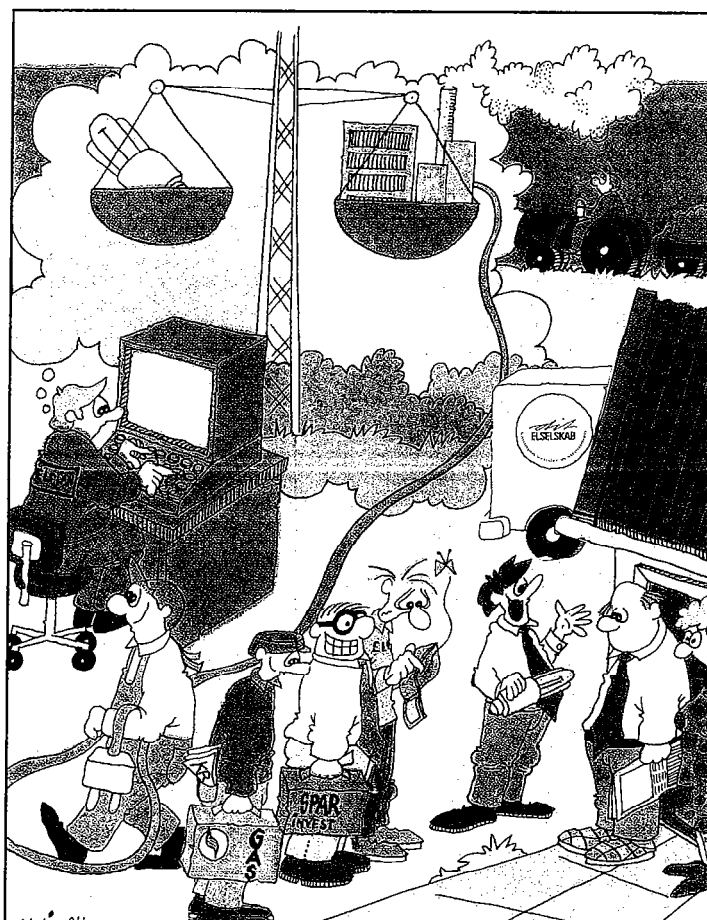


95

Integreret resourceplanlægning



Programdel

Integreret planlægning i jysk-fynsk elforsyning i 1995

Elforsyningsloven blev ændret med virkning fra 1. marts 1994. Ændringen i loven foreskriver anvendelse af integreret ressourceplanlægning (IRP) i elselskabernes planlægning.

Planlægningen afrapporteres hvert andet år til Energistyrelsen, første gang med udgangen af 1995 (IRP95).

Planlægningen udarbejdes med en tidshorisont på mindst 20 år og opdeles i en DSM-plan og en programdel, her frem til år 2005, og en perspektivdel, der illustrerer de mere langsigtede udviklingstendenser.

Nærværende rapport udgør afrapporteringen af programdelen af IRP95.

IRP95 Programdel

De indledende kapitler 0, 1 og 2 indeholder resumé og konklusion, baggrund, rapportens opbygning og væsentlige forudsætninger.

Det indenlandske elmarked og DSM referenceplanen er beskrevet i kapitel 3 og 4.

Kapitel 5 omhandler transmissionen.

I kapitel 6, 7 og 8 behandles decentral, industriel og lokal kraftvarme, vindkraft og centrale kraftværker.

Egentlig IRP er behandlet i kapitlerne 9 og 10 under henholdsvis nuværende rammer og under ændrede rammebetingelser.

Kapitel 11 er et konklusionskapitel.

Arbejdet er udført af:

Distributionsselskaberne vest for Storebælt
ELFOR
Kraftværkerne
ELSAM

ISBN 87-87090-34-1

Layout af omslag:

Franck Wagnersen
Illustration og Grafisk design
og
ELSAMs informationsafdeling

Forsidetegning:

Maxi Aalling

ELSAM
Planlægningsafdelingen
Fjordvejen 1-11
DK-7000 Fredericia
Tlf. 75 56 25 00

IRP95
PROGRAMDEL

INTEGRERET RESSOURCEPLANLÆGNING
i den jysk-fynske elforsyning 1995
Januar 1996

Indholdsfortegnelse

0.	Resume og konklusion	1
1.	Indledning	7
1.1	Baggrund	7
1.2	Rapportens opbygning	7
2.	Væsentlige forudsætninger	9
2.1	Indledning	9
2.2	Økonomiske forudsætninger	9
2.3	Markedspriser for brændsel	10
2.4	Forskelle mellem markedspriser og samfundsøkonomiske priser for brændsel	11
2.4.1	Principper	11
2.4.2	Afgifter og tilskud	12
2.4.3	Eksternaliteter	13
2.5	Langsigtede marginalomkostninger	14
2.6	Første gæt på IRP-balancen	15
2.7	Markedsindtrængning	15
3.	Perspektiver for det indenlandske elmarked	19
3.1	Elforbrugets aktuelle udvikling	20
3.2	Konjunktursituationen netop nu	22
3.3	Datakilder vedrørende elforbrug	23
3.4	DSM-Plan 1991-1995 og DSM-Plan 1996-2000	26
3.5	CO ₂ -lovpakken 1995	27
3.6	Prognoser for elforbrugets udvikling	28
3.7	Kan man stole på prognoserne?	35
4.	DSM - Referenceplan 1995	37
4.1	DSM-planen	37
4.1.1	Indledning	37
4.1.2	Metodeovervejelser	37
4.1.2.1	Tekniske sparepotentialer og realiserbare sparepotentialer	37
4.1.3	Kortlægning af elforbruget	39
4.1.3.1	Samlet kortlægning opgjort på hovedkategorier	39
4.1.3.2	Kortlægning af elforbruget opgjort på slutanvendelser	39
4.1.4	Resultater af DSM-planarbejdet	40
4.1.4.1	DSM-plan opgjort pr. hovedprogram og pr. hovedkategori	42
4.1.4.2	Tekniske sparepotentialer	44
4.1.4.3	Elsidens omkostninger for DSM-planen	44
4.1.4.4	Samfundsøkonomisk pris for DSM-planen	45
4.1.5	Delkonklusion	45
4.2	Tema om elvarmekonvertering	46
4.2.1	Fornyset undersøgelse	47
4.2.1.1	Konverteringsfaktorer	47
4.2.1.2	Elvarmens effektivtærdi	48
4.2.1.3	Miljøkonsekvenser ved elvarmekonvertering	48
4.2.2	Nye aspekter inddraget	48
4.2.3	Foreslåede virkemidler	51
4.2.4	Hovedresultater	51

	4.2.4.1	El -> Individuel naturgas	51
	4.2.4.2	El -> Decentral kraftvarme	52
	4.2.4.3	El -> Central kraftvarme	53
	4.2.5	Delkonklusion	54
4.3		Tema om teknisk energirådgivning	55
	4.3.1	Indledning	55
	4.3.2	Resume	55
	4.3.3	Energirådgivningens omfang	57
	4.3.4	Beregningsresultater	58
5.		Transmission	61
	5.1	Indledning	61
	5.2	Nettets opgaver	62
	5.3	Planlægning af nettet	63
	5.4	Nettets omkostninger	64
	5.5	Forhold, som påvirker nettets omkostninger	65
	5.6	Potentialer for ændring af nettets omkostningsstruktur	66
	5.6.1	Økonomiske dimensioneringskriterier	66
	5.6.2	Udviklingen i den decentrale produktionskapacitet	70
	5.7	Delkonklusion	71
6.		Decentral, industriel og lokal kraftvarme	73
	6.1	Metode	73
	6.2	Status for udbygning og kortlægning af bruttopotentiale	74
	6.2.1	Decentral kraftvarme	74
	6.2.2	Industriel kraftvarme	75
	6.2.3	Lokal kraftvarme	76
	6.2.4	Samlet status og bruttopotentiale	77
	6.3	Beregninger med nuværende rammebetingelser	78
	6.3.1	Økonomiske analyser	78
	6.3.2	Økonomisk potentiale og prognose	80
	6.3.3	Kasseregnskaber	83
	6.4	Beregninger uden effektivitet	87
	6.5	Generelle problemstillinger	87
	6.6	Delkonklusion	88
7.		Vindkraft	91
	7.1	Status for vindkraften i Jylland/Fyn-området	91
	7.2	Kortlægning af de arealmæssige muligheder for vindkraftudbygning	92
	7.3	Vindmølleøkonomi	94
	7.3.1	Anlægsinvesteringer	94
	7.3.2	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	94
	7.3.3	Produktionsevne	96
	7.3.4	Produktionsomkostninger	96
	7.4	Vindenergiens værdi for elsystemet	96
	7.5	Kasseregnskaber for vindenergi	97
	7.5.1	Generelt	98
	7.5.2	Privatejede vindmøller	98
	7.5.3	Elselskabsejede vindmølleparker	99
	7.5.4	Sammenfatning	100
	7.6	Prognose for udbygning med privatejede vindmøller	101
	7.7	Prognose for udbygning med elselkabsejede vindmølleparker og den totale vindkraftudbygning	102
	7.8	Samfundsøkonomiske produktionsomkostninger	104
	7.9	Samfundsøkonomiske udbudskurver for vindkraft og -energi	104

7.10	Delkonklusion	105
8.	Centrale kraftværker	107
8.1	Status for eksisterende centrale kraftværker	107
8.2	Central kraftvarme	113
8.3	Muligheder for tilgang med ny central kapacitet i planperioden	114
8.4	ELSAMs indsats vedrørende fremtidig kraftværksteknologi	116
9.	"IRP-plan" med nuværende rammebetingelser	117
9.1	En kort repetition af forudsætningerne bag den aktuelle tretidstarif	117
9.2	Beregningsforudsætningerne bag den nye referenceberegning	117
9.3	Konsekvensberegning af ny referenceudvikling	118
9.4	Metode	127
9.5	Handlemuligheder	128
9.5.1	Udskydelse af egne planer	128
9.5.2	Førtidsskrotning af ældre kraftværker	129
9.5.3	Moratorium eller lavere tariffer	131
9.5.4	Ændrede markedsforhold	132
9.6	Konsekvensanalyse af planperiode med minimum nye aktiviteter	132
9.7	IRP-planen	133
10.	IRP under ændrede rammebetingelser	137
10.1	Metode	137
10.2	IRP-regneark	139
10.3	Udbudskurver	140
10.3.1	Udbudskurve for det besluttede elsystem	140
10.3.2	Udbudskurve for decentral og industriel kraftvarme	145
10.3.3	Udbudskurve for vindkraft	146
10.3.4	Udbudskurve for centrale kraftværker	146
10.3.5	Udbudskurve for DSM-aktiviteter	147
10.4	IRP-planer under ændrede rammebetingelser	150
11.	Konklusion	155

Referencer

- Fælles forudsætninger for IRP-Plan95, notat SP95-435d.
- Energistyrelsen, Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger, oktober 1995.
- Energistyrelsen, Generelle forudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger, oktober 1995.

0. Resume og konklusion

Elforsyningsloven blev ændret med virkning fra 1. marts 1994. Ændringen i loven foreskriver anvendelse af integreret ressourceplanlægning (IRP) i elseskabernes planlægning.

Planlægningen afreporteres hvert andet år til Energistyrelsen, første gang med udgangen af 1995.

Planlægningen udarbejdes med en tidshorisont på mindst 20 år og opdeles i en programdel, her frem til år 2005, og en perspektivdel, der illustrerer de mere langsigtede udviklingstendenser.

Nærværende rapport udgør hovedrapporten for programdelen af IRP95.

Beregningerne, der ligger til grund for rapporteringen, er baseret på elseskabernes egne forudsætninger.

CO₂-rammen for ELSAM antages at være 14 mio. ton i år 2005.

Rapporten er opbygget således, at de tariffer og afregningspriser, der er lavet på basis af UP94, er anvendt ved opstilling af elprognoser og DSM-programmer og ved opstilling af prognoser for udbygningen med decentral, industriel og lokal kraftvarme og vinkraft.

Systemberegningerne på et system, hvor ovennævnte prognoser er indlagt, viser, at der vil finde en overinvestering sted. Denne overinvestering udmønter sig i effektoverskud og eloverløb.

I den efterfølgende IRP-plan indpasses decentral, industriel og lokal kraftvarme, vinkraft og elbesparelser i elsystemet frem mod år 2005 i en mere passende takt. Beregninger på dette system viser, at CO₂-udslippet i år 2005 reduceres med 23% i forhold til 1988.

Efterfølgende fjernes nuværende tilskud og afgifter fra regnestykkerne, og der lægges CO₂-afgifter på brændslerne. Disse afgifter varieres mellem 0 og 300 kr./ton CO₂, og der skitseres optimale IRP-planer for de forskellige CO₂-afgifter.

Den samlede mængde el leveret til det jysk-fynske område i 1994 er opgjort til 19,5 TWh. Elprognosen viser en stigning i elforbruget på 1,5% p.a. i middel over perioden 1994-2005. Leverancen år 2000 forventes at blive 21,5 TWh, og i år 2005 forventes leveret 23,0 TWh.

Prognosen bygger på en forventning om en vækst i den økonomiske aktivitet på 2,4% p.a. i det kommende tiår.

Prognosen er i høj grad påvirket af de forestående kraftige stigninger i statsafgiften for el indført med skattereformen fra 1993 og CO₂-lovpakken fra foråret 1995. Disse to statsindgreb ventes at medføre en langsigtet reduktion i elforbruget på op mod 1 TWh.

Der er i prognosen taget højde for de forventede DSM-tiltag.

Der er opstillet en DSM-referenceplan for årene 1996-2000. Planens hovedområder er rådgivning opdelt på kunde grupperne > 200 MWh pr. år, 100-200 MWh pr. år og 20-100 MWh pr. år, rådgivning ved nyanlæg, kampagner, informative elregninger, elvarmekonvertering, elbesparelser i elvarmehuse og energistyring.

De samlede årlige udgifter til DSM-plan 1996-2000 er ca. 110 mio. kr., og planens samlede forventede resultat udgør en reduktion i elforbruget på 544 GWh hen mod årtusindeskiftet.

DSM-plan 1991-1995 og den nye DSM-plan har en samlet forventet besparelse i elforbruget på 1 TWh.

Der er taget hul på en analyse af nettets omkostningsstruktur, idet betydningen af de økonomiske dimensioneringskriterier og udviklingen i den decentrale produktionskapacitet er belyst.

Der er opstillet status og prognoser for decentral, industriel og lokal kraftvarme.

Af disse anlæg er 909 MW i drift, og 317 MW er besluttet. Med de anvendte forudsætninger er der derudover et restpotentiale på 685 MW, hvoraf 275 MW forventes realiseret, således at den samlede effekt for decentrale, industrielle og lokale kraftvarmeværker kommer til at udgøre 1.465 MW, forudsat nuværende statstilskud og eltariffer opretholdes.

Produktionen fra disse kraftvarmeværker vil udgøre omkring 6,5 TWh/år svarende til omkring 30% af den samlede elleverance i det jysk-fynske område.

Status for installeret vindkraft i det jysk-fynske område ved årsskiftet 1995/1996 er opgjort til ca. 450 MW. Yderligere er kortlagt et vindkraftpotentiale på 775 MW.

Med de anvendte forudsætninger er prognoserne for udbygningen med privatejede og elværksejede møller henholdsvis 230 MW og 60 MW.

Etablering af vindkraft for private er i dag en meget god forretning, hvorfor en eventuel udbygning af vindkraften bør ske i elværksregi, da elsektoren og staten i så fald undgår store meromkostninger.

Der vises en status for de centrale kraftværker og kraftvarmedækningen under forudsætning af, at anlæggene skrottes efter 30 driftsår. Således forventes ca. 1.700 MW skrottet i perioden 1995-2005.

Den økonomiske fordel ved samproduktion af el og varme i de centrale kraftvarmeområder belyses, og de teknisk/økonomiske muligheder for tilgang med nye centrale kraftværksenheder beskrives.

Udarbejdelse af elprognosen, der tager hensyn til DSM-planen, og prognoserne for decentral kraftvarme og vindkraft har som udgangspunkt den nuværende tretidstarif.

Der foretages konsekvensberegninger på et system med disse prognoser indlagt. Beregningerne viser, at CO₂-målsætningen år 2005 kan overholdes, men viser også effektoverskud og eloverløb.

I den efterfølgende IRP-plan medtages kun de beslutninger, der er truffet pr. 1. oktober 1995, og øvrige CO₂-tiltag såsom DSM, lokale kraftvarmeværker og vindkraft indsættes efterhånden, som der er behov for dem og i den mest økonomiske rækkefølge. Med denne IRP-plan kan CO₂-udslippet fra år 2000 holdes under 14 mio. ton CO₂.

I den efterfølgende analyse fjernes nuværende afgifter og tilskud, og der lægges CO₂-afgifter på de fossile brændsler varierende mellem 0 og 300 kr./ton, således at alle aktører har samme incitamenter til at reducere CO₂-udledningen.

På basis af udbudskurver for de forskellige aktiviteter, der kan tages i anvendelse, skitseres elsystemet for hver CO₂-skyggepris.

Beregningerne viser, at det med de i dag kendte og besluttede virkemidler er muligt at begrænse CO₂-udledningen til 14 mio. ton/år allerede fra år 2000. Ved stigende CO₂-afgift reduceres udledningen yderligere med 0,5-1,5 mio. ton.

Systemets ubalance vil først være udlignet i år 2003-2004.

Konklusioner

Med udgangspunkt i IRP-opgavebrevene gennemgås resultaterne af programdelen af IRP95.

Effektbehov

Der skal ikke af effektmæssige grunde besluttes tilgang med ny produktionskapacitet eller DSM-aktiviteter i perioden frem til IRP97.

Miljømål

De aktuelle miljørammer kræver ikke, at der træffes beslutninger om nye aktiviteter frem til IRP97.

Biomasseaftale

Biomasseaftalen kan kræve, at der træffes beslutning om anlægsaktiviteter ud over halmkedlen på Sønderjyllands Højspændingsværk og CFB-anlægget i Århus inden IRP97. I det omfang, der ikke er knyttet ny produktionskapacitet til disse anlæg, berører beslutningerne ikke IRP-balancen. Hvis der etableres ny kapacitet i tilknytning til biomasseanlæggene, kan denne kapacitet ikke få tillagt effektværdi inden år 2004.

Effektivitetsforbedringer

I perioden frem til IRP97 vil elsektoren fortsat være på jagt efter projekter/-programmer, som kan forrentes og afskrives på basis af de kortsigtede marginalomkostninger. Projekter, der opfylder dette krav, vil blive iværksat hurtigst muligt.

Forsyningssikkerhed

ELSAM har stadigvæk forsyningssikkerhed som et højt prioriteret mål, men det bliver vanskeligere at opretholde målsætningen om forsyningssikkerhed, når ELSAM mister markedsandele til anlæg, der kun er baseret på et brændsel. Øget konkurrence kan også medføre, at ELSAM må prioritere mere kortsigtet og derfor give afkald på målet om en høj grad af forsyningssikkerhed.

Konkurrenceevne

Kraftværkerne i ELSAM-området er konkurrencedygtige, hvis de blot får mulighed for at konkurrere på lige vilkår.

Ubalancer

Frem til IRP97 skal der gennemføres aktiviteter med det sigte at løse midlertidige effektbalanceproblemer og det mere permanente eloverløbsproblem. Den samlede elsektor og myndighederne skal arbejde sammen om at løse disse problemer.

Nye aktiviteter, som kan forstærke problemerne, må ikke igangsættes, før man har bedre overblik over løsningen.

Eleksport

IRP-balancen kan nås før år 2003-2004, hvis ELSAM kan eksportere betydelige mængder strøm i perioden 1996-2003.

IRP95-spillebanen

IRP-spillebanen i programdelen er meget lille, eller rettere sagt der eksisterer ikke en spillebane. IRP-arbejdet i den kommende tid kommer i stedet til at fokusere på de aktiviteter, der sikrer, at allerede trufne beslutninger kan implementeres i energisystemet på en optimal måde.

Hvis den nuværende detailstyring af elsektoren fortsætter, vil situationen ikke ændres, til IRP97 skal udarbejdes.

IRP stiller krav om, at elsektoren rammestyles. Den nuværende detailstyring og diskrimination af elsektoren gør IRP til en illusion, fordi der ikke eksisterer en IRP-spillebane.

Udbyttet af IRP-arbejdet 1995

Set i forhold til ønskelisten i opgavebrevene er udbyttet af programdelen af IRP95 ikke så stort. Det skyldes primært, at der frem til IRP97 ikke eksisterer et behov for nye anlægsbeslutninger eller DSM-programmer til nedbringelse af elforbruget. Elsektorens udbytte af IRP-processen er alligevel stort. Udbyttet for elsektoren i Jylland/Fyn består blandt andet i:

- At elsektoren har fået et meget bedre billede af markedsforholdene for decentral og industriel kraftvarme samt vindkraft. Der er opbygget en organisation og en systematik, som muliggør, at markedssituationen løbende kan ajourføres.
- At elsektoren har erkendt, at eloverløbsproblemet nu er blevet så omfattende, at det ikke kan løses af produktionssiden alene. Der skal opdyrkes nye markeder, hvor eloverløbet kan afsættes.
- At elprognosen er blevet opdateret, hvilket har givet en øget viden om det aktuelle elmarked.
- At forbrugssiden har fået afprøvet det IRP-værktøj, der blev udviklet i forbindelse med det danske IRP-projekt. Viden om IRP-metoden er nu spredt uden for den lille kreds, der var med i IRP-projektet.
- At forbrugssiden har fået opstillet en DSM-reference, som i den videre proces skal omsættes i en plan.
- At transmissionen er kommet med i IRP-arbejdet. Transmissionen deltog ikke for alvor i IRP-projektet.
- At elsektoren har erkendt, at Energistyrelsen ikke forsøger at kontrollere tilgangen med decentral og industriel kraftvarme. Energistirelsens sukkriterium er "så meget så hurtigt som muligt". Den samfundsøkonomiske nytte af anlæggene bliver ikke analyseret. **Ved en mere hensigtsmæssig indplacering af den sidste del af prognoserne for decentral og industriel kraftvarme kan der spares ca. 1,5 mia. kr. i nuværdi.**
- At myndighederne metodemæssigt har det fulde ansvar for den del af den decentrale produktionstilgang, der ligger ud over handlingsplanen i ENERGI 2000.
- At elsektoren metodemæssigt er kommet et skridt længere end i IRP-projektet med hensyn til at sammenknytte tidshorisonten for produktionssidens planlægning og forbrugssidens planlægning.
- At det er billigere for elsektoren og staten, hvis elsektoren bygger vindmøller, frem for at de etableres af private.

I programdelen af IRP-arbejdet er der taget udgangspunkt i den øjeblikkelige markedssituation. Elsektoren har derved fået et meget betydningsfuldt kendskab til markedet i Jylland/Fyn. Dette kendskab er vigtigt, hvad enten man skal lave IRP eller agere i et liberaliseret elmarked.

Programdelen behandler ikke den mere planøkonomiske indgangsvinkel, hvor der tages udgangspunkt i de bedste tekniske løsninger, og hvor man bestemmer det samfundsøkonomiske optimum.

1. Indledning

Nærværende rapport udgør hovedrapporten for programdelen af ELSAM-området IRP-Plan95.

1.1 Baggrund

Den 9. februar 1994 blev i Folketinget vedtaget en ændring i Elforsyningsloven med virkning fra 1. marts 1994. Ændringen i loven foreskriver procedurer for anvendelse af integreret ressourceplanlægning i planlægningen af elforsyningerne for områderne øst og vest for Storebælt, herunder samarbejde mellem distributionsselskaber og bevillingshavere.

ELSAM er tillagt ansvaret for den samlede IRP-planlægning vest for Storebælt. Der skal indsendes IRP-planer hvert andet år, første gang med udgangen af 1995.

Energistyrelsen har den 24. oktober 1994 fremsendt opgavebreve til ELSAM til brug for IRP-planlægningen.

Energi- og miljøministeren har ret til at udmelde de overordnede rammer, herunder samfundsøkonomiske brændselspriser, for IRP-planlægningen. Der skal dog ske en forhandling med elsektoren inden den endelige udmelding.

IRP-planlægningen skal udarbejdes med en tidshorisont på mindst 20 år og skal bestå af en programdel og en perspektivdel.

Programdelen kan groft opdeles i følgende opgaver:

- Forbrugsfremskrivning.
- DSM.
- Decentral, industriel og lokal kraftvarme.
- Vindkraft.
- Central produktion.
- IRP.

Opgaverne er koordineret gennem en til formålet nedsat IRP-koordinationsgruppe med deltagere fra ELSAMs og ELFORS administrationer og repræsentanter for Planlægningsudvalg, Netudvalg og Chefudvalg.

Nærværende rapport dækker programdelen af den integrerede ressourceplanlægning frem til og med 2005.

1.2 Rapportens opbygning

I kapitel 2 er nævnt de væsentligste forudsætninger for de beregninger, der er gennemført i forbindelse med IRP95. Det gælder den forudsatte inflation og de antagne realrenter og brændselspriserne (kul, olie, naturgas og bio), både de markedsbestemte og de samfundsøkonomiske priser og forskellene mellem dem i form af afgifter og eksternaliteter. Desuden er gennemgået de anvendte marginalpriser, tariffer og afregningspriser. Sidst er behandlet de anvendte markedsindtrængningskurver.

I kapitel 3 præsenteres perspektivet for det indenlandske elmarked, herunder elforbrugsprognoser for årene 1995-2005.

Kapitel 4, afsnit 4.1, omhandler DSM-referenceplanen, hvis hovedområder er kampagner, informative elregninger, elbesparelser i elvarmehuse, elvarmekonvertering, rådgivning til erhvervsliv og institutioner, rådgivning omkring nyanlæg samt energistyring.

I afsnit 4.2 og 4.3 er de to temaer elvarmekonvertering og teknisk energirådgivning endvidere behandlet mere uddybende.

Kapitel 5 omhandler transmissionsnettets opgaver, planlægningen af nettet og nettets omkostninger og de forhold, der påvirker nettets omkostninger. Til

sidst diskuteres, hvordan nettets omkostningsstruktur påvirkes af en mere decentral elproduktionsstruktur.

I kapitel 6 er givet en status for decentral, industriel og lokal kraftvarme, og bruttopotentiale for de tre kategorier kraftvarme er kortlagt. Derefter er præsenteret kasseregnskaber, og der er opstillet prognoser for udbygninger. I kapitel 7 er opgjort en status for vindkraften. Endvidere er der gennemført en kortlægning af de arealmæssige muligheder for vindkraftudbygningen. Anlægsinvesteringer, drift og vedligehold, benyttelsestid og produktionsomkostninger for denne udbygning er gennemgået med kasseregnskaber.

Kapitel 8 gennemgår status for eksisterende centrale kraftværker og kraftvarmedækningen under forudsætning af, at anlæggene skrottes efter det 30. driftsår. Derefter belyses den økonomiske fordel ved samproduktion i de centrale kraftvarmeområder og de teknisk/økonomiske muligheder for tilgang med nye kraftværksenheder.

I kapitel 9 konsekvensberegnes de fundne prognoser. I IRP-beregningerne medtages kun de beslutninger, der er truffet pr. 1. oktober 1995, og øvrige CO₂-tiltag indsættes efterhånden, som der er behov for dem, således at ELSAM overholder CO₂-målsætningen i 2005. Således skal både DSM, de centrale kraftvarmeværker og vindkraft først indsættes, når der er behov. Resultatet er ELSAMs IRP-plan.

I kapitel 10 gennemgås DSM, decentral kraftvarme og vindkraft med CO₂-afgifter lagt på brændslerne varierende fra 0 til 300 kr./ton CO₂. Derefter beregnes udbudskurver for varierende CO₂-afgifter og elforbrug. Disse udbudskurver anvendes til at skitsere optimale IRP-planer med forskellige CO₂-skyggepriser lagt på brændslet. Formålet med disse analyser er at vurdere konsistensen af de aktuelle rammer. Desuden vurderes, hvilke beslutninger med hensyn til IRP-planen der er relevante, hvis rammerne ændres.

Kapitel 11 indeholder en konklusion af programdelen af IRP95 set i relation til de analyser, Energiministeriet har efterlyst i opgavebrevene.

2. Væsentlige forudsætninger

2.1 Indledning

I nærværende kapitel diskuteres fastlæggelsen af de væsentlige forudsætninger, der er brugt under udarbejdelse af ELSAMs IRP-Plan95.

Andet afsnit indeholder de rentefødder, der skal anvendes for privat-, selskabs- og samfundsøkonomiske kalkuler. I tredje afsnit gennemgås baggrunden for at fastlægge de markedsbestemte priser for kul, olie og naturgas. Principperne for forskellen mellem markeds- og samfundsøkonomiske brændselspriser gennemgås i fjerde afsnit, og her gennemgås ligeledes de enkelte forskelle, det vil sige afgifter, tilskud og eksternaliteter mellem de to brændselsprissæt. I femte og sjette afsnit behandles elforsyningens marginalomkostninger og tariffer. I sidste afsnit gennemgås de modeller, der er anvendt for markedsindtrængning.

Ifølge IRP-loven har Energistyrelsen ret til at udmelde samfundsøkonomiske brændselspriser, som elsektoren har pligt til at anvende i deres IRP-arbejde, og brændselspriserne er nogle af de væsentligste input-parametre i elsektorens IRP-arbejde.

I det konkurrencemarked, som med hastige skridt nærmer sig, er det dog nødvendigt for elsektoren selv at bedømme planlægningsforudsætninger og især lægge vægt på disse bedømmelser, da det er virksomhedernes overlevelse og kundernes penge, der er på spil.

Forskellene mellem de samfundsøkonomiske og de markedsbestemte brændselspriser bør kunne forklares entydigt gennem skatter og afgifter og eksplicit angivne eksternaliteter, så der er overensstemmelse i IRP-kasseregnskaberne.

I dette kapitel er udelukkende gennemgået elselskabernes forudsætninger.

De af Energistyrelsen pr. 16. oktober 1995 udmeldte forudsætninger fremgår af: "Generelle forudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger", Energistyrelsen, Oktober 1995,

og

"Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger", Energistyrelsen, Oktober 1995.

2.2 Økonomiske forudsætninger

Renter

De i planlægningen anvendte forudsætninger er:

Inflationen:	2,5%
Samfundets realrente:	5,0%
ELSAMs realrente:	4,0%
Elforsyningens realrente:	4,0%
Erhvervskredit efter skat:	4,1%
Privatlån efter skat:	4,5%

Inflationen er fastsat i overensstemmelse med ELSAMs langtidsbudget. Inflationen er prognosticeret under hensyntagen til andre officielle økonomiske institutioners forventninger.

I samfundsøkonomiske analyser, såvel snævre som brede, blev der tidligere benyttet en realrente på 7% p.a., som fastsattes af Budgetdepartementet i 1985. Gennem de senere år har man imidlertid benyttet et spekter for realrenten, således at projekter typisk er blevet vurderet ved såvel 5% som 7%.

Tilbage i starten af firserne indeholdt den samfundsøkonomiske realrente et element af kapitalknaphed til sikring af, at den tilgængelige kapital anvendtes

mest optimalt. Med det kapitalmarked, der findes i dag, anses dette element ikke længere for relevant, og vurderingen er derfor ansat til den nedre værdi af de to hidtil anvendte satser. Dette underbygges af, at betalingsbalanceproblematikken ikke længere er påtrængende.

De fire sidstnævnte rentesatser er prognosticeret ud fra gældende renteforhold og forventningerne til udviklingen heri. Samtidig tages der hensyn til skatteforholdene.

Det fremgår, at renten efter skat og inflation for husholdninger, offentlige foretagender og private erhvervsvirksomheder ligger nær hinanden. For at simplificere beregningerne og undgå forstyrrende elementer i vurderingen af resultater benyttes en og kun en rentefod i de privatøkonomiske analyser, nemlig 4%.

Dollarkurser

USD-kursen vurderes på sigt til 6,5 kr./USD ud fra blandt andet en vurdering af økonomiske relationer, herunder købekraftspariteter samt de seneste årtiers valutakurser. Kun i perioden 1981 til 1986 har valutakursen været væsentligt højere end denne kurs.

2.3 Markedspriser for brændsel

Kul

- Kulprisen tager udgangspunkt i det nuværende prisniveau.
- Prisniveauet i dag er realistisk, fordi også USA er inde som en væsentlig leverandør. USA har på grund af de høje omkostninger traditionelt været prisførende.
- Svagt stigende efterspørgsel efter kul i Europa. Derfor svagt stigende priser indtil år 2000. Herefter stabile priser, fordi kullene visse steder bliver fortrængt af naturgas.
- Stor konkurrence på kulmarkedet, der er mange leverandører, og kullene er frit bevægelige.

Kulprisprognose se bilag 2.1.

Kulpriserne er eksklusive et transporttillæg på 0,60 kr./GJ.

Olie

- Olieprisen tager udgangspunkt i det nuværende prisniveau.
- Priserne har været forholdsvis stabile bortset fra kortvarige perioder med lavere priser.
- Fremover stabilt udbud og stabil efterspørgsel, fordi raffinaderikapaciteten tilpasses efterspørgslen på de enkelte produkter.

Olieprisprognose se bilag 2.1.

Naturgas

- Priserne tager udgangspunkt i det nuværende prisniveau.
- Efterspørgslen stiger kraftigt overalt.
- Naturgassen kan kun fremskaffes fra steder, hvor investeringsomkostningerne er højere end de omkostninger, vi kender i dag.
- Selv om der kommer konkurrence på naturgasområdet, vil priserne stige, fordi efterspørgslen stiger kraftigt, og fordi naturgassen skal transporteres igennem dyre rørbundne systemer.
- Ingen relation til oliepriserne, men et selvstændigt marked for naturgas.
- Basis er diverse konsulentfirmaers omkostnings- og markedsvurderinger.

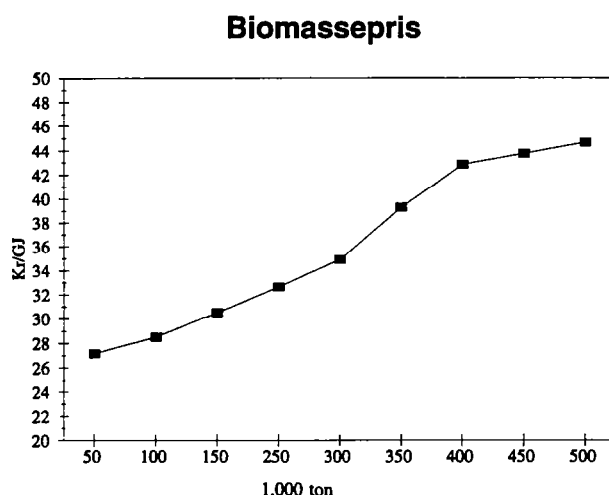
- Prognose for år 2010 (ca.): 1,25 kr./m³ an kraftværk - heraf indenlandsk transport 20-25 øre/m³.

Naturgaspriser for store kraftværker er samtidig de samfundsøkonomiske priser.

Naturgasprisprognoser se bilag 2.1.

Biomasse

Figur 2.1 viser sammenhænge mellem biomassepriser og biomassemængder. Med baggrund i de foretagne udbudsrunder for halm antages det, at der kan fremskaffes ca. 300.000 ton halm, hvorefter den resterende biomasse må være træflis eller dyrket biomasse. Kurven i figur 2.1 afspejler denne prisstruktur.



Figur 2.1 Biomassepriser som funktion af mængder.

Brændselsprisprognoser

Efter år 2010 forudsættes konstante priser.

2.4 Forskelle mellem markedspriser og samfundsøkonomiske priser for brændsel

2.4.1 Principper

Elforsyningens samfundsøkonomiske regnestykker tager normalt udgangspunkt i forudsætninger udmeldt af de centrale myndigheder. Her er brændselspriserne et typisk eksempel.

I en IRP-analyse skal enhver samfundsøkonomisk pris kunne nedbrydes i markedspriser, afgifter og tilskud og dokumenterede eksternaliteter.

Der må således ikke forekomme uspecificerede forskelle mellem de offentligt udmeldte priser og de markedspriser, der forudsættes at styre aktørernes handlinger.

Hvis dette krav ikke opfyldes, kan kasseregnskaber og pengestrømme ikke opgøres korrekt.

I en IRP-plan er der således kun to muligheder:

1. Enten opfylder de udmeldte priser kravet om fuld gennemsigthed i forhold til markedspriserne.

2. *Eller også må der til IRP-analysen konstrueres egne samfundsøkonomiske priser, hvor man går ud fra markedspriserne og derpå konkret justerer for afgifter, eksternaliteter og eventuelt forskellige former for håndteringsomkostninger, hvis de ikke umiddelbart indgår i markedspriserne.*

Der er ikke tale om integreret ressourceplanlægning, medmindre et af disse krav er opfyldt.

I de bredere samfundsøkonomiske vurderinger medtages principielt samtlige konsekvenser, som et givet projekt har for samfundet.

2.4.2 Afgifter og tilskud

I de privatøkonomiske overvejelser anvendes de kendte afgiftsparametre.

De anvendte afgifter og tilskud er de for tiden kendte satser. Reguleringen af disse beløb følger ikke stigninger i prisindeks, men er politisk bestemt. I disse langsigtede beregninger er det valgt at fastholde værdien over årene i faste 1995-priser.

Tilskud til elproduktion

Der ydes et tilskud på 10 øre/kWh til elproducenter for elektricitet, der fremstilles ved:

- vindkraft
- vandkraft
- biogas
- halm
- flis
- affald
- eller anden vedvarende energi eller fornyelige brændsler,

og som afregnes med elforsyningen.

Tilskuddet ydes endvidere for elektricitet, der afregnes med elforsyningen fra naturgasbaserede kraftvarmeanlæg bortset fra anlæg på kraftværkspladserne.

Derudover ydes der et tilskud på 17 øre/kWh til elproducenter for elektricitet, der fremstilles ved:

- vindkraft (ikke elværksejede vindmøller)
- vandkraft
- eller biogas,

og som afregnes med elforsyningen.

Elektricitet, der fremstilles ved halm og flis, kan blive omfattet af tilskuddet på 17 øre/kWh. Det er en betingelse, at projektet for det pågældende anlæg er godkendt efter bestemmelser i varmforsyningsloven. Anlæg, der er placeret på kraftværkspladser, kan ikke opnå tilskud.

Tilskud til etablering

Der kan ydes tilskud til nye anlæg, der installeres med henblik på bygningers opvarmning og forsyning af varmt vand eller med henblik på produktion af el, såfremt anlægget er af følgende type:

1. Anlæg til udnyttelse af aktiv solvarme.
2. Biogasanlæg.
3. Varmepumpeanlæg.

Tilskuddet til solvarme- og biogasanlæg udgør 30% og til varmepumpeanlæg højst 15%. Tilskuddet kan højst udgøre 1 mio. kr.

Tilskud til projekter vedrørende gennemførelse af energibesparende foranstaltninger kan ydes med indtil 30% af investeringen. Der kan ikke ydes til-

skud til projekter, som det driftsøkonomisk vil være rentabelt at gennemføre uden hensyn til tilskud.

Der ydes herunder også tilskud til etablering af industrielle kraftvarmeanlæg. For gasmotoranlæg skal totalvirkningsgraden være større end 80%, elvirkningsgraden for anlæg større end 500 kW_e skal være større end 36%, og tilskudsprocenten er så maksimalt elvirkningsgraden minus 9%.

For gasturbineanlæg skal totalvirkningsgraden være større end 70%, elvirkningsgraden skal være større end 26%, og den maksimale tilskudsprocent er 30%.

Tilskudsprocenten er endvidere begrænset af, at tilbagebetalingstiden inkl. tilskud ikke må være lavere end 3 år.

2.4.3 Eksternaliteter

Elværkerne har veldefinerede kvoter for udledningen af SO₂ og NO_x for perioden frem til og med år 2003. Af de regnestykker, der ligger bag kvote-fastsættelsen, fremgår det, at det marginalt koster ca. 10-15 kr./kg SO₂ og ca. 5 kr./kg NO_x at overholde kvoterne omkring år 2000. Skyggepriserne er interne priser, som bruges til på en optimal måde at overholde kvoten. Den samfundsøkonomiske eksternalitet er 0, når kvoten overholdes - eksternaliteten er i dette tilfælde fuldt internaliseret.

Energistyrelsens udmeldte ramme indeholder ikke et CO₂-mål for ELSAM. Da CO₂-problematikken har en afgørende betydning for IRP-planen, har ELSAM på grundlag af resultaterne af Energi 2000-opfølgningen beregnet ELSAMs andel af den danske målsætning om 20% CO₂-reduktion år 2005. Af regnestykkerne i Energi 2000-opfølgningen fremgår det, at el- og kraftvarmesektoren i år 2005 må udlede 24 mio. ton CO₂. Deles denne CO₂-udledning mellem ELSAM og ELKRAFT på basis af brændselsforbrug til el- og kraftvarme i de to områder, kommer ELSAMs andel til at udgøre ca. 14 mio. ton. Denne fordeling er ikke endelig aftalt med ELKRAFT.

Det bedste bud på ELSAMs CO₂-mål år 2005 er derfor en total CO₂-udledning fra el- og kraftvarmeproduktion på maksimal 14 mio. ton. I ENERGI 2000 er det antaget, at CO₂-reduktionen foregår lineært mellem år 1988 og år 2005.

Der er ikke fastsat regler for, hvordan eksport/import håndteres i forbindelse med den danske CO₂-målsætning.

I IRP95 er det antaget, at import af el i CO₂-regnestykket tillægges CO₂-udledning svarende til den gennemsnitlige CO₂-udledning ved elproduktion i det land, der importeres fra. Ved eksport reduceres den opgjorte CO₂-udledning med en værdi svarende til den gennemsnitlige CO₂-udledning ved elproduktion i det land, der eksporteres til.

Den import, der kommer via ELSAMs Norgesaftale, er derfor CO₂-fri i de samlede CO₂-regnestykker. En eksport af eloverløb til Norge eller Sverige belaster ELSAMs CO₂-regnestykke med den CO₂-udledning, der er ved produktionen af eloverløbet.

Som det fremgår af ovenstående, er CO₂-målet for ELSAM ikke entydigt fastlagt. I forbindelse med IRP-arbejdet er der derfor gennemført en analyse af, hvordan CO₂-udledningen i ELSAM år 2005 forventes at ville afhænge af, hvordan man prissætter drivhuseffektproblemet. Der er valgt at operere med en vifte af CO₂-skyggepriser dækkende området fra 0 til 300 kr./ton.

Beregningsteknisk øges brændselsprisen med CO₂-skyggeprisen som vist i tabel 2.1.

Tillæg til brændselspris	Kul	Olie	Gas	Bio
CO ₂ -skyggepris	kr./GJ	kr./GJ	kr./GJ	kr./GJ
0	0	0	0	0
100	9,5	7,4	5,7	0
200	19	14,8	11,4	0
300	28,5	22,2	17,1	0

Tabel 2.1 CO₂-tillæg til brændselspriser.

2.5 Langsigtede marginalomkostninger

Elforsyningsens langsigtede marginalomkostninger er udtryk for de omkostninger, som på langt sigt varierer med elforbrugets størrelse.

Marginalomkostningerne indeholder såvel drifts- som kapacitetsomkostninger og udregnes ved at undersøge, hvad det koster at producere og levere 1 kWh ekstra.

Der er foretaget en gennemregning af marginalomkostningerne og forbrugerpriserne fra 1995 til 2005 (jf. bilag 2.2.1-2.2.2). Fra 2005 forventes marginalomkostningerne at være konstante.

Udgangspunktet er en beregning af marginalomkostningerne på produktionsniveau (jf. bilag 2.3 med 1995-tal). De marginale produktionsomkostninger (brændsel, drift og vedligeholdelse) tillægges miljøomkostninger, kapacitetsomkostninger og nettab med videre, hvorved marginalomkostningerne fremkommer. Metodikken er nærmere beskrevet i IRP-rapporten for produktions-siden (maj 1994).

Med kendte oplysninger omkring tab og kapacitetsomkostninger for net på lavere spændingsniveau er marginalomkostningerne på B- og C-niveau også beregnet. I COMPASS-priserne er tabsdelen trukket ud, idet COMPASS selv beregner disse (bilag 2.2.3).

Ved beregning af forbrugerpriserne er der ud fra langtidsbudgettet foretaget en provenu-tilpasning af priserne, således at indtægter og udgifter svarer til hinanden. Hertil lægges så forsyningsselskabernes omkostninger, hvorved forbrugerpriserne på A-, B- og C-niveau fremkommer.

Ved beregninger vedrørende decentrale anlæg skal kapacitetsomkostninger til netudbygning trækkes ud (jf. bilag 2.2.4).

I IRP-sammenhæng er referencen 10 kV-siden af 60/10 kV.

For energimæssigt at kunne regne sig frem til dette punkt anvendes følgende tabsprocenter svarende til tabel 2.2.

Tabsprocenter	Gennemsnit	Lavlast	Højlast	Spidslast
10 kV-nettet	2,00%	1,25%	2,35%	3,05%
Lavspænding	4,50%	2,98%	5,32%	7,13%

Tabel 2.2 Tabsprocenter.

Det skal bemærkes, at for at finde det samlede nettab til en forbruger, der er tilsluttet lavspændingsnettet, så skal ovenstående tabsprocenter multipliceres.

2.6 Første gæt på IRP-balancen

Se bilag 2.2.2.

Det første gæt på IRP-balancen blev fastlagt i januar 1995. Dette gæt danner baggrund for dataindsamlingen til IRP-processen.

Bag beregning af de gennemsnitlige elomkostninger og tariffer ligger der et langtidsbudget. De væsentligste forudsætninger i forbindelse med det første gæt på IRP-balancen er:

Referencen er et 350 MW kulfyret værk med en årlig benyttelsestid på 5.500 timer i kondensationsdrift (uden samproduktion af el og varme).

I tariffen indgår variable og faste driftsomkostninger og omkostninger til afskrivning og forrentning af anlægsomkostningerne.

Anlægsomkostningerne er placeret i høj- og spidslastperioden med halvdelen i hver periode.

Afsætning af den bundne elproduktion i årets 8.760 timer.

Elprognosen svarer til UP94-prognosen reduceret med 0,8 TWh.

Inden år 2000 forudsættes der at være decentrale anlæg med en samlet effekt på 1.150 MW i drift.

Inden år 2005 forudsættes der at være vindmøller med en samlet effekt på 600 MW i drift.

Ud over allerede besluttede investeringer forudsættes der følgende større investeringer:

- 200 MW CFB-anlæg i 2005.
- 200 MW CFB-anlæg i 2007.
- 250 MW CFB-anlæg i 2009.

Hvis man i IRP-sammenhæng hæver prognosen for decentrale anlæg og vindmøller, vil det ikke være nødvendigt at investere i de nævnte CFB-anlæg. Der spares således afskrivninger og henlæggelser. Endvidere spares der omkostninger til brændsel samt drift og vedligeholdelse.

De sparede omkostninger svarer til de øgede omkostninger til køb fra decentrale anlæg og vindmøller. Det kan således konkluderes, at de gennemsnitlige elomkostninger ikke ændrer sig ved større tilgang af decentrale anlæg under forudsætning af, at der er behov for effekten.

Tarifferne forventes konstante fra 2005.

2.7 Markedsindtrængning

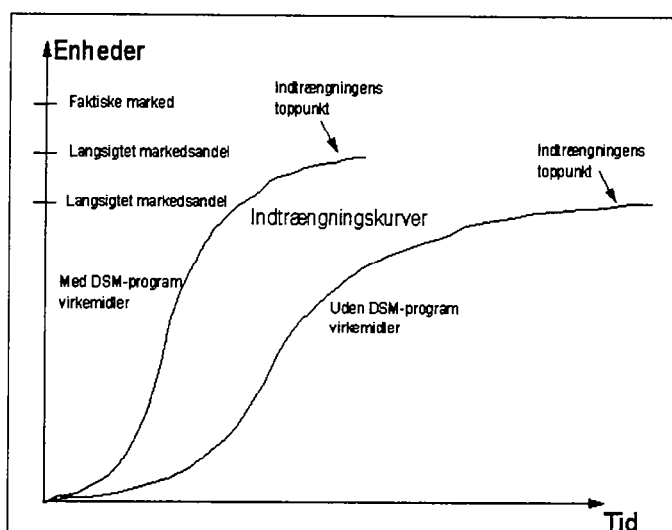
For at vurdere markedsrespons for DSM-aktiviteter og kunne udarbejde prognoser for udbygning med decentrale kraftvarmeværker og vindkraft er anvendt markedsindtrængningskurver.

Indtrængningens hastighed og størrelse samt kurvens form

Det langsigtede marked for f.eks. en DSM-aktivitet er indtrængningens topunkt og er defineret som den andel af det faktiske marked, der, på baggrund af den udregnede tilbagebetalingstid og de valgte virkemidler, forventes at købe DSM-teknologi/ændre adfærd på langt sigt (jf. figur 2.2). Det faktiske marked defineres som det teknisk mulige marked minus den del, der af forskellige årsager er upåvirkelig (oftest fra 5% til 20%).

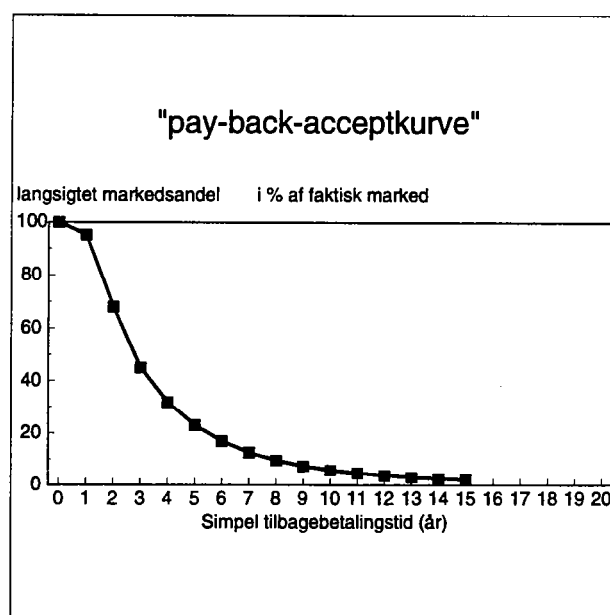
Antallet af upåvirkede kan i mange tilfælde mindskes ved brug af reklame-/oplysningskampagner (virkemiddel). Det langsigtede marked er derfor ofte forskelligt alt efter, om der f.eks. igangsættes et DSM-program med virkemidler eller ej. Gruppen af påvirkelige vil reagere hurtigere end ellers som følge af et DSM-programs virkemidler. Indtrængningen sker med andre ord

hurtigere og ofte også i større udstrækning ved hjælp af et DSM-program end uden.



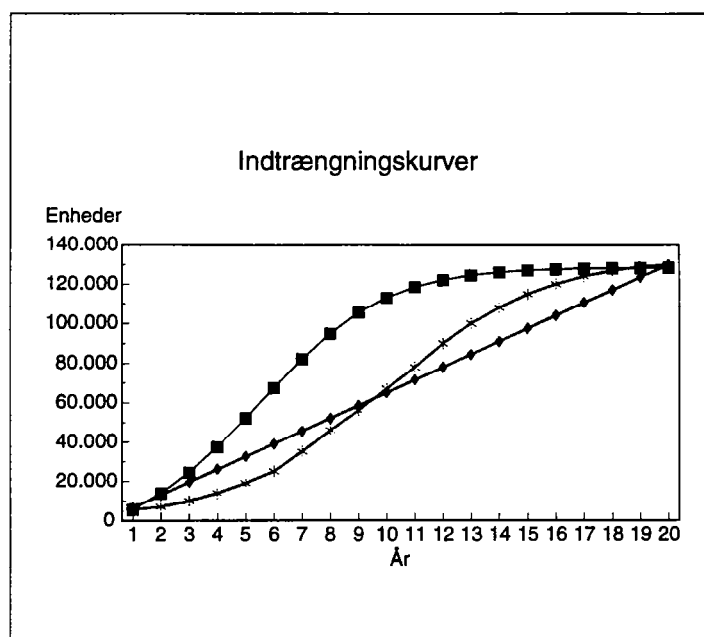
Figur 2.2 Indtrængningskurver.

Indtrængningens toppunkt (langsigtet markedsandel) kan estimeres ud fra ekspertvurderinger, pilotundersøgelser, erfarings- eller standardindtrængninger. Man benytter ofte tilbagebetalingstiden som den vigtigste faktor, når det langsigtede marked estimeres ("pay-back-accept-kurver", jf. figur 2.3).



Figur 2.3 Pay-back-acceptkurve.

Indtrængskurvens form kan i stor udstrækning diskuteres, men en standard-type er vist i figur 2.4.



Figur 2.4 Indtrængningskurver.

Indtrængningskurvens form varierer naturligvis fra situation til situation afhængig af blandt andet produkt, budskab, media og målgruppe, men der anvendes ofte tre principielle funktionsforløb:

- a) **Lineær**
Effekten vokser med øget reklame - den marginale effekt er konstant. Er ofte benyttet både i teori og i praksis, men forekommer ikke realistisk.
- b) **Degressiv**
Med den degressive responsfunktion antages, at effekten vokser med øget reklamering, men den marginale effekt aftager og nærmer sig nul.
- c) **S-formet**
Den S-formede responsfunktion er først progressiv og dernæst degressiv, det vil sige, at den marginale effekt først vokser for derefter at falde.

Der har gennem de sidste årtier været en tendens til kortere og kortere indtrængningsperioder, hvilket gør, at indtrængningskurverne er blevet mere og mere stejle (der er en kortere responstid). Om det er fordi, reklamerne er blevet bedre, mere målrettede og dermed mere effektive, eller det er forbrugerne, der er blevet "hurtigere på aftrækkeren", skal være usagt.

Konklusionen er, at alle tre typer kurver er mulige. Indtil videre benyttes standardindtrængningskurver (S-formede), indtil andet viser sig bedre, eller indtil der foreligger erfaringskurver.

3. Perspektiver for det indenlandske elmarked

Det jysk-fynske elforbrug vokser ikke i den takt, vi tidligere har været vant til. Det er således karakteristisk, at selv under den indeværende højkonjunktur vokser det samlede forbrug ikke mere end godt 2% p.a. - vejrkorregeret.

Det er der flere årsager til:

- På flere områder - især i boligsektoren - er forbruget ved at nærme sig et mætningsniveau. Boligsektorens elforbrug var konstant fra 1993 til 1994 og klart faldende hen mod udgangen af 1994.
- Elværkerne og andre har en række konkrete tiltag i gang (DSM - "Demand Side Management") med henblik på at begrænse elforbruget. Uden disse tiltag ville elforbrugets vækstrate have været på 2,8% i 1994 eksempelvis.
- Generelt trænger nyt energieffektivt udstyr hastigere frem i boliger og erhvervsliv end tidligere forventet. Udviklingen i perioden 1992-1995 mere end antyder, at der er tale om et "trendbrud" i danskernes indkøbsadfærd.
- Staten gør aggressivt brug af afgiftsredskabet og andre styringsinstrumenter - blandt andet med henblik på at begrænse elforbruget.

De opstillede prognoser afspejler en forventning om, at disse tendenser fortsætter. I referencefremskrivningen vokser elforbruget 1,5% p.a. i middel i perioden 1994-2005, mens leverancerne af værk vokser lidt mindre. Nettabet er faldende i medfør af den hastigt stigende decentrale produktion.

CO₂-lovpakken fra foråret 1995 kan forventes at sætte sig tydelige spor i elforbrugsudviklingen. Hertil kommer de forestående kraftige stigninger i den normale statsafgift på el i medfør af skattereformen fra 1993. Statsindgrebene forventes at føre til en langsigtet reduktion af elforbruget på op mod 1 TWh - jf. hvad elforbruget ville have været uden indgrebene. Indgrebene er komplicerede i uovertruffen grad. Derfor er det meget vanskeligt at danne sig et overblik over, i hvilken takt virkningerne vil gøre sig gældende.

Et stagnerende elforbrug indebærer ikke i sig selv en stabilisering i elforbrugets udvikling. Elforbruget er i dag præcist lige så konjunkturfølsomt, som det var for 10-20 år siden, og det vil det også være fremover. Elforbrugende udstyr udskiftes hele tiden, og udnyttelsen af udstyrets kapacitet svinger med den økonomiske aktivitet. Det nye er, at man i perioder med stagnerende økonomisk aktivitet mest sandsynligt vil opleve fald i elforbruget. Referenceprognosen bygger på forventninger om en vækst i den økonomiske aktivitet på 2,4% p.a. i middel for det kommende tiår. Den forventede vækst efter årtusindeskiftet ligger højere end tidligere forudsætninger.

Usikkerhed om konjunkturudviklingen indebærer følgelig usikkerhed om udviklingen i elefterspørgslen. Denne usikkerhed er dog for intet at regne i forhold til usikkerheden om ELSAM-fællesskabets fremtidige markedsandel. Markedsandelen har de seneste år været faldende fra det historiske niveau på næsten 100% - i kraft af den hurtige tilgang af privat produktion. Denne udvikling ser ud til at være accelererende. Medmindre der i stigende grad sælges el til udenlandske detail- og engros-kunder, vil trækket på de centrale kraftværker næppe på ny nå op på niveauet fra eksempelvis 1994. I forbindelse med et eventuelt kommende konkurrencemarked for el kan det i tilgift komme på tale, at der mistes indenlandske markedsandele ude på forbrugsniveau. Elforbrugets vækstrate vest for Storebælt vil fortsat ligge over landsgennemsnittet - blandt andet fordi industriudviklingens tyngdepunkt ligger i Jylland.

I de følgende afsnit diskuteres først

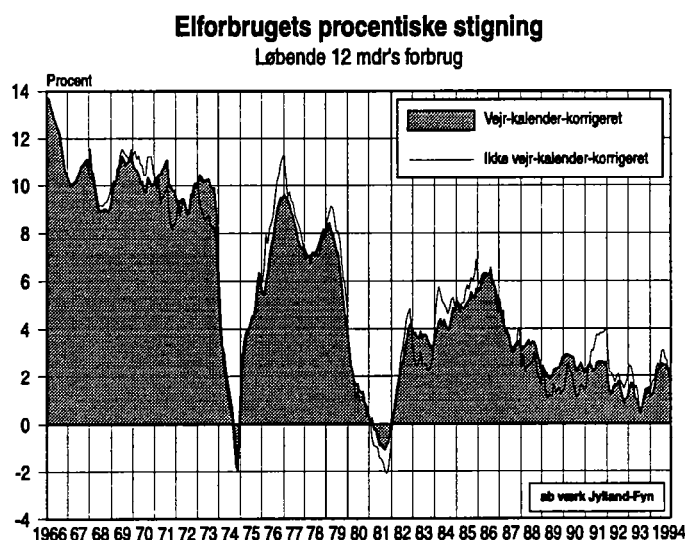
- Elforbrugets og konjunkturernes aktuelle udvikling.

Derpå omtales

- Dataindsamlingen. I forbindelse med opdateringen af elprognosen viste det sig at blive en hovedopgave at rekonstruere den historiske udvikling. Man kan ikke længere, som før, danne sig et hurtigt og nøjagtigt overblik over udviklingen via måling af, hvad de syv kraftværker sender ud på nettet. Det er helt nødvendigt, at der fremskaffes nøjagtige oplysninger om, hvad der produceres ude omkring på mere end 2.000 små anlæg - herunder de private vindmøller.
- Udviklingen i forholdet mellem energi- og effektbehov illustreres.
- Virkningen af DSM-indsatsen i perioden 1990-2005 resumeres, og det forklares, hvordan det er forsøgt at modellere virkningen af CO₂-lovpakken.
- Konjunkturfremskrivingerne samt hovedideen bag fremskrivningsmetoden for elbehov omtales.
- Elprognoseme præsenteres og belyses ud fra en række forskellige indfaldsvinkler.
- Sluttelig belyses fremskrivningsmetodens nøjagtighed via en sammenligning af elprognoseme i ELSAMs udviklingsplaner siden 1982 - det vil sige det år, hvor den anvendte fremskrivningsfilosofi introduceredes for første gang.

3.1 Elforbrugets aktuelle udvikling

Figur 3.1 giver et overblik over det vejrkorrigerede elforbrugs udvikling hen over en lang årrække.



Figur 3.1 Elforbrugets udvikling 1966-1994, ab værk. Vækstrate for løbende 12 måneders forbrug. Med og uden vejrkorrektion.

Tabel 3.1 rummer hovedtallene for de seneste år.

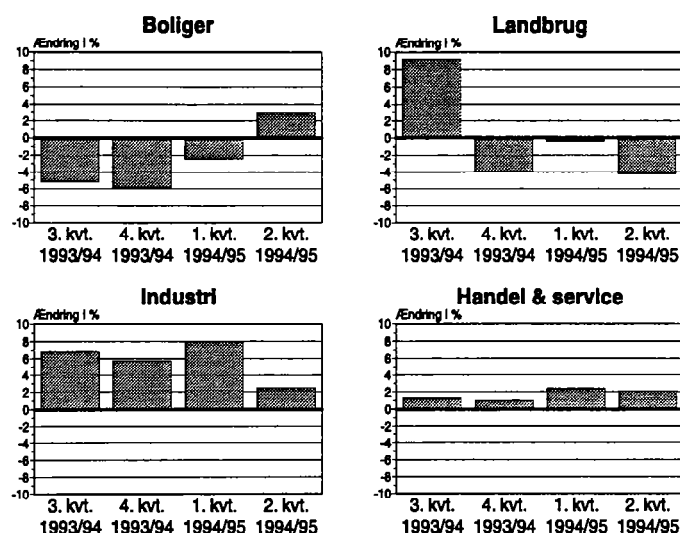
	Rå tal	Vejrkorrigeret	Før DSM
1990	2,0%	3,3%	3,3%
1991	4,0%	2,4%	2,8%
1992	2,5%	1,5%	2,0%
1993	1,3%	1,4%	1,9%
1994	1,5%	2,2%	2,8%
1995		1,8%	2,3%

Tabel 3.1 Vækstrate for total mængde el - leveret til det jysk-fynske område (ab værk) - inkl. enhver form for privat produktion.

Den senest forudgående prognose, UP92, opererede med større vækstrate i 1994/1995. En årsag er, at DSBs elektrificering vest for Storebælt er udskudt til 1997. Tidligere regnede man med, at DSB ville være oppe på fuld eldrift i 1995.

I betragtning af, at Danmark siden 1994 har været inde i en højkonjunktur, er det overraskende lave vækstrater, som antyder underliggende dybe strukturelle og adfærdsmæssige forandringer. Denne fortolkning er berigtiget ved indgående statistiske analyser. I prognoserne anses disse forskydninger for permanente, men her kan fremtiden naturligvis give nye overraskelser. En nøje overvågning af elforbrugets løbende udvikling er det bedste middel til sikring af tidlige varsler.

ELSAM og ELFOR arbejder sammen om at opbygge et "elforbrugspanel" - det vil sige løbende måling på kvartersbasis for et repræsentativt udsnit af forbrugere. Resultaterne er endnu ikke helt pålidelige, men trods dette giver figur 3.2 et indtryk af, hvordan den helt aktuelle elforbrugsudvikling er sammensat.



Figur 3.2 Præliminære resultater fra "ELFOR/ELSAM-elforbrugspanelet". Figuren viser elforbruget hvert kvartal, jf. forbruget samme kvartal et år tidligere (an forbruger, ikke vejrkorrigeret).

3.2 Konjunktursituationen netop nu

Danmark gennemlevede i perioden 1987-1993 den længstvarende lavkonjunktur siden verdenskrigen (initieret af "kartoffelkuren" i 1986). Dette stoppede brat i 1994. Den efterfølgende højkonjunktur udløstes af et boom i privat konsum. Disse forhold betinger, at også højkonjunktoren fremstår med en afvigende struktur, jf. den historisk kendte cyklus.

	Real vækstrate		
	GNP	Privatforbrug	Privatforbrug minus transp.- og turistudgifter
1990	1,4%	0,0%	
1991	1,3%	1,2%	
1992	0,8%	1,1%	0,3%
1993	1,5%	2,4%	3,3%
1994	4,4%	7,6%	4,0%
1995	knap 3%	ca. 2%	

Tabel 3.2 Den økonomiske udvikling i Danmark.

Tabel 3.2 skal tjene til at give indblik i, hvor vi befinder os i den aktuelle konjunkturcyklus.

Den sidste kolonne er medtaget for at vise, at de mange penge, som var i om-løb i 1994, i vid udstrækning gik til indkøb af nye biler - samt udlandsrejser. Dette giver - selvsagt - ikke anledning til vækst i elforbruget.

De angivne vækstrater for 1995 kan forekomme beskedne, jf. eksempelvis officielle udmeldinger, men meget tyder på, luften er gået lidt ud af opsvinget (detailhandelsindeks, konjunkturindeks for industri, det kvartalsinddelte nationalregnskab - og elforbruget). Ved analysen af elforbruget er en helt frisk konjunkturanalyse fra Jyske Bank tillagt nogen vægt (Trend nr. 77, 1995).

3.3 Datakilder vedrørende elforbrug

Kvartersregistrering af elforbrug

Driftsstatistikken fra ELSAMs driftscentral har historisk set leveret den absolut mest nøjagtige overordnede opgørelse af udviklingen i det jysk-fynske elforbrug med en usikkerhed på nogle få promille - og det uanset om man analyserer års-, måneds-, dags- eller kvartersværdier. Ved at måle alt, som sendes ind i ledningsnettet til danske forbrugere, så ved man også - med næsten lige så stor nøjagtighed - hvad forbrugerne modtager. Opgørelser med sådanne karakteristika berettiger meget sofistikerede statistiske tidsrækkeanalyser. Hvert eneste lille udsving i målestørrelsen bringer et nøjagtigt signal om handling et sted ude i forbruger kredsen.

Så enkelt forholder det sig ikke længere.

Fra de private vindmøller og mindre decentrale produktionsanlæg råder ELSAMs driftscentral ikke over kvartersregistreringer.

