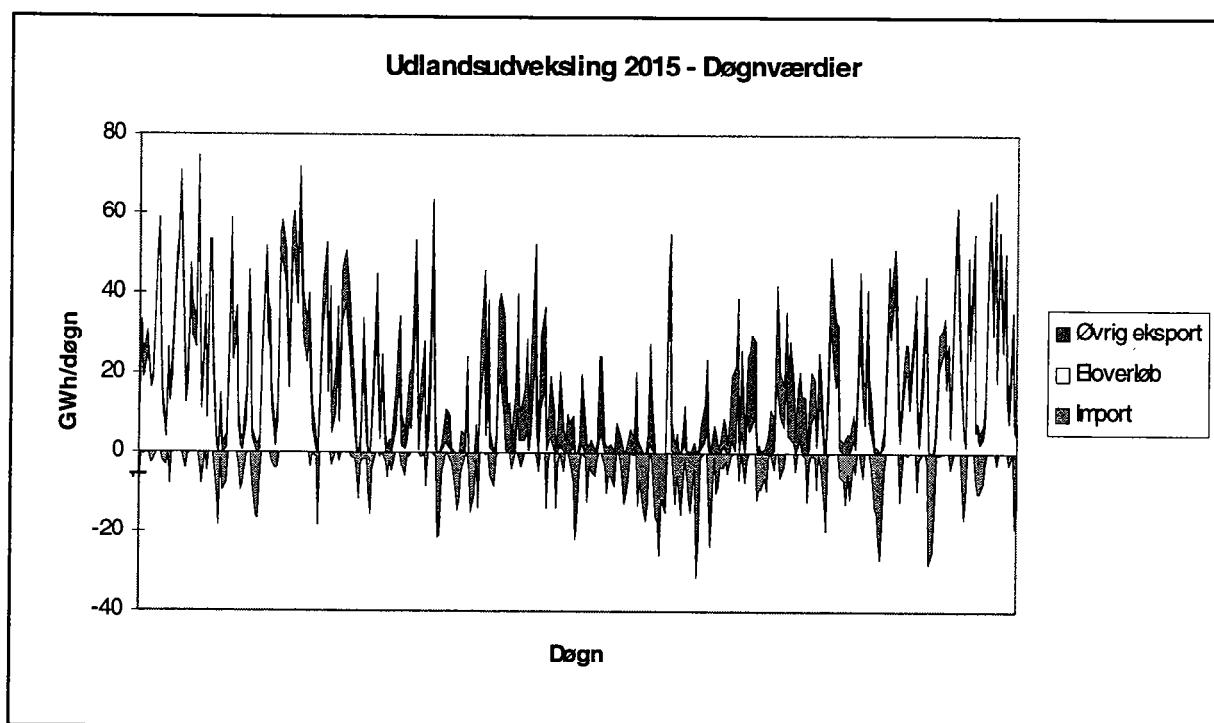


Figur 6.11 Energibalance for hele Danmark år 2015. Døgnværdier for hele året.

Figuren er dannet med udgangspunkt i den øverste kurve, der angiver det samlede elforbrug i Danmark. Fra forbruget trækkes først vindkraftproduktionen, derefter den kraftvarmebundne elproduktion og til sidst kondensproduktionen. I perioder med import er dette angivet som et areal under kondensproduktionen men over x-aksen. Arealer under x-aksen angiver eksport. Eloverløb forekommer i de perioder, hvor en del af den varmebundne produktion ligger under x-aksen. Eksport forekommer både i form af eloverløb (varmebundet) og kondensproduktion.

Det fremgår tydeligt, at eloverløb hovedsageligt forekommer i vinterperioden, hvor den kraftvarmebundne elproduktion er stor. Den betydelige vindkraftproduktion kan dog også give anledning til eloverløb i sommerperioden.

Udvekslingen med udlandet er tillige vist i figur 6.12.

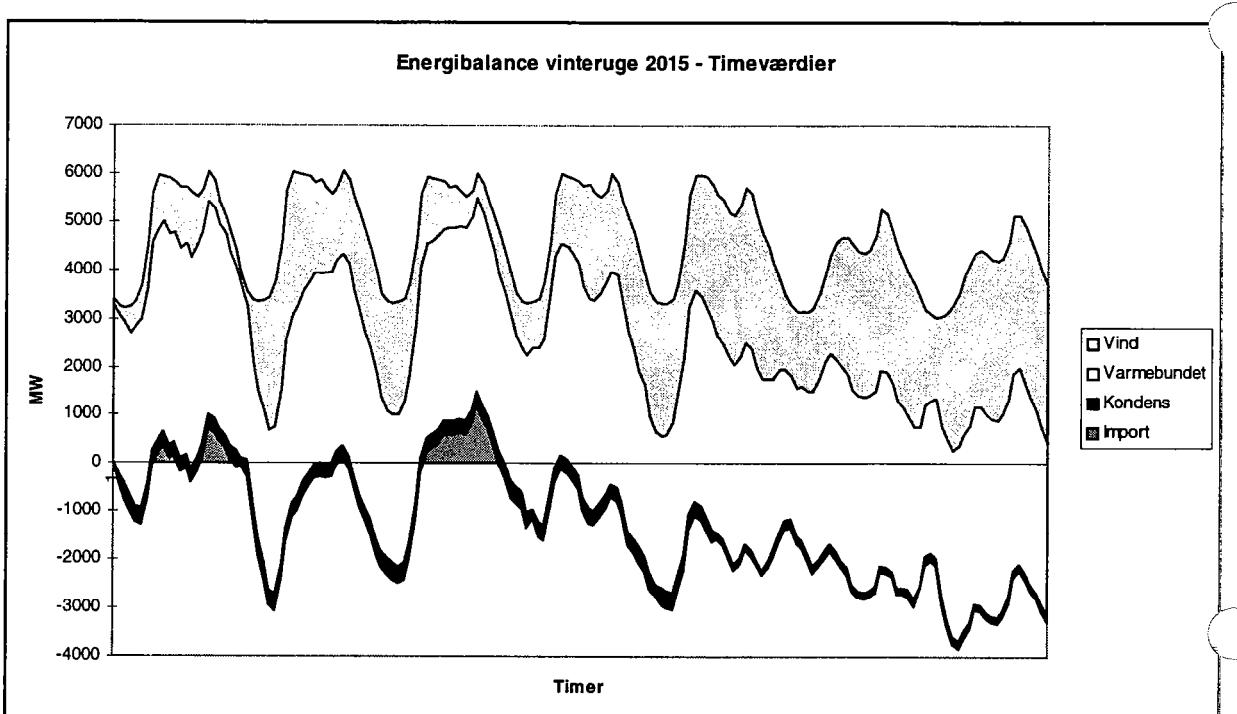


Figur 6.12 Udlandsudveksling år 2015. Døgnværdier for helt år.

I denne figur er import vist under x-aksen, mens arealer over x-aksen angiver eksport. Eksporten er delt i eloverløb og øvrig eksport. Øvrig eksport optræder, når markedsprisen minus 20 kr./MWh er større end den marginale produktionspris.

Det fremgår af figur 6.12, at der om vinteren optræder eloverløb på op til 60 GWh pr. døgn.

Figur 6.13 og 6.14 viser energibalancen og udlandsudvekslingen på timebasis for en vinteruge år 2015.

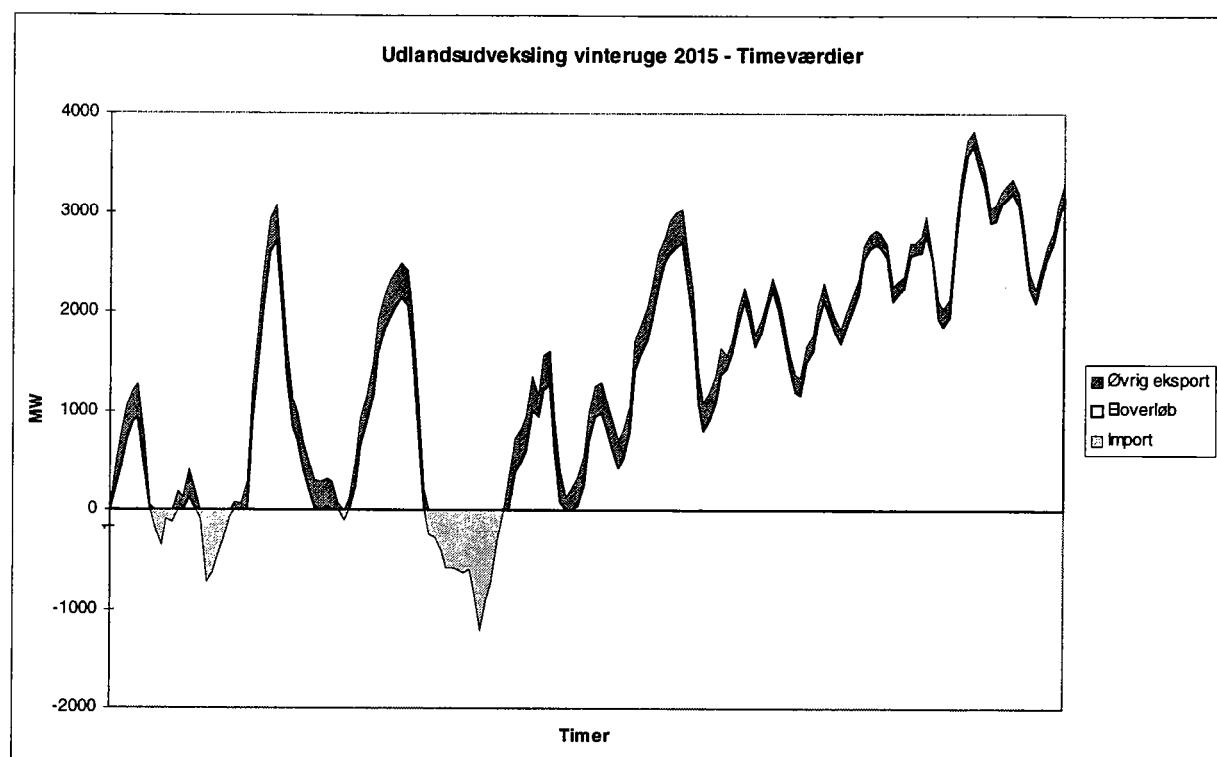


Figur 6.13 Energibalance for vinteruge år 2015. Timeværdier for hel uge.

Kurverne i figur 6.13 svarer helt til kurverne i figur 6.11.

Det ses, at der mandag og onsdag er plads til lidt import midt på dagen, mens en stigende vindkraftproduktion i den sidste del af ugen giver anledning til et betydeligt eloverløb. Den kraftvarmebundne elproduktion varierer kun ganske lidt i løbet af ugen.

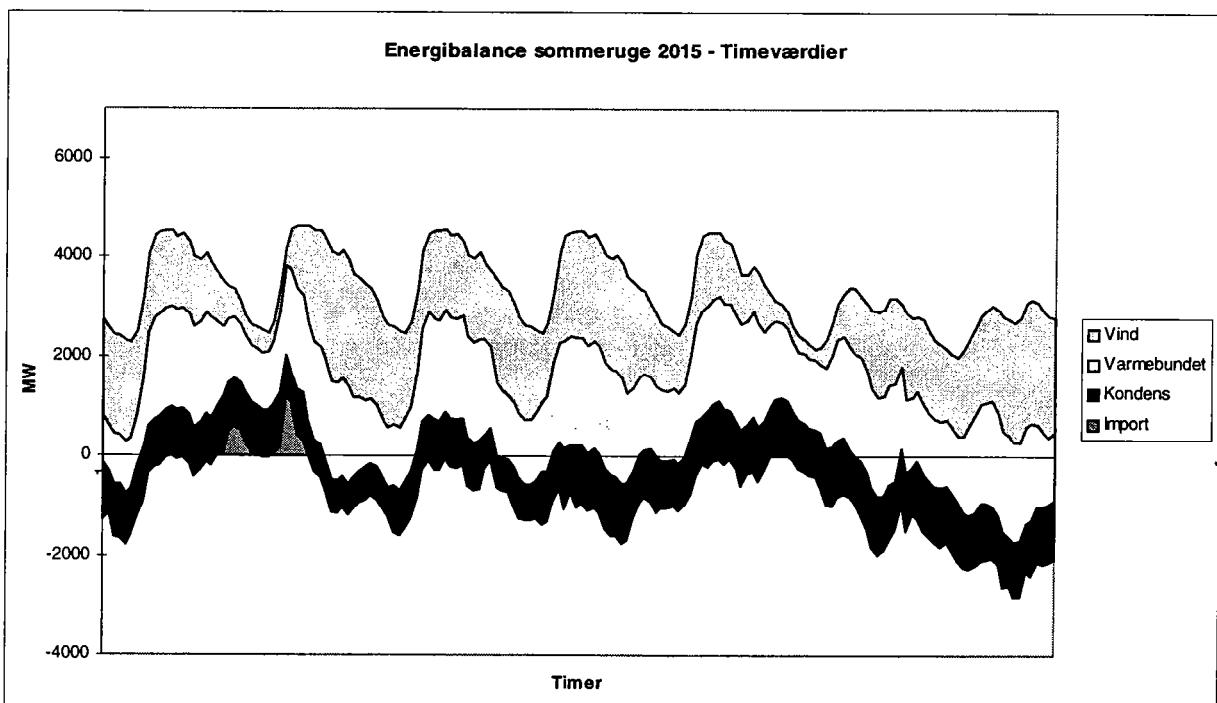
Udlandsudvekslingen for den samme uge er vist i figur 6.14.



Figur 6.14 Udlandsudveksling i vinteruge år 2015. Timeværdier for hel uge.

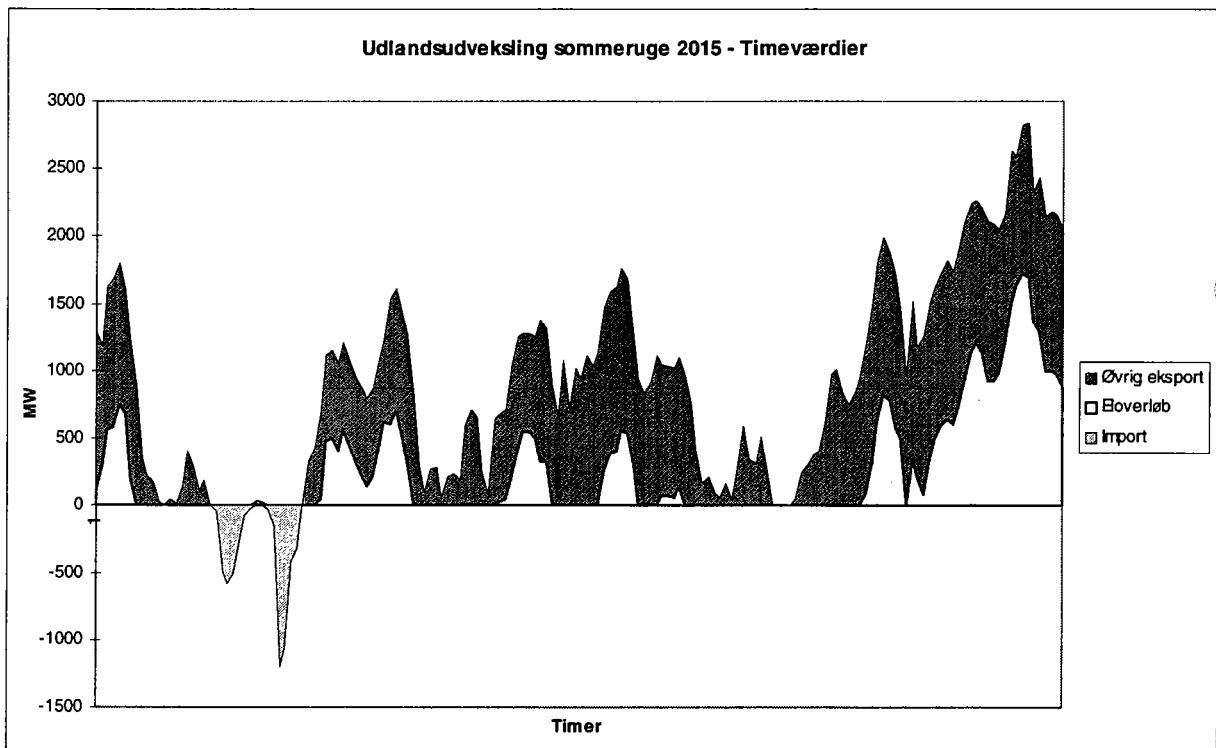
Det fremgår af figur 6.14, at vindkraftens produktionsprofil tydeligt afspejles i eloverløbet, der i weekenden når op på knap 4.000 MW.

Figur 6.15 og 6.16 illustrerer forholdene i en sommeruge.



Figur 6.15 Energibalance i sommeruge år 2015. Timeværdier for hel uge.

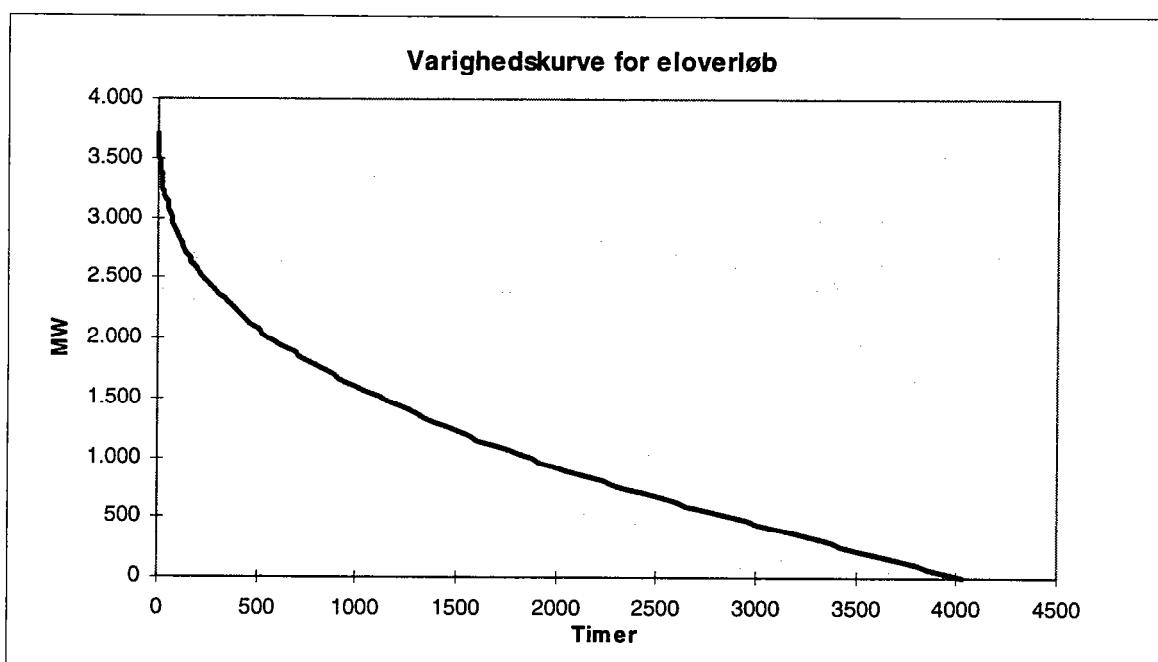
Den kraftvarmebundne elproduktion er om sommeren naturligvis væsentlig mindre end om vinteren, men da også elforbruget er betydeligt lavere, kan summen af vindkraft og kraftvarme også om sommeren give anledning til eloverløb både på hverdage og i weekenden. Det ses, at den estimerede markedspris i naboområderne er tilstrækkelig høj til at medføre eksport fra kondensenheder. Sammensætningen af udlandsudvekslingen fremgår tydeligere af figur 6.16.



Figur 6.16 Udlansudveksling i sommeruge år 2015. Timeværdier for hel uge.

Der er her basis for lidt import sent mandag og tidligt tirsdag, mens der de andre dage optræder eloverløb. Den største del af eksporten produceres ved kondensproduktion.

Det samlede eloverløb er for hele landet beregnet til 4 TWh i år 2015. Varighedskurven for det beregnede eloverløb er vist i figur 6.17.



Figur 6.17 Varighedskurve for eloverløb, Energi 21 år 2015.

Det fremgår af figuren, at der sammenlagt forekommer eloverløb i 4.000 timer med et maksimum på knap 4.000 MW. Varighedskurven omfatter kun den del af eksporten, der udgøres af eloverløbet. Den samlede udlandsudveksling består af en eksport på 7,5 TWh og en import på 1,5 TWh. Disse værdier er gældende for år 2015 og kan derfor ikke sammenholdes med resultaterne fra Samkøringsberegningerne, som vedrører år 2005.

6.3 Det videre arbejde med indpasning af fluktuerende vedvarende energi

Som nævnt i indledningen til afsnit 6 indgår de beskrevne modelberegninger med Samkøringsmodellen og SIVUEL i VE2-projektet, der tillige omfatter analyser af udvalgte systemelementer med henblik på indpasning af fluktuerende vedvarende energi i systemet. I VE2-projektet foretages undersøgelser af blandt andet varmepumper, kraftvarmeanlæg, varmeakkumulatorer og elbiler.

VE2-projektet afsluttes og afrapporteres i begyndelsen af 1998.

7. DSM i et liberaliseret marked

I et liberaliseret elmarked vil miljøhensyn fortsat spille en stor rolle, og elselskaberne vil fortsat spille en vigtig rolle i udmøntningen af dansk energipolitik.

Til trods for ovennævnte vil forudsætningerne for gennemførelse af DSM og IRP97, herunder ikke mindst den praktiske udmøntning, ændre sig markant i takt med en større åbning af det danske elmarked.

DSM-aktiviteter vil fortsat være nødvendige og have sin berettigelse i et liberaliseret marked. De vil kunne deles op i kommercielle og ikke kommercielle aktiviteter. Grænsen mellem kommercielle og ikke kommercielle aktiviteter vil være afhængig af statens sektorstyring, samt af hvorledes markedet/kunderne reagerer.

De rigtige rammebetegnelser vil kunne fremme kundernes efterspørgsel efter miljøvenlige energitjenester, samtidig med at eldistributionsselskaberne vil være motiveret for at tilbyde disse energitjenester.

7.1 Kommercielle DSM-aktiviteter

Miljøhensyn er i det private erhvervsliv ved at udvikle sig fra at være en omkostningsparameter til at blive en konkurrenceparameter, og udviklingen accelererer. Virksomheder har erkendt, at det er en nødvendighed at have en miljøpolitik, og at korrekt adfærd vedrørende miljø, herunder effektivt energiforbrug, kan anvendes i markedsføringen af virksomheden.

Hos både private og offentlige virksomheder er der ved at brede sig en erkendelse af, at investeringer i energieffektivitet relativt hurtigt tjener sig hjem alene ved sparede udgifter til energi.

Indførelsen af konkurrence på energimarkedene vil motivere de etablerede energi-/elselskaber til at tilbyde de miljøvenlige energitjenester, som kunderne efterspørger, herunder til at have den nødvendige faglige indsigt til rådighed i selskabet.

Kundernes efterspørgsel efter miljøvenlige energitjenester og dermed også udbudet af disse kan i væsentligt omfang påvirkes af statens afgifts- og tilskudspolitik.

På den baggrund vil de fleste DSM-ydelser til de større offentlige og private kunder med et relativt stort elforbrug i løbet af få år kunne karakteriseres som kommercielle og indgå i elselskaberne markedstilbud, enten som et direkte tilbud om konsulentbistand eller som en del af en samlet miljørigtig energitjeneste.

Følgende DSM-aktiviteter vil formentlig blive kommercielle:

- Energirådgivning, energisyn, energiledelse og energistyring til de store offentlige kunder og erhvervkunder.
- Måleydelser til brug for kortlægning af elforbrug hos store kunder.

- Tredjepartsfinansiering af DSM-ydelser kombineret med rådgivning og gennemførelse af projekterne.
- Rådgivning af store kunder ved etablering af nye anlæg.
- Indkøb og salg af energiudstyr.

