

Indstilling og udredning
Udvidelsesplan 84

ELSAM

E L S A M

Planlægningsafdelingen

U D V I D E L S E S P L A N 1 9 8 4

INDSTILLING OG UDREDNING

Notat S84/200

(TU 1984.04.02)

(DU 1984.04.05)

(Best. 1984.05.04)

Udvidelsesplan 1984 består af

- Indstilling og udredning (Notat S84/200)
- Datagrundlag (Notat S84/201)
- Fjernvarmerapport (Notat S84/202)

ISSN 0107-5101

E L S A M
Planlægningsafdelingen

<u>Indhold:</u>	side
0. Resumé og indstillinger.....	2
1. Forudsætninger.....	11
1.1 Dansk energipolitik.....	11
1.2 Retningslinier for udbygning.....	11
1.3 Status for myndighedsbehandlinger af kraftværksanlæg.....	15
2. Planlægningsaktiviteter.....	18
2.1 Kraftvarmeudbygning i 90'erne.....	18
2.2 Afsvovling.....	28
2.3 Kernekraft.....	29
2.4 Samkøringsforbindelser.....	32
2.5 Vindkraft.....	33
2.6 Gasfyring.....	35
2.7 Elektrokedler.....	35
3. Primærbrændsel.....	37
3.1 Kul.....	37
3.2 Olie.....	39
3.3 Uran.....	40
3.4 Brændselspriser.....	41
4. Belastningsforhold.....	45
4.1 Prognose for elbelastningen.....	45
4.2 Prognose for fjernvarmebelastningen for kraftvarmeområder.....	51
5. Udbygninger.....	53
5.1 Produktionskapaciteten.....	53
5.2 Brændselsforsyningen.....	67
5.3 Primærnettet.....	68
6. Konsekvenser.....	69
6.1 Driftsmæssige forhold.....	69
6.2 Investeringsoversigt.....	82
7. Litteraturhenvisninger.....	83

Bilag:

1.1	Status for myndighedsbehandling
1.2	Mulige lokale kraftvarmeværker
2.1	Omkostninger ved nuklear og konventionel produktion
3.1	Brændselsprisprognoser
4.1	Prognose for elforbrug
4.2	Fjernvarmeprognosetabel
5.1	Data for eksisterende og besluttede anlæg
5.2	Kapacitetsudbygningsplan
6.1	Investeringsplan

U D V I D E L S E S P L A N 1 9 8 4

Resumé og indstillinger

Denne udvidelsesplan tager ikke hensyn til principaftalen mellem elskaberne ELSAM og ELKRAFT og naturgasselskabet D.O.N.G. A/S, indgået den 1. maj 1984. Aftalen vedrører anvendelsen af overskydende naturgas i kraftværkerne frem til 1991.

Forudsætninger

Elproduktionssystemets udbygning planlægges primært med henblik på en stabil og økonomisk elforsyning. Energipolitiske hensyn har medført ønske om øget kulfyring, store brændselslagre og større kraftvarmeproduktion. Det har hidtil ikke voldt problemer at tage hensyn til disse ønsker, da det har kunnet ske uden forringelse af elforsyningens økonomi og sikkerhed.

Planlægningen bygger blandt andet på følgende retningslinier:

- Der tilstræbes en samfundsøkonomisk optimal dækning af det samlede elbehov og af varmebehovet i kraftvarmeområderne.
- Kapaciteten af produktions- og transmissionssystemer tilpasses under hensyntagen til økonomi, driftssikkerhed og internationale forpligtelser.
- Mulighed for kortsigtet kapacitetstilpasning søges opnået ved, at renovering/skrotning skal kunne gennemføres med kort varsel, og gennem kortsigtede udvekslingsaftaler med udlandet.
- Nedslidte anlæg renoveres, med mindre der foreligger påvisning af, at dette er uhensigtsmæssigt. Som hovedregel renoveres kulfyrede enheder med god virkningsgrad og rimelig miljøbelastning. Som foreløbig planlægningsforudsætning regnes med en maksimal levetidsforlængelse på 10 år.
- Nye fossile produktionsanlæg indrettes til fyring med både kul og olie. Bestående oliefyrede anlæg ombygges til kulfyring, hvor de praktiske og økonomiske muligheder er til stede. For nye anlæg undersøges muligheden for fyring med naturgas.

- Kernekraftanlæg kan tidligst idriftsættes i 1995.
- Anlæg til modtagelse og transitering af brændsel indrettes således, at der sikres mod afhængighed af enkelte leverandører og skibsstørrelser. Anlæggene etableres og dimensioneres under hensyntagen til variationen i skibenes anløbsfrekvens og sikkerheden i de indre danske farvande.
- Anlæg til opbevaring af brændsel indrettes, så der kan opbevares brændsel til normal drift i et af bestyrelsen nærmere fastlagt tidsrum.
- Elproduktionens affaldsstoffer søges nyttiggjort. Anlæg til opbevaring og transport af affaldsstoffer udbygges i det omfang, salget heraf berettiger det.
- Kraftvarmeproduktion opretholdes i hidtidige kraftvarmeområder. Ved behov for ny kapacitet bestemmes optimal tilgang ud fra lokale forhold og beslutningstidspunktets muligheder iøvrigt.
- Nye kraftvarmesystemer kan etableres,
 - hvor dette er en samfundsøkonomisk løsning,
 - hvor dette er i overensstemmelse med varmeplanlægningen,
 - hvor der kan opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed, og
 - hvor den lokale myndighed kan stå inde for, at forudsatte udbygninger af fjernvarmesystemerne faktisk finder sted.
- Miljøforbedrende foranstaltninger gennemføres på områder og i omfang som krævet, ifølge lovgivning eller ønskeligt ud fra almene samfundsmæssige hensyn.
- Eltransmissionssystemet udbygges således, at der sikres alle områder en rimelig høj leveringssikkerhed.
- Samkøringsforbindelser til naboområder udbygges i et omfang, som sikrer optimal dimensionering af produktionssystemet eller som iøvrigt kan vises at være økonomisk og driftsmæssigt forsvarlig.

El-belastningsforhold

I 1983 voksede det jysk-fynske elforbrug med 3%, hvilket er lidt mindre end i 1982, hvor særlige vejrforhold gav anledning til en stor forbrugsstigning.

Ved fremskrivningens udgangspunkt inddrages alle aspekter af den aktuelle elforbrugssituation, så som vejrligets og konjunkturudviklingens indflydelse på den senest iagttagne elforbrugsudvikling. Som basis for elforbrugsprognoserne benyttes samme data for den forventede udvikling i dansk økonomi som i UP83. Udvidelsesplanen bygger på gennemsnittet af to prognoser. En prognose for lav økonomisk vækst og en prognose for stabil økonomisk vækst. Gennemsnitsprognosen giver en vækstrate på godt 3% for det jysk-fynske område. I 1990 er afvigelsen fra myndighedernes prognose mindre end usikkerheden.

El- og fjernvarmeprognose (oktober 1983)

År	El			Fjernvarme	
	Leverance ab værk	Stigning pr. år	Største kvarters belastning (december)	Leverance ab værk	Stigning pr. år
	TWh	%	MW	TJ/år	%
1984	13,98	3,6	2796	28914	14
1985	14,49	3,2	2894	33105	10
1986	14,95	3,1	2984	36269	14
1987	15,41	3,2	3077	41189	2
1988	15,90	3,3	3175	42192	5
1989	16,41	3,2	3277	44092	2
1990	16,93	3,1	3380	45181	10
1991	17,46		3486	49645	
2000	21,28		4234	52825	

Indstillinger

Hensigtserklæringer:

- ELSAM fortsætter assistancen til kraftværkernes og elforsyningsvirksomhedernes samarbejde med kommuner, amter og Energistyrelsen om varmeplanlægningen.
- Værkerne indleder myndighedsbehandling og hermed forbunden projektering af kraftvarmeanlæg - for decentrale k/v-anlæg - i de byer, hvor der opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed, og hvor dette er i overensstemmelse med de overordnede varmeplaner. Værkerne betaler selv for forprojektering. Forelæggelse af projekterne for ELSAM's bestyrelse til godkendelse sker i hvert enkelt tilfælde, i overensstemmelse med de pågældende regler.
- Alle øvrige anlæg behandles som hidtil via udvidelsesplanen.

Undersøgelser:

- FV fremlægger rapport over det gasfyrede kraftvarmeanlæg i Ullerslev, før der tages stilling til deltagelse i opførelse af flere forsøgsanlæg for naturgasfyrede og naturgas/oliefyrede kraftvarmeanlæg.
- Værkerne og ELSAM fortsætter levetidsundersøgelserne på produktionsanlæg i henhold til gældende forskrifter.
- Værkerne og ELSAM fortsætter arbejdet med at reducere støtteoliefyringen.
- Værkerne og ELSAM undersøger, hvor et fuldskala-anlæg til røggasafsvovling mest hensigtsmæssigt kan placeres, så idrifttagning kan finde sted omkring 1990.