I et par år har situationen derfor været vanskelig, hvilket blandt andet har betydet, at ELSAM i denne periode ikke har kunnet offentliggøre maksimalbelastninger og lignende (effekt og "benyttelsestid"). Af hensyn til systemdimensioneringen - og af mange andre årsager - er dette uholdbart. Imidlertid står problemet i dag foran sin løsning med etableringen af registersystemet Reg-D.pro. Alle parter, distributionsselskaberne, kraftværkerne og ELSAM, har bidraget hertil ved en iøjnefaldende indsats. I dette nye registersystem indmeldes løbende produktions- og salgsdata på måneds- og kvartalsbasis for ethvert anlæg, som ikke i forvejen registreres i ELSAMs driftscentral. Samtidig er man ved at lægge sidste hånd på arbejdet med udvikling af modeller, der tillader en "oversættelse" af disse registreringer til kvartersværdier - f.eks. for vindmøllerne. Perspektivet er en fuld reetablering af tidsrækker på kvartersbasis af det samlede jysk-fynske elforbrug (samt dets geografiske fordeling).

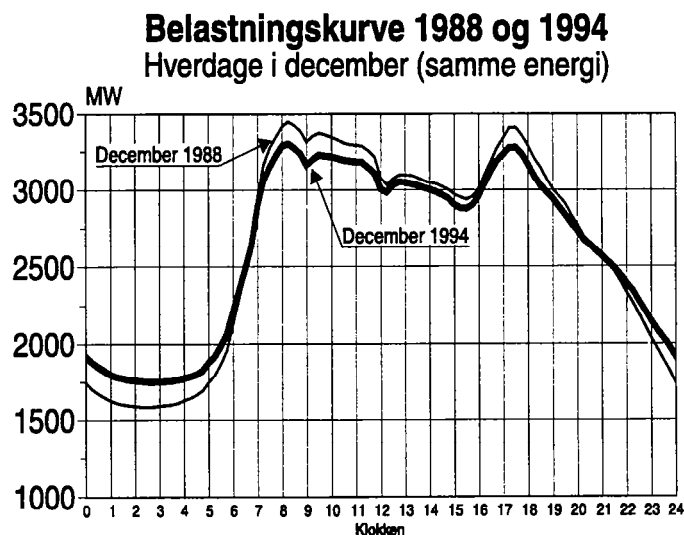
Tabel 3.3 giver et overblik over, hvorfra de overordnede data til analyserne bag den aktuelle elprognose er fremskaffet.

	Kvartersregistreringens sammensætning			Kvartersregistrering i alt	Reg-D.pro	Andre kilder	I alt
	Dec. prod.	Primær anlæg	I alt				
1985	0,0%	100,0%	100,0%	98,0%	0,0%	2,0%	100,0%
1990	1,8%	98,2%	100,0%	96,0%	0,0%	4,0%	100,0%
1991	2,4%	97,6%	100,0%	95,7%	0,0%	4,3%	100,0%
1992	4,6%	95,4%	100,0%	95,0%	4,1%	0,9%	100,0%
1993	6,5%	93,5%	100,0%	94,7%	4,9%	0,4%	100,0%
1994	10,3%	89,7%	100,0%	93,8%	6,0%	0,2%	100,0%

Tabel 3.3 Den aggregerede forbrugsstatistik (ab værk) opdeling på dataregistre. Før 1985 udgør kvartersregistreringen 98,2%. De resterende 1,8% havde et helt regelmæssigt forløb over tid, og produktionen kom i øvrigt kun undtagelsesvis ud på det offentlige elnet (10 industrielle egenproducenter). Helt anderledes forholder det sig med de 6%, som ikke kvartersregistreres i 1994, blandt andet fordi der er tale om et betragteligt indslag af vindkraftproduktion.

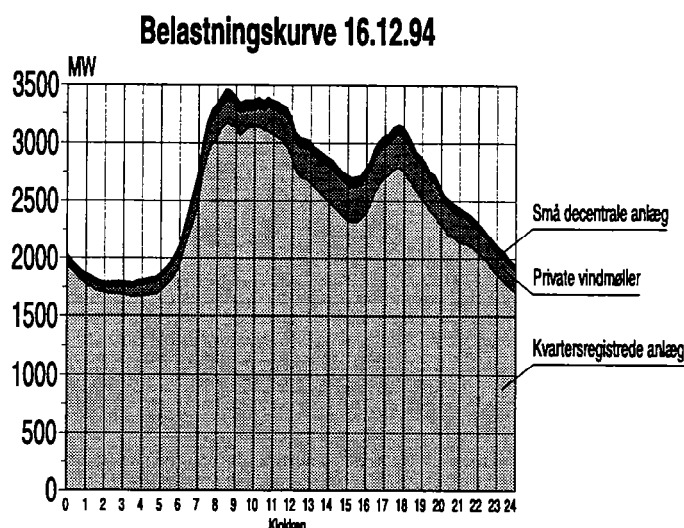
Effektbelastningen

Med reetableringen af den overordnede forbrugsstatistik på kvartersbasis bliver det på ny muligt at studere elforbrugets fordeling over året, ugen og døgnet. Det åbner igen for opsøgning af de maksimale effektbelastninger. Modelerne er endnu ikke helt på plads, men for året 1994 foreligger der nogle foreløbige resultater. Disse resultater viser, at der er indtruffet en betragtelig forskydning i belastningskurverne, siden sådanne tal sidst lod sig opgøre på nogenlunde pålideligt grundlag - sidst i 1980'erne.



Figur 3.3 Sammenligning af den gennemsnitlige døgnbelastningskurve på en hverdag i december i henholdsvis 1988 og 1994 (ikke vejr-korrigeret). Kurverne er normeret således, at der er samme areal under begge kurver.

Forholdene er illustreret i figurene 3.3 og 3.4 ved hjælp af nogle udvalgte eksempler.



Figur 3.4 Belastningens forløb hen over maksimumbelastningsdøgnet december 1994 (16.12.1994 - en fredag, ikke vejrkorrigeret). Figuren viser, hvorledes modellerne for det forbrug, som ikke kvartersregistreres, fungerer. Der har således været nogen vind det pågældende døgn, hvad der fremgår af tillægget for private vindmøller. Uden dette tillæg ville det pågældende døgn ikke have omfattet maksimumbelastningen december i 1994. Kvartersbelastningernes maksimum ville snarere være indtruffet i et døgn med vindstille.

Der er en række forklaringer på fænomenet. Den helt dominerende årsag er den gradvise indførelse af tidsopdelte afregning for større forbrugere. Det er helt tydeligt, at forskydningerne følger tidstariffens perioder. Videre har den længere åbningstid i detailhandlen på det seneste haft en betydning, og en nedsat arbejdstid om fredagen indvirker på forløbet. Endelig kan man formode, at DSM-indsatsen har en overvægt med hensyn til slutanvendelsen "belysning", og netop belysningen har stor betydning på elforbrugets fordeling over døgnet og året. ELFOR/ELSAMs "elforbrugspanel" - jf. afsnit 3.1 - leverer et parallelt bevis: Ved måling ude hos panelets udvalgte forbrugere genfinder man disse forskydninger i forbrugsmønsteret.

Alt i alt vurderes, at det samlede elforbrugs "benyttelsestid" er ændret fra omkring 5.100 timer pr. år i 1980'erne til omkring 5.400 timer pr. år i 1994. Samtidig er der tegn på, at forholdene er ved at stabilisere sig. Der hersker dog fortsat nogen usikkerhed om spørgsmålet. En pålidelig model for effektbelastningen - eksempelvis med temperaturkorrektion - lader sig først reetablere, når modellerne for kvartersbelastningerne er på plads for hele perioden 1988-1993. Dette arbejde pågår.

I prognoserne nedenfor er benyttelsestiden sat til 5.400 timer pr. år i mangel af en egentlig model.

Kategorisering af elforbruget

Opdelingen af elforbrugsstatistikken på forbrugskategorier er en forudsætning for det egentlige prognosearbejde på sektorniveau og slutanvendelsessniveau. Disse tal kan kun tilvejebringes på en måde: Måling ude hos kunderne.

Oplysninger opsamles eksempelvis ude fra distributionsselskabernes afregningsregistreringer (via DEF). Periodeinddelinger og opgørelsesmetoder udviser en vis variation hen over årene og selskaberne imellem, hvorfor der ikke kan stilles helt så stringente krav til nøjagtighed som ovenfor.

Datakilderne bag prognosearbejdets sektormodel resumeres i tabel 3.3.

	Kilder for rådata	Stærke sider	Svagheder	Anvendelse i UP95-prognose
DEFs 35 kategoristatistik	Oplysninger fra samtlige distributionsselskaber.	Komplet opgørelse (det vil sige ikke udsnit).	Usikker kategorisering fra år til år. Ufuldstændig indberetning fra nogle elsselskaber.	ELMODEL-Bolig. ELSAMs service-sektormodel. ELSAMs samlende sektormodel.
National-regnskabs energimatricer	Danmarks Statistiks industritællinger (ca. 3.000 virksomheder) - skiftevis hvert andet eller tredje år.	Meget sikker kategorisering. Overensstemmelse med øvrig økonomisk statistik.	Basisstatistik fra varierende udsnit. Usikker opproportionering. Basisstatistik med huller i tidsrækkerne af varierende varighed. Data foreligger med ca. 3 års forsinkelse.	INDUS-modellen. ELSAMs service-sektormodel.
ELFOR/ELSAMs "elforbrugs-panel"	Kvartersregistrering for forbrugerudsnit. Samtlige storforbrugere > 10 GWh pr. år.	Sikker kategorisering. Nøjagtig periodeafgrænsning. Månedsværdier, tarifperioder m.v.	Projektets økonomi sætter stramme grænser for udsnittets repræsentativitet. Metode under indkøring med første data fra 3. kv. 1994.	Justering af INDUS-modellen for helt aktuel udvikling. ELSAMs samlende sektormodel.
DEFUs fordelingsnøgle for slutanvendelser	ENIBASE. Danmarks Statistiks omnibusundersøgelser. ELDA m.v.	Eneste opgørelse på slutanvendelsesniveau.	Kun et tværsnit (ingen tidsrækker). Basisdata fra udsnit, som ikke er fuldt repræsentativt.	DSM-Plan. Elmodel-Bolig. (ELSAMs statistiske model).

Tabel 3.3 Elforbrugsstatistik, som anvendes i ELSAMs sektormodel.

For god ordens skyld skal det tilføjes, at flertallet af modellerne desuden er baseret på myriader af oplysninger fra andre kilder.

Bilag 3.1 viser, hvordan den jysk-fynske kundegruppe fordeler sig på DEFs elforbrugskategorier og forbrugerstørrelse.

3.4 DSM-Plan 1991-1995 og DSM-Plan 1996-2000

Bilag 3.2 viser på oversigtsform de opgjorte resultater af konkretiserede DSM-programmer for perioden 1991-1995.

Videre gennemgås i kapitel 4 nedenfor, hvordan udsigterne for indsatsen tager sig ud (DSM-Plan 1996-2000). Der er taget højde for resultaterne fra kapitel 4 i elprognoseerne.

DSM-resultat for den samlede periode 1991-2005 er opgjort i bilag 3.3. Hovedresultatet skitseres i tabel 3.4.

	Industri	Offentlig sektor	Handel og privat service	Landbrug og gartneri	Boligsektor	I alt
1995	202	51	45	2	146	446
2000	433	80	109	37	286	945
2005	475	86	118	37	286	1.002

Tabel 3.4 Elbesparelser, som er fratrullet i elforbrugsfremskrivningerne.

Som det ses, ventes der ikke væsentlig vækst i elbesparelserne i tiden efter år 2000.

Det skal forstås i sammenhæng med metoden, hvorefter elprognosen udregnes:

- Først opstilles en elprognose, hvori den *naturlige* udvikling i energieffektivisering indgår som et uadskilleligt element i den bagved liggende elforbrugsstatistik. Datagrundlaget er her dannet ved, at de historiske DSM-resultater er lagt til elforbrugsstatistikken, før prognosemodellerne estimeres.
- Efterfølgende fratrækkes de samlede DSM-resultater såvel i de historiske forløb som i fremskrivningerne.

Som det vil fremgå af kapitel 4, aftrappes virkningen af den konkretiserede DSM-plan efter udløbet af DSM-planperioden - det vil sige efter år 2000. Dels har det elforbrugende udstyr begrænset levetid, og - hvad der er lige så vigtigt - planerne indhentes af den *naturlige* udvikling ("free riders"). Hvis DSM-indsatsen efter år 2000 fortsætter på samme niveau som hidtil, forventes det imidlertid, at niveauet for elbesparelserne lader sig opretholde på langt sigt via nye og endnu ikke konkretiserede elsparetiltag.

DSM-planen er opstillet på basis af elpriser, som indregner de senest vedtagne afgiftsstigninger. Derimod har den knappe tid siden vedtagelsen af CO₂-lovene ikke tilladt en detaljeret udregning af virkningerne af lovpakkens "frivillige aftaler". I stedet er der kompenseret for den samlede virkning af lovpakken ved en metode, som beskrives i det følgende afsnit 3.5.

Generelt skal man være opmærksom på, at rene prisvirkninger - eksempelvis i medfør af stramninger af statsafgifterne på el - ikke indgår i de specifikke opgørelse af elbesparelser i nærværende afsnit. I stedet indgår disse virkninger direkte gennem prognosemodellerne, som alle omfatter formalismer til beskrivelse af prissignalernes indflydelse på elforbruget.

Som man ser af tabel 3.4, leder DSM-Plan 1991-1995 og DSM-Plan 1996-2000 til:

- Samlede elbesparelser af størrelsesordenen 1 TWh - an forbruger.
 - Dette tal kan sammenlignes med det sparemål, som ELSAMs distributionsudvalg satte sig i efteråret 1990: En reduktion af elforbrug i 1998 på 1 TWh pr. år - ab værk (dog ekskl. resultaterne af sparepærekampanjerne). Besparelserne i tabel 3.4 indbefatter besparelser, som ikke var forudset i 1990 - f.eks. elvarmekonvertering (70 GWh). Tabel 3.4 indregner også besparelser i perioden 1991-1995, som elværkerne ikke selv har været ansvarlige for. Elværkernes indsats udgør 310 GWh ud af resultatet på 447 GWh i 1995.
 - Jysk-fynsk elforsynings udgifter til DSM beløb sig til 100 mio. kr. i 1994, mens der er budgetteret med 125 mio. kr. i 1995.

3.5 CO₂-lovpakken 1995

Ved opstillingen af elprognoserne indgår prisvirkningen af den netop vedtagne CO₂-lovpakke. For at udregne priserne har det været nødvendigt at fastlægge skøn over andelene af elvarme, lette processer og energitunge processer i de forskellige erhvervssektorer. Priserne er udregnet ved at se bort fra indgåelse af frivillige aftaler, som ellers i medfør af loven indebærer afgiftsreduktioner.

Ideen er altså, at

- aftalerne får samme virkning som alternativet: afgiftsbetaling.

Dette skøn kan både være for højt og for lavt:

- Aftalerne omfatter kun det produktionsudstyr, som energisynskonsulenterne fatter interesse for.
- Men aftalerne rummer klausuler om tilbagebetalingstider - med fuld afgiftsindregning, som er skrappe end virksomhedernes normale beslutningskriterier omkring den form for investering.

Bag metodevalget ligger også den betragtning, at straffen for ikke at overholde indgåede aftaler består i erlæggelse af fuld afgift.

3.6 Prognoser for elforbrugets udvikling

Formelle prognosemodeller

Fremskrivningen af elforbrug foretages som i tidligere udvidelsesplaner (sidst UP92) ved gensidig afstemning af to indbyrdes principielt uafhængige metoder:

- ELSAMs sektormodel ("bottom up").
- ELSAMs statistiske model ("Box-Jenkins transfer function", "top down").

Prognosemodellerne tilpasses løbende og efter systematiske procedurer til den senest indhøstede viden om elforbrugets helt aktuelle udvikling. Dette er - metodisk set - det centrale element i ELSAM-områdets prognosearbejde. Sådant som modellerne fungerer, så får fortolkningen af udviklingen de seneste par år forud for fremskrivningsperioden en afgørende betydning. Betragtningen fremstår særligt klart i forbindelse med den statistiske model. Det er blandt andet derfor, det er så vigtigt med en meget nøjagtig overordnet statistik.

Formelt er modellerne baseret på den historiske udvikling frem til og med medio 1995. De grundlæggende prognoser fremstår som konsekvenser af den historiske udvikling i elforbruget samt de økonomiske og prismæssige fremskrivninger - suppleret med visse strukturelle forudsætninger om boligbyggeri, erhvervslokalisering m.v.

Den statistiske model er udviklet i begyndelsen af 1980'erne. Det har vist sig at være et stabilt og pålideligt værktøj, som med stor nøjagtighed gengiver elforbruget hen gennem 1980'erne og i begyndelsen af 1990'erne. Modellen er baseret på elforbrugsdata helt tilbage til 1954.

Sektormodellen sammenstykkedes med udgangspunkt i delregnestykker udført med følgende modeller:

- RISØs INDUS-model (industri og landbrug).
- ELSAM/ELFOR/Sjællandssamarbejdets model: ELMODEL-Bolig, udviklet af DEFU (bolig).
- ELSAMs servicesektormodel (offentlig sektor, handel og privat service).
- Fremskrivning for DSBs elektrificering leveres af DSB.

Sektormodellens fremskrivning støtter sig i udgangspunktet 1994/1995 til ELFORs rundspørge i foråret 1995, hvor distributionsselskaberne kontaktede de ca. 1.000 største kunder (> 1 mio. kWh pr. år). Kunderne blev spurgt om deres forventninger til udviklingen i deres elforbrug - underbygget af en række uddybende oplysninger. For industriens vedkommende omfatter denne kundegruppe 80% af forbruget, mens det tilsvarende tal for service m.v. er 24%.

Konjunkturfremskrivning

ELSAM har via Danmarks Statistik gennemført forskellige kørsler med ADAM-modellen, som er den officielle model af dansk økonomi.

Det er valgt at analysere elforbruget med basis i to billeder af dansk økonomi:

- Finansredegørelse 1994/Økonomisk oversigt maj 1995 (Økonomiministeriet).
- Finansredegørelse 1995.

Når fremskrivningen ikke udelukkende baseres på Finansredegørelse 1995, så hænger det sammen med to forhold:

- Finansredegørelse 1995 forelå først hen i september 1995 - det vil sige på et tidspunkt, hvor meget af den tunge del af nærværende prognosearbejde var nær sin afslutning. Det har således kun været muligt at gennemregne *sektormodellen* i detaljer med udgangspunkt i *Finansredegørelse 1994/Økonomisk oversigt maj 1995*. Afstemningen af *sektormodellen* og *den statistiske model* er derfor sket på dette grundlag - med fuldt konsistente forudsætninger.
- Finansredegørelse 1995 er blevet kritiseret af en række fremstående fagøkonomer. Den tegner et meget lyst billede af mulighederne.

Indtil år 2000 er forskellen mellem de to fremskrivninger beskeden, men fremskrivningen efter år 2000 i Finansredegørelse 1995 (aktivitetsvækstrater af størrelsesordenen 3%) bryder med det princip, hvorpå de langsigtede fremskrivninger har være baseret de sidste 10 år (aktivitetsvækstrater af størrelsesordenen godt 1% p.a.). Foruden ønsket om at tegne et lyst billede af den økonomiske udvikling, så er ændringen et udtryk for, at år 2000 efterhånden er ret tæt på. Det erkendes nu, at arbejdsstyrkens beskæftigelsesgrad vokser ind i næste århundrede. Tidligere regnede man med noget nær fuld beskæftigelse ved år 2000. Den økonomiske vækst for landet som helhed blev derfor beskåret i de tidligere analyser, fordi den samlede arbejdsstyrke - beskæftiget eller ikke beskæftiget - falder med henved 2% p.a. på den anden side af årtusindeskiftet.

- Nedenfor er grundlaget for *UP95-referencefremskrivningen* valgt som en balanceret løsning. Der arbejdes ud fra en middelværdi mellem de to nævnte økonomiske fremskrivninger.

Dette valg indebærer en betragtelig højere økonomisk vækst efter år 2000, end der er regnet med i tidligere ELSAM-prognoser. For hele perioden 1996-2005 er der tale om et relativt optimistisk syn - jf. det forgangne tiår. Til støtte for valget kan man citere Søren Jensen, Institutet for Fremtidsforskning (Fremtidsorientering/4, 1995):

"Min tolkning af den økonomiske situation i Danmark, i Tyskland og globalt er, at der p.t. er så stor fremdrift i økonomien, at der er god grund til optimisme. Samtidig er Østeuropa og en række udviklingslande inde i en strukturel opgang. Konjunkturer er som "bølger i vandet", og de stopper ikke uden videre. Vi er efter min mening i starten af en længerevarende konjunkturopgang".

- Sluttelig er elforbruget beregnet svarende til henholdsvis en høj og en lav økonomisk vækst.

Valget af forudsætninger her svarer til de erfaringer, ELSAM har indhøstet over en årrække, og som har efterladt et ret klart billede af de relevante usikkerheder på området.

Nøgletal for alle disse fremskrivninger er sammenlignet i tabellerne 3.6 og 3.7. Tallene år for år fremgår af bilag 3.4.

	Finansredegørelse 1994	UP95 Reference	Finansredegørelse 1995	UP95 Høj økonomisk vækst	UP95 Lav økonomisk vækst
1995-2000	2,9%	2,8%	2,8%	3,1%	1,6%
2000-2005	1,2%	2,0%	2,7%	2,7%	1,2%

Tabel 3.6a Bruttonationalprodukt, årlig realvækst i middel for femårsperioder.

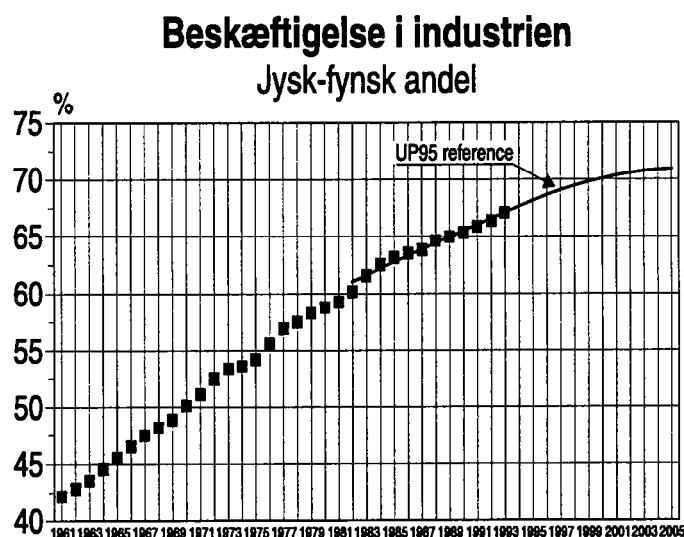
	Finansregulering 1994	UP95 Reference	Finansregulering 1995	UP95 Høj økonomisk vækst	UP95 Lav økonomisk vækst
1995-2000	2,9%	3,1%	3,2%	3,3%	1,8%
2000-2005	1,9%	2,7%	3,5%	3,5%	1,9%

Tabel 3.6b Privat forbrug, årlig realvækst i middel for femårsperioder.

Elprognoserne for de enkelte erhvervssektorer baseres på de detaljerede økonomiske erhvervstabeller, som er udskevet ved hjælp af ADAM.

Øst- og Vestdanmark

Væksten i elforbrug vest for Storebælt har i en årrække ligget over landsgennemsnittet - godt ½% over. Det skyldes dels boligtilgangens struktur, dels lokaliseringen af industriudviklingen og dels selve elforbrugets struktur med større erhvervsandel i ELSAM-området end på Sjælland. Forskydningen kan eksempelvis registreres ved at følge den brøkdel af industribeskæftigelsen, som tilhører det jysk-fynske område - som vist i figur 3.5. Upåvirket af konjunkturcyklus m.v. vokser denne brøkdel helt regelmæssigt med knap et procentpoint pr. år.



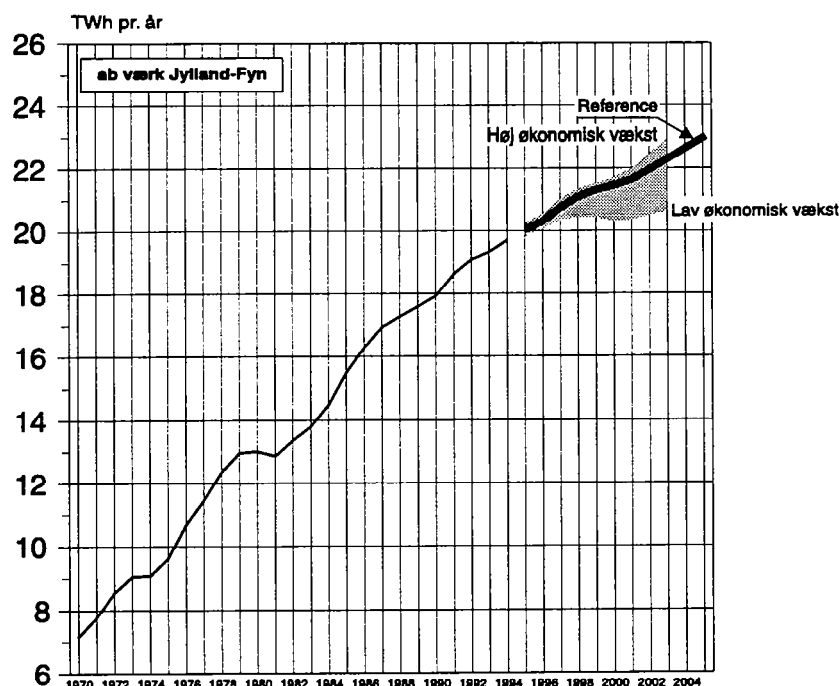
Figur 3.5 Den samlede beskæftigelse i jysk-fynsk industri - jf. de tilsvarende tal på landsplan.

Disse tendenser antages at fortsætte, og prognosemodellerne tager specifikt hensyn til de nævnte forhold. Tilkomsten af Øresundsbroen kan naturligvis forårsage et "trendbrud", men der er jo også en Storebæltsforbindelse at tage i betragtning - måske som modvægt.

UP95-fremskrivninger

Alle fremskrivningerne omfatter al elproduktion leveret til jysk-fynske forbrugere (ab værk og an forbruger), uanset hvem og hvordan der produceres. Man skal være opmærksom på, at i alle tidligere ELSAM-prognoser (til og med UP92) opgjorde man kun leverancerne fra ELSAM-fælleskabet + Randers, når tallene blev vist ab værk.

Referenceprognosen fremgår af bilag 3.5, og sammenligningen med prognoserne svarende til høj og lav økonomisk vækst er vist i bilag 3.6 og figur 3.6. Elsalget til de forskellige forbrugerkategorier er oplistet i bilagene 3.7 og 3.8. Tallene er i tabel 3.7 sammenlignet med ELFORs rundspørge til de store kunder (jf. afsnittet "Formelle prognosemodeller").

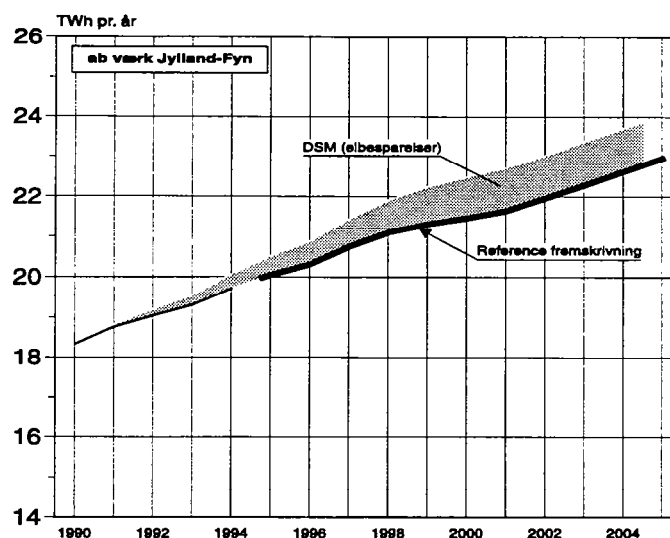


Figur 3.6 UP95-referencefremskrivningen. Figuren viser samtidig de fremskrivninger, som udregnes ved henholdsvis høj og lav økonomisk vækst.

	Industri	Service
Referencefremskrivning	4,9%	1,5%
ELFORs rundspørge, forår 1995	5,3%	0,9%

Tabel 3.7 Sammenligning af vækstrater for elforbrug fra 1994 til 1995. ELFORs rundspørge omfatter svar fra 3/4 af industrien og 1/4 af servicesektoren.

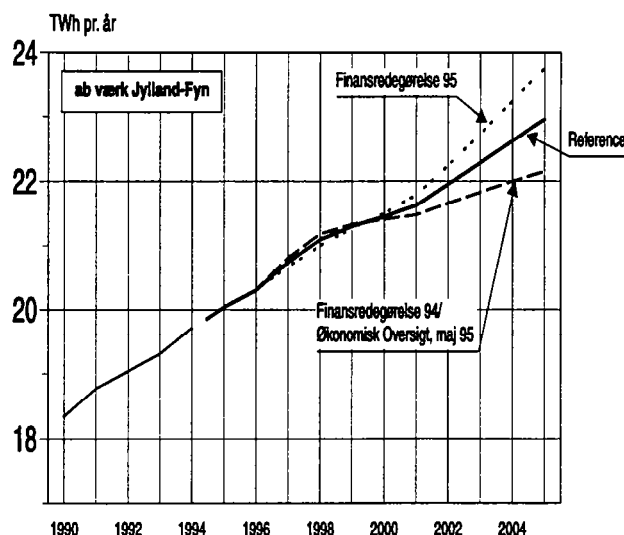
Figur 3.7 viser DSM-aktiviteternes betydning for referenceprognosen.



Figur 3.7 Virkningen af elspareindsatsen (ekskl. rene afgiftsvirkninger). Figuren viser, hvor meget højere elprognosen ville have været uden disse aktiviteter.

Sammenligning med Finansredegørelse 1994 og Finansredegørelse 1995

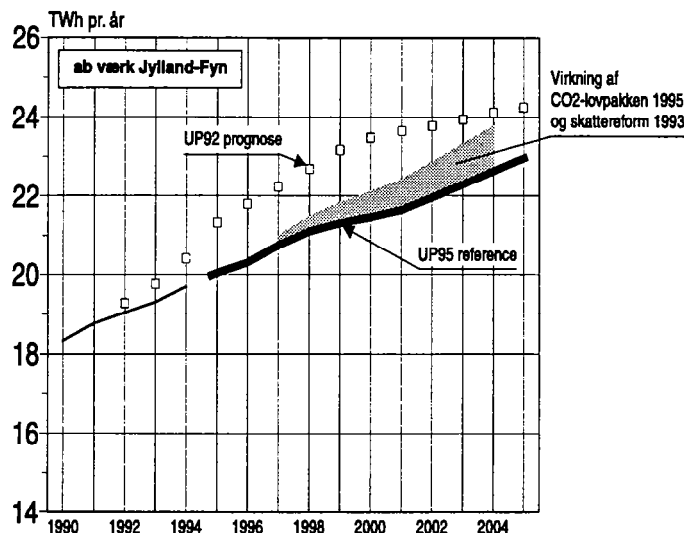
Figur 3.8 illustrerer forløbet af referencefremskrivningen i forhold til de fremskrivninger, som de økonomiske forudsætninger i henholdsvis *Finansredegørelse 1995* og *Finansredegørelse 1994/Økonomisk oversigt maj 1995* leder til. Tilsammen giver figur 3.6 og figur 3.8 et indtryk af de prognoseusikkerheder, som den økonomiske udvikling giver anledning til.



Figur 3.8 Jævnførelse af referencefremskrivningen med de fremskrivninger, som udregnes ud fra de økonomiske forudsætninger henholdsvis *Finansredegørelse 1995* og *Finansredegørelse 1994/Økonomisk oversigt maj 1995*.

Sammenligning af UP95- og UP92-referencefremskrivningerne

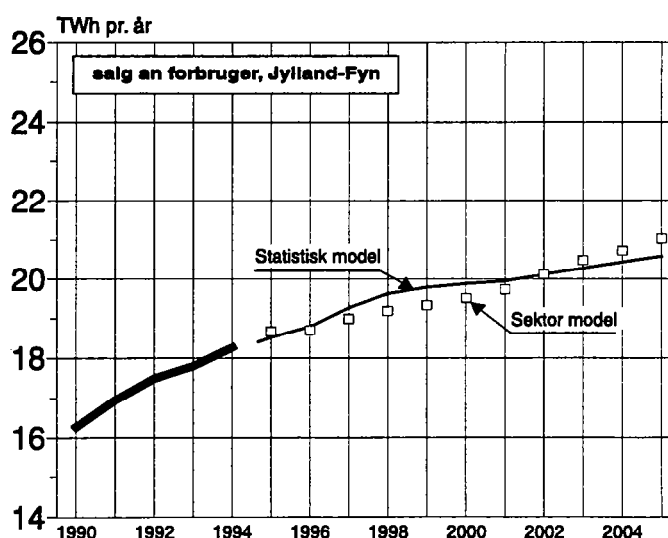
I figur 3.9 vises forløbet af den nye referencefremskrivning jf. UP92. Der er ikke gennemført en gennemgribende prognoserevision siden foråret 1992. Til støtte for sammenligningen vises også den forventede virkning af afgiftsstigningen i medfør af Skattereform 1993 og CO₂-lovpakken, forår 1995. Ved sammenligning skal man erindre forsinkelsen af DSBs elektrificering.



Figur 3.9 Sammenligning af UP95-referencefremskrivningen med UP92-fremskrivningen.

Sammenligning af den statistiske model og sektormodellen

Figur 3.10 viser sammenkædningen af den statistiske model og sektormodellen. Som nævnt kan denne sammenligning desværre kun gennemføres i detaljer på basis af de økonomiske forløb i *Finansredegørelse 1994/Økonomisk oversigt maj 1995*.

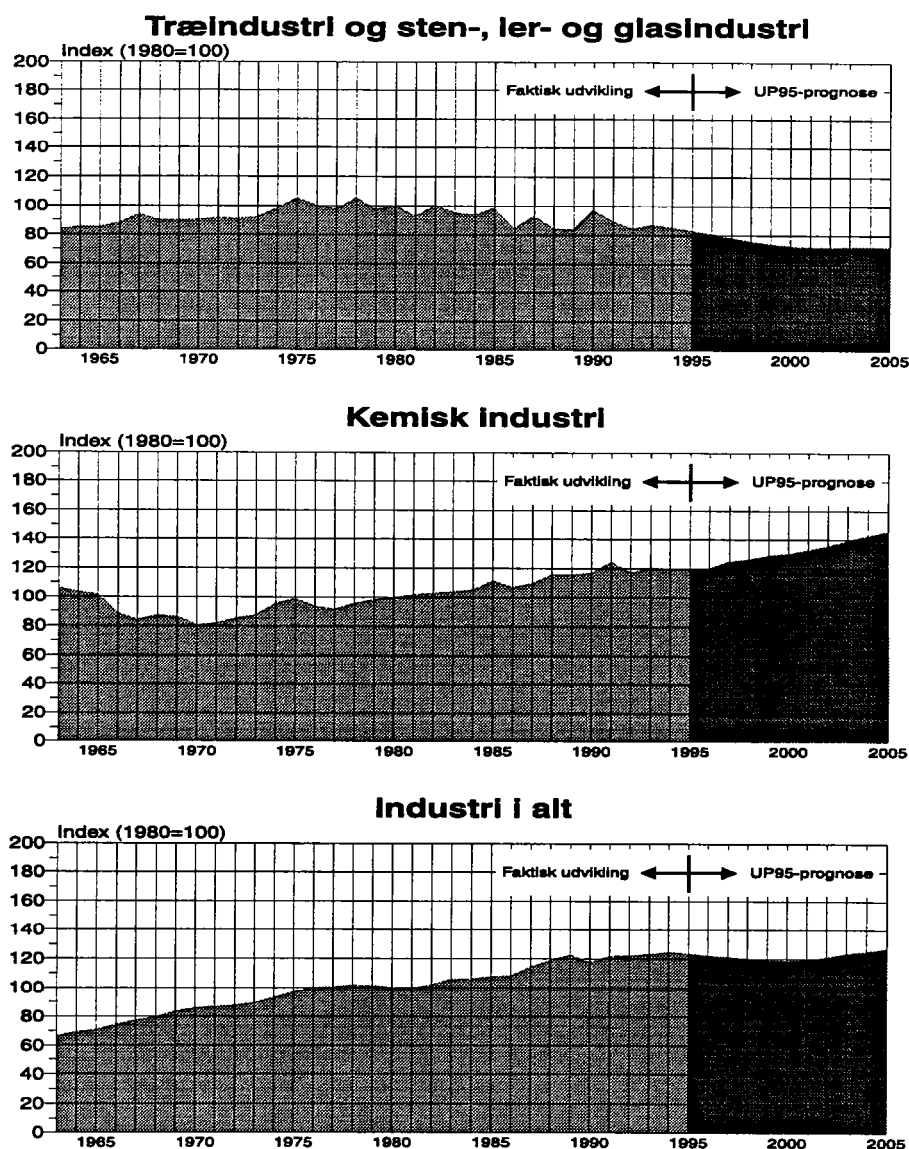


Figur 3.10 Sammenligning af "den statistiske model" og "sektormodellen". Økonomiske forudsætninger: *Finansredegørelse 1994/Økonomisk oversigt maj 1995*.

Som man ser, slynger kurverne sig lidt ud fra hinanden. Forklaringen ligger primært i de indbyrdes afvigende måder, hvorpå elprisindvirkningen modelleres ved de to metoder. Virkningen slår hurtigt igennem i *sektormodellen* og i starten mere forsigtigt - men på langt sigt kraftigere - i *den statistiske model*.

- Det sidstnævnte forløb svarer bedst til de historiske erfaringer, men kompleksiteten af specielt CO₂-lovpakken er uden historisk fortilfælde. Ingen kan i dag vide, hvilket af de to forløb, som bedst beskriver lovindgrebene. Derfor bliver det interessant at følge elforbrugets udvikling hen gennem 1996 meget tæt.

Figur 3.11 giver indtryk af, hvordan sektormodellen fungerer længere ned i detaljerne.

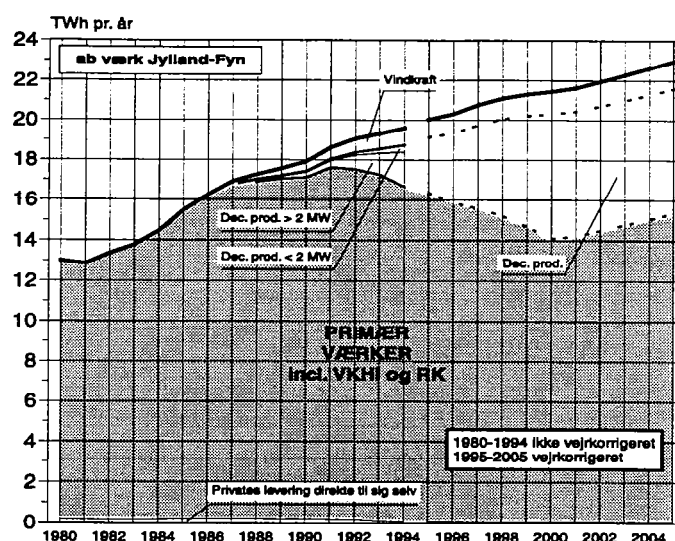


Figur 3.11 Elforbrug pr. produceret vareenhed i forskellige sektorer (sektorens elforbrug - før DSM - divideret med sektorens produktionsværdi). Hele landet.

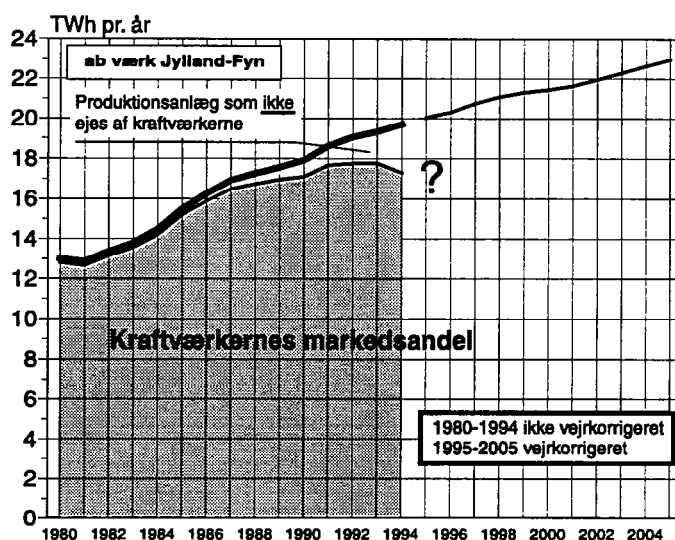
ELSAM-fællesskabets markedsandel

Figurene 3.12 og 3.13 illustrerer de potentielle muligheder for forløbet af henholdsvis de store kraftværkers og ELSAM-fællesskabets markedsandele - set i historiens perspektiv. Forløbene er vist under forudsætning af, at der ik-

ke indgås flere vindmølleaftaler, og tilskuds-/afregningsforholdene fastholdes på dagens gunstige niveau.



Figur 3.12 Primærværkernes markedsandel. Forudsætning pr. 1. oktober 1995: Der indgås ikke flere vindmølleaftaler, og tilskuds-/afregningsforholdene fastholdes på dagens gunstige niveau.



Figur 3.13 De kraftværksejede produktionsanlægs markedsandel.

3.7 Kan man stole på prognoserne?

En let forståelig metode til at analysere prognoseusikkerheden på består i at sammenligne prognoser udarbejdet på forskellige tidspunkter hen over en årrække med det efterfølgende konstaterede forbrug¹.

- Ved langsigtede prognoser hører det imidlertid til sjældenhederne, at den oplagte kontrol gennemføres.

¹ Metodisk bygger den statiske model i virkeligheden direkte på sådanne betragtninger, og de spredninger, som indgår i modelestimationen, støtter faktisk de empiriske resultater, som illustreres i afsnit 3.7.

Der er klare "tekniske" vanskeligheder, fordi man sjældent kan fastholde kontinuitet i metoder og arbejdsgange hen over tilstrækkeligt lange åremål, således at de nødvendige data til systematiske analyser kan opsamles. Uden en sådan kontinuitet bliver resultatsammenligningen meningsløs.

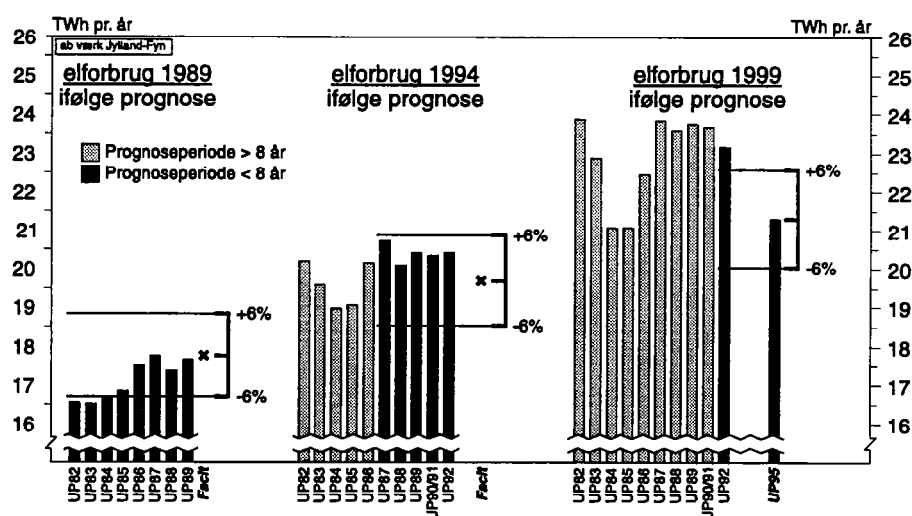
ELSAMs fremskrivningsmetode har imidlertid fastholdt grundprincipperne siden 1982, hvorfor man nærmer sig det tidspunkt, hvor denne form for grundlæggende kontrol begynder at blive meningsfuld.

Figur 3.14 illustrerer, med hvilken succes - eller mangel på samme - det er lykkedes at opstille prognoser². Samtlige udviklingsplaner siden udviklingsplan 1982 er inddraget. 1982 var det år, den statistiske model første gang blev bragt i anvendelse i sin nuværende form.

Konklusion:

- Et usikkerhedsbånd på 6% er relevant med en 8-års-fremskrivningshorisont. Den statistiske models struktur og parametre dokumenterer, at succes med fremskrivning ud over disse 8 år bedst karakteriseres som "held snarere end forstand".

Specielt hvad angår UP95-tallene, så skal man være opmærksom på, at der er gået 3½ år, siden der sidst udarbejdedes denne form for prognoser, mens der kun er et år mellem de øvrige fremskrivninger. Netop denne periode har været karakteriseret ved målrettede forsøg på at ændre på relationerne mellem energiforbruget og samfundsudviklingen i almindelighed. Derfor kan det i nogen grad ses som et udtryk for den energipolitiske hensigt, når figuren antyder et mindre spring fra UP92 til UP95 - jf. "facit 1994" samt prognoserne for 1999.



Figur 3.14 Prognoseusikkerhed. Indbyrdes sammenligning er reference-fremskrivningerne fra de forskellige udviklingsplaner, som er blevet udarbejdet siden 1982. Facit for 1989 og 1994 angiver de registrerede leverancer - vejrkorrigeret.

En analog figur har tidligere været præsenteret - senest i UP92. Ved sammenligning med figur 3.14 skal man være opmærksom på, at de tidligere figurer var baseret på leverancerne alene fra ELSAM-fællesskabet plus Randers Kommunale Elværk, mens analysen nu omfatter de samlede elleverancer til det jysk/fynske område.

4. DSM - Referenceplan 1995

I nærværende afsnit fremdrages hovedresultaterne fra den udarbejdede "DSM-plan 1995". Afsnittet beskriver de metodemæssige overvejelser, der er gjort, og hovedresultaterne for kortlægningen af elforbruget og sparepotentialer i DSM-planen fremhæves.

Elvarmekonvertering og energirådgivning til de større kunder er særskilt fremhævet i to temaafsnit 4.2 og 4.3. Elvarmekonverteringen berettiger en fremhævelse i DSM-planarbejdet, idet den medtages i den samlede besparelsesramme i DSM-planperioden 1996-2000 til trods for, at den beregningsteknisk er samfundsøkonomisk urentabel.

Energirådgivningen til de større kunder er ligeledes fremhævet, idet det fortsat udgør en hovedhjørnesten i elselskabernes samlede spareindsats.

4.1 DSM-planen

4.1.1 Indledning

DSM-arbejdet er ansvarsmæssigt organiseret af ELFORs Chefudvalg, der har nedsat en IRP-ressourcegruppe, der i samspil med ELFOR har forestået arbejdet.

IRP-ressourcegruppen har i dialog med distributionsselskaberne indhentet forslag til DSM-programmer, der har dannet baggrund for den samlede DSM-plan 1995.

De enkelte DSM-tiltag er nærmere beskrevet i rapporten "DSM-plan 1995" samt de tilknyttede dokumentationsrapporter for DSM-plan 1995 - del I og II.

4.1.2 Metodeovervejelser

Metodemæssigt har IRP-ressourcegruppen fra starten valgt at lægge sig op ad de værktøjer, der blev præsenteret i det afsluttede IRP-projekt "Fra ide til værktøj".

I forbindelse med analyser på et DSM-program anvendes de såkaldte IRP-testkriterier - samfundsøkonomi, privatøkonomi, elselskabernes ressourceanvendelse og påvirkning af elprisen. IRP-testkriterierne anvendes til på en systematisk måde at vurdere DSM-programmernes økonomi, idet der ses på indtægtssiden og udgiftssiden ud fra forskellige synsvinkler - privatøkonomisk, elselskabets og samfundets synsvinkel.

IRP-teststørrelserne danner baggrund for opstilling af et "kasseregnskab", som symboliserer, hvordan pengestrømmene er mellem de forskellige aktører - forbrugeren, elselskabet, staten og samfundet ved et aktuelt DSM-program. Endvidere udregnes der programnøgletal for DSM-programmerne for at gøre disse mere sammenlignelige. De programnøgletal, der anvendes, er "elsidens ressourceanvendelse", "påvirkning af elprisen" og "samfundsøkonomi".

Til analysebrug er udviklet et DSM-regneark og brugervejledning, hvoraf de enkelte sammenhænge fremgår. Endvidere er benyttet den i IRP-projektet anvendte beregningsmodel COMPASS til analyserne vedrørende elvarmekonvertering og energirådgivning til de større kunder.

4.1.2.1 Tekniske sparepotentialer og realiserbare sparepotentialer

Et væsentligt element i en DSM-plan er opgørelse af potentialer over elbesparelser. Der skelnes ofte mellem tekniske/økonomiske besparelser og realiserbare besparelser ud fra en model, hvor de tekniske sparepotentialer omfatter alle mulige nutidige (markedsførte) og fremtidige (ikke markedsførte)

spareteknikker. De tekniske besparelser bliver således vurderet uden nogen form for økonomiske bindinger, hvilket er interessant i en situation, hvor det udviklingsmæssige aspekt skal belyses.

I IRP-opgavebrevene, der er tilgået distributionsselskaberne, er særskilt efterspurgt de tekniske sparepotentialer, hvorimod elsektoren gennem tiderne primært har koncentreret sig om de realiserbare sparepotentialer.

I DSM-plan 1995 tages der udgangspunkt i den metodik, der blev præsenteret i IRP-projektet. Metoden bygger på, at forbrugeren er suveræn i sine valg ud fra de forudsætninger, han tilbydes, hvilket fører frem til, at forbrugssiden beskrives som markedsrespons i konkrete situationer og under indflydelse af specificerede virkemidler. (Begrebet markedsrespons er nærmere beskrevet i afsnit 2 "Væsentlige forudsætninger").

De tekniske sparepotentialer beskæftiger sig alene med de tekniske/økonomiske forhold på kundesiden af elmåleren. Der er tale om en samlet opregning af teoretiske elsparemuligheder, hvor den væsentlige forskel til realiserbare sparepotentialer er, at igangsætterne af spareindsatsen ikke er identificeret, og virkemiddelomkostninger indgår ikke. Typisk er der ikke indregnet nogen udgifter til kortlægning, programdesign, markedsføring, analyser, projektering m.v.

En total opregning af det tekniske sparepotentiale kræver kendskab til samtlige DSM-teknologier, der findes på markedet, og det giver næsten sig selv, at denne opgave, såfremt den skulle løses fuldkomment, vil tage for lang tid i forhold til det virkelige interessante - en plan for realisering af elbesparelser. I denne sammenhæng kan henvises til Energistyrelsens afdækning af tekniske sparepotentialer, der kan danne udgangspunkt for iværksættelse af realiserbare potentialer.

I IRP-projektet forklares, hvordan DSM-teknologier kobles sammen med virkemidler til DSM-programmer samt disses sammenstilling til DSM-planer, hvorved overgangen fra tekniske sparepotentialer til markedsbestemte realiserbare potentialer er etableret.

I arbejdet med opstilling af DSM-planen tages der udgangspunkt i "dagens situation" (gældende teknologier, marginalpriser, afgifter, markedsforhold m.v.), og IRP-testkriterierne bringes i anvendelse som prioriterings- og dimensioneringsværktøj.

Den udarbejdede DSM-plan er derfor opstillet som en referencesituation, og der er ikke foretaget en afvejning op mod produktionssiden. Denne afvejning foretages først i afsnit 10, hvor elementer som decentral kraftvarme og vind også indgår for at udregne "IRP-balancepunktet".

De tekniske sparepotentialer for de DSM-programmer, der indgår i DSM-planen, fremgår indirekte af det enkelte programs design (dokumentationsrapporter til DSM-plan 1995, - del I og II).

For at tilgodese myndighedernes ønske om en opgørelse af tekniske sparepotentialer, er disse sammenstillet i afsnit 4.4.2. Det skal dog præciseres, at tekniske sparepotentialer kun kan adderes direkte, når de forskellige programmers "tilgængelige marked" ikke overlapper indbyrdes. Ved kun at fremdrage det tekniske sparepotentiale, der indgår i DSM-programmerne, er der således også sket et fravalg af nogle af de områder, der, set ud fra en markeds-mæssig vurdering ved betragtning af virkemiddel-/markedsresponsforholdet, ikke er attraktive.

Ud fra betragtningerne om, at markedsrespons er et væsentligt element, er DSM-planen opstillet under iagttagelse af, at primært IRP-testkriteriet "privatøkonomi" er tilfredsstillende. Endvidere iagttages også "samfundsøkonomi" og "elsidens ressourceanvendelse".

4.1.3 Kortlægning af elforbruget

Ifølge opgavebrevene er der krav til en kortlægning af elforbruget for det enkelte distributionsselskab. Denne opgave er delegeret til DEF, som udfører en kortlægning efter 35-kategoriseringen ud fra selskabernes indmeldinger.

Det enkelte selskabs kortlægning af elforbruget i 1994 efter DEFs 35-kategoriinddeling fremgår detaljeret af DSM-plan 1995.

4.1.3.1 Samlet kortlægning opgjort på hovedkategorier

Den samlede opgørelse af kortlægningen af elforbruget 1994 i Jylland/Fyn-området fordeler sig som følger på hovedkategorierne:

Hovedkategori	GWh
Boliger	4.993
Landbrug og gartneri	2.190
Fremstillingsvirksomhed, industri	6.246
Handel og service	2.617
Offentlige foretagender	2.027
Andet (gade- og vejbelysning, elektriske baner)	213
I alt	18.286

Tabel 4.1 Elforbruget 1994 opgjort på hovedkategorier.

Det detaljerede talmateriale fra kategoriseringen af elforbruget indgår som en af de datakilder, der anvendes til prognosearbejdet. Kategoriseringen anvendes endvidere også i forbindelse med markedsbeskrivelserne ved design af de enkelte DSM-programmer.

4.1.3.2 Kortlægning af elforbruget opgjort på slutanvendelser

En anden opgørelsesmetode, der især har interesse ved design af DSM-programmer, er opgørelse på slutanvendelser. Opgørelsen på slutanvendelser for de større forbrugere kan skaleres ved hjælp af de indrapporteringer, som distributionsselskabernes energirådgivere foretager til ENIBASE. Skaleringen af slutanvendelser på boligområdet foretages ved hjælp af Danmarks Statistiks omnibusundersøgelser, der danner baggrund for modelværktøjet ELMODEL-bolig.

Ud fra ENIBASE og ELMODEL-bolig kan opstilles følgende fordeling af elforbruget opgjort på slutanvendelser:

El-anvendelse	Land-brug	Gart-neri	Indu-stri	Byg og anlæg	Han-del	Ser-vice	Of-fentlig	Vejbe.	I alt
Belysning	157	201	520	26	419	268	573	212	2.376
Diverse	240	7	702	10	186	131	193	0	1.469
Elektronik	4	1	76	0	24	84	137	0	326
Elvarme	467	1	46	4	33	49	103	0	703
Køling	23	6	510	0	564	94	73	0	1.270
Motorer	264	6	1.850	85	77	49	153	0	2.484
Procesvarme	70	0	580	0	29	74	112	0	865
Pumpning	215	8	450	0	14	48	368	0	1.103
Spec. blæser	2	0	32	0	0	0	36	0	70
Trykluft	5	9	677	14	32	15	57	0	809
Ventilation	490	4	816	16	104	159	229	0	1.818
I alt	1.936	243	6.259	156	1.483	971	2.033	212	13.293

Tabel 4.2a Fordeling af elforbrug på hovedkategorier og slutanvendelser GWh (uden boliger).

Elanvendelse	Lejligheder	Parcelhuse	Fællesforb.	Fritidshuse	I alt
Køl/frys	193,0	684,7	0,0	25,0	902,7
Elkomfurer	132,6	516,5	0,0	20,0	669,1
Vaskeapparater	55,4	576,2	110,0	15,0	756,6
Opvarmning	84,9	871,6	50,0	200,0	1.206,5
Lys	104,5	443,1	50,0	25,0	622,6
Andet	176,1	617,1	17,0	26,0	836,2
I alt	746,5	3.709,2	227,0	311,0	4.993,7

Tabel 4.2b Fordeling af elforbrug på hovedkategorier og slutanvendelser GWh (boliger).

4.1.4 Resultater af DSM-planarbejdet

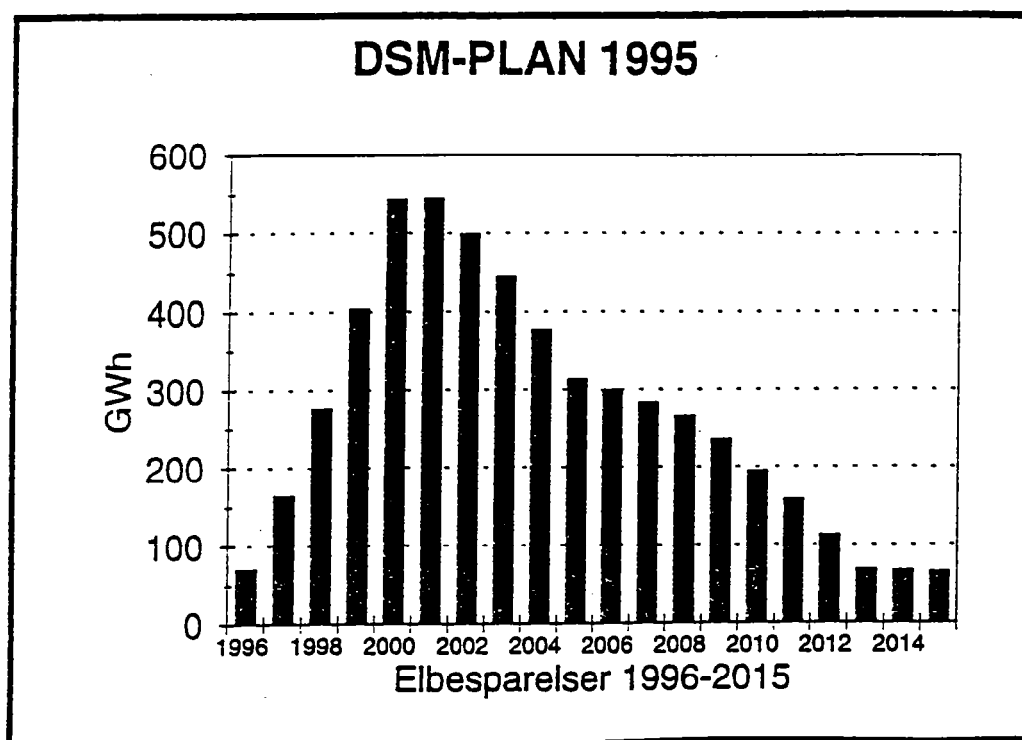
Den samlede ramme for DSM-plan 1995 er opgjort til 79 GWh i opstartsåret 1996 for planen voksende mod 544 GWh i år 2000. De analyserede programmer, der er fundet attraktive for DSM-planen, fordeler sig som vist i tabel 4.3.

DSM-program	Elbesparelser GWh	
	1996	2000
Kampagner	12	58
Informative elregninger	5	48
Pakkelsninger til elopvarmede huse	1	11
Energirådgivning 20-100 MWh	7	40
Energirådgivning > 200 MWh	35	225
Konvertering af elvarme	7	40
Energirådgivning 100-200 MWh	2	12
Energistyring	2	20
Rådgivning ved nyanlæg	0	90
I alt	79	544

Tabel 4.3 DSM-programmer.

DSM-programmerne, der er opgjort i hovedområderne: kampagner, informative elregninger, elbesparelser i elvarmehuse, energirådgivning 20-100 MWh, energirådgivning større end 200 MWh og konvertering af elvarme, er nærmere dokumenteret i DSM-plan 1995. Elvarmekonvertering og energirådgivning til de større forbrugere er endvidere også, som tidligere nævnt, behandlet i nærværende afsnit 4.2 og 4.3.

Ud fra de pågældende programmer i DSM-plan 1995 udvikler elbesparelserne i årene 1996-2015 sig som vist i figur 4.1.



Figur 4.1 Elbesparelser i perioden 1996-2015.

Grafen udtrykker udelukkende forløbet af elbesparelser som følge af DSM-programmer, der iværksættes ifølge DSM-planen, og tager således ikke højde for eventuelle indsatsområder, der påregnes iværksat efter planens toppunkt i år 2000.

Det må dog antages, alt efter den markedsmæssige og energipolitiske situation, at niveauet fastholdes og eventuelt søges udbygget med de kommende års DSM-planer, der lovgivningsmæssigt er fastlagt til hvert andet år.

4.1.4.1 DSM-plan opgjort pr. hovedprogram og pr. hovedkategori

DSM-planens opgørelse pr. hovedprogram og den tilsvarende opgørelse pr. hovedkategori fremgår af de følgende to tabeller.

DSM-plan opgjort pr. hovedprogram er vist i tabel 4.4.

DSM-programmer (besparelse i GWh)	1996	1997	1998	1999	2000
Kampagner	12	25	32	45	58
Informative elregninger	5	12	22	33	48
Elbesparelser i elvarmehuse	1	3	5	8	11
Elvarmekonvertering	7	15	29	36	40
Rådgivning 20-100 MWh	7	15	23	31	40
Rådgivning > 200 MWh	35	76	122	173	225
Rådgivning ved nyanlæg	0	10	28	55	90
Energistyring	2	5	9	14	20
Rådgivning 100-200 MWh	2	4	7	9	12
I alt	71	165	277	404	544

Tabel 4.4 DSM-plan opgjort pr. hovedprogram.

DSM-plan opgjort pr. hovedkategori er vist i tabel 4.5.

DSM-programmer (besparelse i GWh pr. hovedkategori)	1996	1997	1998	1999	2000
Boliger	24	54	93	118	145
Landbrug/gartneri	3	8	15	24	35
Industri	31	71	115	182	256
Handel/service	9	22	37	54	73
Offentlige foretagender	4	10	17	26	35
I alt	71	165	277	404	544

Tabel 4.5 DSM-plan opgjort pr. hovedkategori.

De enkelte års opgørelser udgør den samlede besparelsesramme, som DSM-planen repræsenterer. Denne ramme er i DSM-plan 1995 nedbrudt som delmål for de enkelte distributionsselskaber.

I forlængelse heraf skal anføres, at kampagnetiltag målrettet boligkunderne koordineres gennem ELFORs chefudvalg. Det samlede besparelspotential, der løses i fælles regi er således 12 GWh i 1996 voksende mod 58 GWh i år 2000, som det fremgår af førnævnte tabel "DSM-plan opgjort pr. hovedprogram".

4.1.4.2 Tekniske sparepotentialer

Det tekniske sparepotential for DSM-planen ved en "over night"/forceret udskiftningsituation er ca. 3 TWh. Der er her tale om den maksimale besparelse uden hensyn til markedsmekanismer (unwillingness, tilbagebetalingstider, virkemidler) og teknologiske levetider.

Hvis udskiftningen derimod sker naturligt som følge af de teknologiske levetider og stadig uden hensyn til markedsmekanismer, er besparelspotentialet det første år på ca. 735 GWh og i år 5 på knap 2 TWh.

Der er med andre ord tale om en helt anden sum af besparelser i forbindelse med tekniske sparepotentialer end de realiserbare besparelser, jf. DSM-planen (71 GWh år 1996 og 544 GWh år 2000).

4.1.4.3 Elsidens omkostninger for DSM-planen

Elsidens ressourceanvendelse ved gennemførelse af de forskellige programmer fremgår detaljeret af DSM-plan 1995.

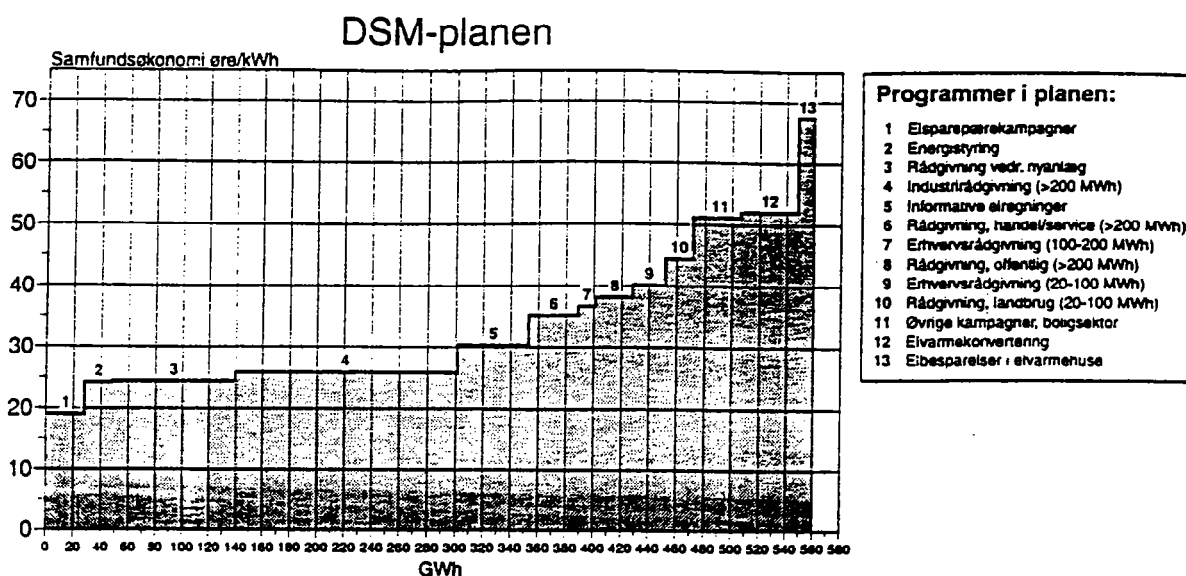
Det fremgår, at det samlede omkostningsniveau for DSM-planen i gennemsnit over de næste fem år er 0,62 øre/kWh ved 18,2 TWh (1994-forbruget). Ifølge "10. marts-opfølgningen", (notat ED95-058d, "Jysk/fynsk elforsynings elbesparelser i 1994/1995") har de jysk/fynske elselskaber budgetteret med et omkostningsniveau på 0,67 øre/kWh i 1995. Tallene er dog ikke sammenlignelige, idet der i de 0,67 øre/kWh indgår midler til demonstrationscentre, undervisning, generel information/koordinering samt udvikling og koordinering. Disse områder indgår ikke i den opstillede DSM-plan.