7.2 Ikke kommercielle DSM-aktiviteter

Ikke alle DSM-aktiviteter vil i praksis kunne gennemføres som kommercielle aktiviteter, da de ikke ville være selskabsøkonomisk rentable.

Af disse er der en række samfundsøkonomiske ønskværdige DSM-aktiviteter, som fortsat bør afholdes af eldistributionsselskaberne som PSO-omkostninger i distributionsselskaberne fremtidige monopoldel. Sådanne omkostninger kan sammenlignes med andre miljøomkostninger, som pålignes øvrige varer i vores samfund, og som indregnes i prisen for disse.

Følgende af elselskabernes nuværende aktiviteter vil være vanskelige at gøre kommercielle med deraf følgende risiko for at blive fjernet ved en mere intensiv konkurrence, såfremt indregningen som PSO-omkostninger ikke sikres:

- Energirådgivning, energistyring m.v. til mindre og mellemstore offentlige og private virksomheder.
- Landsdækkende og regionale elsparekampanjer samt udvikling af elspareværktøjer.
- Kontakter til leverandører og sælgere af spareapparater for at øge kampanjernes effekt.
- Information og rådgivning om elbesparelser til boligkunder, f.eks. informative elregninger og telefonrådgivning m.v.
- Adfærdspåvirkning i institutioner, skoleundervisning og aftendemonstrationer for boligkunder.
- Udvikling af indkøbspolitikker.
- Test af spareudstyr, f.eks. sparepærer.

Karakteristisk ved ovennævnte aktiviteter er, at elselskaberne igennem en længere årrække har bygget viden op hos mere end 300 medarbejdere i den danske elsektor. Elselskaberne har opbygget en betydelig kontaktflade til leverandører og sælgere af elspareudstyr. Endvidere er eldistributionsselskaberne som leverandør tæt på kunderne og har opbygget den forståede troværdighed, der medfører, at kunderne opfatter vore spareråd som seriøse.

Sparekampagner vil fortsat kunne ske i eldistributionsselskabernes regi eller i tæt samarbejde med elselskaberne, da elselskabernes lokale kontaktflade til leverandørerne, detailsælgerne og kunderne her kan udnyttes.

8. Hvordan nås Energi 21-målene i et marked?

8.1 Markedsmæssig miljøregulering

For alle andre varer end el og kraftvarme foretages miljøstyringen af de tilhørende varemarkeder ved hjælp af lovregler samt diverse afgifter og tilskud.

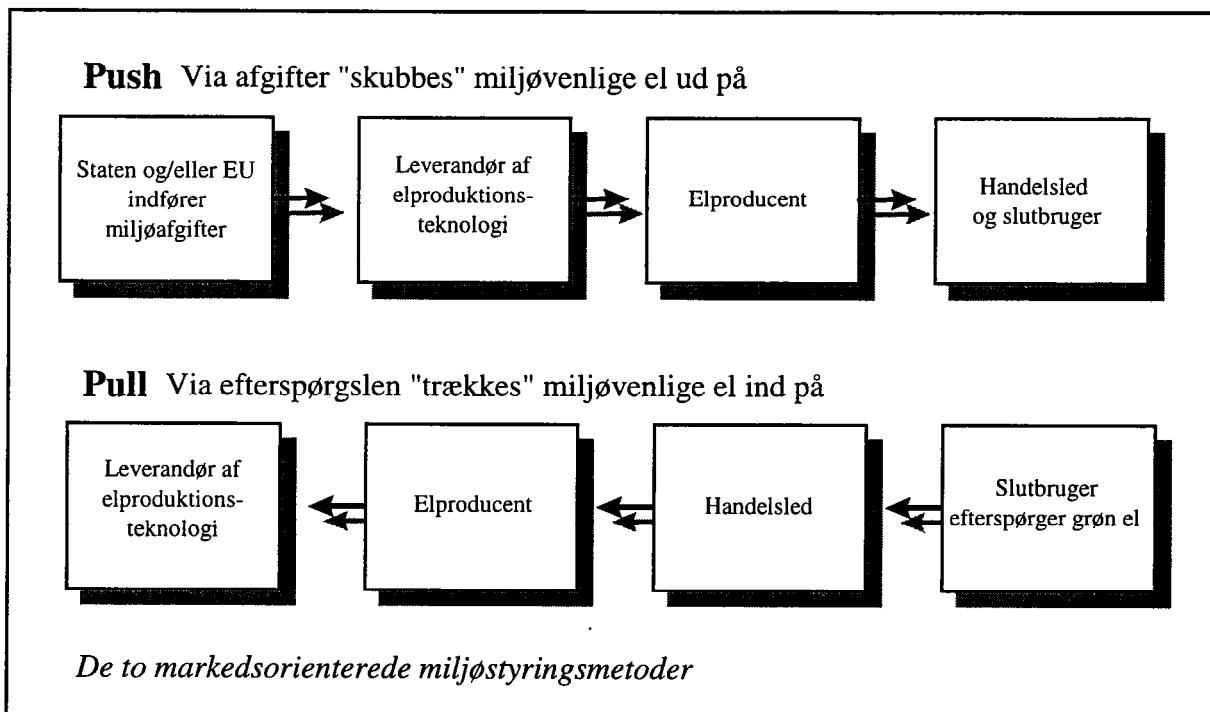
Det vil være naturligt og hensigtsmæssigt, at el- og varmemarkederne i fremtiden miljøreguleres på samme måde. Staten og/eller EU kan således fastsætte lovregler og afgifter/tilskud, der fremmer miljøvenlige produktionssformer. Derefter vælger markedsaktørerne frit deres elleverandør.

Dette indebærer, at indbyggerne styrer elmarkedet via to kanaler:

1. Via de demokratiske valg. Her vælges politikere, der fastsætter rammerne for konkurrencen på elmarkedet. Indbyggerne styrer disse rammer via deres rolle som vælgere. Dette giver vælgerne mulighed for at indføre miljøvenlige elproduktionsformer ved hjælp af en *push-metode*: Ved hjælp af afgifter/tilskud "skubbes" miljøvenlige elproduktionsformer ud på markedet.
2. Via valget af elleverandør på det frie elmarked. Her styrer indbyggerne via deres rolle som forbrugere. Dette giver forbrugerne mulighed for at skabe en *pull-effekt*: På grund af efterspørgslen "trækkes" miljøvenlige elproduktionsformer ind på markedet.

De to effekter er illustreret i figur 8.1.

Denne styring af elmarkedet betegner et skift med fortidens styring. Under l'ancien régime har udbuddet på elmarkedet været underlagt en planøkonomisk styring, hvor udbuddet er blevet fastlagt af elværkerne på den ene side og politikerne og myndighederne på den anden side. Kunderne har således ikke haft nogen valgmuligheder på elmarkedet.



Figur 8.1 De to markedsorienterede miljøstyringsmetoder.

En af de vigtigste virkninger af den danske liberalisering vil være skabelsen af et elmarked, hvor udbuddet er styret af *efterspørgslen*. Herved opnås blandt andet en markedsbestemt styring af investeringerne i sektoren. Dermed undgås overinvesteringer, som skal finansieres af elforbrugerne og/eller skatteyderne. En af gevinsterne ved en sådan styring er altså en bedre udnyttelse af samfundets investeringsmidler.

Elimineringen af overinvesteringerne i elproduktionskapacitet var i øvrigt et vigtigt motiv bag liberaliseringen af det norske elmarked.

En markedsorienteret miljøstyring af elmarkedet via afgifter/tilskud plus påbud og andre lovmæssige reguleringer svarer til den miljøregulering, som er benyttet i Vesteuropa i mere end 50 år for andre varer end el og kraftvarme.

8.2 "Push"-metoden

For miljøstyringen ville det være optimalt, hvis afgifternes størrelse præcist afspejlede den omkostning, som miljøbelastningen påfører samfundet. Dette svarer til, at en vares pris i en perfekt fungerende markedsøkonomi skal rumme alle varens omkostningerne (inkl. eventuelle miljøomkostninger). Som det fremgår af bilaget "Marked og Miljøregulering" er det imidlertid umuligt at bestemme de miljøomkostninger, som f.eks. forskellige elproduktionsformer påfører samfundet. Afgifternes størrelse må derfor fastsættes ud fra betalingsviljen og en overvejelse om, hvor store afgifter der skal til for at nå et givet miljømål.

For at illustrere principperne bag en miljøstyring, der baserer sig på et frit marked, som miljøreguleres ved hjælp af afgifter og tilskud, kan vi se på et regneeksempel for en type af miljøvenlig elproduktion: Strøm fra havvindmøller.

Gennemsnitlig markedspris for strøm	20 øre/kWh
Produktionspris for strøm fra havvindmøller	35 øre/kWh
Udgift til anskaffelse af balancekraft	5 øre/kWh
Installeret effekt (havvindmøller)	2.000 MW
Gennemsnitlig benyttelsestid for havvindmølle	3.300 timer/år
Produktion fra havvindmøller 3.300 timer/år * 2.000 MW	6,6 TWh/år
Maks. tilskud til havvindmøller 6,6 TWh/år * (35+5-20) øre/kWh	1,32 mia. kr./år

Tabel 8.1 Regneeksempel for miljøtilskud til strøm fra havvindmøller et år sent i perspektivperioden. Tallene i tabellen er ikke prognoser. De er kun ment som eksempler.

Det er klart, at tilskuddene til den miljøvenlige strøm i praksis kan implementeres som en reduceret afgift. For statskassen er resultatet imidlertid det samme: Et tab af provenu.

Afgifter på f.eks. CO₂-emissionen fra elproducerende anlæg må nødvendigvis gennemføres i et samarbejde i EU eller i det mindste i Nordeuropa. En dansk enegang med CO₂-afgifter på elproduktion vil bevirke, at danske elproducenter udkonkurreres af udenlandske aktører, hvis produktionsanlæg ofte vil være mindre miljøvenlige end de danske anlæg.

Et alternativ til en dansk enegang med CO₂-afgifter vil være tilskud til ikke konkurrencedygtige, men miljøvenlige produktionsformer. Dette er den form, der er anført med regneeksemplet i tabel 8.1. Med denne teknik kan det danske CO₂-mål forfølges, samtidigt med at det danske elmarked åbnes for konkurrence. En anden fordel ved denne model er, at omkostningerne ved den danske CO₂-politik bliver synliggjort.

8.3 "Pull"-metoden

Når slutbrugerne får adgang til frit at vælge deres elleverandør, må man forvente, at der både blandt virksomheder og husholdninger vil være aktører, der vil have præference for strøm produceret på miljøvenlige anlæg (den såkaldte grønne strøm). Slutbrugernes betalingsvillighed vil afgøre, hvor store tilskud der i praksis skal gives til den grønne strøm, for at den kan klare sig på markedet.

Ideelt burde det ikke være nødvendigt at give tilskud til den grønne strøm på et frit elmarked, idet et sådant tilskud afspejler en inkonsistens mellem indbyggernes handlinger som vælgere og som forbrugere. I praksis kan en sådan inkonsistens nemt opstå. Hvis de danske CO₂-mål skal nås, kan et vist tilskud derfor være nødvendigt. Imidlertid vil en præference for grøn strøm hos større grupper af slutbrugere bevirke, at tilskuddet ikke behøver at være så stort som antydet i tabel 8.1. Derfor er tilskuddet i regneeksemplet i tabel 8.1 anført som et maksimaltilskud.

Slutbrugerne behøver ikke at nøjes med at påvirke udbuddet af el via deres efterspørgsel. Som det er anført i bilaget "Solceller", kan slutbrugerne vælge at installere disse enheder på deres bygninger. Som det fremgår af bilaget, er det meget vanskeligt at forudsige, hvor kraftig denne trend vil blive - det afhænger blandt andet af de politiske forbrugerens adfærd. I bilaget er der regnet med en installeret kapacitet i år 2030 på 1.000 MW, i det scenario, der opererer med den kraftigste udbygning med solceller.

8.4 Miljøvenlig energi, nettet og udlandsforbindelserne

For vindkraften gælder, at der til de rene produktionsomkostninger skal lægges et beløb til anskaffelse af balancekraft. Dette udspringer af, at produktionen fra denne type af anlæg ikke kan forudsiges præcist. En ejer af vindkraftanlæg kan f.eks. på markedet have solgt 10 MWh i en given driftstime. Antag nu, at vindmøllerne i den givne driftstime kun producerer 8 MWh. Ejeren af vindkraftanlægget må så på balancemarkedet betale for 2 MWh for at opfylde sin kontrakt. Dette giver en ekstra udgift, som bevirker, at den faktiske pris for strøm fra havvindmøller vil overstige de 35 øre/kWh, der er anført i tabel 8.1.

Det er meget vanskeligt at vurdere, hvor meget anskaffelsen af balancekraft vil hæve prisen for strøm fra anlæg som f.eks. vindmøller og solceller. Størrelsen af denne ekstra omkostning afhænger af to ting:

- Hvor godt produktionen fra anlægget kan forudsiges.
- Priserne for balancekraft.

Det fremgår, at prisen for miljøvenlig strøm er meget afhængig af priserne på balancemarkedet. Dette skyldes, at den miljøvenlige strøm ofte stammer fra anlæg, hvis produktion ikke kan forudsiges præcist. Prisen for balancekraft vil kunne sænkes betragteligt, hvis udenlandske leverandører fra f.eks. Norge og Sverige kan levere til det danske balancemarked uden at skulle betale en grænseafgift ved krydsningen af grænsen.

Både af hensyn til konkurrencen på det danske elmarked og af hensyn til den miljøvenlige strøm er det således vigtigt, at der i det nordiske område etableres et fælles system af punkttariffer. Målet er, at når slutbrugere og producenter i det nordiske område har betalt punkttariffen, skal de have fri adgang til at handle strøm i hele Norden. Udlandsforbindelserne i Norden skal derfor finansieres på samme måde som det øvrige transmisjonsnet: Via punkttarifferne.

For den systemansvarlige kan det være nødvendigt at friholde en mindre del af kapaciteten på udlandsforbindelserne til udveksling af systemtjenester og regulerkraft. Bortset herfra er det målet, at hele kapaciteten på udlandsforbindelserne kan benyttes til spothandel med el. *Målet er således, at Jylland/Fyn etableres som et selvstændigt prisområde inden for en nordisk børs, og at hele kapaciteten på forbindelserne mellem Jylland/Fyn og det øvrige Norden stilles til rådighed for spothandel med el.*

MEMO

IRP97: Marked og miljøregulering

Dato:	Ref.:	Sider:
25. November 1997	EP 2347	9
Fordeling:	Nøgleord:	
aph, P-arkiv	IRP, miljø, afgifter, kvoter, CO2	

Baggrund

Den traditionelle regulering af el-sektoren bygger i høj grad på aftaler og påbud til de bevillingshavende selskaber. Det gælder f.eks. vindmølle-udbygning og biomasse-aftaler. Reguleringen er også sket med krav i forbindelse med tilladelse til bygning af nye anlæg jvf. vilkår for konvojanlæg. For SO2 og NOx har der været fastlagt kvoter for sektoren som helhed, medens fordelingen har været overladt til indbyrdes aftaler mellem selskaberne.

På en række områder uden for elværkernes kerneområder har der været anvendt økonomiske virkemidler som afgifter og tilskud. Disse virkemidler været indrettet, således at de specifikt ikke giver elsektoren incitamenter til at bidrage til at opfylde de politiske mål: CO2- og SO2-afgift på forbrugssiden - ikke på brændsels/produktionssiden.

I forbindelse med en markedsudvikling er der behov for en mere gennemsigtig og ensartet regulering af alle aktører på området. Hvis Danmark vælger autorisationsmodellen fra Eus elmarkedsdirektiv er det et direkte krav, at alle der ønsker det, have tilladelse til at bygge ny produktionskapacitet, hvis de lever op til på forhånd opstillede, ikke diskriminerende krav.

I det følgende beskrives en række forskellige virkemidler, der kan anvendes til at lave reguleringer i en sådan markedssituation.

Teori bag markedsmaessige virkemidler

Som udgangspunkt opfatter vi normalt miljøet som et fælles gode. Det betyder, at vi alle har samme ret til at udnytte frisk luft som en ressource ved at indånde den. Men samtidig har vi også som udgangspunkt samme ret til at forurene luften f.eks. ved at køre bil. Det fører til, at de to typer rettigheder til at udnytte luften som ressource og recipient kommer i konflikt. Det bliver altså nødvendigt at opstille nogle spilleregler for anvendelsen af det fælles gode som ren luft udgør.

De traditionelle virkemidler i den sammenhæng har været at lave individuelle tilladelser (miljøgodkendelser efter Miljølovens Kap. 5) eller at opstille standarder for sammenlignelige anlæg (emissionsgrænseværdier i EU direktivet om Store fyringsanlæg).

Svagheden ved disse traditionelle virkemidler er:

- De giver forurenerne incitamenter til at opfylde standarderne, men ikke til fortsat at stræbe mod en forbedring
- De ser anlæggene som enkeltstående og beskæftiger sig ikke med det samlede forureningsniveau
- Der bliver en tendens til opbygning af bureaukrati og detailstyring

På den anden side er standarder et effektivt virkemiddel til at lave et mindste niveau for den teknologi, der anvendes. Også på områder, hvor en given miljøbelastning helt skal undgås har de administrative virkemidler deres styrke.

Som mere markedsorienterede virkemidler kan vælges to forskellige udgangspunkter:

- **Afgifter**, der afspejler de samfundsmæssige omkostninger ved miljøpåvirkningen. Afgiften giver aktørerne de nødvendige incitamenter til at inddrage miljøhensyn i deres beslutninger.
- **Definering af ejendomsretsforhold**. Der fastsættes samfundsmæssigt nogle rammer f.eks. en samlet kvote for forurening. Denne ejendomsret overdrages til de interessererde parter, som herefter indbyrdes afklarer interessekonflikter og fordeling af den aktuelle forurening.

Kvoter og afgifter er begge rammestyringsværktøjer. Det betyder, at staten giver afkald på at gennemføre bestemte virkemidler, der også har andre virkninger. (Støtte til erhvervsudvikling, naturgas-infrastruktur mv., udvikling af teknologier, der er langt fra markedsprisen) Her kræves i hvert fald anden, mere direkte lovgivning.



Afgifter

Det er vigtigt at skelne mellem afgifter med primær miljømålsætning og med primær fiskale formål. Selvom der ofte vil være et vist sammenfald i virkning og ikke mindst i politisk argumentation er det for analysen vigtigt at fastholde forskellen, da der følger forskellige designkriterier ud fra de primære målsætninger.

Primært fiskale afgifter

De fiskale afgifter har som formål at skaffe staten et provenue til brug for dens aktiviteter. Her har f.eks. Delors hvidbog lagt op til en forskydning af beskatningen fra arbejdskraft til ressourcer. Også den seneste danske skattereform har denne målsætning.

Væsentlige designkriterier for fiskale afgifter er, at de skal være så stabile indtægtskilder som muligt. Dvs. at de skal defineres, så aktørerne har så få muligheder for at "undslippe" afgiften som muligt. Eks CO2-afgift på forbrugssiden giver ikke mulighed for at investere i produktionsomlægninger for at reducere afgiftsbetalingen.

I øvrigt vil fiskale afgifter ikke blive behandlet nærmere, da deres primære formål netop ikke er at opnå den størst mulige miljøeffekt.

Miljøafgifter skal kunne undgås

Miljøafgifter bør lægges så de i størst mulig grad stimulerer aktørerne til at reducere deres miljøpåvirkning. Derfor bør miljøafgifterne i principippet lægges, så aktørerne har flest muligt handlemuligheder for at undgå at betale afgiften. Tankegangen kan blyses med SO2-afgiften på el.

Den nuværende SO2-afgift på el tager udgangspunkt i den kvote for emission af SO2, som elværkerne er pålagt og omregnes til en på forhånd defineret afgift i øre/kWh. Det betyder, at selvom det i principippet er en emissionsafgift er der ingen incitamenter for elværkerne til at reducere deres SO2-emission under kvoten fordi afgiften ikke ændres alligevel. Hvis SO2-afgiften var lagt på den faktiske emission ville elværkerne kunne reducere elprisen ved at optimere både på svovlindholdet i de indkøbte kul og på rensegraden på afsvovlingsanlægene. De kunne med udsigten til at afgiften vil fortsætte, overveje at fremskynde investeringer i nye røggasrensning samt overveje brændselsskift.

Den rigtige afgiftstørrelse?

Et andet spørgsmål er størrelsen på miljøafgiften. I principippet bør miljøafgiften netop svare til de samfundsmæssige omkostninger (eksternaliteter) som forureningen giver anledning til. Det er imidlertid vanskeligt - både praktisk og teoretisk - at fastlægge dette niveau. EU-Kommissionen har gennemført et meget ambitiøst projekt (ExternE - Externalities of Energy, EC 1995), der har prøvet at vurdere størrelsesordenen for eksternaliteterne ved forskellige

energiformer. Konklusionen af dette projekt er balndt andet (EC DGXII, 1996):

- at der er eksterne omkostninger ved alle energiformer
- at usikkerheden ved fastlæggelsen af eksternaliteterne størrelse er betragtelig
- at eksternaliteterne ved som følge af SO₂ og NOx er så store, at de berettiger de krav, der stilles i direktivet om store fyringsanlæg
- at væsentlige eksternaliter som drivhuseffekten og uhed på atomkraftværker ikke kan prissættes i dag.

En dansk implementering af ExternE-metoderne (ELSAM 1996) viste, at eksternaliteterne ved kulfyret elproduktion på en nyere kraftværksblok i Danmark er omkring 6øre/kWh når drivhuseffekten ikke er inkluderet. Dette er et godt stykke under de nuværende danske energiafgifter. Afgifterne skal dog også tage højde for andre forhold end miljø, men også forsyningssikkerhed mv.

Når det altså ikke er muligt at fastsætte størrelsen af miljøafgiften ved at opgøre eksternaliteten er der to andre muligheder, som kan tages i anvendelse til at fastsætte størrelsen af en miljøafgift. Dels en opgørelse af betalingsviljen for at reducere en given forurening, dels en beregning af hvor stor en afgift skal være for at nå et givet miljømål. De to metoder vil i praksis være meget nært beslægtede, da betalingsviljen vil hænge sammen med de mål man forventer at kunne opnå. Der vil derfor også ideelt set blive tale om en fortsat optimeringsproces, hvor de observerede effekter af en afgift vil føre til justering op eller ned af afgiftsniveauet i forhold til opnåede resultater.

Erfaringer fra USAs SO₂-kvotemarked antyder, at de modelberegnede reduktionsomkostninger kan blive for høje (Ellermann og Montero 1996). En generel forklaring på dette fænomen er, at modellerne forudsiger omkring reduktionsomkostninger er afhængigt af de handlemuligheder, som de bliver tilladt at arbejde med. Det vil ofte føre til for høje reduktionsomkostninger fordi modellerne får for få handlemuligheder. Markedet er mere opfindsomt end modelmagerne.

Der er dog selvfølgelig også den risiko, at modelberegningerne vil komme med for lave reduktionsomkostninger. Det vil typisk være, hvis modellen ikke tager højde for nye områder, hvor der kan komme emissioner. (Lækage-effekter)

Tilbageføring af provenuet?

Et sidste område, der har været meget diskuteret, er tilbageføring af provenuet af miljøafgifterne. Det gælder især i forbindelse med afgifter på konkurrenceudsatte erhverv. Målsætningen med tilbageføring er at give et incitament til miljøforbedringer uden at reducere konkurrence-evnen.



I denne sammenhæng er industrien CO2-afgift er oplagt eksempel. Den indeholder to elementer af tilbageføring, dels en sænkning af virksomhedernes sociale omkostninger, dels en tilbageføring til CO2-reducerende investeringer. Den første af de to metoder er i praksis en fiskal ordning omkring omlægning af skattetrykket. For at den løsning skal være stabil, skal miljøafgiften være udformet så den giver en fast provenu. Den anden del af tilbageføringen (via investeringer) har været svær at få til at fungere. Tilbageføringen er ikke blevet så stor som forudsat.

I Sverige har man i forbindelse med en Nox-afgift forsøgt et tredje tilbageføringsprincip nemlig at provenuet af emissionsafgiften bliver betalt tilbage til den halvdel af emitenterne, der har lavest emissioner. På den måde bliver der en automatik i tilbageføringen, som fordobler effekten af afgiften.