- MK og ELSAM vurderer, om ombygning til kulfyring af MKS2 vil være lønsom.
- Det nukleare arbejde fortsættes i overensstemmelse med de af bestyrelsen fastlagte retningslinier.
- Vindkraftarbejdet, herunder deltagelse i elværkernes og Energiministeriets vindkraftprogram fortsættes i overensstemmelse med bestyrelsens retningslinier.

Forhandlinger:

- ELSAM fortsætter i samarbejde med NVE (Norge), Vattenfall (Sverige), NWK (Tyskland) og ELKRAFT undersøgelserne af samkøringsmulighederne som grundlag for forhandlinger om bygning af nye samkøringsforbindelser, samt for indgåelse af tidsbegrænsede udvekslingsaftaler.

Projektering

- FV indleder forprojektering af ny 350 MW udtagsenhed på Fynsværket med henblik på eventuel endelig indstilling i løbet af 1984. Arbejdet bør bl.a. belyse, hvilke begrænsninger kølevandsforhold kan medføre for driften af hele Fynsværket. Forprojekteringen bør have det omfang, som den evt. efterfølgende myndighedsbehandling vil kræve.
- SH indleder forprojektering af ny 600 MW enhed (EV4) på Enstedværket med henblik på eventuel endelig indstilling i løbet af 1984. Forprojekteringen bør have det omfang, som den evt. efterfølgende myndighedsbehandling vil kræve.
Modelgrundlaget for en miljøvurdering af EV4 forventes afsluttet i løbet af 1984.

Myndighedsbehandling:

- NK og NE annullerer ansøgning om myndighedsgodkendelse af ny 350 MW udtagsenhed på Nordjyllandsværket, men udvidelsen ønskes opretholdt i regionplanen.

- VK opretholder ansøgning om myndighedsgodkendelse af ny 350 MW udtagsenhed på Vestkraft.
- I samarbejde med berørte interessenter, fortsætter ELSAM kontakten med myndighederne, med henblik på snarest at få indpasset nye kraftværksplaceringer ved Glatved og Risinge med tilhørende havneanlæg i den landsdækkende havneplanlægning og i de relevante regionplaner.
- SV fortsætter undersøgelserne med etablering af kraftvarmeanlæg i Give.

Anlægsarbejder:

- I UP 81 blev indstillet, at NE og SH bygger og driver kulfyrede modtryksanlæg i Frederikshavn og i Haderslev, såfremt en række forudsætninger kunne opfyldes. Det indstilles, at NE fortsætter arbejdet efter retningslinierne i UP81, idet værket i Haderslev foreløbigt er udgået. NE fortsætter arbejdet med etablering af kraftvarmeanlæg i Brønderslev.
- Det indstilles, at NE bygger og driver et kulfyret kraftvarmeanlæg i Hjørring på 15 MW/36 MJ/s til idriftsættelse 1987.

Afregning for el-produktionen følger de til enhver tid gældende regler.

Effekttilgang 1991:

Effektbalancen viser, at der vil være behov for tilgang af ny el-produktionskapacitet omkring 1991.

Effektbalancen afhænger bl.a. af

- elprognosen
- eksisterende og besluttet tilgang af kapacitet
- omfanget af konservering, renovering og skrotning
- bibeholdelse af Norgeskontrakten.

Ved effektdimensioneringen har der, som udgangspunkt, været anvendt en reserveprocent på 20.

De beregnede driftsmæssige konsekvenser viser, at antallet af timer med effektunderskud omkring 1990 når et omfang, som giver anledning til betænkelighed.

I den kommende udvidelsesplan vil dette spørgsmål blive nærmere belyst.

De nuværende forudsætninger medfører, at tilgangen af ny kapacitet skal ske senest i 1991.

Der har vist sig en vis usikkerhed omkring størrelsen af varmeprognoserne. Dette medfører en usikkerhed om, hvor stor behovet er for tilgang af ny kraftvarmekapacitet.

Det indstilles, at værkerne og ELSAM revurderer varmeprognoserne.

Såfremt mængden af kraftvarmeproduktion ikke øges væsentligt ved etablering af en udtagsenhed i de bestående kraftvarmebyer, vil den ekstra kraftvarmekapacitet nærmest svare til udbygning med en kondensationsenhed.

Tilgangen af ny effekt kan ske på følgende pladser:

Værk	MW _{el}
FVO	350
SHE	600
VKE	350/600

Hidtidige undersøgelser har primært peget på FVO eller SHE som de værker, hvor næste udbygning skal finde sted. Det indstilles, at værkerne og ELSAM nærmere afklarer de samfundsøkonomiske konsekvenser ved disse to udbygningsalternativer.

Nødstartanlæg:

- MK udarbejder projekt for et nødstartanlæg på Studstrupværket, således at en vilkårlig af værkets fire enheder kan startes efter et omfattende netsammenbrud. Projektet forelægges bestyrelsen til endelig godkendelse.

Ombygninger:

- SV forelægger forslag (tidsplan, ombygningens art o.s.v.) til ombygning til fjernvarmeudtag på SVS11 og SVS21 for ELSAM's bestyrelse. Omkostningerne for fællesskabet, ved at enheden ikke er til disposition, betales af SV.

På bestyrelsesmødet den 28. marts 1984 godkendtes et tilbud til SV med udetidspriser pr. uge for årene 1985, 1986 og 1987.

- NK har meddelt, at NK's kulombygning af NKA8 ventes færdig med fuld kulfyring, den 1. august 1986. NK undersøger om ombygnings-tiden kan forkortes, og hvilke meromkostninger dette vil medføre. Herefter vurderer ELSAM lønsomheden ved at foretage en forcering.
- NE's kulombygning af NEV2 indstilles påbegyndt pr. 1. april 1985 og afsluttet med oliefyring pr. 1. april 1987, og ved fuld kulfyring pr. 1. juni 1987, forudsat bestyrelsens godkendelse af startbudget.
- Kulombygningerne i Nordjylland medfører, at netdimensioneringskriterierne ikke er opfyldt under den samtidige udetid fra april 1985 til juni 1986. Der må derfor regnes med en reduceret leveringssikkerhed under den samtidige udetid.

Skrotninger/renoveringer:

- FV sikrer at FV01 eller FV02 er driftsklar med 12 timers varsel fra 1985 til forsyning af Fyn i tilfælde af større mangler i transmissionsnettet til Fyn eller på Fynsværket.

Specifikationer for lokale kraftvarmeværker:

- Værkerne og ELSAM fortsætter udarbejdelsen af kraftværksspecifikationer for lokale kraftvarmeværker, jvf. UP82. Arbejdet ventes først afsluttet, når driftserfaringer fra de første lokale kraftvarmeværker foreligger.

Ledningsanlæg:

Udbygningen af primærnettet er behandlet i en separat netudvidelsesplan NUP83, litteraturhenv. (1).

1. PLANLÆGNINGSMESSIGE FORUDSÆTNINGER

1.1 Dansk energipolitik

Energiministeret udarbejdede i efteråret 1981 Energiplan 81 (EP-81). Som led i de overordnede politiske og økonomiske mål for samfundsudviklingen, angiver EP-81 følgende tre hovedmål for energipolitikken:

- at sikre samfundet energi til lavest mulige omkostninger, herunder specielt at reducere den negative virkning på betalingsbalancen af prisstigninger på importeret brændsel.
- at mindske sårbarheden over for forsyningssvigt og risikoen for sådanne, og
- at reducere forholdet mellem væksten i energiforbruget og samfundets økonomiske vækst.

Siden udarbejdelsen af EP-81 er der ikke formuleret nye hovedmål for energipolitikken.

1.2 Retningslinier for udbygning i ELSAM-området

1.2.1 Hensyn til dansk energipolitik

Elværkerne kan - indtil en godkendelse af bygning af kernekraft foreligger - medvirke til opfyldelse af de overordnede energipolitiske mål ved:

- overvejende at basere elproduktionen på kulfyrede anlæg, eventuelt suppleret med gasfyring på nye anlæg.
- at opretholde en passende effektreserve under hensyntagen til ønsket om begrænset kørsel med oliefyrede anlæg.
- at opretholde store brændselslagre.

- at omlægge en større del af rumopvarmningen til fjernvarme fra kulfyrede kraftvarmeanheder.
- samarbejde med nabolandene, herunder udveksling af energi.
- at undersøge og informere om rigtig udnyttelse af el, herunder elvarme og varmepumper.
- at udarbejde hensigtsmæssige tarif- og afregningssystemer.

1.2.2 Driftssikkerhed

Elværkernes produktions- og transmissionskapacitet er afgørende for opretholdelsen af den hidtidige, tilfredsstillende driftssikkerhed.

Produktionskapaciteten bør altid være tilstrækkelig til at sikre stabil forsyning og til at undgå, at afhængighed af udenlandsk havarihjælp får et uacceptabelt omfang.