Ifølge "10. marts-opfølgningen" kan disse tiltag beregnes til 0,22 øre/kWh ved 18,2 TWh.

4.1.4.4 Samfundsøkonomisk pris for DSM-planen

Figur 4.2 giver et samlet overblik over de samfundsøkonomiske priser for de programmer, der indgår i planen. Samtidig med prisen kan man se besparelsens størrelse på x-aksen. Det skal her nævnes, at den samlede besparelse (i dette tilfælde 560 GWh) er inkl. sparet nettab på lavspændingsnettet og 10 kV-nettet. Der er med andre ord regnet tilbage til 10 kV-skinen.

Det illustreres her tydeligt, at sparepærekampagner og energirådgivning (o.-lign.) for kunder > 200 MWh giver de billigste besparelser. I den anden ende af skalaen ligger elvarmekonvertering og andre besparelsetiltag for elvarmeboliger.



Figur 4.2 Samfundsøkonomiske omkostninger ved DSM-programmerne.

4.1.5 Delkonklusion

En af Chefudvalget nedsat IRP-ressourcegruppe har koordineret distributions-selskabernes DSM-arbejde. Arbejdet er nærmere dokumenteret i "DSM-plan 1995".

Alle delområder og den samlede plan er dimensioneret via IRP-testkriterier, der opgør indtægter og udgifter fra de forskellige synsvinkler - forbrugeren, elseskabet, staten - og herudfra opstiller samfundsøkonomien for DSM-programmerne.

DSM-programmerne er opstillet ud fra anslåede markedsmodeller for kundernes respons på de pågældende tiltag. Der lægges i DSM-planen stor vægt på realistiske og gennemførlige besparelspotentialer ud fra markedssituationen.

Hovedområderne i DSM-planen er kampagner, informative elregninger, elbesparelser i elvarmehuse, elvarmekonvertering, rådgivning til erhvervsliv og institutioner samt rådgivning omkring nyanlæg og energistyring.

Den samlede gennemsnitlige årlige udgift til DSM-planen er af størrelsesordenen 112 mio. kr. svarende til en ressourceindsats på 0,62 øre/kWh.

DSM-planens samlede resultat beløber sig til en reduktion af elforbruget på 544 GWh i år 2000 (an forbruger). Den samlede besparelsesramme er i DSM-planen opdelt som delmål for de enkelte selskaber.

Det tilsvarende tekniske sparepotentiale inden for DSM-planens hovedområder er opgjort til ca. 3.000 GWh.

DSM-planen betragtes som en referenceplan, idet den er udregnet ud fra dagens priser, afgifter, teknologier m.v. I afsnit 10 vægtes denne referenceplan op imod decentral produktion og vind for at vurdere IRP-balancepunktet.

4.2 Tema om elvarmekonvertering

I juni 1994 offentliggjorde Energistyrelsen rapporten "Arbejdsgruppen vedrørende konvertering af elopvarmede bygninger til fjernvarme og naturgas". Forudsætninger m.v. til rapportens undersøgelser var fastlagt i en arbejdsgruppe med repræsentanter for el-, gas- og fjernvarmeforsyning.

Til nærværende IRP95-plan er der foretaget en fornyet vurdering af elvarmekonvertering. Analysen er på en række punkter udvidet i forhold til Energistyrelsens undersøgelse:

- Efter offentliggørelsen af Energistyrelsens rapport blev der foretaget en række uddybende analyser, herunder spørgsmålet om elvarmens effekt-værdi, overløb og dets betydning for resultatet, CO₂-udledning samt konverteringsfaktorer. Resultatet af disse analyser er inddraget i nærværende undersøgelse.
- Samtlige forudsætninger er revurderet og opdateret, herunder brændselspriser.
- Der er regnet separat på naturgas, decentral kraftvarme og central kraftvarme. I Energistyrelsens undersøgelse var decentral og central kraftvarme analyseret under et.
- Miljøkonsekvenserne er opgjort separat for naturgas, decentral kraftvarme og central kraftvarme. I Energistyrelsens undersøgelse var miljøkonsekvenserne opgjort for alle konverteringsformer under et.
- Der er regnet på privat-, selskabs- og samfundsøkonomi, herunder virkningerne for de offentlige finanser, og overgangen mellem de forskellige former for økonomi (betalingsstrømmene) er kortlagt i et kasseregnskab. I Energistyrelsens undersøgelse er der udelukkende set på privat- og samfundsøkonomi.

På et enkelt område er der foretaget en afgrænsning i forhold til Energistyrelsens rapport:

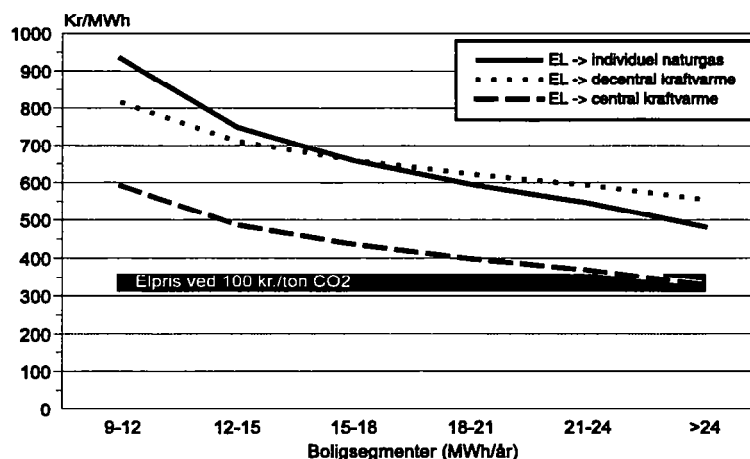
- Der er kun regnet på boliger til privat formål, som størrelsesmæssigt er inddelt i seks grupper. I Energistyrelsens undersøgelse indgår erhvervs-mæssige bygninger (hoteller, restauranter m.v.) på linie med elvarmeboliger, og sammenlagt er der anvendt 15 størrelsesgrupper.

Sammenfattende resultat

Der er i alt 31.000 elvarmeboliger i det jysk-fynske område, der har mulighed for at konvertere til enten naturgas eller fjernvarme. Kun en meget begrænset del af dette potentiale udviser samfundsøkonomisk rentabilitet, jf. figur 4.3. Privatøkonomien er ligeledes yderst ringe med tilbagebetalingstider (uden tilskud) i intervallet 12-38 år. Ser man på selskabsøkonomien, er det naturgas- og fjernvarmeselskaber, som tjener på konverteringen, mens elsektoren og ikke mindst staten mister betydelige beløb.

I konsekvens af det økonomiske resultat er det forudsat, at naturgas- og fjernvarmeselskaber vil være initiativtagere til en kampagne for elvarmekonvertering. Staten forudsættes at indføre et 30% tilskud i stil med, hvad der p.t. gælder for elvarmeboliger uden for kollektive områder. Elforsyningen vil være konstruktiv medspiller i hele forløbet med hovedvægten lagt på at give de interesserede elvarmekunder en seriøs rådgivning.

Elvarmekonvertering Samfundsøkonomi



Figur 4.3 Samfundsøkonomi i elvarmekonvertering afhængig af elforbrug til elvarme.

Under de givne omstændigheder er det vurderet, at ca. 3.500 kunder ud af i alt 31.000 kunder vil konvertere inden for en periode på 5 år. Målt i form af elbesparelser drejer det sig om 40 GWh ud af et samlet teknisk potentiale på ca. 300 GWh.

4.2.1 Fornyset undersøgelse

I dette afsnit gennemgås kort de undersøgelser, som har fundet sted, efter at Energistyrelsen offentliggjorde deres rapport om elvarmekonvertering i juni 1994.

4.2.1.1 Konverteringsfaktorer

På initiativ af elseskabet BHHH blev der i løbet af efteråret 1994/foråret 1995 indsamlet oplysninger om energiforbruget hos de kunder, der allerede havde konverteret til enten naturgas eller fjernvarme. I alt 806 boliger øst og vest for Storebælt blev undersøgt på denne måde. For hvert hus blev anført konverteringsdato, elforbruget før og efter konvertering, naturgas/fjernvarme-forbrug efter konvertering etc.

Disse data blev herefter overført til Energistyrelsen, som via samkøring med BBR-registeret påførte husstørrelse m.v., og konverteringsfaktoren blev udregnet pr. hus.

Konklusionen af disse undersøgelser er, at konverteringsfaktoren varierer utroligt fra hus til hus. Som årsag til de stærkt varierende faktorer må henvises til individuelle forhold, eksempelvis boligens isoleringsstandard, brugen af brændeovn/suppleringsvarme, opvarmning af ikke tidligere opvarmede rum, krav til indetemperatur etc.

Beregningsmæssigt er det ikke et nemt resultat, der er kommet ud af undersøgelsen. For ikke at drukne i følsomhedsanalyser indledningsvis er man nødt til at fastsætte en central værdi, som så benyttes som grundlag for de videre analyser.

I nærværende undersøgelse er følgende konverteringsfaktorer som udgangspunkt benyttet:

- 1,25 ved konvertering til fjernvarme.
- 1,52 ved konvertering til naturgas.

Efterfølgende er der foretaget en vurdering af konsekvensen af denne antagelse. Konverteringsfaktoren har meget begrænset indflydelse på det samfundsøkonomiske resultat. Til gengæld påvirker det privatøkonomien, hvilket er en påmindelse om, at ved rådgivning af den enkelte kunde bør man tage udgangspunkt i den konkrete situation hos kunden.

4.2.1.2 Elvarmens effektivværdi

Når man skal opgøre, hvilke økonomiske besparelser der opstår i elsystemet som følge af elbesparelser, benytter man sædvanligvis elforsynings marginalomkostninger, opgjort separat for lavlast, højlast og spidslastperioder ("tidstariffen").

Dette var også indgangsvinklen i Energistyrelsens undersøgelse af elvarmekonvertering. Ud fra en formodning om, at tidstariffen undervurderede elvarmens effektivværdi, udbad man sig nogle hurtige regnestykker fra ELSAM baseret på simuleringer af el- og varmesystemet. Disse foreløbige beregninger anviste et bredt interval for elvarmens effektivværdi. Energistyrelsen låste sig herefter fast på den højeste værdi i intervallet, hvorefter alle regnestykker blev gennemført under antagelsen af, at tidstariffen *undervurderede* elvarmens effektivværdi *med 30%*.

Efter rapportens offentliggørelse i juni 1994 fortsatte ELSAM arbejdet med detaljerede driftssimuleringer. Resultatet af de uddybende undersøgelser blev første gang offentliggjort i oktober 1994 som led i de danske elværkers IRP-projekt. Resultatet af undersøgelsen var, at tidstariffen *overvurderede* elvarmens effektivværdi *med ca. 10%*.

I nærværende undersøgelse er det valgt at benytte tidstariffen som vurderingsgrundlag svarende til grundlaget i alle øvrige projekter. Herved ses altså bort fra resultatet opnået ved detaljerede driftssimuleringer. Konsekvensen af denne antagelse vedrører alene samfundsøkonomien, som altså herved fremstår lidt for optimistisk.

4.2.1.3 Miljøkonsekvenser ved elvarmekonvertering

I Energistyrelsens undersøgelse anvendte man en gennemsnitlig CO₂-reduktion ved elvarmekonvertering på 736 kg pr. MWh elvarme fjernet. Værdien blev benyttet uafhængig af, hvad elvarmen erstattes af.

I forbindelse med de detaljerede driftssimuleringer, som ELSAM foretog som led i undersøgelsen af elvarmens effektivværdi, blev miljøkonsekvenserne ligeledes kortlagt. Blandt andet blev fundet, at ved en decentral og industriel kraftvarmeudbygning på 900 MW bliver ca. 15% af elvarmekonverteringen til eloverløb. Følgende resultat blev opnået under forudsætning af, at elsystemet anvender en kulreference, samt at eloverløbet eksporteres:

CO₂-reduktion pr. MWh elvarme fjernet

Konvertering til individuel naturgas: 460 kg/MWh.

Konvertering til central kraftvarme: 500 kg/MWh.

Konvertering til decentral kraftvarme: 860 kg/MWh.

Disse værdier er benyttet som grundlag i nærværende analyse.

4.2.2 Nye aspekter inddraget

I Energistyrelsens undersøgelse blev der udelukkende fokuseret på samfunds- og privatøkonomi undertiden med afvigende grundforudsætninger i hvert af de to regnestykker.

I nærværende undersøgelse er der gjort et stort arbejde for at sikre konsistens mellem de forskellige antagelser på de forskellige niveauer (privat-, selskabs-

og samfundsøkonomi). Et sådant krav er nødvendigt, når man skal opstille et meningsfyldt kasseregnskab, som illustrerer de økonomiske virkninger for de forskellige aktører i projektet.

Følgende elementer er inddraget:

- Grønne afgifter, herunder CO₂-afgifter på naturgas og kul til varmfremstilling.
- Naturgasselskabernes tarifpolitik, herunder naturgas til el- og fjernvarmetarif.
- Omkostningsstrukturen ved decentral produktion, herunder driftsmønstret for anlæggene og fordeling af brændslet til henholdsvis el- og varmeproduktion.
- Omkostningsstrukturen ved central kraftvarmeproduktion, herunder fordelingen af brændselsfordelen ved kombineret produktion.
- Elsidens omkostningsstruktur og tariffastsættelse, herunder tariffen for decentral elproduktion.
- Tarifstrukturen for fjernvarme, herunder opkrævning af engangsbidrag.
- Statens afgifts- og tilskudspolitik på området, herunder moms.

I tillæg til ovenstående er konverteringsudgiften fastlagt separat for de forskellige husstørrelser, herunder drifts- og vedligeholdelsesomkostninger m.v. På dette område er forudsætningerne stort set identiske med forudsætningerne i Energistyrelsens rapport.

Konkret betyder de mange omkostnings-, tarif- og afgifts- og tilskudselementer, at der ved elvarmekonvertering starter en hel serie transaktioner imellem de forskellige aktører. I koncentreret form, hvor kun nettobetalingerne er angivet, ser resultatet for eksempelvis el -> decentral kraftvarme ud som vist i tabel 4.6.

Kasseregnskab -> Decentral kraftvarme:

Nuværdier 1995	Merinvestering [mio. kr.]	Driftsbesparelse [mio. kr.]	Overskud [mio.kr.]	Rentesats %
Forbruger				4
Deltagere	34,247	52,440	18,193	
"Free riders"	-0,886		0,886	
Elselskab				4
Kampagneomk.	0,407		-0,407	
Samlet tilskud	0,000		0,000	
Dækningsbidrag		-13,256	-13,256	
Fjernvarme				4
Kampagneomk.	0,407		-0,407	
Samlet tilskud	11,449		-11,449	
Dækningsbidrag	-7,610	14,716	22,326	
Gasselskab				4
Kampagneomk.	0,000		0,000	
Samlet tilskud	0,000		0,000	
Dækningsbidrag		33,625	33,625	
Stat				5
Kampagneomk.	0,000		0,000	
Samlet tilskud	10,601		-10,601	
Dækningsbidrag	-10,957	- 76,877	-65,920	
Renteudligning	-0,447	-6,018	-5,571	
Snæver samfundsøkonomi	37,211	4,630	-32,581	5
Eksterne virkninger (CO₂)	0,000	9,618	9,618	5
Samfundsøkonomi	37,211	14,248	-22,963	5

Tabel 4.6 Kasseregnskaber for elvarme, der konverteres til decentral kraftvarme.

Billedet er helt typisk for elvarmekonvertering. Det er naturgas- og fjernvarmeselskaber, som tjener på konverteringen i forbindelse med tilgang af nye kunder. Bortfaldet af elvarme betyder mistet dækningsbidrag for elforsyningen, mens statskassen - som følge af de markant forskellige statsafgifter på henholdsvis el og naturgas/fjernvarme - bliver den helt store taber.

4.2.3 Foreslåede virkemidler

I lyset af det økonomiske resultat er det forudsat, at naturgas- og fjernvarmeselskaber vil være initiativtagere til en kampagne for elvarmekonvertering. For at en kampagne kan få ordentlig effekt i markedet, er det ydermere en forudsætning, at staten vil indføre et 30% tilskud i stil med, hvad der p.t. gælder for elvarmeboliger uden for kollektive områder. Elforsyningen vil være konstruktiv medspiller i hele forløbet med hovedvægten lagt på at give de interesserede elvarmekunder en seriøs rådgivning.

Konkret foreslås en kampagneform, hvor naturgas-, fjernvarme- og elsiden laver fælles TV-spot og brochuremateriale. Kampagnen følges op med direct mail til de potentielle kunder og individuelle besøg hos de kunder, der reagerer på henvendelsen.

Kampagneomkostningerne er anslået til:

- 10 mio. kr. i startåret, heraf finansierer elforsyningen 2 mio. kr., mens naturgas- og fjernvarmeselskabet bidrager med 4 mio. kr. hver.
- 1 mio. kr. pr. år derefter (samme indbyrdes fordeling).
- 1.000 kr. pr. kunder, der konverterer, heraf udgør elforsyningens rådgivningsindsats 500 kr. pr. kunde.

Herudover opereres der med direkte tilskud. Det er forudsat, at naturgas- og fjernvarmeselskab dækker udgiften til stikledning og måler. Gasselskabet giver derudover en konverteringsrabat, der omregnet til engangstilskud udgør 2,10 kr./m³ inkl. moms. Endelig forudsættes staten som nævnt at indføre et 30% tilskud.

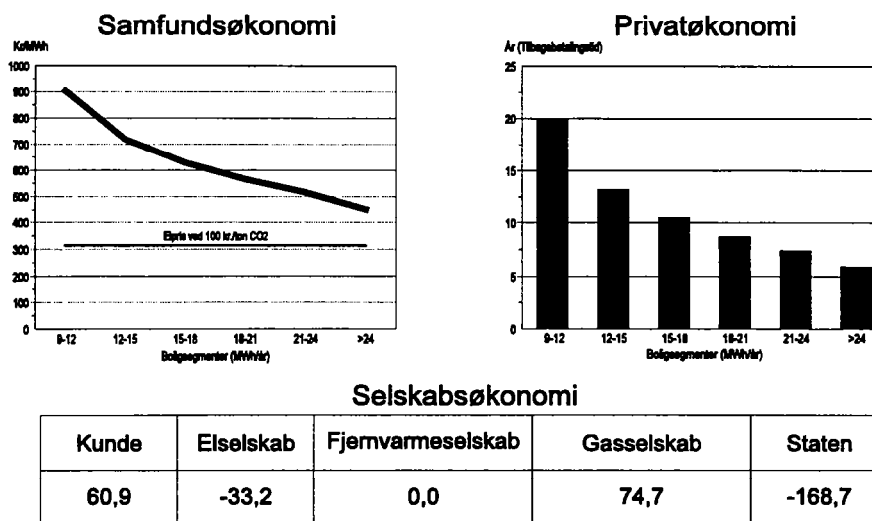
4.2.4 Hovedresultater

Nedenfor er hovedresultaterne for de tre delprogrammer (konverteringstyper) angivet. Det forventede antal kunder, som vælger at konvertere, er skønnet ud fra markedsoplysninger set i relation til de indsatte virkemidler. Det drejer sig sammenlagt om 3.500 kunder ud af i alt 31.000 potentielle kunder.

4.2.4.1 EI -> Individuel naturgas

Konvertering fra elvarme til individuel naturgas er langt fra samfundsøkonomisk rentabel, jf. figur 4.4.

Elvarme -> individuel naturgas



Betælbene er angivet i mio.kr. (nutidsværdi) baseret på at ialt 1958 kunder konverterer.

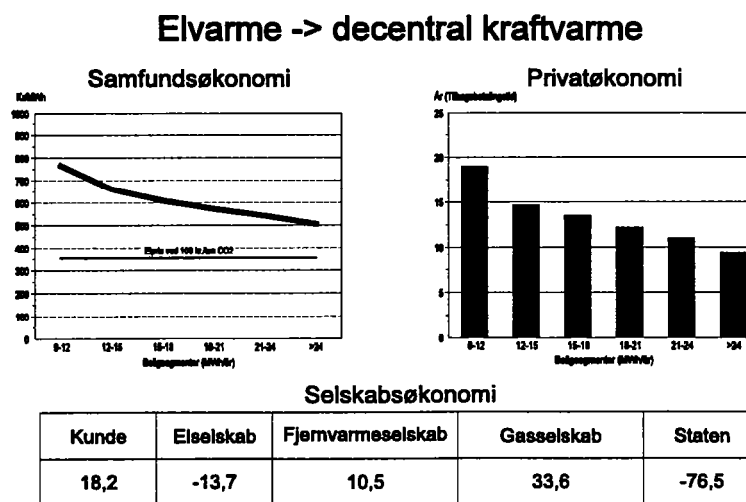
Figur 4.4 Samfunds- og selskabsøkonomi i elvarmekonvertering til individuel naturgas - afhængig af elforbrug til elvarme.

Med tilskud fra gasselskaberne i form af konverteringsrabat og betalt tilslutning og efter fradrag af 30% tilskud fra staten ligger den privatøkonomiske tilbagebetalingstid i intervallet 6-20 år. Det er vurderet, at små 2.000 kunder (ud af sammenlagt 15.000 kunder) vil vælge at konvertere.

Målt på selskabsøkonomi er nettoresultatet, at staten mister 169 mio. kr., el-selskaberne 33 mio. kr., mens gasselskaberne tjener knap 75 mio. kr.

4.2.4.2 El -> Decentral kraftvarme

Konvertering fra elvarme til decentral kraftvarme giver langt den største CO₂-forbedring pr. konverteret hus - målt i fysiske termer. Når økonomien inddrages, går det imidlertid galt, jf. figur 4.5.



Betælbene er angivet i mio.kr. (nutidsværdi) baseret på at ialt 877 kunder konverterer.

Figur 4.5 Samfunds- og selskabsøkonomi i elvarmekonvertering til decentral kraftvarme - afhængig af elforbrug til elvarme.

Det er vigtigt her at gøre sig forudsætningerne klar. Der er tale om et stiliseret eksempel: et eksisterende fjernvarmeområde, der forsynes fra et gasfyret motoranlæg af et bestemt design med backup fra en naturgasfyret spidslastkedel. Dette er den mest fremherskende anlægskonfiguration i praksis, men der forekommer en række andre typer, eksempelvis affaldsfyring i kombination med et decentralt anlæg. Det betyder, at ovenstående resultat ikke vil være retningsgivende i alle decentrale kraftvarmeområder.

Det er i beregningerne af privatøkonomi forudsat, at fjernvarmeselskabet betaler for stikledning og tilslutning, og staten yder 30% tilskud til husinstallationen. Under disse forudsætninger ligger tilbagebetalingstiden i intervallet 9-19 år. Det er vurderet, at knap 900 kunder (ud af sammenlagt 10.200 kunder) vælger at konvertere.

Selskabsøkonomisk er decentral kraftvarme langt den mest komplekse konverteringsform. Med staten som eksempel optræder der følgende transaktioner:

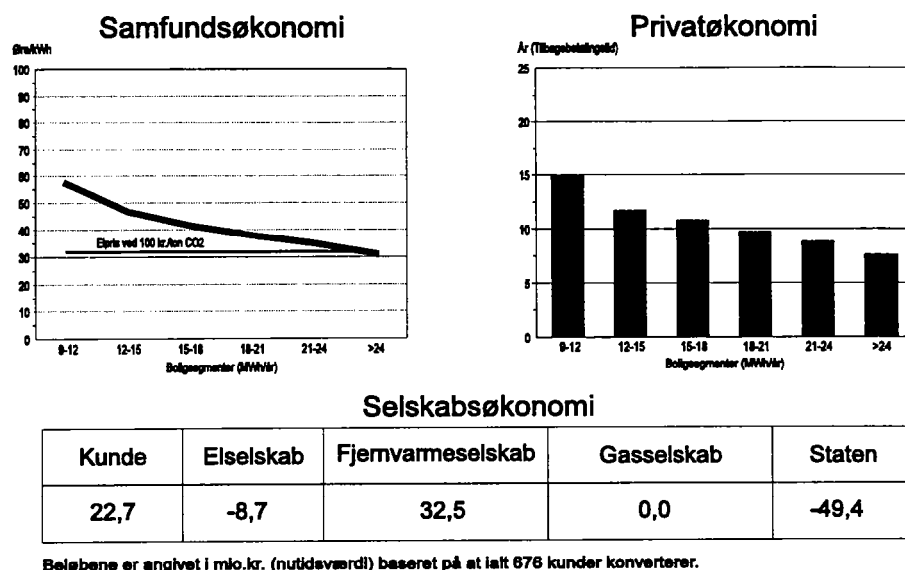
Staten yder tilskud til konverteringen. Til gengæld modtager staten moms i forbindelse med installationsarbejdet. Disse to beløb ophæver stort set hinanden. Staten mister elafgifter og moms i kølvandet på det mindre elsalg og får til gengæld momsindtægter i forbindelse med fjernvarmesalg. Nettoresultatet her er et betydeligt underskud i statskassen. Staten yder tilskud til decentral elproduktion (CO₂-tøren) og opkræver fra gasselskaberne en CO₂-afgift i forbindelse med salg af naturgas til fjernvarmeformål. Her opstår der et mindre underskud. Sammenlagt bliver der for statskassens vedkommende tale om et samlet underskud på 76,5 mio. kr.

Sammenholdt med statens betydelige underskud er der kun grund til at nævne en detalje mere fra kasseregnskabet nemlig gassidens overskud ved konverteringen på godt 33 mio. kr.

4.2.4.3 El -> Central kraftvarme

Central kraftvarme er den mest attraktive konverteringsform såvel privatøkonomisk som samfundsøkonomisk, jf. figur 4.6. Allerede en del af potentialet er samfundsøkonomisk rentabelt under nugældende vilkår (100 kr./ton CO₂).

Elvarme -> central kraftvarme



Figur 4.6 Samfunds- og selskabsøkonomi i elvarmekonvertering til central kraftvarme - afhængig af elforbrug til elvarme.

Der er forudsat samme tilskudsomfang ved central kraftvarme som ved decentral kraftvarme. Under central kraftvarme er det vigtigt at være opmærksom på, at brugerpriserne varierer meget imellem områderne. Da en meget betydelig del af elvarmeboliger med mulighed for at konvertere til central kraftvarme ligger i TVIS-området, er der anvendt et relativt højt prisniveau svarende til forholdet i dette område. Den privatøkonomiske tilbagebetalingstid for de potentielle huse er beregnet til at ligge i intervallet 7-15 år. På den baggrund er det vurderet, at knap 700 kunder (ud af sammenlagt 5.800 kunder) vælger at konvertere.

Omkring selskabsøkonomi og kasseregnskaberne kan det uddrages, at fjernvarmesiden netto tjener 32 mio. kr, mens staten mister 49 mio. kr. Som ved de øvrige konverteringsformer mister elselskaberne dækningsbidrag, i dette tilfælde er det opgjort til knap 9 mio. kr.

4.2.5 Delkonklusion

Elvarmekonvertering er hverken privatøkonomisk eller samfundsøkonomisk fordelagtig i udgangssituationen. Privatøkonomien kan forbedres gennem massive tilskud, men samfundsøkonomien forbliver ringe, når man ser bort fra de helt store huse i kategorien el -> central kraftvarme. Selskabsøkonomien taler til fordel for naturgas- og fjernvarmeselskaber, og initiativer til en kampagne må således komme herfra.

Elselskabernes synsvinkel vil være at yde en kvalificeret rådgivning til elvarmekunder med henblik på, at de kan opnå en økonomisk tilfredsstillende løsning. Foruden at medvirke i en kampagne for elvarmekonvertering indebærer det blandt andet fremme af løsninger, der opnår samme miljøforbedring til lavere priser ("Miljøpakke til elopvarmede huse") eller større miljøforbedringer til samme pris ("Varmepumpe i kombination med solvarme"), jf. gennemgangen af DSM-planen.

4.3 Tema om teknisk energirådgivning

4.3.1 Indledning

Elselskabernes energirådgivning til de større forbrugere er siden 1986 blevet stadig mere udbygget og udføres i dag af alle elskaber efter et ensartet koncept beskrevet i Håndbog for energirådgivning udgivet af Danske Elværkers Forening. Fremgangsmåder og rutiner er veldokumenterede og indarbejdet hos energirådgiverne.

Arbejdet med DSM-programmerne for energirådgivning til de større forbrugere er derfor baseret på praktiske erfaringer fra rådgivningsarbejdet. I beregningerne er der anvendt veldokumenterede oplysninger omkring elbesparelspotentialer og omkostningerne til at realisere dem.

Der er efter "10. marts-rapporteringen" for 1994 100 energirådgivere beskæftiget i det jysk-fynske område. Energirådgiverne har i 1994 anvist et besparelspotentiale på 111 GWh, og der er indrapporteret opnåede besparelser på 42 GWh i 1994.

For de DSM-energirådgivningsprogrammer, som indgår i DSM-planen, gælder, at de beregnede ressourcer til energirådgivningen ligger på det nuværende niveau. Omfanget af anviste besparelser er beregnet til at ligge en anelse under niveauet i dag; medens der er beregnet en vækst i de realiserede besparelser til ca. 68 GWh pr. år. Dette indikerer en kraftig stigning i de realiserede besparelser i forhold til dagens niveau.

4.3.2 Resume

DSM-programmet "Teknisk energirådgivning i industrien" er ressourcemæssigt det største af DSM-programmerne og giver absolut det største bidrag til opnåelse af elbesparelserne. Energirådgivning i industrien lægger beslag på over halvdelen af energirådgiverne og bidrager tilsvarende med halvdelen af de elbesparelser, som kan opnås ved energirådgivningsindsatsen. I det følgende er der derfor sat fokus på industrivirksomheder med et årsforbrug over 0,2 GWh.

DSM-programmet forudsætter, at samtlige virksomheder tilbydes en individuel energirådgivning, selv om en del tidligere kan have modtaget hel eller delvis rådgivning. Dette skal ses på den baggrund, at elanvendelsen i virksomhederne ændrer sig meget hurtigt, og der er derfor grundlag for at gentage rådgivningen hvert femte år. Levetiden af elbesparelserne er i overensstemmelse hermed fastsat til fem år.

Energirådgivningen resulterer i en række tekniske spareforslag, som kan henføres til syv slutanvendelser (lys, ventilation, køling o.s.v.). Besparelspotentialet er endvidere opdelt efter tilbagebetalingstider for at kunne regne med forskellige realiseringsgrader.

Til at gennemføre DSM-programmet i industrien kræves der 55 energirådgivere, og udgifterne udgør 23 mio. kr. pr. år.

Figur 4.7 viser elforbrug som potentielle og realiserede elbesparelser for industrivirksomheder større end 0,2 GWh/år.

Ved energirådgivningsprogrammets afslutning i år 2000 udgør elbesparelspotentialet 477 GWh/år (ca. 9%³) ud af virksomhedernes elforbrug på 5.562 GWh/år. De 477 GWh kan betragtes som et teknisk potentiale, hvoraf virksomhederne realiserer 162 GWh/år. Dette svarer til en realiseringsgrad på ca.

³ I henhold til DEFU-rapportering juli 1995 er der på landsplan og i hele industrien hidtil anvist 10%.

34%⁴. I forhold til industriens årlige elforbrug udgør de opnåede elbesparelser ca. 2,9%. Programmets virkninger ophører fem år efter programmets afslutning, hvis ikke aktiviteten videreføres.

Virksomheder større end 0,2 GWh/år	Elforbrug år 1996	Potentielle besparelser - år 2000	Realiserede besparelser - år 2000
GWh/år	5.562	477 8,6%	162 34,0%

Tabel 4.7 Elforbrug, potentielle og realiserede elbesparelser for industrivirksomhederne større end 0,2 GWh/år.

De potentielle elbesparelser er beregnet på basis af erfaringerne fra de besparelsesforslag, som energirådgiverne har bearbejdet i forbindelse med den hidtidige energirådgivning. De forventede realiserede elbesparelser er desuden fremkommet gennem en bearbejdning efter almindelige markedsprincipper, som er kalibreret efter de erfaringer, der ligger fra allerede gennemførte elbesparelser i industrien.

Tabel 4.8 resumeer de økonomiske nøgletal. Som helhed er energirådgivningen samfundsøkonomisk positiv. For de mindste virksomheder gælder at indsatsen samfundsøkonomisk ligger en smule under balancepunktet (BCR-værdien er < 1,0), som det fremgår af afsnit 4.3.5.

Besparelsesforslagene, som industrien realiserer, giver et pænt privatøkonomisk overskud, da resultatet naturligvis svarer til de normalt ret strenge krav til forrentning, som virksomhederne har.

Elforsyningens ressourceanvendelse har en positiv nuværdi; men da elselskaberne mister dækningsbidrag, påvirkes elprisen i negativ retning. Det sidste gælder for de fleste DSM-programmer og kan føre til krydssubsidiering mellem forskellige kundegrupper.

Nuværdier 1995 Mio. kr.	Privatøkonomi	Elsidens ressourceanvendelse	Påvirkning af elpris	Samfundsøkonomi
Overskud	232,2	59,6	-157,3	66,5
BCR	6,02	1,51	0,53	1,41

Tabel 4.8 Økonomiske nøgletal.

Det er beregnet, at virksomhederne som et resultat af rådgivningen investerer 53 mio. kr. i energibesparende tiltag i programperioden. Dette tal er beskedent i forhold til omkostningerne til at finde besparelserne på 116 mio. kr. At det forholder sig således er bekræftet af andre undersøgelser. Det antages, at forklaringen er den, at virksomhederne prioriterer de investeringslette løsninger. De investeringstunge løsninger intieres ikke af elbesparelser; men af produktionstekniske årsager.

De nye tilskudsordninger, som vil være gældende fra 1996, kendes endnu ikke i detaljer; men der er foreløbig gjort den forudsætning, at der ydes 30% tilskud til alle investeringer med mere end to års tilbagebetalingstid. Da kun 41% af det beregnede elbesparelspotentiale har mere end to års tilbagebetalingstid, og virksomhederne stort set kun realiserer besparelserne, hvis

⁴ I henhold til DEFU-rapportering juli 1995 realiseres der i indrapporterede sager på landsplan og for hele industrien 40,4%.

tilskudsbeløbet får tilbagebetalingstiden ned under to år, udgør tilskudsbeløbet kun 6 mio. kr. over perioden og øger elbesparelserne med 4-5%. Hermed antydes, at virkningerne af tilskudsordningerne stærkt afhænger af, om de kan administreres således, at tilbagebetalingstiderne kan komme ned under to år.

4.3.3 Energirådgivningens omfang

DSM-programmer for energirådgivning er karakteriseret ved, at elskaber-nes ressourceanvendelse er meget stort i forhold til de virkemidler, der anvendes i andre DSM-programmer. Det er derfor af meget stor betydning, at dette virkemiddel er så effektivt som muligt.

Efter energirådgivningskonceptet forløber en rådgivningssag efter en bestemt metodik, og der er beregnet et vejledende tidsforbrug for energirådgiverens arbejde, som er fastsat således, at omkostningerne i gennemsnit svarer til den samfundsøkonomiske værdi af førsteårsbesparelsen.

I praksis udgør omkostningerne imidlertid, hvad der svarer til værdien af 1,7 års besparelser. Desuden er energirådgiverens tidsforbrug forholdsvis større for mindre virksomheder end for store, og dette forhold er der taget højde for i DSM-beregningerne.

En energirådgivningssag forløber i nogle veldefinerede trin. Dette sikrer, at rådgivningen forløber på en ensartet måde over hele landet og indebærer den fordel, at en anden energirådgiver kan udføre visse dele af rådgivningen, eventuelt kan hele sagen sættes i bero for senere at kunne genoptages på et veldefineret stade. I kort form indeholder rådgivningen nedenstående trin.

1. Indledende kontakt, oversigt over energiforbrug og spareindsats
Rådgivningen indledes ved, at der skabes oversigt over virksomhedens samlede energiforbrug og hidtidige spareindsats. Herefter aftales rådgivningens videre omfang og forløb.
2. Kortlægning af energiforbrug og oversigt over sparemuligheder
Virksomhedens energiforbrug opgøres på anvendelsesområder og produktioner. Samtidig hermed udarbejdes en oversigt over de umiddelbare sparemuligheder. Mulighederne drøftes med virksomheden for at vurdere, om de er realistiske i forhold til virksomhedens fremtidige produktionsforhold. Sammen med virksomhedens krav til rentabilitet indgår forslagene i en prioritering af de spareforslag, som der herefter arbejdes videre med.
3. Plan for elbesparelser - beslutningsgrundlag
Energirådgiveren udarbejder herefter konkrete spareforslag, som dokumenteres så langt i detaljen, at virksomheden har et beslutningsgrundlag for at gå videre. Rådgivningsrapporten afleveres til virksomheden, og på et afsluttende møde med virksomhedens beslutningstagere gennemgås rapportens konklusioner, herunder oplæg til indførelse af energistyring og beslutningsgange ved nyanskaffelser. Virksomheden får på dette møde en stor del af beslutningsgrundlaget for at afgøre, om man vil gennemføre forslagene, gå videre i en detailprojektfase eller eventuelt forkaste spareforslagene.
4. Gennemførelse af elbesparelser
Virkeliggørelsen af elbesparelsesforslagene er op til virksomheden f.eks. at fremskaffe yderligere dokumentation, udføre detailprojektering o.s.v. Efter et passende tidsrum kontakter energirådgiveren virksomheden for at konstatere, om forslagene er helt eller delvist realiseret.

4.3.4 Beregningsresultater

Elforbruget

Antallet af virksomheder og elforbrugets fordeling er opgjort blandt andet med baggrund i oplysningerne fra ELFORS prognosespørgerunde i 1995, som omfattede virksomheder med elforbrug større end 1 GWh/år. På grundlag af detaljerede indberetninger fra et meget stort antal energirådgivningssager er der foretaget en opdeling af elforbrugets fordeling på blandt andet nedenstående slutanvendelser (jf. tabel 4.9). Forbruget til motorer udgør den største forbrugsandel på 29,6%. Motorer og "andet" udgør over 50% af industriens elforbrug.

Slutanvendelser	Lys	Ventilation	Køling	Trykluft	Pumpning	Motorer	Andet
GWh/år	46,2	74,5	45,0	60,1	40,0	164,6	127,9
Procent af forbrug	8,3%	13,4%	8,1%	10,8%	7,2%	29,6%	23,0%

Tabel 4.9 Elforbrugets fordeling på slutanvendelser i industrien.

Elbesparelspotentiale

De besparelsesforslag, som energirådgiverne har udarbejdet for virksomhederne, er nærmere analyseret, således at der er fremkommet et besparelspotentiale inden for hver slutanvendelse (jf. tabel 4.10). Desuden er besparelspotentialet opdelt på tilbagebetalingstider. 32% af elbesparelserne har en tilbagebetalingstid på under 1 år. 59% af elbesparelserne har en tilbagebetalingstid på under to år.

År 2000	0-1 år	1-2 år	2-3 år	3-4 år	> 4 år	I alt
GWh/år	153	127	62	42	34	418 ⁵
	32,6%	26,6%	13,0%	8,8%	7,1%	87,7%

Tabel 4.10 Besparelspotentiale fordelt på tilbagebetalingstider i industrien.

Besparelspotentialet kan desuden fordeles på slutanvendelser (jf. tabel 4.11). Fordelingen på de seks mest betydende slutanvendelser fremgår nedenfor. Besparelser inden for trykluft og lys udgør alene ca. 42% af besparelspotentialet.

År 2000	Lys	Ventilation	Køling	Trykluft	Pumpning	Motorer	I alt
GWh/år	91	41	61	109	31	83	418 ⁵
	19,1%	8,6%	12,8%	22,9%	6,5%	17,4%	87,6%

Tabel 4.11 Besparelspotentiale fordelt på slutanvendelser i industrien.

⁵ Omfatter de seks slutanvendelser, som er nærmere analyseret, hertil kommer "andet" på 59 GWh.

Realiserede besparelser

De besparelser, som energirådgiverne anviser over for virksomhederne, indgår i en prioritering, hvor virksomheden beslutter, hvilke forslag man vil gennemføre. Virksomhedernes beslutningsproces følger de almindelige markedsmaessige teorier. Det er derfor muligt på forhånd at beregne, hvorledes virksomhederne vil reagere under givne elpriser, kalkulationsrente, investeringer, tilbagebetalingstider m.v. Beregningen foregår i markedsmodellen COMPASS; hvor der er foretaget en gennemregning af 90 "elbesparelseteknologier". Besparelserne kan herefter opdeles efter tilbagebetalingstider som vist i tabel 4.12.

År 2000	0-1 år	1-2 år	2-3 år	3-4 år	> 4 år	I alt
GWh/år	93 57,4%	33 20,4%	10 6,2%	5 3,1%	4 2,5%	145 ⁶ 89,5%

Tabel 4.12 Realiserede besparelser fordelt på tilbagebetalingstider i industrien.

De realiserede besparelser kan endvidere opdeles i slutanvendelser, som det fremgår af tabel 4.13.

År 2000	Lys	Ventilation	Køling	Trykluft	Pumpning	Motorer	I alt
GWh	22 13,60%	15 9,3%	21 13,0%	51 31,5%	9 5,6%	27 16,7%	145 ⁶ 89,5%

Tabel 4.13 Realiserede besparelser fordelt på slutanvendelser i industrien.

⁶ Omfatter de seks slutanvendelser, som er nærmere analyseret, hertil kommer "andet" på 17 GWh.

5. Transmission

5.1 Indledning

Transmissionsnettet og distributionsnettet udgør tilsammen en af samfundets vigtigste infrastrukturer. Som følge af den historiske udvikling sker opsamlingen, transporten, fordelingen og forsyningen af el i dag ved følgende spændingsniveauer:

- Transmissionsniveauet (nettets motorveje) er 150-400 kV.
- Distributionsniveauet (nettets landeveje) er 10-60 kV.
- Forsyningsniveauet (nettets boligveje) er 0,4 kV.

Transmissionsnettets udvikling (nettets motorveje) samt baggrunden herfor beskrives så vidt muligt årligt i en ELSAM-netudviklingsplan. Den senest godkendte plan, NUP95, er godkendt i ELSAMs bestyrelse den 7. december 1995 og omhandler anlæg i planperioden frem til år 2005. Planen beskriver desuden perioden 2005-2010.

Distributionsnettets udvikling (nettets landeveje og boligveje) beskrives i lokale planer i et omfang og detaljeringsgrad, som blandt andet afhænger af det enkelte elselskabs geografiske og strukturelle forhold samt de lokale myndigheders planlægningspraksis for udstykning af nye bolig-/industriområder, udlægning af vindmølleområder m.v.

Netudviklingsplanerne, hvad enten det gælder transmissionsnettet eller distributionsnettet vedrører en række beslutninger med forskellige tidshorisonter med baggrund i de beslutninger og prognoser, der foreligger på produktions- og forbrugssiden. Det er disse beslutninger vedrørende nettet med tilhørende omkostninger, der fastlægger omkostningsstrukturen på netsiden.

Integreret planlægning består i at sammenholde beslutninger på produktions-, transmissions-, distributions- og forbrugssiden. Til nærværende IRP-plan er transmissions-/distributionssidens beslutninger ikke direkte sammenholdt med beslutninger på produktions- og forbrugssiden. I selve IRP-balanceberegningen indgår den omkostningsstruktur, der er anvendt for tretidstariffen fra 80'erne.

Nettets omkostningsstruktur er endnu ikke tilstrækkelig opdateret og modelbeskrevet til at kunne indgå på overskuelig vis i IRP-processen. Desuden er nettets marginalomkostninger små sammenholdt med de marginale produktionsomkostninger og påvirker kun IRP-balancepunktet i mindre grad.

Fremtidens miljøkrav til transmissionsnettet vedrørende principper for nye ledninger (kabel/luftledninger) samt liberalisering af elforsyningen m.v. må imidlertid medføre, at transmissionsnettets omkostninger vil forøges og dermed få større betydning. Kabellægning på transmissionsniveau er meget dyrere end luftledninger, og liberaliseringen kan medføre nye transmissionsflaskehalse.

På distributionsnettet forventes et konstant gennemsnitligt omkostningsniveau frem til år 2005. Dette skyldes dels, at omfanget af kabellægning af eksisterende net tilpasses i forhold til nødvendige kapacitetsudvidelser, og dels, at nogle elselskaber er godt i gang med kabellægning, mens andre først vil komme i gang for alvor på et senere tidspunkt. Fra år 2005 forventes et fald i omkostningerne bl.a. som følge af øget samarbejde, eventuelle fusioner, mere økonomisk baseret netudbygning samt generel rationalisering og effektivisering.

Dette afsnit omhandler således primært indledningen til en ajourføring af transmissionsnettets omkostningsstruktur.

Afsnit 5.2 beskriver nettets opgave og succesparametre. For overskuelighedens skyld er her medtaget såvel transmission som distribution.

Afsnit 5.3 giver en status for transmissionsplanlægningen og de beslutninger, der følger heraf, og i afsnit 5.4 er transmissionsnettets forventede omkostninger resumeret.

I afsnit 5.5 er de forhold listet, som påvirker transmissionsnettets omkostninger, og som har betydning for omkostningsstrukturen. To betydningsfulde forhold, som påvirker transmissionsnettets omkostningsstruktur, er økonomiske netdimensioneringskriterier samt hensynet til den decentrale produktion. Disse forhold er beskrevet i afsnit 5.6.

5.2 Nettets opgaver

Opgaverne for transmissionsnettet, der omfatter 400 og 150 kV-nettet, bliver for planperioden 1995-2005 at kunne sikre:

- Tilgængelighed af kraftværker (elproduktionsindfødnings for effekt og energi).
- Forsyning af underliggende net (elproduktionsaftag for effekt og energi).
- Transportkanaler for effekt og energi mellem områder.
- Udvekslingsmuligheder for effekt og energi med nabolande.
- Transitkapacitet.

For 60 kV-nettet er opgaven at kunne sikre:

- Forsyning af underliggende net og enkelte storforbrugere.
- Tilslutning af store decentrale kraftvarmeanlæg.
- Et vist omfang af reserve for transmissionsnettet.
- Et vist omfang af elproduktionsindfødnings til transmissionsnettet fra decentrale kraftvarmeanlæg og vindmøller.

For 10-20 kV-nettet er opgaven at kunne sikre:

- Forsyning af underliggende net og storforbrugere.
- Tilslutning af vindmølle anlæg, decentrale kraftvarmeanlæg m.v.
- Et vist omfang af elproduktionsindfødnings til 60 kV-nettet fra decentrale kraftvarmeanlæg og vindmøller m.v.
- Et vist omfang af reserve for 60 kV-nettet.

For 0,4 kV-nettet er opgaven at kunne sikre:

- Forsyning af forbrugere.
- Tilslutning af små elproduktionsanlæg (vindmøller, kraftvarme, sol m.v.), såfremt det er hensigtsmæssigt (ikke lovbestemt).

Nettet er et serviceapparat, der til et vilkårligt tidspunkt skal dække enten et transport-, fordelings- eller forsyningsbehov på en sikker og økonomisk fornuftig måde, stort set uafhængig af den geografiske fordeling af den aktuelle produktion og efterspørgsel af effekt og energi.

De succesparametre, som nettet bliver målt på af brugerne, det vil sige produktionen og forbrugerne, er:

- Evnen til opsamling af elproduktionen.
- Forsyningssikkerheden af effekt og energi.
- Spændings- og frekvenskvaliteten.
- Kortslutningsniveauet.
- Evnen til etablering af økonomisk lastfordeling.
- Størrelsen af tab.
- Evnen til at kunne etablere samarbejde med nabolande inklusive havaristøtte.

- Systemets fremtidssikring og fleksibilitet.
- Omkostningerne.
- Størrelsen af miljøpåvirkninger (magnetfelter, visuel forurening m.v.).
- Overholdelse af love, regler og aftaler.

I fremtiden kan nettes rolle til transmission og distribution af telekommunikation til regulering, optimering, styring og overvågning af elsystemet blive intensiveret, men også udvidet til alternative informationsteknologier (telefon, TV, m.v.) i tråd med den ønskede udvikling af informationssamfundet og den forestående liberalisering af telesektoren. En sådan kombination kan vise sig at være ressourcebesparende.

5.3 Planlægning af nettet

Udbygningsplanlægningen af transmissionsnettet har hidtil primært været baseret på deterministiske dimensioneringskriterier, som løbende er udviklet under hensyn til de historiske og aktuelle driftserfaringer og forventningerne til fremtiden. De er desuden tilpasset Nordels dimensioneringskriterier. Planlægningen af nettet har således altid været en koordineret del af tiltag på henholdsvis produktionssiden og forbrugssiden.

Som supplement til de deterministiske dimensioneringskriterier er sandsynlighedsbaserede metoder - såkaldte probabilistiske metoder - taget i brug de seneste år. De probabilistiske metoder kan pege på de svage steder i nettet, give et godt estimat af de årlige driftsøkonomiske omkostninger og en økonomisk sammenligning af forskellige netudbygningsstrategier, jf. afsnit 5.6.1. Metoderne er dog endnu ikke fuldt ud tilpasset dansk elforsynings særegenhed som f.eks. fjernvarmebindinger.

Transmissionsnettets miljøpåvirkninger har de seneste år været i fokus. Dette har medført et sæt principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg. Principperne har for ELSAM-området medført en handlingsplan for kabel/luftledninger på 20 års sigt med det formål at "rydde op" i landskabet og boligområder og derved skabe accept for, at det overordnede 400 og 150 kV-transmissionsnet også fremover bygges som luftledninger. Handlingsplanen vil så vidt muligt blive integreret med den almindelige udbygningsplanlægning og tilpasset i forhold hertil. Principper ved nye ledninger:

- 400 kV-ledninger føres i åbent land og bygges som luftledninger, herunder også kombinerede 400/150 kV-ledninger.

400 kV overvejes kabellagt, hvor der er tale om nationale naturinteresser.

400 kV overvejes kabellagt ved indføring til byer.

- 150 kV-ledninger føres i åbent land som luftledninger.

150 kV-ledninger kabellægges i byområder.

150 kV-ledninger kabellægges i områder med væsentlige naturinteresser.

- 60 kV-ledninger lægges som kabel.

- Jævnstrømsforbindelser lægges som kabel uanset spændingsniveau.

60 kV- og 150 kV-luftledninger fjernes, hvor de er uheldige i forhold til bymæssig bebyggelse eller væsentlige naturinteresser. Principperne er:

- 60 kV-luftledninger i boligområder søges fjernet inden for 5 år.
- 150 kV-luftledninger i boligområder søges fjernes inden for 10 år.
- 60 kV-luftledningsudføringer fra kraftværker søges fjernet inden for 10 år.
- 60 og 150 kV-luftledninger i særlige naturområder søges fjernet inden for 15 år.
- 60 og 150 kV-luftledninger i øvrige byområder søges fjernet inden for 20 år.

Med de muligheder for sanering af nettet, der foreligger ved kombineret fremføring af 400 og 150 kV-luftledninger, vil det være fornuftigt at færdigudbygge 400 kV-basisnettet, jf. NUP95.

Et springende punkt med hensyn til netudbygningsplanlægningens forudsigelighed er de tiltagende ændringer i dansk energi- og miljøpolitik, herunder liberalisering af elforsyningen under hensyntagen til udviklingen i EU og inden for Norden. Der pågår p.t. bestræbelser på at oprette en nordisk elbørs. Dette kan også medføre en ændring af transmissionsnettets omkostningsstruktur.

Udbygningsplanlægningen af transmissionsnettet har p.t. en tidshorisont på 10-20 år og omfatter følgende beslutninger:

- Færdiggørelse af 400 kV-basisnettet.
- Etablering af nye 150 kV-ledninger og stationer.
- Restrukturering og kabellægning.
- Levetidsforlængelse/renovering af gamle netanlæg.
- Ombygning af gamle netanlæg.
- Skrotning af gamle netanlæg.
- Forstærkning og etablering af samarbejdsforbindelser.

5.4 Nettets omkostninger

I nærværende IRP er det fundet hensigtsmæssigt, at transmissionen omfatter spændingsniveauerne 400, 150 og 60 kV (inklusive 60/10-20 kV-transformere), da det svarer til de tilgængelige økonomiske oplysninger.

Distributionsomkostningerne dækker således 10-20 kV-nettet og 0,4 kV-nettet samt de til et distributionselskab hørende øvrige funktioner. Disse omkostninger er beregnet modelmæssigt ud fra et gennemsnitligt distributionselskab. Marginalomkostningerne er fundet ved at beregne omkostningerne under forudsætning af henholdsvis 0 og 2% vækst i elforbruget for dette selskab.

De omkostninger, som afholdes til transmission, beskrives detaljeret i regnskaber og investeringsplaner. De gennemsnitlige omkostninger er velkendte. Langtidsbudgettets netdel (60-400 kV) til nærværende IRP-plan bygger på NUP93-investeringsindberetningerne med enkelte justeringer og handlingsplanen for kabel/luftledninger. Potentielle tiltag på henholdsvis produktions- og forbrugssiden i IRP-processen, der medfører ændringer i langtidsbudgettets netdel, er ikke undersøgt.

De gennemsnitlige transmissionsnetomkostninger frem til år 2005 er fastlagt til:

- Cirka 1 øre/kWh til drift og vedligeholdelse.
- Cirka 2 øre/kWh til netudvikling.
- Cirka 1 øre/kWh til kabellægning og restruktureringsplaner.

Transmissionsnettets marginale omkostninger bygger på analyser, der blev gennemført i 1980'erne. Der er således ikke foretaget en ny udpegning i langtidsbudgettets netdel, der kan tilskrives meromkostninger som følge af belastningsforøgelsen. Der er heller ikke foretaget marginaltabsbetragtninger. Denne opgave er meget kompleks, jf. afsnit 5.5 og 5.6, og der lægges op til en revision af de tidligere gennemførte analyser vedrørende transmissionsnettets omkostningsstruktur.

For nærværende betragtes 400 kV kapacitetsomkostningerne altså ikke som marginale, idet 400 kV-nettet hovedsageligt bygges af hensyn til systemsikkerheden, overføringssevnen og importen. Kabellægning og restruktureringsplaner i henhold til handlingsplanen betragtes heller ikke som marginale.

IRP-balancepunktet påvirkes derfor kun indirekte af nettets miljøpolitik og færdiggørelsen af 400 kV-nettet.

Udbygningen af 150 kV og 60 kV betragtes derimod som delvis afhængig af belastningen. Afhængigheden er af størrelsen 50% for 150 kV og 75% for 60 kV. Denne er et skøn og ikke nærmere underbygget. De marginale kapacitetsomkostninger til udbygningen af 150 og 60 kV er for begge spændingsniveauer valgt fordelt på spids- og højlast i forholdet 55/45.

De marginale nettab i 400 kV- og 150 kV- og 60 kV-nettene indgår tillige i de marginale omkostninger.

De relevante marginale kapacitetsomkostninger og tabsomkostninger for 1995 fremgår af bilag 2.3. De marginale omkostninger niveau A i bilag 2.2.1 for 1995-2005 er således inklusive 60-400 kV-nettet. Niveau B omfatter tillige 10-20 kV-nettet, og niveau C er inklusive hele nettet.

5.5 Forhold, som påvirker nettets omkostninger

Følgende forhold kan i planperioden 1995-2005 i mere eller mindre grad påvirke behovet for og størrelsen af netinvesteringer:

- Efterspørgsel
 - Stigning i effektforbrug.
 - Effektens fordeling over året (årsvarighedskurve, benyttelsestid, tabstid).
 - Forskydninger i den geografiske og tidsmæssige fordeling af efterspørgslen.
- Produktionskapacitet
 - Udviklingen i den centrale og decentrale produktionskapacitet, herunder effektivitet, driftsmønster og rådighed.
 - Importpotentialer.
 - Forskydninger i den geografiske fordeling af produktionskapaciteten.
 - Forskydninger i den geografiske og tidsmæssige fordeling af produktionen.
- Eksport og transitpotentialer
- Miljøkrav
 - VVM.
 - Kabel- og restruktureringshandlingsplan for eksisterende net (kabelhandlingsplan).
 - Principper for nye ledninger (kabelhandlingsplan).
- Drift og vedligeholdelse af eksisterende net (renovering/ombygning)
- Netplanlægningsstrategi, som fastlægger teknologivalg m.v.
 - Spændingsniveau (400 og 150 kV standard).
 - Transformerstørrelser (ministationer).
 - Overføringskapacitet pr. ledningssystem (772 mm² duplex, p.t. standard for 400 kV og 772 mm² simplex p.t. standard for 150 kV).
 - Anvendelse af eksisterende ledningskorridorer til større overføringskapacitet (nye flersystemsmaster).
 - Principper for nye ledninger (kabelhandlingsplan).
 - Kombineret basisnet.
 - Generationsskifte ved færdiggørelse af basisnet.
 - F&U (mulige fremskridt, som kan påvirke teknologivalget).
 - Nye netplanlægningsmetoder, herunder probalistiske metoder

- Tekniske dimensioneringskriterier
 - Kriterierne C, A og D.
 - Reaktiv effekt.
 - Hensyn til decentral produktion og vindmøller.
- Økonomiske dimensioneringskriterier
 - Kapitalisering af besparelser i brændselsomkostninger og CO₂ i forhold til netinvesteringer.
 - Kapitalisering af besparelser i tab inkl. CO₂ i forhold til netinvesteringer.
 - Kapitalisering af værdi af forbedret forsyningssikkerhed i forhold til netinvesteringer.
- Planlægningshorisonten
 - Fastlæggelse af forudsætninger for transmissionsplanlægning.
 - Fastlæggelse af forudsætninger for produktionsplanlægning.
 - Fastlæggelse af forudsætninger for belastningsudviklingsprognoser.
- Planlægningsrammer
 - Lokal 60 og 150 kV-planlægning efterfulgt af central 150 og 400 kV-planlægning kontra integreret 60, 150 og 400 kV-planlægning.

5.6 Potentialer for ændring af nettets omkostningsstruktur

Et komplet metodestudium for transmissionsnettets omkostningsstruktur kræver en tilbundsående analyse af, hvorvidt ændringer af de i afsnit 5.5.5 listede forhold kan føre til henholdsvis større eller mindre investeringer til transmission. For nærværende diskuteres betydningen af økonomiske dimensioneringskriterier samt udviklingen i den decentrale produktionskapacitet. Et tilsvarende metodestudium af distributionsnettets omkostningsstruktur kan på sigt også være relevant.

5.6.1 Økonomiske dimensioneringskriterier

Når investeringerne i nyt netanlæg er mindre end besparelsen som følge af investeringerne, bør der af hensyn til økonomien foretages netudbygning. For en given udvikling af produktionskapaciteten og elforbruget er det simplificerede økonomiske IRP-mål ved planlægningen af transmissionsnettet at minimere følgende sum:

Brændselsomkostninger inklusive værdi af CO₂ til elproduktionen:

- + Tabsomkostninger i nettet.
- + Værdi af ikke-leveret energi.
- + Investeringer i nye netanlæg.

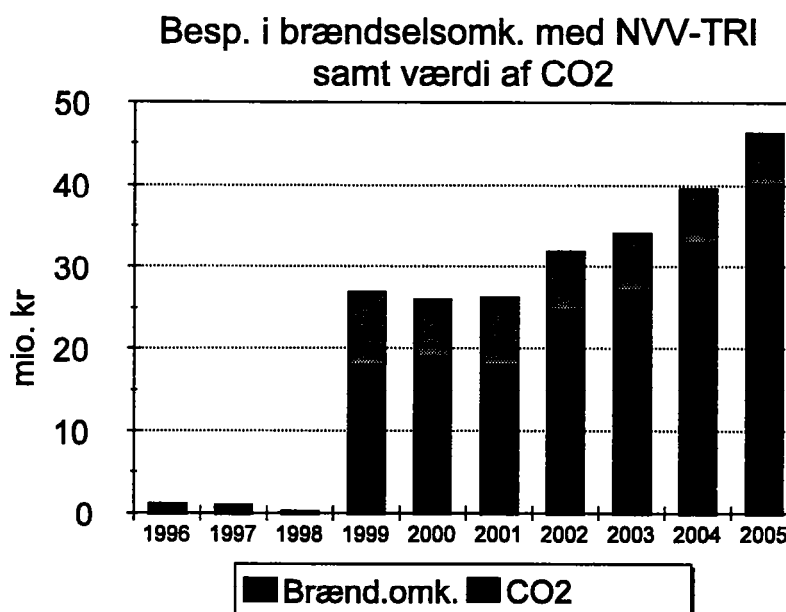
400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige bygges på baggrund af en samlet vurdering af tekniske hensyn. Som supplement er vist et eksempel på anvendelse af økonomiske netdimensioneringsregler.

Eksemplet skal blot synliggøre, at en systematisk anvendelse af økonomiske netdimensioneringskriterier ved integreret ressourceplanlægning kan medføre en ændring af transmissionsnettets omkostningsstruktur, idet teknisk tilstrækkelige netløsninger ikke altid er ensbetydende med økonomisk optimale løsninger. Hvad angår NVV-TRI, er løsningen teknisk optimal og tillige økonomisk hensigtsmæssig.

Eksempel:

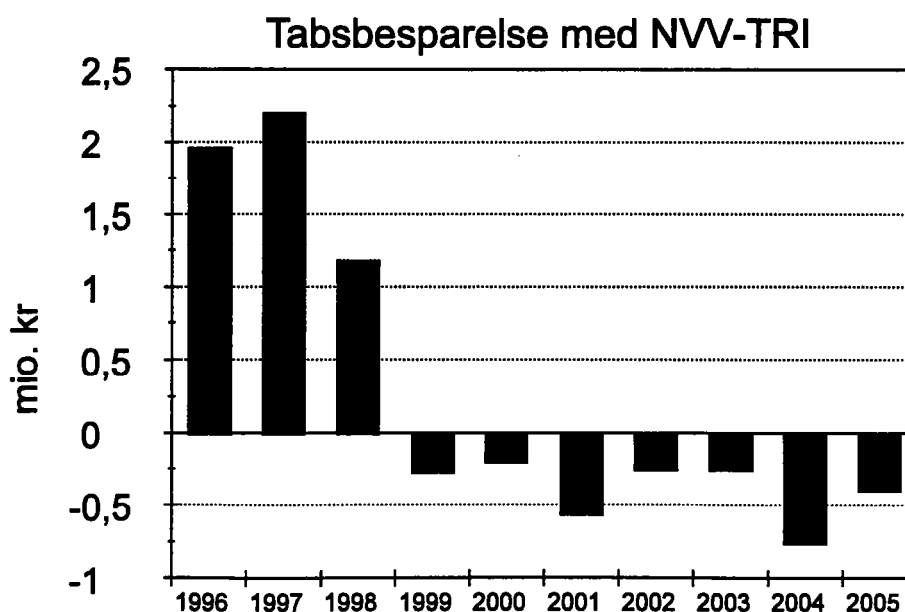
De beregnede besparelser med en 400 kV-ledning mellem Nordjyllandsværket - Trige (NVV-TRI) for hvert af årene til og med år 2005. Beregningerne er udført i overensstemmelse med de seneste prognoser for belastningsudvik-

lingen, belastningens årsvarighedskurve, udviklingen i den centrale og de-centrale produktionskapacitet, netudviklingen samt Norgesaftalen fra 1994 indeholdende en transitforpligtelse. Udviklingen i vindkraft er ikke medregnet.



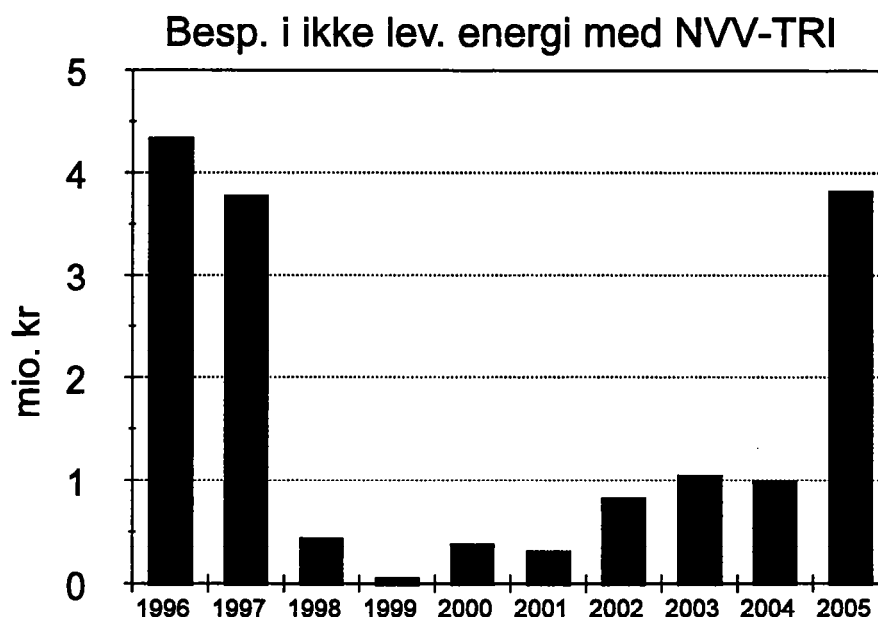
Figur 5.1 *Besparelser i brændselsomkostninger inklusive værdi af sparet CO₂-emission med NVV-TRI.*

Figur 5.1 viser besparelserne i brændselsomkostningerne inklusive værdi af sparet CO₂-emission (100 kr./ton). De store besparelser fra 1999 skyldes bedre muligheder for økonomisk udnyttelse af produktionsapparatet i Nordjylland samt Norgesaftalen. Fra år 2001 stiger besparelsen jævnt, idet flere gamle centrale anlæg tages ud af drift og på grund af stagnation i tilgangen af nye decentrale enheder.