Der er både argumenter for og imod tilbageføring. Det vigtigste argument for tilbageføring er det tidlige nævnte nemlig ikke at forringe konkurrence-evnen. Et andet vigtigt argument for en automatisk tilbageføring, er der derved ikke skabes en forventning om et provenu. Når der skabes et provenu vil fristelsen til at lægge afgiften så den giver en stabil indtægt til statskassen være overhængende. Men dermed får afgiften netop ikke den maximale miljømæssige effekt.

Argumenterne imod tilbageføring er dels ønsket om en omlægning af skattetrykket fra arbejdskraft til ressourcer og forurening, dels at tilbageføring kan sløre en afgifts virkelige investeringsincitament. I eksemplet med den svenske Nox-afgift er virksomhedens incitament til at investere dobbelt så stort som afgiftsatsen. Ved mere komplexe tilbageføringsmekanismer bliver sammenhængen mere ugenemsigtig.

Omsættelige kvoter

Grundprincippet i omsættelige kvoter er at etablere en klar rettighedsstruktur omkring emissioner og derefter overlade det til aktørerne selv at foretage de virkemidler, der på den mest omkostningseffektive måde fører til overholdelse af kvoten. For at varen "retten til at udsende 1 ton CO2 i år 200x" skal være troværdig er der imidlertid en række forudsætninger, der skal være opfyldt. Man kan sige, at varen "emissions-ret" har den specielle egenskab, at man kan bruge den, selv om man ikke har den. Derfor er det nødvendigt, at der opbygges både monitering og håndhævelse for at gøre markedet troværdigt.

Hvilken vare?

Et første spørgsmål omkring omsættelige kvoter er selvfølgelig den tilgrundliggende definition af varen. Der har været diskuteret forskellige mulige afgrænsninger (Mullins & Baron 1997). Det hyppigst diskuterede har været lade CO2-emissioner være omfattet af en kvote system. Der er dog intet princippielt i vejen for at udvide kvotesystemet til at omfatte alle drivhusgasser.

Ved hjælp af de såkaldte Global Warming Potentials kan man omregne emissioner af alle drivhusgasser til CO₂-ækvivalenter og således lade reduktionen af drivhusgasser ske der hvor den er billigst.

Et andet emne i relation til varen er hvilke aktører man kan forestille sig på markedet. Her har ofte primært været tænkt på virksomheder med store emissioner, typisk inden for energiområdet.

For begge de nævnte spørgsmål gælder det, at jo flere gasser og virksomheder, der inddrages, jo vanskeligere bliver monitering og håndhævelse. Det betyder, at der bliver en tilskyndelse til at starte med simple systemer, hvor kun et begrænset antal gasser og virksomheder indgår.

Et andet spørgsmål er om også “negative emissioner” kan inddrages. Kan den CO₂-binding, der opstår ved skovrejsning give ekstra CO₂-emissions-rettigheder? Logisk er der ikke noget til hinder for det, men igen er der spørgsmålet om monitering og håndhævelse.

Sålænge man ikke har en renseteknologi for CO₂-emissioner kan en CO₂-kvote opfattes som en form for rationering af fossile brændsler, hvor de specifikke emissioner kan bruges til at omregne mellem de forskellige brændselstyper. En sådan tilgang vil princippielt gøre det enklere at inddrage også små emitenter, så som f.eks. biler. Det vil så blot kræve, at enhver, der importerer eller udvinder fossile brændsler skal have en kvote til dette. Et af problemerne med rationering er, at selve ordet har en negativ klang.

Hvem kan handle?

Som udgangspunkt er det national-staterne, der som underskrivere af Klimakonventionen, er forpligtede til at overholde bestemte emissionskrav. Man kan sige, at staten har ejendomsretten til CO₂-emissionerne. Ved etablering af national handel med emissionsrettigheder uddelegerer staten i princippet sine rettigheder. Hvis virksomheder vil handle på tværs af landegrænser opstår imidlertid et problem i forhold de nationale målsætninger. Det bliver nødvendigt med en national registrering af handler for at kunne verificere overholdelsen af nationale målsætninger.

En måde at komme ud over det skitserede problem kunne være at etablere en fælles emissionsmålsætning for flere lande. På meget lang sigt kan man forestille sig et globalt marked for CO₂-kvoter, men i første omgang vil en mindre gruppe lande være mere realistisk. Det kunne være Skandinavien eller EU. Også en afgrænsning af lande der imellem kunne være interessant. Det er under alle omstændigheder væsentligt at der er en ensartet vilje til at håndhæve kvotesystemet i alle de lande, der indgår i en fælles pulje.



Allokéringsprincip

Et vigtigt element i designet af et kvote-system er det princip, der anvendes ved den indledende fordeling af emissionsrettighederne. Det mest udbredte princip for allokering er gratis fordeling (grandfathering). En anden mulighed ville være at fordele emissionsrettighederne ved at staten afholder en auktion. En auktion vil være meget tæt på en CO₂-afgift, dog med den forskel, at der på forhånd er sat et loft over den samlede mængde emissioner.

Ved gratis uddeling forudsættes som oftest, at uddelingen sker i forhold til emissionerne i et eller flere basisår. Dog kan en mindre del af kvoten holdes i reserve til nye aktører, således at de eksisterende aktører ikke kan bruge deres kontrol over emissionsrettighederne til at holde nye aktører ude. Uddeling til de eksisterende emittenter har den fordel for virksomhederne at de kun skal betale for stigninger i emissionen eller for de reduktioner, der er nødvendige for at leve op til en reduceret kvote.

Det kritiske forhold ved den gratis uddeling er, at den belønner de aktører, der i basis-året havde gjort mindst - og altså havde den største emission. Der er altså nogle fordelingspolitiske konsekvenser af den metode, der bruges ved den indledende allokering. Der har derfor også været diskuteret en lang række andre mulige allokeringsprincipper, dog primært til anvendelse ved allokering mellem lande: Det kan ud over en procentdel af emissioner i udgangsåret være emission pr. indbygger eller emission pr. BNP. Valget af allokeringsprincip har meget stor betydning (Mullins & Baron 1997).

En dansk CO₂-kvote for elsektoren?

Et af de forslag, der har været fremme i debatten har været at lave et system med omsættelige CO₂-kvoter for den danske elsektor. Et sådant system kan bygge videre på erfaringerne med SO₂ og NOx-kvotesystemet. SO₂- og NOx-kvoterne viser, at der er gode muligheder for at lave rammestyring via kvoter. Der vil imidlertid også være i hvert fald to problemer med en CO₂-kvote for elsektoren:

- Der vil kun være to aktører på markedet og man kan derfor ikke forvente noget særligt velfungerende marked
- Et dansk CO₂-kvotesystem vil ikke løse problemerne omkring import/eksport af el.

Internationale perspektiver

Fælles for både CO₂-afgifter på brændsel og kvoter er, at de nødvendigvis må gennemføres internationalt. Hvis der ikke sikres en ensartet regulering i de lande, der handler indbyrdes, vil reguleringen meget let give forvirridninger af markedet. Det ses f.eks. i Finland, hvor CO₂-afgifter på brændselssiden blev undermineret af den skandinaviske markedsudvikling.



Der har imidlertid været store problemer med internationalt at blive enige om en koordineret politik på klimaområdet. Det har således ikke været muligt at opnå enighed inden for EU omkring harmoniserede CO₂-afgifter.

I forhandlingerne frem mod en eventuel ny klimaprotokol i Kyoto har kravet omkring flexibel implementering af kommende forpligtelser været af afgørende betydning for bl.a. USA. Der er derfor sandsynligt, at et kompromis på området vil indeholde formuleringer omkring kvotehandel. (Dette vil være afklaret inden IRP-planen skal afleveres og kan derfor ajourføres)

I det hele taget vil resultatet af forhandlingerne om en ny klimaprotokol være af væsentlig betydning for hvilke virkemidler, der vil blive taget i brug på klimapolitikken og ikke mindst hvor ambitiøse mål, der skal forfølges.

Fordeler og ulemper ved afgifter og kvoter

Den afgørende fordel ved at gennemføre et system med enten CO₂-afgifter på brændsel eller omsættelige CO₂-kvoter er, at der derved skabes en ikke-diskriminerende og gennemsigtig regulering af markedet som samtidig sikres en gennemførelse af de ønskede reduktioner af CO₂-emissionen.

En anden væsentlig fordel ved begge virkemidler er, at de løser de problemer med assymerisk information, der ofte findes i reguleringsspørgsmål. Sagt på en anden måde giver både kvoter og afgifter markedets aktører et klart signal at reagere på. Samtidig tillader begge virkemidler aktørerne at vælge de virkemidler, der er mest effektive.

Meget groft er forskellen på afgifter og kvoter, at afgifter fokuserer på prisen på de virkemidler, der skal sættes i værk. Når prisen er fastsat viser markedets reaktion om målet nås - eller om emissionerne bliver højere eller lavere end antaget. I modsætning hertil fokuserer kvoter på at nå målsætningen - der efter vil markedet afgøre hvor høj prisen bliver.

I praksis vil den skitserede forskel være mindre. Der vil for begge virkemidler være tale om justeringer for at sikre en passende balance mellem målopfyldelse og pris. Hvis et givet afgiftsniveau viser sig at være utilstrækkeligt til at nå et givet mål, vil en stigning i afgiftsatsen blive overvejet. Tilsvarende vil en kvote, hvor priserne bliver væsentligt højere end forventet naturligt føre til en justering af målet.

Både afgifter og kvoter kan som det fremgår ovenfor princippielt indrettes både til at give et provenue - og til ikke at gøre det. Hvilke af løsninger, der er bedst vil afhænge af politiske vurderinger/sammenhænge.



Man kan se valget mellem kvoter og afgifter som en vægtning af risiko. Kvoter giver erhvervslivet en udfordring om at nå de politiske målsætninger så billigt som muligt. Afgifter sikrer staten et provenue.

Kvoter på emissioner og CO₂-afgift på brændsel vil begge give en direkte belastning af alle typer forbrugere med den omkostning enten markedsprisen eller afgiftstørrelsen tilsiger. Der vil altså ikke være tale om den store differentiering af afgiftsniveau, som den nuværende regulering giver anledning til.

Afgifternes fordel i den sidste ende består i, at de dels lægger et loft over de udgifter som samfundet påtager sig for at nå et givet mål. Desuden er afgifter et kendt virkemiddel, hvor de nødvendige institutioner er til stede til at gennemføre virkemidlet.

Behov for supplerende regulering

En grundlæggende CO₂-afgift vil være et afgørende skridt i retning af en markedsmæssig og omkostningseffektiv regulering af CO₂-emissionerne. En CO₂-afgift vil også give incitamenter til at gennemføre en udbygning med Vedvarende Energiteknologier, der er tæt på markedet. I den udstrækning der som følge af Energi21 der ud over er behov for yderligere indgreb for at opnå den ønskede teknologiudvikling er en udbudsmodel et markedsorienteret alternativ.

En udbudsmodel for udvikling af VE-teknologier kunne ligne den engelske Non-Fossil-Fuel Obligation (NFFO). NFFO virker ved at skabe et udbud af en række på forhånd definerede mængder vedvarende energi inden for en række områder. Herefter byder interesserde på hvilken de pris de kan bygge de foreslæde anlæg for. Ved at gennemføre udbud med jævne mellemrum og med forudsigelige mængder kan denne form for regulering bidrage til at reducere prisen på VE-udbygning. NFFO-systemet fordel frem for generelle tilskud er, at der også for VE-udbygningen bliver et incitament til fortsatte omkostningsreduktioner.

Referencer:

EC 1995: ExternE: Externalities of Energy Vol 1-6

EC DGXII 1996: New Markets and the Environment. Second EC/OECD/IEA Workshop on Energy Externalities Brussels 9.-10. September 1996

Ellermann D og Montero J. P. 1996: Why are allowance prices so low? An analysis of the SO₂ Emissions Trading program. MIT-CEEPR 96-001WP

ELSAM 1996: Prissætning af miljøeffekter ved kulfyret elproduktion Notat SP96-477a

Mullins F. & Baron R. 1997: International GHG Emission Trading. "Policies and Measures for Common Action" Working Paper 9, March 1997 OECD/IEA.

A NEW ENERGY SYSTEM FOR DENMARK: A SOURCE TO SERVICE APPROACH

S.I. Bestebroer¹, C. Coremans² U.R. Huisman¹, W.J.L. Jansen¹, S. Tjeerdsma¹

¹ KEMA Nederland B.V., Arnhem

² De economische pijler, Gouda

Assigned by Eltra and Elkraft

A NEW ENERGY SYSTEM FOR DENMARK: A SOURCE TO SERVICE APPROACH

CONTENTS

1	Introduction	3
1.1	Motivation	3
1.2	Triple E-concept	4
1.3	Objectives	5
2	Scenarios	6
2.1	Current situation	6
2.2	Future developments	9
2.2.1	Economic development	9
2.2.2	Sector industry	13
2.2.3	Sector transport	14
2.2.4	Sector households and commercial buildings	14
3	Triple-E analysis of scenarios	16
4	Conclusions and recommendations	22
Annex A	Picture of the energy infrastructure for the current situation and the electrification scenario	
Annex B	Tables with input data for the Source to Service model	
Annex C	Short description of the Source to Service model	

1. INTRODUCTION

Eltra and ELKRAFT have jointly asked KEMA to study possibilities for a more energy efficient organisation for the Danish energy infrastructure with the Source to Service tool. The Danish energy suppliers are confronted with the obligation to reduce the CO₂ emissions by 50% in 2030 compared to 1990. On a macro scale the strategy is described in the report Energy 21 by the Danish ministry of Environment and Energy.

With the computer model Source to Service developed by KEMA new concepts for an optimised energy infrastructure with an improved energy efficiency and lower CO₂ emissions can be studied. It is a consumer-focused, energy service-oriented approach developed to demonstrate that within the energy system significant improvements can be achieved by:

- energy savings,
- efficiency improvements through integration and implementation of efficient technologies
- introduction of renewable energy.

The basis for the design of the new energy infrastructure is the triple-E-concept. Energy, ecology and economy (triple-E) insights are combined to achieve substantially lower fossil fuel consumption and significant emission reductions at reasonable costs.

1.1 Motivation

Since the early seventies Denmark has had an active energy policy. This policy was aimed to secure Denmark's energy supply. Later in the eighties socio-economic and environmental concerns emerged as an important additional motivation. Now, introduced in the nineties the goal of sustainable development is used to motif energy policy. Building on the sustainable development goal the Danish Ministry of Environment and Energy recently launched *Energy 21*, the fourth of the energy strategies. It aims at reorganising the framework of the energy-sector to ensure that long-term considerations can be maintained effectively by an economically and technologically efficient energy sector and by rational management of resources [1]. Reduction in the utilisation of fossil resource reduces the burdening of the environment by the energy sector.

One of the main conditions, that all energy infrastructures should be able to meet, are the consumer preferences with respect to price, convenience, mobility, a clean environment, etcetera. Welfare and well-being are linked to the consumption of (energy-related) products and services. The commonly shared objective is to increase well-being and therewith to supply increasing amounts of products and services at reasonable costs and to take significant steps towards a more sustainable energy economy simultaneously. This economy is needed to secure a viable long-term energy supply as well as to respond to the threatening climate problem.

1.2 The Triple-E-Concept

In order to compare and develop possible concepts for the Danish energy infrastructure a triple-E-concept is used. The triple-E-concept is built around the integral analysis of energy chains. From energy sources (natural gas, oil, coal, etc.) to services (heating of houses, transport, etc.) all conversion-steps of energy are monitored on three aspects:

1. Energy and Exergy1: the energy and exergy efficiencies of each conversion step (the energy and exergy efficiency of for instance a power plant or a boiler).
1. Environment: the emissions of the greenhouse gases CO₂ and methane
2. Economy: the costs of energy-conversions and of energy-transport (for instance the costs of a refinery, a power plant or a transport network for the distribution of natural gas).

An integral analysis of the energy chains from the primary energy sources to the energy services delivered, based on the triple-E concept, demonstrates that the efficiency of the chains is mostly low, with abundant room for improvement. For Europe and Japan, the energy end use efficiency is about 4-5%, for the USA about 2,5% [2].

In the "From Source to Service" approach each of the conversion steps is analysed to determine the effects on the triple-E aspects. The performance of the Danish energy-infrastructure is found by adding up all separate effects. In this way a score is derived for the energy (input energy), environmental (ton CO₂ emissions) and economic (krone) performance.

The challenge is to facilitate an increasing demand for energy-services while reducing the input of fossil fuels. To meet this challenge three strategies should be followed simultaneously. The strategies are:

1. Energy savings where possible
2. Introduction of renewable energy
3. Improvement of the efficiency of energy chains

In this study all three strategies are applied. In the energy consuming sectors energy-saving by better insulation and redesign is assumed to be applied. In addition to other energy sources, renewable energy is introduced as a significant source in the energy supply.

1 Exergy is a measure for the quality of energy. Some energy-types can be used for a variety of processes whereas others can only be applied for one purpose. Electricity and natural gas can be converted into hot water with an energy efficiency of almost 100%, but hot water cannot be converted into electricity or natural gas. The exergy value is based on the temperature of an energy type:

$$\text{Exergy} = \text{Energy} * (1 - T_0/T)$$

Where: T is the absolute temperature of the medium
T₀ is the absolute temperature of the environment

And finally the triple-E-concept focuses on minimising the loss of exergy in the Source to Service process. The quality of energy can be optimally applied by gearing supply and demand of various forms of energy properly to one another. It is precisely the optimally staged utilisation of the energy levels in the Source to Service process that offers a potential for improving the structure of the energy chains. One of the important instruments for improvement is the integration of energy-chains by multi-production of for instance power, heat and feedstock from primary energy sources and by using various exergy(temperature)-levels in a "cascading" manner. Apart from the integration of energy chains, more energy-efficient (electro and gas) technologies for conversion and final consumption of energy are suggested in this study.

The result of the triple-E approach is a shift towards the use of electricity, gas and renewables. Electricity and natural gas are easy to use and to distribute, while the consequent CO₂ emissions are low. Both electricity and gas are used in new and more energy-efficient technologies in households, commercial buildings, industry and transport. Natural gas is increasingly used in dispersed power generation. The heat is distributed in densely built residential areas. Electricity is used in heatpumps for space heating and hot tapwater production in less densely built residential areas and in electric cars and vans. Moreover the renewable energy produced is mainly generated as electricity. In general electricity, gas and renewables will be used as a replacement for oil and coal powered energy conversions.

1.3 **Objectives**

The objective of this study is to improve the efficiency of the Danish energy infrastructure substantially. The triple-E-concept is used as a guideline to design a new energy infrastructure which uses the limited energy resources more efficiently by optimally exploiting the exergy in the available energy sources. The result of the triple-E approach is

- (a) integration of energy chains,
- (b) introduction of energy efficient and cost-effective gas and electro technologies,
- (c) energy savings and
- (d) utilisation of renewable energy resources.

The triple-E-concept aims at delivering increasing levels of energy related products and services at reasonable costs while considering significant steps towards a more sustainable energy economy. As a result of the triple-E approach the market shares of electricity and gas as energy carriers will increase substantially.

The objective for the study is:

To study possibilities for a more energy efficient organisation for the Danish energy infrastructure for the period 1994-2030 by:

- energy savings,
- efficiency improvements through integration and implementation of efficient technologies
- introduction of renewable energy
- in order to reduce the CO₂ emissions in 2030 by (at least) 50% compared to 1990 (in numbers the emission in 1990 was 61 Mton CO₂ and should be reduced to less than 30,5 Mton in 2030) and also identify the subsequent costs related to the entire energy system.

2. SCENARIOS

Starting point for the study was the report from the Danish ministry of Environment and Energy called Energy 21 [1]. The underlying information is described in the report Energy 21; assumptions and results [3] and the report called Denmark's energy futures [4]. This report was primarily used to rebuilt the Energy 21 scenario with the KEMA tool 'Source to Service' (StS in short). We call this scenario StS-en21. The time frame chosen runs from 1994 to 2030. The development in time is not specifically indicated in the results. It is assumed that the period of time is long enough to make significant changes in the energy infrastructure of Denmark.

A second scenario was modelled which is called the StS-electrification scenario (StS-el). A clear distinction between the two scenarios is the relative increase in end use of electricity in the StS-el compared to the StS-en21 scenario. The relative increase in end use of electricity consumes the spillover of electricity, while the use of primary energy simultaneously decreases compared to the StS-en21 scenario.

2.1 Current situation

The current situation in energy consumption was used in this study for two reasons. The first is to have a starting point that is the same for the two scenarios and the second is to check whether the description of the energy infrastructure with the Source to Service model is correct in the sense that the calculated energy consumption is similar to the statistics mentioned in the Energy 21 study for the reference year 1994 [3].

The sectors that are specifically described in this study are industry, households, commercial buildings and transport. Within these sectors several energy services are distinguished. These services do not necessarily match the subdivisions for the sectors given in the Energy 21 report. The subtotals in energy consumptions for the sectors, however, should match with the Energy 21 values. Table 1 presents the energy consumption of the division in sectors for the reference year 1994 for both the Energy 21 study [3] and the Source to Service study. From this table it is clear that the overall match between the Energy 21 values and the Source to Service values is satisfactory.

Although several energy services are distinguished in the Source to Service study, not all are given in the same degree of detail. For instance in the sector households two services are used: space heating

and electricity. More detail could be introduced when space heating is further divided in space heating, hot tapwater, cooking; electricity could further be divided in cooking, laundry, ventilation, cooling etc. The same could be done for the sector industry. Although some processes are specified, based on both Danish information and on a similar industries in the Netherlands, there are still some relatively large aggregated services like other electricity and other heat. These could also be subdivided further. At this stage of the study this could not be done, however.

Table 1 Comparison of energy consumption between the Energy 21 study and this study for the reference year 1994

sectors Energy 21 [3]	energy consumption PJ	sectors Source to Service	energy services Source to Service	energy consumption PJ
agriculture, forestry, fisheries&horticulture	35,535	industry	space heat	6
	13,110		mechanical power	23
	11,694		glass	2
	36,800		earthenware	2
	30,732		food products	6
	23,126		bread	1
	6,419		dry paper	3
			other heat	85
			dry products	12
			hydrogen (fertilizer)	2
			other electricity	19
			chemicals	3
total industry	157	total industry		164
trade and services	35,355	commercial buildings	space heat	48
public administration, service and education	42,140		electricity	32
public utilities	5,212			
total	83	total commercial buildings		80

sectors Energy 21 [3]	energy consumption PJ	sectors Source to Service	energy services Source to Service	energy consumption PJ
housing	180,848	households	space heat	140
			electricity	32
transport [INTERN/ T97/in 1994 LBY-004]	173	transport	automotion car	82
			automotion van	33
			automotion truck	23
			other transport	35
		total transport		173
total energy consumption Denmark	594	total energy consumption modelled in Source to Service		589

2.2 Future developments

The Source to Service tool is a demand driven model. This means that the demand for energy services is used in the model as starting point for the calculations. The difference between the energy service demand and the energy consumption levels as mentioned in table 1 is that the energy service demand is defined as the service that is finally delivered by a process that consumes energy to do this. The energy service demand is given in terms of energy. For some services it is not self-evident, however, that they can be defined in terms of energy. For instance the service in transport is vehicle-kilometres, an example of a service in the food industry is canned beans, a service in households might be clean laundry.

2.2.1 Economic developments

The future demand for energy depends on the future demand for energy related goods and services in industry, households, buildings and transport. There is a close relation between energy demand and the level of consumption and production of goods and services in the various sectors of the Danish economy. On one hand the energy demand will increase as a result of a rise of the consumption and production; on the other hand energy demand is expected to decrease as a result of future efficiency improvements in energy conversions.

In the Source to Service model these two effects are separated from each other. The first step in developing scenario's with the Source to Service model is to determine the abstract entity: 'the future demand for energy services' (which differs from 'the future demand for energy'). The demand for energy services is expected to increase in line with the economic growth or another activity parameter in a certain sector. The second step is to analyse the increase efficiencies of all energy conversion processes. With the Source to Service model the energy consumption is calculated based on these efficiencies and the service demand for energy related goods and services.