Ved en snæver dimensionering af reservekapaciteten, skal der være stor sikkerhed for, at ny effekt går idrift på det forudsatte tidspunkt.

Transmissionssystemet (incl. udlandsforbindelserne) bør have en kapacitet, som kan sikre forsyningen overalt, selv når der på grund af maskinhavarier opstår en meget skæv produktionsfordeling. Det skal desuden muliggøre en hensigtsmæssig udnyttelse af udlandsforbindelserne, herunder de lejlighedsvis køb af overskudsenergi fra vandkraftområderne. Under driftsforstyrrelser skal transmissionssystemet sikre fortsat stabil forsyning i rimeligt omfang.

1.2.3 Økonomi

I elforsyningssystemet foretages betydelige investeringer med henblik på nedsættelse af olieforbruget, forøgelse af varmforsyningen, reduktion af miljøbelastninger samt opretholdelse af drifts- og forsyningssikkerhed.

Sådanne investeringer er i mange tilfælde lønsomme. I andre tilfælde må de betragtes som forsikringspræmier til afbødning af virkningerne af mulige forsyningsproblemer på råenergiområdet.

Der er tradition for, at elforsyningssystemer planlægges med sigte på en lav produktionspris og det mindst mulige kapitalbehov. Det er imidlertid også tradition, at der lægges stor vægt på drifts- og forsyningssikkerhed, hvorved elforsyningen har kunnet gøres til et stabilt element i den danske energiforsyning. Afvejningen af disse hensyn fører til en planlægningspolitik, som jævnligt må kunne tilpasses under hensyn til skiftende ydre forhold.

1.2.4 Planlægning

På dette grundlag foreslås elsystemets udbygning planlagt således:

- Der tilstræbes en samfundøkonomisk optimal dækning af det samlede elbehov og af varmebehovet i kraftvarmeområderne.
- Kapaciteten af produktions- og transmissionssystemer tilpasses under hensyntagen til økonomi, driftssikkerhed og internationale forpligtelser.
- Mulighed for kortsigtet kapacitetstilpasning søges opnået ved, at renovering/skrotning skal kunne gennemføres med kort varsel, og gennem kortsigtede udvekslingsaftaler med udlandet.
- Nedslidte anlæg renoveres, med mindre der foreligger påvisning af, at dette er uhensigtsmæssigt. Som hovedregel renoveres kulfyrede enheder med god virkningsgrad og rimelig miljøbelastning. Som foreløbig planlægningsforudsætning regnes med en maksimal levetidsforlængelse på 10 år.
- Nye produktionsanlæg besluttet så tidligt, at eventuelle forsinkelser i godkendelses- eller byggefasen ikke udskyder det planlagte idriftsættelsestidspunkt.
- Nye fossile produktionsanlæg indrettes til fyring med både kul og olie. Bestående oliefyrede anlæg ombygges til kulfyring, hvor de

praktiske og økonomiske muligheder er til stede. For nye anlæg undersøges muligheden for fyring med naturgas.

- Kernekraftanlæg kan tidligst idriftsættes i 1995.
- Anlæg til modtagelse og transitering af brændsel indrettes således, at der sikres mod afhængighed af enkelte leverandører og skibsstørrelser. Anlæggene etableres og dimensioneres under hensyntagen til variationen i skibenes anløbsfrekvens og sikkerheden i de indre danske farvande.
- Anlæg til opbevaring af brændsel indrettes, så der kan opbevares brændsel til normal drift i et af bestyrelsen nærmere fastlagt tidsrum.
- Elproduktionens affaldsstoffer søges nyttiggjort. Anlæg til opbevaring og transport af affaldsstoffer udbygges i det omfang, salget heraf berettiger det.
- Kraftvarmeproduktion opretholdes i hidtidige kraftvarmeområder. Ved behov for ny kapacitet bestemmes optimal tilgang ud fra lokale forhold og beslutningstidspunktets muligheder iøvrigt.
- Nye kraftvarmesystemer kan etableres,
 - hvor dette er en samfundsøkonomisk løsning,
 - hvor dette er i overensstemmelse med varmeplanlægningen,
 - hvor der kan opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed, og
 - hvor den lokale myndighed kan stå inde for, at forudsatte udbygninger af fjernvarmesystemerne faktisk finder sted.
- Miljøforbedrende foranstaltninger gennemføres på områder og i omfang som krævet, ifølge lovgivning eller ønskeligt ud fra almene samfundsmæssige hensyn.
- Eltransmissionssystemet udbygges således, at der sikres alle områder en rimelig høj forsyningssikkerhed.

- Samkøringsforbindelser til naboområder udbygges i et omfang, som sikrer optimal dimensionering af produktionssystemet, eller som iøvrigt kan vises at være økonomisk og driftsmæssigt forsvarlig.
- Vedvarende energianlæg til elproduktion inddrages i undersøgelser for fremtidige udbygninger.
- Forsøgsanlæg for større elproducerende vindkraftanlæg overvejes etableret i et sådant omfang, at driftserfaringer og kendskab til anlægsomkostninger kan skønnes.

Disse mål kan ikke nås med en enkelt udbygning. Der bør derfor bestemmes en flerårig udbygning af brændselsforsyning, produktionsanlæg og transmissionssystem. Planen skal i sin helhed tilfredsstille de opstillede mål, men skal på hensigtsmæssig måde kunne tilpasses skiftende ydre omstændigheder, specielt med hensyn til belastningsudvikling, indførelse af kernekraft og råenergiforsyningsmuligheder.

1.3 Status for myndighedsbehandlinger

De statslige myndigheder overvejer ny procedure for koordinering af myndighedsbehandlingen af nye anlæg.

Bilag 1.1 giver en oversigt over status for myndighedsbehandlingen af mulige nye kraftværksanlæg m.m.

1.3.1 Beslutningsprocedure, tidshorisont

Myndighederne arbejder med at fastlægge en ny beslutningsprocedure for den fremtidige udbygning. Myndighederne ønsker, at samtlige anlægsarbejder, der skal påbegyndes inden 1991, fremlægges så de kan indarbejdes i de regionplantillæg, der skal foreligge i 1985.

Den nuværende procedure medfører, at tiden mellem endelig beslutning og idriftsættelse gøres kortest mulig. Herved opnås en bedst mulig tilpasning mellem kapacitet og behov, og derved de laveste investeringer. En længere tidshorisont kan medføre overinvesteringer.

Der optræder således et dilemma ved på den ene side at have en tidshorisont, som er længere end byggetiden, og dermed risiko for uhensigtsmæssige investeringer, og på den anden side ønsket om, at begrænse investeringerne mest mulig.

1.3.2 Varmeplanlægning og lokale kraftvarmeanlæg

Varmeplanlægningen:

De konstaterede besparelser og efterisoleringer på boligopvarmningsområdet samt ændrede forventninger til det fremtidige boligbyggeri, har medført et behov for opdatering af kommunernes varmeetlas.

For de 61 kommuner, som har udarbejdet varmeetlas ved hjælp af ELSAM's EDB-system, er dette arbejde for størstepartens vedkommende gennemført i 2. halvår af 1983.

Det er pålagt samtlige kommuner og amter at udarbejde oplæg til kommunale og regionale varmeplaner. Efter de planlagte terminer for færdiggørelse af disse opgaver skal amter og kommuner være færdige med regionale skitser og kommunale oplæg 1. april 1984. Efter en offentlighedsfase, sker den lokale politiske behandling inden efteråret, og udarbejdelse af regionale og kommunale varmeplaner påbegyndes 1. oktober 1984. I dette arbejde indgår også varmforsyningsovervejelser for det såkaldte område 4, d.v.s områder som ikke hensigtsmæssigt kan forsynes med rørbunden energi. For disse områder er elvarme en aktuel mulighed, især for nyopførte boliger. For centerbyer skal der i mange tilfælde indgå alternativer med lokale kraftvarmeværker.

Kraftværkerne og ELSAM er fortsat til rådighed for kommuner, amtskommuner og energistyreelse, med udarbejdelse af kraftvarmeprojekter i forbindelse med kommunale varmeplanoplæg og vurdering af delplanforslag.

Lokale kraftvarmeanlæg:

Det naturgasfyrede kraftvarmeværk i Ullerslev på Fyn blev idriftsat medio 1983.

Den elproducerende del af værket har en eleffekt på 1,5 MW og en varme-effekt på 2,4 MJ/s. Den samlede anlægspris for såvel el- som varmeproducerende anlæg andrager 19 Mkr., heri indgår dog også en del ekstra registrerings- og kontroludstyr som følge af værkets pilotprojektkarakter.

Arbejdet med opførelsen af decentrale, kulfyrede kraftvarmeværker i Give og Brønderslev fortsætter. Værkerne forventes idriftsat i 1985/86, mens muligheden for idriftsættelse af et kraftvarmeanlæg i Haderslev er udskudt til efter 1990.