Figur 5.2 *Kapitaliserede tabsbesparelser med NVV-TRI.*

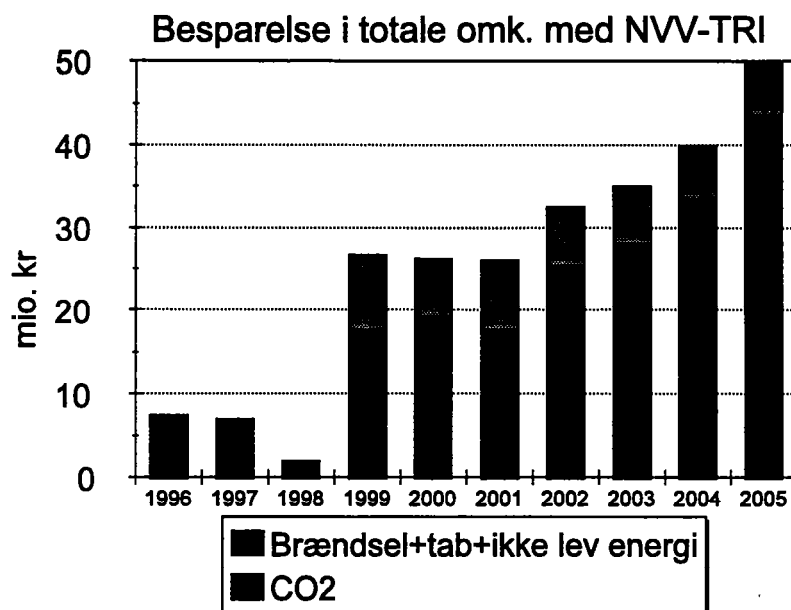
Figur 5.2 viser udviklingen i tabsbesparelser med NVV-TRI. Fra år 1999 er besparelserne negative, det vil sige, at nettabene øges. Det skyldes, at der med NVV-TRI over året vil blive store energitransporter ud af Nordjylland, idet det er muligt og økonomisk fordelagtigt at producere på den nyeste centrale blok i Nordjylland samt udnytte Norgesaftalen.



Figur 5.3 Besparelser i samfundsmæssig værdi af ikke-leveret energi med NVV-TRI.

Figur 5.3 viser besparelserne i den samfundsmæssige værdi af ikke-leveret energi med NVV-TRI, forudsat at 1 kWh ikke-leveret energi samfundsmæssigt udgør 10 kr. Besparelsen udtrykker altså, hvor meget NVV-TRI betyder for forsyningssikkerheden ved at muliggøre hensigtsmæssige lastfordelinger i trængte netsituationer.

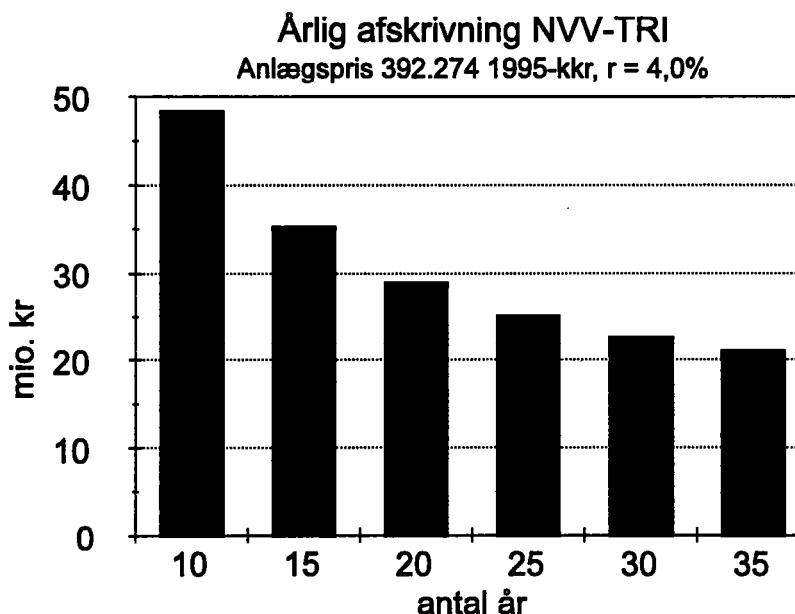
I figur 5.4 er de samlede besparelser sammenstillet.



Figur 5.4 Samlede driftsøkonomiske besparelser med NVV-TRI.

Forudsættes det, at NVV-TRI vil kunne være idriftsat fra 1999, kan det ud fra figur 5.4 beregnes, at den gennemsnitlige besparelse for perioden 1999-2005 er 27 mio. kr./år, eksklusive værdi af sparet CO₂-emission og 34 mio. kr./år inklusive værdi af sparet CO₂-emission (100 kr./ton).

I figur 5.5 er der til sammenligning vist den årlige afskrivning inklusive forrentning af NVV-TRI som funktion af afskrivningsperioden. Antages det, at der kan regnes med ovenstående beregnede gennemsnitsbesparelser, ses det, at ledningerne vil kunne være tilbagebetalt efter ca. 20 år henholdsvis 15 år afhængigt af, om sparet CO₂-emission medregnes.



Figur 5.5 Årlig afskrivning på NVV-TRI over 10-35 år.

Idet NVV-TRIs levetid forventes at være mindst 25-30 år, vil de sparede driftsøkonomiske omkostninger i eksemplet således kunne finansiere anlægssinvesteringen.

Ledningen NVV-TRI er planlagt idriftsat i 1999 og bygges først og fremmest af systemhensyn og ikke af hensyn til de driftsøkonomiske besparelser.

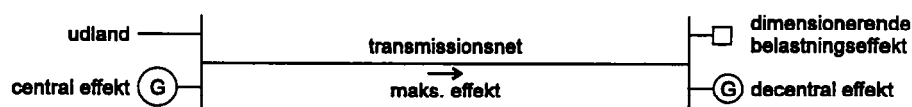
5.6.2 Udviklingen i den decentrale produktionskapacitet

Elproduktionen fra decentrale kraftvarmeværker leveres til 10-60 kV-nettet, det vil sige i geografisk nærhed af varme- og elforbrug. Det betyder en vis aflastning af transmissionsnettet i form af mindre tab. Dette indgår i tariffen. Om decentrale kraftvarmeværker også reducerer kapacitetsbehovet for transmissionsanlæg har løbende været analyseret de seneste 5-10 år, hvor den decentrale produktionskapacitet har været markant stigende.

Analysearbejdet har endnu ikke givet et entydigt svar, idet driftsmønsteret af de decentrale kraftvarmeværker p.t. er vanskeligt at forudsætte. Driftsmønsteret afhænger bl.a. af anlægstypen, anlægsudlægningen, fjernvarmebehovet, eltariffen og den tekniske rådighed og er endvidere forskellig fra anlæg til anlæg.

I vurderingen af kapacitetsbehov for transmissionsanlæg er det effekttransporten, der er afgørende - ikke energi. I situationer, hvor der ikke er decentral produktion, skal den

manglende effekt kunne leveres over transmissionsnettet. Hvis transmissionsnettet ikke skal udbygges svagere end hidtil for i uforandret omfang at kunne drage nytte af den centrale produktion og udlandsforbindelser som effektstøtte, skal der nødvendigvis regnes med statistisk minimum af den decentrale effektproduktion (effektvardi) ved det dimensionerende effektforbrug, som illustreret i figur 5.6.



Figur 5.6 *Maks. effekt = dimensionerende belastningseffekt - min. decentral effekt.*

Ud fra driftsopgørelser over den gennemsnitlige effektudnyttelse af decentrale kraftvarmeværker i spidslastperioder i 1994 er der beregnet statistisk minimum af den decentrale effektproduktion (effektvardi) ved dimensionerende effektforbrug.

Herfra kan det konkluderes, at den samlede effektvardi set fra transmissions-systemet er 40-50% under spidslast i en dimensionerende sommersituation og 50-60% under spidslast i en dimensionerende vintersituation. Når kapacitetsbehovet for transmissionsanlæg skal vurderes, kan den decentrale produktionskapacitet som helhed derfor tillægges en effektvardi på 40-50% af effektkapaciteten under spidslast i dimensionerende sommersituationer og 50-60% under spidslast i dimensionerende vintersituationer.

Siden april 1995 har der været indført en forskydning af spidslastperioden for grupper af decentrale anlæg og tilsvarende for højlastperioden fra oktober 1995. Dette følges nøje, men betydningen i netplanlægningen er p.t. ikke vurderet.

En anden meget vigtig forudsætning, når kapacitetsbehovet for transmissionsanlæg skal vurderes, er det forhold, at relæbeskyttelsen på de decentrale kraftvarmeværker af hensyn til egen beskyttelse er indrettet, så disse falder ud ved netfejl og lave spændinger. Det betyder, at en netfejl kan medføre udfald

af samtlige decentrale anlæg inden for en given radius fra fejlstedet. Eksempelvis gav netfejl ved Aalborg i september 1994 anledning til udfald af 41 decentrale værker ud af 48 idriftværende i ELSAM-området. Dette svarer til samtlige anlæg i Nordjyllandsværkets område og dele af anlæggene i Midtkrafts og Vestkrafts områder.

I sådanne situationer skal den manglende effekt kunne leveres over transmissionsnettet. Det vil sige, når kapacitetsbehovet for transmissionsanlæg som følge af netfejl skal vurderes, har den decentrale produktion ingen effektværdi regionalt set.

En tredje og vigtig forudsætning er de decentrale anlægs driftsmønster under højlast og lavlast. Driftsopgørelser viser, at langt fra alle decentrale anlæg producerer under højlast, og stort set ingen producerer under lavlast. I 1994 udgjorde den maksimale effektbelastning under højlast og lavlast henholdsvis ca. 96% og 85% af årets maksimale effektbelastning (ab 150 kV). I vurderingen af kapacitetsbehov for transmissionsanlæg er det således vigtigt også at se på høj- og lavlastperioderne, idet den decentrale produktions effektværdi for disse perioder og specielt lavlastperioden er meget lille.

Udviklingen af den decentrale produktionskapacitet giver således ikke fuldgod aflastning af transmissionsnettet i form af sparede kapacitetsomkostninger. I forbindelse med revisionen af de tidligere analyser af nettets omkostningsstruktur er det vigtigt, at der udarbejdes en detaljeret model for driften af decentrale anlæg. Herunder analyser af, hvorvidt det vil være muligt at forbedre de decentrale anlægs effektværdi ved f.eks. indførelse af dynamiske tariffer.

Hvad angår 60 kV-nettet, giver den decentrale produktionskapacitet generelt ingen kapacitetsbesparelser. Kun i helt specielle tilfælde har 60 kV udskydelse fundet sted. Hvad angår 10-20 kV-nettet, medfører den decentrale produktion øgede kapacitetsomkostninger. Med de p.t. gældende dimensioneringskriterier for 10-20 kV-nettet er dette indiskutabelt.

5.7 Delkonklusion

Nettets omkostninger sammenholdt med produktionens omkostninger vil på grund af nettets miljøpolitik og en liberalisering af elforsyningen m.v. få større betydning i fremtiden og bør følgelig inddrages direkte i IRP-processen. Der er behov for revision af tidligere analyser af transmissionsnettets omkostningsstruktur og en detaljeret modelbeskrivelse. For distributionsnettets omkostningsstruktur kan tilsvarende på sigt være aktuelt. Dette er dog ikke berørt nærmere for nærværende.

Marginalomkostningerne for 0,4 kV- og 10-20 kV-nettet er fundet ved at beregne omkostningerne for et gennemsnitligt distributionsselskab under forudsætning af henholdsvis 0 og 2% vækst i elforbruget.

Transmissionsnettets (60-400 kV) marginale omkostninger bygger på analyser, der blev gennemført i 1980'erne. Der er således ikke foretaget en ny udpegning i langtidsbudgettets netdel, der kan tilskrives meromkostningerne som følge af belastningsforøgelse samt foretaget nye marginaltabsbetragtninger.

Nettet indgår i IRP-balanceberegningen med den omkostningsstruktur, der blev fastlagt til tarifferbrug i 1980'erne. Der er behov for en revurdering af denne.

Kabellægning og sanering af 60-400 kV-nettet udgør ca. 25% af omkostningerne. Med de muligheder for sanering, der foreligger ved kombineret 400 og 150 kV-fremføring, vil det være fornuftigt at færdigudbygge 400 kV-basisnettet jf. NUP95. IRP-balancepunktet påvirkes kun indirekte af nettets miljøpolitik og 400 kV-færdigudbygningen.

Der er mange forhold, som påvirker transmissionsnettets omkostninger samt potentialer for ændring af omkostningsstrukturen. Betydningen af økonomiske dimensioneringskriterier samt udviklingen i den decentrale produktionskapacitet er valgt diskuteret som eksempler.

Det er belyst, at anvendelse af økonomiske netdimensioneringskriterier kan medføre en ændring af transmissionsnettets omkostningsstruktur, idet teknisk tilstrækkelige netløsninger ikke altid er ensbetydende med økonomisk optimale løsninger.

Ligeledes er det belyst, at decentrale kraftvarmeværker ikke giver fuldgod aflastning af transmissionsnettet, og at det i forbindelse med revision af de tidligere analyser vedrørende nettets omkostningsstruktur er vigtigt, at der udvikles en detaljeret model for driften af decentrale anlæg. Herunder bør det overvejes, hvorvidt det vil være muligt at forbedre den decentrale produktions effektivitet ud fra en "netsynsvinkel".

6. Decentral, industriel og lokal kraftvarme

IRP-behandlingen af decentral, industriel og lokal kraftvarme omfatter en status for udbygningen, en kortlægning af bruttopotentialet, økonomiske analyser og udarbejdelse af en prognose for den kommende udbygning under nuværende forudsætninger. Der er tillige vurderet på effekttilgangen i en situation uden kapacitetsværdi, og der er udarbejdet samfundsøkonomiske udbudskurver ved forskellig værdisætning af CO₂-eksternaliteten.

Decentrale kraftvarmeværker er defineret som kraftvarmeanlæg, der leverer den overvejende del af varmen til fjernvarmenet. Industrielle kraftvarmeanlæg leverer varmen til proces- og opvarmningsformål i erhvervsvirksomheder, og lokale kraftvarmeanlæg leverer varme til opvarmning af boliger, institutioner o.lign. Hele elproduktionen fra decentrale og industrielle anlæg afregnes som hovedregel med elforsyningen, mens lokale kraftvarmeanlæg mindre end 150 kW_e af afgiftsmæssige årsager kun afsætter overskudsproduktionen til nettet.

I afsnit 6.1 beskrives den anvendte metode. Afsnit 6.2 indeholder status for udbygningen samt kortlægning af bruttopotentialet. I afsnit 6.3 gengives resultatet af de beregninger, der er gennemført med nuværende rammebetingelser. Beregningerne fører frem til en prognose for tilgangen med decentral, industriel og lokal kraftvarme.

Afsnit 6.4 belyser økonomien i en situation, hvor nye anlæg ikke kan tillægges effektværdi.

Afsnit 6.5 redegør for nogle generelle problemstillinger, og afsnit 6.6 indeholder en delkonklusion for kapitel 6.

6.1 Metode

Udarbejdelsen af prognoserne er baseret på en kortlægning af bruttopotentialet og økonomiske analyser af de forskellige anlægstyper. Bruttopotentialet er her defineret som det størst mulige potentiale, der kan tænkes realiseret ved værdisætning af CO₂-eksternaliteten med op til 300 kr./ton. CO₂-eksternaliteten (skyggepris) indgår i de samfundsøkonomiske beregninger som en indtægt for projekter, der medfører en reduktion af den samlede CO₂-emission. En høj værdisætning af CO₂-eksternaliteten forbedrer således den samfundsøkonomiske rentabilitet af naturgas- og biomassebaserede kraftvarmeprojekter, når disse fortrænger el fra kulfyrede anlæg.

Beregningsen af den potentielle eleffekt er baseret på en opgørelse af varmebehovet til opvarmning og procesvarme (varmt vand, hedtvand og damp). Bruttopotentialet er kortlagt ved en rundspørge til distributionsselskaber og kraftværker i ELSAM-området. De indhentede data er suppleret med oplysninger fra naturgasselskaber og Energistyrelsen.

De generelle økonomiske beregningsforudsætninger (rentefødder, brændsels- og elpriser) er fælles for hele IRP-projektet, men der er her tillige opstillet tekniske og økonomiske beregningsforudsætninger for de forskellige anlægstyper og -størrelser, der er aktuelle i forbindelse med decentral, industriel og lokal kraftvarme. På baggrund af de opstillede forudsætninger er de samfunds- og selskabsøkonomiske forhold analyseret, og økonomien for de deltagende aktører er belyst i form af kasseregnskaber.

Prognoser for den fremtidige udbygning er udarbejdet ud fra det kortlagte potentiale og de økonomiske forhold. De fleste decentrale kraftvarmeanlæg etableres i henhold til Energistyrelsens forudsætningsskrivelser, men på grund af den attraktive selskabsøkonomi fremskyndes idriftsættelsen ofte i forhold til de opstillede tidsfrister. Da langt den overvejende del af udbygning-

gen foregår uden for den fælles elforsyning, træffes beslutninger om anlæg og drift ikke på basis af samfundsøkonomiske analyser, men primært på baggrund af selskabsøkonomiske rentabilitetsberegninger, hvor tilskud og afgifter indgår. Den "private" andel af eludbygningen må derfor beskrives som markedsrespons i konkrete situationer under indflydelse af specificerede virkemidler.

6.2 Status for udbygning og kortlægning af bruttopotentiale

I det følgende behandles anlægskategorierne decentral, industriel og lokal kraftvarme hver for sig, idet både beslutningsproces og udbygning forløber vidt forskelligt i de tre kategorier.

6.2.1 Decentral kraftvarme

Omstillingen af de eksisterende fjernvarmeværker er opdelt i tre faser:

Fase I frem til 1994 omfatter primært de største kul- og gasfyrede fjernvarmeværker, der skulle ombygges til kraftvarme på primært naturgas.

Fase II fra 1994 til 1996 omfatter resten af de kulfyrede værker, de mellemstore gasfyrede værker og nogle oliefyrede værker. Kraftvarmeproduktionen baseres på naturgas og affald, mens værker, der omstilles til biomasse, primært etableres som fjernvarmeværker.

Fase III omfatter mindre værker, der senest i 1998 skal være omstillet til naturgaskraftvarme eller biobrændselsbaseret fjernvarme. Den største del af fase III-byerne udgøres af helt eller delvist biomassefyrede værker, der skal fortsætte med at være biomassefyrede. Projekter for biomassebaseret fjernvarme kan kun få midlertidige godkendelser, så værkerne senere kan overgå til biomassebaseret kraftvarme, når biomassekraftvarmeteknologierne er mere udviklede. Værker, der allerede på nuværende tidspunkt ønsker at udarbejde projekt for biomassekraftvarme, kan få udsættelse med idriftsættelsen til udgangen af år 2000.

Ud over omstillingen af de eksisterende fjernvarmeværker bygges tillige kraftvarmeanlæg i forbindelse med de såkaldte barmarksprojekter, hvor fjernvarmenet og kraftvarmeanlæg etableres samtidig. Barmarksprojekterne indgår ikke i den faseopdelte udbygning med forudsætningsskrivelser, men etableres på lokalt initiativ.

Med Folketingets vedtagelse af de såkaldte CO₂-love i december 1991 indførtes blandt andet tilskud til elproduktion på decentrale kraftvarmeanlæg på 10 øre/kWh og yderligere 17 øre/kWh til biomassefyrede anlæg. Tilskuddene medførte, at det blev selskabsøkonomisk attraktivt at omstille fjernvarmeanlæg til kraftvarme på naturgas. En meget stor del af fjernvarmeværkernes omstilling til decentrale kraftvarmeanlæg er derfor gennemført forud for de opstillede tidsfrister.

Den gennemførte spørgerunde til distributionsselskaber og kraftværker og efterfølgende bearbejdning resulterede i følgende opgørelse af bruttopotentialet for decentral kraftvarme i ELSAM-området:

	Idriftsatte	Besluttede	Potentielle	I alt
Uden for faseopd.	160	10	39	209
Fase I	268	176	26	470
Fase II	171	16	60	247
Fase III	57	17	60	134
Barmark	65	3	21	89
I alt	721	222	206	1.149

Tabel 6.1 *Bruttopotentialet i MW, for decentrale kraftvarmeanlæg opdelt på idriftsatte, besluttede og potentielle anlæg.*

Det ses, at langt den største del af anlæggene allerede er idriftsatte eller besluttede, idet disse udgør 943 MW ud af det samlede potentiale på 1.149 MW.

Elselskabernes indberetning af potentielle og besluttede barmarksprojekter resulterede i 32 anlæg med en samlet effekt på ca. 24 MW, mens en opgørelse på basis af Energistyrelsens Energidata omfatter ca. 150 områder med en potentiel effekt på i alt 50 MW. En betydelig andel af potentialet beregnet ud fra Energidata udgøres imidlertid af meget små anlæg, som der ikke er basis for at realisere, mens nogle af de bedste anlæg til gengæld allerede er bygget. De to opgørelser afviger således i praksis ikke væsentligt fra hinanden, og de videre beregninger vedrørende barmarksprojekter baseres derfor udelukkende på elsselskabernes opgørelse.

6.2.2 Industriel kraftvarme

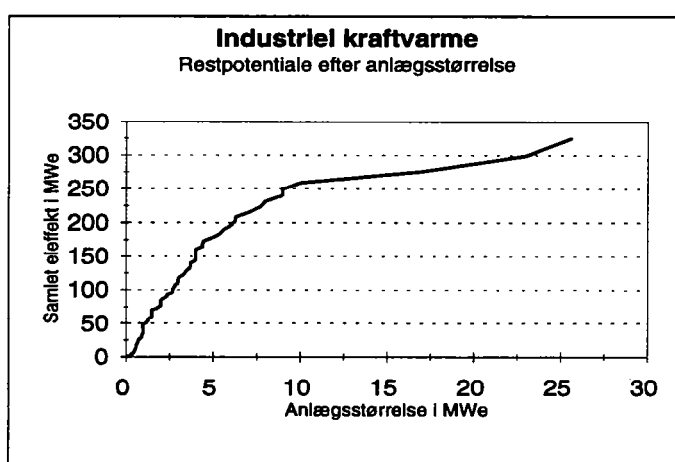
Potentialet for industriel kraftvarme er opgjort ved flere lejligheder. Landets samlede potentiale blev i 1991 kortlagt i et samarbejde mellem elsselskaberne, gasselskaberne og Energistyrelsen ("Potentiale for Industriel Kraftvarme", marts 1991). I denne rapport blev det samfundsøkonomiske potentiale opgjort til ca. 400 MW, mens det selskabsøkonomiske potentiale var meget beskedent. På daværende tidspunkt regnedes ikke med værdisætning af CO₂-eksteraliteter eller CO₂-tilskud. Energistyrelsen har i forbindelse med udarbejdelsen af embedsmandsrapporten "Fremme af industriel kraftvarme", december 1994, genanvendt beregningsmodellen fra 1991 til beregning af det selskabsøkonomiske potentiale inkl. CO₂-tøre og anlægstilskud. Med krav om tilbagebetalingstid på 3½ henholdsvis 5 år fås med anlægstilskud et selskabøkonomisk potentiale på henholdsvis 300 og 700 MW. Uden anlægstilskud er de tilsvarende potentialer henholdsvis 0 og 400 MW. I ENERGI 2000 forventes en udbygning med industriel kraftvarme på 400-500 MW. Alle ovennævnte talstørrelser er for hele landet.

Resultatet af den aktuelle opgørelse for ELSAM-området fremgår af følgende skema:

Status	Antal anlæg	Effekt MW
Idriftsatte	45	174
Beslutede	18	94
Potentielle	142	324
I alt	205	592

Tabel 6.2 Bruttonpotentialet i MW_e for industrielle kraftvarmeanlæg fordelt efter status.

Størrelsesfordelingen af de industrielle kraftvarmeanlæg, der indgår i restpotentialet, fremgår af følgende figur.



Figur 6.1 Akkumuleret effekt fra restpotentialet for industriel kraftvarme som funktion af anlægsstørrelsen.

Det fremgår af figuren, at 80% af potentialet udgøres af anlæg mindre end 10 MW_e.

Det er meget vanskeligt at bestemme det industrielle kraftvarmepotentiale, og opgørelsen er derfor forbundet med en vis usikkerhed. Hertil kommer usikkerheden omkring anlæggenes realisering, hvilket behandles i afsnit 6.3.2.

6.2.3 Lokal kraftvarme

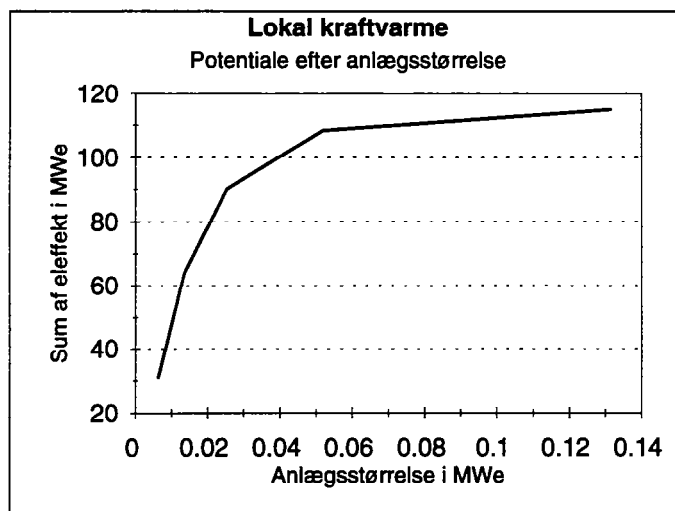
Lokale kraftvarmeanlæg indgik i spørgerunden på lige fod med decentrale og industrielle anlæg. Kun få elselskaber har imidlertid beskæftiget sig indgående med dette marked, og det er ikke muligt ud fra de indmeldte anlæg at danne sig et overblik over det samlede potentiale i ELSAM-området.

Det fremgår af opgørelsen, at der på nuværende tidspunkt er idriftsat 14 MW_e fordelt på 73 anlæg, og der er kendskab til, at yderligere syv anlæg med en samlet effekt på 1 MW_e er besluttet.

Opgørelsen af selve potentialet er baseret på udtræk fra Energistyrelsens database Energidata. Udtrækket omfatter nettovarmebehovet for bygninger med et nettovarmebehov over 0,25 TJ/år.

For de aktuelle anlægsstørrelser er det ikke aktuelt med biomassefyrede kraftvarmeanlæg, og der ses derfor i nærværende opgørelse bort fra muligheden for lokal kraftvarme i "Område IV".

Omregnes varmegrundlagene i naturgasområder til potentielle anlægsstørrelser, fås figur 6.2, der viser den summerede eleffekt som funktion af anlægsstørrelser.

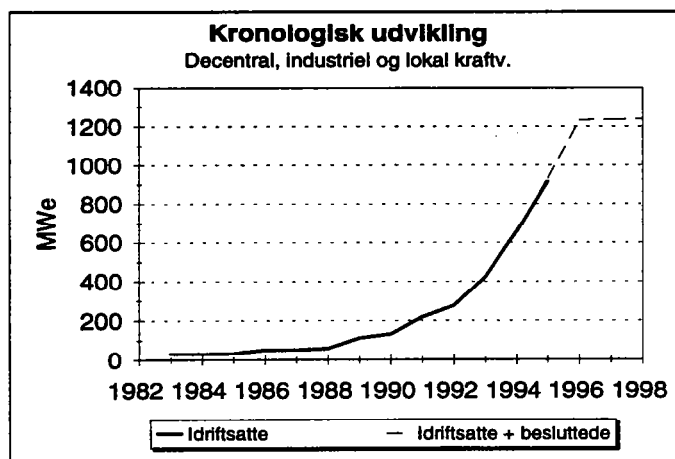


Figur 6.2 Akkumuleret potentiel eleffekt fra lokale kraftvarmeanlæg som funktion af anlægsstørrelse.

Det ses, at en meget stor andel af potentialet for lokale kraftvarmeanlæg udgøres af de mindste anlæg. Halvdelen af det samlede potentiale på 115 MW_e består således af anlæg under 15 kW_e svarende til årlige varmebehov under ca. 0,5 TJ.

6.2.4 Samlet status og bruttopotentiale

Den hidtidige udbygning fremgår af figur 6.3, der viser den kronologiske udvikling i eleffekt fra idriftsatte og besluttede anlæg.



Figur 6.3 Den kronologiske udvikling i eleffekt fra decentrale kraftvarmeanlæg.

Det ses, at udviklingen for alvor tog fart efter indførelsen af CO₂-tøren i december 1991.

Status og bruttopotentiale for de tre anlægskategorier fremgår af tabel 6.3.

	Idriftsatte	Besluttede	Idriftsatte + besluttede	Potentielle	I alt
DKV	721	222	943	206	1.149
IKV	174	94	268	324	592
LKV	14	1 ¹⁾	15	115 ²⁾	155
	909	317	1.226	645	1.871

1) Kan være væsentligt større.

2) Væsentlig andel udgøres af meget små anlæg.

Tabel 6.3 Samlet bruttopotentiale for alle anlægskategorier.

Det skal fremhæves, at der er tale om et bruttopotentiale og ikke en prognose. Især tallene for de potentielle IKV- og LKV-anlæg reduceres væsentligt i forbindelse med udarbejdelsen af prognosen i afsnit 6.3.2. Alene summen af idriftsatte og besluttede anlæg udgør dog godt 1.200 MW.

6.3 Beregninger med nuværende rammebetingelser

Formålet med de økonomiske beregninger er at skabe et grundlag for de samfunds- og selskabsøkonomiske vurderinger af potentialet og udarbejdelsen af prognosen for den resterende tilgang.

I dette afsnit resumeres først resultatet af beregningerne, der danner grundlag for den økonomiske vurdering af potentialet, og derefter beskrives udarbejdelsen af prognosen med nuværende rammebetingelser. Til sidst belyses økonomien for nogle udvalgte anlægstyper i form af kasseregnskaber.

Alle beregninger i dette afsnit er baserede på de nuværende rammebetingelser, hvor den decentrale produktion tillægges fuld effektværdi, og referencen for elproduktion både økonomisk og miljømæssigt udgøres af et kulfyret kondensanlæg. Disse forudsætninger holder dog ikke længere, og i afsnit 6.4 belyses derfor tillige økonomien i en situation, hvor nye anlæg ikke kan tillægges effektværdi. Også miljømæssigt har den ændrede reference stor betydning, idet miljøgevinsten fra de sidste anlæg reduceres væsentligt.

6.3.1 Økonomiske analyser

Udbygningsplanlægningen for den centrale del af elproduktionssystemet baseres på tekniske og økonomiske systemanalyser, og udbygningen optimeres traditionelt ud fra samfundsøkonomiske kriterier. Størstedelen af den decentrale udbygning foregår imidlertid uden for elselskabernes regi, og beslutninger vedrørende denne udbygning træffes derfor primært på basis af selskabsøkonomiske kriterier. I en IRP-sammenhæng stilles der for de enkelte projekter dog krav om sund samfundsøkonomi.

Der er i denne sammenhæng foretaget både samfunds- og selskabsøkonomiske beregninger for de forskellige anlægskategorier, -typer og -størrelser.

I de selskabsøkonomiske beregninger indgår tilskud og afgifter, mens værdisætningen af CO₂-eksternaliteten indgår med 100 kr./ton i det samfundsøkonomiske regnskab. Der regnes med tilskuds- og afgiftssatser svarende til fuld implementering af de "grønne afgifter".

For decentrale kraftvarmeanlæg i eksisterende fjernvarmeområder, industrielle og lokale anlæg udgøres varmereferencen af varmekedler, der fyres med samme brændsel som kraftvarmeanlægget, medens varmereferencen ved barmarksp projekter er individuelle olie fyr.

Detaljerede resultater af de gennemførte beregninger fremgår af delrapporten for decentral, industriel og lokal kraftvarme, og her fremhæves blot nogle generelle resultater for de forskellige kategorier.

Decentral kraftvarme

Der er gennemført beregninger for naturgasfyrede motoranlæg, turbineanlæg og combined cycle-anlæg og affalds- og halmfyrede damp turbineanlæg. For barmarksp projekter er der udelukkende regnet med naturgasfyrede motoranlæg.

Følgende generelle beregningsresultater kan fremhæves:

- Naturgasfyrede kraftvarmeanlæg større end ca. 0,5 MW_e i eksisterende fjernvarmeområder er både selskabs- og samfundøkonomisk rentable.
- Både selskabs- og samfundøkonomisk er halm- og affaldsfyrede anlæg væsentlig ringere end naturgasfyrede anlæg. Kun for de største anlæg kan der opnås selskabsøkonomisk balance, mens samfundøkonomien for alle de aktuelle størrelser er negativ.
- Med de store investeringer i fjernvarmenet og den begrænsede størrelse på de resterende varmemarkeder er de potentielle barmarksp projekter hverken samfunds- eller selskabsøkonomisk rentable.

Industriel kraftvarme

Inden for denne anlægstype er der gennemført beregninger for naturgasfyrede motor- og turbineanlæg.

Hvor anlægstype og -størrelse ikke direkte fremgår af selskabernes indmelding, er anlægsvalg og dimensionering foretaget ud fra de tekniske delbranchebeskrivelser, der blev udarbejdet i forbindelse med kortlægning af potentialet i 1991. Der er i de økonomiske beregninger anvendt en anlægslevetid på 10 år, og de generelle beregninger er gennemført for en benyttelsestid på 5.000 timer. Ved udarbejdelsen af udbudskurven i afsnit 6.3.2 benyttes de enkelte anlægs aktuelle benyttelsestider.

Der regnes generelt med et anlægstilskud på 30% til alle anlæg, dog må anlægstilskuddet ikke bringe tilbagebetalingstiden under 3 år.

Følgende generelle beregningsresultater kan nævnes for industrielle anlæg med en benyttelsestid på 5.000 timer:

- For gasmotoranlæg over ca. 1 MW_e og gasturbineanlæg over ca. 5 MW_e fås selskabsøkonomiske tilbagebetalingstider under 6 år.
- Gasmotoranlæg over ca. 5 MW_e balancerer samfundøkonomisk, mens gasturbineanlæg større end ca. 10 MW_e giver samfundøkonomisk overskud.
- Benyttelsestiden har stor betydning for økonomien, og rentabiliteten er derfor væsentlig bedre i brancher med en højere benyttelsestid.

Lokal kraftvarme

Denne anlægskategori adskiller sig fra de øvrige dels ved størrelsen og dels ved fritagelsen for elafgift for anlæg mindre end 150 kW_e for den del af produktionen, der anvendes til dækning af eget elforbrug. Fritagelsen for elafgift medfører, at disse anlæg udlægges til en væsentlig højere benyttelsestid (mindre anlæg i forhold til varmegrundlag), således at den største del af elproduktionen kan anvendes til dækning af eget elforbrug. Beregningerne er gennem-

ført for anlæg, hvor 80% af elproduktionen anvendes til dækning af eget forbrug.

For denne anlægstype er der gennemført beregninger for naturgasfyrede gasmotoranlæg fra 15 til 150 kW_e med en benyttelsestid på 6.000 timer.

Følgende generelle beregningsresultater kan nævnes:

- Anlæggene er ikke samfundsøkonomisk rentable.
- Fritagelsen for elafgift medfører selskabsøkonomisk overskud for de større anlæg i denne kategori.

6.3.2 Økonomisk potentiale og prognose

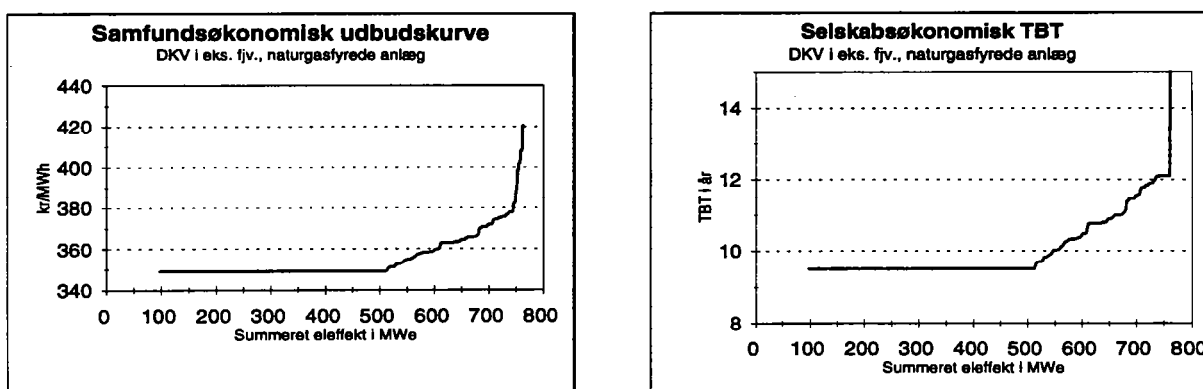
Decentral kraftvarme

Som det fremgår af afsnit 6.2.1, er udbygningen med decentral kraftvarme i eksisterende fjernvarmeområder ved at være tilendebragt, idet ca. 900 MW ud af et potentiale på i alt ca. 1.050 MW er idriftsat eller besluttet, og den gennemførte analyse af "potentialets" samfunds- og selskabsøkonomiske forhold er derfor mere af akademisk interesse.

De forudgående økonomiske beregninger viser, at rentabiliteten i de fastbrændselsfyrede kraftvarmeanlæg med de nuværende forudsætninger er både samfunds- og selskabsøkonomisk tvivlsom. En beregningsmæssig opgørelse af potentialet vil derfor give et meget beskedent resultat, idet kun de største affaldsfyrede anlæg, der allerede er bygget, er rentable. Det er her værd at bemærke, at referencen for varmeprisen er baseret på fjernvarmecentraler fyret med samme brændsel som kraftvarmeanlægget. For de fastbrændselsfyrede anlæg må den umiddelbare konklusion være, at de fleste af disse anlæg bør fortsætte med udelukkende fjernvarmeproduktion.

I det følgende vurderes økonomien i det samlede potentiale for naturgasfyrede decentrale kraftvarmeanlæg, det vil sige både den realiserede del og det resterende potentiale.

Anvendes de økonomiske beregningsresultater sammen med det opgjorte potentiale for naturgasfyrede decentrale kraftvarmeanlæg, fås kurver for udbud som funktion af henholdsvis samfundsøkonomisk elpris og selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid som vist i figur 6.4.



Figur 6.4 Samfundsøkonomisk elpris og selskabsøkonomiske TBT som funktion af det summerede "potentiale" (stort set realiseret).

Med den nugældende samfundsøkonomiske værdisætning af CO₂-eksternaliteten på 100 kr./ton ses det, at de første 500 MW_e naturgasfyrte decentral kraftvarme kan producere el til en samfundsøkonomisk pris på ca. 350 kr./MWh, medens prisen for de følgende 250 MW stiger til ca. 380 kr./MWh.

Stigningen til ca. 420 kr./MWh ved de sidste få MW skyldes, at disse stammer fra meget små anlæg.

Den samfundsøkonomiske værdi af en elproduktion med en tilsvarende tidsmæssig fordeling kan med de nuværende rammebetingelser beregnes til ca. 420 kr./MWh. Sammenholdes denne værdi med udbudskurven, ses det, at hele den naturgasfyrede decentrale udbygning er samfundsøkonomisk fordelagtig under de nuværende rammebetingelser med fuld effektværdi og kulfyret kondens som reference.

Tilsvarende ligger den selskabsøkonomiske tilbagebetalingstid for de første 500 MW_e under 10 år, medens den for de følgende knap 250 MW_e stiger til 12 år. Med en anlægslevetid på 15-20 år er anlæggene således også selskabsøkonomisk attraktive.

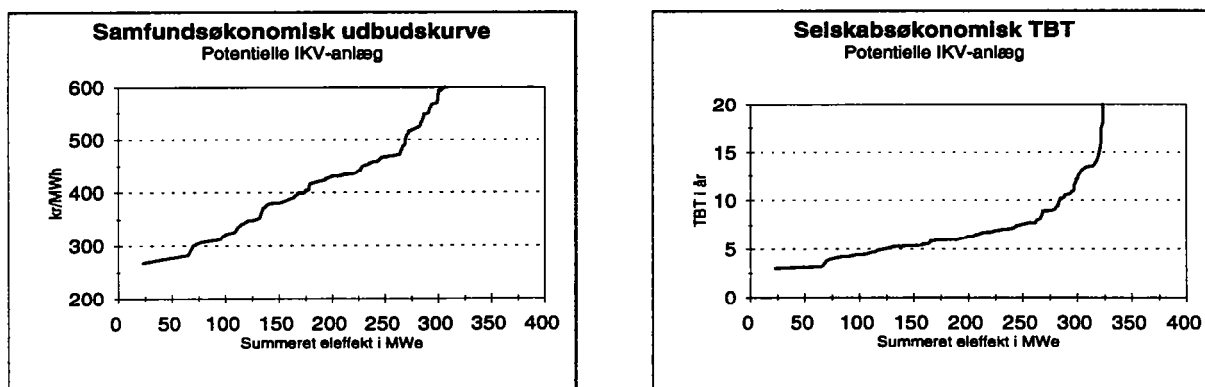
Den største del af denne udbygning er realiseret, og med baggrund i Energi styrelsens forudsætningsskrivelser og de nuværende selskabsøkonomiske forhold må det antages, at den resterende del også realiseres. Bortset fra de mindre biomasse- og affaldsbyer må det således antages, at hele potentialet realiseres - det vil sige i alt ca. 1.020 MW. Størstedelen af den resterende udbygning, der omfatter ca. 220 MW i besluttede anlæg og ca. 145 MW i potentielle naturgasfyrede anlæg, antages realiseret inden udgangen af 1998.

Vurderes barmarksprojekter efter samme princip som anvendt for de decentrale anlæg i eksisterende fjernvarmeområder, fås der med den nugældende samfundsøkonomiske værdisætning af CO₂-eksternaliteten på 100 kr./ton en samfundsøkonomisk elpris fra knap 500 til ca. 550 kr./MWh. Den selskabsøkonomiske tilbagebetalingstid for samme potentiale bliver længere end anlægslevetiden, og det må konkluderes, at etablering af barmarksprojekter kræver et godt salgsarbejde, optimistiske beregningsforudsætninger og et stærkt lokalt ønske om at få et decentralt kraftvarmeværk.

For barmarksprojekter antages der en realisering af yderligere ca. 20 MW svarende til elværkernes opgjorte restpotentiale. Udbygningen med barmarksprojekter når således i alt op på knap 90 MW_e, der forventes realiseret inden udgangen af 1998.

Industriel kraftvarme

Ud fra potentialeopgørelsen og de gennemførte økonomiske beregninger er kurver for den samfundsøkonomiske elpris og den selskabsøkonomiske TBT beregnet (jf. figur 6.5).



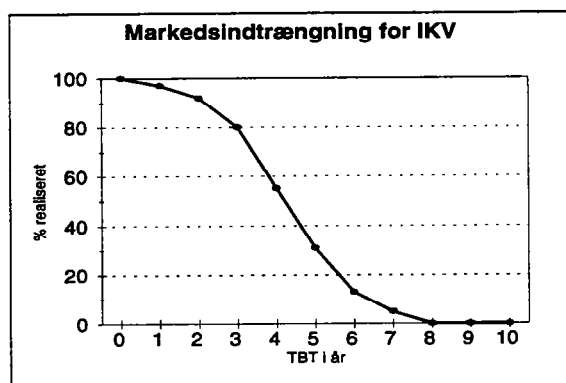
Figur 6.5 Samfundsøkonomisk elpris og selskabsøkonomisk TBT som funktion af den summerede eleffekt for det resterende potentiale for IKV-anlæg.

Den samfundsøkonomiske elpris er for ca. 175 MW_e af potentialet under de ca. 400 kr./MWh, der er den samfundsøkonomiske værdi af en elproduktion

med den antagne gennemsnitlige fordeling mellem tariffperioderne, og det vil derfor ud fra de nuværende rammebetingelser være samfundsøkonomisk rentabelt at gennemføre denne udbygning.

Tilsvarende er den selskabsøkonomiske tilbagebetalingstid under 6 år for denne del af potentialet, når der regnes med både CO₂-tære og anlægstilskud.

For at kunne udarbejde en prognose for den fremtidige udbygning med industriel kraftvarme må potentialeopgørelserne suppleres med nogle antagelser vedrørende markedsindtrængning. Den anvendte markedsindtrængningskurve er vist i figur 6.6.



Figur 6.6 Antaget markedsindtrængning for industriel kraftvarme.

Kurven er udarbejdet ud fra en antagelse om en realiseringsgrad på 80% ved 3 års tilbagebetalingstid. Realiseringsgraden antages at nå 0 ved 8 år. Kurven bygger i høj grad på antagelser om virksomhedernes og elværkernes interesse i at deltage.

Det opgjorte potentiale som funktion af tilbagebetalingstid og den antagne kurve for markedsindtrængning resulterer i en prognose for den resterende udbygning med industriel kraftvarme på ca. 110 MW_e.

Status og prognose for industriel kraftvarme kommer dermed til at se ud som vist i tabel 6.4.

	Eleffekt i MW
Idriftsat medio 1995	174
Beslutede (antages idriftsat i 1996)	94
Prognose for tilgang i alt	110
Forventet IKV-effekt år 2000	375

Tabel 6.4 Status og prognose for udbygningen med industriel kraftvarme.

Lokal kraftvarme

Ud fra potentialeopgørelsen og de gennemførte økonomiske beregninger er der udarbejdet udbudskurver for el fra lokale kraftvarmeanlæg. Den resulterende samfundsøkonomiske elpris er forholdsvis høj, og for selv den bedste del af potentialet, det vil sige de største anlæg, når den ikke under de ca. 380 kr./MWh, der er den samfundsøkonomiske værdi ved en benyttelsestid på 6.000 timer og en CO₂-eksternalitet på 100 kr./ton.

Fritagelsen for elafgift for den del af elproduktionen, der anvendes til dækning af eget forbrug, medfører en positiv selskabsøkonomi for anlæg større end ca. 50 kW_e.

Den største del af potentialet findes imidlertid i forbindelse med de mindste anlæg, og antages det, at 50% af de potentielle anlæg større end 20 kW_e bliver realiseret, reduceres tilvæksten til ca. 20 MW_e, således at der inden år 2000 i alt nås op på ca. 35 MW_e fra denne kategori.

Samlet prognose

Den samlede prognose for decentral, industriel og lokal kraftvarme fremgår af tabel 6.5.

	Idriftsatte MW	Besluttede MW	Idriftsatte + besluttede MW	Progn.f. yderl.tilg. MW	Prognose i alt MW	Benyt.tid timer	Elprod. GWh
DKV	721	222	943	165	1.108	4.200	4.650
IKV	174	94	268	110	378	5.000	1.890
LKV	14	1	15	20	35	6.000	210
	909	317	1.226	295	1.521		6.750

Tabel 6.5 Samlet prognose for decentral, industriel og lokal kraftvarme.

I alt må der i år 2000 således regnes med en decentral kraftvarmekapacitet på godt 1.500 MW_e og en årlig produktion på 6.750 GWh svarende til ca. 30% af det samlede elsalg i Jylland/Fyn.

Langt hovedparten af de besluttede anlæg på i alt 317 MW_e idriftsættes i løbet af 1996. Fordeles den resterende del af decentral kraftvarme over årene 1997 og 1998, og den lokale og industrielle kraftvarme over årene 1997-1999, fås under nuværende forudsætninger en tilgang på ca. 320 MW_e i 1996, ca. 125 MW_e/år i 1997-1998 og ca. 45 MW_e i 1999.

6.3.3 Kasseregnskaber

I det følgende resumeres resultatet af de opstillede kasseregnskaber og betalingsstrømme for nogle udvalgte anlægstyper. For en mere detaljeret gennemgang af emnet henvises til delrapporten vedrørende decentral, industriel og lokal kraftvarme.

Formålet med opstilling af kasseregnskaber og betalingsstrømme er at belyse, hvorledes kraftvarmeprojekterne påvirker økonomien for de forskellige parter, der berøres af projekterne.

Kasseregnskaber og betalingsstrømme er opstillet for følgende anlæg:

- Decentralt kraftvarmeanlæg i eksisterende fjernvarmeområde:
 - Gasmotoranlæg på 5 MW_e.
 - Halmfyret kraftvarmeanlæg på 5 MW_e.
- Decentralt kraftvarmeanlæg i barmarksområde:
 - Gasmotoranlæg på 1 MW_e.
- Industrielt kraftvarmeanlæg:
 - Gasturbineanlæg på 5 MW_e med benyttelsestid på 5.000 timer og 10 års levetid.
- Lokalt kraftvarmeanlæg:
 - Gasmotoranlæg på 60 kW_e.

Hovedtallene fra de opstillede kasseregnskaber fremgår af tabel 6.6, der viser nuværdierne af resultatet for de forskellige aktører og samfundet.

Alle beløb er angivet som nuværdier i 1995 i mio. kr.

	DKV i eks. fjv.område 5 MW _e GM Naturgas	DKV i eks. fjv.område 5 MW _e DT Halm	DKV i barmark 1 MW _e GM Naturgas	IKVm. ben. tid. 5.000 t. 5 MW _e GT Naturgas	LKV 60 kW _e GM Naturgas	Rente- sats % p.a.
Kraftvarmeselskab	22,0	-65,0	-4,1	12,2	0,09	4
Elselskab	-1,0	-1,0	-0,3	-1,0	-0,03	4
Varmeaftager	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	4
Brændselsleverandør	10,8	0,0	15,4	4,8	0,74	4
Staten	-25,8	-75,8	-17,4	-30,3	-1,17	5
Renteudligning	-5,5	-4,5	-2,3	-2,1	-0,07	4 → 5
Snæver samfundsøkonomi	0,5	-146,3	-8,7	-16,4	-0,44	5
Eksternalitet v. 100 kr./ton	13,1	21,3	3,2	9,6	0,15	5
Samfundsøkonomi	13,6	-125,0	-5,5	-6,9	-0,29	5
Samfundsøkonomi mio. kr./MW	2,7	-25	-5,5	-1,4	-4,8	5

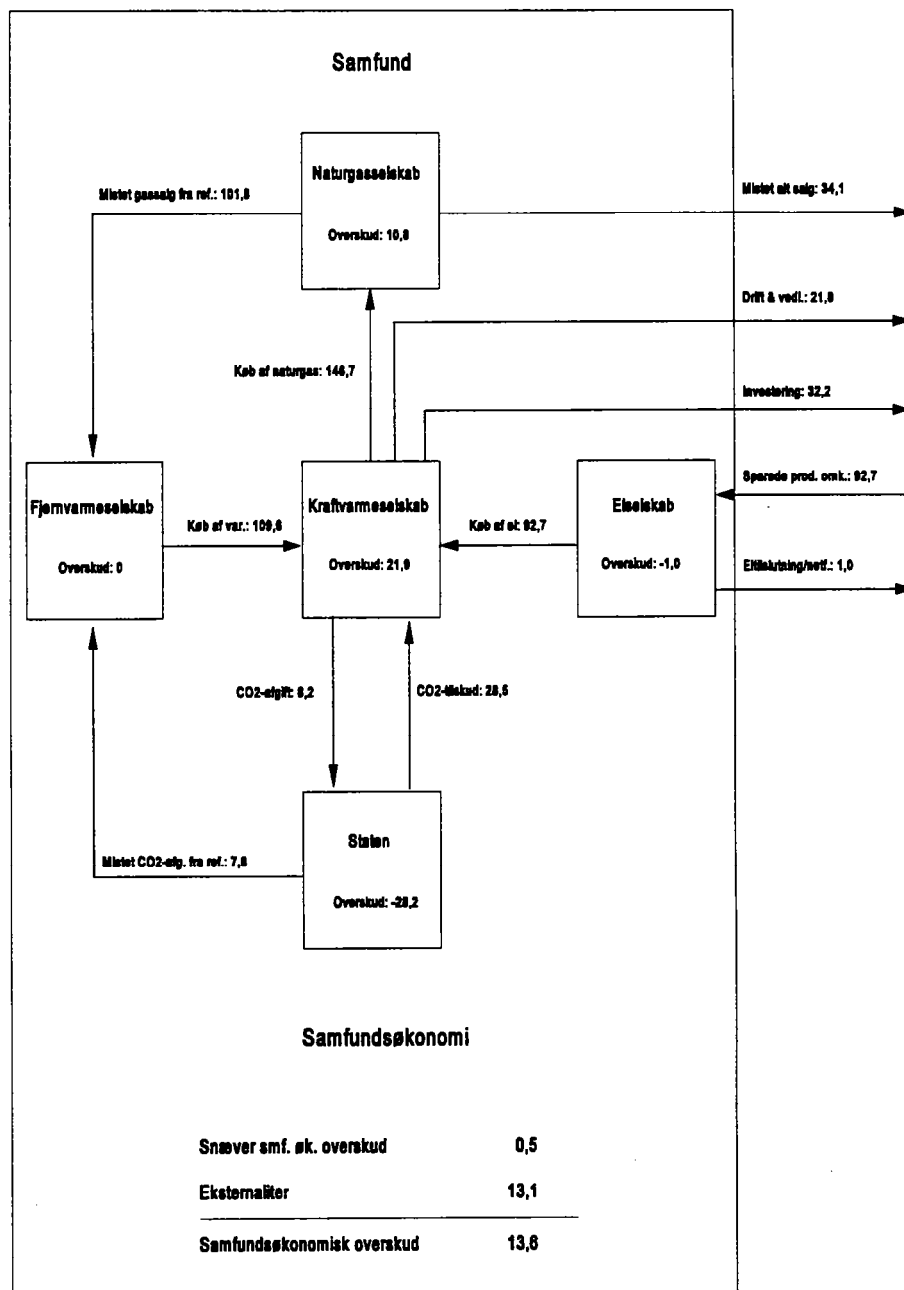
Tabel 6.6 Kasseregnskaber.

Ved alle anlægstyper regnes der med, at kraftvarmeselskab, elselskab, varmeaftager og brændselsleverandør er selvstændige aktører. Kraftvarmeselskabet sælger el- og varmeproduktionen til henholdsvis elselskabets og varmeaftagerens sparede omkostninger. Varmeselskabets resultat bliver således 0, mens elselskabet med denne forudsætning får et mindre underskud, der stammer fra deres del af de afholdte netforstærknings- og tilslutningsomkostninger.

De anførte beløb er nuværdier for de enkelte aktørers resultat i forhold til en referencesituation, hvor kraftvarmeanlægget ikke etableres.

For det decentrale anlæg i eksisterende fjernvarmeområde er betalingsstrømmene tillige illustreret i figur 6.7.

Betalingsstrømme for DKV-anlæg i eksisterende fjernvarmeområde Gasmotoranlæg på 5 MWe



Nuværdier 1995 i mio. kr. for de enkelte aktører beregnet med selskabsøkonomisk rente.

Ved beregning af samfundsøkonomi er der anvendt samfundsøkonomisk rente.

Figur 6.7 *Betalingsstrømme for DKV-anlæg i eksisterende fjernvarmeområder.*

I det følgende kommenteres kasseregnskaberne for de enkelte anlæg:

Decentralt kraftvarmeværk i eksisterende fjernvarmeområde - Gasmotoranlæg på 5 MW_e

- Kraftvarmeselskabets overskud på 22 mio. kr. er næsten 4 mio. kr. mindre end statens nettotilskud.
- Naturgasselskabet får et overskud på knap 11 mio. kr.
- Under forudsætning af, at tretidstariffen svarer til elselskabernes sparede omkostninger, kommer elselskabet kun ud med et lille underskud svarende til 90% af omkostningerne ved tilslutning og netforstærkning.
- Med en værdisætning af CO₂-eksternaliteten på 100 kr./ton fås et samfundsøkonomisk overskud på 13,6 mio. kr., hvoraf eksternaliteten udgør 13,1 mio. kr.

Langt den overvejende del af disse anlæg, der giver et pænt selskabsøkonomisk overskud, ejes af fjernvarmeselskaberne.

Decentralt kraftvarmeværk i eksisterende fjernvarmeområde - Halmfyret anlæg på 5 MW_e

- Under forudsætning af, at landmandens omkostninger svarer til halmens handelspris, får halmleverandøren intet overskud!
- Det koster således staten 75 mio. kr. og kraftvarmeselskabet 65 mio. kr. at hjælpe landmanden af med halmen.
- Selv med en samfundsøkonomisk værdisætning af CO₂-eksternaliteten på 100 kr./ton svarende til i alt godt 21 mio. kr. fås et samfundsøkonomisk underskud på 125 mio. kr.

Kun elværkerne ejer denne underskudsgivende anlægstype.

Decentralt kraftvarmeværk i barmarksområde - Gasmotoranlæg på 1 MW_e

- Kun naturgasselskabet får overskud ved projektet.
- Naturgasselskabets overskud på godt 15 mio. kr. er mindre end statens underskud på godt 17 mio. kr.
- Elselskabet får et underskud på 0,3 mio. kr. på grund af tilslutningsomkostninger og netforstærkning.
- Samfundsøkonomisk fås et underskud på 5,5 mio. kr., når CO₂-eksternaliteten sættes til 100 kr./ton og dermed bidrager med godt 3 mio. kr.

Denne anlægstype etableres i privat regi primært på initiativ fra naturgasselskaber og rådgivere.

Industrielt kraftvarmeanlæg - Gasturbineanlæg på 5 MW_e med benyttelsestid på 5.000 timer og levetid på 10 år

- Kraftvarmeselskabet får et overskud på 12 mio. kr.
- Naturgasselskabet får et overskud på ca. 5 mio. kr.
- Staten får et underskud på 30 mio. kr.
- Samfundsøkonomisk fås et underskud på ca. 7 mio. kr. ved en CO₂-eksternalitet på 100 kr./ton, der bidrager med knap 10 mio. kr.

Denne selskabsøkonomisk overskudsgivende anlægstype etableres primært af produktionsvirksomheder eventuelt i samarbejde med elværkerne.

Lokalt kraftvarmeværk (minikraftvarme) - Gasmotoranlæg på 60 kW_e

- Naturgasselskabet får et overskud på 740.000 kr.
- Kraftvarmeselskabet får et overskud på 90.000 kr.

- Elselskabet får et underskud på ca. 30.000 kr. på grund af tilslutningsomkostninger og netforstærkning.
- Staten får et underskud på 1,17 mio. kr.
- Samfundsøkonomisk fås et underskud på ca. 286.000 kr., efter at CO₂-eksternaliteten er indregnet med 100 kr./ton og dermed et bidrag på ca. 155.000 kr.

Denne anlægstype etableres og ejes af afgiftspligtige institutioner, der kan opnå fritagelse for elafgift.

6.4 Beregninger uden effektværdi

I dette afsnit belyses de økonomiske forhold for de decentrale anlæg i en situation, hvor tilgangen af produktionskapacitet ikke kan tillægges effektværdi. Vurderingen tager udgangspunkt i den resulterende økonomi for et decentralt kraftvarmeanlæg på 5 MW_e i et eksisterende fjernvarmeområde. Denne anlægskategori hører ifølge de forudgående beregninger med nuværende forudsætninger til de mest attraktive anlæg både ud fra samfunds- og selskabsøkonomiske kriterier.

For denne anlægstype er de økonomiske beregninger gentaget med en tretidstarif uden kapacitetselement. Tariffen fremkommer ved at reducere tariffen, der gælder for år 2000 under nuværende forudsætninger, med følgende beløb: Lavlast: 0,0 øre/kWh, højlast: 9,8 øre/kWh og spidslast: 15,4 øre/kWh. Ved at fjerne kapacitetsbetalingen ændres nuværdien af anlæggets selskabsøkonomiske resultat fra et overskud på 22 mio. kr. til et underskud på 4,2 mio. kr. Det samfundsøkonomiske resultat ændres tilsvarende fra et overskud på 13,6 mio. kr. til et underskud på 10,4 mio. kr.

Økonomien for de øvrige anlægskategorier og -typer forringes tilsvarende, og ingen anlæg vil således kunne opnå hverken samfunds- eller selskabsøkonomisk overskud uden tretidstariffens kapacitetselement.

I en situation, hvor der ikke kan gives effektbetaling, vil der således ikke med den nuværende værdisætning af eksternaliteter være økonomisk grundlag for yderligere udbygning med decentral, industriel og lokal kraftvarme.

6.5 Generelle problemstillinger

IRP-behandlingen af decentral, industriel og lokal kraftvarme er baseret på en opgørelse af bruttopotentialet og et sæt beregningsforudsætninger.

Usikkerheden på bruttopotentialet ligger hovedsageligt i opgørelsen af det industrielle potentiale. Dels er der usikkerhed på opgørelsen af varmebehovet, og dels er der betydelige fejlmuligheder ved fastlæggelsen af anlægsstørrelser og benyttelsestider. De øvrige anlægskategorier producerer udelukkende varme til opvarmningsformål, og der er ved disse væsentlig mindre usikkerhed både ved opgørelse af varmebehov og dimensionering af anlæg.

De opstillede beregningsforudsætninger udgør grundlaget for de økonomiske analyser af de forskellige anlægskategorier. Det økonomiske resultat afhænger primært af anlægsinvestering, brændselspris og elafregningspris.

Med udgangspunkt i allerede etablerede anlæg kan anlægsprisen fastlægges med rimelig sikkerhed, men der er endnu ikke tilstrækkeligt erfaringsgrundlag til at vurdere, om de angivne levetider holder i praksis. Ved reduktion af levetiden fra f.eks. 20 til 15 år for et typisk gasmotoranlæg i eksisterende fjernvarmeområde halveres både den samfunds- og den selskabsøkonomiske nuværdi af overskuddet. Levetiden har således stor betydning for opgørelsen af både det samfunds- og det selskabsøkonomiske potentiale.

Forholdet mellem brændselspris og elafregningspris er af meget stor betydning for anlæggenes rentabilitet, og selv en mindre ændring i disse parametre

kan medføre væsentlige ændringer i det økonomiske resultat. Kapacitetsbetalingen udgør en betydelig del af tretidstarifferne, og en eventuel reduktion i denne vil medføre en drastisk forringelse af økonomien i de decentrale, industrielle og lokale kraftvarmeanlæg. Uden effektivitet er der ikke grundlag for udbygning med decentral, industriel og lokal kraftvarme.

I både de økonomiske og de miljømæssige beregninger antages den decentrale elproduktion at erstatte el fra kulfyrede kondensationsenheder. Allerede i det nuværende system er dette ikke længere tilfældet, idet de decentrale anlæg i voksende grad fortrænger el produceret på centrale kraftvarmeanheder, hvor samproduktion af el og varme allerede udnyttes. Beregninger viser, at der med den besluttede decentrale udbygning på ca. 1.200 MW fås et betydeligt eloverløb. Marginalt bliver ca. 25% af elproduktionen for det "næste" decentrale kraftvarmeværk til eloverløb. Herved reduceres den effektive benyttelsestid og dermed både den økonomiske og miljømæssige værdi af det "næste" kraftvarmeværk.

Decentrale anlæg bidrager i lastfordelingen ikke med samme fleksibilitet som de centrale anlæg, og da de decentrale anlæg tillige har væsentlig flere samtidige udfald ved transients på nettet, stiller denne udbygning øgede krav til den driftsmæssige fleksibilitet i den øvrige del af produktionssystemet. De hermed forbundne meromkostninger, der for nærværende ikke er kvantificerede, bør indgå i en bred samfundsøkonomisk vurdering.

I vurderinger af den decentrale udbygning er der ikke taget højde for en øget liberalisering af markedet for el. Det kan forekomme vanskeligt at forene IRP-principperne med et åbent marked.

6.6 Delkonklusion

Der er opgjort et samlet bruttopotentiale i ELSAM-området på knap 1.900 MW_e inden for kategorierne decentral, industriel og lokal kraftvarme. Af disse er der idriftsat godt 900 MW_e og yderligere besluttet godt 300 MW_e.

Hovedparten af potentialet udgøres af decentrale kraftvarmeanlæg i eksisterende fjernvarmeområder, der bidrager med godt 1.050 MW_e. Denne udbygning foregår i henhold til Energistyrelsens forudsætninger og vil stort set være gennemført ved udgangen af 1998. Den største del af denne udbygning består af naturgasfyrede anlæg, der med de nuværende forudsætninger med CO₂-tilskud og en CO₂-eksternalitet på 100 kr./ton er både samfunds- og selskabsøkonomisk rentable. Tilsvarende gør sig gældende for de største affaldsfyrede anlæg, mens halmfyrede anlæg selv med et CO₂-tilskud på 27 øre/kWh og en CO₂-eksternalitet på 300 kr./ton hverken er samfunds- eller selskabsøkonomisk rentable.

Barmarksprojekterne udgør i alt ca. 90 MW_e af potentialet, godt 65 MW_e er etableret, og på trods af den tvivlsomme økonomi regnes med en realisering af hele det opgjorte potentiale. CO₂-eksternaliteten skal helt op på 300 kr./ton for at opnå samfundsøkonomisk rentabilitet i anlæg ned til ca. 0,5 MW_e. Også selskabsøkonomisk er disse anlæg tvivlsomme, og det må konkluderes, at etableringen af disse forudsætter et godt salgsarbejde og et stærkt lokalt ønske om at få et kraftvarmeværk.

Det industrielle potentiale er opgjort til små 600 MW_e, heraf er 174 MW_e etableret og yderligere 94 MW_e besluttet. Der regnes i prognosen med realisering af yderligere 110 MW_e, således at der i alt forventes installeret ca. 380 MW_e industriel kraftvarme. Ca. 175 MW_e af det p.t. resterende potentiale er samfundsøkonomisk rentabelt, og dette kan med anlægs- og CO₂-tilskud realiseres med selskabsøkonomiske tilbagebetalingstider mellem 3 og 6 år. Både opgørelsen af bruttopotentialet og udarbejdelsen af prognosen er for industrielle anlæg forbundet med betydelig usikkerhed.

Potentialet for lokale kraftvarmeanlæg (minianlæg) er ud fra bygningers opvarmningsbehov i de aktuelle områder opgjort til 115 MW_e, hvoraf 14 MW_e er etableret. Den overvejende del af potentialet udgøres af meget små anlæg, der både samfunds- og selskabsøkonomisk er urentable. Fritagelsen for elafgift medfører, at de større anlæg bliver selskabsøkonomisk rentable. Der regnes i alt kun med realisering af 35 MW_e fra denne kategori.