The increase in energetic efficiency of energy conversion processes is not a factor in determining the growth of the demand for energy services. The result of an increase in efficiency of an individual conversion process (for instance a boiler for space heating) is that less energy is needed to deliver the same amount of service-output: If the efficiency of a boiler increases from 80% to 100%; 20% less energy is needed to produce the same amount of useful heat. At the same time the demand for space heat (the energy service) in the house with this boiler remains equal: the same rooms have to be supplied with the same amount of heat.

The future demand for energy services derives from scenario's on population, growth consumer preferences, trends, technologic all innovations, etcetera and the resulting consumption and production of goods and services. Hereafter it is discussed which indicators are used to determine the demand for energy services in the different sectors. The growth of these indicators is corrected for effects from insulation programmes and behavioural changes as to determine the final demand for energy services. The energy service demands used in this study are given in table 2.

Households

In households the demand for energy services is based on the increase in heated area in households and the number of housing units in Denmark. The growth of total heated area is used to predict the demand for space heat. The growth of the number of housing units is used to predict the demand for other energy services. The total heated area in households is assumed to grow from 258 million square metres now to 293 million square metres in 2030. The number of housing units is assumed to grow from 2,4 million now to 3,0 million in 2030 [3].

Commercial buildings

The sector 'Commercial buildings' consists of the public sector (public utilities, administration, service and education) together with the trade and service sector. The total heated area in buildings is used to determine the growth of the demand for space heat in the sector commercial buildings. The heated area in buildings is assumed to increase from 45,1 million square metres to 54,8 million square metres in 2030. The growth of the gross factor income in the trade and service sector and the growth of the number of young and elderly people are the main indicators in determining the growth of the demand for other energy services in this sector. The number of young and elderly people increases by 17% to 2030. The gross factor income in the trade and service sector is estimated to increase from 123 million DKK to 278 million DKK in 2030 (1980 prices) [3].

Industry

In industry the leading indicator to predict the future demand for energy services is the economic growth per sector. It is assumed that the Danish economy will grow with 2,2% per year in the period from now to 2005 and that it will grow with 1,5% per year in the period from 2005 to 2030 [1]. Some sectors in industry show a faster growth than others. As a result the demand for energy services in for instance the chemical industry grows faster than the demand for energy services in the iron & metal industry. The projections of the Danish Ministry of Finance on the growth of the gross factor income per industrial sector are used as an indicator for the growth of the demand for energy services per sector.

Transport

For road transportation the growth in energy service demand equals the growth in number of vehicle kilometres. Car transport is expected to increase from 34 billion vehicle kilometres to 53 billion vehicle kilometres in 2030. Van and truck transport is expected to increase by 2,2% per year from now till 2005 (equal to growth gross domestic product) and by 1,1% per year from 2005 to 2030 ($0,75 \times$ growth gross domestic product). Fuel use for other forms of transport is assumed to increase slightly: air transport for instance is estimated to rise substantially as a result of economic growth ($1,75 \times$ growth gross domestic product) but it is expected to decrease by 35% as a result of establishing a fixed link across the Great Belt [3].

Table 2 Energy service demand for 1994 and 2030

sector	energy service	StS-en21 1994	StS-en21 and StS-el 2030
		demand (PJ)	demand (PJ)
households	space heat & tap water	130	112
	electricity	37	26
commercial buildings	space heat & tap water	44	39
	electricity	34	35
industry	space heat	5	6
	mechanical power	17	23
	glass	0.2	0.3
	earthenware	0.4	0.5
	food products	1	1
	bread	0.2	0.2
	dry paper	2	2
	other heat	17	21
	dry products	2	3
	hydrogen (fertiliser)	2	2
road traffic	other electricity	19	12
	chemicals	3	2
	automotion car	9	14
	automotion van	5	9
	automotion truck	4	9
total		332	317

Costs

The prices of processes in the Source to Service model are based on a combination of the initial investment, the average lifetime, the variable and fixed operating and maintenance costs, the costs for insurance (in case of car, van and truck transport) and the interest rate. After obtaining the total annual costs for each energy conversion process, these costs are divided by the average annual output of useful energy to calculate the price per Peta Joule output. The total costs of a process in the Source to Service model are calculated by multiplying the prices per Peta Joule of the individual processes/installations with the actual demand for energy. All costs of all processes are added up to obtain the total costs related to the use of the energy-infrastructure in Denmark.

Prices used in the model are derived from the information displayed in 'Energy 21, the Danish Government's action plan for energy 1996' [1], the related report with assumptions and results [3] and "Denmark's Energy Futures" [4]. If the required information was not available in these sources, information on prices in the Dutch situation is used. In some cases information from the Dutch situation is slightly adjusted to better fit the Danish situation.

All prices of individual processes in the Source to Service model are excluding taxes, subsidies, VAT, etcetera; the prices are meant to reflect the actual costs of the use of energy conversion devices and installations. All prices are related to the price level of 1995. All prices are corrected for effects from inflation. A real interest rate of 5% is assumed.

2.2.2 Sector industry

The energy consumption of industry for 1994 is taken from [3]. A more detailed energy consumption for the different subsectors of industry is taken from [Industri og Energi] table 296, energy consumption for 1993 and 1995. The energy consumption for 1994 is the average of both tables. It also gives the types of energy (solid and liquid fuel, gas, electricity and district heat) and the consumption of these types of energy in the different industrial subsectors. These figures are slightly adapted to be in line with the figures in [3].

With respect to the manufacturing industry the following industrial sectors are taken into account in more detail; food, textiles, plastics & rubber, non metallic minerals, metal products. The basic materials industry is subdivided in the paper manufacturing industry and the chemical industry and are taken into account in more detail. All these subsectors are selected based on the knowledge gained with modelling the Dutch energy situation [5].

In all these subsectors there are possibilities for introducing electricity instead of other fuels. In the manufacturing industry processes are selected in which part of the required process heat can be delivered by electricity instead of primary fuels. These processes are space heating, heating in ovens in the food industry, baking of bread and earthenware, drying in all subsectors of the manufacturing industry and melting of glass. Different electrotechnologies can be used in these processes like dielectric heating, mechanical vapour compression and heat pumps.

It is assumed that the energy consumption of these processes in percentage of the total energy use in these subsector is the same as in the Netherlands. Based on the average increase of energy consumption per sector as taken from study [3] the energy consumption of these processes in 2030 is determined.

For the manufacturing industry also the energy demand of electricity in machine drives and drives for process flows is determined based on the same share as in the Netherlands. The paper manufacturing industry is selected because of the possibilities for combined heat and power and two energy saving electrically drying technologies, viz. induction and dielectric drying of paper. In the chemical industry the production of ethylene and fertiliser is selected because of the possibilities of combining chemical processes with generation of electricity with as an result energy saving. In the electrification scenario efficient electrotechnologies are introduced in the manufacturing sector and in the paper making sector

replacing less efficient gasfired processes. Energy saving on electric motordrives is introduced in the manufacturing sector. In the chemical sector efficient generation of electricity is introduced by applying the exergy principles to the production of ethylene and fertiliser.

2.2.3 Sector transport

The total energy consumption for road transport is 138 PJ as given in [INTERN T97/in 1994 LBY-004] divided among motor gasoline and gasoil. The small consumption of LPG (0.25 PJ) and other oil (0.007 PJ) for road transport is neglected. In a road transport statistic [6], the total energy consumption for the different fuels used for road transport is given as are the number of kilometres driven with each type of car. From these figures the average specific energy consumption for all means of transport can be determined for 1984 and 1990 (3.8 and 3.7 MJ/km).

In the Netherlands an extensive study was done to the total energy consumption for the different types of fuels as well as for different means of transport; cars, vans and trucks. From these figures the share in the amount of kilometres driven and the share in energy consumption is determined for each means of transport and for each type of fuel. Also the specific energy consumption for each means of transport, for each type of fuel are determined from these figures and are assumed to be valid for Denmark as well. Based on the number of kilometres driven in 1984 and 1990 [6], based on the average specific energy consumption and based on the energy consumption of all means of transport in 1984, 1990 as given in [INTERN T97/LBY-004] the energy consumption for transport in 1994 is determined by extrapolation for each type of fuel (gasoline and gasoil) and for every type of transport (cars, vans and trucks).

Determination of the energy consumption per type of fuel per type of transport is necessary for the introduction of electric vehicles. It is assumed that 50% of the gasoline car transport and 50% of the gasoil van transport are mainly used in city transport. In the electrification scenario both these types of transport are replaced by more efficient electrical driven car and van transport.

2.2.4 Sector households and commercial buildings

The heat and power production sectors in the model are closely connected, since the production of power and heat largely occurs in CHP units. A considerable amount of the heat produced is used for heating residential and commercial buildings. Most figures are based on the Energy 21 document [3]. However, a few assumptions had to be made, which are listed below

Production of spaceheat and hot tapwater in the households and commercials

Heat can be produced by two systems. At first the individual heating devices and second the collective systems or district heating systems. Table [3] presents the contribution of each system for 1994 and 2005. It is assumed that the percentages in 2030 are equal to the percentages in 2005. These values are applied in both the StS-en21 and the StS-el scenarios.

Table 3 Heat production by heat source (percentages)

Heat source	1994	2005 = 2030
Individual sys	50	40
District heating	50	60

Several fuels are used by the individual systems. These are coal, oil, natural gas, electricity and biomass. The fuels wood, straw and biogas are combined and used in the model as biomass. The amount of each fuel used is given in the Energy 21 study [3]. The efficiencies applied in the model (see annex B) for the conversion devices are assumptions.

Production of district heat

District heat plays an important role in Denmark. Heat distributed via district heat grids is produced either in conventional heating plants or in CHP plants. The heat grid efficiency is 80%. Table [4] gives an overview of the types of heating systems. In 1994 60 percent of heat distributed is produced in CHP plants, 40 percent is produced in conventional plants. The contribution of CHP is assumed to increase to 90% in 2030 [3]. These values are applied in both the StS-en21 and the StS-el scenarios.

Table 4 District heat production by district heating systems (percentages)

District heat production	1994	2030
Conventional system	40	10
CHP plants	60	90

CHP plants

Four types of CHP plants are used in the model. Fuels used in these plants are coal, natural gas, and biomass. In 1994, the fuel mostly used is coal, which is reduced to zero in 2030. Coal is mainly replaced by biomass, and to a lesser extent by natural gas. The extent of the fuel switch to biomass and natural gas is assumed.

The conversion efficiency of fossil fuels into heat and/or power depends on the type of fuel used. In the Source to Service model, a plant can only have one efficiency for each conversion. The Heat/Power ratio's (C_m value), conversion efficiencies for different fuels, types of plants and years in operation are

given in Energy 21 document [3]. The overall efficiency used in the model is calculated as a weighted average of the efficiencies for each fuel.

Electricity spillover

Due to the expansion of CHP plants and increasing C_m values, a large electricity spillover exists. CHP plants are dimensioned to match the heat demand. As the heat demand exceeds the power demand, combined with increasing electrical efficiencies in time, the electricity spillover increases to around 35% of the electricity production. Electricity production in conventional plants is reduced to zero. Renewable sources, mainly windpower, have a large contribution to electricity production. Without reducing the use of CHP plants or reducing the renewable electricity production, this spillover cannot be avoided.

3. TRIPLE-E ANALYSIS OF SCENARIOS AND RESULTS

Given the energy infrastructure for Denmark and the energy service demand as defined in table [2] the model calculates the primary use of fossil and renewable energy. The total costs and the total CO₂-emissions. The parameters used in the model calculations for each of the conversion processes in the chain between the energy service and the primary energy source are given in annex B. This chapter describes the results of the model calculations for the triple-E aspects energy, emissions of CO₂ and costs.

In table [5] the energy end use is given for each of the energy carriers for the reference year 1994. The end use of energy is defined as the energy carriers used in the final conversion the energy services. This table is meant to compare the Source to Service results with the Energy 21 scenario. The Energy 21 values in the table derive from document [2]. This table primarily shows that for each energy carrier and each sector the Source to Service results are very close to the values from the Energy 21 study. This result gives enough confidence for a comparison between the results of the Energy 21 study and the Source to Service results for future projections.

Table 5 Energy end use in 1994 by sector and by energy carrier

	1994				1994				1994				1994					
	Coal		Oil		Gas		Electricity		District heat		Renewables		Total					
	En21	StS-en21	En21	StS-en21	En21	StS-en21	En21	StS-en21	En21	StS-en21	En21	StS-en21	En21	StS-en21	En21	StS-en21	En21	StS-en21
Space heating																		
Househld			47	39	24	25	4	4	58	65	12	7	145	140				
Commer.			8	13	13	9	1	1	26	22	2	2	50	48				
Industry			5	2	2	1	0	0	5	3	0	0	12	6				
(1) Total	0	0	60	54	39	35	5	6	89	89	14	10	207	193				
Other consumption																		
Househld							33	32					33	32				
Commer.							33	32					33	32				
Industry	21	21	46	53	27	32	42	42	0		7	11	143	159				
(2) Total	21	21	46	53	27	32	108	106	0	0	7	11	209	223				
(1)+(2) Total	21	21	106	106	66	67	113	112	89	89	21	21	416	416				
Transp.			0	173	176										173	176		
Total	21	21	279	282	66	67	113	112	89	89	21	21	589	592				

The energy end use in 2030 is given in table [6]. This table is similar to table [5]. Also the energy end use is shown for different energy carriers and different sectors. In this case the results for 2030 are compared for three scenarios: Energy 21, StS-en21 and the StS-el scenario. From the table it can be deduced that for the StS-el the relative amount of electricity in the end use of energy increases at the cost of mainly oil (products) and gas. The values for district heating in the StS-el are lower than for the StS-en21. This is due to the model structure and only slightly true. The increase in electricity consumption is partly due to the installation of collective heat pumps. This ,however ,is not modelled separately, which means that part of the district heat production is covered in extra electricity consumption for heat pumps. Another electricity consumption that is introduced in the StS-el scenario is electric transport.

Table 6 Energy end use in 2-30 by sector and by energy carrier for 3 scenarios

		Coal			Oil			Gas			Electricity			District heat			Renewables			Total			
		En21	StS-en21	StS-el	En21	StS-en21	StS-el	En21	StS-en21	StS-el	En21	StS-en21	StS-el	En21	StS-en21	StS-el	En21	StS-en21	StS-el	En21	StS-en21	StS-el	
Space heating																							
House hold		10	4	0	16	12	0	3	3	12	72	70	59	25	18	17	126	108	88				
Commer.		2	1	0	11	4	0	1	1	4	21	24	21	3	6	6	38	37	31				
Industry		0	0	0	1	1	0	0	0	1	5	4	3	1	1	1	7	6	5				
(1) Total	0	0	12	6	0	28	17	0	4	5	18	98	83	29	25	24	171	150	125				
Other consumption																							
Household											23	26	26							23	26	26	
Commer.											34	35	35							34	35	35	
Household											41	37	58	0	0	0	10	11	11	152	164	161	
(2) Total	9	9	9	27	34	35	74	82	78	98	98	98	0	0	0	10	11	11	209	225	222		
(1)+(2)	Total	9	9	9	39	40	35	102	99	78	102	103	137	98	98	83	39	36	35	380	375	347	
Transp.																				176	176	133	
Total	9	9	9	249	249	182	102	99	78	102	103	158	98	98	83	39	36	35	556	551	480		

The calculated shows the primary and renewable energy consumption of Denmark for the years 1994 and 2030 are shown in table 7. The renewables contain wind energy, biomass, geothermal energy, wave energy and solar energy. For 1994 the StS-en21 values are compared to the Energy balance of Denmark [2]. The comparison shows that the with Source to Service modelled energy 21 scenario is quite accurate. The column for 2030 gives a comparison between the StS-en21 and the StS-el scenario. One of the most striking conclusions from this table is that a further reduction in CO₂ emission (25 Mton for StS-el compared to 33 Mton for StS-en21) is possible without an increase in total costs (130 GDKK for StS-en21 compared to 132 GDKK for StS-el). As yet it is not very clear why the renewables lack behind in the StS-en21 for 1994.

Table 7

energy use	1994				2030			
	Energy balance DK		StS-en21/-el		StS-en21		StS-el	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
coal	287	36	285	38	9	1	9	1
oil	336	42	326	43	276	37	201	33
gas	117	15	105	14	190	26	154	26
renewables	61	8	34	5	263	36	237	39
TOTAL	801	100	750	100	738	100	601	100
<hr/>								
				1994	2030		2030 electrification	
TOTAL CO ₂ emission (Mton)			60		33		25	
TOTAL Costs (GDKK)			87		130		132	
TOTAL Spillover (PJ)			1		55		4	

A further analysis of costs and emissions is displayed in figure 1 and figure 2. The values behind these figures are given in annex B.

A large proportion of the total costs is found the costs for road transportation vehicles. In the StS-el scenario the annual costs for road transportation vehicles are approximately 10 billion DKK higher than in the StS-en21 scenario. It is assumed that electric vehicles (cars and vans) are approximately 20% more expensive than conventional combustion vehicles. If electric cars and vans are produced at a large scale in the future, electric vehicles might be cheaper than combustion vehicles. In the StS-el scenario more heatpumps are used. This causes the total costs for boilers to rise by 0,6 billion DKK. The costs for the production of fossil fuels and biomass decrease by 4 billion DKK. This reduction is mainly caused by the diminished use of fossil fuels. As a result less coal, oil and natural gas have to be purchased on the world market.

The end-use of electricity is substantially higher in the StS-el scenario. This increase in end-use is assumed to lead to an increase in the total costs for distributing electricity among users by 1 billion DKK per year. Most electricity can be transported using the same network as in the StS-en21 scenario. In some cases, however, it is likely that extra investments are needed to be able to meet the enlarged demand for electricity. The costs for distributing other types of fuels (for

space heating, transport and industrial end-use) all decrease in line with the reduced demand for these fuels. The total costs for transport and distribution are 2 to 3 billion DKK lower in the StS-el scenario.

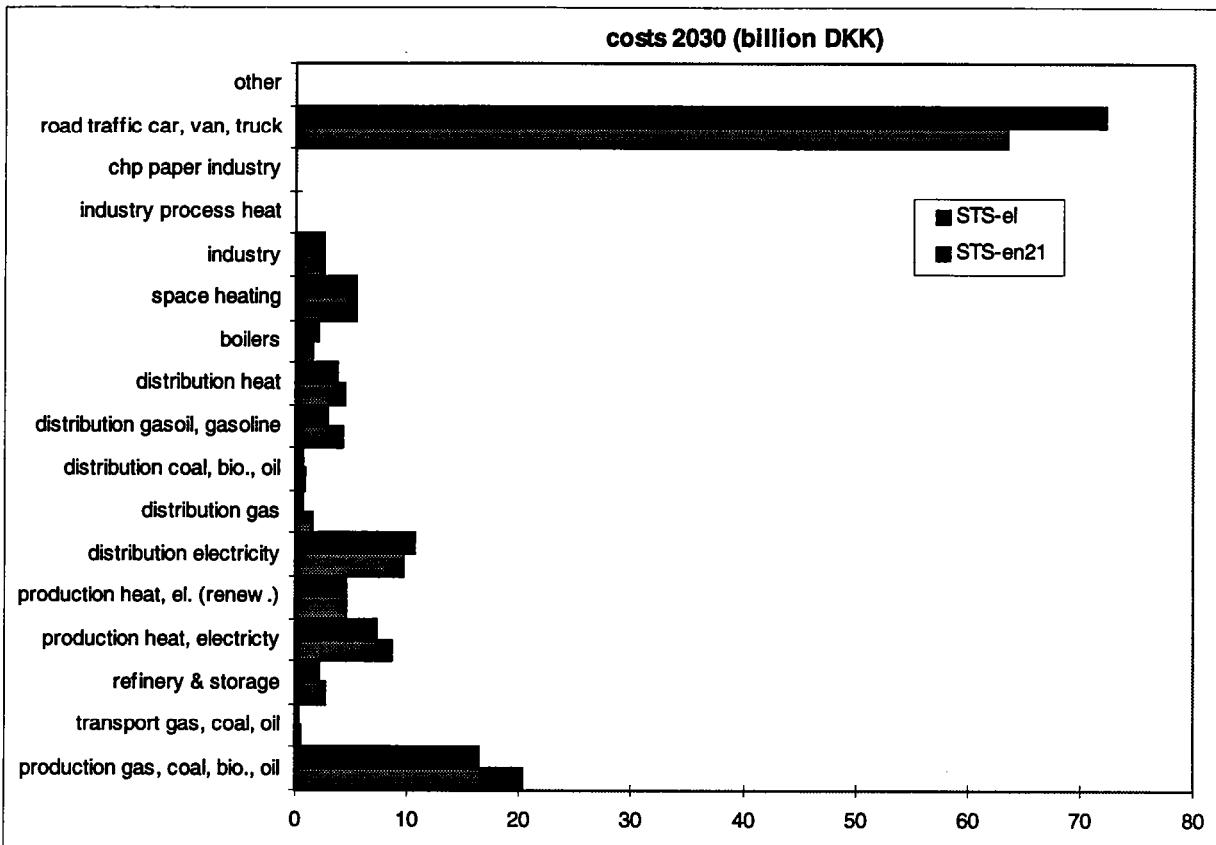


Figure 1, subdivision of total costs for two scenarios

The total CO₂ emissions are reduced by 8,5 billion Mton CO₂ in the StS-el scenario. A strong reduction of 4,5 billion Mton CO₂ is found in the transport sector. This is entirely due to the use of electric vehicles. In the industry an emission reduction of nearly 1 Mton CO₂ is established. The main cause for this reduction is the introduction of energy efficient electrotechnologies.

The emission of CO₂ from boilers (in households, buildings and industry) is completely erased. The total production of space heat and hot tapwater is assumed to be filled with heatpumps, district heat and biomass boilers. The CO₂ production from the central production of heat and electricity falls with 0,7 Mton. Part of the heat production in central CHP-units is replaced by large scale heatpumps. The use of large scale heatpumps results in a diminished demand for heat produced in central CHP units. This means that the electricity production in these units decreases as well; this reduction of electricity production causes the spillover of electricity to fall. The use of heatpumps diminishes the spillover of electricity in two ways: (a) heatpumps consume electricity and (b) the production of heat in heatpumps reduces the production in CHP-units.