Beslutning om opførelse af kraftvarmeværker i Frederikshavn og Hjørring forventes primo 1984.

I udvidelsesplan 1984 indgår yderligere lokale kraftvarmeværker, uspecifiseret med 90 MW i 1991. Værkernes forestilling, om hvilke værker, som eventuelt kunne blive aktuelle, fremgår af bilag 1.2.

2. PLANLÆGNINGS AKTIVITETER

2.1 Kraftvarmeudbygning i 90'erne

Med udvidelsesplan 1982 blev der iværksat en undersøgelse af, hvorledes produktionskapaciteten for fjernvarme i Odense, Aalborg og Esbjerg kunne opretholdes på længere sigt. Undersøgelsen blev kort efter starten udvidet med Trekant-området (Kolding, Vejle, Fredericia).

Baggrunden for undersøgelsen var, at der med forventet langsommere udbygningstakt kunne forudses kapacitetsproblemer i kraftvarmebyerne efterhånden som de ældre anlæg må udrangeres.

Undersøgelsen er baseret på 4 scenarier, som hver især repræsenterer en ensidig satsning i en bestemt retning. Der er således ikke tale om brugbare udbygningsplaner, men fremgangsmåden indebærer, at der beregnes signifikante forskelle, som kan være retningsgivende ved opstilling af egentlige planer.

De 4 scenarier har følgende signalementer:

- 0: Afvikling af kraftvarmeproduktion i takt med skrotning i de 4 byer til år 2005. Fjernvarmen dækkes fra kulfyrede fjernvarmecentraler. Elbehov dækkes af 600 MW kondensationsenheder.
- 1: Udbygning med store enheder, 350 MW i Odense, og ellers 600 MW. Først kraftvarmeenheder og siden kondensationsenheder.
- 2: Udbygning med 200 MW enheder i kraftvarmebyer, øvrige elbehov dækkes af 600 MW enheder.
- 4: Kernekraftudbygning. Odense varmforsynes fra kernekraftværk, øvrige byer som i scenarie 1.

Scenarie 3 er udeladt, da det ligner scenarie 2.

Blandt undersøgelsens mange forudsætninger har enkelte særlig indflydelse på resultaterne:

- El- og varmeprognoser
- Renoverings- og skrotningspolitik
- Anlægspriser, især skalafaktor
- Alternativ varmeproduktion (kul- og oliefyrede reservecentraler)
- Udlandsudvekslinger.

I undersøgelsens 1. etape gennemførtes simuleringer og omkostningsanalyser på slutstadiet, år 2005. Nogle væsentlige konklusioner fremgik allerede på dette grundlag.

I 2. etape gennemførtes driftssimuleringer for hele perioden 1984 - 2005 for at belyse udviklingen i alle 4 scenarier med hensyn til leverings-sikkerhed, energiforbrug og kapitalbehov.

Undersøgelsen forudsætter eventuel manglende kapacitet til kraftvarme-produktion dækket fra kul- og oliefyrede reservecentraler. Brændsels-forbrug og udgifter hertil indgår i resultaterne. Eventuel manglende elproduktion dækkes ved import, som forudsættes købt til en pris sva-rende til variable omkostninger for oliefyret produktion på kondensa-tionsenheder. Udgifterne indgår i resultaterne, men ikke brændsels-forbruget.

Det betyder, at al efterspørgsel efter el og varme forudsættes dækket på den ene eller anden måde i alle 4 scenarier.

Varmeproduktionskapacitet år 2005, ex. reserve og spidslastcentraler.					
Fjernvarmeundersøgelse		Odense	Aalborg	Skærbæk ¹⁾	Esbjerg
Scenarie 0:					
Kulf. varmecentraler	MJ/s	7*100	4*100	3*100	4*100
Scenarie 1:					
Kulf. udtagsenheder	MJ/s	2*450	1*500	1*500	1*500
Scenarie 2:					
Kulf. udtagsenheder	MJ/s	3*250	2*250	2*250	2*250
Scenarie 4:					
Kernekraft	MJ/s	2*350	-	-	-
kulf. udtagsenheder	MJ/s	-	1*500	1*500	1*500

¹⁾ Plus 100 MJ/s fra andre virksomheder

Leveringssikkerhed

Varmeproduktion på oliefyrede varmecentraler år 2005

		Århus	Odense	Aalborg	Skærbæk	Esbjerg
Scenarie 0	%	12,4	3,4	1,7	2,9	1,4
Scenarie 1	%	12,4	7,9	22,1	7,5	17,3
Scenarie 2	%	12,4	7,2	3,8	1,5	4,8
Scenarie 4	%	13,1	1,0	22,1	10,0	17,3

For scenarie 1 og 4 kan de økonomiske resultater forbedres, hvis varme-
produktionssystemerne suppleres med kulfyrede varmecentraler.

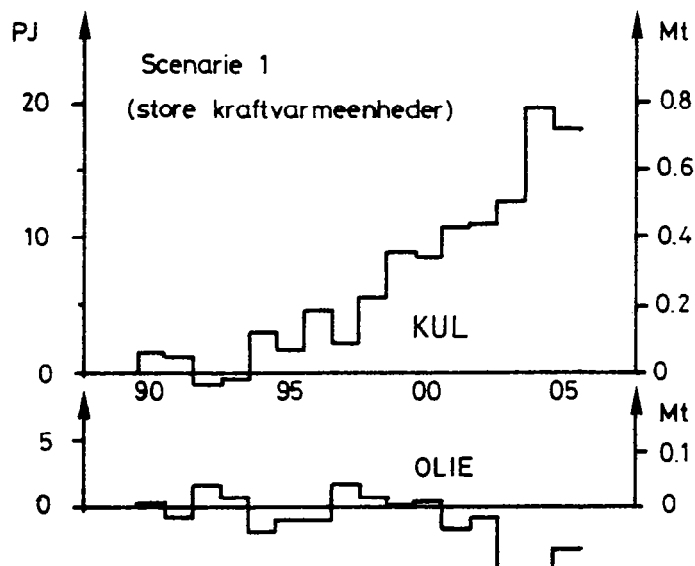
Brændselsforbrug

Brændselsforbrug år 2005

	kul		olie		uran
	PJ	Mt	PJ	1000t	PJ
Scenarie 0 (afvikling af kraftvarmen)	284	11,4	18,4	460	-
Scenarie 1 (kraftvarme på store anlæg)	265	10,6	21,8	545	-
Scenarie 2 (kraftvarme på små anlæg)	265	10,6	18,3	458	-
Scenarie 4 (nuklear udbygning med kraftvarmen)	131	5,2	14,5	363	164

Forskellen mellem 2 af scenarierne illustreres nærmere af følgende figur:

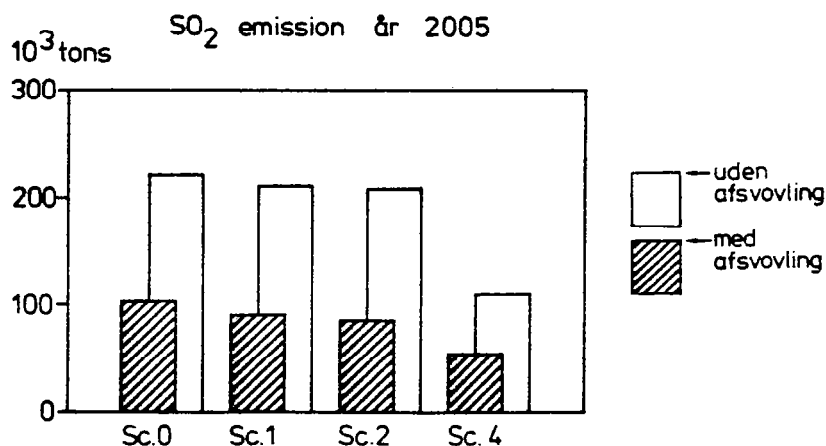
Brændselsbesparelse i forhold til scenarie 0



Kraftvarmeproduktionen i de 4 byer indebærer således en brændselsbesparelse på næsten 1 mill.t kul i år 2005. Oliemerforbruget kan elimineres ved kulfyrede varmecentraler. Scenarie 2 giver praktisk taget samme resultat.