Den samlede prognose omfatter i alt ca. 1.500 MW_e decentral, industriel og lokal kraftvarme, der forventes realiseret inden år 2000. Den årlige produktion fra disse anlæg vil udgøre over 6,5 TWh svarende til ca. 30% af det samlede elsalg i Jylland/Fyn.

Hovedparten af denne udbygning etableres med betydelige tilskud som selskabsøkonomisk attraktive anlæg i privat regi, mens de fastbrændselsfyrede anlæg med tvivlsom økonomi primært etableres af elværkerne.

De økonomiske beregninger og den udarbejdede prognose er baseret på de nuværende forudsætninger, hvor referencen udgøres af et kulfyret kondensanlæg, og udbygningen tillægges fuld effektivværdi.

Allerede i den nuværende situation holder disse forudsætninger ikke. Effektbalancen giver ikke grundlag for kapacitetsbetaling til nye anlæg, og yderligere decentral udbygning medfører et betydeligt voksende eloverløb.

7. Vindkraft

I dette afsnit er de væsentligste forhold i forbindelse med status og prognose for udbygning med **landbaserede** vindkraftanlæg belyst.

Vindkraftanlæg omfatter elproducerende nettilsluttede vindmøller.

Der skelnes mellem to kategorier af vindkraftanlæg: Enkeltstående privatejede vindmøller og elselskabsejede vindmølleparker.

Kategorier som privatejede vindmølleparker, elselskabsejede enkeltstående vindmøller og husstandsmøller indgår ikke som mulige alternativer.

Afsnit 7.1 giver en status for den eksisterende vindkraft, mens afsnit 7.2 viser resultatet af kortlægningen af de arealmæssige muligheder for yderligere vindkraftudbygning.

Afsnit 7.3 giver en oversigt over vindmølleøkonomien baseret på den p.t. markedsførte mølleteknologi og de kortlagte vindressourcer.

I afsnit 7.4 diskuteres vindenergiens værdi for elsystemet inden for de nuværende rammebetingelser, hvilket sammen med vindmølleøkonomien fører frem til beregning af privat-, elselskabs- og samfundsøkonomien for vindkraft i afsnit 7.5.

Disse beregninger er baggrund for prognoser for tilgang af privat- og elselskabsejet vindkraft, hvilket der redegøres for i afsnit 7.6 og 7.7.

Der redegøres for de samfundsøkonomiske produktionsomkostninger for vindenergi i afsnit 7.8, og i afsnit 7.9 er der opstillet samfundsøkonomiske udbudskurver for vindkraft og -energi. Afsnit 7.10 indeholder en delkonklusion.

7.1 Status for vindkraften i Jylland/Fyn-området

Med udgangspunkt i eksisterende registreringssystemer er der opstillet en status pr. 31 december 1994 for vindkraften i Jylland/Fyn-området. Resultatet fremgår sammenfatningsvis og for både privat- og elværksejede vindmøller af tabel 7.1, hvor tallene i parentes er den elværksejede andel.

Møllestørrelse kW	Antal møller		Total inst. effekt MW		Nettoproduktion i 1994 GWh	
≤ 75	902	(0)	49	(0)	100	(0)
> 75 & ≤ 150	1.204	(136)	151	(16)	371	(-)
> 150 & ≤ 250	619	(77)	133	(17)	281	(-)
> 250 & ≤ 400	113	(60)	37	(19)	73	(-)
> 400	43	(17)	23	(11)	25	(-)
Total	2.881	(290)	393	(63)	850	(109)

Tabel 7.1 Status pr. 31. december 1994. (ELSAM-området).

Energifordelingen på møllestørrelser er ikke helt korrekt, hvilket hænger sammen med, at vindmølleparker eller -klynger, der registreres samlet, kan indeholde forskellige møllestørrelser.

På baggrund af viden om den pågående udbygning med elværksejede vindmøller samt senere opgørelser af de privatejede vindmøller vil den samlede

installerede vindkraft i Jylland/Fyn-området ved årsskiftet 1995/1996 med stor sandsynlighed være 450 MW.

Registreringssystemet for decentral produktion, herunder vindmølleproduktion, giver mulighed for at bestemme vindressourcerne i et område udtrykt ved de eksisterende vindmøllers gennemsnitlige benyttelsestid.

Den gennemsnitlige benyttelsestid kan ikke benyttes til præcist at sige noget om det enkelte vindkraftprojekt, hvilket kræver en analyse af det lokale terræns ruhed, men giver som gennemsnit for et område en udmærket hensyntagen til den geografiske vindressourcefordeling og udmærker sig i øvrigt ved automatisk at tage højde for nettab og vindmøllernes rådighed.

De gennemsnitlige benyttelsestider i de respektive distributionsselskabsområder er grundlaget for fastlæggelse af vindmøllernes produktion.

7.2 Kortlægning af de arealmæssige muligheder for vindkraftudbygning

Der har i foråret 1995 hos distributionsselskaberne i Jylland/Fyn-området været gennemført en spørgerunde med henblik på at kortlægge de arealmæssige muligheder for landbaseret vindkraftudbygning.

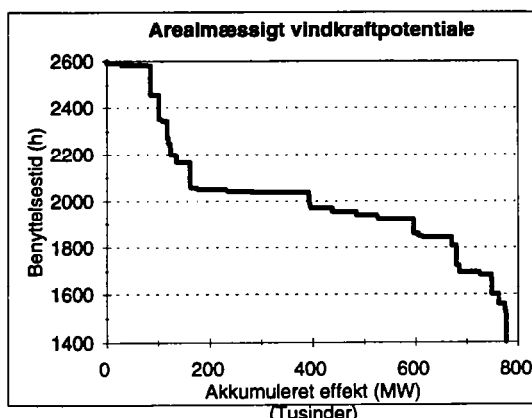
Spørgerunden var primært fokuseret på de kommuneplaner for vindmøller, som miljøministeren via cirkulære har pålagt kommunerne at gennemføre og for hvilke, der i henhold til cirkulæret skulle foreligge offentliggjorte planer inden 1. juli 1995.

Endvidere blev der fokuseret på uudnyttede zonelovstilladelser for vindmøller og signaler om, at nye opstillingstilladelser ikke vil blive givet, når eksisterende møller skal skrottes.

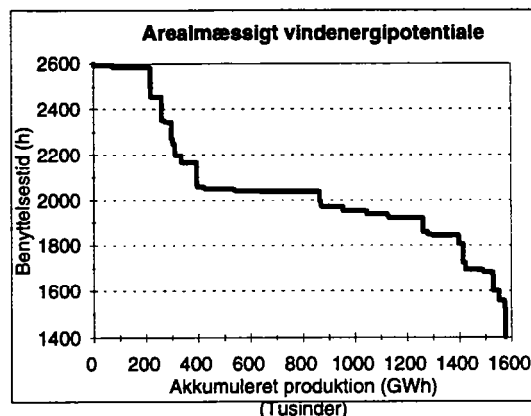
Hovedresultatet af spørgerunden er følgende:

- Eksisterende kommuneplaner og kommuneplanforslag samt udsagn fra en del kommuner, der endnu ikke var færdige med planlægningen, rummer mulighed for opstilling af yderligere 690 MW vindkraft, der kan forventes at bidrage med ca. 1.400 GWh/år.
- Uudnyttede zonelovstilladelser giver mulighed for opstilling af yderligere 85 MW vindkraft, der kan forventes at bidrage med ca. 180 GWh/år.
- Tilbagemeldingen om, at nye opstillingstilladelser ikke kan gives for eksisterende møllepladser, er negligibel.

figur 7.1-7.2 viser vindkraftkapaciteten og vindenergien i de kortlagte arealer som funktion af vindens benyttelsestid.



Figur 7.1 Arealmæssigt vindkraftpotentiale



Figur 7.2 Arealmæssigt vindenergipotentiale

Kortlægningen omfatter 55% af det samlede areal i Jylland/Fyn-området. De resterende 45% af arealet administreres af kommuner, der i foråret 1995 ikke har kunnet eller villet oplyse om deres planer for vindmøller. Det skønnes, at der kan opnås plads til yderligere 150 MW i disse kommuner. Pladserne vil dog for en dels vedkommende være mindre attraktive, fordi de geografisk dikterede vindressourcer er små, hvilket også anføres af de pågældende kommuner som argument for ikke at lave planer for vindmøller.

Ovennævnte skønnede og udokumenterede 150 MW vindkraft indgår ikke i det videre IRP-arbejde, men tælles med i de samlede arealmæssige muligheder for yderligere vindkraftudbygning i Jylland/Fyn-området, der dermed skønnes at være ca. 900 MW.

Fordelingen på vindmøllestørrelser for det kortlagte vindkraftpotentiale på 775 MW fremgår af tabel 7.2.

Vindmøller	Antal	MW
≥ 150 kW	65	10
200-250 kW	300	70
300-600 kW	1.330	630
750-1.000 kW	65	65
I alt	1.770	775

Tabel 7.2 Fordeling af møllestørrelser.

Det fremgår, at langt den overvejende del af vindkraftpotentialet forventes at blive realiseret med møller i 300-600 kW-størrelsen.

Omsætningen fra de arealmæssige muligheder for opstilling af vindmøller til muligt antal møller og disses størrelser er dels baseret på direkte udmeldinger dels på skøn ud fra arealstørrelse og omgivelsernes karakter.

Den teknologiske udvikling af stadig større og mere økonomiske vindmøller og ønsket om at begrænse antallet af møller i landskabet vil i den udstrækning, kommuneplanerne er elastiske nok, betyde, at den kortlagte fordeling på møllestørrelser forskydes mod et mindre antal større møller i perioden frem til år 2005.

7.3 Vindmølleøkonomi

7.3.1 Anlægsinvesteringer

Anlægsinvesteringen for privatejede vindmøller er baseret på Energistyrelsens rapport "Privatejede vindmøllers økonomi", januar 1994 og "Vindmølleoversigten for typegodkendte vindmøller", juni 1995.

Anlægsinvesteringen for elværksejede vindmølleparker er baseret på erfaringer fra ELSAM-området med parker, hvor vindmøllerne er ≥ 400 kW.

Det er på baggrund af kortlægningen af de arealmæssige muligheder for vindkraftudbygning og udbudet af vindmøller på det danske marked fundet dækkende at fastlægge anlægsinvesteringen for følgende tre møllestørrelseskategorier:

- 150 kW.
- 200-250 kW.
- 300-600 kW.

For elværksejede vindmølleparker har kun vindmøller i størrelsen 300-600 kW interesse.

De vindmøller i MW-klassen, der indgår i det kortlagte potentiale, befinder sig endnu på prototypestadiet og kategoriseres indtil videre i 300-600 kW-klassen.

De fastlagte anlægsinvesteringer fremgår af tabel 7.3.

Anlægsinvestering		
Møllestørrelse	Privatejede vindmøller	Elselskabsejede vindmølleparker
kW	kr./kW	kr./kW
150	9.550	-
200-250	7.750	-
300-600	6.950	6.750

Tabel 7.3 Sammenhæng mellem møllestørrelser og anlægsinvesteringer.

Anlægsinvesteringen, der skal betragtes som det bedst opnåelige gennemsnit for et stort antal projekter, indeholder samtlige omkostninger i forbindelse med etablering af et driftsklart anlæg.

I forbindelse med privatejede vindmøller skal elselskaberne påregne en omkostning på gennemsnitligt 350 kr./kW til netforstærkning. Denne omkostning er indeholdt i den anførte anlægsinvestering for elselskabsejede vindmølleparker.

7.3.2 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Fastlæggelse af drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne er fortsat omgærdet med relativ stor usikkerhed.

Dette hænger sammen med den hastige teknologiske udvikling af stadigt større vindmøller, samtidig med at erfaringerne med de idriftværende vindmøller endnu ikke er baseret på en periode, der svarer til hele den forventede tekniske levetid på 20 år.

Fastlæggelse af drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne ud fra erfaringerne med de elværksejede vindmølleparker er blevet overvejet, men opgivet fordi

erfaringsgrundlaget er for spinkelt, hvad angår de møllestørrelser, der er aktuelle at etablere i dag.

I stedet benyttes vurderingerne i Energistyrelsens rapport "Privatejede vindmøllers økonomi", januar 1994, der baserer sig på stikprøver, herunder også for vindmøller i 450 kW-størrelsen, som dog kun er repræsenteret i relativt lille antal.

For vindmøller på 450 kW angives omkostningerne i % af møllepris plus fundament og lokale elanlæg at være:

- 1. og 2. driftsår: 1%
- 3. til 5. driftsår: 2%
- 6. til 10. driftsår: 2,4%
- 11. til 15. driftsår: 2,6%

Med indregning af et tillæg til administration og hensyntagen til anbefaling af at påregne en reinvestering på 20% af møllepris inkl. fundament og lokale elinstallationer i det 11. driftsår er følgende drifts- og vedligeholdelsesomkostninger i faste 1995-priser for vindmøller i 300-600 kW-klassen fastlagt:

- År 1-2: 70.000 kr./MW
- År 3-5: 130.000 -
- År 6-10: 154.000 -
- År 11: 1.200.000 -
- År 12-20: 166.000 -

Omkostningerne til fjernelse af vindmøller og fundamenter antages at blive udlignet af møllernes skrotværdi.

De resulterende drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for det første driftsår og som nuværdier i 1995 af en 20-års driftsperiode henholdsvis med og uden reinvestering i det 11. driftsår fremgår som funktion af vindkraftens benyttelsestid af tabel 7.4.

Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger				
Benyttelsestid h	1.700	2.000	2.300	2.600
Første år, kr./MWh	41	35	30	27
Nuværdi 1995:				
Med reinvestering, kr./MWh	112	95	82	73
Uden reinvestering, kr./MWh	84	71	62	55

Tabel 7.4 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

Behovet for indregning af en reinvestering kan diskuteres, men i betragtning af den usikkerhed, der fortsat hersker på området, er det valgt at basere fastlæggelsen af drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne på, at reinvestering er nødvendig.

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne antages at være ens for privat- og elværksejede vindmøller og gældende for alle tre ovennævnte møllestørrelseskategorier. Sidstnævnte betyder, at vindmøller ≤ 250 kW får tillagt lidt for lave omkostninger, hvilket i betragtning af det lille antal vindmøller i denne kategori er uden betydning i forbindelse med den følgende anvendelse.

7.3.3 Produktionsevne

Vindmøllernes produktionsevne afhænger af vindressourcerne på opstillingsstedet.

Det er af praktiske årsager valgt at basere vindmøllernes produktion på erfaringerne med benyttelsestiden i de enkelte distributionselskabsområder. På baggrund af registreringer i 1992, 1993 og 1994 af de eksisterende privat- og elværksejede vindmøller er de gennemsnitlige vindårskorrigerede benyttelsestider for de enkelte distributionsområder fundet, idet kun de vindmøller, der har været registreret nettilsluttet i hele det respektive år, regnes med.

De registrerede områdespecifikke benyttelsestider spænder på denne baggrund fra ca. 1.400 til ca. 2.700 timer med et vægtet gennemsnit på 2.050 timer, mens benyttelsestiden i de kortlagte områder spænder fra ca. 1.600 til ca. 2.600 timer med det samme vægtede gennemsnit.

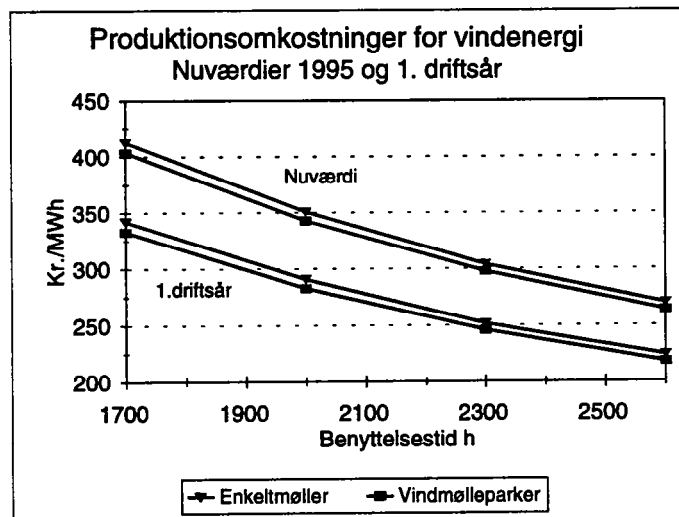
De løbende registreringer af de enkelte vindmøllers produktion viser, at benyttelsestiden ikke er signifikant afhængig af møllestørrelsen, hvilket kan have flere årsager, blandt andet at de mindre møller, der kom først, har lagt beslag på de bedste pladser.

Såfremt dette er den primære forklaring, skal der påregnes en vis degradering af den gennemsnitlige benyttelsestid i områder med mange vindmøller, indtil eksisterende mindre vindmøller kan erstattes med større.

7.3.4 Produktionsomkostninger

De resulterende produktionsomkostninger som funktion af vindkraftens benyttelsestid for vindmøller i 300-600 kW-størrelsen fremgår af figur 7.3.

Produktionsomkostningerne er baseret på en teknisk og økonomisk levetid på 20 år og en privat- og selskabsøkonomisk kalkulationsrente på 4%.



Figur 7.3 Produktionsomkostninger for vindenergi.

7.4 Vindenergiens værdi for elsystemet

Elselskabernes sparede omkostninger ved indføddning på 10-20 kV-siden i en 60 kV-station (A-niveau) er i nuværdier:

- I lavlastperioden: 141 kr./MWh.
- I højlastperioden: 332 kr./MWh.
- I spidslastperioden: 455 kr./MWh.

Ved indføddning på 0,4 kV-siden af en 10-20 kV-transformer (B-niveau) er de sparede omkostninger tilsvarende:

- Ved lavlast: 146 kr./MWh.
- Ved højlast: 340 kr./MWh.
- Ved spidslast: 474 kr./MWh.

Privatejede vindmøller indfører typisk på B-niveau, mens elværksejede vindmølleparker indfører på A-niveau.

Vindenergien fordeler sig med:

- 55% i lavlastperioden,
- 30% i højlastperioden og
- 15% i spidslastperioden,

hvilket betyder, at vindens maksimale værdi for elsystemet er 246 kr./MWh ved indfødnig på A-niveau og 253 kr./MWh ved indfødnig på B-niveau.

Vindenergiens minimale værdi for elsystemet er henholdsvis lig de 141 og 146 kr./MWh i lavlastperioden.

Hvor den "rigtige" værdi ligger imellem disse yderpunkter afhænger af vindkraftens effektværdi.

På årsbasis kan det med simuleringværktøjer beregnes, at vinden afhængigt af andelen i elsystemet bidrager til en forbedring af forsyningssikkerheden svarende til en effektværdi på mellem 15% og 25% faldende med voksende mængde vindkraft.

I ELSAM-systemet regnes der i IRP-sammenhæng med, at 1.000 MW vindkraft svarer til 200 MW disponerbar effekt eller en effektværdi på 20%.

En værdisætning af vindenergien med ovennævnte maksimale værdi svarer ud fra betragtninger om benyttelsestider for vindkraft og konventionelle kraftværker til, at vindenergien tillægges en effektværdi på ca. 40%. Vindenergien tildeles derfor ca. 20% for høj effektværdi på denne baggrund.

Der kan tages højde for dette ved at installere 0,2 MW effekt-backup pr. MW vindkraft.

I IRP-sammenhæng er det valgt at belyse vindkraften på baggrund af følgende værdisætninger:

- Lav værdi for elsystemet: 141 og 146 kr./MWh.
- Høj værdi for elsystemet uden effekt-backup: 246 og 253 kr./MWh.
- Høj værdi for elsystemet med 0,2 MW/MW vindkraft effekt-backup.

Effekt-backup'en etableres billigst muligt i form af gasturbiner, som kun anvendes i effektmangelsituationer. Etableringsomkostninger og de faste driftsomkostninger debiteres vindenergien alene.

Der er i værdisætningen set bort fra vindkraftens bidrag til energioverløb og til øvrige driftsulempen.

I forbindelse med vurdering af vindkraftens CO₂-reducerende egenskaber anvendes under antagelse af at vinden fortrænger kulbaseret kondenskraft følgende sammenhæng mellem CO₂-eksternalitet og marginalomkostninger:

100 kr./ton CO₂ svarer til 86 kr./MWh på A-niveau og 88 kr./MWh på B-niveau.

7.5 Kasseregnskaber for vindenergi

Baseret på data fra afsnit 7.3 og 7.4 er der i IRP-rapporten for vindkraft med henblik på at belyse de privat- og selskabsøkonomiske samt de samfundsøkonomiske forhold for vindkraften opstillet kasseregnskaber, der viser pengestrømmen for privat- og elselskabsejede vindmøller med de i afsnit 7 nævnte tre forudsætninger for værdisætning af vindenergien:

- Lav værdisætning.
- Høj værdisætning.
- Høj værdisætning med effekt-backup.

I bidraget til IRP-hovedrapporten vises kun kasseregnskab for "Høj værdisætning med effekt-backup" suppleret med Benefit-Cost-Ratio-præsentation af samtlige værdisætninger.

7.5.1 Generelt

Kasseregnskaberne er baseret på, at investeringen foretages i 1995, og at de årlige omkostninger og indtægter i vindmøllernes levetid på 20 år tilbagediskonteres til idriftsættelsestidspunktet. Statstilskud og CO₂-eksternaliteter indgår i beregningerne som faste 1995-priser.

Der opstilles kasseregnskaber for 1 MW privatejet vindkraft (f.eks. 2 x 500 kW eller 400 + 600 kW) og for 1 MW elselskabsejet vindmøllepark med en årlig produktion på 2.000 MWh.

Følgende værdier anvendes for både privat- og elværksejede vindmøller:

- Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (D&V):
 - Privat- eller selskabsøkonomi: 2.578 kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: -248 kkr.
- Gasturbine: 0,2 MW effekt-backup:
 - Investering: 0,2 MW x 3 mio. kr. = 0,6 mio. kr./MW vindkraft
 - Faste driftsomkostninger: 12 kkr./MW/år
 - Levetid: 30 år
- Merinvestering omregnet til 20 år (BU):
 - Selskabsøkonomi: 472 kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: 14 kkr.
- Faste driftsomkostninger (BUF):
 - Selskabsøkonomi: 33 kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: -3 kkr.

7.5.2 Privatejede vindmøller

- Betaling fra elselskaber, 333 kr./MWh (BET):
 - Privatøkonomi: 9.041 kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: -747 kkr.
- Tilskud fra staten, 270 kr./MWh (TIL):
 - Privatøkonomi: 7.339 kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: -609 kkr.
- Elselskabernes sparede omkostninger, B-niveau (SPA):
 - Selskabsøkonomi: 6.887 kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: -580 kkr.
- Eksternalitet, 100 kr./ton CO₂, 2.000 MWh/år, 88 kr./MWh:
 - Samfundsøkonomi: 2.193 kkr.
- Driftsbesparelser (BET + TIL - D&V):
 - Privatøkonomi: $9.041 + 7.339 - 2.578 = 13.802$ kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: -1.108 kkr.
- Driftsbesparelse for elselskab (SPA - BET - BUF):
 - Selskabsøkonomi: $6.887 - 9.041 - 33 = -2.187$ kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: 170 kkr.
- Merinvestering for elselskaber, backup + netforstærkning: 822 kkr./MW
 - Samfundsøkonomi, renteudligning i forbindelse med backup: 14 kkr./MW

Tabel 7.5 resumeer resultaterne.

Kasseregnskab for 1 MW privatejet vindkraft, der producerer 2.000 MWh/år. Høj værdisætning med 0,2 MW effekt-backup				
Nuværdi 1995	Merinvestering 1.000 kr.	Driftsbesparelse 1.000 kr.	Overskud 1.000 kr.	Rente %
Private	6.950	13.802	6.852	4
Elselskaber	822	-2.187	-3.009	4
Staten	0	-6.730	-6.730	5
Renteudligning	14	-938	-952	5
Snæver samfundsøkonomi	7.786	3.947	-3.839	5
Eksternalitet 100 kr./ton CO ₂	0	2.193	2.193	5
Samfundsøkonomi	7.786	6.140	-1.646	5

Tabel 7.5 Kasseregnskab for 1 MW privatejet vindkraft.

7.5.3 Elselskabsejede vindmølleparker

- Elselskabernes sparede omkostninger, A-niveau (SPA):
 - Selskabsøkonomi: 6.681 kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: -560 kkr.
- Tilskud fra staten, 100 kr./MWh (TIL):
 - Selskabsøkonomi: 2.718 kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: -226 kkr.
- Eksternalitet, 100 kr./ton CO₂, 2.000 MWh/år, 86 kr./MWh:
 - Samfundsøkonomi: 2.143 kkr.
- Driftsbesparelser (SPA + TIL - D&V - BUF):
 - Selskabsøkonomi: $6.681 + 2.718 - 2.578 - 33 = 6.788$ kkr.
 - Samfundsøkonomi, renteudligning fra 4 til 5%: -535 kkr.
- Merinvestering til vindmøllepark + backup: 7.222 kkr./MW

Tabel 7.6 resumeer resultaterne.

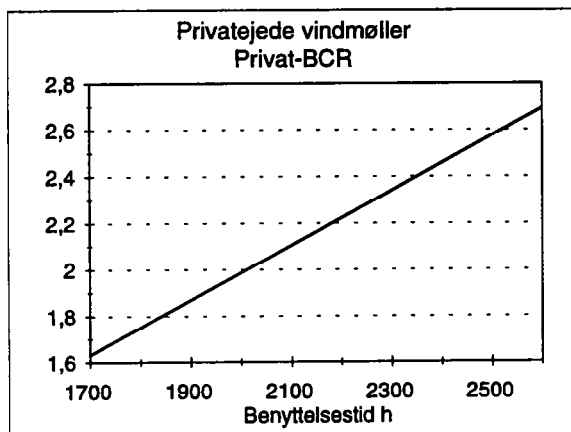
Kasseregnskab for 1 MW elselskabsejet vindpark, der producerer 2.000 MWh/år. Høj værdisætning med 0,2 MW effekt-backup				
Nuværdi 1995	Merinvestering 1.000 kr.	Driftsbesparelse 1.000 kr.	Overskud 1.000 kr.	Rente %
Elselskaber	7.222	6.788	-434	4
Staten	0	-2.492	-2.492	5
Renteudligning	14	-535	-549	5
Snæver samfundsøkonomi	7.236	3.761	-3.475	5
Eksternalitet 100 kr./ton CO ₂	0	2.143	2.143	5
Samfundsøkonomi	7.236	5.904	-1.332	5

Tabel 7.6 Kasseregnskab for 1 MW elværksejet vindpark.

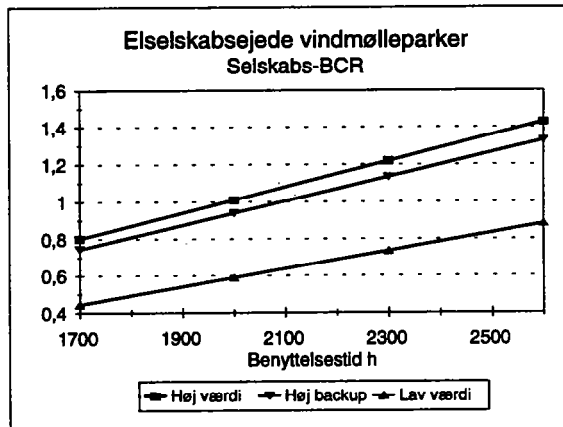
7.5.4 Sammenfatning

Med henblik på sammenfatningsvist at beskrive privat-, selskabs- og samfundsøkonomien i sammenhæng med de tre ovennævnte værdisætninger af vindenergien er Benefit-Cost-Ratio-begrebet (BCR) eller med kasseregnskabsterminologien driftsbesparesmerinvesteringsforholdet taget i anvendelse. Med en BCR = 1 er der over investeringsobjektets levetid ligevægt mellem driftsbesparelse og investering.

Figurene 7.4 og 7.5 viser den privat- og selskabsøkonomiske BCR som funktion af vindkraftens benyttelsestid.



Figur 7.4 Privatejede vindmøller.
Privat-BCR.



Figur 7.5 Elselskabsejede vindmølleparker.
Selskabs-BCR.

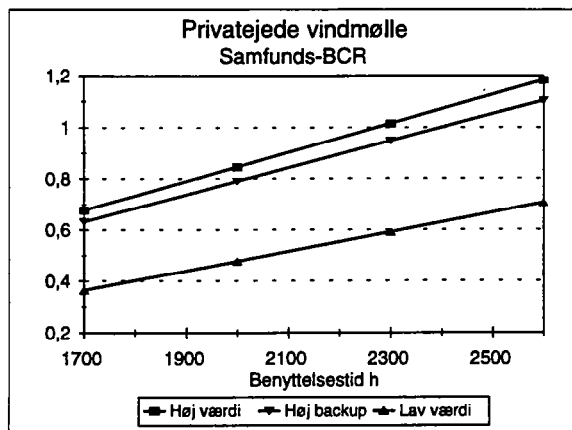
Det fremgår af figur 7.4, at privatejede vindmøller afhængigt af benyttelsestiden har fortjenester, der er mellem 1,6 til 2,7 gange merinvesteringen.

Af figur 7.5 fremgår det, at der med "høj" og "høj med backup" værdisætning af vindenergien er økonomisk balance ved en benyttelsestid på henholdsvis 2.000 og 2.100 timer, mens der ikke kan opnås balance ved "lav" værdisætning.

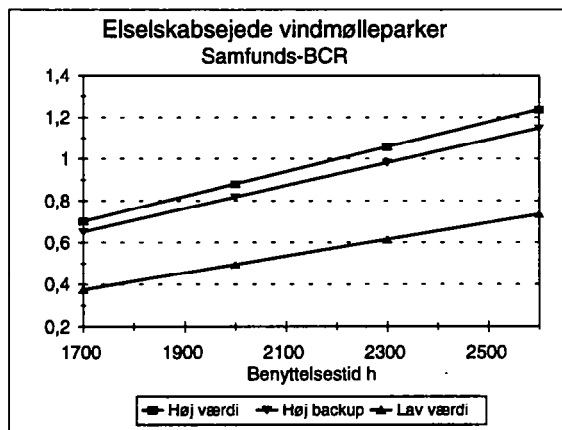
I forhold til enkeltstående vindmøller skal vindmølleparker være placeret i områder med vindressourcer, der giver 6-10% højere benyttelsestid for at kompensere for større nettab og parkvirkningsgraden.

Den samfundsøkonomiske BCR er opstillet i figurene 7.6 og 7.7.

Af begge figurer fremgår, at der med "lav" værdisætning og inden for rammerne af de kortlagte vindressourcer ikke kan opnås samfundsøkonomisk balance.



Figur 7.6 Privatejede vindmøller.
Samfunds-BCR.



Figur 7.7 Elselskabsejede vindmølleparker.
Samfunds-BCR.

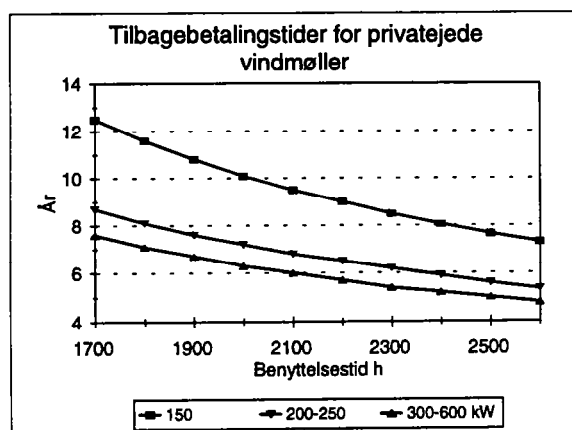
Med "høj" og "høj med backup" værdisætning opnås der samfundsøkonomisk balance for privatejede vindmøller ved en benyttelsestid på henholdsvis 2.270 og 2.390 timer og for elselskabsejede vindmølleparker ved henholdsvis 2.200 og 2.330 timer.

7.6 Prognose for udbygning med privatejede vindmøller

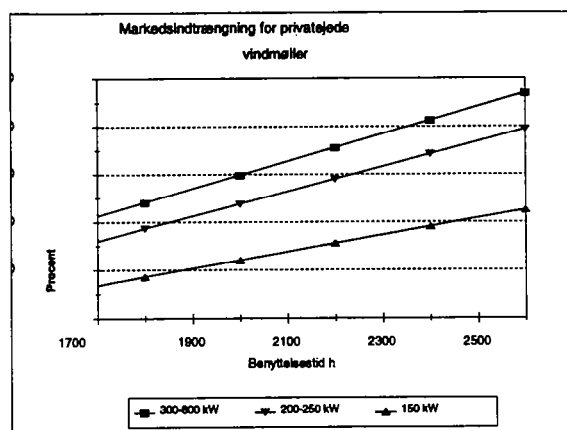
Inden for rammerne af de vindressourcer, som kortlægningen af de arealmæssige muligheder for vindkraftudbygningen frembyder og med forudsætninger, der fremgår af afsnit 7.3 og 7.5, er der gennemført en analyse af de privatejede vindmøllers økonomi med henblik på ud fra tilbagebetalingstiden for investering i vindmøller at bestemme markedsindtrængningen og dermed en prognose for privat vindmølleudbygning.

Der tages i den sammenhæng ikke hensyn til de barrierer, som de eksisterende regler for privatejede vindmøllers mulighed for at opnå tilskud fra staten og tilladelse til nettilslutning udgør, idet det antages, at reglerne tilpasses, så den politiske målsætning på vindkraftområdet nyder fremme.

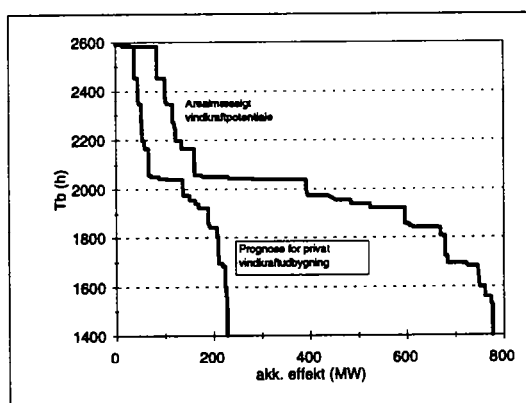
Figurene 7.8-7.10 illustrerer processen, der fører frem til konklusionen, at yderligere mindst 230 MW vindkraft vil blive etableret af private investorer.



Figur 7.8 Tilbagebetalingstider for private vindmøller.



Figur 7.9 Markedsindtrængning for private vindmøller.



Figur 7.10 Prognose for privat vindkraftudbygning.

Sammenhængen mellem markedsindtrængning og tilbagebetalingstid er diskuteret i afsnit 2.

Kendskabet til vindmøller og statstilskuddet til vindenergi er udbredt, hvilket betyder, at den "langsigtede" markedsindtrængning betragtes som gældende og antages resulterende i en lineær udbygningstakt.

Der er i prognosticeringen ikke taget hensyn til det altruistiske element i forbindelse med vindenergien, det vil sige villigheden til at gøre noget for miljøet uden tanke på personlig vinding, hvilket "skrabeel-tanken" blandt andet er udtryk for.

7.7 Prognose for udbygning med elselskabsejede vindmølleparker og den totale vindkraftudbygning

Anvendes markeds mekanismebetragtningen i forrige afsnit i forbindelse med elværksejede vindmølleparker, fører dette til prognosen: 0 MW.

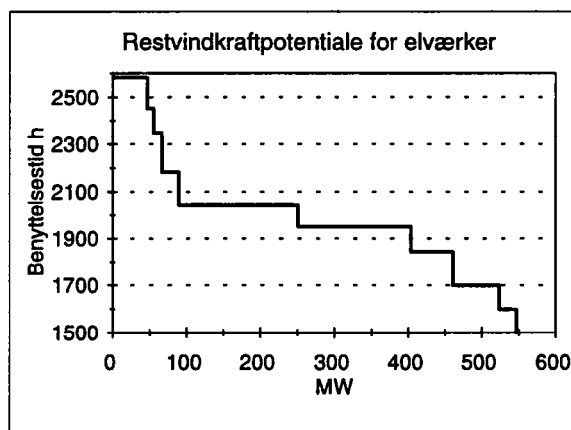
Antages det, at elselskaberne betragter en tilbagebetalingstid, der svarer til møllernes forventede levetid på 20 år eller en BCR = 1 som tilstrækkelig forudsætning for at udbygge med vindkraft, ligger det elselskabsøkonomiske udbygningspotentiale ved følgende benyttelsestider:

- Ca. 2.850 timer ved lav værdisætning, hvilket ligger uden for de arealmæssige muligheder.

- Ca. 2.000 timer ved høj værdisætning.
- Ca. 2.100 timer ved høj værdisætning med backup.

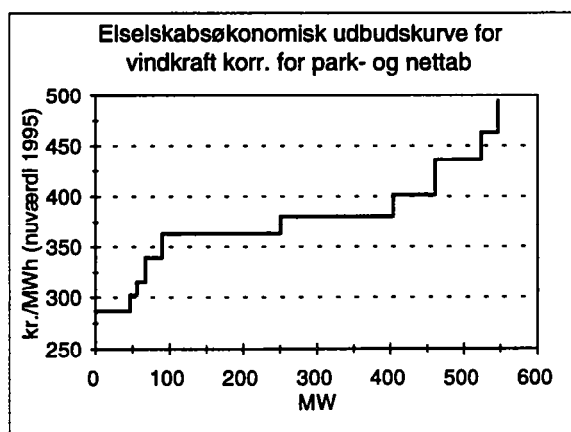
Med udgangspunkt i "høj værdisætning med backup", og idet den arealdikterede benyttelsestid korrigeres med 8% fra 2.100 til 2.270 timer for at tage hensyn til højere nettab og parkvirkningsgrad, er det elselskabsøkonomiske potentiale ca. 120 MW.

Ca. halvdelen af disse 120 MW bliver i henhold til forrige afsnit optaget af private vindmøller, hvilket giver plads til ca. 60 MW til elselskaberne. Dette er illustreret i figur 7.11, som er opstillet på basis af figur 7.10, og som viser potentialet for elselskabsejet vindkraft efter fradrag for den private vindkraftudbygning.



Figur 7.11 Restvindkraftpotentiale for elværker.

Med udgangspunkt i "restvindkraftpotentialet" og "høj værdisætning med backup" er der i figur 7.12 opstillet en elselskabsøkonomisk udbudskurve for vindkraft, hvor der er taget højde for parkvirkningsgrad og nettab. Det fremgår, at produktionsomkostningerne spænder fra 285 til 475 kr./MWh inden for restpotentialet.



Figur 7.12 Elselskabsøkonomisk udbudskurve for vindkraft korrigeret for park- og nettab.

Med de givne forudsætninger er prognosen for den totale vindkraftudbygning, det vil sige summen af privates og elselskabers udbygning, ca. 300 MW.

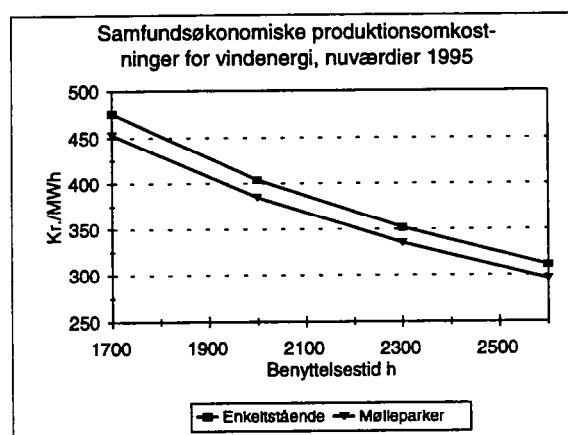
7.8 Samfundsøkonomiske produktionsomkostninger

Med udgangspunkt i den i afsnit 7.4 definerede "høj værdisætning med effekt-backup" og kasseregnskaberne i afsnit 7.5 samt drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne i afsnit 7.3.2 er de samfundsøkonomiske produktionsomkostninger opstillet.

Den samfundsøkonomiske anlægsinvestering er på denne baggrund:

- Ca. 7,8 mio. kr./MW for privatejede vindmøller.
- Ca. 7,2 mio. kr./MW for elselskabsejede vindmølleparker.

Figur 7.13 viser de samfundsøkonomiske produktionsomkostninger som funktion af vindkraftens benyttelsestid for henholdsvis privatejede vindmøller og elselskabsejede vindmølleparker. Der er anvendt en rente på 5% og en levetid for vindmøllerne på 20 år.



Figur 7.13 Samfundsøkonomiske produktionsomkostninger for vindenergi.

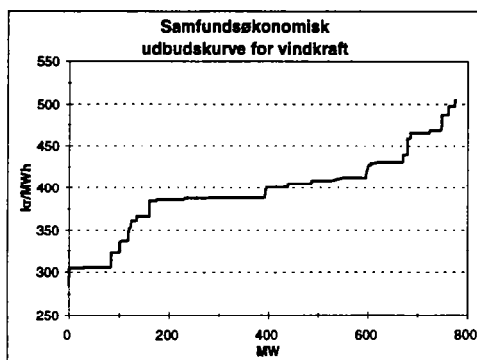
7.9 Samfundsøkonomiske udbudskurver for vindkraft og -energi

Baseret på det kortlagte vindpotentiale på 775 MW eller 1.580 GWh (afsnit 7.2) og de samfundsøkonomiske produktionsomkostninger er der opstillet udbudskurver for vindkraft og -energi.

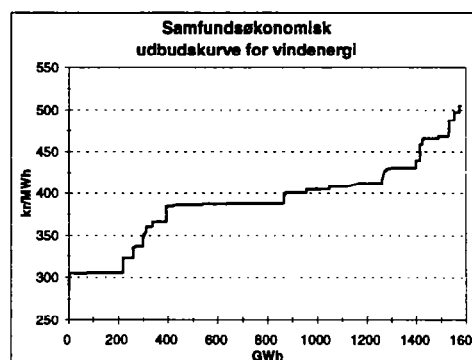
Der er anvendt en gennemsnitsværdi af privatejede vindmøllers og elselskabsejede vindmølleparkeres produktionsomkostninger (afsnit 7.8), hvilket antages at kompensere økonomisk for parkvirkningsgrad og for, at private eventuelt etablerer vindmølleparker.

Figurerne 7.14 og 7.15 viser de samfundsøkonomiske udbudskurver for vindkraft og -energi.

Under antagelse af, at udnyttelsen finder sted i økonomisk prioriteret rækkefølge, er de samfundsøkonomiske produktionsomkostninger ca. 300 kr./MWh for den første MWh og ca. 500 kr./MWh for den sidste MWh.



Figur 7.14 Udbudskurve for vindkraft.



Figur 7.15 Udbudskurve for vindenergi.

Det samfundsøkonomiske potentiale for vindkraftudbygning kan afhængigt af vindenergiens værdisætning og under antagelse af, at "CO₂-tiørene" svarer til samfundets udmelding om en CO₂-eksternalitet på 100 kr./ton, opgøres til:

- 0 MW ved lav værdisætning.
- 85 MW ved høj værdisætning med backup.
- 115 MW ved høj værdisætning.

7.10 Delkonklusion

Der er inden for rammerne af den eksisterende og udmeldte kommuneplanlægning for vindmøller kortlagt mulighed for en yderligere udbygning med vindkraft på 775 MW i Jylland/Fyn-området, hertil kommer skønsmæssigt ca. 150 MW fra kommuner, der pr. maj 1995 endnu ikke havde udmeldt planer for vindmøller.

Det samlede udbygningspotentiale skønnes at være ca. 900 MW.

De kortlagte 775 MW vindkraft forventes at kunne bidrage med ca. 1,6 TWh. I alt skønnes det, at landbaserede vindmøller vil kunne bidrage med yderligere 1,8 TWh.

Ved årsskiftet 1995/1996 vil der være installeret 450 MW, som vil bidrage med ca. 0,9 TWh.

I perioden frem til 2005 vil omkring 50 MW på ca. 900 vindmøller, der er etableret i 1985 og før, blive skrottet på grund af alder.

Antages disse 50 MW erstattet af de implicerede aktører, er der fysisk mulighed for 1.350 MW vindkraft med en årlig produktion på ca. 2,7 TWh svarende til ca. 13% af det forventede elforbrug i 2005 i Jylland/Fyn-området.

Baseret på de eksisterende statstilskud til vindenergien og de udmeldte marginalomkostninger ved konventionel elproduktion er prognosen for den yderligere vindmølleudbygning ca. 300 MW svarende til, at der i år 2005 eller før vil være installeret 700 til 750 MW vindkraft, der vil bidrage med ca. 7% af elforbruget.

Pengestrømmene i forbindelse med udbygning og drift af 300 MW vindkraft er overslagsmæssigt og udtrykt som nuværdier i 1995 følgende:

- | | |
|---|--------------|
| - 300 MW som privatejet: | |
| - Overskud for private: | 2,1 mia. kr. |
| - Merudgift for staten: | 2,0 mia. kr. |
| - Merudgift for elforbrugere: | 0,9 mia. kr. |
| - Merudgift for samfundet med hensyntagen til en CO ₂ -eksternalitet på 100 kr./ton: | 0,5 mia. kr. |

-
- 300 MW som elselskabsejet:
 - Merudgift for staten: 0,8 mia. kr.
 - Merudgift for elforbrugerne: 0,1 mia. kr.
 - Merudgift for samfundet med hensyntagen til en CO₂-eksternalitet på 100 kr./ton: 0,4 mia. kr.

8. Centrale kraftværker

Afsnit 8.1 indeholder en status for de eksisterende centrale kraftværker, og det vises, hvordan kraftvarmedækningen forventes at blive under forudsætning af, at de centrale kraftværker skrottes efter det 30. driftsår.

I afsnit 8.2 redegøres der for den selskabs- og samfundsøkonomiske fordel ved samproduktion i de centrale kraftvarmeområder. Det begrundes, hvorfor det selskabsøkonomisk er en fordel at holde en ældre kraftvarmeblok driftsklar, selv om den kun skal bruges som backup for den egentlige kraftvarmeenhed.

I afsnit 8.3 beskrives de teknisk/økonomiske muligheder for tilgang med nye store kraftværksenheder, og i afsnit 8.4 er der en kortfattet beskrivelse af ELSAMs aktuelle F&U-aktiviteter.

8.1 Status for eksisterende centrale kraftværker

De seks interessenter i ELSAM ejer selv deres kraftværker, men er forpligtede til at stille dem til rådighed for ELSAM-fællesskabet i produktionsanlæggenes fysiske levetid.

Kraftværkerne dimensioneres til en levetid på 30 år. Historisk er kraftværkerne udlagt til at være grundlastenheder med en benyttelsestid på over 5.000 timer/år. Væksten i elforbruget kombineret med en betydelig teknologisk udvikling mod højere elvirkningsgrader har bevirket, at grundlastenheder efter ca. 15 år er blevet erstattet af nye grundlastenheder. Enhederne er ikke blevet skrottet, men har fået status af mellem- og spidslastenheder. Omkring 30-årsalderen tager man så stilling til, om enhederne skal:

- skrottes.
- i mølpose.
- køre videre med nedsat rådighed.
- levetidsforlænges med fortsat fuld rådighed.
- renoveres/ombygges.

Enhedsstørrelsen har udviklet sig i takt med stigningen i elforbruget, således at der de sidste mange år har været to kraftværksblokke på hver kraftværksplads. Nye kraftværksblokke er blevet etableret, når de gamle har opbrugt deres levetid. 150 MW-enheder er skiftet ud med 350 MW-enheder, hvilket forholdsmæssigt har svaret til stigningen i elforbruget de sidste 30 år.

Hvis udviklingen havde fortsat på samme måde, ville 250 MW-enhederne i perioden 2000-2010 skulle have været skiftet ud med 600 MW-enheder. Men denne udvikling fortsætter ikke. Elforbruget stiger mindre, og der gennemføres en decentral kraftvarmeudbygning, som tager en betydelig del af elmarkedet fra de centrale kraftværker. Perspektivet indtil år 2005 for de centrale kraftværker er en stagnerende elproduktion på nuværende niveau. Valget kommer derfor til at stå mellem at erstatte 250 MW-enhederne med nye blokke med samme enhedsstørrelse eller at fortsætte med at bygge større enheder, men så begrænse antallet af kraftværksblokke.

Den meget omfattende udbygning med decentrale kraftvarmeværker, der kører grundlast i vinterhalvåret og mellem-spidslast i sommerhalvåret, ændrer driftsformen for de centrale kraftværker.

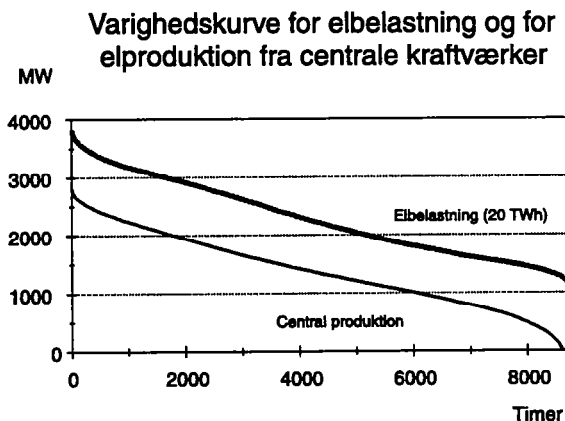
For det første medfører en ukontrolleret tilgang med ca. 900 MW decentral og industriel kraftvarme ud over ELSAMs prognose i starten af 1990'erne, at de centrale kraftværker får mindre produktion end forventet.

For det andet er det ikke længere den fysiske levetid, der er afgørende for, hvornår man starter analyserne af, om enhederne skal skrottes. De kommende års effektoverskud medfører, at kraftværksblokke vil blive førtidsskrottet,

hvis ikke de kan bruges som "eksportværker" eller som backup for fjernvarmen.

For det tredje betyder den meget varierende sommer-/vinterkørsel af de decentrale kraftvarmeværker, at nye grundlastenheder ikke længere får samme stabile produktion de første 10-15 år, som det var tilfældet tidligere.

Figur 8.1 viser varighedskurven for det elforbrug, de centrale kraftværker ser, når vindkraften og de decentrale kraftvarmeværker har første prioritet i lastfordelingen.



Figur 8.1 Varighedskurve for produktion på centrale kraftværker. Der er taget udgangspunkt i, hvordan situationen kan se ud år 2005 med 1.500 MW decentral og industriel kraftvarme og 1.000 MW vindkraft i ELSAM-området.

ELSAM har i 1995 indgået en aftale med Statkraft vedrørende køb af 600 MW vandkraft med en fast årlig leverance svarende til en benyttelsestid på 2.500 timer/år. ELSAM kan selv fastlægge produktionsfordelingen af de 600 MW/1,5 TWh. Ved at placere det største udtag på Norgesaftalen i sommerhalvåret har ELSAM mulighed for at udbalancere nogle af de driftsproblemer, de decentrale kraftvarmeværker giver anledning til. Den nye Norgesaftale bevirker altså, at de centrale kraftværker får en mindre varierende produktion, end de ellers ville have fået. Hvis aftalen ikke samtidig fører til øget eksport, vil den dog yderligere begrænse produktionen på de centrale kraftværker.

Tabel 8.1 viser de centrale kraftværker, der p.t. indgår i ELSAMs effekttopgørelse, samt de anlæg der er under bygning. Tabellen viser idriftsættelsesår, effekt, brændsel og elvirkningsgrader for de pågældende anlæg. Tabel 8.2 viser, hvilke af enhederne der har miljøanlæg i form af afsvovlingsanlæg og deNO_x-anlæg. Tabel 8.3 viser besluttede anlægsombygninger.

Navn	Idriftsat	Eleffekt MW	Varmekapacitet MJ/s	Brændsel	Elvirknings- grad (bedst- punkt) %
FVO B3	1974	269	279	Kul/olie/gas	39
FVO B7	1991	400	450	Kul/olie	44
MKA B1	1999	89	125	Kul/halm/flis	43
MKS B1	1968	152	-	Kul/olie	40
MKS B2	1972	262	-	Olie	41
MKS B3	1984	350	455	Kul/olie	42
MKS B4	1985	350	455	Kul/olie	42
RKE B1	1983	45	105	Kul/olie	-
NVV B1	1967	130	15	Kul/olie	34
NVV B2	1977	295	42	Kul/olie	40
NVV B3	1998	385	400	Kul/olie	47
NVA B1	1973	269	291	Kul/olie	40
SVS B1	1964	100	155	Kul/olie	36
SVS B2	1971	269	160	Kul/olie	39
SVS B3	1997	396	450	Naturgas	49
SHE B3	1979	300	78	Kul/olie	43
VKE B2	1969	245	290	Kul/olie	41
VKE B3	1992	382	460	Kul/olie	46
Herning B1	1983	89	174	Kul/olie	-

Tabel 8.1 Centrale kraftværker, som indgår i ELSAMs effektopgørelse i perioden 1996-2005.

	DeSO _x	DeNO _x
FVO B7	x	
MKS B3	x	
MKS B4	x	
NVV B2	x	x
NVV B3	x	x
SHE B3	x	x
VKE B3	x	

Tabel 8.2 Afsvovlingsanlæg og deNO_x-anlæg på centrale kraftværksblokke.

SHE B3	1996	(1.07)	(DeSO _x + deNO _x)
SHE B3	1997	(1.10)	Separat halmkedel
MKS B1	1995	(1.12)	Halmtilsatsfyring
SHE B3	1997	(1.07)	Ny turbine

Tabel 8.3 Beslutede anlægsombygninger.

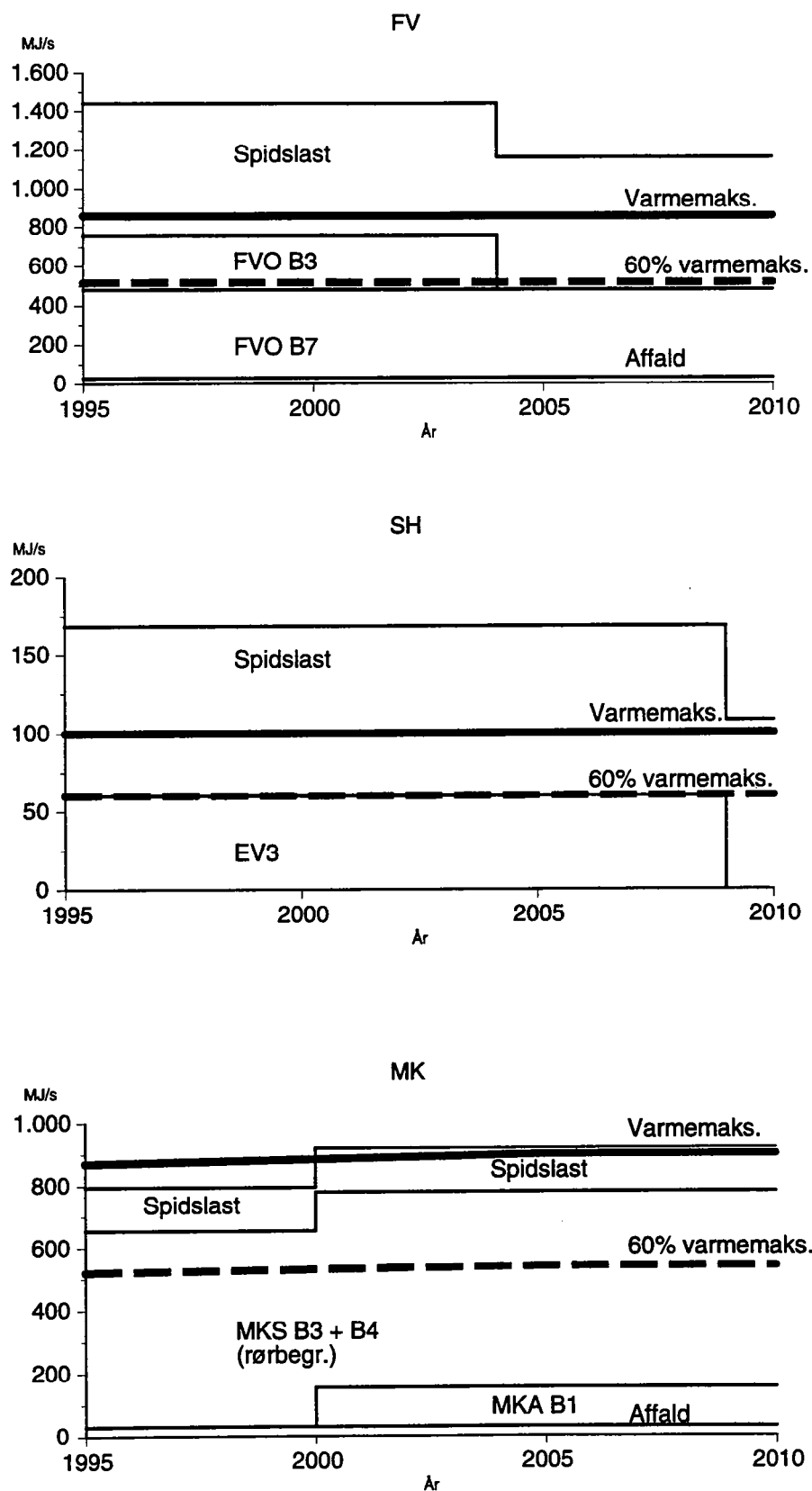
Af tabel 8.1 fremgår det, at der er 627 MW central kapacitet, der runder de 30 år i perioden 1995-2000, og 1.069 MW i perioden 2000-2005.

SVS B1, som fyldte 30 år i 1994, er levetidsforlænget indtil år 2004. MKS B1 er levetidsforlænget indtil år 2008. Fra VKE B2 er der lavet den aftale, at blokken skal indgå i elsystemet indtil år 2004 under forudsætning af, at den kan holdes i drift uden store ekstraomkostninger.

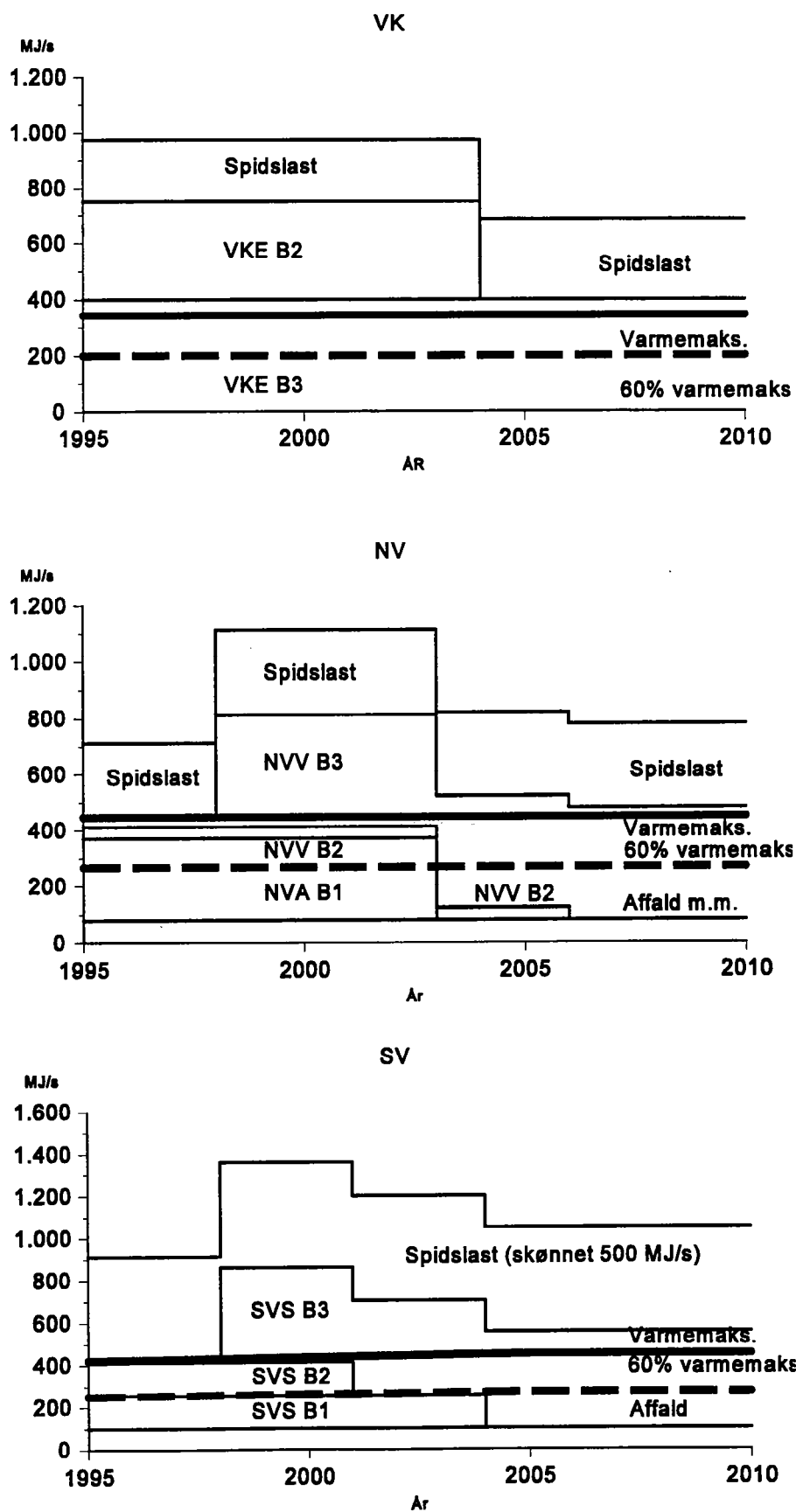
Figur 8.2 viser kraftvarmedækningsgraden i de seks centrale fjernvarmesystemer i perioden 1996-2005 under forudsætning af, at de centrale kraftværker skrottes efter 30 års drift, uden at der etableres ny kapacitet. Det fremgår af figuren, at det kun er i Odense-området, hvor kraftvarmedækningen ikke vil være tilfredsstillende med ovenstående forudsætning. Ud fra et kraftvarmesynspunkt vil Fynsværket have højeste prioritet med hensyn til tilgang med ny central kraftværkskapacitet.

ELSAM har købt en ekstra naturgasmængde på 165 mio. m³/år for perioden 2000-2010. Der er endnu ikke taget stilling til, hvordan denne naturgasmængde skal anvendes. Der er en klausul i kontrakten, at gassen kun kan anvendes på eksisterende enheder. Gassen har den største værdi for elsystemet, hvis den anvendes på en kraftværksblok med en betydelig varmeproduktion, idet man herved sparer brændselsafgifter til varmeproduktion. Naturgassen kan anvendes på eksisterende 250-350 MW-blokke enten ved direkte forbrænding i kedlen eller ved boostning med en gasturbine.

ELSAM har besluttet at etablere et CFB-demoanlæg på 90 MW i Århus til idriftsættelse år 1999. Dette anlæg er et vigtigt element i ELSAMs biomassestrategi. Anlægget er nødvendigt, for at ELSAM kan overholde sin forpligtelse med hensyn til at etablere halmafabrændingskapacitet, således at 14. juni-aftalen kan overholdes, og anlægget er en betydningsfuld del af "Varmeplan Århus". Midtkraft har ansøgt Energiministeriet om tilladelse til at opføre værket.



Figur 8.2 Fjernvarmebehov og kapacitet i de centrale kraftvarmeområder. (Kraftvarmeværker, der er dimensioneret til at kunne dække 60% af varmemaks., vil kunne dække 90% af det årlige energibehov).



Figur 8.2 Fortsat.

8.2 Central kraftvarme

De overordnede afregningsregler i forbindelse med central kraftvarme er indrettet ud fra princippet om, at kraftvarme ikke må påvirke elsidens omkostningsstruktur. I det overordnede elsystem er det varmesiden, der får tildelt hele fordelingen ved samproduktion. På kraftværksniveau fordeles samproduktionsfordelingen mellem el- og varmesiden, således at elsidens lokalt set får del i fordelingen.

I det omfang, hvor elproduktionen på de centrale kraftværker har været tilstrækkelig stor til, at man har kunnet holde to anlæg i drift i hver af de fem store kraftvarmeområder, har varmesiden fået en meget høj dækningsgrad af kraftvarme til en lav varmeproduktionsomkostning.

Den øjeblikkelige tendens, hvor det samlede elforbrug kun stiger ca. 1,8%, og der udbygges med decentral kraftvarme, fører til, at de centrale kraftværker får en mindre elproduktion. Det betyder igen, at varmesiden i fremtiden vil få en lavere dækningsgrad med billig kraftvarme.

Hvad varmesiden i denne situation vælger at gøre, får betydning for elsidens IRP-planlægning. Hvis det er billigere for varmesiden at betale elsidens lidt mere for at bevare de gamle kraftværker som backup for de primære kraftvarmeanheder, end det er at bruge spidslastvarmekedler som backup, vil elsidens ikke skrotte anlæggene. Varmesidens eventuelt øgede betaling til de centrale kraftvarmeværker kan reducere elprisen og dermed ændre IRP-balancen. Denne afhængighed mellem elsidens IRP-planlægning og varmesidens planlægning vil i det følgende blive illustreret med brug af Skærbækværket som eksempel.

Eksempel: Kraftvarmeforsyning fra Skærbækværket

På Skærbækværket er der to blokke, som leverer kraftvarme til fjernvarmeselskabet TVIS. Blok 1 på 100 MW_e og 155 MJ/s varme er idriftsat i 1965. Blok 2 på 265 MW_e og 160 MJ/s varme er idriftsat i 1970. Blok 1 er levetidsforlænget til år 2004. Den dimensionerede levetid for blok 2 udløber år 2001. Når blok 3 på 395 MW_e og 450 MJ/s varme går i drift den 1. oktober 1997, er det planen, at al kraftvarmeproduktion lægges over på denne blok. Det er derfor kun, når blok 3 havarerer eller er ude til revision, at den ikke kan klare det samlede kraftvarmebehov. I TVIS-systemet er der andre fjernvarmeproducenter, der har højere prioritet rent varmemæssigt end Skærbækværket. Disse enheder dækker hele varmebehovet i TVIS i juli-august. Hvis man lægger blok 3's revisionsperiode i disse måneder, er det kun i havarisituationer, at blok 3 ikke kan dække hele kraftvarmebehovet. Hvis man forudsætter, at blok 3 har en rådighed på 0,93, vil det i gennemsnit være ca. 260 TJ/år, blok 3 ikke kan producere på grund af havari. I det følgende bestemmes varmeproduktionsprisen, når man forudsætter, at enten blok 1 eller blok 2 holdes i drift for at producere de 260 TJ/år.