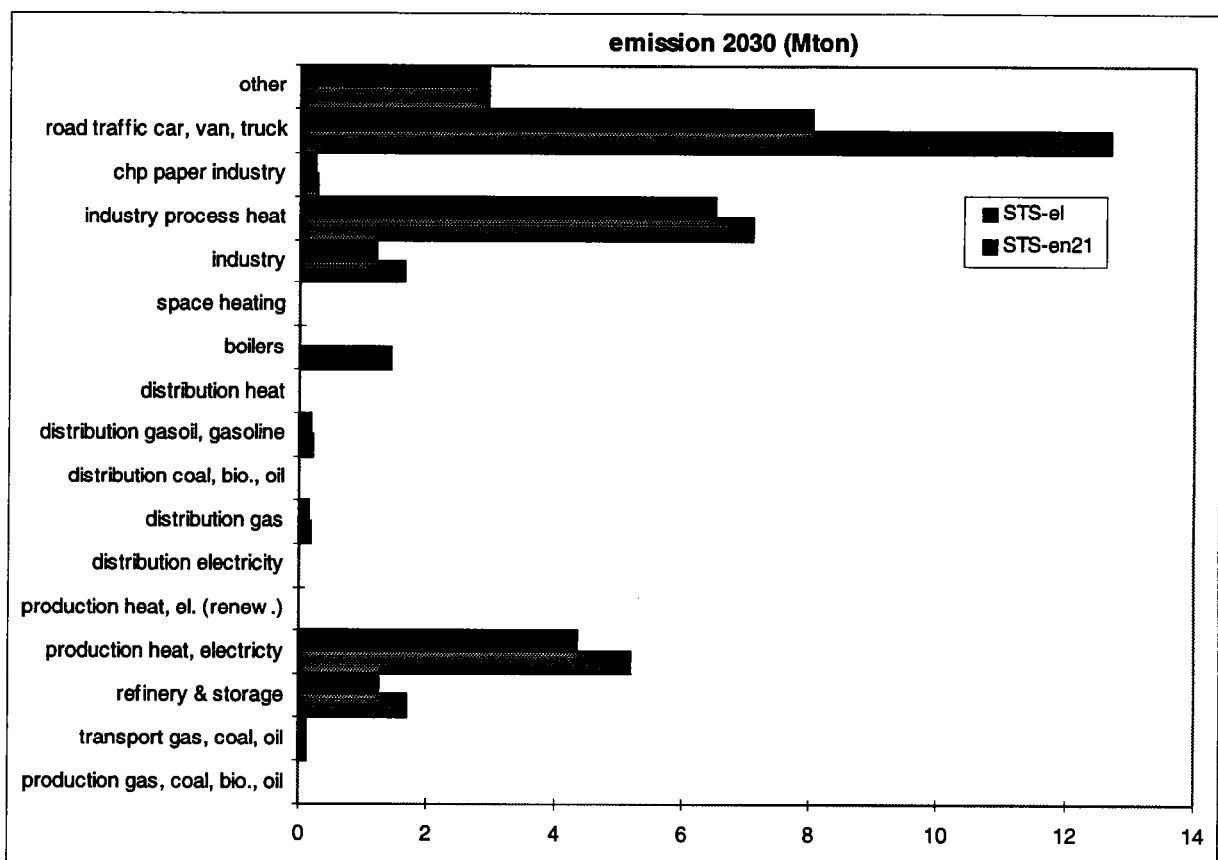
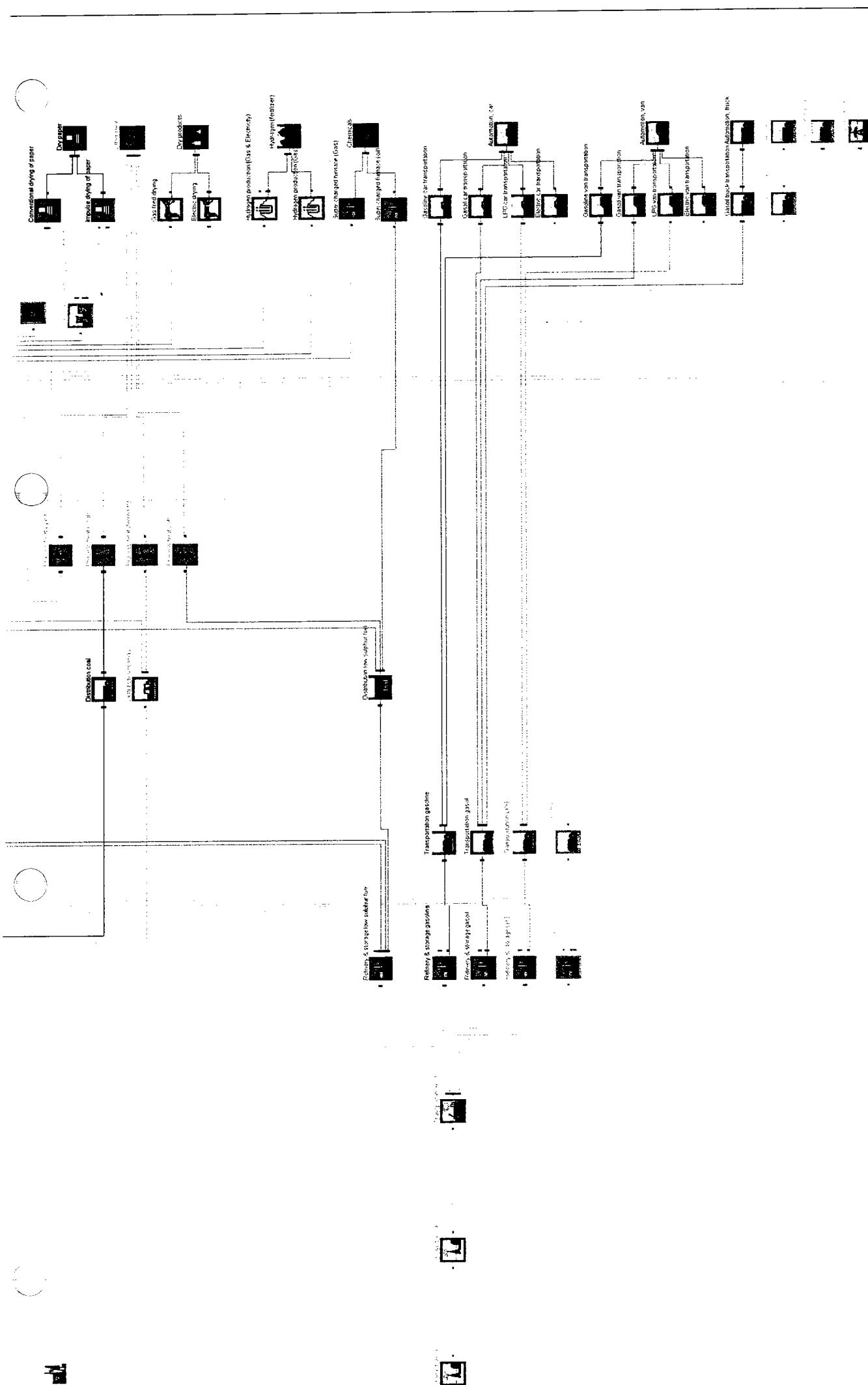
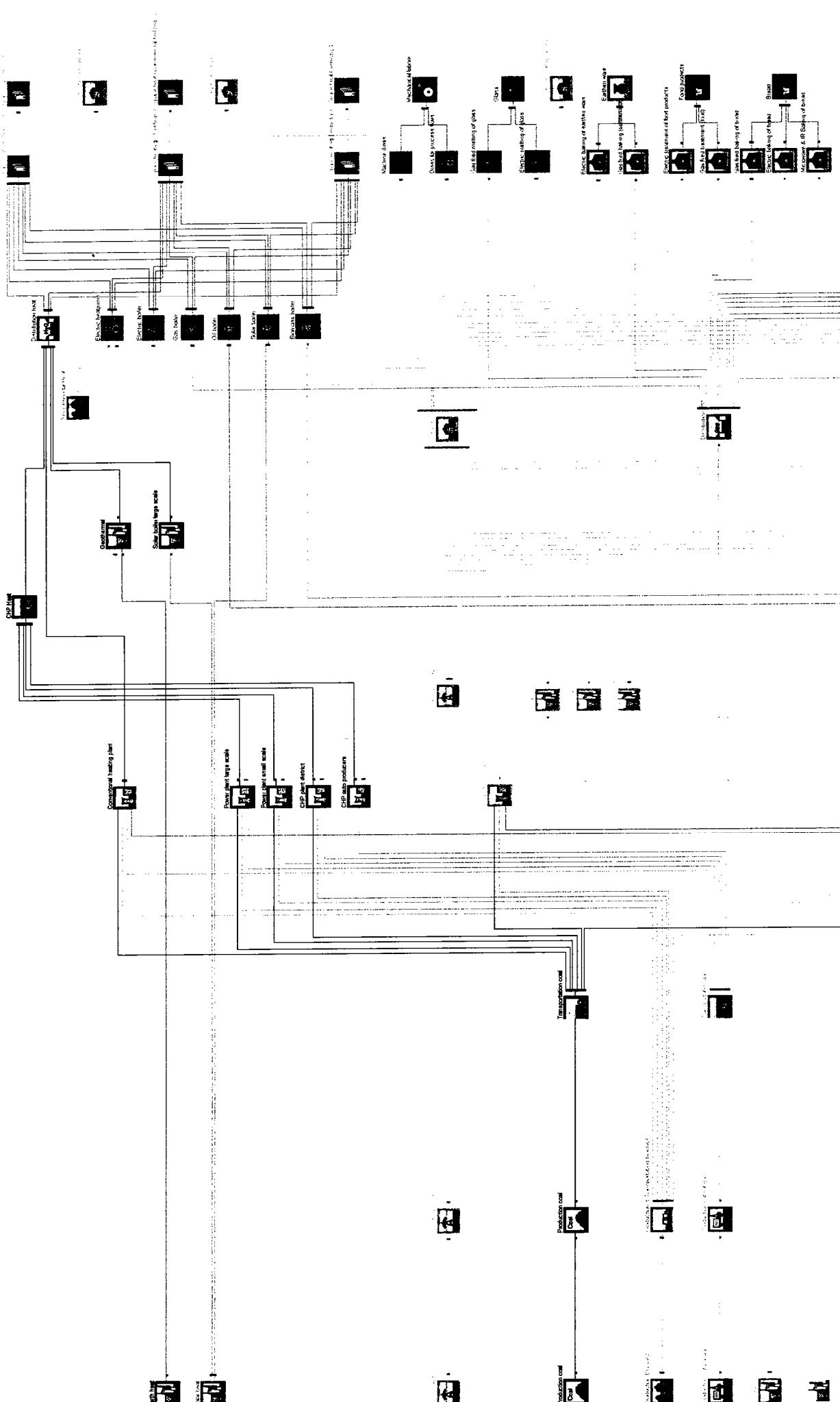


Figure 1, subdivision of CO₂ emissions for two scenarios

4 CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

1. The electrification scenario shows that it is possible to diminish the use of fossil fuels and the emission of CO₂ in Denmark even further than in the Energy 21 scenario while maintaining the level of energy services. This is possible without substantially increasing costs.
2. The main difference between the electrification scenario and the Energy 21 scenario is that the end use of electricity increases at the cost of mainly oil (-products) and gas.
3. The utilisation of heatpumps and electric vehicles causes the spillover of electricity and the consumption of fossil fuels to decrease substantially. In the first place this is a result of the exergetic and energetic performance of heatpumps and electric vehicles. In the second place the production of heat in heatpumps causes the demand for heat and therewith electricity from CHP-units to be smaller.
4. In this study there are still some relatively large service groups that represent a variety of services. These service groups could be specified in more detail in order to find further possibilities for improvements. This could also increase the reliability of the results.
5. Another reason to analyse the danish energy infrastructure in more detail is the fact that in this study several assumptions are made based on the Dutch situation. Dutch and Danish energy structures do not necessarily agree.





Source to Service 1.0
Scenario: Denemarken

Date : 17-12-1997
Time: 11:11:50

(On Hold)
By products

Table 5 and 6 These tables give a summary of the energy flows in the model and the contribution to costs and emissions. Table 5 for the StS-en21 scenario and table 6 for the StS-el scenario both for 2030.

Table 5

	COSTS & CO2 EMISSION		
	Costs (GDKK)	Costs (Mton)	Emission Emission
Production (gas, coal, biomass, oil)	20,22	16%	0,00 0%
Transportation large scale (coal, gas, oil)	0,47	0%	0,13 0%
Refinery & Storage	2,77	2%	1,70 5%
Production (heat & electricity)	8,60	7%	5,19 15%
Renewable energy (heat & electricity)	4,50	3%	0,00 0%
Distribution electricity	9,60	7%	0,00 0%
Distribution gas	1,54	1%	0,19 1%
Distribution small scale (biomass, coal , oil)=sf	0,91	1%	0,00 0%
CHP paper (conv. steam & CHP paper)	0,02	0%	0,27 1%
Transportation small scale (gasoline, gasoil, LPG)	4,21	3%	0,21 1%
Distribution heat	4,43	3%	0,00 0%
Boilers (individual systems)	1,45	1%	1,44 4%
Space heating (households, commercial, industrial)	5,46	4%	0,00 0%
Industry	2,57	2%	1,62 5%
Industry process heat		0%	7,1 21%
Road traffic (car, van, truck)	63,42	49%	12,68 38%
Other			2,94 9%
Total	130,16	100%	33,48 100%

	COSTS & CO2 EMISSION		
	Costs (GDKK)	Costs (Mton)	Emission %
Production (gas, coal, biomass, oil)	16,40	12%	0,00
Transportation large scale (coal, gas, oil)	0,38	0%	0,11
Refinery & Storage	2,20	2%	1,26
Production (heat & electricity)	7,25	6%	4,36
Duurzame energy (heat & electricity)	4,50	3%	0,00
Distribution electricity	10,63	8%	0,00
Distribution gas	0,72	1%	0,15
Distribution small scale (biomass, coal , oil=lsf)	0,67	1%	0,00
CHP paper (conv. steam & CHP paper)	0,03	0%	0,25
Transportation small scale (gasoline, gasoil, LPG)	2,91	2%	0,17
Distribution heat	3,75	3%	0,00
Boilers (individual systems)	2,08	2%	0,00
Space heating (household, commercial, industrial)	5,46	4%	0,00
Industry	2,49	2%	1,20
Industry process heat	0	0%	6,51
Road traffic (car, van, truck)	72,15	55%	8,04
Other			32% 2,94 12%
Total	131,64	100%	24,98 100%

DRAFT LIST OF SERVICES, PROCESSES AND SOURCES FOR THE DANISH ENERGY SYSTEM

LEGEND

SECTOR	SERVICE NAME	DEMAND [PJ]		
		1994	2030	2030E
HH	space heat		129,5	112
HH	electricity		36,6	25,7
PS	space heat		44	39
PS	electricity		33,8	35,3
IND	space heat		5,3	5,7
IND	bread		0,2	0,2
IND	food products		1,3	0,9
IND	mechanical power		16,7	22,9
IND	other heat		17	20,6
IND	dry paper		1,8	1,9
IND	hydrogen (fertilizer)		1,5	1,8
IND	glass		0,2	0,3
IND	earthen ware		0,4	0,5
IND	dry products		2,3	2,5
IND	chemicals		2,6	2,3
IND	other electricity services		18,7	11,8
TRS	transport car		8,8	13,8
TRS	transport van		4,6	8,8
TRS	transport truck		4,4	8,5
OTH	other transport		35	37,7
OTH	export oil derivatives		96	96
OTH	export electricity		0	0

LEGEND		PROCESS CATEGORY
DP	domestic processes	
IP	industrial processes	
TRS	transportation	
DSTRBN	distribution	
R&S	refinery & storage	
EP	electricity production	
OTH	other	

PROCESS NAME	EMISSION		COSTS		ENERGY TYPES		ENERGY IN RATIO		OUT EFF			
	1994	2030	2030E	1994	2030	2030E	1994	2030	2030E	1994	2030	2030E
DP conversion space temp (households)	0	0	0	27	41,1	41,1	hot water 60C	heat	100	100	100	100
DP conversion space temp (buildings)	0	0	0	13,7	19,2	19,2	hot water 60C	heat	100	100	100	100
distribution heat	0	0	0	34,6	45	45	hot water 90C	hot water 60C	100	100	100	80
electric heatpump	0	0	0	36	23,4	22,3	environmental heat	hot water 60C	66,67	66,67	100	100
electric boiler	0	0	0	5,2	4,8	4,8	electricity	hot water 60C	100	100	100	80
gas boiler	56,9	56,9	56,9	10,4	9,6	9,6	gas	hot water 60C	100	100	90	95
oil boiler	78	78	78	10,5	10,7	10,7	low sulphur fuel	hot water 60C	100	100	100	85
solar boiler	0	0	0	160,5	120,4	120,4	solar heat	hot water 60C	100	100	100	100
biomass boiler	0	0	0	32,5	31,8	31,8	biomass	hot water 60C	100	100	100	75
geothermal	0	0	0	46,1	46,1	46,1	electricity	hot water 90C	10	10	100	100
							earthheat		90	90		
solar boiler large scale	0	0	0	132,1	99,1	99,1	solar heat	hot water 90C	100	100	100	20
IND conversion space temp	0	0	0	13,7	19,2	19,2	hot water 60C	heat	100	100	100	100
machines drives	0	0	0	3	3	3	electricity	mechanical labour	100	100	70	95
drives process flows	0	0	0	1,4	1,4	1,4	electricity	mechanical labour	100	100	75	90
gas fired melting glass	56,9	56,9	56,9	716,6	716,6	716,6	gas	glass	100	100	12	12
electric melting glass	0	0	0	729,7	729,7	729,7	electricity	glass	100	100	45	45
gas fired baking earthenware	56,9	56,9	56,9	320,8	320,8	320,8	gas	earthenware	100	100	20	20
electric baking earthenware	0	0	0	295,4	295,4	295,4	electricity	earthenware	100	100	36	36
gas fired treatment food products	56,9	56,9	56,9	508,7	508,7	508,7	gas	food products	100	100	20	20
electric treatment food products	0	0	0	454,9	454,9	454,9	electricity	food products	100	100	52	52
gas fired baking bread	56,9	56,9	56,9	250,5	250,5	250,5	gas	bread	100	100	20	20
electric baking bread	0	0	0	438,4	438,4	438,4	electricity	bread	100	100	40	40
microwave/IR baking bread	0	0	0	438,4	438,4	438,4	electricity	bread	100	100	40	40

conventional drying of paper	0	0	155,5	155,5	155,5	steam 180C	dry paper	100	100	100	100	60	60	60
impulse drying of paper	0	0	155,5	155,5	155,5	electricity	dry paper	9	9	9	9	82	82	82
conversion steam 180C	56,9	56,9	4,2	4,2	4,2	gas	steam 180C	91	91	91	91			
combined heat power (paper)	56,9	56,9	11,7	11,7	11,7	gas	steam 180C	100	100	100	100	80	80	80
gas fired drying	56,9	56,9	417,8	417,8	417,8	gas	dry products	100	100	100	100			
electric drying	0	0	83,8	83,8	83,8	electricity	dry products	100	100	100	100	20	20	20
hydrogen production (gas)	56,9	56,9	41,9	41,9	41,9	gas	fertilizer	100	100	100	100	85	85	85
hydrogen production (G&E)	56,9	56,9	76,7	76,7	76,7	gas	electricity	100	100	100	100	7	7	7
super charged furnace (oil)	78	78	56,1	56,1	56,1	low sulphur fuel	chemicals	100	100	100	100	79	79	79
super charged furnace (gas)	56,9	56,9	103,8	103,8	103,8	gas	electricity	100	100	100	100	85	85	85
process heat (gas)	56,9	56,9	0	0	0	gas	chemicals	100	100	100	100	78	78	78
process heat (coal)	95	95	95	0	0	coal	heat	100	100	100	100	20	20	20
process heat (biomass)	0	0	0	0	0	biomass	heat	100	100	100	100	20	20	20
process heat (oil)	78	78	0	0	0	low sulphur fuel	heat	100	100	100	100	20	20	20
TRS														
gasoil car	74	74	2119	2119	2119	gasoil	autonomotion	100	100	100	100	12	15	15
gasoline car	73	73	3647	3647	3647	gasoline	autonomotion	100	100	100	100	11	14	14
lpg car	65	65	2119	2119	2119	lpg	autonomotion	100	100	100	100	16	16	16
electric car	0	0	4659	4659	4659	electricity	autonomotion	100	100	100	100	48	48	48
gasoil van	74	74	1276	1276	1276	gasoil	autonomotion	100	100	100	100	14	22	22
gasoline van	73	73	1276	1276	1276	gasoline	autonomotion	100	100	100	100	13	20	20
lpg van	65	65	1276	1276	1276	lpg	autonomotion	100	100	100	100	16	16	16
electric van	0	0	1873	1873	1873	electricity	autonomotion	100	100	100	100	48	48	48
gasoil truck	74	74	511,5	511,5	511,5	gasoil	autonomotion	100	100	100	100	19	27	27
other transport	78	78	0	0	0	fuel	fuel	100	100	100	100	100	100	100
transport gasoil	1,5	2,2	19,2	19,2	19,2	gasoil	gasoil	100	100	100	100	98	98	98
transport gasoline	1,5	2,2	21	21	21	gasoline	gasoline	100	100	100	100	98	98	98
transport lpg	0	0	27,9	27,9	27,9	lpg	lpg	100	100	100	100	98	98	98
transport other oil products	0	0	19,2	19,2	19,2	fuel	fuel	100	100	100	100	100	100	100
DSTRBN														
distribution electricity	0	0	74,6	93,8	78	electricity	electricity	100	100	100	100	93	93	93
distribution gas	1,9	1,9	21,8	15,5	9,3	gas	gas	100	100	100	100	100	100	100
distribution coal	0	0	2,1	2,7	2,7	coal	coal	100	100	100	100	100	100	100
distribution biomass	0	0	15,8	15,4	15,4	biomass	biomass	100	100	100	100	100	100	100
distribution low sulphur fuel	0	0	11,6	8,2	3,2	low sulphur fuel	low sulphur fuel	100	100	100	100	100	100	100
R&S														
refinery & storage low sulphur fuel	3,1	3,1	5,5	8,1	8,1	oil	electricity	100	100	100	100	0	0	0
refinery & storage gasoil	3	3	5,5	8,1	8,1	oil	low sulphur fuel	96	96	96	96	0	0	0
							electricity	100	100	100	100	96	96	96
							gasoil	96	96	96	96	96	96	96

	refinery & storage gasoline	7,3	7,3	7,3	6,9	9,3	9,3 oil	electricity	100	100	100	0	0	0	0
	refinery & storage lpg	2	2	2	8,2	10,6	10,6 oil	gasoline				90	90	90	90
	refinery & storage rest	3,9	3,9	3,9	5,5	8,1	8,1 oil	lpg	100	100	100	97	97	97	97
EP	conventional heating plant	90,5	22	22	10,4	32,2	32,2 coal	electricity				0	0	0	0
							biomass				65	65	65	65	
							gas				5	25	25	25	
	power plant large scale	93,1	19,9	19,9	28,8	40,5	40,5 coal	low sulphur fuel				15	10	10	10
							biomass	hot water 90C				95	0	0	40
	power plant small scale	67,4	19,9	19,9	28,9	46,5	46,5 coal	electricity				0	65	65	40
							gas				5	35	35	35	
	CHP plant district	90,3	19,9	19,9	38	46,5	46,5 coal	biomass	hot water 90C			35	0	0	41
							gas	electricity				65	65	44	46
	CHP autoproducers	56,9	56,9	56,9	31,2	29,4	29,4 gas	low sulphur fuel				5	65	65	43
	conventional plant	88,6	64,8	64,8	48,2	59,4	59,4 coal	biomass	hot water 120C			60	35	35	43
	wind turbine on land	0	0	0	91	57	57 wind energy	electricity				10	10	10	45
	PV system	0	0	0	2115	179	179 solar energy	electricity				100	100	100	100
	wave energy	0	0	0	0	152	152 wave energy	electricity				100	100	100	14
other	CHP heat	0	0	0	0	0	0	hot water 120C				100	100	100	100
	CHP electricity	0	0	0	0	0	0	electricity				100	100	100	100
	Import electricity	0	0	0	0	0	0	electricity				100	100	100	100
	transport oil	0	0	0	0	0	0	oil				100	100	98	98
	transport coal	0	0	0	1,2	1,2	1,2 coal	coal				100	100	92	92
	transport natural gas	0,7	0,7	0,7	2,4	2,4	2,4 gas	gas				100	100	99	99
	production & transport biomass	0	0	0	15	14,5	14,5 biomass	biomass				100	100	90	90
	production natural gas	0	0	0	13,9	28,2	28,2 gas	gas				100	100	88	88
	production oil	0	0	0	17,4	31,3	31,3 oil	oil				100	100	90	90
	production coal	0	0	0	9	12,9	12,9 coal	coal				100	100	80	80

SOURCE NAME
natural gas
coal
oil
biomass
sun
wind
waves
geothermal

Annex C

Short description of Source to Service model

The Source to Service (computer) model developed by KEMA monitors the flow of different energy types from Source to Service. On their way from Source to Service the energy types run through the so called "processes" which most of the time transform these energy types into other energy types. Sources, processes and services are represented by pictures in a graphical network connected by lines representing the energy flow. The computer program calculates all streams of energy through the network, the costs of the conversions and the emissions of CO₂-equivalents.

Source

In the model a source is represented by a node having one outgoing energy type. The parameters of a source are the name, the type of outgoing energy and the "reserve"; the total amount of energy available.