Miljøbelastninger

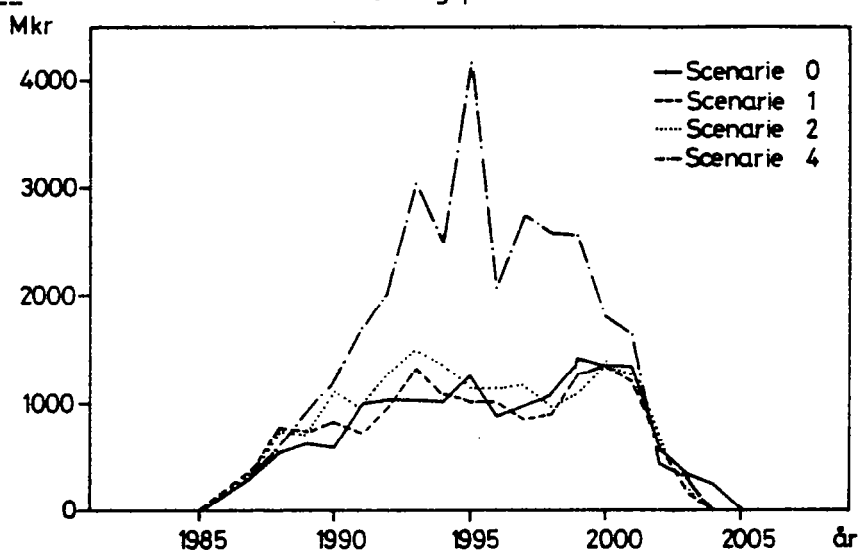
På grund af den aktuelle interesse for svovlforureningen er SO_2 -emissionen beregnet uden og med røggasafsvovling.



SO_2 -emissionen i 2005 for de 4 scenarier (Sc.0 - afvikling af kraftvarmen, Sc. 1 - kraftvarme på store anlæg, Sc. 2 - kraftvarme på små anlæg, Sc. 4 - nuklear udbygning med kraftvarme). Der er regnet med afsvovling på MKS3, MKS4 samt på alle konventionelle el- og kraftvarmeanlæg, der idriftsættes efter 1990. Der er ikke forudsat afsvovling på rene fjernvarmeanlæg.

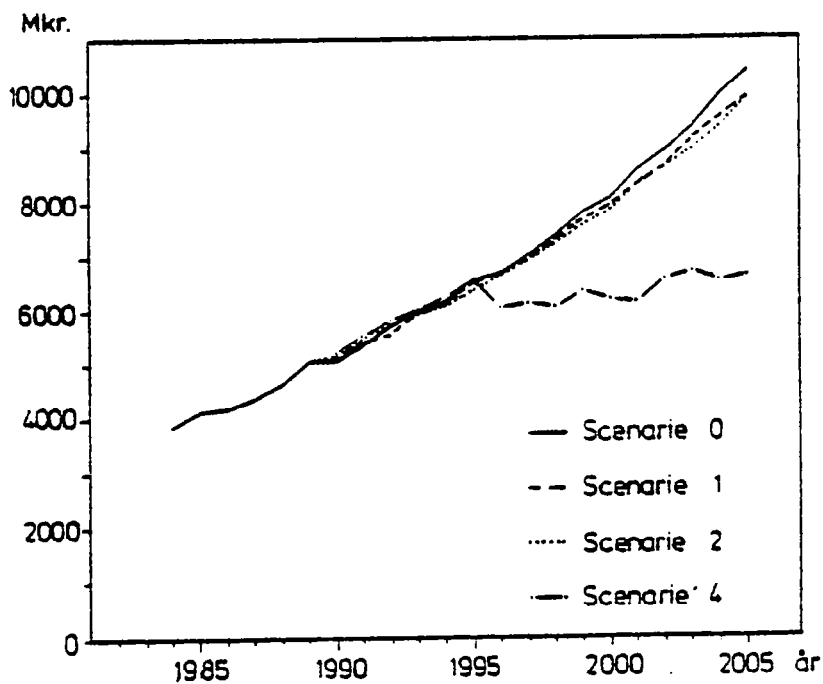
Økonomi

Investeringsprofil



Investeringsprofilen for den nukleare udbygning adskiller sig klart fra de øvrige. Forskellene mellem scenarie 0, 1 og 2 er ikke udprægede. Investeringer til enheder, som idriftsættes efter år 2005, er udeladt.

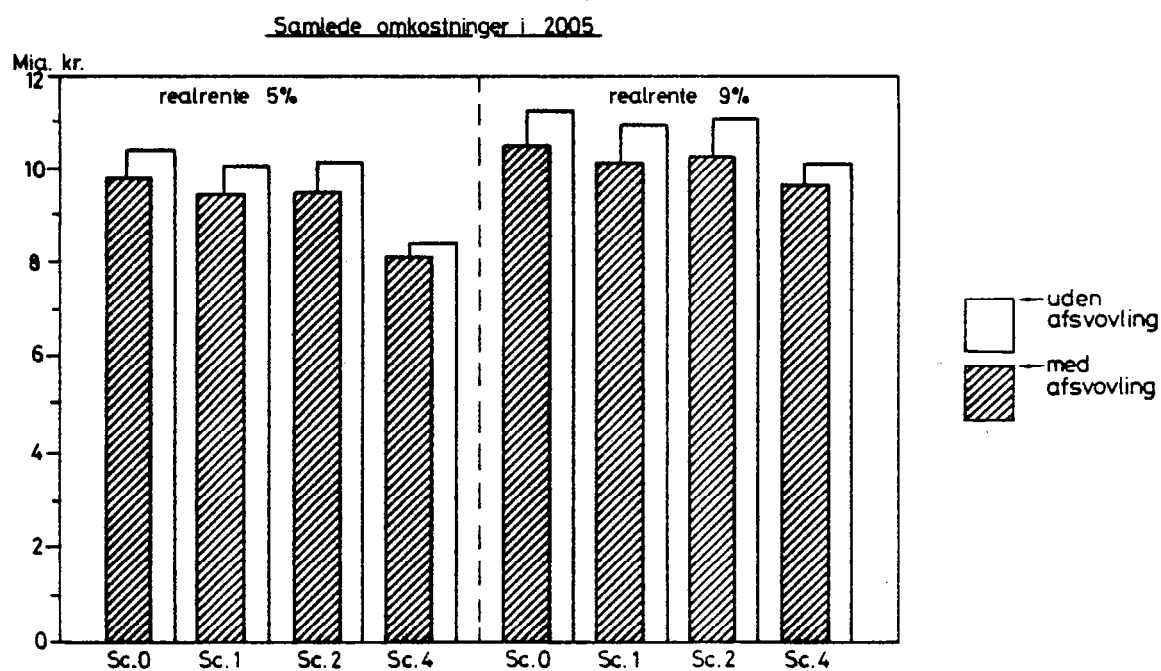
Årlige driftsudgifter



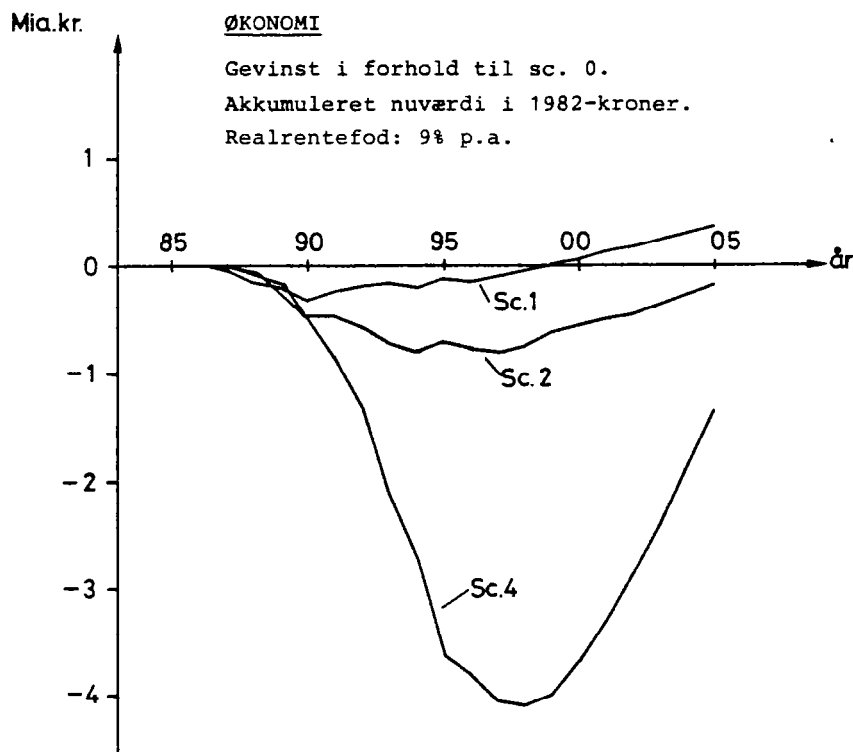
De årlige driftsudgifter (faste 82-kr.) for den nukleare udbygning stagnerer fra idriftsættelsen af den første enhed. For de øvrige scenarier begynder kraftvarmeafviklingen at skille sig ud efter år 2000.

Dette viser, at både kraftvarme- og kernekraftbeslutninger har så lang rækkevidde, at forskellene først begynder at vise sig efter en 15 til 20 års periode. Skrotningerne ligger sidst i perioden, og forskellen mellem scenarierne optræder derfor først i slutningen af den betragtede periode.