Hvis man forudsætter, at blokkene producerer så lidt el som muligt, når de er i drift for at lave varme (kører på modtrykslinien), produceres der 35 GWh el i samproduktion med de 260 TJ på blok 1 og 61 GWh på blok 2.

De samlede årlige omkostninger ved at producere 35 GWh el og 260 TJ varme er 24 mio. kr. for blok 1 og 39 mio. kr. for blok 2 (61 GWh). Heraf udgør kulafgiften til varme henholdsvis 5,2 og 5,3 mio. kr./år. Hvis man forudsætter, at elproduktionen kan sælges til elsystemet for 150 kr./MWh, bliver omkostningerne ved at producere 260 TJ som backup for blok 3:

Blok 1: 72 kr./GJ.

Blok 2: 115 kr./GJ.

Som backup for varmen er blok 1 en mere økonomisk løsning end blok 2.

Hvis elsystemet regner med at kunne sælge elproduktionen fra blok 1 eller

blok 2 ud over de 35-61 GWh, bliver fortsat drift af blok 2 en mere økonomisk løsning, hvis dette salg overstiger ca. 600 GWh/år.

Hvis varmen i stedet produceres på en naturgasfyret spidslastkedel, bliver de selskabsøkonomiske produktionsomkostninger ca. 90 kr./GJ - altså højere end hvis man bruger blok 1 som backup for fjernvarmen. Den samfundsøkonomiske produktionspris uden skyggeafgift til naturgasselskabet er ca. 30 kr./GJ.

Ved produktion af 260 TJ på blok 1 eller blok 2 betales der ca. 5 mio. kr. i afgift til staten. Sker produktionen på spidslastkedler, betales der i stedet ca. 15 mio. kr. i skyggeafgift til naturgasselskaberne eller til staten, hvis spidslastkedlen anvender olie.

Selskabsøkonomisk vil den billigste løsning være at fastholde bemanningen af blok 1 som backup for fjernvarmen. Samfundsøkonomisk vil det være betydelig billigere at bruge en spidslastkedel som backup.

Det samlede regnestykke ser således ud:

260 TJ varmeproduktion			
	<i>Produktionsomkostning</i>	<i>Heraf afgift</i>	<i>CO₂-udledning</i>
<i>Blok 1</i>	<i>72 kr./GJ</i>	<i>20 kr./GJ</i>	<i>60 kg/GJ</i>
<i>Blok 2</i>	<i>115 kr./GJ</i>	<i>24 kr./GJ</i>	<i>80 kg/GJ</i>
<i>Spidslast (naturgas)</i>	<i>90 kr./GJ</i>	<i>* 60 kr./GJ</i>	<i>60 kg/GJ</i>
<i>* Skyggeafgift til naturgasselskabet.</i>			

Hvis man forestiller sig den situation, hvor blok 3 kommer ud for et langtids-havari, som strækker sig over en vinterperiode og samtidig fastholder de øvrige forudsætninger, bliver varmeproduktionsprisen på blok 1 ca. 35 kr./GJ. Varmesiden vil i dette tilfælde spare ca. 140 mio. kr. ved at producere på blok 1 fremfor på en spidslastkedel.

Under forudsætning af, at det er varmesiden, der betaler alle de faste omkostninger, kan der produceres el til 184 kr./MWh på blok 1 og 165 kr./MWh på blok 2.

Delkonklusion

De høje afgifter på separat varmeproduktion betyder, at det bliver selskabsøkonomisk fordelagtigt for varmesiden at betale el siden for at holde ældre kraftværksblokke i drift, som el siden ellers ville skrotte. I denne situation er det elværkerne, der får stillet nogle enheder til rådighed, hvor el siden kun skal betale de variable produktionsomkostninger. Det påvirker IRP-balancen og dimensioneringskriteriet. F.eks. øges den reserve, det er økonomisk at opretholde.

8.3 Muligheder for tilgang med ny central kapacitet i planperioden

De teknologier, der kan komme på tale i forbindelse med etablering af ny central kapacitet i planperioden, er vist i tabel 8.4. Tabellen viser de år, hvor der tidligst kan idriftsættes et fuldskalaanlæg baseret på de pågældende teknologier. Tabellen viser endvidere anlægspriser, virkningsgrader og produktionsomkostninger.

Anlægstype	Brændsel	Tidligste idriftsættelse	Anlægspris kr./kW	Elvirknings- grad	Produktions- omkost- ning kr./MWh
KAD	Kul	2000	10.557	50,3	348
KAD	Kul + 25% træ	2000	11.336	50,3	419
CFB	Kul	2000	8.472	49,8	320
CFB	Kul + 60% biomasse	2005	9.743	49,8	440
CC	Naturgas	2000	5.320	57,2	307
Boostning	Naturgas	2000	3.045	55,5	325
Levetidsforlængelse 250 MW-klassen	Kul	1996-2005	(160)	39,2	363

CO₂-afgift: 100 kr./ton.

Biomassepris: 40 kr./GJ.

Tabel 8.4 Muligheder for tilgang med central kapacitet.

De nuværende rammebetingelser medfører, at tilgangen med nye centrale kraftværker blive styret af, hvilket restbehov der er, når prognoserne for decentral og industriel kraftvarme samt vindkraft realiseres. Der kan derfor ikke på samme måde som for de andre produktionsformer og DSM-planer opstilles prognoser for, hvor meget central kraftvarme man må forvente bliver etableret under de nuværende rammebetingelser. Svaret på dette spørgsmål får man først, når første iteration i IRP-processen er afsluttet.

Under de nuværende rammebetingelser vil man af varmemforsyningsmæssige grunde fastholde to kraftværksblokke på Fynsværket. Den billigste måde at sikre kraftvarmeforsyningen på i Odense er ved at undlade at skrotte FVO B3 år 2003, men i stedet anvende den ekstra naturgasmængde, ELSAM har købt på FVO B3 i perioden 2000-2010.

Under de nuværende rammebetingelser vil MKS B1 blive skrottet på det tidspunkt, hvor enheden ikke længere spiller en rolle som forsøgsanlæg eller ikke behøver at indgå i ELSAMs halmforbrændingskapacitet.

I IRP-analyserne er der gjort den antagelse, at halmtilsatsfyringen overføres til MKS B3 i år 2000, hvorefter MKS B1 skrotes.

Eventuelt behov for ekstra elkapacitet i perioden frem til år 2005 vil under de nuværende rammer blive dækket ved hjælp af:

- Fortsat drift af 250 MW-enhederne på kul. Uden investeringer, men med lidt højere driftsomkostninger og lidt lavere rådighed.
- Boostning af 350 MW-enheder med gasturbine.

Valget mellem ovenstående muligheder bestemmes af, om der er et behov for yderligere CO₂-foranstaltninger på de centrale kraftværker, for at CO₂-målet år 2005 kan nås.

Muligheder for produktionstilgang, som de fremgår af tabel 8.4, indgår i IRP-rammebetingelserne. I afsnit 10.2.4 er der opstillet en udbudsliste for ny central kraftværkskapacitet.

8.4 ELSAMs indsats vedrørende fremtidig kraftværksteknologi

I forbindelse med ELSAMs seneste udviklingsplaner UP93 og UP94 er det besluttet, at ELSAM fokuserer sin udviklingsindsats på en kul-/biomassestrategi gående ud på, at der udvikles en ny type produktionsanlæg i 200 MW-klassen med følgende egenskaber:

- Et koncept baseret på mindst 50% bioandel, og som har udsigt til at kunne realiseres i kommerciel kraftværksskala med acceptabel økonomi.
- En årlig CO₂-reduktion på 600.000 ton i forhold til et moderne kulfyret værk.
- Et årligt biobrændselsforbrug på 6,7 PJ. Det skal sammenholdes med de tilstedeværende normalårsmængder af overskudshalm og flis i ELSAM-området på 17 PJ, et yderligere potentiale på 15 PJ, hvis man antager 150.000 ha brakarealer udlagt med energipil samt et betydeligt flisoverskud i Østersølandene som muligt supplement.
- En årlig restproduktmængde på 50.000 ton, hvis mulige genanvendelse er genstand for undersøgelse.
- En anlæg, som i al væsentlighed er forligeligt med ELSAMs kraftværks-specifikationer.
- En anlægstype med markeret international interesse fra leverandør- og el-sektor.

Ud over CO₂-rammen har ELSAM endvidere fået påført et krav om at etablere kapacitet til at kunne afbrænde 600.000 ton halm og ca. 100.000 ton træflis senest i år 2000. I forbindelse med den integrerede ressourceplanlægning opfattes dette krav som en ydre ramme. Omkostningerne ved at opfylde dette krav indgår derfor kun i afregningsprisen og ikke i marginalomkostningerne. I IRP-sammenhæng er der således ikke en vurdering af, om det er bedre at bruge andre CO₂-virkemidler end afbrænding af overskudsbiomasse.

9. "IRP-plan" med nuværende rammebetingelser

Som indledning til første iteration i IRP-processen blev produktionssidens sparede omkostninger sat lig med den aktuelle tretidstarif. Med dette omkostningsbillede er der i de foregående afsnit vist en elprognose, herunder DSM-aktiviteter, samt prognoserne for tilgang med decentral og industriel kraftvarme samt vindkraft. Næste trin i IRP-processen går ud på at revurdere produktionssidens sparede omkostninger under antagelse af, at prognoserne realiseres. Det nye billede af produktionssidens sparede omkostninger skal herefter i anden IRP-iteration bruges til revision af prognoserne. Endvidere skal man i dette IRP-trin vurdere, om miljømålene kan nås.

Afsnit 9.1 indeholder en kort repetition af forudsætningerne bag den aktuelle tretidstarif. Afsnit 9.2 viser beregningsforudsætninger for produktionssidens reviderede omkostningsstruktur. Afsnit 9.3 dokumenterer resultatet af beregningen af den nye omkostningsstruktur.

Afsnit 9.4 beskriver den anvendte "IRP-metode". Afsnit 9.5 redegør for handlemulighederne. Afsnit 9.6 dokumenterer konsekvensen af et moratorium for handlinger frem til år 2005, og afsnit 9.7 viser, hvordan "IRP-planen" frem til år 2005 vil se ud under forudsætning af de nuværende rammebetingelser.

9.1 En kort repetition af forudsætningerne bag den aktuelle tretidstarif

Produktionssidens udmeldte omkostningsstruktur (tretidstariffen) er vist i bilag 2.2.2. Tariffen forudsætter, at referencen er et nyt 350 MW kulfyret kraftværk med en årlig benyttelsestid på 5.500 timer i kondensationsdrift (uden samproduktion med kraftvarme). I tariffen indgår både de variable og de faste driftsomkostninger samt omkostninger til afskrivning og forrentning af anlægsomkostningerne. Anlægsomkostningerne er placeret i høj- og spidslastperioden, og de er fordelt med halvdelen i hver periode. Denne fordeling er baseret på nogle driftssimuleringer af elsystemet, hvor man har målt på, hvor mange timer der er effektunderskud i de tre tidsperioder, når elsystemet er optimalt udbygget.

Denne omkostningsstruktur forudsætter, at der inden for de næste 5-6 år vil være behov for etablering af ny kapacitet - altså en situation, hvor det uvarslede træk på nabosystemer overskrider 200 timer/år. Endvidere forudsættes, at der er afsætning for den bundne elproduktion i alle årets 8.760 timer.

Det er disse to forudsætninger, der vil blive testet i afsnit 9.3.

9.2 Beregningsforudsætningerne bag den nye referenceberegning

Der er gennemført en række SIVAEL-beregninger⁷ for perioden 1996-2005, hvor det er forudsat, at prognosen for elforbrug, resultater af DSM-programmer, lokal kraftvarme og vindkraft realiseres. Der er anvendt følgende forudsætninger:

- UP95 - Datagrundlag, herunder elprognose efter DSM-referenceplanen.
- Skrotning af centrale kraftværker efter 30 års levetid bortset fra FVO B3, som kører på naturgas i perioden 2000-2010, SVS B1, som skrottes i år 2004, MKS B1, som skrottes i år 2000, og VKE B2, som skrottes i år 2004.

⁷ SIVAEL er et internationalt anerkendt edb-program, som kan simulere en optimal drift af et vilkårligt el- og kraftvarmesystem. Simuleringer foregår normalt på timebasis et år ad gangen. Kraftværkerne er repræsenteret med deres aktuelle varmeforbrugsdata og arbejdsområder.

- Prognose for tilgang med decentral og industriel kraftvarme svarende til afsnit 6.3.2.
- Lineær forøgelse af vindkraftkapaciteten fra 450 MW i 1996 til 1.000 MW i år 2005. Herved vil den nuværende prognose på 300 MW ekstra vindkraft være realiseret omkring år 2000 (jf. afsnit 7).
- Hensigtsmæssig placering af den faste import fra Norgesaftalen.
- Uvarslet træk på udlandet koster 800 kr./MWh.
- Den el, der produceres, selv om den kun kan sælges til 20 kr./MWh, betegnes som værende "eloverløb".

Beregningerne er endvidere gennemført under den forudsætning, at de decentrale kraftvarmeanlæg får en pris for deres elproduktion, som er større end de variable omkostninger. Anlæggene dækker derfor den størst mulige del af varmebehovet i de varmemarkeder, de er placeret i.

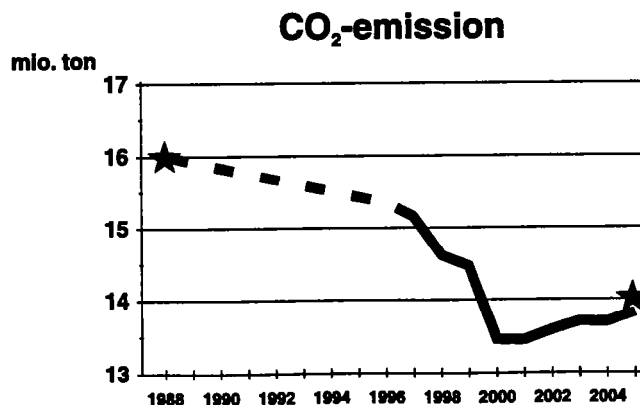
De variable omkostninger til elproduktion på decentrale kraftvarmeanlæg er ca. 120 kr./MWh uden CO₂-tøren og 20 kr./MWh med CO₂-tøren. Selv om man kun kan sælge strømmen til 20 kr./MWh i eloverløbssituationer, vil strømmen alligevel blive produceret på de decentrale kraftvarmeanlæg.

I de centrale kraftvarmeområder produceres der også mest mulig kraftvarme, idet afgiftssystemet er sådan indrettet, at det er selskabsøkonomisk billigere i eloverløbssituationer at forære strømmen væk, end det er at nedsætte samproduktionen og producere noget af fjernvarmen på separate fjernvarmekedler.

9.3 Konsekvensberegning af ny referenceudvikling

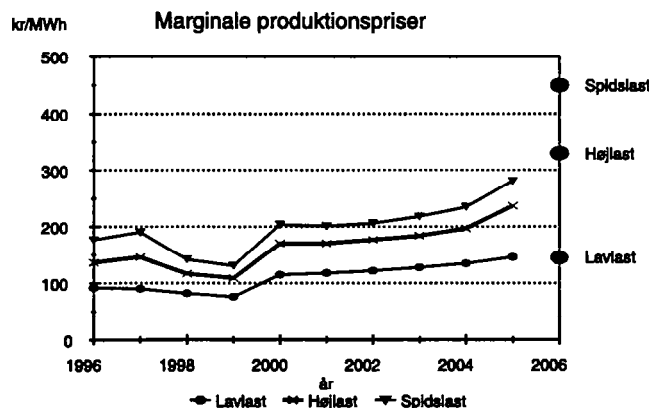
I det følgende vises resultaterne af konsekvensberegning af referenceudviklingen. Som tidligere nævnt er formålet med analysen at vurdere, om miljømålene er nået, samt om forudsætningerne bag den udmeldte tretidstarif er opfyldt. Hvis de er opfyldt, kan man sætte lighedstegn mellem referenceberegningen og den optimale IRP-plan baseret på de nuværende IRP-rammer. Hvis de ikke er opfyldt, skal der i teorien gennemføres en ny iteration, hvor produktionssiden udmelder nye sparede omkostninger, herunder nye CO₂-skyggepriser.

Figur 9.1 viser CO₂-udledningen fra el- og kraftvarmesystemet i ELSAM-området i perioden 1996-2005 med en CO₂-skyggepris for de centrale kraftværker på 0 kr./ton frem til år 2000 og 100 kr./ton resten af perioden. Det fremgår af figuren, at ELSAM kan overholde CO₂-målet år 2005 med denne CO₂-skyggepris. (Af afsnit 2.4.3 fremgår det, at ELSAMs CO₂-mål ikke er entydigt fastlagt, men at det kan anslås til ca. 14 mio. ton år 2005).



Figur 9.1 CO₂-udledningen fra el- og kraftvarmeproduktion i ELSAM-området.

Af SIVAEL-beregningerne kan man endvidere udlede de kortsigtede marginalomkostninger for produktionssystemet på timebasis. Figur 9.2 viser de gennemsnitlige årlige marginalomkostninger i de tre tidsperioder. I figuren er endvidere indtegnet de udmeldte tidstariffer. Figuren viser, at man skal helt frem til år 2005, førend de kortsigtede marginalomkostninger når op i nærheden af de udmeldte langsigtete tariffer.



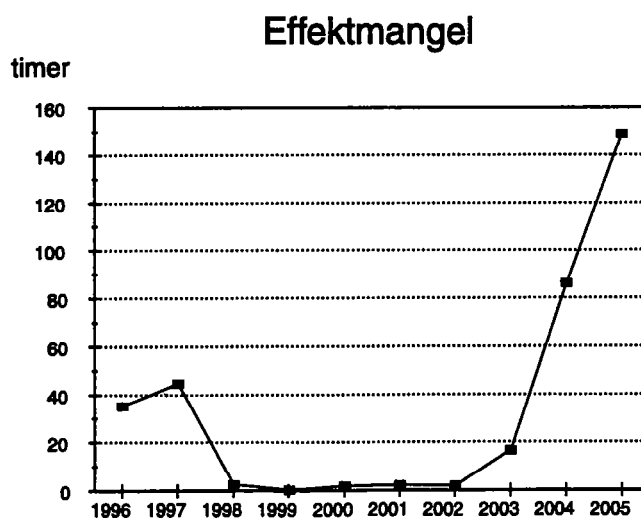
Figur 9.2 Kortsigtede marginalomkostninger på kraftværksniveau (ab værk) sammenlignet med aktuel tretidstarif. Stigningen år 2000 skyldes, at der fra år 2000 tillægges en CO₂-skyggepris på 100 kr./ton.

Nuværdien af de samlede omkostninger til drift og vedligeholdelse, brændsel, elbesparelser samt forrentning og afskrivning af nye beslutninger er 37,37 mia. kr. for perioden 1996-2005.

Disse omkostninger fordeler sig på følgende måde:

Anlæg (decentral kraftvarme):	1.763 mio. kr.
Brændsel + drift (hele systemet):	35.610 mio. kr.
Sparet DSM:	0 mio. kr.

Figur 9.3 viser det årlige antal timer med effektunderskud i planperioden.

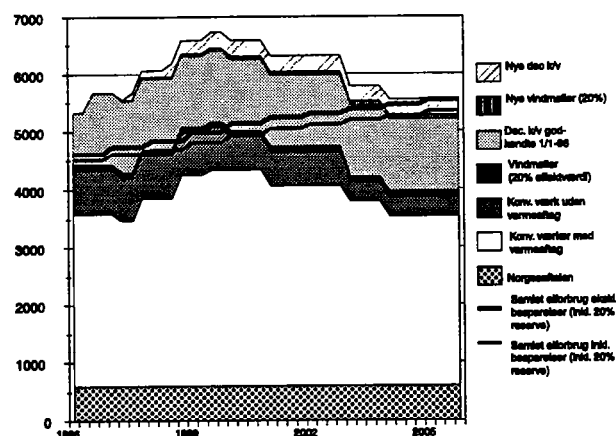


Figur 9.3 Effektmangel i den nye referencefremskrivning.

Effektsituationen kan endvidere belyses ved at sammenligne den installerede kapacitet med maksimalbelastningen. I figur 9.4 er der vist en sådan sammenstilling med følgende kapacitetsværdier for de forskellige anlægstyper:

- Centrale kraftværker er nedskrevet med et effektfraadrag til kraftvarme.
- Decentrale kraftvarmeværker og industrielle anlæg får fuld kapacitetsværdi.
- Vindmøllers kapacitetsværdi er 20% af mærkeeffekten.
- Sverigesaftalen er nedskrevet med 150 MW.

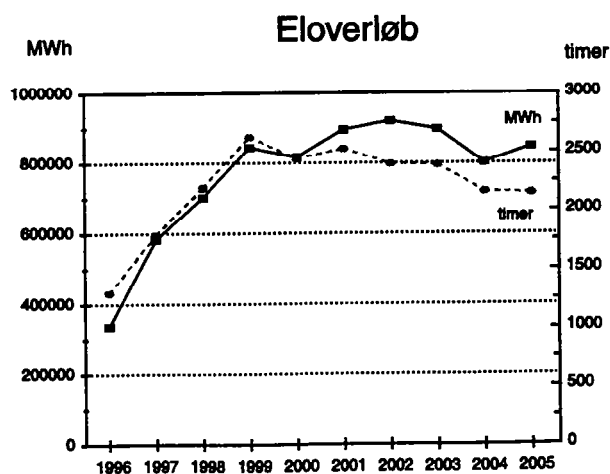
Figur 9.4 viser, at der er et kapacitetsoverskud på ca. 1.500 MW år 2000.



Figur 9.4 Kapacitetsbalance 1996-2005.

Af de tre figurer fremgår det klart, at tretidstariffens forudsætninger om, at der er behov for, at der etableres ny kapacitet i løbet af de næste 5-6 år, ikke er opfyldt.

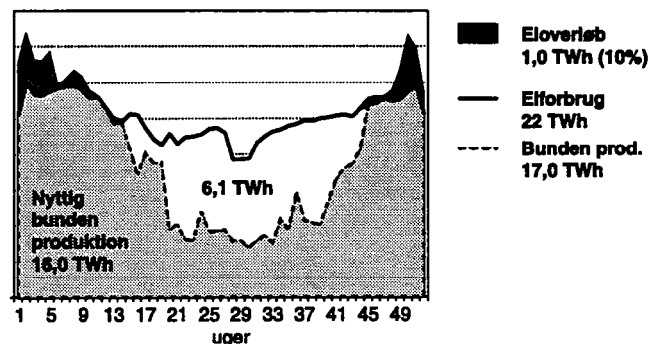
Figur 9.5 viser udviklingen i eloverløbet i perioden 1996-2005. Det fremgår af figuren, at eloverløbet stiger fra 0,3 TWh i år 1996 til 0,9 TWh i år 2005. I år 2005 er der ifølge SIVAEL-beregninger eloverløb i 2.500 timer/år - altså i ca. 30% af årets timer.



Figur 9.5 Eloverbøb i referencefremskrivningen.

Den aktuelle tretidstarifs forudsætning om, at der er afsætning for elektriciteten til en minimum pris svarende til de variable omkostninger i alle årets 8.760 timer, er således heller ikke opfyldt.

Figur 9.6 illustrerer, hvordan den bundne elproduktion fordeles sig over året i år 2000. Det fremgår af figuren, at der kun er 6,1 TWh af en samlet produktion på 22 TWh, der produceres i kondensdrift.



Figur 9.6 *Bunden elproduksjon fordelt over året.*

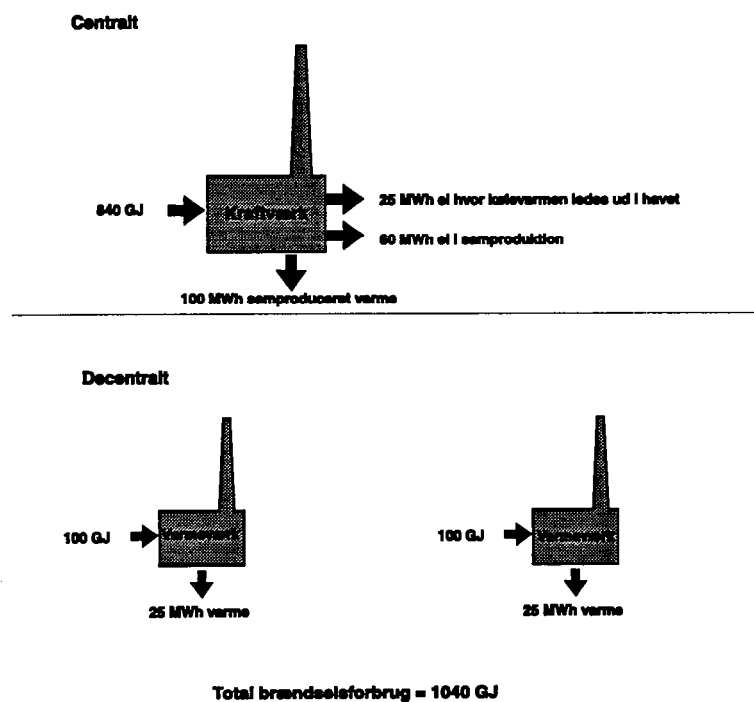
Eloverløbet vil, hvis prognoserne realiseres, få et omfang, som kræver helt nye virkemidler, hvis man vil bevare samproduktionsfordelen.

Den nuværende strategi i dansk energipolitik går ud på, at så stor en del af varmen som muligt skal produceres i samproduktion med elektricitet.

Den energi- og miljømæssige gevinst ved samproduktion af el- og kraftvarme vil kun være til stede, hvis den samproducerende elektricitet erstatter anden produktion med højere miljøpåvirkninger. Følgende simplificerede eksempel illustrerer dette:

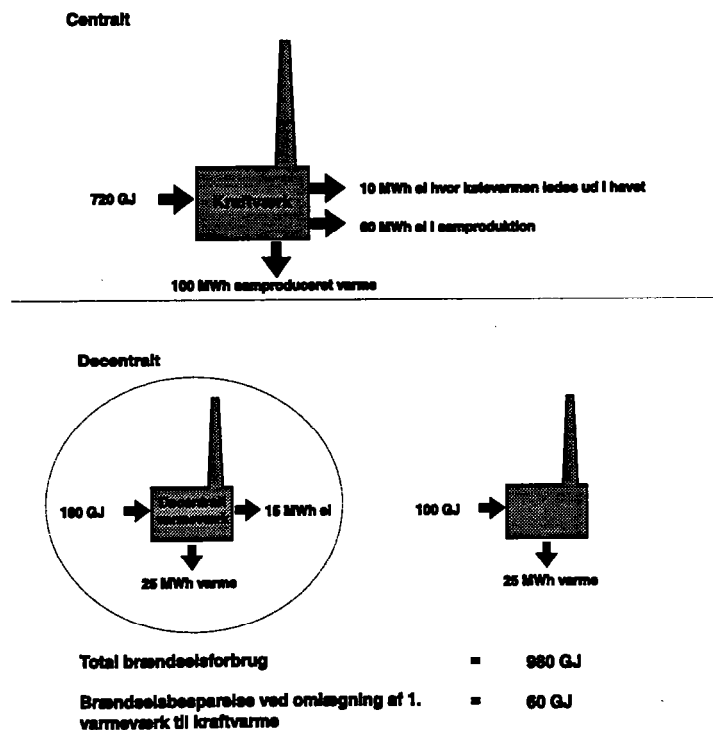
Eksempel: Samproduktionsfordele ved udbygning med decentral kraftvarme

I referencetilfældet er der to decentrale fjernvarmeområder, som hver især forsynes med varme fra en fjernvarmekedel. Ud over dette er der et kraftværk, som både producerer el i samproduktion og el i kondensdrift. Figur 9.7a viser el- og fjernvarmeproduktionen samt det tilsvarende brændselsforbrug. Det fremgår af figuren, at det totale brændselsforbrug er 1.040 GJ.



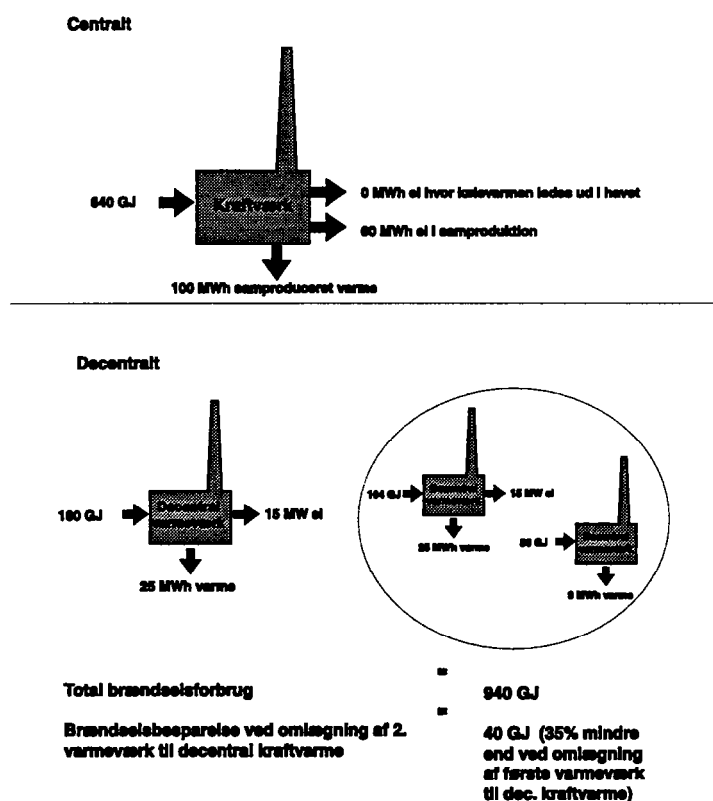
Figur 9.7a El- og kraftvarmesystem uden decentral samproduktion.

Nu ombygges det ene af fjernvarmeværkerne til kraftvarme. Af figur 9.7b fremgår det, at det giver en brændselsbesparelse på 60 GJ.



Figur 9.7b Omlægning af første decentrale varmeværk til decentral kraftvarme.

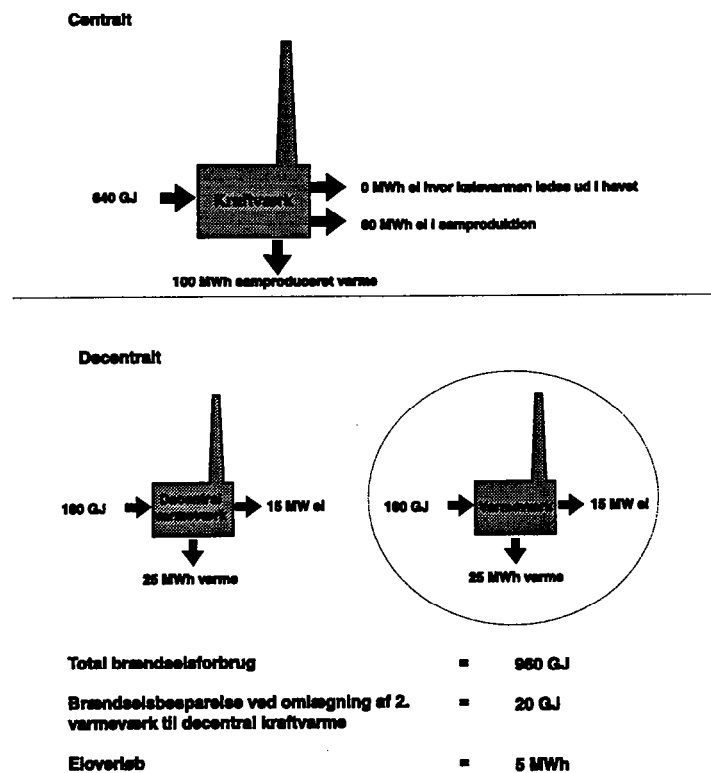
Dernæst ombygges det andet fjernvarmeværk til kraftvarme. Problemet er nu, at der ikke er tilstrækkeligt med elforbrug til, at det værk kan producere varmen i samproduktion. Brændselsbesparelsen bliver derfor mindre, end da det første fjernvarmeværk omstillede til kraftvarme. Af figur 9.7c fremgår det, at brændselsbesparelsen i dette tilfælde kun er 40 GJ - altså 35% mindre end for den første omlægning til kraftvarme.



Figur 9.7c Omlægning af andet decentrale varmeværk til kraftvarme (nedsættes i eloverløbsituationer).

Hvis kraftvarmeværket ikke ser nogen begrænsning i elproduktionen, vil der blive produceret 5 MW mere, end der umiddelbart er elforbrug til (jf. figur 9.7d). Hvis dette eloverløb eksporteres til Norge, eller hvis man stopper vindmøller for at undgå det, vil brændselsbesparelsen og dermed miljøbesparelsen være 65% lavere end ved første omlægning.

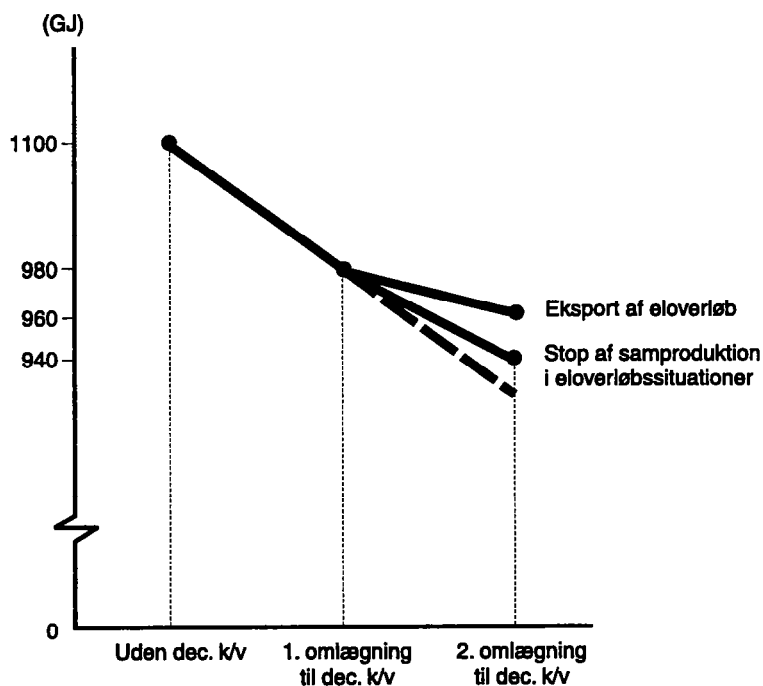
Brændselsforbruget ved eloverløbsproduktionen er ikke større, end hvis det havde været almindelig varme, der var blevet produceret. Det skyldes, at el-virkningsgraden i forbindelse med eloverløbsproduktionen er ca. 90% - altså svarende til virkningsgraden ved almindelig varmeproduktion.



Figur 9.7d Omlægning af andet decentrale varmekværk til kraftvarme (producere eloverløb).

Figur 9.7e resumerer problemstillingen vedrørende kraftvarmeudbygning, eloverløb og brændselsbesparelser.

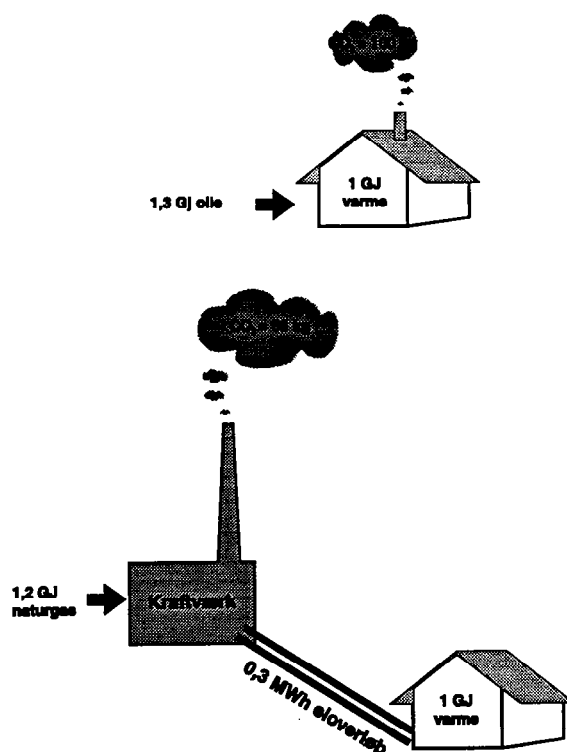
Brændselsforbrug til el og varme



Figur 9.7e Samlet overblik over eksemplet vedrørende omlægning til decentral kraftvarme.

Eloverløb er et tegn på, at gevinsten ved samproduktion af el- og kraftvarme bliver mindre end ved de første omlægninger til kraftvarme. Hvor meget mindre afhænger af, hvad eloverløbet bruges til.

Hvis man f.eks. bruger eloverløbet til opvarmning af et hus, som i reference-tilfældet har oliefyr, vil der netto være en CO₂-gevinst på 32 kg/GJ, hvilket fremgår af figur 9.8.



Figur 9.8 Anvendelse af eloverløb til erstatning af olie i oliefyret hus.

Eloverløb er altså samfundsmæssigt set både billigere og mere miljøvenlig end olie.

Elsystemets sparede marginale omkostninger på B-niveau i perioden 1996-2003 er uden CO₂-skyggepriser ca.:

Spidslast: 160 kr./MWh.

Højlast: 140 kr./MWh.

Lavlast: 90 kr./MWh.

(jf. figur 9.2 + tillæg ved overgang til B-niveau. De industrielle kraftvarmeanlæg vil typisk blive tilsluttet på B-niveau).

De tilsvarende udmeldte marginalomkostninger er:

Spidslast: 460 kr./MWh.

Højlast: 350 kr./MWh.

Lavlast: 150 kr./MWh.

(jf. bilag 2.2.1).

Elsktorens underskud ved at skulle betale en betydelig højere pris for den decentrale og industrielle kraftvarme, end den er værd, er:

Spidslast: 300 kr./MWh.

Højlast: 200 kr./MWh.

Lavlast: 60 kr./MWh.

For et nyt decentralt eller industrielt kraftvarmeværk, der kører 1.200 timer i spidslast, 1.600 timer i højlast og 1.900 timer i lavlast, bliver elsktorens tab 810.000 kr./år/MW.

For hver MW ekstra kraftvarme, der etableres før år 2003, får elforbrugerne i Jylland/Fyn derfor en ekstraregning på ca. 810.000 kr./år.

Da vigtige forudsætninger bag det første gæt på IRP-balanceprisen ikke er opfyldt, er det nødvendigt at gennemføre en ny IRP-iteration.

9.4 Metode

Elprognosen, prognose for tilgang med decentral og industriel kraftvarme, vindkraftprognose, DSM-planer m.v. afspejler, hvordan aktørerne vil agere i den situation, hvor de får et prissignal svarende til de nuværende tariffer. Afsnit 9.3 viser, at en realisering af prognoserne fører til, at elsystemet kommer ud af balance i perioden frem til år 2005, både hvad angår overkapacitet og eloverløb. Under de nuværende rammebetingelser har elsektoren fire "håndtag" til at sikre, at lovens krav om en balanceret udbygning overholdes:

- A. Udskydelse af egne planer på forbrugs- og produktionssiden.
- B. Førtidsskrotning af kraftværker.
- C. Moratorium for indgåelse af nye aftaler eller ændrede tariffer.
- D. Ændrede markedsforhold.

Disse håndtag skal bruges til at løse de to vigtige ubalanceproblemer:

- Øget eloverløb på grund af en kraftig stigning i kraftvarmeproduktion i et stagnerende elmarked.
- Omfattende investeringer i ny elproduktionskapacitet længe før, der er brug for denne kapacitet.

Målet med planlægningen under de nuværende rammebetingelser er at sikre, at yderligere tilgang med vindkraft og decentral og industriel kraftvarme i størst muligt omfang indplaceres i elsystemet på grundlag af elsektorens sparede omkostninger. Målet er endvidere at fastlægge elsektorens egne beslutninger, således at det er afstemt med det restmarked, der er tilbage, når prognoserne for vind og decentral og industriel kraftvarme er blevet realiseret. Målet er ikke at bestemme en optimal samfundsøkonomisk IRP-plan eller at analysere, hvordan elsektorens rammer skulle være, for at planen kunne blive mere rationel. Denne side af sagen vil i stedet blive belyst i kapitel 10.

IRP-planen under de nuværende rammebetingelser fastlægges ved at tage udgangspunkt i det eksisterende elsystem plus de beslutninger, som er truffet, og som der ingen nettogevinst er ved at udskyde.

Første trin i opstilling af planen består i at konsekvensberegne elsystemet, som det vil se ud frem til år 2005 under den forudsætning, at de fire "håndtag" bruges til at begrænse tilgangen med ny elproduktion og nye DSM-aktiviteter mest muligt.

Et vigtigt resultat af denne konsekvensberegning er de kortsigtede marginalomkostninger, effektbalancen og eloverløbet.

I andet trin indlægges prognosen for udbygningen med decentral og industriel kraftvarme på de tidspunkter i planperioden, hvor der er behov for ny elkapacitet.

I sidste trin suppleres med elsektorens egne planer.

Den grundlæggende metodemæssige forudsætning, der ligger bag ovenstående fremgangsmåde, er, at der etableres et marked for eloverløb, som sikrer, at eloverløbet ikke påvirker de tariffer, der er udmeldt som første bud på IRP-balancen. Med denne forudsætning kommer den udmeldte tretidstarif til at afspejle elsektorens sparede omkostninger på det tidspunkt, hvor der opstår et effektbehov. Når det sker, vil de nuværende prognoser for tilgang med decentral og industriel kraftvarme igen være aktuelle.

Denne forudsætning omkring afsætning af eloverløb skal analyseres grundigt frem til IRP97. Inden denne analyse er gennemført, bør man ikke beslutte nye projekter, der øger eloverløbet.

9.5 Handlemuligheder

I afsnit 9.4 er elsystemets "planlægningshåndtag" resumeret. I det følgende vil de aktuelle muligheder for at bruge "håndtagene" blive beskrevet.

9.5.1 Udskydelse af egne planer

De aktiviteter, elsektoren har igangsat eller har planer om at igangsætte, og som påvirker IRP-balancen, er:

- Konvojanlæggene SVS B3 og NVV B3.
- Ombygning af turbine på SHE B3.
- Etablering af CFB-demoanlæg i Århus.
- DSM-planen.

De tre første beslutninger påvirker kun kapacitetssituationen og ikke eloverløbsproblemet. DSM-planen påvirker både eloverløb og effektbalancen.

Konvojanlæggene er så langt i etableringsfasen, at der ingen **investeringsbesparelser** er ved at udskyde idriftsættelsestidspunkterne.

Derimod er der store omkostninger ved at udskyde idriftsættelsestidspunktet, idet de variable omkostninger på de nye enheder ligger betydeligt under omkostningerne ved at producere el på de enheder, hvis produktion konvojanlæggene erstatter.

Da ombygningen af turbinen på SHE B3 blev besluttet, fik projektet ikke tillagt nogen effektivværdi på denne side år 2003. Energibesparelsen ved turbineombygningen er så stor, at det berettiger, at ombygningen sker fem år før, der effektmæssigt er behov for de ekstra 15 MW, som er ELSAMs andel.

I forbindelse med det beslutningsgrundlag, der er udarbejdet for CFB-demoanlægget i Århus, har anlægget ikke fået tillagt effektivværdi i de første driftsår, fordi der i denne periode ikke er behov for effekten. Årsagen til, at Århusværket skal bygges 2-3 år før, der effektmæssigt er brug for anlægget, er, at det skal sikre, at ELSAM får øgede erfaringer med CFB-teknologien inden næste kraftværksudbygning, som forventes kort tid efter år 2005 (jf. perspektivplanen). CFB-anlægget er endvidere en vigtig forudsætning for, at ELSAM kan opfylde 14. juni-aftalens krav om en halmafabrændingskapacitet på 600.000 ton halm og 120.000 ton træ i ELSAM-området.

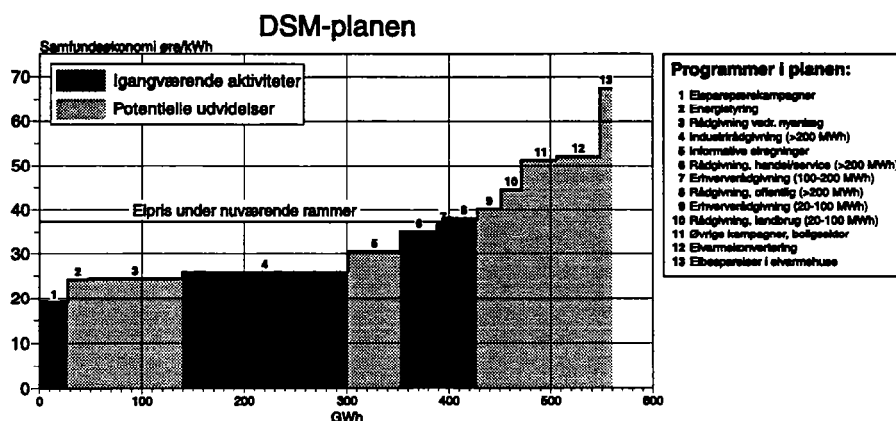
Den opstillede DSM-plan for 1996-2000 består af 13 DSM-programmer.

Hvis hele planen iværksættes, vil omkostningerne beløbe sig til ca. 110 mio. kr. pr. år. Det er vurderet, at man vil kunne opnå en reduktion i elforbruget på ca. 560 GWh i år 2000.

Til sammenligning kan nævnes, at det nuværende aktivitetsniveau vedrørende konkrete DSM-aktiviteter er forbundet med omkostninger i størrelsesordenen 70 mio. kr. (regnskabstal 1994).

Elforsyningen investerede i slutningen af 1980'erne og første halvdel af 1990'erne betydelige beløb i forberedelse og gennemførelse af elsparekampanjer, uddannelse af energirådgivere, etablering af energicentre m.m. Formålet har været at få elbesparelser integreret som led i elskabernes kundeservice. Strategien er lykkedes, selskabernes indsats har vundet anerkendelse, og elforsyningen anses i dag som en troværdig og seriøs partner ved rådgivning om elbesparelser.

De aktiviteter, som falder ind under denne overskrift, er i figur 9.9 benævnt "igangværende aktiviteter"⁸.



Figur 9.9 Igangværende og potentielle DSM-aktiviteter.

En bortskæring af de igangværende DSM-aktiviteter, begrundet af en midlertidig ubalance i elsystemet, vil ikke være fornuftig. For det første vil værdien af den allerede foretagne investering gå tabt. Dertil kommer, at det vil være overordentlig vanskeligt og bekosteligt senere at genetablere aktiviteterne og sikre sig samme position på markedet som i dag.

Videreførelse af igangværende aktiviteter betyder ikke nødvendigvis, at indholdet ligger fast. Energirådgivning udføres i dag med det primære formål at få flest mulige *elbesparelser* gennemført. I en ubalancesituation, hvor det blandt andet drejer sig om at finde en fornuftig anvendelse for eloverløb, vil det være oplagt at sætte *energi- og miljøbesparelser* i højsædet. Der findes utallige eksempler på industrielle processer, hvor øget elforbrug kan reducere det øvrige energiforbrug og miljøbelastningen langt mere, end elforbruget øges. Som eksempel kan nævnes infrarøde varmekilder til overfladetørring, induktiv opvarmning til smeltning etc.

En udbygget kundeservice efter dette princip vil kunne gennemføres med eksisterende ressourcer, da den nødvendige ekspertise allerede er tilvejebragt gennem selskabernes etablering af energirådgivning. Selvfølgelig vil visse administrative rutiner skulle ændres, når begrebet "elbesparelser" erstattes af det bredere begreb "planlægning for en mere effektiv energianvendelse", herunder indberetningen til ENIBASEN, "10. marts-indberetningen" etc.

9.5.2 Førtidsskrotning af ældre kraftværker

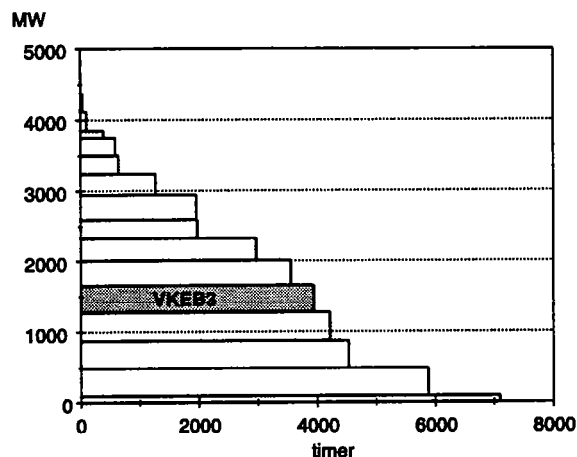
Førtidsskrotning påvirker effektbalancen, men ikke eloverløbet. Eloverløbet afhænger af kraftvarmeproduktionen og ikke af den installerede kraftværkskapacitet.

For en 250 MW-enhed udgør de faste omkostninger ca. 15 mio. kr./år. Ved en benyttelsestid på 3.000 timer pr. år svarer det til ca. 20 kr./MWh. Hvis anlæggene kan komme til at køre, hvad der svarer til en benyttelsestid på 200 timer pr. år, kommer de faste omkostninger til at vægte betydeligt højere, nemlig med ca. 300 kr./MWh. I analyserne af IRP-planen skal man derfor i princippet vurdere, hvornår ældre kraftværker skal førtidsskrottes, fordi de får så lille en benyttelsestid, at deres elproduktionsomkostning bliver for høj. I praksis må man forvente, at fjernvarmesiden vil være interesseret i at betale de faste driftsomkostninger, idet de ældre kraftvarmeanheder med fordel kan få en rolle som backup for den primære kraftvarmeblok (jf. afsnit 8.2).

Skrotning af ældre kraftværksblokke kan øjeblikkeligt fjerne overkapacitet, men det er en dyr måde at sikre kapacitetsbalancen på, hvis de nye anlæg endnu ikke er besluttet. Et kraftværk har typisk følgende livshistorie:

- 15-20 år som grundlastenhed.
- Ca. 10 år som mellem- og spidslastenhed.
- 5-10 år som reserveenhed.

Teknologiske eller miljømæssige forhold kan fremskynde processen. Figur 9.10 viser varighedskurven for de centrale kraftværker år 2000, hvis der udbygges med 1.500 MW decentral og industriel kraftvarme.



Figur 9.10 Benyttelsestider for centrale kraftværker år 2000.

Det fremgår af figuren, at VKE B3 i år 2000 kun vil have en benyttelsestid på ca. 4.000 timer pr. år. Selv om anlægget til den tid endnu ikke er fyldt 10 år, har det ikke længere en benyttelsestid svarende til den grundlast, anlægget er dimensioneret til. Problemet med yderligere overudbygning af elkapaciteten kan derfor ikke blot fjernes ved at skrotte flere gamle enheder, for de kører i forvejen ikke ret meget. Det problem, som rester, er, at tilgangen med ny kapacitet tager elproduktion fra nyere grundlastenheder udstyret med miljøforanstaltninger svarende til dagens standard. Herved opstår der et samfunds-mæssigt tab.

ELSAM kan med de beslutninger, som allerede er truffet, overholde aktuelle SO_2 - og NO_x -kvoter frem til år 2003. Der er derfor ikke nogle miljømæssige grunde til at forcere kraftværkernes "livshistorie".

I IRP-analyserne anvendes den forudsætning, at ældre kraftværksenheder først skrottes, når de har opbrugt deres dimensionerede levetid. I de tilfælde, hvor anlæggene kun får en meget lav elmæssig benyttelsestid, må man forvente, at fjernvarmen vil betale de faste omkostninger for at få anlæggene stillet til rådighed som backup for den primære kraftvarmeenhed.

Frem til IRP97 skal det analyseres, om 250 MW-enhederne kan komme til at spille en rolle som "sommerproduktionsanlæg", idet de store primære kraftvarmeenheder af varmeforsyningsmæssige årsager helst skal ud til revision i sommerperioden, hvor de decentrale kraftvarmeværker i forvejen kører meget lidt. Hvis miljøkravene skærpes, kan det blive nødvendigt at ombygge 250 MW-enhederne til naturgas, så de kan brænde "sommergas".

9.5.3 Moratorium eller lavere tariffer

Afsnit 9.5.1 og 9.5.2 har belyst elsektorens direkte muligheder for at påvirke kapacitetsbalance og eloverløbet. De to næste afsnit beskriver elsektorens muligheder for at få andre aktører uden for elsektorens egen kreds til at bidrage til at nå IRP-balancen så hurtigt som muligt.

En mulighed for at løse effektbalanceproblemet - eller at undgå at det ikke bliver endnu større - er i en periode at nedsætte tariffen for nye produktionsanlæg, som endnu ikke har fået tegnet kontrakt eller at gennemføre et decideret moratorium for indgåelse af nye kontrakter.

En anden mulighed er at forsøge at øge elmarkedet - f.eks. ved generelt at nedsætte elprisen eller ved eksport-/importaftaler.

Første mulighed beskrives i nærværende afsnit. Den anden mulighed med at øge markedet for el beskrives i afsnit 9.5.4.

Moratorium for indgåelse af nye kontrakter

Tilgang med yderligere decentral og industriel kraftvarme kan stoppes ved, at elsektoren undlader at tegne nye kontrakter.

Moratoriet skal gælde indtil ca. fem år før, der igen opstår effektbehov i elsystemet.

Elsektoren i Jylland/Fyn har gennemført en undersøgelse af, hvor stor en del af prognosen for decentral og industriel kraftvarme der kan blive omfattet af et moratorium.

Resultatet viser, at ud af prognosen på 1.450 MW decentral og industriel kraftvarme kan ca. 350 MW blive omfattet af et moratorium.

For privatejede vindkraftprojekter kan elsektoren ikke gennemføre et moratorium, idet loven foreskriver, at elsektoren skal aftage el fra vindmøller til en fastlagt pris. Prognosen for privat vindkraftproduktion på 230 MW vil derfor blive realiseret under alle omstændigheder, hvis de overordnede rammer ikke ændres.

Lavere eltariffer for ny kraftvarme

Tretidstariffer afspejler i deres nuværende udformning ikke elsektorens "sparede omkostninger". Da der er en betydelig overkapacitet, sparer elsektoren ikke ny kapacitet, når andre bygger elproduktionsanlæg. Kapacitetsbetalingen skal derfor i en periode ud af tretidstariffen, for at den kan afspejle de "sparede omkostninger".

Da eloverløbet højest sandsynligt kun kan afsættes til en pris, der ligger under tariffene, vil det øgede eloverløb resultere i, at tariffen permanent skal nedsættes, f.eks. i sammenhæng med at tretidstariffen erstattes af en dynamisk (øjeblik) tarif. For at elsektoren stadigvæk skal kunne holdes skadesløs i forbindelse med kraftvarmeproduktionen, skal varmemeforbrugerne i de centrale kraftvarmeområder betale mere for varmen i eloverløbsperioderne.

Hvor eloverløbsproblemet bør påvirke alle aktørers tariffer, fordi det er permanent, kan man diskutere, om den manglende kapacitetsbetaling også skal påvirke alle aktørerne.

Teoretisk set skal effektsituationen også påvirke alle aktørerne, men styringsmæssigt kan det give problemer.

En mulighed kan derfor være at fjerne kapacitetsbetalingen for **tilgang med nye elproduktionsanlæg** i en periode frem til ca. fem år før, der igen opstår kapacitetsbehov.

Lavere tariffer vil dog ikke påvirke økonomien i udbygningen med privat vindkraft. Private vindmølleejere afregnes efter en tarif svarende til 85% af afregningsprisen på C-niveau. Den betaling, vindmøllejerne får for strøm-

men, er derfor ikke nødvendigvis den samme som 85% af elsektorens sparede omkostninger på C-niveau. Omkostninger til halmaftale, vindmøller, kabel-lægning, forceret udbygning med kraftvarme m.v. øger afregningsprisen og dermed den pris, vindmøllerne kan få for strømmen. I IRP-analysen med udgangspunkt i de nuværende rammebetingelser er der gjort den antagelse, at afregningsprisen forbliver uændret, selv om IRP-balanceprisen ikke bliver lig med den udmeldte tretidstarif.

Prognosen for tilgangen med privat vindkraft er derfor uændret 230 MW, idet der skal ændrede lovgivningsmæssige rammer til for at kunne påvirke denne tilgang.

9.5.4 Ændrede markedsforhold

Elprognosen er baseret på de udmeldte afregningspriser. Det forudsættes, at afregningsprisen under de nuværende rammebetingelser fastholdes på det udmeldte niveau, selv om elsektorens marginalomkostninger afviger fra de udmeldte tariffer. Elprognosen vil derfor forblive uændret.

Med hensyn til ændret salg kan IRP-balancepunktet under de nuværende rammebetingelser kun påvirkes af eksport/import, eller hvis andet energiforbrug erstattes med el. Hvis man f.eks. i en periode med effektoverskud indgår aftaler om salg af el til udlandet eller til industrien, som i en kortere periode kan omlægge fra en anden primær energi til elektricitet, kan overkapaciteten udnyttes, og dermed påvirkes IRP-balancen. En del af eloverløbsproblemet kan f.eks. løses ved, at man permanent omstiller til elopvarmning.

Ved fastlæggelse af IRP-planen under de nuværende rammebetingelser fastholdes elprognosen og eksporten/importen. Analyse af markedet for eloverløb er dog en meget vigtig aktivitet frem til IRP97.

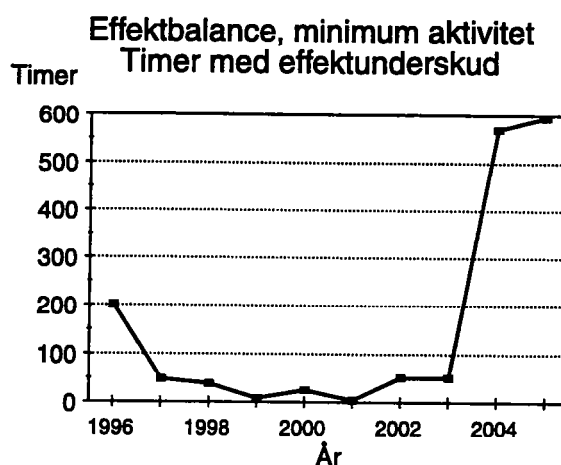
9.6 Konsekvensanalyse af planperiode med minimum nye aktiviteter

Af afsnit 9.5 fremgår det, at:

- En række DSM-programmer svarende til ca. 0,4 TWh først for alvor skal startes op 2-3 år før, der igen er behov for den effektbesparelse, de giver anledning til.
- Det bør være muligt at udskyde idriftsættelsen af de sidste 350 MW af prognosen for decentral og industriel kraftvarme.
- Vindkraftprognosen på 230 MW for privatejede vindmøller har elsektoren ingen mulighed for at stoppe under de nuværende rammebetingelser.

Der er gennemført en række SIVAEL-beregninger baseret på ovenstående antagelser, hvor de sidste 0,4 TWh DSM-programmer ikke igangsættes, og hvor der ikke etableres yderligere decentral og industriel kraftvarme, end der allerede er besluttet.

Figur 9.11 viser antallet af timer med effektunderskud i perioden frem til år 2005.



Figur 9.11 Timer med effektunderskud i perioden frem til år 2005, hvis der ikke etableres andet, end der allerede er besluttet.

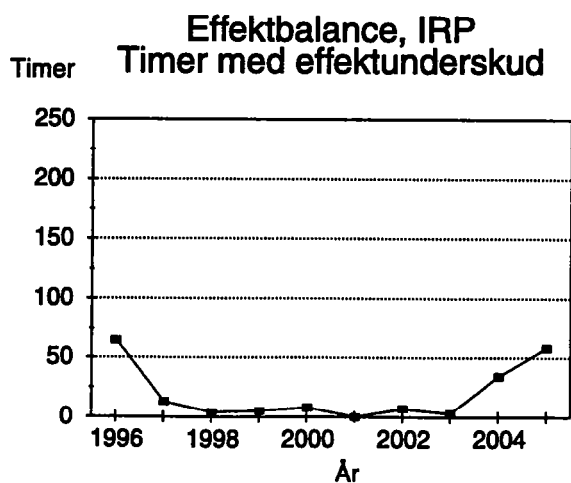
Det fremgår af figuren, at der med de allerede truffne beslutninger først vil blive behov for ny elproduktionskapacitet i år 2004.

9.7 IRP-planen

For at dække effektbehovet i slutningen af planperioden igangsættes følgende aktiviteter i IRP-planen:

- Realisering af den sidste del af prognosen for decentral og industriel kraftvarme (i alt 350 MW) i perioden 2000-2005.
- Gennemførelse af resten af DSM-planen i perioden 2000-2005.
- Fortsat drift af en 250 MW-enhed ud over den dimensionerede levetid på 30 år.

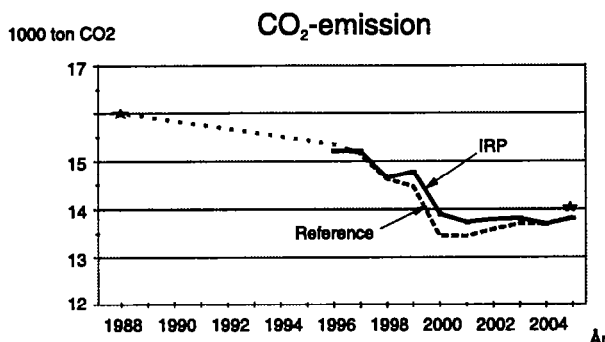
IRP-planen er konsekvensberegnet med SIVAEL-programmet. Figur 9.12 viser antallet af timer med effektunderskud i perioden frem til år 2005. Det fremgår af figuren, at dimensioneringskriteriet om maksimum 200 timers uvarslet træk på nabosystemerne er opfyldt i hele planperioden frem til år 2005, hvis ovenstående IRP-plan gennemføres.



Figur 9.12 Timer med effektunderskud frem til år 2005 ifølge IRP-planen.

Figur 9.13 viser IRP-planens CO₂-udledning fra el- og kraftvarmeproduktion. Det fremgår af figuren, at CO₂-udledningen ligger under ELSAMs mål på 14 mio. ton år 2005.

Figuren viser endvidere, at CO₂-udledningen ved el- og kraftvarmeproduktion samt fjernvarme, der konverteres til kraftvarme, ikke bliver væsentligt højere ved at udsætte den sidste del af den decentrale og industrielle kraftvarmeudbygning. Det skyldes det betydelige marginelle eloverløb ved den sidste del af kraftvarmeudbygningen. CO₂-reduktionen i det danske CO₂-regnskab forsvinder, hvis man tvinges til at eksportere eloverløbet til nabosystemer, hvor eloverløbet erstatter vandkraft eller kernekraft.



Figur 9.13 CO₂-udledningen ifølge IRP-planen.

Nuværdien af omkostninger til drift og vedligeholdelse, brændsel, elbesparelser samt nye anlægsbeslutninger er 35,96 mia. kr. i planperioden.

Nuværdien er sammensat af følgende elementer:

Anlæg (decentral kraftvarme):	987 mio. kr.
Brændsel + drift (hele el- og kraftvarmesystemet):	35.272 mio. kr.
DSM-aktiviteter (sparet på grund af udsættelse):	-295 mio. kr.

I forhold til referenceudviklingen er der ingen driftsbesparelser ved at forcere den decentrale kraftvarmeudbygning. Årsagen er, at den forcerede kraftvarmeudbygning producerer eloverløb, som ifølge forudsætningerne kun indbringer meget lidt, når det sælges.

Sammenlignet med referenceudviklingen, hvor der ikke gribes ind over for den decentrale og industrielle kraftvarmeudbygning, kan der spares 1.410 mio. kr. i nuværdi ved at gennemføre IRP-planen. Den tilsvarende øgede CO₂-udledning i perioden 1996-2005 er 2,7 mio. ton (nuværdisum af CO₂-udledning i IRP-plan ÷ nuværdisum af CO₂-udledning i referenceudviklingen). Den CO₂-gevinst, man kunne opnå ved at fortsætte den ukontrollerede tilgang med decentral og industriel kraftvarme, koster altså:

$$\frac{1.410 \text{ mio. kr.}}{2,7 \text{ mio. ton CO}_2} = 522 \text{ kr./ton}$$

En mere kontrolleret tilgang af den sidste del af potentialet for decentral og industriel kraftvarme samt en tilpasning af DSM-aktiviteterne til den øjeblikkelige effektsituation kan spare samfundet for 1.410 mio. kr. Hvis samfundet af CO₂-mæssige årsager alligevel ønsker at gennemføre den forcerede omlægning til decentral og industriel kraftvarme, og hvis sam-

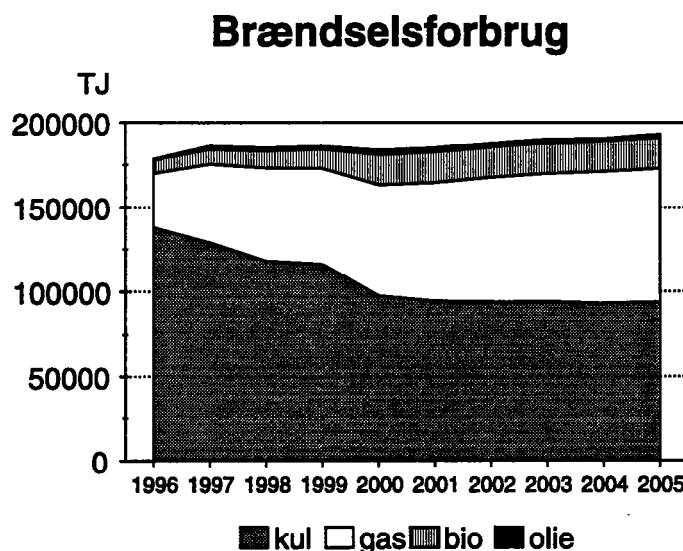
fundet ønsker elbesparelserne fremskyndet, koster det ca. 522 kr./ton CO₂.