Process

A process is represented by a node having both (possibly more than one) incoming and outgoing energy types. The parameters of a process are:

Name:	The name of the process.
Energy types in:	The types of incoming energy. For every energy type the amount of energy is specified which is necessary to calculate emissions.
Energy-ratio in:	For every incoming energy type the percentage in which this energy type contributes to the total incoming energy is defined.
Energy types out:	The different types of outgoing energy are specified.
Capacity:	The maximum production (outgoing energy) of the process in PJ (Peta Joule).
Minimum production:	The minimum production (outgoing energy) of the process in PJ.
Efficiency:	For every outgoing energy type the percentage of the total incoming energy transformed by the process into this energy type is defined.
Costs:	The costs in million guilders per PJ of (the total) outgoing energy.
Emission:	The emission in million kg CO ₂ per PJ of incoming energy. In this case incoming energy is defined as the total amount of incoming energy that contributes to emissions.

Service

A service is represented by a node having one single incoming energy type. The parameters of a service are its name, the type of incoming energy and the demand of this energy type in PJ.

For each node where two streams of the same energy type are joined, the user can specify either:

- the percentage distribution of the energy demand to different energy suppliers;
- a priority list, in which the preferred order of utilisation of the energy suppliers is given.

The order of importance of the different energy types can be modified, thus allowing to change the emphasis from one particular energy type to another form of energy. In this way one can e.g. calculate the effects of having power plants follow the hot water demand instead of the demand of electricity.

Calculation of a network

The network is demand-driven and therefore calculated in this way. The energy demand of different kinds of services is taken to calculate the energy demand of processes that deliver energy directly to these services. These processes on their turn ask for energy from their suppliers and so on. Eventually the demand of energy from each source is calculated. At this point the flow of energy through the entire network is known. It is then possible to calculate the cost and emission of CO₂ equivalents of each process and thus the total cost and emission of the entire network.

Calculating an network

Start the network from the service called "Hot tapwater". This service demands the required 10.00 PJ of energy from the process "Distribution hot water". The process "Distribution hot water" has an efficiency of 93% resulting in a demand of $(1 / 0.93) * 10.00 \text{ PJ} = 10.75 \text{ PJ}$ of energy from "Decentralized combined heat power". The process "Decentralized combined heat power" has two outgoing energy types. The production of this process is determined by the outgoing energy type with the highest priority. In this network hot water has a higher priority than electricity, so the production of this process is $(1 / 0.53) * 10.75 \text{ PJ} = 20.29 \text{ PJ}$. Because the outgoing energytype electricity has an efficiency of 34% the amount of electricity produced is $0.34 * 17.65 \text{ PJ} = 6.90 \text{ PJ}$.

The service "Electricity (all services)" demands 100 PJ of energy from the process "Distribution electricity". "Distribution electricity" requests energy from both "Decentralized combined heat power" and "Transportation electricity". The amount of energy requested from these processes in this case is determined by the given priorities. The connection to "Decentralized combined heat power" has a higher priority than the one to "Transportation". This means that the total available amount of electricity produced by "Decentralized combined heat power" is demanded (6.90 PJ) and the remaining part of the required electricity comes from "Transportation electricity" (96.19 PJ).

The process "Transportation electricity" demands its energy from "Conventional power plant" and "Coal power plant". The total amount of energy required can be calculated from the outgoing energy (96.19 PJ) and the efficiency of the process (96%) : $(1 / 0.96) * 96.19 = 100.20 \text{ PJ}$. The amount of energy demanded from "Conventional power plant" is 60% of the total amount needed (60.12 PJ), while the remaining part (40%) comes from "Coal power plant" (40.08 PJ).

The "Coal power plant" has an average efficiency of 39% resulting in a demand of $(1 / 0.39)^*$ $40.08 \text{ PJ} = 102.77 \text{ PJ}$ of energy from the source "Production coal". The "Conventional power plant" has an average efficiency of 42% resulting in a demand of $(1 / 0.42)^*$ $60.12 \text{ PJ} = 143.15 \text{ PJ}$ of energy from "Distribution gas". "Distribution gas" also delivers gas to the "Decentralized combined heat power" (20.29 PJ) adding up to a total amount of outgoing energy of 163.44 PJ. Because the process "Distribution gas" has no losses (efficiency = 100%) the amount of energy demanded from the source "Production gas" is also 163.44 PJ.

Calculating cost and emission

Now that for every node the in- and outgoing energy flows are known the costs and emission values can be calculated. Cost can be calculated by multiplying the amount of outgoing energy and the Cost per PJ, for the Coal Power Plant for example resulting in 11 mln* $40.08 \text{ PJ} = 440.89 \text{ mln guilders}$. Emission can be calculated by multiplying the amount of incoming energy and the value of Emission per PJ. For the "Coal Power Plant" this results in an emission of $90 \text{ mln kg} * 102.77 \text{ PJ} = 9249.50 \text{ mln kg CO}_2$.

Scenario

By adding the time dimension to each item in a network, a scenario is created. All parameters of the connections and the nodes in the network can be specified or modified for each of a discrete number of moments in time, called timesteps.

The model allows the results of different scenario's with regard to emission, cost, production, efficiency (exergy and energy) to be compared in graphs.

Literature

[1] Danish Ministry of Environment and Energy (1996). **Energy 21; the Danish government's action plan for energy 1996.**

[2] World Energy Council (1993). **Energy for tomorrow's world.** Kogan Page Ltd. London

[3] Danish Energy Agency (1996). **Energy 21; assumptions and results.**

[4] Danish Energy Agency (1995). **Denmark's energy futures**

[5] KEMA (1997). **From Source to Service; an invitation to a new and integrated energy and environmental policy. Detailed report on scenario studies: 3E-evaluation. Report number 84649-KES/DET 97-3202.**

[6] Road Directorate, Denmark Ministry of Transport (1992). **Road transport statistics Denmark 1992.**

[7] Danish Energy Agency (1993). **District heating in Denmark; research and technological development.**

NOTAT SP97-618

ELSAM
SYSTEM

AFP/KUA

18. december 1997

IRP-baggrundsrapport om solceller



1. Indledning	2
2. Beskrivelse af solcelleteknologien	2
2.1 Princippet i elproduktion fra solceller	2
2.2 Hidtidig anvendelse og hidtidige anlægstyper.....	4
2.3 Forventet anvendelse og forventede anlægstyper frem til år 2030.....	5
2.4 Hidtidig prisudvikling	7
2.5 Forventet prisudvikling frem til år 2030.....	7
3. Solcelleteknologiens fremtid i Danmark.....	10
3.1 Geografiske og meteorologiske forudsætninger.....	10
3.2 Solcellers indpasning i det danske elsystem.....	10
3.3 Forventet udvikling af kWh-prisen fra solcelleanlæg i Danmark	12
3.4 IRP-kasseregnskab.....	13
3.5 Nationalpolitiske forudsætninger	14
3.6 Scenarium for solcellers udbredelse i Danmark	16
4. Solcelleteknologiens bidrag til forbedring af miljøet.....	19
5. Introduktion af solcelleteknologien på det danske elmarked.....	19

Resumé

Den foreliggende rapport fungerer som baggrundsrapport til IRP97-Perspektivdelen og beskriver perspektiverne for solcelleteknologien i dansk elforsyning inden for Perspektivdels tidsramme, som strækker sig frem til år 2030.

Rapporten indleder med en aktuel status over solcelleteknologiens tekniske og økonomiske udvikling og dens udbredelse internationalt. Det forventes, at især de såkaldte AC-moduler, hvor vekselretter og solcellemodul er sammenbyggede som én enhed, vil få stor udbredelse. Samtidig forventes det, at solceller i stadig større udstrækning vil indgå som dele af tag- og facadebeklædning på bygninger og fungere som erstatning for alternative byggematerialer.

Den forventede prisudvikling frem til år 2030 er baseret på prognoser fra det internationale energiagentur IEA, de europæiske elskabers organisation for vedvarende energi EURE samt solcelleindustriens europæiske organisation EPIA. Prisen for komplette nettilsluttede solcelleanlæg forventes frem til år 2000 stadig at være over 50 kr./W_p, hvorefter prisen forudsættes at aftage eksponentielt, således at prisen i år 2030 forventes at være nede på 5-10 kr./W_p. Anlæggenes levetid forventes fremover at være 30 år.

Benyttelsestiden for optimalt placerede solcelleanlæg i Danmark forventes at være omkring 1.000 timer/år i hele Perspektivperioden. Det vil være nødvendigt at indrette belastningen til produktionen, hvis solceller (og VE generelt) skal kunne tilskrives en effektværdi (erstatte anden produktionskapacitet) og ikke kun substituere fossilt brændsel. Midler til at opnå større balance mellem belastning og produktion kunne f.eks. være DSM-teknikker som afbrydelig last, dynamiske tariffer og/eller styring af den decentrale kraftvarme.

Som udgangspunkt for solcellsers udbredelse i Danmark foreslås en udbygning, som stiger progressivt gennem Perspektivperioden i modsætning til de liniære udbygninger, som er opstillede i Energi 21 og i "Danmarks Energifremtider". Den progressivt stigende udbygning resulterer for samme tilskudsmængde i en større samlet installeret effekt af solcelleanlæg ved periodens udløb med den antagede prisudvikling.

Der foreslås en udbygning med solceller i Danmark, som begynder med ca. 250 kW_p om året i år 2001, og som stiger progressivt, således at den samlede installerede effekt af solcelleanlæg vil være ca. 500 MW_p i år 2030. Denne andel er væsentlig større end målet i Energi 21, men mindre end målene i de mest ambitiøse af andre landes handlingsplaner og målet i "Maks.-indsats"-forløbet i "Danmarks Energifremtider".

Den foreslæde udbygning skal sikres gennem markedsføring, overskuelige standarder og certificeringsordninger samt anlægstilskud på omkring 1 mia. kr. fordelt over perioden 2001 til 2025, hvorefter anlægstilskud ikke længere forventes at være nødvendige. Tilskuddene behøver ikke være så store, at brugerne sikres fuld økonomisk rentabilitet, idet udviklingen vil blive hjulpet af "politiske forbrugere".

1. Indledning

Udviklingen af solcelleteknologien skaber fra mange sider forventninger om, at solceller vil få afgørende betydning som elproduktionskilde inden for en overskuelig fremtid. Prisen på solcellemoduler er faldet fra over 100 kr./W_p i 1980 til under 30 kr./W_p i dag.

Udbredelsen af solceller er hastigt voksende, og specielt lande som USA, Japan, Italien, Tyskland, Schweiz og Holland har iværksat omfattende aktiviteter på solcelleområdet. Samtidig har disse lande opstillet ambitiøse mål for solcellers andel i elforsyningen i den kommende årrække.

ELSAM har siden 1992 støttet den danske indsats på solcelleområdet. Blandt andet har ELSAM støttet den danske deltagelse i IEAs solcelleprogram PVPS: Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems. Samtidig har ELSAM støttet opførelsen af det første 5 kW-nettilsluttede demonstrationsanlæg hos elselskabet VOH i Brædstrup og det seneste store projekt Solbyen i Brædstrup, hvor solcelleanlæg på i alt 60 kW er installeret. Endelig har ELSAM gennemført en perspektivundersøgelse af større mængder solcellekapacitet i det jysk-fynske elsystem.

Den foreliggende rapport beskriver, hvordan solcelleteknologien kan forventes at udvikle sig i Danmark inden for IRP-Perspektivdelens tidsramme. Samtidig gives der et bud på solcellers bidrag til forbedring af miljøet, og endelig gives der et bud på de økonomiske tilskud, som i en introduktionsfase vil være nødvendige, for at teknologien skal kunne klare sig på markedsvilkår.

2. Beskrivelse af solcelleteknologien

2.1 Princippet i elproduktion fra solceller

Solceller er kendt og afprøvet teknologi. Teknologien er samtidig robust og driftsikker, fordi elproduktionen finder sted uden mekanisk bevægelige dele. Solcelleanlæg er stort set vedligeholdelsesfrie.

En solcelle er en halvleder, som omsætter lysstråling direkte til elektricitet ved en foto-elektrisk proces. Den mest almindelige type solcelle er den krystallinske solcelle, der er opbygget på samme måde som en diode. Solcellen består af en siliciumskive, som på den ene side er doteret med f.eks. bor (p-lag) og på den anden side med fosfor (n-lag). Som kontaktnet er der på overfladerne påført metalgitre, som tillader passage af lyset.

Den krystallinske solcelle opfører sig præcis som en diode, når der ingen lysindstråling er. Ved bestråling med lys vil solcellen imidlertid - i modsætning til dioden - være i stand til at afgive effekt. Den afgivne effekt er typisk af størrelsesordenen 100 W/m^2 solcelleareal ved fuld solindstråling. Arealet af en enkelt solcelle er typisk 100 cm^2 svarende til en maksimal effekt på 1 W_p (peak).

Solceller er sammenbygget i solcellemoduler, som typisk består af mellem 30 og 70 enkeltceller og et samlet areal på $0,3\text{-}1,0 \text{ m}^2$. Cellerne er i modulerne indkapslet mellem to beskyttende glas- eller transparente plastlag. Et komplet solcelleanlæg er sammensat af et større eller mindre antal moduler, som er koblet sammen i serie henholdsvis parallel til den ønskede strøm og spænding.

Udover den monokrystallinske solcelle findes også polykrystallinske og amorfte solceller. Polykrystallinske celler er sammensat af mindre områder, som hver består af monokrystallinsk stof, men områderne ligger tilfældigt i forhold til hinanden. Polykrystallinske celler har en lavere elektrisk virkningsgrad end monokrystallinske, fordi der ikke er en gennemgående symmetriretning.

Strukturen i amorfte solceller er fuldstændig uordnede, således at der ikke engang er delområder med krystalstruktur. Lagene i amorfte solceller er pådampet en glas- eller plastflade og kan således gøres mekanisk fleksible (tyndfilmsceller). Amorfte solceller har endnu lavere virkningsgrader end polykrystallinske.

Den maksimale elektriske effekt af solcellemoduler, som er opbygget af monokrystallinske celler, vil sjældent være mere end 14 % af den indstrålede lysenergi. Det skyldes, at silicium kun absorberer lys i et bestemt bølgelængdeområde. Typiske virkningsgrader af standardmoduler med monokrystallinske celler er 12 %.

Solcellemoduler bestående af polykrystallinske celler vil typisk have en virkningsgrad på mellem 8-12 %, og moduler med amorfte celler kan have virkningsgrader helt ned til 5 %.

Den årlige benyttelsestid for optimalt placerede solceller i Danmark er omkring 1.000 timer.

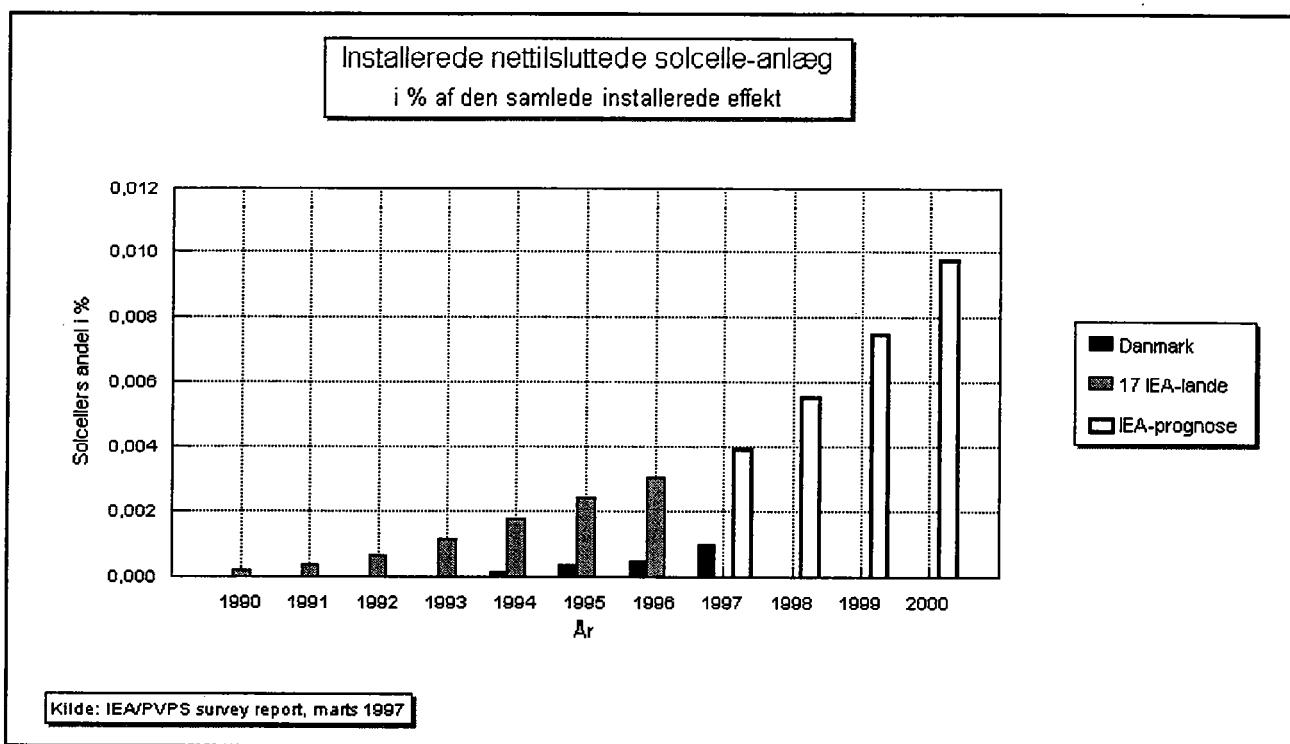
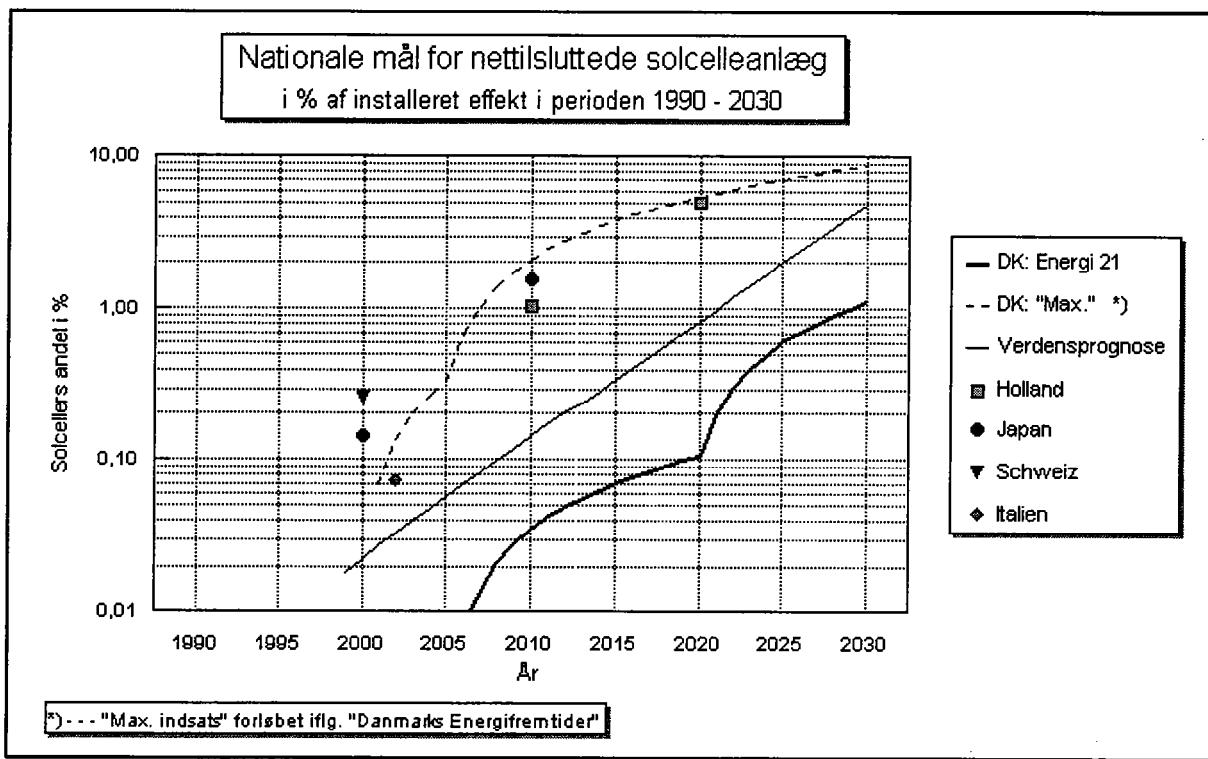
2.2 Hidtidig anvendelse og hidtidige anlægstyper

Solceller har været brugt i rumfarten siden 1950'erne, men først i 1980'erne begyndte ud-bredelsen af solcelleteknologien for alvor. I 1995 var den totale installerede solcelle-kapacitet mellem 250 og 300 MW_p på verdensplan. Et af de største anvendelsesområder for solceller har i lang tid været telekommunikation, hvor mere end 20 % af den totale solcellekapa-citet er installeret. Senere store anvendelsesområder er elforsyning til afsides liggende områder samt feriehytter, kolonihaver, lystbåde og mobil homes.

Mere end 90 % af verdens samlede mængde solcelleanlæg var i 1990 stand alone-anlæg. Stand alone-anlæg er ikke tilsluttet elnettet, og forsyningen er som regel jævnspænding typisk i sammenhæng med akkumulatorbatterier. Stand alone-anlæg anvendes i vid udstrækning til telekommunikation, vandforsyning og fritidshuse i øde områder uden adgang til et elnet.

Andelen af nettilsluttede anlæg voksede imidlertid fra under 10 % til næsten 30 % i perioden 1990-1995. Solcelleanlæg tilsluttes elnettet gennem vekselrettere (eller invertere), som omformer DC-effekten fra solcellemodulerne til 50 Hz AC-effekt. Nettiltruttede solcelleanlæg har især fundet anvendelse som bygningsintegrerede anlæg, hvor solcellemodulerne i stadig større udstrækning indgår som dele af tag- og facadebeklædning på bygninger.

Der har i de seneste år foregået en intens udvikling af integrerede anlæg - de såkaldte AC-moduler - hvor vekselretter og solcellemodul er sammenbyggede som en enhed. Ideen med den sammenbyggede enhed er, at brugeren gradvist skal kunne udvide solcelle-kapaciteten efter behov og økonomisk formåen uden at skulle anskaffe sig en ny og større vekselretter. Samtidig vil AC-modulerne være betydeligt nemmere at installere, fordi der ikke skal tages hensyn til DC-forbindelser.

**Figur 1****Figur 2**

2.3 Forventet anvendelse og forventede anlægstyper frem til år 2030

Væksten i den installererede solcellekapacitet var ca. 25 % i 1995, svarende til en årlig produktion af solcellemoduler på ca. 70 MW_p. IEAs prognoser forudser, at den årlige pro-

duktion vokser til omkring 150 MW_p i år 2000. Hvis denne vækstrate fortsætter, vil den årlige produktion være omkring 700 MW_p i år 2010.

Prognoserne bygger på nationale handlingsplaner i de lande, hvor solceller i dag er mest udbredte (Japan, USA, Italien, Schweiz, Holland og Tyskland) samt leverandørernes planer for udvidelse af produktionskapaciteten.

IEAs prognoser opererer med 2 scenarier: "Business as usual", hvor væksten i den årlige produktion af solcellemoduler er 16 %, og "Accelerated Scenario", hvor væksten er 23 %.

Den største vækst i anvendelse af solceller er bygningsintegrerede, nettilsluttede solcelleanlæg. Andelen af nettilsluttede anlæg forventes ifølge IEA at være op mod 40 % af den samlede mængde anlæg i år 2000.

Byggeindustrien viser stigende interesse for at integrere solceller i materialer til tag- og facadebeklædning, og solceller indgår allerede i mange byggefirmaers produkter. Samtidig er bygningsintegration af solceller en stigende aktivitet i IEAs solcellesamarbejde, hvor byggeindustrien bliver mere og mere repræsenteret.