Man kan sammenligne udbygningerne ved at beregne summen af faste og variable omkostninger år 2005. Der er regnet i faste 82-kr., 30 års levetid for nye anlæg og en rentefod på henholdsvis 5 og 9% p.a.



Resultaterne tyder på, at kernekraftbeslutningen har en langt større økonomisk betydning end kraftvarmebeslutningerne.



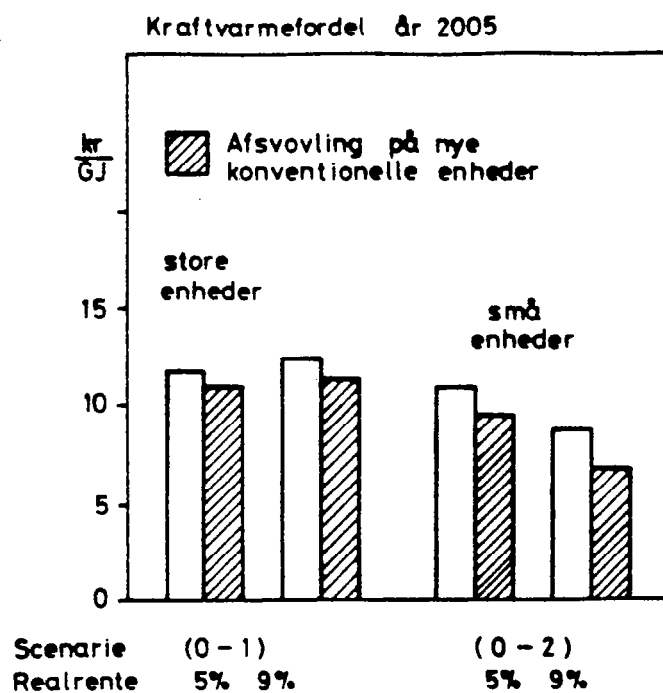
Ved hjælp af forløbet af den akkumulerede nuværdi af alle betalinger kan man danne sig et mere nuanceret billede af de 4 udbygningers økonomiske egenskaber.

Vil man sammenligne nuværdien af alle betalinger, skal anlæggenes restværdi år 2005 tages i betragtning. Herved fremkommer et billede, som minder om "Samlede omkostninger i 2005", dog med mindre udprægede forskelle, fordi planernes driftsmæssige forskelle først gør sig gældende i den undersøgte periodes sidste fjerdedel.

I det følgende forsøges planernes økonomiske forskelle belyst ved hjælp af "Samlede omkostninger år 2005."

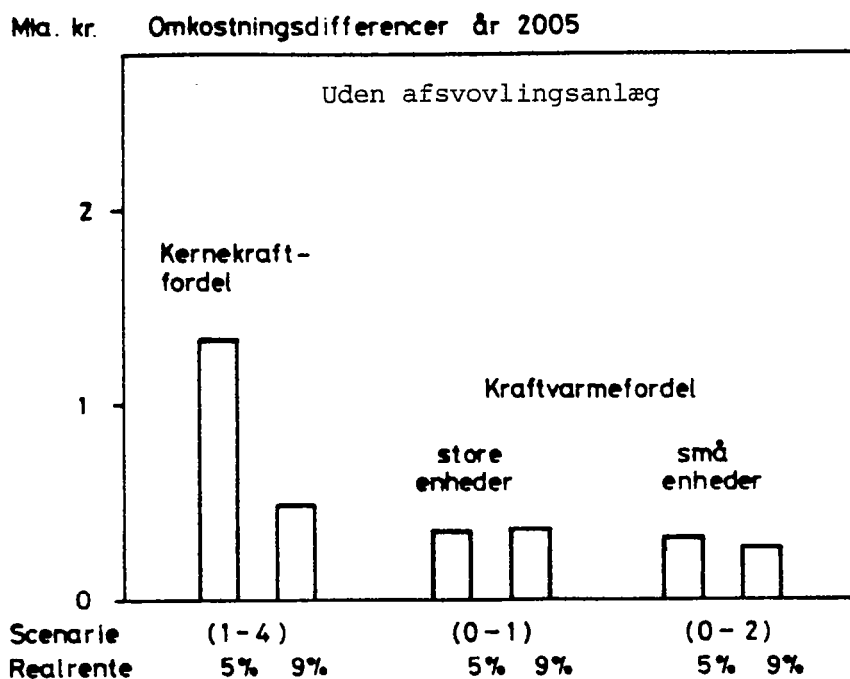
Samlede omkostninger år 2005				
Mkr.	uden afsvovling		med afsvovling	
	5%	9%	5%	9%
realrente				
Scenarie 0 (afvikling af kraftvarmen)	9814	10493	10421	11229
Scenarie 1 (kraftvarme på store anlæg)	9462	10123	10093	10890
Scenarie 2 (kraftvarme på små anlæg)	9487	10231	10138	11029
Scenarie 4 (nuklear udbygning med kraftvarme)	8136	9642	8443	10024

Ved sammenligninger mellem scenarierne 0, 1 og 2 kan man beregne en samlet kraftvarmefordel for de 4 byer. Følgende figur viser denne fordels størrelsesorden pr. GJ, leveret i de 4 byer.



Heraf ses, at kraftvarmefordelen har en signifikant størrelse, selvom både udbygningsmæssige og driftsmæssige ulemper tages i betragtning. Man kan også se, at mindre enheder ved den høje rentefod kan halvere kraftvarmefordelen. Ved bedømmelse af afsvovlingens virkning skal det tages i betragtning, at udbygninger ikke har samme SO_2 -emission i år 2005.

Man kan også beregne en kernekraftfordel, som på følgende figur sammenlignes med kraftvarmefordelen. Kernekraftfordelen er rentefølsom, men øges signifikant ved afsvovling (ikke vist).

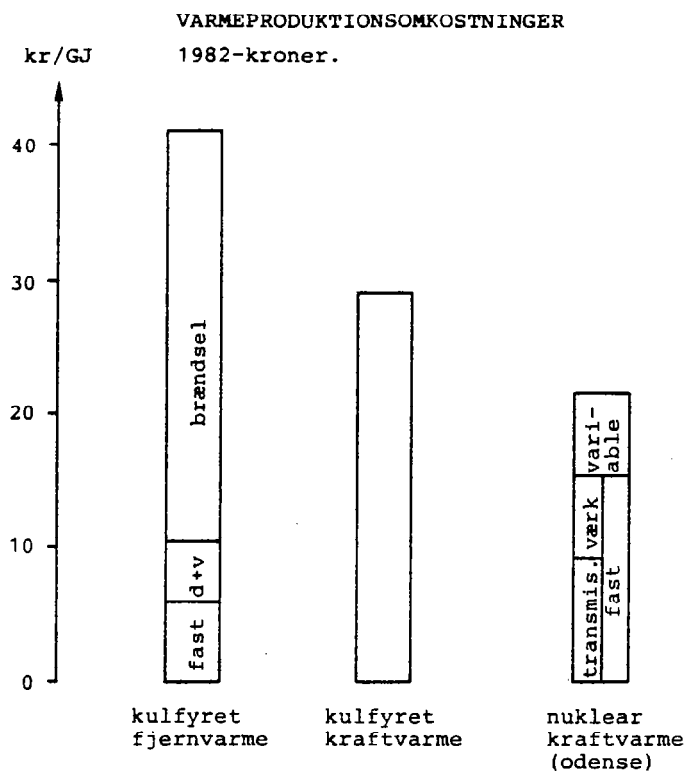


Varmeproduktionsomkostninger

For scenarie 0 kan varmemproduktionsomkostningerne fra kulfyrede varmecentraler beregnes til ca. 41 kr/GJ (kulpris 26 kr/GJ). Sættes kraftvarmefordelen til 11 kr/GJ, kan gennemsnitsomkostningen til kraftvarmeproduktion i de 4 byer anslås til ca. 30 kr/GJ.

Omkostningerne til nuklear fjernvarme til Odense via en 40 km transmissionsledning er beregnet til 21 kr/GJ (9% rente). Herved antydes nogen

størrelsesordener, men resultaterne er følsomme overfor parametervariationer, især vedrørende brændselspriser.



Konklusioner

- Kraftvarmeproduktion vil fortsat være samfundsøkonomisk attraktiv, især ved udbygning med store enheder.
- Fortsat kraftvarmeproduktion på FV, VK, NE/NK og SV reducerer brændselsforbruget med 3/4 million t kul i år 2005.
- Kraftvarmefordelen reduceres ved udbygning med mindre enheder.
- Med nye enheder i 600 MW-klassen opnås den billigste konventionelle udbygning.