Hvis man som forudsat i ENERGI 2000 havde bevæget sig lineært mod CO₂-målet år 2005, ville nuværdien af CO₂-udledningen i perioden 1996-2005 have været 115,2 mio. ton - altså 0,7 mio. ton højere end IRP-planens CO₂-udledning. Med en CO₂-skyggepris på 520 kr./ton kan man anslå, at der allerede er besluttet en meromkostning på 360 mio. kr. for elsektoren i Jylland/Fyn ud over, hvad der er forudsat i ENERGI 2000.

Denne meromkostning er besluttet uden nogen form for politisk debat. De 360 mio. kr. bliver til 1.770 mio. kr., hvis den aktuelle prognose realiseres.

Denne meromkostning ligger ud over de store meromkostninger, der i forvejen er ved at realisere CO₂-målet, som det er formuleret i handlingsplanen i ENERGI 2000. Hvis udviklingen fortsætter, og der implementeres yderligere CO₂-virkemidler i elsystemet inden år 2005, vil det blive til en CO₂-skyggepris over 520 kr./ton. Meromkostningen vil blive endnu højere.

Figur 9.14 viser IRP-planens brændelsmiks til el- og kraftvarmeproduktion i perioden 1988-2005. Det fremgår af figuren, at der i denne periode gennemføres et omfattende brændselsskift fra kul til naturgas.



Figur 9.14 Brændelsmiks i perioden 1988-2005.

Handlingsplanen i ENERGI 2000 pegede på kraftvarme, naturgas, vindkraft og elbesparelser som de vigtigste CO₂-reduktionsvirkemidler. Af ENERGI 2000 og især af elværkernes analyse af handlingsplanen i ENERGI 2000 fremgik det tydeligt, at der ville opstå nogle driftsmæssige problemer, hvis CO₂-virkemidlerne implementeres i elsystemet som forudsat i handlingsplanen. Analyserne viste endvidere, at el- og kraftvarmesystemet vil blive meget afhængig af naturgas som primær brændsel.

For at undgå de driftsproblemer, den sidste del af kraftvarmeudbygning og vindmølleudbygningen ville give anledning til og for at undgå den omfattende naturgasafhængighed, valgte ELSAM i 1993 at koncentrere teknologiudviklingen omkring introduktion af biomasse i stor skala på de centrale kraftværker. Samtidig hermed undersøgte ELSAM også muligheden for at importere CO₂-fri vandkraftstrøm fra Norge og Sverige.

Biomassen og elimport var således ELSAMs løsning på de problemer, analysen af handlingsplanen i ENERGI 2000 havde afdækket. Modsætningsvis er der nu sket det, at afgifterne og tilskuddene er blevet så høje, at CO₂-virkemidlerne i ENERGI 2000s handlingsplan etableres lang tid før forudsat. Det sker på trods af, at man ikke har løst de driftsproblemer, myndighederne og elsektoren var enige om ville opstå.

ELSAMs kul/biomassestrategi er ikke længere et alternativ til nogle af handlingsplanens virkemidler på produktionsområdet, **for de er allerede besluttet**. ELSAM behøver ikke en kul/biomassestrategi for at nå CO₂-målet år 2005.

ELSAMs kul/biomassestrategi får herved et længere tidsperspektiv, idet den skal muliggøre, at ELSAM kan opfylde eventuelle skærpede CO₂-krav efter år 2005.

Aktiviteterne i IRP95 er:

- * Gennemførelse af følgende DSM-programmer i perioden frem til IRP97:
 - Elsparekampagne.
 - Industrirådgivning (> 200 MWh).
 - Rådgivning, handel/service (> 200 MWh).
 - Erhvervsrådgivning (100-200 MWh).
 - Rådgivning, offentlig (> 200 MWh).
- * Forberedelse af øvrige aktiviteter i DSM-referenceplanen, herunder udvikling af effektive standardkoncepter, som sikrer, at alle gennemførte programmer er samfundsøkonomisk rentable (i modsætning til, hvad der gælder for DSM-referenceplanen, jf. figur 9.9).
- * Analyse af eloverløbsproblemet, herunder analyse af markedet for eloverløb inklusive elsystemsanalyser, der giver et overblik over, hvilke priser der som minimum skal opnås i dette marked.
- * Diskussion af elsektorens rammer med Energistyrelsen og Folketingets Energipolitiske Udvalg. (Rammer for vindkraftudbygning, CO₂-mål, ikke diskriminerende afgifter og tilskud, rammerne for IRP i en liberaliseret elforsyning m.v.).

10. IRP under ændrede rammebetingelser

Den statslige regulering på CO₂-området mangler sammenhæng:

- CO₂-afgift på brændsler til varmeproduktion, ingen afgifter på brændsler til elproduktion.
- CO₂-tilskud til elproduktion leveret fra private; intet CO₂-investeringstilskud til elværksejet produktion - uanset brændsel.
- Stærkt varierende CO₂-afgifter på el i forbrugsleddet og en CO₂-eksternalitet, som alene benyttes ved samfundsøkonomiske vurderinger.

I kapitel 9 er der opstillet en IRP-plan baseret på disse usammenhængende rammer.

I dette afsnit vil der blive gennemført en analyse af, hvordan IRP-planerne ændres, hvis CO₂-rammerne tilrettelægges således, at samtlige aktører får de samme incitamenter til at reducere CO₂-udledningen. **Det primære formål er at få startet en diskussion omkring elsektorens rammer, således at de hurtigst muligt kan blive gjort mere konsistente.** Kapitel 10 er struktureret på følgende måde:

- I afsnit 10.1 beskrives den metode, der er anvendt.
- Afsnit 10.2 redegør for det IRP-regnearksprogram, ELSAM har udviklet for at kunne analysere IRP-planer under forskellige CO₂-rammer.
- Afsnit 10.3 dokumenterer udbudskurver for de forskellige aktivitetsmuligheder.
- Afsnit 10.4 viser IRP-planerne under forskellige rammebetingelser.
- I afsnit 10.5 er der beskrevet, hvilke incitamenter og barrierer der vil være for at ændre rammebetingelserne.

10.1 Metode

Når man skal lave IRP under ændrede rammebetingelser, kan man enten starte med at vurdere de overordnede teoretiske sammenhænge, eller man kan tage "afsæt" i markedet. De to ekstreme udgangspunkter er:

Model 1: Teori

Fjern alle nuværende rammer og styr udviklingen ved hjælp af eksternaliteter. Bestem den samfundsøkonomisk optimale IRP-plan.

Model 2: Praksis

Tag udgangspunkt i det eksisterende marked og indfør successive ændringer på rammerne (markedets "spilleregler") og analyser, hvordan markedet reagerer.

Model 1 frigør planlæggerne fra de nuværende barrierer og åbner derved mulighed for, at man opdager nye løsninger og nye sammenhænge, som til daglig er skjult under aktuelle adfærdsmønstre.

Problemet med modellen er, at planlæggerne ikke har et samlet overblik over alle relevante eksternaliteter og kundernes (borgernes) værdinormer ("præferencer") og derfor laver planer, som **ikke er samfundsøkonomisk optimale**, og som **ikke nødvendigvis er realiserbare**. De virkemiddelomkostninger, der skal til for at kunne overvinde alle barrierer, kommer ikke med i analysen, og da virkemiddelomkostningerne - er reelle - ja undertiden dominerende, bør de naturligvis indgå i samfundsøkonomien. F.eks. koster en tilslutningspligt ikke noget i de teoretiske regnestykker, men samfundsøkonomisk er der en omkostning, når man medregner eksternaliteten i form af befolkningens uvilje

mod tvang samt en række borgeres præferencer for andre løsninger. **Man skal have fat i markedet for at kunne fastsætte de ægte eksternaliteter.**

Model 2 tager udgangspunkt i den viden, man i dag har med hensyn til kommercielle teknologier og markedsforhold. Med denne model tager man hensyn til, at ikke alle aktører har samme præferencer og viden, samt at de ikke alle handler "rationelt" - efter "planøkonomiens" subjektive lærebog. Det er den øjeblikkelige virkelighed, der danner rammen for analysen.

Problemet med modellen er, at der kan eksistere nogle teknologiske eller markeds-mæssige muligheder, man ikke får øje på, fordi de nuværende barrierer skjuler dem.

Da begge modeller har nogle fordele og ulemper, og da den ene models fordele netop er den anden models ulemper, vil det være naturligt at kombinere de to modeller, f.eks. ved at man bruger dem på skift. Hvilken model, man starter iteration med, afhænger af ens temperament og livsværdier. Hvis man primært interesserer sig for de optimale teoretiske samfundsmæssige løsninger og ved, hvad der er bedst for samfundet, vil man starte med model 1. Hvis man derimod er optaget af borgernes forskelligartede værdimål og måske primært er interesseret i det kommende års beslutninger samt markedet, vil man vælge at starte med model 2.

Hvis man gennemfører iterationsprocessen, er det ikke så afgørende, hvilken model man starter med. Man ender jo med en model nemlig markedsmodellen.

I IRP95 har ELSAM/ELFOR ikke haft tid til at gennemføre iterationen mellem de to modeller.

Der er derfor valgt en tredje model, som er en hybrid af de to andre. For de delområder, hvor der ikke eksisterer et rigtigt marked, og hvor der kun er få aktører, er det valgt at tage udgangspunkt i den "teoretiske model". For de delområder, hvor markedsforholdene spiller en større rolle end de teknologiske muligheder, og hvor der er mange aktører involveret, tages der udgangspunkt i "markedsmodellen".

Aktiviteter på centrale kraftværkspladser hører under model 1, hvorimod el-besparelser hører under model 2. I IRP-analyserne med varierende rammebetingelser er det valgt at behandle den decentrale produktion med udgangspunkt i model 1 blandt andet på grund af tidnød. En fuld behandling af disse områder ved model 2 vil være særdeles omfattende og indtil videre bygge på mange antagelser om markedet, som ikke er analyseret til bunds i dag.

CO₂-afgifter på brændsel - det vil sige internalisering af eksterne omkostninger

Analysen bygger på, at de nuværende rammer, der vedrører CO₂-udledningen, ændres ved, at alle tilskud og afgifter fjernes, hvorefter man lægger afgift på de fossile brændsler. CO₂-afgiften varierer mellem 0 og 300 kr./ton og lægges på brændslerne på en måde, som afspejler CO₂-udledningen ved at brænde de pågældende brændselstyper. På denne måde får alle aktørerne de samme incitamenter til at reducere CO₂-udledningen. Med andre ord, så elimineres alle de nuværende konflikter mellem CO₂-mål og incitamenter for samtlige aktører og for samfundet som helhed. Om CO₂-afgifter i praksis er den rigtige måde at realisere IRP-planen på, tages der ikke stilling til, men i afsnit 10.5 beskrives nogle af fordelene og ulemperne.

I analysen er det antaget, at SO₂-udledningen efter år 2000 reguleres ved hjælp af en SO₂-afgift på 10 kr./kg SO₂.

Andre inkonsistente rammer

Analysen med ændrede rammebetingelser bevæger sig ikke så langt væk fra virkeligheden, at alle rammer forsøges gjort konsistente ved at prissætte de eksternaliteter, som begrunder dem. Mere præcist, så sættes grundlaget for de fiscale afgifter ikke til debat her.

Følgende inkonsistente rammer opretholdes:

- Den høje afgift på el til opvarmning og til boligsektoren.
- Skyggeafgiften på naturgas samt andre afgifter til opvarmning.

I en overordnet IRP-planlægning, hvor også fjernvarmesiden og naturgassiden inddrages, bør man også underkaste disse rammer en kritisk gennemgang. Principielt bør fiscale afgifter udformes, så de er energipolitisk neutrale eller omformes til miljøafgifter (input-afgifter).

10.2 IRP-regneark

Med det formål at rangordne virkemidler og sammenholde de forskellige datakilder er der udarbejdet et regneark. Styrken i et regneark ligger i, at det på en hurtig og overskuelig måde kan bestemme konsekvenserne af en ændring i et eller flere data: størrelsen af CO₂-afgift (svarende til skyggeprisen) eller årsforbrug af el, og at det hurtigt giver svar på spørgsmål af typen "Hvad nu hvis...."?

Datakilder

Ud over en prognose for elforbruget før DSM-indsatsen indgår der tre datakilder i IRP-regnestykket:

1. En udbudskurve for det eksisterende system beregnet under forudsætning af, at systemet ikke tilføres kapacitet ud over det i dag besluttede, og at enheder forlader systemet efter 30 års drift.
Udbudet består af blokke beregnet under forudsætning af, at systemet skal levere 20, 23 og 26 TWh, og data udgøres af gennemsnitlige marginalpriser i de tre tarifperioder, energiproduktionen i de tre perioder og det samlede brændselsforbrug ved produktionen. Ved manuel interpolation er yderligere beregnet blokke for leverancer på 21,5 og 24 TWh, således at udbudet nuanceres lidt mere. Der er beregnet kurver for årene 2000-2005 og ved CO₂-afgift på 0, 100, 200 og 300 kr./ton.
2. En række nye teknologier vil være til rådighed, når ny kapacitet skal erstatte gammel. Eksempelvis CFB-anlæg med stor biomasseandel, kul- eller gasfyrede KAD-anlæg, industrielle kraftvarmeværker eller vindmøller. ELSAMPROJEKT har for storskalateknologier beregnet brændselsforbrug og den gennemsnitlige elproduktionspris, som giver dækning for de årlige omkostninger; fra IRP-delfprojekterne for vind og decentral kraftvarme haves tilsvarende data.
Internt i regnearket fordeles årsproduktionen for en given teknologi, således at der fyldes op fra spidslast over højlast til lavlast, og teknologiens marginale produktionspriser bestemmes, så der er fuld omkostningsdækning over året. Bestemmelsen af marginalpriserne i de tre tidsperioder sker ved, at det undersøges, hvor i udbudskurven fra det eksisterende system den nye teknologi skal placeres for at opnå omkostningsdækning, og der dannes tre nye blokke for denne teknologi. De placeres dog ikke umiddelbart i årets udbudskurve, men bliver senere genstand for en separat undersøgelse. Der beregnes differentierede priser afhængig af CO₂-afgift.
3. Data for elbesparelser og elforbrugets generelle priselasticitet findes som en kontinuert sammenhæng mellem elsystemets "avoided costs" og omfan-

get af ændringer i elforbruget. Der er beregnet besparelsesomfang for den aktuelle "avoided cost" og en pris, der er 30 kr./MWh lavere for samme CO₂-afgift, hældningen på interpolationskurven er dermed bestemt. Besparelsen er beregnet for forskellige CO₂-afgifter.

Beregningsgang

Hovedtanken bag regnearket er, at det "elmiks" fra de tre datakilder, som dækker efterspørgslen, og som giver den laveste spidslastmarginalpris, samtidig er den samfundsøkonomiske IRP-balance; den resulterende produktionsdækning vil typisk indeholde både besparelser og indsættelse af ny teknologi. For det eksisterende systems vedkommende viser det sig sidst i perioden, at spidslastmarginalprisen næsten er bestemt ved prisen for træk på udlandet (her sat til 800 kr./MWh).

Beregningsperioden er årene 2000-2005. I første omgang dækkes efterspørgslen et givet år med produktion fra eksisterende system. Marginalpriser og brændselsmængder beregnes som en brøkdel af blokken "lige over" (er efterspørgslen 21 TWh, er blokken "lige over" 21,5 TWh).

Med den fundne spidslastmarginalpris går man ind på "udbudskurven" for besparelser, og et givet besparelsesomfang bestemmes; derefter går man tilbage til det eksisterende system, og det undersøges, om den mindre efterspørgsel, efter at besparelserne er gennemført, ændrer marginalprisen (hvilket sjældent vil være tilfældet, da besparelserne er en størrelsesorden mindre end udbudsblokkene); er den ændret, fortsættes iterationen, indtil balance er nået.

Den resulterende spidslastmarginalpris sammenholdes nu med de beregnede spidslastmarginalpriser en for en for de nye teknologier. Er marginalprisen lavere end systemets marginalpris, tages den nye teknologi i brug det pågældende år, og teknologien indsættes i de kommende års udbudskurver og i en "hjælpeudbudskurve" for det pågældende år; ved hjælp af denne udbudskurve vurderes den næste teknologi - altså igen en form for iteration.

Når de teknologier, som er til rådighed i beregningsåret, er gennemgået, køres til sidst en konsekvensberegning med den oprindelige udbudskurve, hvor årets belastning nu er fratrasket produktionen fra de indsatte teknologier og de gennemførte besparelser.

Beregningskonsekvenserne optræder som årets balancemarginalpriser, årets brændselsforbrug og årets CO₂-udledning, totalt og specifikt, kg/MWh.

Nogle af de nye teknologier vil være "opbrugelige" på grund af begrænsede vindressourcer, begrænset biomasseudbud og/eller begrænset varmemarked; andre, KAD-kul og kombianlæg vil i princippet kunne indsættes efter behov. Opbrugelige nye teknologier, som ikke er taget i anvendelse, overføres til næste år sammen med de "ikke-opbrugelige".

10.3 Udbudskurver

I det følgende vises udbudskurverne for de aktiviteter, som indgår i IRP-analysen med ændrede rammebetingelser.

10.3.1 Udbudskurve for det besluttede elsystem

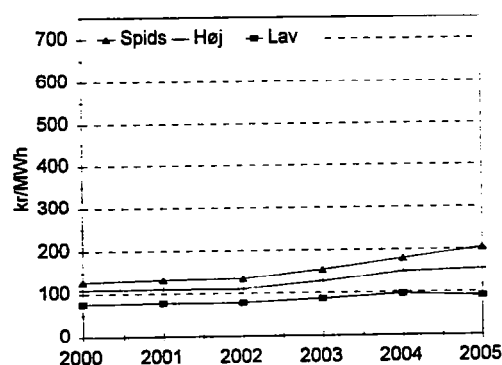
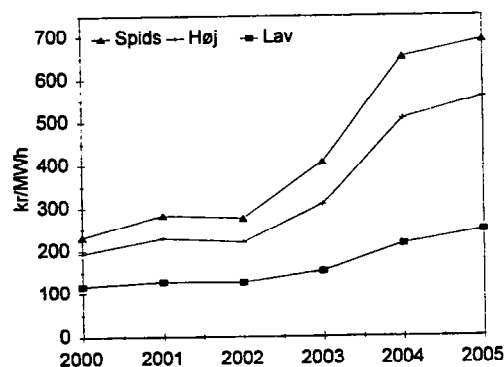
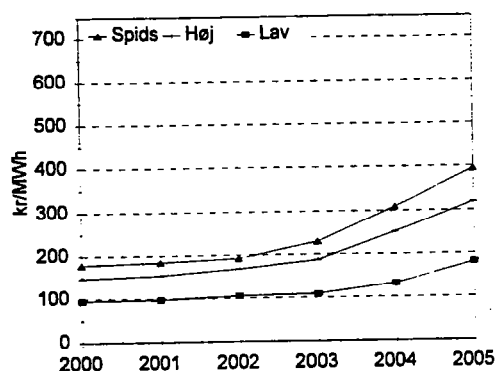
Udbudskurven for elsystemet uden nye beslutninger i planperioden beregnes ved hjælp af SIVAEL-programmet.

Udbudskurven viser de årlige gennemsnitlige marginalpriser i tretidstariffens tre tidsperioder ved forskellige årlige elforbrug og ved varierende CO₂-skygepriser. Beregningerne er baseret på følgende antagelser:

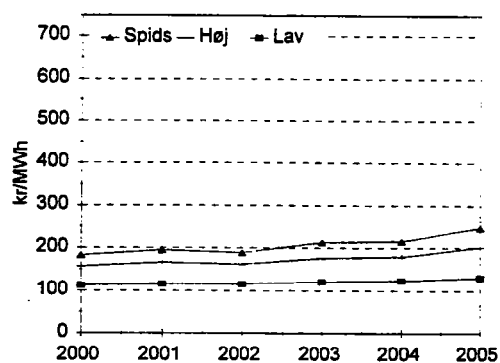
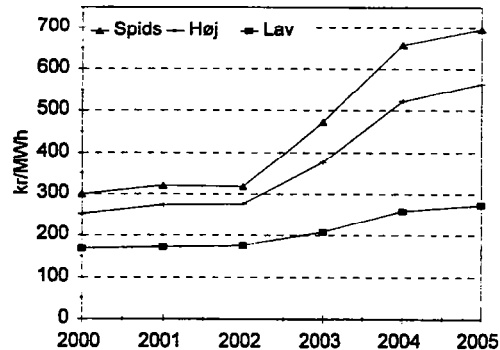
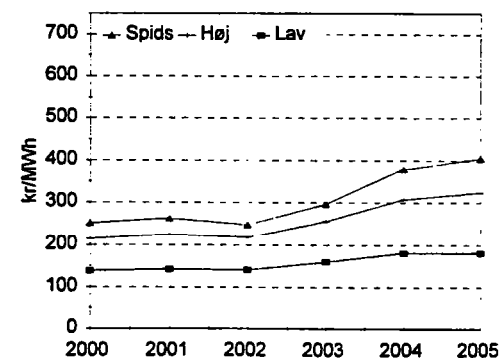
- Der er etableret 1.100 MW decentral og industriel kraftvarme i ELSAM-området i perioden 2000-2005.

- Elproduktionen varieres inden for et bånd på 20-26 TWh.
- Elmangel prissættes til 800 kr./MWh.
- Eloverløb prissættes til 20 kr./MWh.
- ELSAMs CO₂-udledning korrigeres ikke for eksport/import (bortset fra SHE B3s tyske andel).

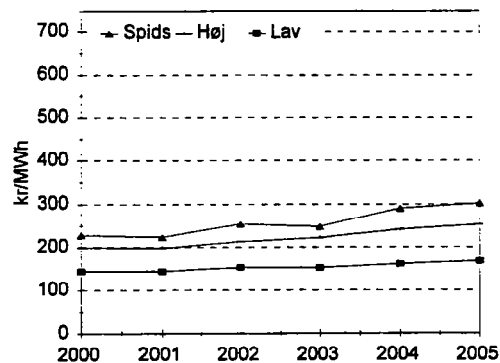
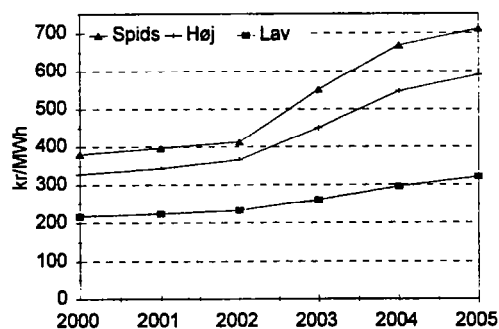
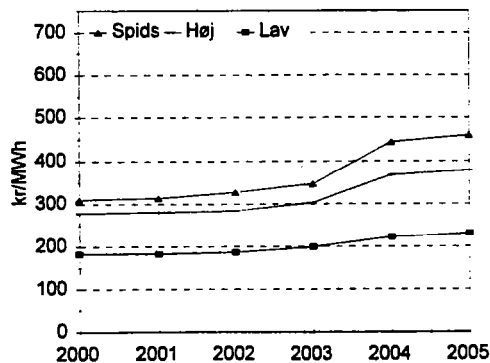
Figur 10.1 viser de kortsigtede marginalomkostninger i de tre tidsperioder i årene 2000-2005 ved en CO₂-skyggepris på 0 kr./ton. Figurerne 10.2-10.4 viser de tilsvarende marginalomkostninger ved CO₂-skyggepriser på henholdsvis 100, 200 og 300 kr./ton.

CO₂-afgift: 0**Marginalpris****19,6 TWh****25,6 TWh****22,6 TWh**

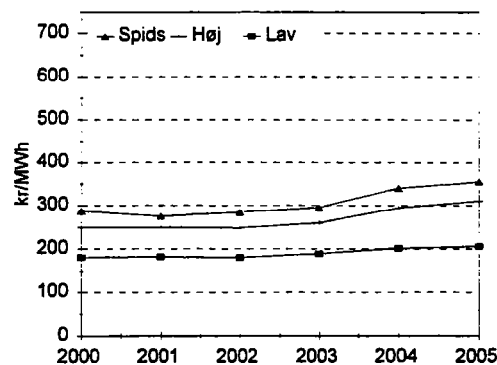
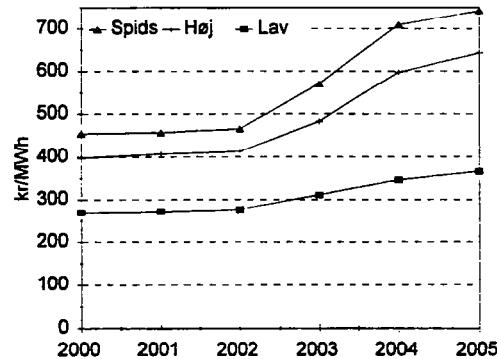
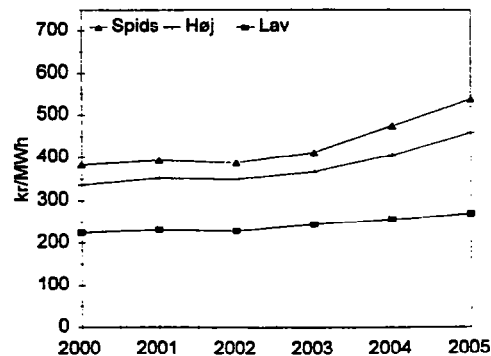
Figur 10.1 Kortsigtede marginalomkostninger ved en CO₂-skyggepris på 0 kr./ton.

CO₂-afgift: 100**Marginalpris****19,6 TWh****25,6 TWh****22,6 TWh**

Figur 10.2 Kortsigtede marginalomkostninger ved en CO₂-skyggepris på 100 kr./ton.

CO₂-afgift: 200**Marginalpris****19,6 TWh****25,6 TWh****22,6 TWh**

Figur 10.3 Kortsigtede marginalomkostninger ved en CO₂-skyggepris på 200 kr./ton.

CO₂-afgift: 300**Marginalpris****19,6 TWh****25,6 TWh****22,6 TWh**

Figur 10.4 Kortsigtede marginalomkostninger ved en CO₂-skyggepris på 300 kr./ton.

Det fremgår af figurene, at marginalomkostningen i spids- og højlast begynder at stige omkring år 2004, hvor de fleste af 250 MW-enhederne i analysen er antaget skrottet. Ved det lave elforbrug når marginalomkostningerne på intet tidspunkt op i nærheden af marginalomkostningerne svarende til den udmeldte tretidstarif.

10.3.2 Udbudskurve for decentral og industriel kraftvarme

Udbudskurverne for decentral og industriel kraftvarme er baseret på potentialevurderingen i kapitel 6.

Den decentrale kraftvarmeudbygning, der ligger ud over det, der allerede er besluttet, opdeles i to blokke:

Decentral kraftvarme 1 på 120 MW (decentral kraftvarme i eksisterende fjernvarmeområder).

Decentral kraftvarme 2 på 40 MW (barmarksprojekter).

Den industrielle kraftvarmeudbygning, som ligger ud over, hvad der er besluttet, opdeles ligeledes i to blokke:

Industriel kraftvarme 1 på 150 MW (laveste pris).

Industriel kraftvarme 2 på 150 MW (højere priser).

Udbudskurven for disse produktionsblokke ser ud som vist i tabel 10.1.

CO ₂ -skyggepris	Produktionsomkostninger			
	Decentral kraftvarme 1 kr./MWh	Decentral kraftvarme 2 kr./MWh	Industriel kraftvarme 1 kr./MWh	Industriel kraftvarme 2 kr./MWh
0	340	525	304	400
100	365	540	325	425
200	390	555	350	450
300	415	570	375	475

Tabel 10.1 Udbudskurve for decentral og industriel kraftvarme.

Produktionsomkostningen er baseret på IRP-markedsprisforudsætningerne år 2000.

10.3.3 Udbudskurve for vindkraft

Udbudskurven for vindkraft er baseret på kortlægningen af de arealmæssige muligheder for vindkraftudbygning og vindmølleøkonomiforudsætningen i kapitel 7. Det forudsættes, at der etableres et backup-system på 0,2 MW pr. MW vindkraft.

Vindkraftpotentialet opdeles i fire blokke med hver sin årlige benyttelsestid.

Vind 1: 100 MW 2.500 timer/år.

Vind 2: 150 MW 2.200 timer/år.

Vind 3: 150 MW 2.000 timer/år.

Vind 4: 100 MW 1.800 timer/år.

Da backup-systemet betragtes som værende et systemmæssigt lager, der ikke bruger brændsel, er vindkraftens produktionsomkostninger uafhængig af CO₂-skyggeprisen. Udbudskurven for vindkraft + backup er:

Vind 1: 320 kr./MWh.

Vind 2: 340 kr./MWh.

Vind 3: 360 kr./MWh.

Vind 4: 424 kr./MWh.

10.3.4 Udbudskurve for centrale kraftværker

I udbudskurven for centrale kraftværker indgår følgende teknologier:

- Levetidsforlængelse af 250 MW-enhed (benyttelsestid = 1.000 timer).
- Boostning af 350 MW-enhed med 100 MW-gasturbine med en benyttelsestid på 3.720 timer/år.
- Kombianlæg på 200 MW med en benyttelsestid på 5.500 timer/år.
- 200 MW KAD-anlæg på kul med en benyttelsestid på 5.500 timer/år.
- CFB med 25% bio (5.500 timer/år).

- CFB med 50% bio (5.500 timer/år).
- KAD med 25% bio (5.500 timer/år).

Biomasseprisen varieres mellem 30 og 45 kr./GJ.

Kulprisen er 10,8 kr./GJ, og naturgasprisen er 26,2 kr./GJ.

Udbudskurven ser ud som vist i tabel 10.2. Tallene i tabellen er baseret på en biomassepris på 30 kr./GJ.

CO ₂ -skyggepris	Boostning kr./MWh	Kombi kr./MWh	KAD kr./MWh	CFB25 25% bio kr./MWh	CFB50 50% bio kr./MWh	KAD25 25% bio kr./MWh	Levetidsforlængelse enhed kr./MWh
0	288	287	282	299	314	327	248
100	324	326	356	356	351	383	335
200	361	366	430	413	389	439	423
300	398	405	505	469	427	495	510

Tabel 10.2 Udbudskurve for centrale kraftværker ved en biomassepris på 30 kr./GJ.

Ved en biomassepris på 40 kr./GJ stiger omkostningen til CFB25 med 20 kr./MWh, KAD25 med 19 kr./MWh og CFB50 med 40 kr./MWh. Ved en biomassepris på 45 kr./GJ øges omkostningerne yderligere med henholdsvis 10, 10 og 20 kr./MWh.

10.3.5 Udbudskurve for DSM-aktiviteter

Elforbrug og elbesparelser er den samlede konsekvens af flere millioner menneskers individuelle handlinger. Man kan ikke gennemtrumfe en given udvikling, forbrugeren er suveræn i sine valg ud fra de forudsætninger, han tilbydes.

Med denne indledning skulle det være klart, at en beskrivelse af forbrugssiden kun kan finde sted ud fra markedsbetragtninger.

I relation til CO₂ betyder dette, at først må man klarlægge sammenhængen mellem forskellige CO₂-rammer og produktionssidens marginalomkostninger og tariffer. I den konkrete markedssituation, som nu er opstillet, kan man dernæst gå ud og vurdere forbrugssidens respons på varierende prissignaler.

Spørgsmålet er nu, hvordan CO₂-omkostningen slår igennem på marginalomkostninger og tariffer. Hvis elproduktionssystemet ikke ændres, vil CO₂-omkostningen slå direkte igennem bestemt af virkningsgraden og brændselssammensætningen. Men da CO₂-skyggepriser optræder som en reel omkostning for produktionssiden, vil stigende CO₂-skyggepriser automatisk motivere produktionssiden til at ændre elsystemets indretning - alt andet lige. Derfor vil prispåvirkningen fra det CO₂-optimerede system være mindre end den direkte virkning.

Da det ikke er hensigten at gennemløbe flere iterationer (forbrug-produktion) for at nå frem til et optimum, er der forlods lavet en vurdering af produktionssystemets reaktion over for varierende CO₂-skyggepriser.

Følgende foreløbige prispåvirkninger er anvendt i det videre forløb.

CO ₂ kr./ton	Lavlast øre/kWh	Højlast øre/kWh	Spidslast øre/kWh	Gennemsnit øre/kWh
0	0	0	0	0
100	7,9	9,0	10,6	8,8
150	10,9	11,7	12,9	11,6
300	19,9	19,9	19,9	19,9

Tabel 10.3 Tillæg til marginalomkostninger/tariffer ab 60/10 kV.

Elforbrugets reaktion på ændrede priser er nedenfor inddelt i tre grupper:

- Omfanget af elbesparelser i forbindelse med DSM-planen.
- Supplement af elsparemuligheder, fordi DSM-planen ikke er komplet ved høje CO₂-skyggepriser.
- Elforbrugets generelle priselasticitet.

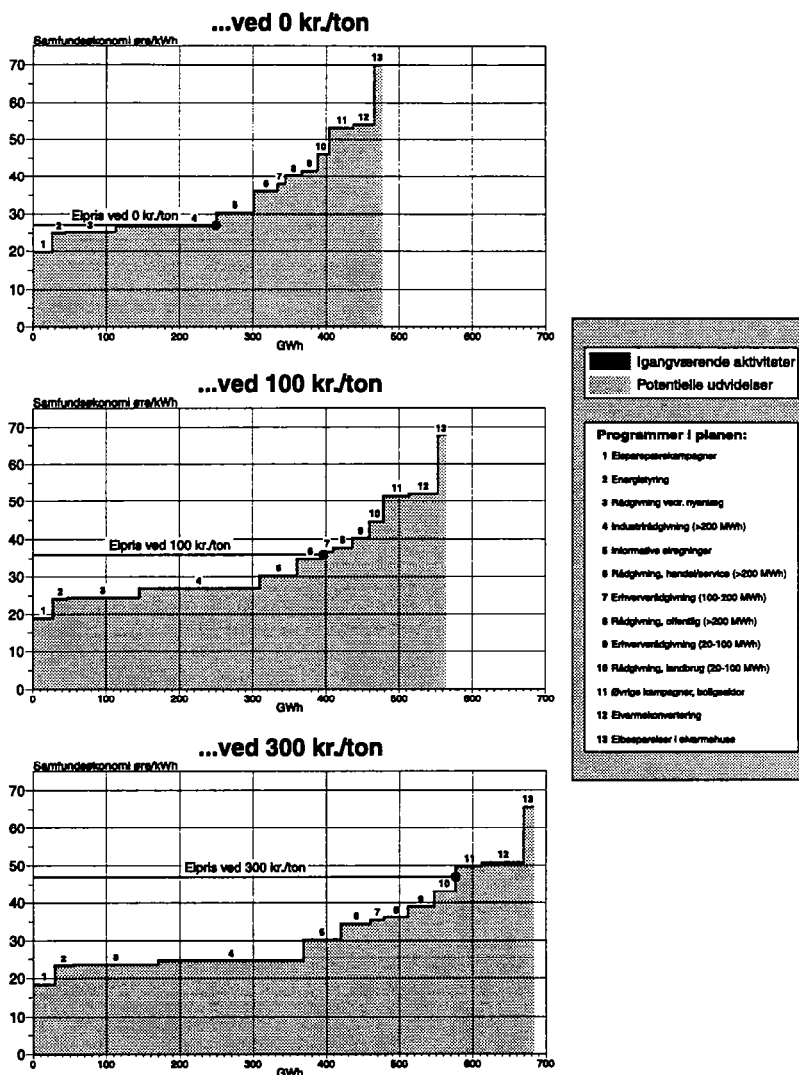
DSM-planen

DSM-referenceplanen består af 13 DSM-programmer, hvoraf ni er samfundsøkonomisk rentable i udgangssituationen (ved 100 kr. pr. ton CO₂). Når CO₂-skyggeprisen hæves, sker der to ting:

- Flere af de opstillede DSM-programmer bliver relevante at iværksætte (samfundsøkonomisk rentable), fordi marginalomkostningerne stiger.
- Markedsindtrængningen og dermed elbesparelserne i eksisterende DSM-programmer bliver større, fordi elprisen stiger (forbedret privatøkonomisk rentabilitet og i reglen også forbedret samfundsøkonomi).

Figur 10.5 viser DSM-planens bidrag ved tre forskellige CO₂-skyggepriser.

Elbesparelser...



Figur 10.5 DSM-planens bidrag ved forskellige CO₂-skyggepriser.

De igangværende aktiviteter medtages under alle omstændigheder. Derudover indgår markedsresponsen fra de samfundsøkonomiske rentable DSM-programmer.

Supplement af elsparemuligheder

De 13 DSM-programmer i DSM-planen er udvalgt og optimeret ud fra dagens prisniveau. Var prisniveauet (marginalomkostninger og tariffer) eksempelvis højere, kunne det komme på tale at udarbejde yderligere DSM-programmer, og allerede medtagne programmer skulle eventuelt reoptimeres med hensyn til virkemidler.

Der er valgt en meget pragmatisk løsning for at korrigere for dette forhold. Den beregnede respons fra DSM-planen som følge af, at prisniveauet kræves ud over dagens niveau, forøges med 2/3 for at tage højde for manglende tilpasning m.v.

Det beregnede tillæg fremgår af udbudskurven for forbrugssiden. (Se nedenstående).

Elforbrugets priselasticitet

Elforbruget i almindelighed reagerer på prisforandringer. Den egenskab udtrykkes sædvanligvis i form af en priselasticitet.

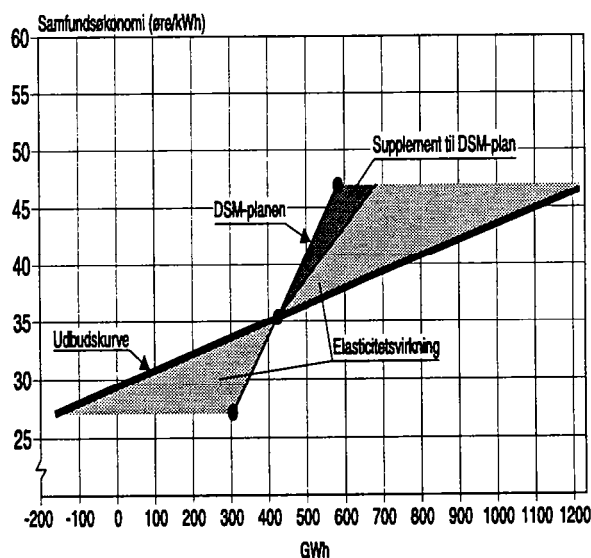
I ELSAMs prognosemodeller indgår priselasticiteten; virkningen af en prisændring er i første omgang moderat; de følgende år og i takt med, at virksomhederne løbende tilpasser produktionsudstyret, vokser effekten.

Denne tidsprofil har det været nødvendigt at se bort fra i nærværende undersøgelse, priselasticiteten er beregningsmæssigt fastsat til -0,2. Derimod indgår den mere korrekte prismodel med forsinkelsesmekanismen i referenceprognosen (niveau $\div 0,2$ svarer til prisresponsen ca. 3 år efter en prisstigning).

Samlet virkning

Udbudskurven for forbrugssiden er gengivet i figur 10.6.

Udbudskurve for forbrugssiden



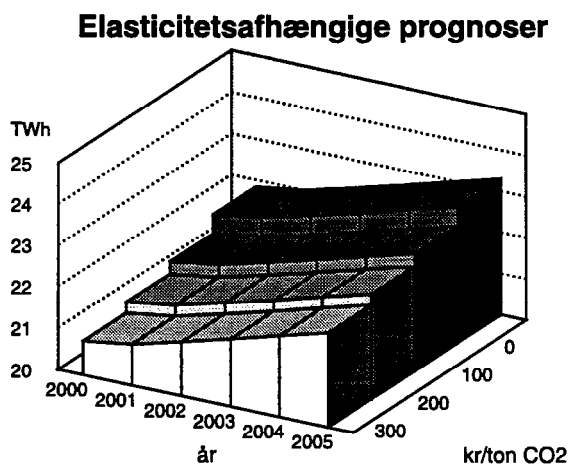
Figur 10.6 Udbudskurver for forbrugssiden.

Udgangspunktet er et elforbrug år 2005 på 22,8 TWh ved en samfundsøkonomisk elpris på knap 36 øre/kWh (~ 100 kr./ton CO_2). Figuren viser herefter den reduktion i elforbruget (regnet med fortegn), som ændrede priser som følge af ændrede CO_2 -skyggeafgifter vil resultere i.

10.4 IRP-planer under ændrede rammebetingelser

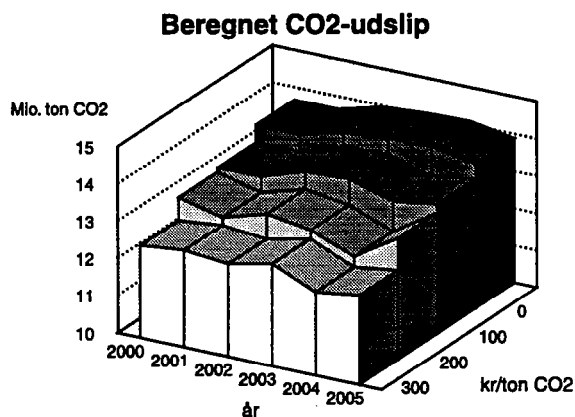
Der er gennemført beregning af IRP-balancen for tilfælde med 0, 100, 200 og 300 kr./ton CO_2 -udledning. Beregningsresultatet fremgår af bilag 10.

Af bilagene fremgår det "miks" af besparelser, nyudbygning og produktion med eksisterende anlæg, som giver den laveste marginalpris i spidslastperioden; for nyudbygning kan også aflæses det optimale idriftsættelsestidspunkt. Selve elforbruget påvirkes af en internalisering af CO_2 -afgiften. Figur 10.7 viser priselasticitet.



Figur 10.7 Elprognose ved forskellige CO₂-afgifter (før yderligere DSM-aktiviteter).

Beregningerne viser, at med de allerede i dag kendte og besluttede virkemidler er det muligt allerede fra år 2000 at begrænse CO₂-udledningen til 14 mio. ton/år, ved stigende CO₂-afgift fordeler CO₂-udledningen sig yderligere med en ½-1½ mio. ton/år, figur 10.8 viser CO₂-udledningen i de fire tilfælde. Man skal være opmærksom på, at en del af CO₂-reduktionen skyldes det lave elforbrug, som opstår på grund af priselasticiteten. CO₂-reduktionerne i el- og kraftvarmesektoren kan modvirkes i en stigning i CO₂-udledning i andre sektorer.



Figur 10.8 CO₂-udledning fra el- og kraftvarmeproduktion i ELSAM-området som funktion af CO₂-afgiften.

Beregningerne viser endvidere, at frem til år 2003-2004, afhængig af CO₂-afgiften, vil den kortsigtede marginalpris være lavere end den langsigtede (prisen for introduktion af ny teknologi); systemets nuværende ubalance vil først være udlignet på dette tidspunkt.

De teknologier, som først kommer på tale, er dels karakteriseret ved lavt CO₂-indhold (vindkraft), høj energiudnyttelse (boostning), eller lave investeringer (levetidsforlængelse af 250 MW-blok), hvorimod mere traditionelle teknologier (kulfyret/biomassefyret KAD eller CFB) ikke introduceres i beregningsperioden, men nok ville blive det umiddelbart derefter, da de "opbrugelige teknologier" er opbrugt, og de kortsigtede marginalomkostninger igen vil begynde at stige.

Omfanget af elbesparelse gennem DSM-programmer beregnes som beskrevet i afsnit 10.3.5. De negative besparelser, som fremgår af bilagene, er udtryk for en forbrugsudvidelse foranlediget af den lave marginalpris for el. På produktionssiden finder regnearket, at det samfundsøkonomisk er optimalt at introducere ny teknologi afhængig af CO₂-afgiften på følgende tidspunkter:

0 kr./ton CO₂

2004: 250 MW levetidsforlænges.

2005: Boostning af 350 MW-enhed med naturgasturbine (134 MW).

Indukraft (181 MW).

I forhold til IRP-planen under de nuværende rammebetingelser (afsnit 9.7) vil man vælge at booste et 350 MW kraftværk fremfor at gennemføre de sidste 150 MW udbygning med industriel kraftvarme. Endvidere vil man undlade at etablere flere vindmøller end de 450 MW, der allerede er idriftsat.

På DSM-siden vil man kun gennemføre de aktiviteter, der allerede er igangsat.

Med en CO₂-skyggepris på 0 kr./ton vil el- og kraftvarmesektoren i Jylland/Fyn kunne nå CO₂-målet for år 2005.

100 kr./ton CO₂

2004: Boostning af 350 MW-enhed (134 MW).

2005: Indukraft (181 MW).

Det lidt lavere elforbrug (som skyldes priselasticiteten) i forhold til forløbet uden CO₂-afgifter bevirker, at produktionssiden kommer til at udbygge med mindre elproduktionskapacitet.

Som ved 0 kr./ton CO₂ vil en 350 MW-enhed skulle boostes med naturgas, i stedet for at man gennemfører den sidste del af den industrielle kraftvarmeudbygning, hvis CO₂-afgiften er 100 kr./ton.

Ved 100 kr./ton CO₂ vil man stadigvæk ikke vælge at udbygge med vindkraft ud over det, der allerede er idriftsat.

200 kr./ton CO₂

2004: Indukraft (181 MW).

2005: Vindkraft + backup (100 MW).

Ved en CO₂-afgift på 200 kr./ton vil de første 100 MW af vindkraftudbygningen være mere samfundsøkonomisk end boostningsløsningen. Bortset fra allerede truffne beslutninger vil man kun skulle sikre, at yderligere 181 MW industriel kraftvarme er til rådighed i år 2004, samt at der i alt i Jylland-Fyn er etableret 550 MW vindkraft i år 2005.

300 kr./ton CO₂

2002: Vindkraft + backup (100 MW).

2004: Vindkraft + backup (yderligere 100 MW).

2005: Indukraft (181 MW).

Ved 300 kr./ton etableres der 100 MW vindkraft allerede i år 2002. I år 2004 følger de næste 100 MW vindkraftudbygning.

Ved 300 kr./ton bliver det altså samfundsøkonomisk at realisere den vindkraftprognose, som følger af de nuværende rammebetingelser. Udbygningen skal dog udsættes indtil perioden 2000-2005.

Selv ved en afgift på 300 kr./ton CO₂ bør man samfundsøkonomisk set undlade at gennemføre den sidste del af DSM-referenceplanen, som den fremstår på nuværende tidspunkt.

Specifikke CO₂-udledninger

Elproduktioner og CO₂-udledningerne i de fire forløb er i år 2005 som vist i tabel 10.4.

CO ₂ -afgift	Elproduktion TWh	CO ₂ -udledning mio. ton
0 kr./ton	23,0	14,0
100 kr./ton	22,6	13,7
200 kr./ton	22,2	13,3
300 kr./ton	22,0	12,6

Tabel 10.4 Elproduktion og CO₂-udledninger år 2005 som funktion af CO₂-skyggepris.

Ovenstående CO₂-udledninger omfatter både el- og kraftvarmeproduktion. Hvis man omsætter de 85 PJ kraftvarmeproduktion, der er i alle forløbene til ækvivalent elproduktion via en C_v-værdi på 0,15, får man følgende specifikke CO₂-udledninger:

0 kr./ton CO₂: 530 kg/MWh.
 100 kr./ton CO₂: 524 kg/MWh.
 200 kr./ton CO₂: 517 kg/MWh.
 300 kr./ton CO₂: 493 kg/MWh.

Af bilag 10 fremgår det endvidere, at de årlige omkostninger år 2005 til brændsel, DSM-programmer, forrentning og afskrivning af nye anlæg, der endnu ikke er besluttet, og CO₂-afgifter udgør:

0 kr./ton: 4,2 mia. kr.
 100 kr./ton: 5,4 mia. kr. (heraf er 1,3 mia. kr. CO₂-afgift).
 200 kr./ton: 6,8 mia. kr. (heraf er 2,7 mia. kr. CO₂-afgift).
 300 kr./ton: 7,9 mia. kr. (heraf er 3,8 mia. kr. CO₂-afgift).

Ved 300 kr./ton er omkostningerne minus afgift 4.144,4 mio. kr./år. Hvis den samme el skulle have været produceret på det produktionssystem, som svarer til "0 kr./ton CO₂-udledning", ville omkostningerne have været 4.013,9 mio. kr./år og CO₂-udledningen 13,43 mio. ton. Meromkostningen er 130,5 mio. kr./år, og den tilsvarende CO₂-besparelse er 0,8 mio. ton.

Produktionssidens valg af andre produktionsteknologier ved 300 kr./ton bidrager altså med ca. halvdelen af den samlede CO₂-besparelse på 1,4 mio. ton.

Meromkostningerne på produktionssiden **uden afgifter** ved at gå fra en CO₂-afgift på 0 kr. til 300 kr./ton svarer til en CO₂-skyggepris på $130/0,8 = 160$ kr./ton.

Delkonklusion

Analysen med ændrede rammebetingelser viser, at det er langt billigere at reducere CO₂-udledning, når CO₂-virkemidlerne etableres efter økonomiske kriterier i stedet for den nuværende udvikling, hvor implementering af virkemidlerne er politisk fastlagt.

Øget CO₂-reduktion i perioden 2000-2005 kan nås med en CO₂-skyggepris på 160 kr./ton, hvilket er langt under den CO₂-skyggepris på 520 kr./ton CO₂,

der følger af den forcerede udbygning med decentral kraftvarme (jf. afsnit 9.7). Hvis man via brændselsafgifter vil sikre, at el- og kraftvarmesektoren f.eks. reducerer CO₂-udledningen fra 14 mio. ton til 12,6 mio. ton år 2005, kommer man til at pålægge sektoren en samlet meromkostning på 3,7 mia. kr./år svarende til en pris på den **marginale CO₂-ændring** på 2.600 kr./ton CO₂. Den tilsvarende **gennemsnitlige stigning** i elproduktionsomkostningen er 170 kr./MWh.

Denne kraftige forøgelse af elsektorens omkostningsniveau vil gøre norsk og svensk vandkraftstrøm endnu mere konkurrencedygtig på det danske marked. En stor del af de ekstra penge, der opkræves hos elforbrugeren, vil derfor havne i norske og svenske "lommer".

Brændselsafgifter er ikke en anvendelig styringsmetode, hvis man ønsker, at elsektoren skal nå **bestemte CO₂-reduktionsmål**. Så er det bedre konkret at stille krav til sektoren om, at den skal nå disse mål.

Herved undgår man i ovenstående eksempel at skulle pålægge elforbrugerne en meromkostning på 3,7 mia. kr./år for at få elsektoren til at øge omkostningsniveauet uden afgifter med ca. 130 mio. kr./år.

Brændselsafgifter er økonomisk set den bedste måde at få CO₂-problematikken afspejlet i markedøkonomien.

Brændselsafgifter på CO₂-udledning skal have samme niveau som eksternaliteten ved CO₂-udledning. Da CO₂-udledning er den samme over hele kloden, skal CO₂-brændselsafgiften være internationalt harmoniserede. Internationale studier viser, at niveauer for CO₂-eksternaliteter ligger omkring 100 kr./ton.

Hvis danske politikere fortsat vil styre CO₂-udviklingen efter nationale mål for de absolutte CO₂-udledninger, er det bedre at overføre disse mål til elsektoren fremfor afgiftsstigning.

Analysen med ændrede rammebetingelser viser, at det er andre løsninger end den sidste del af den decentrale- og industrielle kraftvarmeudbygning, der vil blive valgt, hvis aktørerne har ens incitamenter til at bidrage til reduktion af CO₂-udledningen. Analysen viser endvidere, at hvis man internaliserer høje CO₂-skyggepriser ved at lægge afgiften på brændsel, vil det få en markant virkning på elforbruget. En mindre stigning i elforbruget bevirker, at den begrænsede tilgang med ny elproduktionskapacitet i perioden 2000-2005 bliver endnu mindre.

Af analysen fremgår det, at CO₂-skyggeprisen skal være over 300 kr./ton, inden man begynder at etablere ny produktionskapacitet, der tager produktion fra 350 MW-enhederne.

Det bliver dyrere og dyrere at fortsætte den forcerede omlægning af elsystemet.

11. Konklusion

Ifølge Miljø- og Energiministeriets IRP-opgavebreve skal ELSAM i samarbejde med øvrige bevillingshavere og distributionsselskaberne i forsyningsområdet udarbejde en samlet planlægning for dækning af elektricitetsbehovet. Opgavebrevene definerer følgende indhold i planlægningen:

A. Generelt

- Dækning af elektricitetsbehovet.
- Sammenvejning af muligheder for effektivisering på produktionssiden og elanvendelsessiden.
- Prognoser for decentral og industriel kraftvarme samt vindkraft.
- Udbygning af transmissionsnettet.

B. Alternativer

- Forskellige teknologi- og brændselsvalg.
- Forskellige forventninger til udviklingen i de ydre rammer (scenarier).

C. Varetagelse af væsentlige hensyn

- Forsyningssikkerhed.
- Konkurrenceevne.
- Samfunds- og selskabsøkonomi.
- Miljøforhold.
- Omstillingsevne.

D. Virkemidler

- Elforsyningens egne virkemidler.
- Andre virkemidler.

E. Temaer

- Særlige problemstillinger.

Programdelen af IRP-planen, som er den del, der er beskrevet i nærværende rapport, omhandler de forhold, hvorom der er truffet eller kan træffes beslutning. ELSAM har valgt at lade programdelen gå helt frem til år 2005.

Programdelen fokuserer på perioden frem til og med år 2002. Perioden fra 2003-2005 er medtaget for at sikre, at man i denne periode kan nå at gennemføre de sidste aktiviteter, der er nødvendige, for at CO₂-målet år 2005 kan nås.

Effektbehov

ELSAM har med konvojanlæggene sikret, at elektricitetsbehovet kan dækkes frem til år 2000. Den planlægning i programdelen, der vedrører, hvordan man dækker elektricitetsbehovet, har derfor fokus på perioden 2000-2002. Elforbruget er i UP95 prognosticeret til at være lavere i år 2002, end UP94 forudsagde, det ville blive i år 2000. Der skal derfor ikke besluttes ny effekttilgang på grund af stigende elforbrug.

I perioden 1998-2002 er der 538 MW central kraftværkskapacitet, hvis fortsatte skæbne der skal tages stilling til, fordi den runder 30 år.

I forhold til det tidspunkt, hvor konvojanlæggene blev godkendt, er der besluttet en tilgang på 700 MW decentral kraftvarme mere, end den daværende

prognose lød på. Endvidere er der implementeret en ny Norgesaftale med en effekttilgang i perioden 1998-2002 på 160 MW set i forhold til den gamle aftale.

Samlet set er der allerede besluttet tilgang med mere ny produktionskapacitet, end der ville udgå, hvis man skrotter kraftværker, når de fylder 30 år.

Der skal derfor ikke af effektmæssige grunde besluttes tilgang med ny produktionskapacitet eller DSM-aktiviteter i perioden frem til IRP97.

Miljømål

Af ELSAMs SO₂-NO_x-prognoseredegørelse 1995 fremgår, at ELSAM kan overholde aktuelle SO₂- og NO_x-kvoter frem til år 2003, uden at der besluttes yderligere miljøtiltag. Prognoseredegørelsen er baseret på UP94 - altså med et elforbrug år 2000 der ligger 1,5 TWh over UP95-prognosen og med en prognose for tilgang med decentral og industriel kraftvarme, som ligger 300 MW under det, der allerede er besluttet. De ændrede prognoser betyder, at ELSAM får en større fleksibilitet med hensyn til brændselsindkøb, idet ELSAM vil komme til at ligge betydeligt under de udmeldte SO₂-kvoter, hvis den forudsatte strategi for brændselsdisponering fastholdes.

Af IRP-planen fremgår det, at ELSAM kan overholde sin andel af CO₂-målet for år 2005 uden brug af yderligere CO₂-virkemidler.

De aktuelle miljørammer kræver således ikke, at der træffes beslutninger om nye aktiviteter i perioden frem til IRP97.

Biomasseaftale

Biomasseaftalen af 14. juni 1993 pålægger ELSAM senest i år 2000 at brænde overskudshalm af størrelsesordenen 600.000 ton og 100.000 ton træflis. ELSAM har startet et omfattende forsøgsprogram for at kunne overholde denne aftale. Aktuelt gennemføres der halmtilsatsfyringsforsøg på MKS B1, og der er ved at blive bygget en separat halmkedel til SHE B3. ELSAM har endvidere søgt Energiministeriet om tilladelse til at opføre et CFB-demoanlæg i Århus til idriftsættelse år 1999. Der mangler således kun at blive truffet beslutning om yderligere 1-2 halmanlæg i 120.000 ton/år-klassen, for at ELSAM kan opfylde sin forpligtelse. Disse beslutninger afventer resultaterne af forsøgene samt et mere præcist billede af det fremtidige halmmarked. Biomasseaftalen indgår ikke i IRP-planen, idet den er en ramme, som skal overholdes. ELSAM kan ikke nedsætte halmængderne i biomasseforpligtigelser ved DSM-aktiviteter, bygning af vindmøller, øget decentral kraftvarme m.v. Dette viser meningsløsheden af denne form for "aftale-detailstyring" og risikoen for betydelige samfundsøkonomiske tab.

Biomasseaftalen kan kræve, at der træffes beslutning om anlægsaktiviteter ud over halmkedlen på SH og CFB-anlægget i Århus inden IRP97. I det omfang, der ikke er knyttet ny produktionskapacitet til disse anlæg, berører beslutningerne ikke IRP-balancen. Hvis der etableres ny kapacitet i tilknytning til biomasseanlæggene, kan denne kapacitet ikke få tillagt effektværdi inden år 2004.

Effektivitetsforbedringer

Effektivitetsforbedringer på produktionssiden og på forbrugssiden, som kan finansieres af den forventede driftsbesparelse, bør etableres hurtigst muligt.

Turbineombygningen på SHE B3 er et eksempel på en sådan aktivitet. Turbineombygningen er lønsom, selv om tilgangen med 15 MW ny kapacitet først har fået tillagt effektværdi fra år 2003.

I forbindelse med IRP-projektet har man ikke kunnet pege på projekter og/eller programmer, der kan realiseres til en pris, der kan betales af de kortsigtede marginalomkostninger frem til år 2004 og de langsigtede marginalomkostninger herefter.

I perioden frem til IRP97 vil elsektoren fortsat være på jagt efter projekter/programmer, som kan forrentes og afskrives på basis af de kortsigtede marginalomkostninger. Projekter, der opfylder dette krav, vil blive iværksat hurtigst muligt.

Forsyningssikkerhed

Udbygningen med mere end 1.200 MW decentral kraftvarme, som udelukkende kan brænde naturgas, gør el- og kraftvarmesystemet sårbar over for problemer med naturgasleverancen. Erfaringerne fra de to energikriser i 1970'erne, hvor oliemangel og høje oliepriser bevirkede, at nye oliefyrede kraftværksblokke kom til at stå stille, er glemt. Dengang blev den danske energipolitik fokuseret på forsyningssikkerhed. Elproduktionsanlæg blev designet således, at de kunne brænde flere forskellige brændsler.

Nu fokuserer den danske energi- og miljøpolitik så meget på CO₂-problemet, at forsyningssikkerhed og økonomi bliver målsætninger, som tillægges ringe betydning.

ELSAM har forsøgt at følge en strategi, hvor forsyningssikkerhed fastholdes, samtidig med at CO₂-udledningen ved el- og kraftvarmeproduktion reduceres. Strategien bygger på, at en del af kullene omlægges til biomasse i stedet for naturgas.

ELSAMs kul/biomassestrategi er ikke længere aktuel som middel til at nå CO₂-målet år 2005 uden omfattende omlægning til naturgas, **for naturgasudbygningen er allerede besluttet.**

Det er sket via den forcerede og udvidede udbygning med decentral og industriel kraftvarme.

ELSAMs kul/biomassestrategi får derfor et lidt længere perspektiv, idet den skal sikre, at der udvikles en option, som giver mulighed for øgede CO₂-reduktioner efter år 2005, uden at forsyningssikkerheden og økonomien bliver endnu dårligere.

ELSAM har stadigvæk forsyningssikkerhed som et højt prioriteret mål. Det bliver imidlertid vanskeligere at opretholde målsætningen om forsyningssikkerhed, når ELSAM mister markedsandele, som flyttes til anlæg baseret på kun et brændsel. Øget konkurrence kan også medføre, at ELSAM må prioritere mere kortsigtet og derfor må give afkald på målet om en høj grad af forsyningssikkerhed.

Konkurrenceevne

Interessenterne i ELSAM har en række nye eller nyere kraftværker med høje virkningsgrader, og med høj miljøstandard. Den overvejende del af anlægsinvestering i disse kraftværker er allerede betalt, således at interessenterne i ELSAM i alt råder over ca. 2.500 MW kapacitet, som kan producere strøm til ca. 150 kr./MWh et godt stykke ind i det næste århundrede. Denne pris ligger under, hvad man må forvente bliver den internationale elpris, som der vil blive konkurreret på.

Kraftværkerne i ELSAM-området må derfor forventes at være konkurrencedygtige, hvis blot konkurrencen kommer til at foregå på lige vilkår. Derimod kan kraftværkerne ikke klare sig i konkurrence, hvis de fortsat diskrimineres med hensyn til tilskud og afgifter, og hvis de øvrige elproduktionsanlæg får en fortrinsstilling i lastfordelingen.

Krav om etablering af kapacitet til afbrænding af "overskudshalm" samt krav om at skulle aftage elproduktion fra ikke-elværksejede produktionsanlæg til højere priser end elsektorens sparede omkostninger forringer konkurrenceevnen. Det er derfor vigtigt, at disse ekstra omkostninger pålægges alle elforbrugere i Danmark uafhængig af, hvor de køber strømmen. Videre skal der kunne eksporteres, uden at de "nationale" meromkostninger belaster eksporten. Risikoen er, at dette vil blive klassificeret som dumping - f.eks. af EU-myndighederne.

Kraftværkerne i ELSAM-området er konkurrencedygtige, hvis de blot får mulighed for at konkurrere på lige vilkår.

Ubalancer

Opgavebrevene har ikke forudset, at et væsentligt element i dialogen mellem produktionssiden, forbrugssiden og myndighederne bør vedrøre, hvordan kortvarige og mere permanente ubalancer i elsystemet løses. I den øjeblikkelige situation er der både et omfattende effektoverskud i perioden 1996-2003, og der vil de kommende år opstå et permanent eloverløbsproblem.

Elsektoren skal igangsætte en række nye aktiviteter i perioden frem til IRP97, som fokuserer på, hvordan eloverløbet enten bruges til erstatning for andre energikilder, eller hvordan eloverløbet undgår at blive produceret.

Effektoverskuddet vil forsvinde igen i år 2004, hvis dansk energipolitik ikke stiller krav om nye forcerede omlægninger i el- og kraftvarmesystemet. I denne overskudsperiode bør man IRP-mæssigt vurdere, om overskudskapaciteten ikke kan anvendes til at omlægge andre dyrere og mere forurenende brændsler til el. En anden mulighed, der bør undersøges, er, om der er basis for eksport af el til udlandet.

Frem til IRP97 skal der gennemføres aktiviteter med det sigte at løse det midlertidige effektbalanceproblem og det mere permanente eloverløbsproblem. Den samlede elsektor og myndighederne skal arbejde sammen om at løse disse problemer.

Nye aktiviteter, som kan forstærke problemerne, må ikke igangsættes, før man har bedre overblik over løsningen.

Eleksport

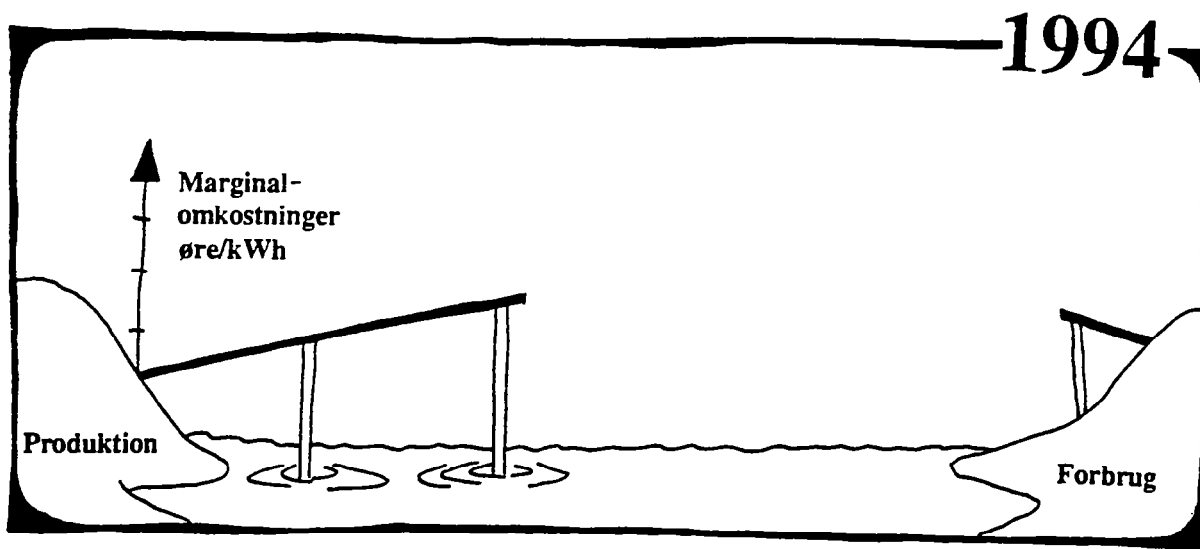
Prognoserne viser, at ELSAM har en øget produktionsmulighed på 350 MW-enhederne. Med denne produktionsmulighed kan der med lave omkostninger produceres el, der opfylder internationale harmoniserede miljøkrav.