Der er store forventninger til udbredelsen af AC-moduler. Mange producenter har planer om masseproduktion af AC-moduler, som skal kunne sælges til attraktive priser på blandt andet byggemarkeder. Samtidig vil AC-modulerne være forholdsvis nemme at installere.

AC-modulerne vil kunne få langt større udbredelse end den, som umiddelbart kan forklares med økonomisk rentabilitet. Det skyldes, at forbrugerne i stigende grad handler "irrationelt" enten som politiske forbrugere eller for at signalere et bestemt "image". F.eks. er der i Holland alene i 1996 uden subsidier solgt 1.200 AC-moduler svarende til omkring 120 kW_p.

Arealbehovet for solcellemoduler forventes at være nede på omkring 5 m²/kW_p mod slutningen af Perspektivdelens tidsramme.

De installationstekniske krav til solcelleanlæg er endnu ikke helt på plads, men der arbejdes både i DEFU, IEC og IEA på at udarbejde retningslinier for nettilslutning af solcelleanlæg. Den danske deltagelse i IEAs udredningsarbejde omkring nettilslutning af solcelleanlæg er støttet af ELSAM.

ELSAM har samtidig støttet projektet "Solbyen" i Brædstrup, hvor 30 anlæg med en samlet kapacitet på 60 kW_p er installeret i et geografisk afgrænset parcelhuskvarter, der forsynes fra en 200 kVA transformator. Målinger og analyser af denne forholdsvis høje koncen-

tration af solceller har ikke kunnet påvise uønskede indvirkninger på nettet fra solcelleanlæggene.

2.4 Hidtidig prisudvikling

Prisen på komplette solcelleanlæg inklusive montage og nettilslutning er stadig over 50 kr./W_p for typiske anlæg af størrelsen 3-10 kW. Prisen på selve solcellerne - monteret i solcellemoduler - er halveret hvert 7. år igennem de seneste årtier. Prisen er i dag omkring 30 kr./W_p for stort set alle typer af solceller uafhængig af virkningsgraden. Prisen er stort set også uafhængig af anlægsstørrelse netop på grund af den modulære opbygning. Imidlertid vil arealbehovet være større for solceller med en lavere virkningsgrad.

Prisen på vekselrettere kan variere fra under 10 kr./W_p til over 20 kr./W_p og afhænger af både anlægsstørrelse og vekselretterens virkningsgrad. Samtidig afhænger prisen på vekselrettere af kravene til blandt andet spændingskvalitet, reguleringsudstyr og driftsikkerhed.

Prisen for montage og tilslutning kan være større end 20 kr./W_p, hvis solcelleanlægget skal monteres på et eksisterende parcelhus og mindre end 5 kr./W_p, hvis anlægget indgår som en planlagt, integreret del af et nyt bygningsanlæg. Prisen afhænger i høj grad af individuelle omstændigheder som f.eks. beliggenhed, facon og beskaffenhed af - samt adgang til - den bygning eller struktur, som anlægget skal monteres på. Prisen reduceres i stigende grad af, at solcellemodulerne er en integreret del af facadebeklædningen og erstattning for alternative materialer.

2.5 Forventet prisudvikling frem til år 2030

Der har i de seneste par år ikke været nogen mærkbare ændringer i prisen på solcelleanlæg. Det skyldes først og fremmest, at den alvorligste flaskehals i øjeblikket er udvindingen af krystallinsk silicium. Det skyldes, at det er de samme leverandører, der leverer silicium til både solceller og halvledere til elektronikindustrien.

Forudsætninger for et nyt gennembrud i prisen på solceller er, at der investeres i udvindingsanlæg for krystallinsk silicium specielt til fremstilling af solceller, således at en egentlig storskålproduktion muliggøres. Flere solcelleproducenter, blandt andet BP-Solar, har allerede konkrete planer om investeringer i sådanne anlæg og forventer, at prisen på solcellemoduler vil falde til mellem 10 og 15 kr./W_p inden år 2010.

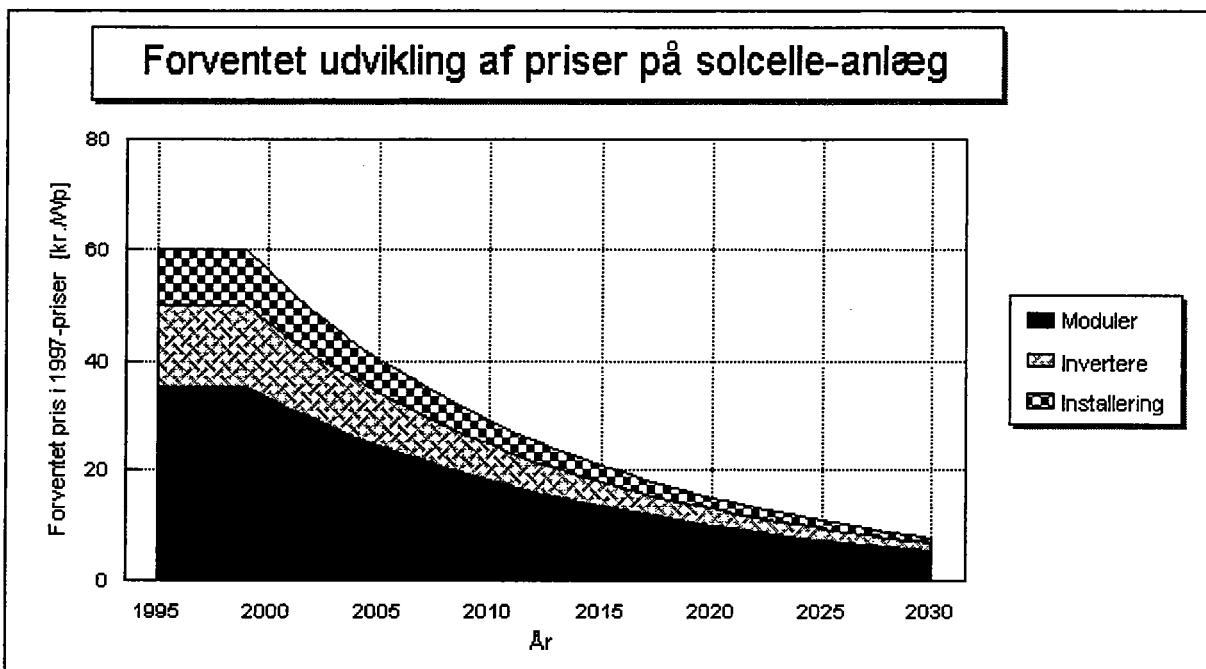
Også prisen på vekselrettere vil kunne reduceres betydeligt ved storskalaproduktion. Specielt forventes der store prisfald på vekselrettere i AC-moduler, fordi AC-modulerne har det største potentiale for storskalaproduktion.

Endelig forventes prisen på montage og installation af solceller at falde, fordi solceller i stigende omfang vil indgå som integrerede dele i fremtidige byggekomponenter. Prisen vil desuden reduceres af, at solcellemoduler erstatter alternative materialer i tag- og facadebeklædninger.

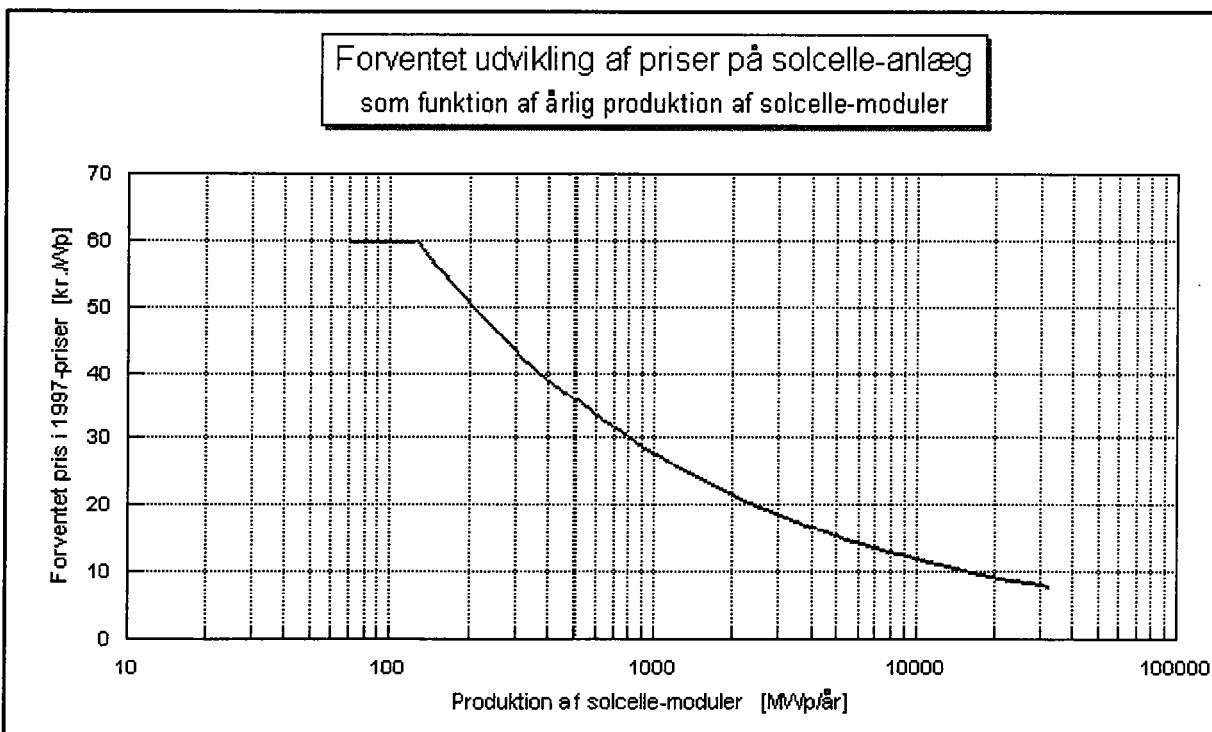
De seneste prognoser forudsætter, at prisen på komplette, nettilsluttede solcelleanlæg inklusive montage og installation vil blive halveret inden for 10-15 år. Prognosene er udarbejdet af blandt andet European Utilities for Renewable Energies (EURE), European PV Industry Association (EPIA) samt IEAs Cooperating Agreement for Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS). Prognosene bygger blandt andet på igangværende planer om fabriksanlæg til storskalaproduktion af solcellemoduler, udviklingen af AC-moduler, byggeindustriens engagement på solcelleområdet og nationale energihandlingsplaner.

Prognosene kan sammenfattes i en kurve, som er vist på figur 3. Der forudsættes uændrede priser frem til år 2000, hvorefter priserne forudsættes at aftage eksponentielt. Priskurven falder med god tilnærmede sammen med prognosene, som gælder for de første 15-20 år, hvorimod usikkerheden er noget større for de sidste 10-15 år, hvor der ikke findes pålitelige prognoser.

Det vil imidlertid være mere korrekt at afbilde den forventede pris på solcelleanlæg som funktion af den årlige mængde producerede solcelleanlæg. Prisen er næsten udelukkende bestemt af den årlige produktion, og priskurven på figur 3 er naturligvis også udarbejdet med bestemte forventninger til produktionens størrelse. En priskurve som funktion af produktionens størrelse er samtidig mere velegnet til at vise, hvordan udbredelsen af solceller kan påvirke prisen.

**Figur 3**

Hvis priskurven på figur 3 sammenholdes med forventningerne til den årlige produktion af solcelleanlæg, fås en kurve som vist på figur 4. Væksten i den årlige produktion er sat lig med gennemsnittet af væksten i de to scenarier i IEAs prognoser.

**Figur 4**

Priskurven på figur 4 er forenklet, idet den viser de totale priser for nettilsluttede anlæg inklusive invertere, montage og installation som funktion af den årlige produktion af solcellemoduler, som også omfatter stand alone-anlæg. Det vil imidlertid ikke være urealistisk at antage, at prisen på moduler, invertere og montage følger den fordeling, som er vist på figur 3.

- Det forventes, at levetiden af fremtidige solcelleanlæg vil være 30 år (mod 25 år i 1995), og udgifter til drift og vedligeholdelse vil være af størrelsesordenen 5-10 øre/kWh.

3. Solcelleteknologiens fremtid i Danmark

3.1 Geografiske og meteorologiske forudsætninger

Elproduktion fra solceller er mere forudsigelig end elproduktion for vindmøller. Produktionen fra solceller vil naturligvis altid være 0 om natten, men aldrig 0 i dagtimerne, idet der altid vil være en vis mængde diffus lysindstråling, selv i gråvejr.

Den årlige solindstråling for et dansk gennemsnitsår er ca. 60 % af den værdi, der ville fås, hvis alle årets dage var skyfrie. Den gennemsnitlige solindstråling er om sommeren 60-70 % af "skyfri tilstand" og i vintermånedene 40-50 % af "skyfri tilstand".

Antallet af mulige solskinstimer pr. år er stort set uafhængig af den geografiske beliggenhed. Derimod er fordelingen af solskinstimerne over året afhængig af breddegraden (afstanden til ækvator). I Danmark er der 17-18 mulige solskinstimer timer på årets længste dag og kun 6-7 timer på årets korteste dag. Ved ækvator er der næsten ingen forskel på den længste og den korteste dag.

Solens varierende position på himlen gør det imidlertid umuligt for fast monterede solceller at udnytte solindstrålingen lige så optimalt i Danmark som ved ækvator. Til gengæld er solcellernes virkningsgrad større i Danmark på grund af de lavere temperaturer, idet solcellers virkningsgrad aftager med stigende celletemperatur.

Den årlige benyttelsestid for optimalt placerede solcelleanlæg i Danmark er omkring 1.000 timer.

3.2 Solcellsers indpasning i det danske elsystem

Solceller i Danmark har naturligvis den største effektværdi (værdi som erstatning for alternativ produktionskapacitet) om sommeren. Dels fordi solindstrålingen naturligvis er

størst om sommeren, men især fordi den maksimale effektbelastning på sommerdage næsten altid forekommer mellem kl. 11 og 12.

Den største hindring for, at solcelleanlæg også kan tilskrives effektværdi om vinteren, er, at den maksimale belastning på vinterdage enten forekommer mellem kl. 8 og 9 eller omkring kl. 18.

Det vil være nødvendigt at flytte belastningen gennem en kraftigere forbrugsstyring, hvis solceller (og vedvarende energi generelt) skal kunne tilskrives en effektværdi af betydning og ikke kun substituere fossilt brændsel.

De midler, der skal til for at flytte belastningen, vil f.eks. være afbrydelig last, dynamiske tariffer og/eller andre DSM-teknikker. Under udviklingen af de dynamiske tariffer, bør der indhentes mere viden om forbrugernes adfærd samt belastningens følsomhed overfor ændringer i tariffen.

Effektværdien af en kombination af solcelleanlæg og vindmøller er større end effektværdien af kun den ene kilde. Dette skal forstås således, at de to kilder sjældent vil have minimal produktion på samme tid, fordi det statistisk vil blæse mere i gråejr end i solskin. Til gengæld vil solceller og vindmøller naturligvis også sjældnere have maksimal produktion på samme tidspunkt.

Der vil også kunne forventes et gunstigt makkerskab mellem solceller og decentral kraftvarme, fordi varmebehovet statistisk er lavere ved en høj solindstråling. Hertil kommer, at elproduktionen fra de decentralte kraftvarmeværker i stor udstrækning vil kunne styres gennem mere differentierede afregningsformer, idet elproduktionens fordeling over døgnet overvejende er tarifbestemt på grund af mulighederne for varmelagring i akkumulatortanke.

Visse belastninger som f.eks. køling og ventilation har en direkte sammenhæng med solindstrålingen. Effektværdien af solceller vil være væsentlig større for sådanne udvalgte belastninger end for den samlede belastning. Det bør for sådanne belastninger overvejes, om nettilslutning af solcelleanlæggene overhovedet er nødvendigt.

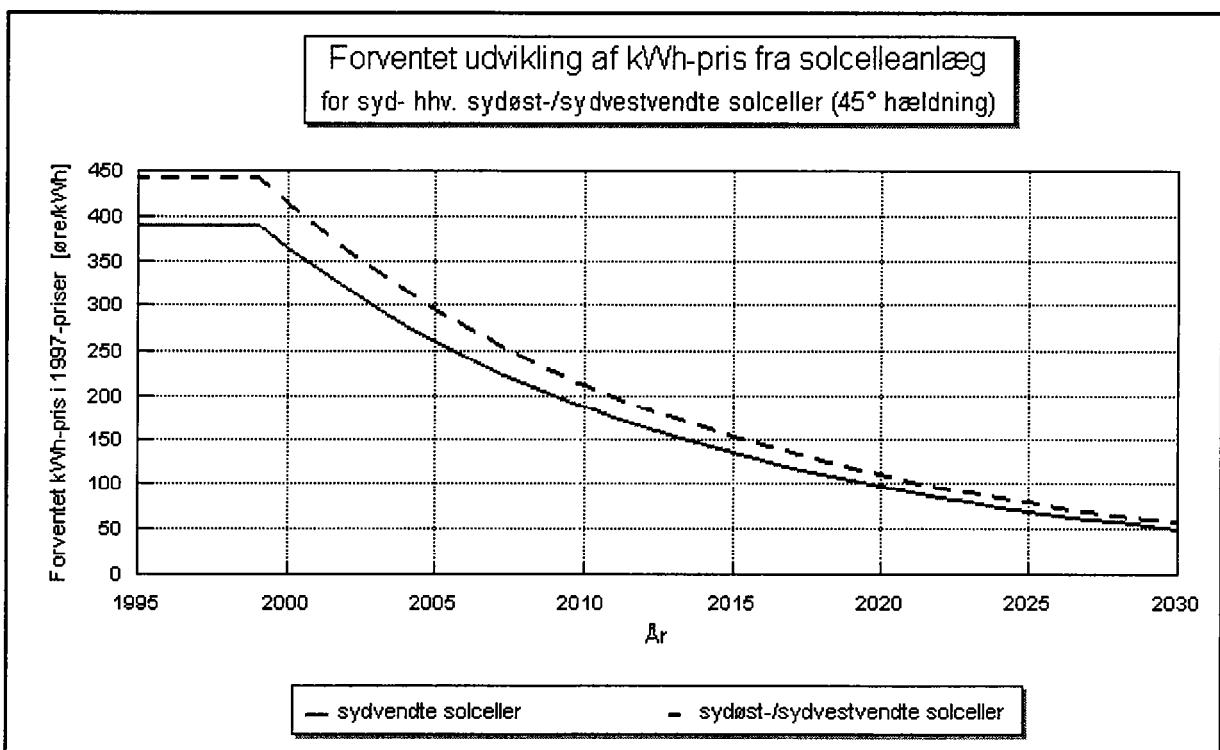
3.3 Forventet udvikling af kWh-prisen fra solcelleanlæg i Danmark

Figur 5 viser en kurve over den forventede kWh-pris fra solcelleanlæg i Perspektivperioden. Kurven er udarbejdet på baggrund af de forventede anlægspriser fra figur 3 sammen med følgende antagelser:

- Realrente: 5 % p.a.
- Levetid af solcelleanlæg: 30 år.
- Årlig benyttelsestid: 1.000 timer (for sydvendte solcelleanlæg).
- Drift og vedligeholdelse: 7,5 øre/kWh.

Den optimale placering af solceller i Danmark er sydvendt med en hældning på 45° fra vandret. Benyttelsestiden for sydøst- (eller sydvest-)vendte solceller er 12 % lavere end for sydvendte solceller.

Det skal naturligvis også her slås fast, at den forventede kWh-pris i Danmark hænger nøje sammen med den forventede globale markedsudvikling, som er omtalt i kapitel 2.



Figur 5

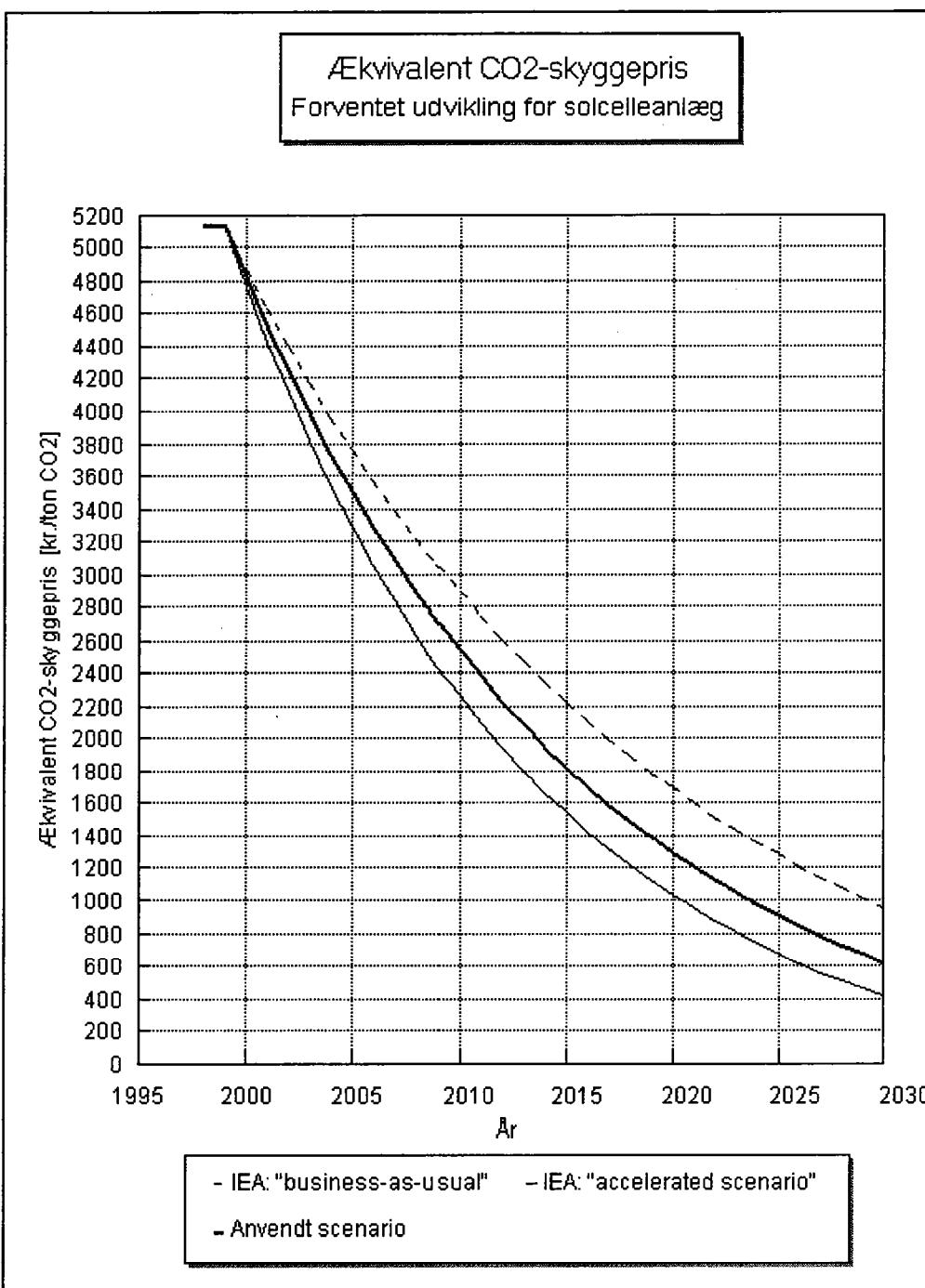
3.4 IRP-kasseregnskab

Den forventede udvikling af kWh-prisen fra solcelleanlæg, som er vist i afsnit 3.3, resulterer i ækvivalente CO₂-skyggepriser, som vist på figur 6.

Der er benyttet samme forudsætninger som i afsnit 3.3 ved beregningen af CO₂-skyggepriserne. Samtidig er der forudsat en CO₂-udledning fra de øvrige produktionsanlæg på 0,75 kg/kWh i starten af Perspektivperioden faldende til 0,65 kg/kWh i slutningen af perioden.

Markedsprisen for el eksklusive afgifter, transmissions- og distributionsomkostninger er sat til 18 øre/kWh i starten af perioden stigende til 20 øre/kWh i slutningen af perioden. Omkostninger til udregulering af elproduktion fra solcelleanlæg er sat til kun 3 øre/kWh, fordi elproduktionens fordeling over døgnet i langt højere grad falder sammen med belastningskurven end tilfældet er for f.eks. vindmøller.