- Kraftvarmeudbygningen medfører en ret høj brændselsudnyttelse. I ELSAM-systemet er kraftvarmeandelen så høj, at der må forudses perioder, hvor den bundne elproduktion overstiger efterspørgslen (overløbsproblemet). Dette er mere et økonomisk end et teknisk problem. Det indebærer, at fordelene ved marginale udvidelser af kraftvarmeområder bliver mindre, indtil elbelastningen øges.
- Kernekraftfordelen er langt større end kraftvarmefordelen, både med hensyn til økonomi, miljø og brændselsimport.
- Ved passende dimensionering kan alle kraftvarmesystemer oprettholdes i en nuklear udbygning. Varmeproduktion på et eller flere kernekraftværker vil være fordelagtig.

2.2 Afsvovling

Miljøstyrelsen (forsurningsudvalget) har udarbejdet rapport om emissionsbegrænsende foranstaltninger for SO_2 og NO_x . (litt.henv. (2)). Rapporten foreslår en række begrænsninger af bl.a. udsendelsen af SO_2 fra kraftværkerne. Rapporten er nu fulgt op af et lovforslag fra miljøministeren.

SO_2 -emissionen kan reduceres ved hjælp af røggasafsvovling og/eller reduktion af svovlindholdet i kul. Deponering af affaldsprodukter fra røggasafsvovling er endnu uafklaret.

Værkerne og ELSAM har aktivt deltaget i forsurningsudvalgets arbejde, herunder:

- bestemmelse af anlægsomkostninger ved etablering af afsvovlingsanlæg på nye og eksisterende værker.
- vurdering af driftsmæssige konsekvenser ved forskellige udbygninger med afsvovlingsanlæg.

Problemerne med de eksisterende værker blev bl.a. belyst ved, at der for 9 store enheder i ELSAM-området blev gennemført et forprojekt til belysning af mulighederne for evt. installation af røggasafsvovling.

For fremtidige anlæg bør det undersøges, hvorledes røggasafsvovling kan indpasses på forskellig måde i selve kedelkonstruktionen. Kedler af fluid-bed-typen vil være interessante i denne forbindelse.

Udbygningen af produktionssystemet bør ske på en sådan måde, at den nuværende fleksibilitet ikke forringes på grund af forskellige miljøkrav.

Værkerne og ELSAM undersøger, hvor et fuldskala-anlæg til røggasafsvovling mest hensigtsmæssigt kan placeres, så idrifttagning kan finde sted omkring 1990.

2.3 Udbygning med kernekraft

2.3.1 Myndighedernes indsats

Skiftende regeringer har fremhævet to afgørende spørgsmål for politisk accept af kernekraft i Danmark. Det ene er en tilfredsstillende løsning af affaldsproblemet, og det andet er en tilstrækkelig driftssikkerhed for kernekraftværket.

Det første spørgsmål behandles i forbindelse med elværkernes salthorstundersøgelser, medens det andet undersøges af en projektgruppe i Miljøstyrelsens regie.

Vurdering af salthorstundersøgelsen:

Arbejdet er blevet udført i Miljøstyrelsens regie med bistand fra Reaktor-tilsynet, Sundhedsstyrelsen og Danmarks Geologiske Undersøgelse. Vurderingsrapporten blev offentliggjort ved en pressekonference 15. marts 1984 i Miljøstyrelsen. Fra sammenfatningen og hovedresultaterne bør to konklusioner fremhæves:

- a) Efter arbejdsgruppens vurdering er der ikke påvist forhold, som udelukker deponering af højaktivt affald på betryggende måde i danske salthorste.
- b) Hvis det bliver aktuelt at etablere deponeringsanlæg, er der basis for at iværksætte konkrete forundersøgelser med henblik på at fastlægge en mulig placering af et deponeringsanlæg, og på projekteringen af et eventuelt anlæg.

Reaktorsikkerhedsredegørelsen:

En projektgruppe i Miljøstyrelsens regie har igennem 1982 og 1983 arbejdet på at vurdere driftssikkerheden af kernekraftværker, placeret på de hertil reserverede pladser i Danmark.

Elværkerne er blevet holdt orienterede om forløbet af arbejdet og resultatet heraf i en kontaktgruppe under ledelse af miljødirektøren. Det endelige resultat blev præsenteret i december 1983 i kontaktgruppen og blev offentliggjort ved pressekonferencen 18. marts 1984 sammen med vurderingsrapporten

Af sikkerhedsredegørelsen fremgår, at de reserverede danske pladser er blevet bedømt ved anvendelse af udenlandske retningslinier og ved sammenligning af befolkningstallene omkring de danske og udenlandske pladser. Det viser sig, at de danske pladser må betragtes som gode i forhold til placeringspraksis i udlandet.

Redegørelsen omtaler endvidere vurderingen af, hvor store radioaktive udslip, der kunne ske i tilfælde af reaktorhavari med omfattende kerne-smeltning og brud på reaktorindeslutningen. Tidligere danske vurderinger som f.eks. Landforureningsudvalgets betænkning fra 1981 har været baseret på den såkaldte Rasmussen-rapport fra USA. I redegørelsen nævnes det, at resultaterne af de senere års internationale undersøgelser må tolkes således, at store radioaktive udslip vil være væsentligt mindre sandsynlige end før antaget, og at dette i særlig grad vil gælde nye, moderne anlæg.

I en skrivelse fra miljødepartementet af 19. marts 1984 er det oplyst, at miljøministeren på baggrund bl.a. af ovenomtalte rapporter i maj måned 1984 skal give en redegørelse til folketinget om affalds- og sikkerhedsproblemer ved anvendelse af A-kraft i Danmark.

Det oplyses videre i brevet, at regeringen har besluttet, at rapporterne - inden miljøministeren afgiver sin redegørelse - skal udsendes til høring hos en række organisationer og institutioner (herunder elværkerne).

Energiministeriets indsats:

I Energiministeriet udarbejdes en sammenfattende redegørelse om anvendelse af henholdsvis kul- og kernekraft i el-produktionen. Der redegøres for følgende forhold:

Behov for installeret effekt i el-sektoren, forsyningssikkerhed, produktionsøkonomi samt miljøeffekter fra el-produktionen.

Departementerne i henholdsvis Energi- og Miljøministerierne vil koordinere den politiske behandling af de omtalte redegørelser. Denne behandling forventes at finde sted i foråret 1984, men det er uvist, hvilke afgørelser der eventuelt vil blive truffet på det foreliggende grundlag.

Størst interesse er samlet om et forslag om at fremlægge hovedresultaterne fra de mange undersøgelser for offentligheden ved hjælp af en eller anden oplysningsvirksomhed. Det kunne ske over en periode på ca. et års tid og betragtes som en forberedelse til en folkeafstemning engang i 1985 om kernekraftens indførelse.

Kernekraftøkonomi:

I løbet af 1983 er der gennemført en revurdering af anlægsudgifterne for store kul- og kernekraftanlæg bygget på nye pladser. Resultaterne er løbende tilgået energiministeriets økonomiarbejde. Til brug for undersøgelsen er der hentet bistand fra Framatome, KWU og ASEA-Atom.

Som et hovedresultat viser det sig, at der er sket en kraftig stigning af forholdstallet mellem specifikke anlægsudgifter til henholdsvis kerne- og kulkraftværker. Ved sammenligning med kulfyrede anlæg, der ikke er udstyret med udstyr til svovlrensning, er forholdstallet steget til ca. 2,4. Ifølge det datamateriale, der danner baggrund for "Energiplan 81", var forholdstallet dengang ca. 2,0. Denne værdi bibeholdes i øvrigt, hvis vi i dag sammenligner kerne- og kulkraftværker, hvor de sidstnævnte er forsynet med svovlrensning.

Det må konkluderes, at selv i den ny situation efter revurdering må det forudses, at det er lønsomt at producere på kernekraftanlæg. Bilag 2.1 illustrerer lønsomheden.

Kernekraft og kraftvarme:

I undersøgelser omkring nye produktionsanlæg i kraftvarmebyerne har der været medtaget et scenarie med et kernekraftanlæg, placeret på Fyn og idriftsat 1995. Til udbygningen hører en transmissionsledning for fjernvarmen fra Storebælt til Odense. Afhængig af transmissionsledningens længde kan der føres fjernvarme frem til Odense fra kernekraftværket til priser, der kan konkurrere med kulfyrede anlæg på Fynsværket.

2.4 Samkøringsforbindelser

De seneste års betydelige udvekslinger med udlandet har naturligt nok skærpet interessen for nye forbindelser til udlandet og over Storebælt.

Der har aldrig kunnet demonstreres overbevisende samfundsøkonomisk lønsomhed for en forbindelse over Storebælt. Der er udarbejdet forslag til en aftale mellem ELKRAFT og ELSAM. De to bestyrelser tager spørgsmålet op til ny vurdering i løbet af 1986, med mindre særlige forhold begrunder en fremsyndelse.