ELSAM vil derfor iværksætte aktiviteter med henblik på tegning af kontrakter for en betydelig eleksport dækkende hele perioden 1996-2002. Sådanne kontrakter kan give ELSAM et positivt dækningsbidrag - også hvis prisen ligger væsentligt under, hvad danske forbrugere skal betale. I forbindelse hermed vil ELSAM skærpe indsatsen omkring en dynamisk kortlægning af ELSAM-systemets omkostningsstruktur.

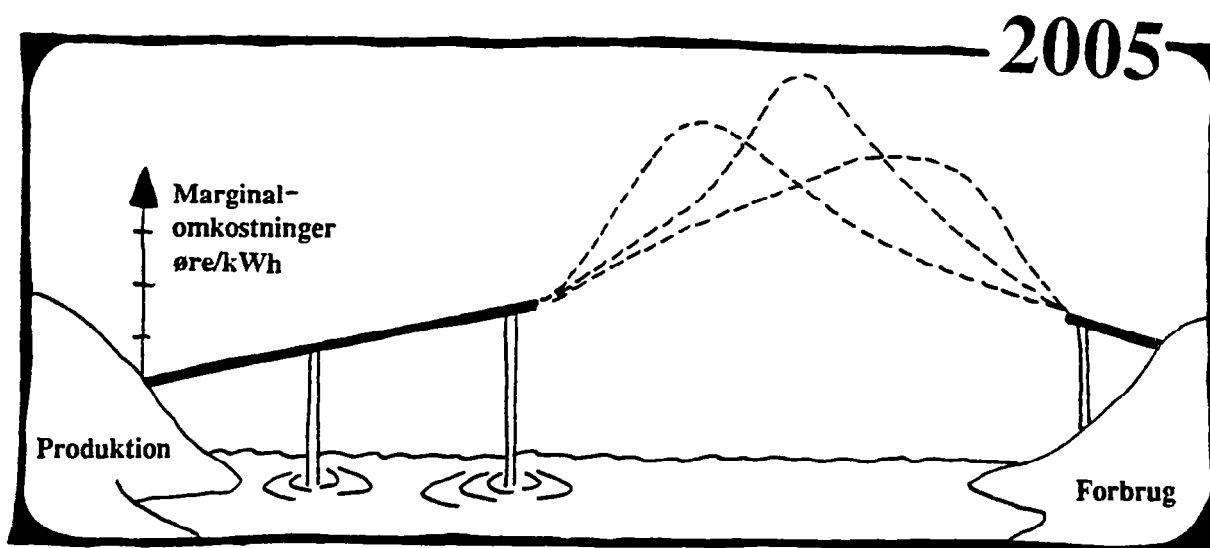
IRP-balancen kan nås før år 2003-2004, hvis ELSAM kan eksportere betydelige mængder strøm i perioden 1996-2003.

IRP95-spillebanen

I rapporteringen af det danske IRP-projekt kan man se følgende figur + tekst.



Det, der år 2005 er tilbage af den eksisterende "bro" mellem produktion og forbrug.

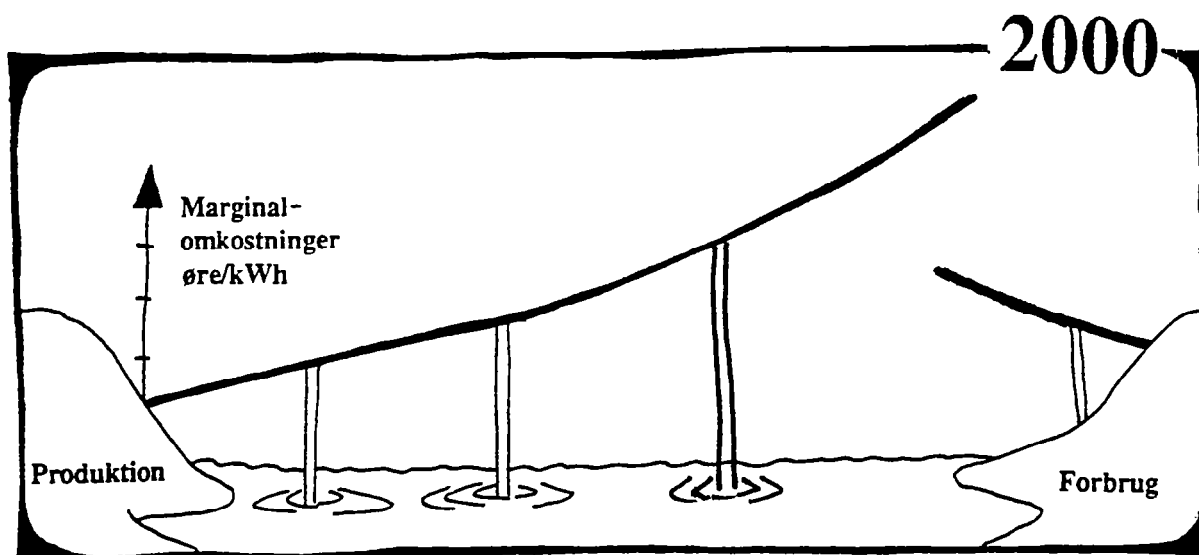


Mulige udfald år 2005 af den Integrerede Ressource Planlægning. Det er p.t. umuligt at fastlægge en optimal plan for broens udseende år 2005. Men det er heller ikke nødvendigt. I IRP-sammenhænge er det vigtigt, at "brobyggeriet" foregår parallelt på produktions- og forbrugssiden, og at der hele tiden bygges på samme niveau.

Budskabet om, at man ikke allerede på nuværende tidspunkt behøver at beslutte den sidste del af "broarbejdet", er ikke trængt igennem til dem, der har ansvaret for det samlede danske CO₂-projekt.

Med de beslutninger, der allerede er truffet, vil broen være færdig i år 2000, og den vil ikke opfylde kravet om, at aktørerne har bygget på samme CO₂-prinsniveau.

Det samlede billede af broen år 2000 er:



IRP-spillebanen i programdelen er meget lille, eller rettere sagt, der eksisterer ikke en spillebane. IRP-arbejdet den kommende tid kommer i stedet til at fokusere på de aktiviteter, der sikrer, at allerede truffne beslutninger kan implementeres i energisystemet på en optimal måde.

Hvis den nuværende detailstyring af elsektoren fortsætter, vil situationen ikke ændres, til IRP97 skal udarbejdes.

IRP stiller krav om, at elsektoren rammestyles. Den nuværende detailstyring og diskrimination af elsektoren gør IRP til en illusion, fordi der ikke eksisterer en IRP-spillebane.

Udbyttet af IRP-arbejdet 1995

Set i forhold til ønskelisten i opgavebrevene er udbyttet af programdelen af IRP95 ikke så stort. Det skyldes primært, at der frem til IRP97 ikke eksisterer et behov for nye anlægsbeslutninger eller DSM-programmer til nedbringelse af elforbruget. Elsektorens udbytte af IRP-processen er alligevel stort. Udbyttet for elsektoren i Jylland/Fyn består blandt andet i:

- At elsektoren har fået et meget bedre billede af markedsf forholdene for decentral og industriel kraftvarme samt vindkraft. Der er opbygget en organisation og en systematik, som muliggør, at markedssituationen løbende kan ajourføres.
- At elsektoren har erkendt, at eloverløbsproblemet nu er blevet så omfattende, at det ikke kan løses af produktionssiden alene. Der skal opdyrkes nye markeder, hvor eloverløbet kan afsættes.
- At elprognosen er blevet opdateret, hvilket har givet en øget viden om det aktuelle elmarked.
- At forbrugssiden har fået afprøvet det IRP-værktøj, der blev udviklet i forbindelse med det danske IRP-projekt. Viden om IRP-metoden er nu spredt uden for den lille kreds, der var med i IRP-projektet.
- At forbrugssiden har fået opstillet en DSM-reference, som i den videre proces skal omsættes i en plan.
- At transmissionen er kommet med i IRP-arbejdet. Transmissionen deltog ikke for alvor i IRP-projektet.
- At elsektoren har erkendt, at Energistyrelsen ikke forsøger at kontrollere tilgangen med decentral og industriel kraftvarme. Energistyrelsens sukseskriterium er "så meget så hurtigt som muligt". Den samfundsøkonomiske nytte af anlæggene bliver ikke analyseret. **Ved en mere hensigtsmæssig**

indplacering af den sidste del af prognoserne for decentral og industriel kraftvarme kan der spares ca. 1,5 mia. i nuværdi.

- At myndighederne har det fulde ansvar for den del af den decentrale produktionstilgang, der ligger ud over handlingsplanen i ENERGI 2000.
- At elsektoren metodemæssigt er kommet et skridt længere end i IRP-projektet med hensyn til at sammenknytte tidshorisonten for produktionssidens planlægning og forbrugssidens planlægning.
- At det er billigere for elsektoren og staten, hvis elsektoren bygger vindmøller, frem for at de etableres af private.

I programdelen af IRP-arbejdet er der taget udgangspunkt i den øjeblikkelige markedssituation. Elsektoren har derved fået et meget betydningsfuldt kendskab til markedet i Jylland/Fyn. Dette kendskab er vigtigt, hvad enten man skal lave IRP eller agere i et liberaliseret elmarked.

Programdelen behandler ikke den mere planøkonomiske indgangsvinkel, hvor der tages udgangspunkt i de bedste tekniske løsninger, og hvor man bestemmer det samfundsøkonomiske optimum. Den planøkonomiske indgangsvinkel er derimod anvendt i perspektivplanen.

IRP med Energistyrelsens samfundsøkonomiske brændselspriser

Der har i løbet af foråret, sommeren og efteråret 1995 været en del drøftelser med Energistyrelsen vedrørende de samfundsøkonomiske brændselspriser. Brændselspriserne er helt afgørende for, hvilke produktionsteknologier der samfundsmæssigt vil fremstå som værende de mest optimale.

Energistyrelsen har på et meget sent tidspunkt i elværkernes IRP-arbejde udmeldt nye samfundsøkonomiske brændselspriser. Disse priser afviger for nogle brændselstypers vedkommende afgørende fra ELSAMs prognoser.

Da Energistyrelsens udmelding som sagt er kommet på et sent tidspunkt, har ELSAM ikke kunnet nå at inddrage Energistyrelsens brændselsprisprognoser i IRP-planen. Den største forskel mellem ELSAMs og Energistyrelsens forudsætninger vedrører halmpriserne.

ELSAM har indgået den aftale med Energistyrelsen, at IRP-planen i løbet af januar 1996 vil blive konsekvensberegnet med Energistyrelsens brændselsprisprognoser.

På det tidspunkt, hvor denne aftale blev indgået, havde begge parter en forventning om, at der i programdelen ville være en "spillebane" for den integrerede ressourceplanlægning. En af de vigtige konklusioner på IRP95 er, at der ikke eksisterer en IRP-spillebane i programdelen.

Man må derfor forvente, at resultaterne og konklusionen bliver nogenlunde uændret ved brug af Energistyrelsens forudsætninger. Det gælder især analyserne, der baserer sig på de nugældende rammebetingelser, idet halmpriserne ikke spiller nogen rolle i disse analyser.

Brændselsprisprognose (17. maj 1995)

År	KUL		OLIE 1% S		LETOLJE	NATURGAS								DOLLAR-KURS
						Store kraftværker		Fjernvarmetarif		Eltarif		Naturgastarif		
	\$/ton	kr./GJ	\$/ton	kr./GJ	kr./GJ	kr./m	kr./GJ	kr./m	kr./GJ	kr./m	³ kr./GJ	kr./m	³ kr./GJ	kr./\$
1995 est	37,5	9,0	100,0	15,0	24,0	0,88	22,23	2,95	74,5	1,25	31,6	3,46	87,4	6,0
1996	40,0	9,6	100,0	15,0	24,0	0,97	24,47	3,04	76,7	1,27	32,1	3,52	88,8	6,0
1997	40,4	9,8	102,0	15,6	25,0	0,98	24,72	3,06	77,2	1,29	32,7	3,55	89,6	6,1
1998	40,8	10,2	103,0	16,2	25,9	1,00	25,21	3,08	77,8	1,32	33,3	3,58	90,4	6,3
1999	41,2	10,7	104,1	16,9	27,0	1,02	25,72	3,10	78,3	1,34	33,9	3,61	91,2	6,5
2000	41,6	10,8	105,1	17,1	27,4	1,04	26,23	3,12	78,9	1,37	34,5	3,64	92,0	6,5
2001	41,6	10,8	106,1	17,2	27,5	1,06	26,75	3,14	79,4	1,39	35,1	3,68	92,9	6,5
2002	41,6	10,8	107,2	17,4	27,8	1,08	27,29	3,17	80,0	1,42	35,8	3,71	93,8	6,5
2003	41,6	10,8	108,3	17,6	28,2	1,10	27,84	3,19	80,5	1,44	36,5	3,75	94,6	6,5
2004	41,6	10,8	109,4	17,8	28,5	1,12	28,39	3,21	81,1	1,47	37,1	3,78	95,5	6,5
2005	41,6	10,8	110,5	17,9	28,6	1,15	28,96	3,23	81,7	1,50	37,8	3,82	96,5	6,5
2006	41,6	10,8	111,6	18,1	29,0	1,17	29,54	3,26	82,2	1,53	38,5	3,86	97,4	6,5
2007	41,6	10,8	112,7	18,3	29,3	1,19	30,13	3,28	82,8	1,55	39,2	3,90	98,4	6,5
2008	41,6	10,8	113,8	18,5	29,6	1,22	30,73	3,30	83,4	1,58	40,0	3,93	99,3	6,5
2009	41,6	10,8	114,9	18,7	29,9	1,24	31,35	3,33	84,0	1,61	40,7	3,97	100,3	6,5
2010	41,6	10,8	116,1	18,9	30,2	1,27	31,97	3,35	84,6	1,64	41,5	4,01	101,4	6,5

Prisstigninger:

Kul: 1% til år 2000 derefter konstant pris.

Olie: 1%

Gasolie/diesel: 1,6 * fuelolieprisen.

Naturgas: 1% til 1998 derefter 2% som følge af øget efterspørgsel.

* Ved forbrug 0-20.000 m³/år.Der er ikke taget hensyn til miljørabatten: 7,5 øre/m³.

IRP-FORUDSÆTNINGER 1995

ELSAM-området Faste 1995 priser

10/7/95

MARGINALOMKOSTNINGER I KR/MWh:

[illegible]

TARIFBLAD (FORBRUGERPRISERNE):

Årstal	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
A-kunder:												
Lav,kr/MWh	147	151,7	168,4	183,5	192,4	199,3	202,6	202,4	197,5	173,9	183,6	180,5
Høj,kr/MWh	336,8	341,5	358,3	373,3	382,1	389	392,4	392,2	387,3	363,7	373,4	370,3
Spids,kr/MWh	457,6	462,6	479,6	495,1	504,2	511,3	514,8	514,6	509,7	486,1	495,8	492,7
Gennemsnit	273,2	277,9	294,8	309,9	318,8	325,7	329,1	328,9	324	300,4	310,1	307
Abonnement, kr/år	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
B-kunder:												
Lav,kr/MWh	171	175,7	192,4	207,5	216,4	223,3	226,6	226,4	221,5	197,9	207,6	199,5
Høj,kr/MWh	368,8	373,5	390,3	405,3	414,1	421	424,4	424,2	419,3	395,7	405,4	397,3
Spids,kr/MWh	499,6	504,6	521,6	537,1	546,2	553,3	556,8	556,6	551,7	528,1	537,8	529,7
Gennemsnit	303,5	308,2	325,1	340,2	349,1	356	359,5	359,2	354,3	330,7	340,5	332,3
Abonnement, kr/år	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
C-kunder:												
Energi,kr/MWh	358,9	363,6	380,5	395,6	404,5	411,4	414,9	414,6	409,7	386,1	395,9	382,7
Abonnement, kr/år	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500

FORSKELLE MELLEM MARGINALKOSTNINGER OG VARIABEL PRIS I KR/MWh :

Forskel, A												
lav	25,2	25,6	36,4	47,3	52,5	55,7	58,1	57,9	53	29,4	39,1	36
høj	24,2	24,6	35,4	46,3	51,5	54,7	57,1	56,9	52	28,4	38,1	35
spids	23,2	23,6	34,4	45,3	50,5	53,7	56,1	55,9	51	27,4	37,1	34
Forskel, B												
lav	42,6	42,9	53,7	64,6	69,7	72,8	75,3	75	70,1	46,5	56,3	48,1
høj	43,7	44	54,7	65,5	70,6	73,7	76,1	75,9	71	47,4	57,1	49
spids	46,8	47	57,7	68,4	73,5	76,5	79	78,7	73,8	50,2	60	51,9
Forskel, C												
gennemsnit	79,9	80	90,5	101,1	106	108,9	111,3	111	106,1	82,5	92,3	79,2

COMPASS

lav, - B	126,8	131,1	137	141,2	144,9	148,6	149,5	149,5	149,5	149,5	149,5
høj, - B	317,6	321,9	327,9	332	335,6	339,3	340,3	340,3	340,3	340,3	340,3
spids, - B	439,4	444	450,2	454,8	458,7	462,6	463,7	463,7	463,7	463,7	463,7
lav, - C	131,7	136	141,9	146,1	149,8	153,5	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4
høj, - C	322,5	326,8	332,8	336,9	340,5	344,2	345,2	345,2	345,2	345,2	345,2
spids, - C	444,3	448,9	455,1	459,7	463,6	467,5	468,6	468,6	468,6	468,6	468,6

Fradrag for kapacitetsomkostninger til netudbygning, faste 1995 priser

	kr/MWh
lav, 95 - A	0,0
høj, 95 - A	10,0
spids, 95 - A	20,0
lav, 95 - B	5,0
høj, 95 - B	15,0
spids, 95 - B	25,0
lav, 95 - C	10,0
høj, 95 - C	20,0
spids, 95 - C	30,0

Forskel i den samfundsøkonomiske værdi af decentral produktion set i forhold til den samfundsøkonomiske omkostning ved elforbrug.

4. Oktober 1995

AFREGNINGSMÆSSIGE MARGINALPRISER FOR 1995

	LAVLAST	HØJLAST	SPIDSLAST
Marginale produktionsomkostninger	93,9	119,1	137,0
Variabelt miljø-tillæg (SO ₂ , NO _x)	6,5	6,5	6,5
Kapacitetsomkostninger, nyt elanlæg	0,0	129,6	204,2
Driftsbesparelse ved nyt anlæg	0,0	-23,1	-36,4
Kapacitetsomk., miljø-anlæg (SO ₂ , NO _x)	18,2	46,1	62,1
Marginale produktionsomkostninger	118,6	278,2	373,3
Nettab 400 og 150 kV(2.3/3.6/4.0%)	2,7	10,0	14,9
ELSAM-afregning før provenuetilpas.	121,3	288,2	388,3
Kapacitetsomkostninger 150 kV	0,0	10,1	19,5
Forrentning af brændselslager	2,8	3,2	3,8
Marginalpriser ab 150/60 kV	124,1	301,6	411,7
Nettab 60 kV (1.6/1.7/1.9 %)	2,0	5,1	7,8
Kapacitetsomkostninger 60 kV anlæg	0,0	10,1	19,5
Marginalpriser ab 60/10 kV *	126,1	316,9	439,0

* Afhænger af afregningspunkt mellem kraftværk og forsyningsselskab.

Jysk fynske erhvervs- og institutionskunder
Segmenteret efter årligt elkøb og erhvervskategori
 1994 - Ikke vejrkorrigeret

DEF Kategori	Alle		Heraf:													
	Antal	GWh	> 1 GWh pr. år Antal	GWh	> 10 GWh pr. år Antal	GWh	> 25 GWh pr. år Antal	GWh	> 50 GWh pr. år Antal	GWh	> 75 GWh pr. år Antal	GWh	> 100 GWh pr. år Antal	GWh		
210 Landbrug	118000	1934	13	37												
220 Gartneri	2000	243	58	143												
200 Subtotal	120000	2177	71	180												
310 Nærings- og nydelsesmiddel industri	4000	1750	495	1558	38	434										
320 Tekstil, beklædnings- og læder industri	2000	244	39	213												
330 Træindustri	2000	253	67	182												
340 Papir- og grafisk industri	2000	592	50	374	4	236	3	219								
350 Kemisk industri	1000	926	111	786	18	601	7	418								
360 Sten-, ler- og glas industri	2000	657	59	526	10	468	4	383								
370 Jern- og metalværker (+støberi)	1000	231	32	212	4	138										
380 Jern- og metal industri	6000	1259	222	927	10	303										
390 Møbler, legetøj, guld- og sølv mv.	2000	330	76	215												
300 Subtotal	22000	6242	1151	4993	87	2303	22	1432	9	951	7	832	3	489		
410 Bygge- og anlægsvirksomhed	10000	156	3	3												
420 Handel	33000	1480	121	340	0	0										
430 Service og forlystelsesvirksomhed	29000	972	51	127												
440 Offentlige foregænder o.l.	40000	2029	210	577	7	94										
450 Gade og vejbelysning	7000	212	3	6	0	0										
400 Subtotal	119000	4849	388	1053	9	119	0	0	0	0	0	0	0	0		
I alt	261000	13268	1610	6226	98	2450	22	1432	9	951	7	832	3	489		

Jurikvænt af DEF-opgørelse for 1994 - totalt elforbrug ind bygger: 18225 GWh. Otkøberværdien er 80 GWh elerne end dette tal.

DSM 1991-1995 (GWh) Jylland-Fyn

ENS: Statens/Energistyrelsens indsats udover, hvad der allerede er indregnet under elværkerne.

Resultat af årets indsats

Industri						Offentlig sektor			
Elværkerne		ENS				Elværkerne		ENS	
Rådgivning	Nyanskaffelser	Energisyn	Standard løsn.	I alt		Rådgivning	Nyanskaffelser	Energistyring	I alt
DEFs koncept			m. tilskud			DEFs koncept			
1991	9,00	1,35	0,00	0,00	10,35	5,25	0,23	0,00	5,48
1992	17,50	2,25	1,30	0,00	21,05	8,40	0,36	1,00	9,76
1993	28,35	3,15	6,60	6,40	44,50	8,40	0,36	1,00	9,76
1994	27,00	2,70	6,60	28,80	65,10	8,40	0,36	5,00	13,76
1995	27,00	3,00	2,60	28,80	61,40	7,20	0,30	5,00	12,50

Akkumuleret - pr. år

Industri						Offentlig sektor			
Elværkerne		ENS				Elværkerne		ENS	
Rådgivning	Nyanskaffelser	Energisyn	Standard løsn.	I alt		Rådgivning	Nyanskaffelser	Energistyring	I alt
DEFs koncept			m. tilskud			DEFs koncept			
1991	9,00	1,35	0,00	0,00	10,35	5,25	0,23	0,00	5,48
1992	26,50	3,60	1,30	0,00	31,40	13,65	0,59	1,00	15,24
1993	54,85	6,75	7,90	6,40	75,90	22,05	0,95	2,00	25,00
1994	81,85	9,45	14,50	35,20	141,00	30,45	1,31	7,00	38,76
1995	108,85	12,45	17,10	64,00	202,40	37,65	1,61	12,00	51,26

Resultat af årets indsats

Service					Landbrug			
Elværkerne		ENS			Elværkerne		ENS	
Rådgivning	Nyanskaffelser		Standard løsn.	I alt	Rådgivning	Nyanskaffelser		I alt
DEFs koncept			m. tilskud		DEFs koncept			
1991	3,65	0,31	0,00	3,96	0,08	0,01		0,09
1992	4,69	0,41	0,00	5,10	0,24	0,03		0,27
1993	6,25	0,54	1,60	8,39	0,40	0,05		0,45
1994	6,25	0,54	7,20	13,99	0,44	0,05		0,49
1995	5,50	0,50	7,20	13,20	0,45	0,05		0,50

Akkumuleret - pr. år

Service					Landbrug				
Elværkerne		ENS			Elværkerne		ENS		
Rådgivning		Nyanskaffelser		Standard løsn.	I alt	Rådgivning		Nyanskaffelser	I alt
DEFs koncept				m. tilskud		DEFs koncept			
1991	3,65	0,31		0,00	3,96	0,08	0,01		0,09
1992	8,34	0,72		0,00	9,06	0,32	0,04		0,36
1993	14,59	1,26		1,60	17,45	0,72	0,09		0,81
1994	20,84	1,80		8,80	31,44	1,16	0,14		1,30
1995	26,34	2,30		16,00	44,64	1,61	0,19		1,80

Industri, Offentlig, Service, Landbrug					Industri, Offentlig, Service, Landbrug				
I alt - Årets indsats					I alt - Akkumuleret, pr. år				
Rådgivning	Nyanskaffelser	I alt	ENS		Rådgivning	Nyanskaffelser	I alt	ENS	
DEFs koncept					DEFs koncept				
1991	17,98	1,90	19,88	0,00	17,98	1,90	19,88	0,00	0,00
1992	30,83	3,05	33,88	2,30	48,81	4,95	53,76	2,30	2,30
1993	43,40	4,10	47,50	15,60	92,21	9,05	101,26	17,90	17,90
1994	42,09	3,65	45,74	47,60	134,30	12,70	147,00	65,50	65,50
1995	40,15	3,85	44,00	43,60	174,45	16,55	191,00	109,10	109,10

Resultat af årets indsats

Boligsektor						
Kampagner			Elvarme konvert.			I alt
Sparepærer	Kølfrys	I alt	t. naturgas	t. kraftvarme	I alt	
1991	45,00	45,00	0,37	0,10	0,47	45,47
1992	37,00	37,00	5,29	1,36	6,65	43,65
1993	12,00	1,05	13,05	7,21	1,87	9,08
1994	16,75	1,80	18,55	4,11	1,09	5,20
1995	5,95	2,25	8,20	2,25	0,98	3,23

Akkumuleret - pr. år

Boligsektor						
Kampagner			Elvarme konvert.			I alt
Sparepærer	Kølfrys	I alt	t. naturgas	t. kraftvarme	I alt	
1991	45,00	0,00	45,00	0,37	0,10	0,47
1992	82,00	0,00	82,00	5,66	1,46	7,12
1993	94,00	1,05	95,05	12,87	3,33	16,20
1994	110,75	2,85	113,60	16,98	4,42	21,40
1995	116,70	5,10	121,80	19,23	5,40	24,63

DSM I ALT (Elværker og ENS)

Bolig, erhverv og offentlig

	Resultat af årets indsats	Akkumuleret (pr. år)
1991	65,35	65,35
1992	79,83	145,18
1993	85,23	230,41
1994	117,09	347,50
1995	99,03	446,53

DSM-Planer

DSM-Plan 1991-1995

	Industri	Offentlig sektor	Handel og privat service	Landbrug og gartneri	Bolig sektor	I alt
1990	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1991	10,35	5,48	3,96	0,09	45,47	65,35
1992	31,40	15,24	9,06	0,36	89,12	145,18
1993	75,90	25,00	17,45	0,81	111,25	230,41
1994	141,00	38,76	31,44	1,30	135,00	347,50
1995	202,40	51,26	44,64	1,80	146,43	446,53

DSM-Plan 1996-2000

Direkte (fra ELfor)

	Industri	Offentlig sektor	Handel og privat service	Landbrug og gartneri	Bolig sektor	I alt
1996	36,00	4,00	9,00	3,00	25,00	77,00
1997	84,00	10,00	22,00	8,00	57,00	181,00
1998	141,00	17,00	37,00	15,00	94,00	304,00
1999	201,00	26,00	54,00	24,00	118,00	423,00
2000	273,00	35,00	73,00	35,00	140,00	556,00

Free Rider" korrektion

Andel uden "free riders"

	Industri	Offentlig sektor	Handel og privat service	Landbrug og gartneri	Bolig sektor	I alt
1996	25,00	4,00	6,00	0,00	0,00	35,00
1997	55,00	9,00	12,00	0,00	0,00	76,00
1998	87,00	15,00	20,00	0,00	0,00	122,00
1999	124,00	21,00	28,00	0,00	0,00	173,00
2000	168,00	27,00	36,00	0,00	0,00	231,00

Korrektion for "free riders"

	Industri	Offentlig sektor	Handel og privat service	Landbrug og gartneri	Bolig sektor	I alt	"Free rider" procent
1996	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1997	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1998	1,74	0,30	0,40	0,00	0,00	2,44	2,00%
1999	8,68	1,47	1,96	0,00	0,00	12,11	7,00%
2000	42,00	6,75	9,00	0,00	0,00	57,75	25,00%

Plan 1996-2000 "korrigeret" for "free riders"

	Industri	Offentlig sektor	Handel og privat service	Landbrug og gartneri	Bolig sektor	I alt
1996	36,00	4,00	9,00	3,00	25,00	77,00
1997	84,00	10,00	22,00	8,00	57,00	181,00
1998	139,26	16,70	36,60	15,00	94,00	301,56
1999	192,32	24,53	52,04	24,00	118,00	410,89
2000	231,00	28,25	64,00	35,00	140,00	498,25

Elbesparelser i alt

	Industri	Offentlig sektor	Handel og privat service	Landbrug og gartneri	Bolig sektor	I alt	Tilvækst Absolut
1990	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1991	10,35	5,48	3,96	0,09	45,47	65,35	65
1992	31,40	15,24	9,06	0,36	89,12	145,18	80
1993	75,90	25,00	17,45	0,81	111,25	230,41	85
1994	141,00	38,76	31,44	1,30	135,00	347,50	117
1995	202,40	51,26	44,64	1,80	146,43	446,53	99
1996	238,40	55,26	53,64	4,80	171,43	523,53	77
1997	286,40	61,26	66,64	9,80	203,43	627,53	104
1998	341,66	67,96	81,24	16,80	240,43	748,09	121
1999	394,72	75,79	96,68	25,80	264,43	857,42	109
2000	433,40	79,51	108,64	36,80	286,43	944,78	87
2001	466,72	84,79	115,68	36,80	286,43	990,42	46
2002	473,66	85,96	117,24	36,80	286,43	1000,09	10
2003	475,40	86,26	117,64	36,80	286,43	1002,53	2
2004	475,40	86,26	117,64	36,80	286,43	1002,53	0
2005	475,40	86,26	117,64	36,80	286,43	1002,53	0

Hovedtal fra de økonomiske fremskrivninger

To forskellige fremskrivninger af dansk økonomi

Finansredegørelse 1995

	Bruttonationalprodukt			Privat forbrug		
	Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate		Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate	
1995		322,54			265,17	
1996	2,89%	331,86		2,80%	272,60	
1997	2,61%	340,53		2,61%	279,72	
1998	3,00%	350,73		3,97%	290,81	
1999	2,86%	360,75		3,66%	301,47	
2000	2,59%	370,09	2,79%	3,16%	310,99	3,24%
2001	2,56%	379,57		3,25%	321,10	
2002	2,66%	389,66		3,28%	331,63	
2003	2,83%	400,66		3,82%	344,29	
2004	2,72%	411,56		3,54%	356,48	
2005	2,72%	422,74	2,70%	3,53%	369,07	3,48%

Finansredegørelse 1994 + Økonomisk oversigt maj 1995

	Bruttonationalprodukt			Privat forbrug		
	Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate		Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate	
1995		322,54			265,17	
1996	2,75%	331,42		3,11%	273,42	
1997	3,72%	343,77		3,23%	282,24	
1998	3,39%	355,43		3,64%	292,52	
1999	2,46%	364,17		2,30%	299,24	
2000	2,15%	372,01	2,89%	2,31%	306,16	2,92%
2001	1,44%	377,35		1,77%	311,59	
2002	1,34%	382,40		2,02%	317,87	
2003	1,15%	386,78		1,91%	323,93	
2004	1,15%	391,25		1,91%	330,13	
2005	1,11%	395,59	1,24%	1,70%	335,73	1,86%

Reference-fremskrivning til UP95

Middel af Finansredegørelse 1994/økonomisk oversigt maj 1995 og Finansredegørelse 1995 (sept. 1995)

	Bruttonationalprodukt			Privat forbrug		
	Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate		Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate	
1995		322,54			265,17	
1996	2,82%	331,64		2,95%	273,01	
1997	3,17%	342,15		2,92%	280,98	
1998	3,20%	353,08		3,80%	291,67	
1999	2,66%	362,46		2,98%	300,35	
2000	2,37%	371,05	2,84%	2,74%	308,57	3,08%
2001	2,00%	378,46		2,52%	316,34	
2002	2,00%	386,02		2,65%	324,74	
2003	1,99%	393,71		2,88%	334,09	
2004	1,95%	401,39		2,75%	343,28	
2005	1,93%	409,14	1,97%	2,65%	352,37	2,69%

Høj økonomisk vækst

Reference fremskrivning + 0,25% for 1995-2000 og +0,75% for 2000-2005

	Bruttonationalprodukt			Privat forbrug		
	Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate		Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate	
1995		322,54		265,17		
1996	3,08%	332,47		3,21%	273,69	
1997	3,43%	343,86		3,18%	282,39	
1998	3,45%	355,74		4,06%	293,86	
1999	2,91%	366,10		3,23%	303,37	
2000	2,63%	375,71	3,10%	2,99%	312,44	3,34%
2001	2,76%	386,08		3,29%	322,71	
2002	2,76%	396,76		3,42%	333,77	
2003	2,76%	407,69		3,65%	345,95	
2004	2,71%	418,76		3,52%	358,14	
2005	2,70%	430,05	2,74%	3,42%	370,38	3,46%

Lav økonomisk vækst

Reference fremskrivning minus 1,25% for 1995-2000 og minus 0,75% for 2000-2005

	Bruttonationalprodukt			Privat forbrug		
	Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate		Vækstrate	Middel 1955=100 vækstrate	
1995		322,54		265,17		
1996	1,54%	327,50		1,67%	269,60	
1997	1,88%	333,65		1,63%	274,00	
1998	1,91%	340,01		2,51%	280,87	
1999	1,37%	344,68		1,69%	285,61	
2000	1,09%	348,43	1,56%	1,45%	289,76	1,79%
2001	1,23%	352,72		1,75%	294,83	
2002	1,23%	357,08		1,89%	300,38	
2003	1,23%	361,46		2,11%	306,72	
2004	1,19%	365,74		1,98%	312,79	
2005	1,17%	370,01	1,21%	1,88%	318,67	1,92%

Referenceprognose - GWh

Vejr/kalender korrigeret, standard tab, efter DSM
oktober 1995

Niveauer:

S.T.E.O. = Salg til eget område
S.T.E.I. = Salg til egne interessenter
S.T.F. = Salg til forbrugere

Niveau:	Ab værk		S.T.E.O.				S.T.E.I.		
	Primær værker - inkl. VKH og RK	Nettab	I alt ab 150 kV	dec. kv. >10 MW	Salg til andre	Nettab	I alt ab 60 kV	dec. kv. <10 MW (incl. vand)	Vind
1994	16647,64	325,07	16322,56	504,96	39,80	249,47	16538,25	1599,06	850,25
1995	16253,61	317,38	15936,23	725,41	40,00	247,01	16374,63	2064,61	898,75
1996	15785,25	308,23	15477,02	973,29	40,00	243,87	16166,44	2502,73	947,25
1997	15488,03	302,43	15185,61	1248,61	40,00	243,63	16150,59	2913,41	995,75
1998	15100,60	294,86	14805,73	1551,37	40,00	242,48	16074,62	3296,65	1044,25
1999	14576,42	284,63	14291,80	1881,57	40,00	239,75	15893,61	3652,45	1092,75
2000	13995,81	273,29	13722,52	2239,21	40,00	236,61	15685,12	3980,81	1141,25
2001	14128,28	275,88	13852,40	2239,21	40,00	238,54	15813,07	3980,81	1189,75
2002	14397,75	281,14	14116,61	2239,21	40,00	242,46	16073,36	3980,81	1238,25
2003	14679,77	286,65	14393,13	2239,21	40,00	246,57	16345,76	3980,81	1286,75
2004	14972,39	292,36	14680,03	2239,21	40,00	250,83	16628,40	3980,81	1335,25
2005	15258,33	297,94	14960,39	2239,21	40,00	255,00	16904,60	3980,81	1383,75

Niveau:	S.T.E.I.		S.T.F.	
	I alt an 10 kV	Nettab	Leveret over off. net	Privates lev. di- rekte til sig selv
1994	18987,56	806,97	18180,59	95,48
1995	19337,99	821,86	18516,13	96,00
1996	19616,42	833,70	18782,72	96,00
1997	20059,75	852,54	19207,21	96,00
1998	20415,52	867,66	19547,86	96,00
1999	20638,82	877,15	19761,67	96,00
2000	20807,18	884,31	19922,88	96,00
2001	20983,64	891,80	20091,83	96,00
2002	21292,42	904,93	20387,49	96,00
2003	21613,33	918,57	20694,76	96,00
2004	21944,46	932,64	21011,83	96,00
2005	22269,16	946,44	21322,72	96,00

Dec. kv.		
I alt (inkl. vand)	>10 MW	<10 MW
2104,02	24,00%	76,00%
2790,02	26,00%	74,00%
3476,02	28,00%	72,00%
4162,02	30,00%	70,00%
4848,02	32,00%	68,00%
5534,02	34,00%	66,00%
6220,02	36,00%	64,00%
6220,02	36,00%	64,00%
6220,02	36,00%	64,00%
6220,02	36,00%	64,00%
6220,02	36,00%	64,00%
6220,02	36,00%	64,00%

fortsættes

fortsættelse

Referenceprognose - GWh

Vejr/kalender korrigeret, standard tab, efter DSM
Oktober 1995

	Produktion - ab værk						Vækstrate	EFFEKT MW A/5400 timer
	Primær værker	Øvrig	Vind	I alt	Privates lev. di-	I alt		
	- inkl. VKH og RK	Dec. prod.			rekte til sig selv	A		
1994	16647,64	2104,02	850,25	19601,91	95,48	19697,39		3648
1995	16253,61	2790,02	898,75	19942,38	96,00	20038,38	1,73%	3711
1996	15785,25	3476,02	947,25	20208,52	96,00	20304,52	1,33%	3760
1997	15488,03	4162,02	995,75	20645,80	96,00	20741,80	2,15%	3841
1998	15100,60	4848,02	1044,25	20992,87	96,00	21088,87	1,67%	3905
1999	14576,42	5534,02	1092,75	21203,19	96,00	21299,19	1,00%	3944
2000	13995,81	6220,02	1141,25	21357,08	96,00	21453,08	0,72%	3973
2001	14128,28	6220,02	1189,75	21538,05	96,00	21634,05	0,84%	4006
2002	14397,75	6220,02	1238,25	21856,02	96,00	21952,02	1,47%	4065
2003	14679,77	6220,02	1286,75	22186,54	96,00	22282,54	1,51%	4126
2004	14972,39	6220,02	1335,25	22527,66	96,00	22623,66	1,53%	4190
2005	15258,33	6220,02	1383,75	22862,10	96,00	22958,10	1,48%	4252

	Salg til andre	Nettab I alt	Forbrug	Leveret		Privates lev. di-
				Vækstrate	over off. net	
1994	39,80	1381,52	18276,07		18180,59	95,48
1995	40,00	1386,25	18612,13	1,84%	18516,13	96,00
1996	40,00	1385,80	18878,72	1,43%	18782,72	96,00
1997	40,00	1398,59	19303,21	2,25%	19207,21	96,00
1998	40,00	1405,00	19643,86	1,76%	19547,86	96,00
1999	40,00	1401,53	19857,67	1,09%	19761,67	96,00
2000	40,00	1394,20	20018,88	0,81%	19922,88	96,00
2001	40,00	1406,22	20187,83	0,84%	20091,83	96,00
2002	40,00	1428,53	20483,49	1,46%	20387,49	96,00
2003	40,00	1451,78	20790,76	1,50%	20694,76	96,00
2004	40,00	1475,83	21107,83	1,53%	21011,83	96,00
2005	40,00	1499,38	21418,72	1,47%	21322,72	96,00

UP95 referencefremskrivning - Sammenlignet med fremskrivningerne med henholdsvis høj og lav økonomisk vækst

Oktober 1995

Al elproduktion leveret til jysk-fynske forbrugere - ab værk (note 1)
uanset hvem og hvordan der produceres

Den statistiske model, vej- og kalenderkorrigeret (note 2)

	Lav økonomisk vækst		Referencefremskrivning		Høj økonomisk vækst	
	Energi TWh	Vækstrate	Energi TWh	Vækstrate	Energi TWh	Vækstrate
1994	19,70		19,70		19,70	
1995	20,04	1,73%	20,04	1,73%	20,04	1,73%
1996	20,14	0,51%	20,30	1,33%	20,34	1,49%
1997	20,35	1,01%	20,74	2,15%	20,82	2,38%
1998	20,45	0,53%	21,09	1,67%	21,22	1,90%
1999	20,42	-0,16%	21,30	1,00%	21,48	1,23%
2000	20,33	-0,44%	21,45	0,72%	21,68	0,95%
2001	20,33	0,02%	21,63	0,84%	21,99	1,40%
2002	20,50	0,79%	21,95	1,47%	22,46	2,16%
2003	20,66	0,82%	22,28	1,51%	22,95	2,19%
2004	20,84	0,85%	22,62	1,53%	23,46	2,21%
2005	21,01	0,80%	22,96	1,48%	23,97	2,16%

Note 1:

Selve fremskrivningen udarbejdes på niveauet "salg til eget område", hvorefter ab værk energiforbrug beregnes ved et fast procenttillæg for transmissionstab. Bl.a. som følge af varierende udlandshandel vil dette procenttillæg i virkeligheden ikke være konstant fra år til år. Fremgangsmåden er imidlertid valgt, fordi man på denne måde bedst afspejler elforbrugernes adfærd, mens udlandshandlens (faktiske) størrelse er uvedkommende i denne sammenhæng.

Note 2

Prognoseerne udtrykker forbruget, som det ville blive registreret ved normalt gennemsnitsvejr og ved en standard referencekalender (uden skuddage). I praksis vil forholdene i de fleste tilfælde afvige herfra, hvilket kan ændre forbruget med 1% eller mere i opad- eller nedadgående retning og varierende både i størrelse og fortegn fra år til år.

Referencefremskrivning, sektorinddelt An forbruger

År	Bolig- sektor GWh	Vækst- rate (%)	Land- brugssek- tor GWh	Vækst- rate (%)	Industri- sektor GWh	Vækst- rate (%)	Handel GWh	Vækst- rate (%)	Off. fore- tagender GWh	Vækst- rate (%)	Øvr. service GWh	Vækst- rate (%)	DSB GWh	Vækst- rate (%)	I alt GWh	Vækst- rate (%)
1994	4.945		2.171		6.226		1.476		2.025		1.337		0		18.180	
1995	4.914	-0,6	2.156	-0,7	6.532	4,9	1.528	3,5	2.034	0,4	1.352	1,1	0		18.516	1,8
1996	4.942	0,5	2.158	0,1	6.673	2,2	1.564	2,4	2.064	1,5	1.372	1,5	10		18.783	1,4
1997	4.960	0,4	2.155	-0,1	6.801	1,9	1.617	3,4	2.091	1,3	1.407	2,6	176		19.207	2,3
1998	4.961	0,0	2.147	-0,4	6.938	2,0	1.673	3,5	2.116	1,2	1.443	2,6	270	53,4	19.548	1,8
1999	4.986	0,5	2.147	0,0	7.026	1,3	1.712	2,3	2.146	1,4	1.469	1,8	275	1,9	19.761	1,1
2000	4.997	0,2	2.137	-0,5	7.095	1,0	1.750	2,2	2.174	1,3	1.494	1,7	275	0,0	19.922	0,8
2001	5.015	0,4	2.140	0,1	7.153	0,8	1.793	2,5	2.191	0,8	1.524	2,0	275	0,0	20.091	0,8
2002	5.043	0,6	2.146	0,3	7.250	1,4	1.851	3,2	2.218	1,2	1.566	2,8	314	14,2	20.388	1,5
2003	5.060	0,4	2.163	0,8	7.416	2,3	1.895	2,4	2.236	0,8	1.600	2,2	324	3,2	20.694	1,5
2004	5.106	0,9	2.173	0,5	7.541	1,7	1.950	2,9	2.266	1,3	1.642	2,6	334	3,1	21.012	1,5
2005	5.138	0,6	2.189	0,7	7.680	1,8	2.000	2,6	2.291	1,1	1.681	2,4	344	3,0	21.323	1,5

Sektormodel normeret til statistisk model.

Referencefremskrivning, sektorinddelt
An forbruger

Kategori	1994	Vækst- rate % p.a.	2000	Vækst- rate % p.a.	2005
110 Lejligheder	975	- 0,4	950	0,2	961
120 Parcelhuse	3.660	0,0	3.670	0,5	3.764
130 Fritidshuse	310	3,3	377	1,8	413
BOLIGSEKTOR I ALT	4.945	0,2	4.997	0,6	5.138
210 Landbrug	1.834	- 0,4	1.792	0,4	1.831
215 Vandingsanlæg	95		95		95
220 Gartneri	242	0,5	250	1,0	263
LANDBRUGSSEKTOR I ALT	2.171	- 0,3	2.137	0,5	2.189
310 Nærings- og nydelsesmiddelindustri	1.746	2,0	1.963	2,2	2.187
320 Tekstil-, beklædnings- og læderindustri	243	- 0,0	243	- 0,2	241
330 Træindustri	252	2,5	292	1,5	314
340 Papir- og grafisk industri	591	- 0,1	589	- 0,2	584
350 Kemisk industri m.m.	924	4,5	1.206	2,9	1.391
360 Sten-, ler- og glasindustri	655	2,5	759	1,5	816
370 Jern- og metalværker samt støberier	230	2,8	272	1,9	299
380 Jern- og metalindustri	1.256	2,3	1.442	1,1	1.523
390 Møbelindustri, legetøjsfabrikker m.v.	329	- 0,1	328	- 0,2	325
INDUSTRISEKTOR I ALT	6.226	2,2	7.095	1,6	7.680
410 Bygge- og anlægsvirksomhed	157	1,3	170	1,7	184
421 Detailhandel	996	2,9	1.180	2,7	1.349
422 Engroshandel og køle-/frysehuse	480	2,9	570	2,7	651
430 Service- og forlystelsesvirksomhed	969	2,3	1.113	2,9	1.286
440 Offentlige foretagender o.lign.	2.025	1,2	2.174	1,1	2.291
450 Gade- og vejbelysning	211	0,0	211	0,0	211
460 Elektriske baner (DSB)	0		275	4,6	344
SERVICESEKTOR I ALT	4.838	2,7	5.693	2,1	6.316
ELFORBRUG I ALT (AN FORBRUGER)	18.180	1,5	19.922	1,4	21.323

Sektormodel normeret til statistisk model.

Styring_A	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Brændselsforbrug											
2												
3	Brændselsforbrug, CO2											
4												
5												
6	Ar:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
7	CO2-afgift, kr/t:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Pris for træk på udland, kr/MWh:	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
9	Forbrugsprognose uden DSM, GWh:	20371	20649	21093	21449	21672	21840	22017	22325	22646	22977	23302
10	-heraf i spidslast	4217	4274	4366	4440	4486	4521	4558	4621	4688	4756	4824
11	-heraf i højlast	6641	6732	6876	6992	7065	7120	7178	7278	7383	7491	7596
12	-heraf i lavlast	9513	9643	9850	10017	10121	10199	10282	10426	10576	10730	10882
13												
14												
15	Arbejdsfelt(spidslast), GWh:	4217	4274	4366	4440	4486	4462	4499	4562	4629	4645	4474
16	- (højlast), GWh:	6641	6732	6876	6992	7065	7016	7074	7174	7279	7305	7035
17	- (lavlast), GWh:	9513	9643	9850	10017	10121	10057	10140	10284	10434	10472	10085
18	Sum (=SIVAEL-forbrug), GWh:	20371	20649	21093	21449	21672	21535	21712	22020	22341	22422	21594
19												
20	Dækning af årsforbruget:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
21												
22												
23	Forbrug i spidslast, GWh:						4462	4499	4562	4629	4645	4474
24	Forbrug i højlast, GWh:						7016	7074	7174	7279	7305	7035
25	Forbrug i lavlast, GWh:						10057	10140	10284	10434	10472	10085
26	Uvarslet træk på udland, GWh:						0	0	0	0	0	0
27												
28	Marginalpris i spidslast, kr/MWh:						248	254	261	299	378	368
29	Marginalpris i højlast, kr/MWh:						189	195	209	228	293	278
30	Marginalpris i lavlast, kr/MWh:						103	105	113	116	140	144
31	Ar:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
32												
33	Dækning af arbejdsfelt:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
34												
35	Ny teknologier(GWh):											
36												
37	- spidslast:										52	291
38	- højlast										82	458
39	- lavlast										117	655
40	- ialt						0	0	0	0	250	1403
41												
42												
43												
44	Sparet ved DSM-programmer(GWh):											
45	- spidslast						59	59	59	59	59	59
46	- højlast						104	104	104	104	104	104
47	- lavlast						142	142	142	142	142	142
48	- ialt						305	305	305	305	305	305
49												
50	Dækket af SIVAEL-udbud(GWh):											
51	- spidslast						4462	4499	4562	4629	4645	4474
52	- højlast						7016	7074	7174	7279	7305	7035
53	- lavlast						10057	10140	10284	10434	10472	10085
54	- ialt						21535	21712	22020	22341	22422	21594
55												
56	Samlet brændselsforbrug(TJ):											
57	-kul, ny teknologi										2250	0
58	-kul, DSM-programmer						0	0	0	0	0	0
59	-kul, SIVAEL-udbud						99735	99383	102800	104058	100946	97555
60												
61	-kul, ialt						99735	99383	102800	104058	103196	97555
62												
63	-naturgas, ny teknologi										0	11803
64	-naturgas, DSM-programmer						10	10	10	10	10	10
65	-naturgas, SIVAEL-udbud						70319	71334	70713	71150	73840	70853
66												
67	-naturgas, ialt						70329	71344	70723	71160	73850	82666
68												
69	-biobrændsel, ny teknologi										0	0
70	-biobrændsel, DSM-programmer						0	0	0	0	0	0
71	-biobrændsel, SIVAEL-udbud						17680	17988	17591	18228	18230	18079
72												
73	-biobrændsel, ialt						17680	17988	17591	18228	18230	18079
74												
75	-olie, ny teknologi										0	0
76	-olie, DSM-programmer											
77	-olie, SIVAEL-udbud						2423	2066	2339	1579	1067	1085
78												
79	-olie, ialt						2423	2066	2339	1579	1067	1085
80												
81	Samlet brændselsforbrug(TJ):						190167	190781	193453	195026	196342	199385
82												
83	CO2-udslip(1000 t):						13660	13659	13968	14057	14091	14059
84												
85	Specifikt CO2-udslip(kg/MWh):						625	620	626	621	613	603
86												
87	Økonomisoverlægg:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
88												
89	Årlige udgifter, Mio.kr./år:											
90												
91	-ny teknologier:										69,25	384,02
92	-DSM-programmer:						100,35	100,35	100,35	100,35	100,35	100,35
93	-SIVAEL-produktion(kun brændsel):						3739,77	3766,78	3783,40	3816,17	3844,97	3716,45
94	-elasticitetskorraktion:						-21,39	-21,39	-21,39	-21,39	-21,39	-21,39
95												
96	Samlet årlig udgift, Mio.kr./år:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3818,72	3845,74	3862,36	3895,12	3993,17	4179,42
97												
98												

CO₂ = 0 kr./ton.

Styring_A	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Elproduktion (TWh):											
2												
3	Elproduktion, svarende til 100 kr/t CO ₂											
4												
5												
6	Ar:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
7	CO ₂ -afgift, kr/t:	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
8	Pris for træk på udland, kr/MWh:	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
9	Forbrugsprognose uden DSM, GWh:	19905	20183	20627	20983	21206	21374	21551	21859	22180	22511	22836
10	-heraf i spidslast	4120	4178	4270	4343	4390	4424	4461	4525	4591	4660	4727
11	-heraf i højlast	6489	6580	6724	6840	6913	6968	7026	7126	7231	7339	7445
12	-heraf i lavlast	9296	9425	9633	9799	9903	9982	10064	10208	10358	10513	10664
13												
14												
15	Arbejdsfelt (spidslast), GWh:	4120	4178	4270	4343	4390	4430	4464	4532	4584	4687	4784
16	- (højlast), GWh:	6489	6580	6724	6840	6913	6934	6987	7091	7176	7299	7403
17	- (lavlast), GWh:	9296	9425	9633	9799	9903	9867	9947	10092	10230	10376	10522
18	Sum (=SIVAEL-forbrug), GWh:	19905	20183	20627	20983	21206	21232	21398	21715	21990	22332	22688
19												
20	Dækning af årsforbruget:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
21												
22												
23	Forbrug i spidslast, GWh:						4430	4464	4532	4584	4687	4784
24	Forbrug i højlast, GWh:						6934	6987	7091	7176	7299	7403
25	Forbrug i lavlast, GWh:						9867	9947	10092	10230	10376	10522
26	Uvaret træk på udland, GWh:						0	0	0	0	0	0
27												
28	Marginalpris i spidslast, kr/MWh:						321	332	317	366	367	395
29	Marginalpris i højlast, kr/MWh:						256	266	259	297	285	305
30	Marginalpris i lavlast, kr/MWh:						147	151	149	168	161	154
31	Ar:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
32												
33	Dækning af årsbehov:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
34												
35	Ny teknologier (GWh):											
36												
37	- spidslast:										103	187
38	- højlast:										163	295
39	- lavlast:										233	423
40	- ialt:						0	0	0	0	498	905
41												
42												
43												
44	Sparet ved DSM-programmer (GWh):											
45	- spidslast:						-6	-3	-7	8	8	16
46	- højlast:						34	39	36	55	49	59
47	- lavlast:						115	117	116	128	123	119
48	- ialt:						143	153	144	190	180	194
49												
50	Dækket af SIVAEL-udbud (GWh):											
51	- spidslast:						4430	4464	4532	4584	4549	4524
52	- højlast:						6934	6987	7091	7176	7128	7091
53	- lavlast:						9867	9947	10092	10230	10156	10123
54	- ialt:						21232	21398	21715	21990	21833	21737
55												
56	Samlet brændselsforbrug (TJ):											
57	-kul, ny teknologi:										0	0
58	-kul, DSM-programmer:						0	0	0	0	0	0
59	-kul, SIVAEL-udbud:						92385	93821	98052	98888	94279	94179
60												
61	-kul, ialt:						92385	93821	98052	98888	94279	94179
62												
63	-naturgas, ny teknologi:										3233	8570
64	-naturgas, DSM-programmer:						5	6	5	6	6	6
65	-naturgas, SIVAEL-udbud:						72103	71872	71553	72646	73839	74138
66												
67	-naturgas, ialt:						72108	71878	71558	72652	77078	82714
68												
69	-biobrændsel, ny teknologi:										0	0
70	-biobrændsel, DSM-programmer:						0	0	0	0	0	0
71	-biobrændsel, SIVAEL-udbud:						18572	18476	18539	18646	18793	18317
72												
73	-biobrændsel, ialt:						18572	18476	18539	18646	18793	18317
74												
75	-olie, ny teknologi:										0	0
76	-olie, DSM-programmer:											
77	-olie, SIVAEL-udbud:						4266	2876	2807	1579	732	813
78												
79	-olie, ialt:						4266	2876	2807	1579	732	813
80												
81	Samlet brændselsforbrug (TJ):						187332	187051	190956	191765	190881	196023
82												
83	CO ₂ -udslip (1000 t):						13198	13220	13599	13651	13403	13721
84												
85	Specifikt CO ₂ -udslip (kg/MWh):						617	613	622	615	595	601
86												
87	Økonomisk overblik:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
88												
89	Årlige udgifter, Mio. kr./år:											
90												
91	-ny teknologier:										162,01	266,07
92	-DSM-programmer:						30,74	34,24	31,24	47,21	43,42	48,68
93	-SIVAEL-produktion (kun brændsel):						5081,68	5066,57	5146,91	5173,75	5097,74	5093,45
94	-elasticitetskorrektion:						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
95												
96	Samlet årlig udgift, Mio. kr./år:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5112,42	5100,81	5178,15	5220,96	5303,16	5408,20
97												
98												

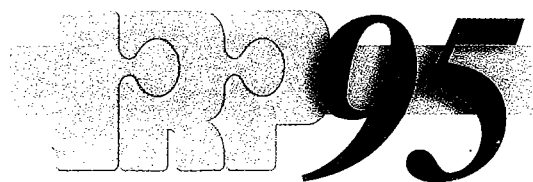
CO₂ = 100 kr./ton.

Styring_A	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Beregningsskema:											
2												
3	Elprognose svarende til 200 kr/CO ₂ :											
4												
5												
6	År:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
7	CO ₂ -afgift, kr/t:	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
8	Pris for træk på udland, kr/MWh:	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
9	Forbrugsprognose uden DSM, GWh:	19595	19873	20317	20673	20896	21064	21241	21549	21870	22201	22526
10	- heraf i spidslast	4056	4114	4206	4279	4325	4360	4397	4461	4527	4596	4663
11	- heraf i højlast	6388	6479	6623	6739	6812	6867	6925	7025	7130	7238	7343
12	- heraf i lavlast	9151	9281	9488	9654	9758	9837	9920	10063	10213	10368	10520
13												
14												
15	Arbejdsfelt (spidslast), GWh:	4056	4114	4206	4279	4325	4369	4406	4448	4507	4325	4538
16	- (højlast), GWh:	6388	6479	6623	6739	6812	6842	6899	6969	7062	6762	7097
17	- (lavlast), GWh:	9151	9281	9488	9654	9758	9721	9804	9926	10065	9634	10089
18	Sum (=SIVAEL-forbrug), GWh:	19595	19873	20317	20673	20896	20931	21108	21342	21634	20721	21724
19												
20	Dækning af årsforbruget:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
21												
22												
23	Forbrug i spidslast, GWh:						4369	4406	4448	4507	4325	4538
24	Forbrug i højlast, GWh:						6842	6899	6969	7062	6762	7097
25	Forbrug i lavlast, GWh:						9721	9804	9926	10065	9634	10089
26	Uværetet træk på udland, GWh:						0	0	0	0	0	0
27												
28	Marginalpris i spidslast, kr/MWh:						339	383	397	416	436	472
29	Marginalpris i højlast, kr/MWh:						280	322	326	344	346	374
30	Marginalpris i lavlast, kr/MWh:						171	191	195	207	200	220
31	År:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
32												
33	Dækning af arbejdsfelt:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
34												
35	Ny teknologier (GWh):											
36												
37	- spidslast:										187	52
38	- højlast										295	82
39	- lavlast										423	117
40	- ialt						0	0	0	0	905	250
41												
42												
43												
44	Spæret ved DSM-programmer (GWh):											
45	- spidslast						-8	-9	13	20	27	32
46	- højlast						25	26	56	68	69	77
47	- lavlast						116	116	138	148	142	154
48	- ialt						133	133	207	236	239	263
49												
50	Dækket af SIVAEL-udbud (GWh):											
51	- spidslast						4369	4406	4448	4507	4381	4579
52	- højlast						6842	6899	6969	7062	6873	7185
53	- lavlast						9721	9804	9926	10065	9803	10249
54	- ialt						20931	21108	21342	21634	21057	22013
55												
56	Samlet brændselsforbrug (TJ):											
57	- kul, ny teknologi										0	0
58	- kul, DSM-programmer						0	0	0	0	0	0
59	- kul, SIVAEL-udbud						91158	89029	93590	92516	90450	91034
60												
61	- kul, ialt						91158	89029	93590	92516	90450	91034
62												
63	- naturgas, ny teknologi										8570	0
64	- naturgas, DSM-programmer						7	7	9	9	9	10
65	- naturgas, SIVAEL-udbud						72295	72153	70711	73579	72398	79787
66												
67	- naturgas, ialt						72302	72160	70720	73588	80977	79797
68												
69	- biobrændsel, ny teknologi										0	0
70	- biobrændsel, DSM-programmer						0	0	0	0	0	0
71	- biobrændsel, SIVAEL-udbud						19757	20091	19945	20405	19882	20011
72												
73	- biobrændsel, ialt						19757	20091	19945	20405	19882	20011
74												
75	- olie, ny teknologi										0	0
76	- olie, DSM-programmer											
77	- olie, SIVAEL-udbud						4072	2990	2909	1692	760	755
78												
79	- olie, ialt						4072	2990	2909	1692	760	755
80												
81	Samlet brændselsforbrug (TJ):						187289	184271	187164	188201	192070	191596
82												
83	CO ₂ -udslip (1000 t):						13078	12789	13134	13107	13264	13252
84												
85	Specifikt CO ₂ -udslip (kg/MWh):						621	602	610	599	597	588
86												
87	Økonomibrænde:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
88												
89	Årlige udgifter, Mio. kr./år:											
90												
91	- ny teknologier:										288,70	84,75
92	- DSM-programmer:						32,39	32,48	58,14	70,16	71,15	81,64
93	- SIVAEL-produktion (kun brændsel):						6400,58	6303,53	6381,09	6434,66	6277,83	6590,75
94	- elasticitetskorrigeret:						9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47
95												
96	Samlet årlig udgift, Mio. kr./år:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6442,43	6345,48	6448,70	6514,28	6647,15	6766,61
97												
98												

CO₂ = 200 kr./ton.

Styring A	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2												
3	Eurognose svarende til 300 kr/CO ₂											
4												
5												
6	År:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
7	CO ₂ -afgift, kr/t:	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
8	Pris for træk på udland, kr/MWh:	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
9	Forbrugsprognose uden DSM, GWh:	19335	19613	20057	20413	20636	20804	20981	21289	21610	21941	22266
10	-heraf i spidslast	4002	4060	4152	4225	4272	4306	4343	4407	4473	4542	4609
11	-heraf i højlast	6303	6394	6539	6655	6727	6782	6840	6940	7045	7153	7259
12	-heraf i lavlast	9029	9159	9367	9533	9637	9715	9798	9942	10092	10246	10398
13												
14												
15	Arbejdsfelt(spidslast), GWh:	4002	4060	4152	4225	4272	4297	4334	4316	4438	4458	4324
16	(højlast), GWh:	6303	6394	6539	6655	6727	6720	6773	6695	6892	6981	6731
17	(lavlast), GWh:	9029	9159	9367	9533	9637	9575	9654	9519	9782	9980	9637
18	Sum (=SIVAEL-forbrug), GWh:	19335	19613	20057	20413	20636	20593	20761	20530	21112	21419	20691
19												
20	Dækning af årsforbruget:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
21												
22												
23	Forbrug i spidslast, GWh:						4297	4334	4316	4438	4458	4324
24	Forbrug i højlast, GWh:						6720	6773	6695	6892	6981	6731
25	Forbrug i lavlast, GWh:						9575	9654	9519	9782	9980	9637
26	Uvarslet træk på udland, GWh:						0	0	0	0	0	0
27												
28	Marginalpris i spidslast, kr/MWh:						404	403	405	423	476	515
29	Marginalpris i højlast, kr/MWh:						334	342	339	354	391	426
30	Marginalpris i lavlast, kr/MWh:						211	215	212	225	236	246
31	År:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
32												
33	Dækning af årsforbrug:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
34												
35	Ny teknologier(GWh):											
36												
37	- spidslast:								52		46	187
38	- højlast								82		72	295
39	- lavlast								117		103	423
40	- ialt						0	0	250	0	220	905
41												
42												
43												
44	Sparet ved DSM-programmer(GWh):											
45	- spidslast						9	9	9	17	38	44
46	- højlast						62	67	65	75	100	110
47	- lavlast						141	144	142	154	164	166
48	- ialt						211	220	216	245	302	320
49												
50	Dækket af SIVAEL-udbud(GWh):											
51	- spidslast						4297	4334	4346	4457	4458	4378
52	- højlast						6720	6773	6794	6970	6981	6854
53	- lavlast						9575	9654	9684	9938	9980	9810
54	- ialt						20593	20761	20823	21365	21419	21041
55												
56	Samlet brændselsforbrug(TJ):											
57	-kul,ny teknologi								0		0	0
58	-kul,DSM-programmer						0	0	0	0	0	0
59	-kul,SIVAEL-udbud						84161	84725	83441	90454	87408	83132
60												
61	-kul,ialt						84161	84725	83441	90454	87408	83132
62												
63	-naturgas,ny teknologi								0		0	8570
64	-naturgas,DSM-programmer						12	12	12	13	14	14
65	-naturgas,SIVAEL-udbud						73150	75303	74468	74309	73950	72768
66												
67	-naturgas,ialt						73162	75315	74480	74322	73964	81352
68												
69	-biobrændsel,ny teknologi								0		0	0
70	-biobrændsel,DSM-programmer						0	0	0	0	0	0
71	-biobrændsel,SIVAEL-udbud						20704	20103	20692	20798	20492	20482
72												
73	-biobrændsel,ialt						20704	20103	20692	20798	20492	20482
74												
75	-olie,ny teknologi								0		0	0
76	-olie,DSM-programmer											
77	-olie,SIVAEL-udbud						4077	3257	3953	2282	1402	1256
78												
79	-olie,ialt						4077	3257	3953	2282	1402	1256
80												
81	Samlet brændselsforbrug(TJ):						182104	183401	182566	187855	183266	186222
82												
83	CO ₂ -udslip(1000 t):						12463	12580	12461	12996	12622	12626
84												
85	Specifikt CO ₂ -udslip(kg/MWh):						599	600	585	601	575	567
86												
87	Økonomioverslag:	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
88												
89	Årlige udgifter, Mio.kr./år:											
90												
91	-ny teknologier:								84,75		80,08	311,32
92	-DSM-programmer:						61,56	65,04	63,42	75,63	101,40	110,43
93	-SIVAEL-produktion(kun brændsel):						7492,61	7561,57	7517,53	7815,13	7631,04	7478,47
94	-elasticitetskorraktion:						32,00	32,00	32,00	32,00	32,00	32,00
95												
96	Samlet årlig udgift,Mio.kr./år:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7586,17	7658,61	7697,71	7922,76	7844,52	7932,22
97												
98												

CO₂ = 300 kr./ton.



Programdel

Notat SP95 - 854f

Udgivet af:

ELSAM

Fjordvejen 1-11, 7000 Fredericia
Tlf. 75 56 25 00

Elfor
JYSKE/RYSK
ENERGISAMARBEJDE

Fjordvejen 2, 7000 Fredericia
Tlf. 75 56 49 00