CO₂-skyggepriserne er kun vist for optimalt placerede solceller (sydvendte med en hældning på 45° fra vandret) med en årlig benyttelsestid på 1.000 timer.

**Figur 6**

3.5 Nationalpolitiske forudsætninger

Det må antages, at Danmark kun vil få ringe indflydelse på den tekniske og økonomiske udvikling af solcelleteknologien, som hovedsagelig vil blive bestemt af udviklingen på verdensmarkedet. I modsætning til vindmølleindustrien findes der ingen betydende danske producenter på solcelleområdet.

De midler, der i Danmark anvendes til forskning, udvikling, demonstrationsprojekter og markedsstimulering, er små sammenlignet med øvrige lande. Det viser en oversigtsrapport, som IEAs Photovoltaics Power Systems Programme (IEA/PVPS) udsendte i marts 1997 om solcellers udbredelse i 17 udvalgte IEA-medlemslande. De 17 lande er Australien, Canada, Danmark, Finland, Frankrig, Holland, Italien, Japan, Portugal, Schweiz, Spanien, Sverige, Sydkorea, Tyskland, UK, USA og Østrig.

Danmark brugte i 1995 1,60 kr./indbygger på udvikling og demonstration af solcelle-teknologien, hvor de øvrige lande i gennemsnit brugte 2,80 kr./indbygger. De førende lande var Schweiz med 10 kr./indbygger, Japan med 6,30 kr./indbygger, Tyskland med 5,10 kr./indbygger og Holland med 3,40 kr./indbygger.

Der lægges ikke op til væsentlige forøgelser af indsatsen på solcelleområdet i Energistyrelsens udkast til en ny handlingsplan på solenergiområdet, som også omfatter solvarme. Specielt savnes en målrettet dansk indsats omkring solcellers sammenspiel med de øvrige danske elproduktionskilder under de særlige meteorologiske forudsætninger og forbrugsmønstre i Danmark.

En vigtig forudsætning for solcellers udbredelse i Danmark er, at der ikke stilles for store krav til ekstra måleudstyr og komplicerede afregningssystemer. Solceller bør i princippet ligestilles med energibesparende foranstaltninger, således at produktion til egetforbrug ikke er afgiftsbelagt.

Betalingen for salg til elnettet bør naturligvis reduceres med elselskabernes omkostninger til udregulering af effekten fra solcelleanlæg. Omkostningerne til udregulering vil være af størrelsesordenen 3-7 øre/kWh.

Økonomisk beregning af 1 kW _P solcelleanlæg År	2005	2015	2025
Investeringer (alle beløb i kr.):			
Anlægspris (1 kW _P)	40.250	20.810	7.830
÷ anlægstilskud	29.790	10.350	0
Nettoinvestering	10.460	10.460	7.830
Årlige udgifter (alle beløb i kr.):			
forrentning og afskrivning (6,5 % af nettoinvest.)	680	680	509
drift & vedligeholdelse (1.000 kWh a 7,5 øre/kWh)	75	75	75
Årlige udgifter i alt	755	755	584
Årlige indtægter (alle beløb i kr.):			
reduktion i elkøb fra nettet (500 kWh a 1,07 kr.)	535	535	535
elsalg til nettet ÷ omk. til udregulering (500 kWh a 0,34 kr.)	170	170	170
CO ₂ -kompensation ved elsalg (500 kWh a 0,10 kr.)	50	50	50
Årlige indtægter i alt	755	755	755

Tabel 1 Eksempel på økonomien i solcelleanlæg for private.

Det vil være nødvendigt med anlægstilskud i en stor del af Perspektivperioden, hvis det skal være økonomisk rentabelt for private at installere solcelleanlæg. Tabel 1 viser tilskuddets størrelse i årene 2005 og 2015 for et optimalt placeret anlæg på 1 kW_P, hvis anlægsprisen følger kurven på figur 3.

Privat anskaffelse af solcelleanlæg vil efter år 2025 være økonomisk rentabelt uden anlægstilskud, hvis prisudviklingen forløber som forventet ifølge figur 3. Det er forudsat, at elprisen fra nettet samt afgifter er uændrede i Perspektivperioden.

3.6 Scenarium for solcellers udbredelse i Danmark

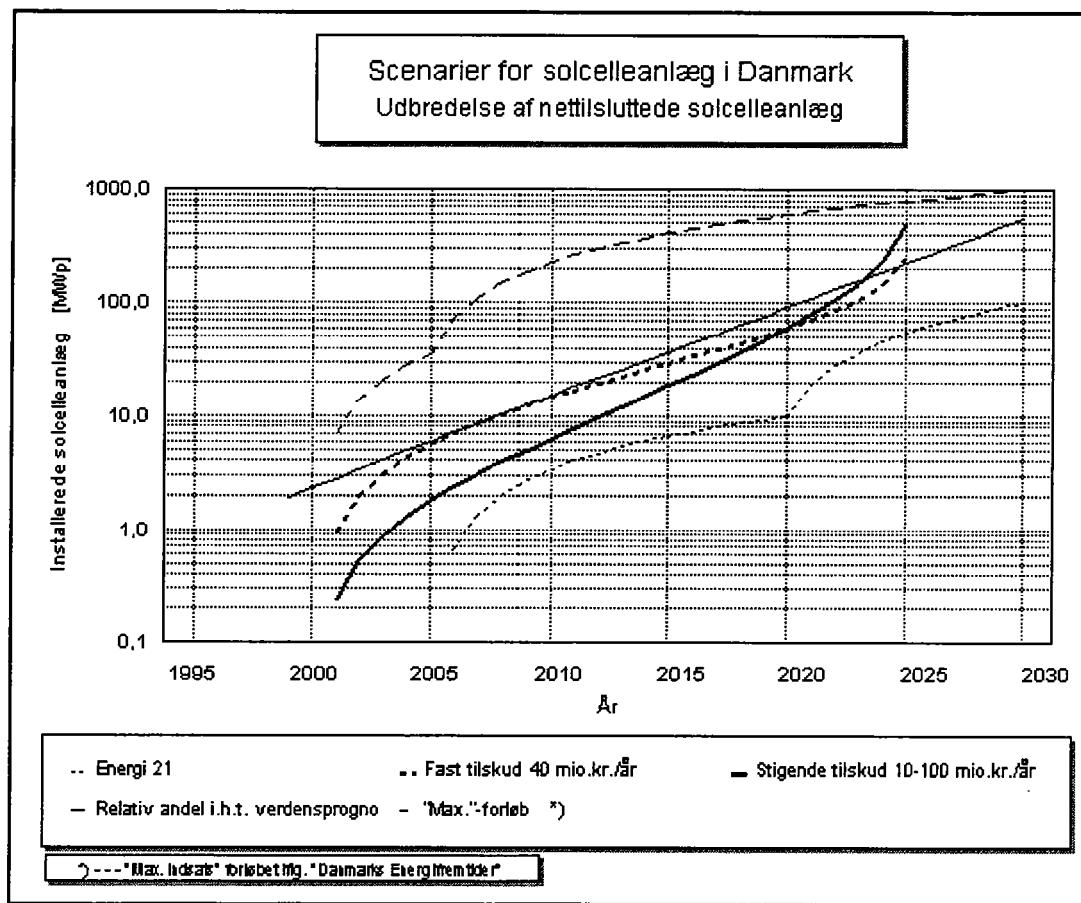
Det må forventes, at udbredelsen af solceller i Danmark overvejende sker gennem privat anskaffelse af mindre anlæg (1-3 kW_P). Anlæggene vil typisk være sammensat af standard AC-moduler på 200-500 W_p, som udgør en del af tagbeklædningen.

Målet i Energi 21 for solcellers udbredelse i Danmark er væsentlig mindre ambitiøst end målene i lande som Holland, Japan, Schweiz og Italien (jævnfør figur 2). De danske mål for udbredelse af solceller vil kunne øges betydeligt, hvis der indføres passende anlægstilskud i en del af Perspektivperioden.

Målet i Energi 21 sigter mod en installeret effekt af solcelleanlæg på 55 MW_p i år 2025 og 100 MW_p i år 2030. En sådan udbygning vil koste 230 mio. kr. i samlede anlægstilskud fordelt over perioden år 2001 til år 2025, hvis tilskuddene skal sikre brugerne fuld økonomisk rentabilitet af anlæggene som ved beregningerne i tabel 1. Ifølge disse beregninger vil solcelleanlæg være økonomisk rentable uden anlægstilskud efter år 2025.

Til sammenligning vil "Maks.-indsats"-forløbet ifølge "Danmarks Energifremtider", som sigter mod 800 MW_p i år 2025 (1.000 MW_p i år 2030), koste næsten 10 mia. kr.

Der vil imidlertid kunne opnås en betydelig større udbredelse af solceller, hvis tilskudsmidlerne fordeles på en anden måde over perioden. Hvis der f.eks. afsættes 1 mia. kr. fordelt over perioden 2001 til 2025, vil der i år 2025 kunne opnås en installeret effekt af solcelleanlæg på mellem 100 og 1.000 MW_p afhængig af, hvordan midlerne fordeles over perioden.



Figur 7

Figur 7 viser forskellige scenarier for udbredelse af solcelleanlæg i Danmark. Den udbygning, som forudsætter stigende tilskud fra 10 mio. kr. i år 2001 til 100 mio. kr. i år 2025 (1 mia. kr. i alt), og som på figur 7 er vist med en tyk, fuldt optrukken kurve, vil blive foreslægt som udgangspunkt for solcellsers udbredelse i Danmark i Perspektivperioden. Imid-

lertid kan udbygningen sagtens vise sig at blive kraftigere på grund af "politiske forbrugere".

Hvis ovennævnte 1 mia. kr. anvendes ligeligt med 40 mio. kr. om året, vil udbygningen være kraftigere i starten (ca. 1 MW_p om året fra år 2001), men den installerede effekt vil kun være omkring det halve (250 MW_p) i år 2025. Denne udbygning svarer til den forventede udvikling på verdensmarkedet målt i solcellers andel af den totale installerede effekt.

Den installerede effekt af solcelleanlæg vil i den foreslæde udbygningsplan nå helt op på 500 MW_p i år 2025, fordi ovennævnte 1 mia. kr. fordeles med tilskud til færre anlæg i starten, hvor anlæggene er dyre, mod at der ydes tilskud til flere anlæg senere i perioden, hvor prisen falder. De 500 MW_p kan nås, hvis midlerne forøges eksponentielt fra 10 mio. kr. om året i år 2001 til 100 mio. kr. om året i år 2025. Denne udbygning vil begynde med ca. 250 kW_p om året i år 2001.

Der vil naturligvis kunne opnås endnu mere installeret effekt af solcelleanlæg, hvis endnu flere af tilskudsmedierne først anvendes i slutningen af perioden frem til år 2025. Imidlertid vil der med en sådan fremgangsmåde ikke være sikkerhed for fra begyndelsen at opnå den erfaring, som vil være nødvendig for senere at kunne gennemføre en kraftig udbygning med solceller.

Den foreslæde udbygning resulterer i en installeret effekt af solceller, som i slutningen af Perspektivperioden er større end den gennemsnitlige forventede udvikling på verdensmarkedet, og som ikke er langt fra "Maks.-indsats"-forløbet i "Danmarks Energifremtider".

Til gengæld ligger den foreslæde udbygning under den forventede udvikling på verdensmarkedet i starten af Perspektivperioden. Rimeligheden heri kan begrundes dels med den hidtidige udvikling i forhold til andre lande, og dels med det forhold at Danmark i den kommende årrække fortsat anvender færre midler pr. indbygger til udvikling og demonstration af solcelleteknologien end andre lande.

Endelig bygger den foreslæde udbredelse af solceller på et "forsigtigheds"-princip, som gør det muligt at følge prisudviklingen på verdensmarkedet, uden at der spildes for store tilskudsmedier. Samtidig er tilskuddene fra starten dog store nok til, at der løbende kan indhøstes de erfaringer, som er nødvendige for en senere kraftig udbygning. Desuden kan udbygningen til enhver accelereres ved at øge anlægstilskuddene.

Anlægstilskuddene behøver ikke være så store, at brugerne sikres fuld økonomisk rentabilitet. Selv ved mindre anlægstilskud vil der kunne forventes en vis indtrængning af solcel-

ler fra "irrationelle" eller politiske forbrugere, hvor økonomisk rentabilitet ikke er det primære kriterium. Kriteriet kan være ønsket om at signalere et "grønt" image, og signalet er tilmed temmelig tydeligt i form af solcellepaneler på taget.

"Irrationelle" indkøb af størrelsesordenen nogle få tusinde kr. er ikke ualmindelige. Hvis f.eks. 10 % af alle parcelhusejere inden år 2015 anskaffer sig et AC-modul på 200 W_p , som på det tidspunkt koster 4.000 kr., vil der alene på denne måde være installeret 20 MW_p i år 2015, hvilket er næsten 3 gange så meget som forudsat i Energi 21.

4. Solcelleteknologiens bidrag til forbedring af miljøet

Den foreslæede udbygning med solceller i Danmark vil resultere i en samlet CO_2 -reduktion på ca. 2,4 mio. tons over hele Perspektivperioden. I år 2025 vil CO_2 -reduktionen være 335.000 tons om året.

Den samlede CO_2 -reduktion over perioden er større end for den udbygning, der opnås ved at anvende tilskuddene ligeligt med 40 mio. kr. om året, selv om denne udbygning er kraftigere i de første 20 år.

Den beregnede CO_2 -reduktionen forudsætter en CO_2 -udledning fra de øvrige produktionsanlæg på 0,75 kg/kWh i starten af Perspektivperioden faldende til 0,65 kg/kWh i slutningen af perioden.

5. Introduktion af solcelleteknologien på det danske elmarked

Solceller vil kunne klare sig uden tilskud efter år 2025, hvis udviklingen forløber som antaget i kapitel 2. Imidlertid kan der langt tidligere forventes en udbredelse uden tilskud på grund af den "irrationelle" udbredelse af solceller. Hvis det i afsnit 3.5 nævnte eksempel på "irrationel" udbredelse kommer til at gælde på verdensplan, vil det betyde en samlet effekt på mere end 5.000 MW_p . Alene en sådan udbredelse vil kunne bringe prisen på solcelleanlæg ned fra ca. 20 kr./ W_p til 13-14 kr./ W_p ifølge priskurven på figur 4.

Det foreslås, at den tykke, fuldt optrukne kurve på figur 7 anvendes som udgangspunkt for udbredelsen af solceller i Danmark. Den foreslæde udbygning skal sikres gennem:

- Aktiv medvirken til en international udbredelse af solceller for at fremskynde en prisreduktion.
- Indførelse af overskuelige standarder og certificeringsordninger for solcelleanlæg.

- Markedsføring af små, modulære, bygningsintegrerede enheder, som forholdsvis nemt kan monteres og tilsluttes nettet uden for omfattende installationstekniske krav.
- Anlægstilskud på 1 mia. kr. fordelt over perioden 2002 til 2025. Tilskuddene fordeles med 10 mio. kr./år i 2001 stigende til 100 mio. kr./år i 2025 afhængig af prisudviklingen. Tilskuddet pr. kW_p behøver ikke være så stort, at der sikres fuld økonomisk rentabilitet for brugeren (jævnfør tabel 1), idet udviklingen vil blive hjulpet af "politiske forbrugere".
- Indførelse af øget forbrugsstyring (DSM, differentierede tariffer m.v.), således at elproduktionen til egetforbrug fra solcelleanlæg får større værdi.
- Forbedret styring af de øvrige produktionskilder (f.eks. decentral kraftvarme), således at solceller får større effektværdi som produktionskapacitet.

C

O

O

C

Notat SP98-002

LN/KUA 18. december 1997

1. Elbiler i Danmark

Dette notat rummer en vurdering af elbilernes fremtid i Danmark. Sammen med data om elbilens og benzinbilens emission indeholder notatet to scenarier for elbilernes fremtrængsel i dansk transport.

På længere sigt vil elbiler kunne køre 300-500 km på en opladning, hvorfor behovet for ladestandere overalt i bybilledet vil forsvinde. Tilbage bliver natopladning i hjemmet samt lynopladning langs motorveje, ved de store indkøbscentre, ved lufthavne, badelande og på de større tankstationer, der jo i forvejen ligger spredt ud med en godt fordeling i forhold til trafikken. Ladning på arbejdspladsen i formiddagstimerne eller i udvalgte optimale tidsrum i løbet af dagen kræver fortsat mange ladestandere rundt i bybilledet.

1.1 Elbilers elforbrug i år 2005 - scenario 1

Det aktuelle elbilsalg i Danmark er negligerbart. I Frankrig, der er førende på området, oplever elbilsalget stagnation; siden årsskiftet 1995/1996 er der blevet solgt ca. 4.000 elbiler. Omregnet til danske forhold svarer det til et salg på ca. 200 elbiler årligt.

Hvis 5 % af det årlige nybilsalg i det jysk/fynske område i år 2005 bestod af elbiler, med en stigning på 1 % årligt fra år 2001, ville 15.000 elbiler køre rundt inden år 2005, svarende til 1,5 % af bilparken i Jylland-Fyn. Hvis halvdelen er firmabiler med 100 km kørsel om dagen i 200 dage om året, og resten privatbiler med 20 km kørsel om dagen året rundt, giver det 205 mio. km kørsel om året.

Antager man, at elbiler kører 100 km på en opladning i gennemsnit, er der også taget højde for elforbrug til rudeafgrimpning, kabineopvarmning osv. (dette er ikke sandt i dag, men der forventes en udvikling i batteriernes energitæthed, som i hvert fald vil gøre denne værdi opnåelig inden år 2000). En opladning sættes i scenariet til 30 kWh, hvilket muligvis er for højt sat. Totalt opnås herved et elforbrug på 62 GWh årligt eller 170 MWh pr. dag året rundt.

Oplader alle biler om natten i tidsrummet 00:01-05:00, svarer det til en effekt på 34 MW.

Det herved beregnede elforbrug er passende i sammenligning med det samlede estimerede elforbrug til transport som angivet i IRP-scenariets hovedforløb for årene 2005-2030. Her angives et elforbrug på 344 GWh for DSB og elbiler tilsammen i år 2005.

Emissioner

Der er ingen emissioner fra en elbil, undtagen for de modeller der har en lille benzinmotor til kabineopvarmning. Dette bidrag er i denne sammenhæng negligerbart. Stammer strømmen fra en solcelle eller en vindmølle er der ingen emission forbundet med elbilkørsel (i en livscyklus-betratning er der dog et bidrag fra bilfremstillingsprocessen).

DEFs elbiludvalg har i sin rapport angivet en halvering i emissionen af CO₂ (118 g CO₂/km) ved bykørsel i elbil frem for benzinbil (200 g CO₂/km). Emissionen er beregnet ud fra en gennemsnitlig varedeklaration for el i 1996, med indregning af kraftvarmefordelen og nettabet.

Også NO_x-emissionen reduceres, mens der kommer en lille stigning i SO₂-emissionen, da benzin i modsætning til kul er svovlfattigt.

Man kan argumentere for lademønstre, hvor ingen emission kan tilskrives elbilkørsel, nemlig natladning i perioder med overskudsbelastning, hvor fjernvarmeefterspørgslen er dimensionerende. Hvis salg af grøn strøm slår igennem, vil elbilejere kunne køre helt grønt ved indkøb af den emissionsfrie el.

Emissionsfaktorer for elbiler			
Emission	CO ₂	SO ₂	NO _x
g/kWh	562	1,8	1,6
g/km for en elbil ved 0,21 kWh/km*	118	0,4	0,3
Emissionsfaktorer for benzinbiler			
Emission	CO ₂	SO ₂	NO _x
g/liter benzin**	2400	0,7	20,3
g/km bykørsel ved 12 km/liter påfyldt benzin*	200	< 0,1	1,7
g/km ved 90 km/t ved 20 km/liter påfyldt benzin*	120	< 0,1	1,0

*Svarende til definitionen i Orientering fra Miljøstyrelsen, nr. 1, 1997.

**Energistyrelsen: Energi 21, Forudsætninger og resultater, maj 1996.

Kilde: Danske Elværkers Forening: Rapport fra DEFs Elbiludvalg, juli 1997.

Emissionsbesparelsen afhænger af, hvilket kørselsbehov elbilerne erstatter. Den maksimale besparelse opnås ved bykørsel, hvor benzinbilen er meget uøkonomisk i drift. I regnestykket her indgår den antagelse, at varedeklarationen for el ikke ændrer sig væsentligt fra 1996 til år 2005. Den faktiske varedeklaration anno 2005 vil forventeligt

give elbilen en yderligere fordel emissionsmæssigt. Der antages uændret benzinøkonomi i samme periode.

Med en årlig kørsel på 205 mio. km bliver den størst mulige emissionsreduktion således på 16.800 tons CO₂ og 290 tons NO_x. For SO₂ øges emmissionen med 62 tons.

En forbedret varedeklaration for el og en optimering af lademønster til natladning vil yderligere fremme emissionsreduktionerne.

1.2 Elbilers efforbrug i år 2030 - scenario 2

Ifølge IRP-scenariets hovedforløb mere end femdobles transportsektorens efforbrug fra år 2005 til år 2030. Mellem 25 og 50 % elbiler i år 2030, svarende til 10 - 20 % af det årlige nybilsalg, er ikke urealistisk som persontransportbehovet ser ud i dag. Dette forudsætter dog en øget kollektiv trafik på lange distancer samt en kraftig teknologisk forbedring i batteriernes energitæthed (lavere vægt, større rækkevidde).

I rundet tal giver det et efforbrug i elbiler på 1.000-2.000 GWh i år 2030.

Der er udtrykt en generel bekymring for oliereserverne, og blandt andet fra IEA og EU peges der på, at der inden for den næste generation kan opstå forsyningsproblemer, specielt hvis transportsektoren fortsat øger sit energiforbrug i samme takt som nu.

Elbiler, i kombination med et stadigt mere effektivt elproduktionssystem med høj andel af vedvarende energi, vil være en oplagt teknologisk løsning til at bevare såvel livsstil som bekvemmelighedsstandard også selv om olieforsyningerne svinder ind. Omstillingen vil være relativt mindre kompliceret end de kendte alternativer (mindre transport, kollektiv transport for alle, skinnekøretøjer o.å.).

Den væsentligste konkurrent til elbiler vil være benzinbiler med markant forbedret benzinøkonomi. Tekniske specifikationer herfor kendes ikke i dag.

Hvis man forestiller sig et grønt scenario for år 2030, hvor al brug af fossilt brændstof til transport er ophørt, ville elbiler sammen med biler drevet af bioethanol, gas eller brint (forbrændingsmotor, brændselsceller og hybridbiler) kunne dække behovet for individuel, fleksibel person- og varetransport.

Emissioner

Emissionsreduktionen i et grønt transportszenario vil være høj for den individuelle transport. Hvis 50 % er elbiler vil reduktionen herfra være 75 %, da elbiler emitterer halvt så meget som benzinbiler i dag, og elproduktionens emission skal halveres frem til år 2030. Den anden halvdel af bilparken vil være overvejende emissionsfri, med et vist

bidrag fra brintproduktionen afhængig af produktionsteknologi samt et bidrag fra biogas- og bioethanolproduktionen, specielt raffinerings- og håndteringstab. Reduktionen kunne blive på 60-75 % af CO₂-emissionen relativt til den tids emission ved benzinkørsel.

Jokeren i denne sammenhæng er benzinforbruget i fremtidens biler med forbrændingsmotor. Bilindustrien arbejder på en forbedring af benzinøkonomien, med et mål omkring 30 km/l for den nære fremtid og 100 km/l på (meget) langt sigt. En relativ forbedring på emissionsiden kræver sin elbil i et 100 km/l scenario.

Det er ikke muligt at gætte meningsfyldt på elforbrug eller emissionsreduktioner som følge af konvertering til elbiler. Man kan f.eks. antage et elforbrug i den individuelle transport på 1.000 GWh i år 2030.