I Norge har Energidirektoratet under NVE i samarbejde med ELSAM undersøgt nytteværdien af en udvidelse af Skagerrak-forbindelsen med en pol 3 på ca. 325 MW. Da der fra 1990 ventes bedre balance i Norge mellem fastkraftefterspørgsel og produktionsmuligheder, og da man har i sinde at udbygge markedet for tilfældig kraft, viser undersøgelsen en forholdsvis lav rentabilitet for projektet. Der er indledt forhandlinger med Statskraftverkene (ligeledes under NVE) for at søge et beslutningsgrundlag tilvejebragt.

Den nuværende Norgeskontrakt kan af hver af parterne opsiges med fem års varsel, dog tidligst med virkning 15 år efter idriftsættelsen.

Forbindelsen til Tyskland kan, afhængigt af temperaturen, overføre 820-935 MW i sydgående retning. Når der skønnes behov for det, kan overføringsevnen udvides til ca. 1350 MW ved, at 150/220 kV transformeren i Ensted på 200 MVA erstattes af en større. Den nuværende transformer er fra 1962. Ophængning af system nr. to på 400 kV-forbindelsen fra Kassø til NWK (Audorf) er også en mulighed.

Konti-Skan-forbindelsen til Sverige er på 260 MW. Også her har en udvidelse været under overvejelse, men der er hidtil ikke fundet grundlag for konkrete forslag.

2.5 Vindkraft

ELSAM har siden 1977 deltaget i "Energiministeriets og Elværkernes Vindkraftprogram". De vigtigste aktiviteter omfatter:

- drift- og måleprogram for Nibe-møllerne (630 kW)
- videreudviklingsprojekter på større møller
- vindkraft i elsystemet.

Drift- og måleprogram for Nibe-møllerne, 2 x 630 kW

Ved årsskiftet 1983/84 har mølle A været tilsluttet nettet i 5656 timer, og produceret ialt 1226 MWh, og mølle B 3910 timer og produceret 928 MWh.

Videreudviklingsprojekt

For at videreføre vindkraftundersøgelserne, med henblik på en afklaring af muligheder og begrænsninger, er det nødvendigt at opføre nye anlæg. Dette kan bedst ske ved, at:

1. opføre en vindmøllepark af møller i Nibe-størrelsen.
2. opføre en større forsøgsmølle med rotordiameter 60 m og en installeret effekt på 2000 kW.

Ad 1. ELKRAFT har påtaget sig at forestå denne opgave.

Det er planen at opføre 5 møller på Masnedø, hver på ca. 630 kW. Der er tale om en "kommercialiseret" udgave af Nibe-B-møllen.

Møller indkøbes fra Dansk Vindteknik A/S og vil give erfaring i udvikling og bygning af en mindre serie af møller. Desuden opnås erfaringer fra installering, produktion og drift af møller i en vindmøllepark.

De samlede udgifter er anført til ca. 60 mio.kr.

Ad 2. Det er tidligere aftalt, at ELSAM i givet fald påtager sig denne opgave.

Det er planen at opføre en vindmølle af samme type som Nibe-B, men med en vingediameter på 60 m og en installeret effekt på 2000 kW.

Alle foreliggende undersøgelser tyder på, at der opnås en billigere produktion på større møller end på Nibe-møllerne. En øvre grænse er ikke fastslået, men en diameter omkring 60-70 m synes der p.t. at herske ret bred enighed om i Europa.

Der er i foråret 1983 udarbejdet et overslag over omkostningerne til opførelse af den store mølle:

Prisniveau medio 1983, excl. moms: 42-50 mio.kr.

Systemudvikling samt vingeudvikling til ialt 8 mill.kr. er udført inden for "Energiministerets og Elværkernes Vindkraftprogram".

Endelig nævnes, at Energiministeriet, til udvikling af et specielt måleprogram har, bevilget godt 5 mill.kr.

Bestyrelsen godkendte den 10. februar 1984, at projektering foretages i ELSAM-regi. Det sker med henblik på, at bestyrelsen i sidste halvdel af 1984, forudsat at de indhente tilbud og foreliggende tilskudsmuligheder er acceptable, kan godkende opførelse af den nævnte 2 MW-mølle.

Vindkraft i elsystemet

Der er gennemført en indledende vurdering af konsekvenserne for elsystemet ved udbygning af et større antal vindmøller (litt.henv. (3)). Der er bl.a. behov for yderligere undersøgelse af de øgede reguleringskrav, det øvrige elsystem udsættes for.

2.6 Naturgas-fyring

Brændselsforbruget på kraftværkerne sammensættes i dag af ca. 97% kul og 3% fuel-olie. Olieforbruget optræder ved:

- start og stop af kraftværker
- start og stop af kulmøller
- oliestøttefyring
- havari på kulfyringsanlæg.

På forespørgsel fra Energiministeriet, er det blevet oplyst, hvilke mængder fuel-olie, der kan tænkes erstattet med naturgas, samt hvilke ombygningsomkostninger naturgasfyring på værkerne vil medføre. Ombygningsomkostningerne sammensættes af anlægsinvesteringer og øgede driftsomkostninger på grund af mistet kulfyringskapacitet under ombygningsperioden.

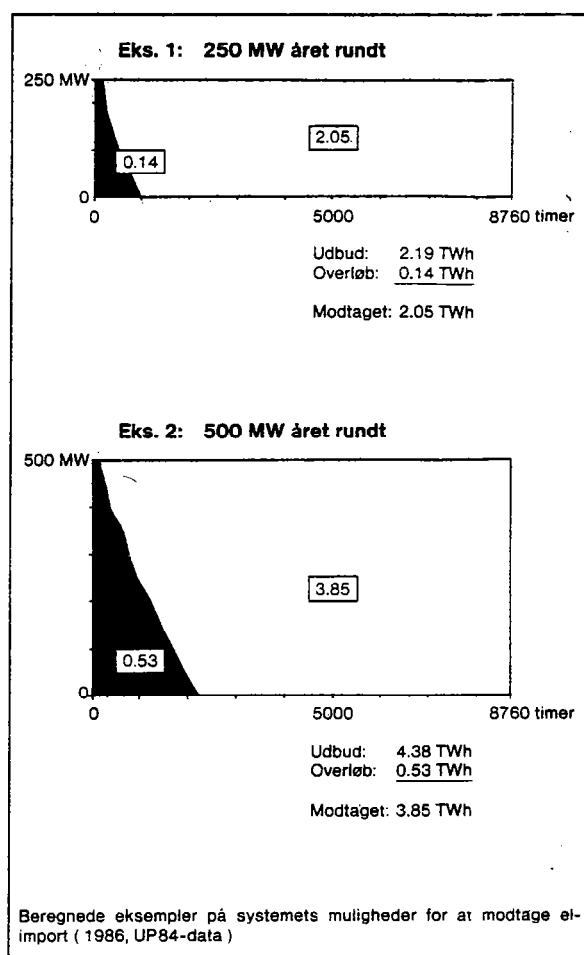
På basis af disse oplysninger kan D.O.N.G. vurdere samfundsøkonomien ved naturgasfyring på kraftværker.

Igangværende aktiviteter til reduktion, eller erstatning af restolieforbrug med kul, vil kunne medføre, at naturgassen hovedsagelig vil fortrænge kul.

2.7 Elektrokedler

Når den bundne produktion af el overstiger forbruget, taler man om et overløb. Med de foreliggende prognoser er eloverløbet ikke noget væsentligt problem, sålænge der ikke skal afsættes importeret el.

Imidlertid forventes det, at der tilbydes os en del udenlandsk energi i de nærmeste år. I det omfang, importen medfører oliestøttefyring, stop af kondensationsenheder eller afvisning af modtryksproduktion, bliver marginalprisen særdeles lav.



Figur 2.1 Importmuligheder i 1986.

Omfanget af dette overløb er søgt anskueliggjort på fig. 2.1. Det indebærer samtidig mulighed for at afsætte billig energi, hvis der fandtes efterspørgsel med substitutionsmuligheder.

Det undersøges, om elektrokedler til reduktion af fuelolieforbruget på fjernvarmecentraler kan etableres, idet følgende forudsætninger søges opfyldt:

- afskrives på højst 5 år.
- må ikke berøre kulfyret fjernvarme, kraftvarme-, naturgas eller overskudsenergiprojekter.
- skal have gunstige forsyningsmuligheder fra eksisterende net.

Undersøgelsesresultatet vil blive sendt til energiministeriet som udgangspunkt for ministeriets vurdering af ønskeligheden af indførelse af elektrokedler i energiforsyningen og muligheden for, at elleverancer til elektrokedler fritages for elafgift eller beskattes på linie med den fortrængte olie.

3. PRIMÆRBRENDSEL

3.1 Kul

Det var ventet, at 1983 ville bringe nogen stabilisering på kulmarkedet efter et år med svigtende efterspørgsel. Dette har imidlertid ikke været tilfældet, idet kulpriserne fortsatte med at falde hele året igennem. Denne udvikling har haft markante følger for de kuleskporterende lande.

Storbritanien har rekordstore lagre og fortsætter derfor med at udbyde kul på eksportmarkedet. Da priserne her ligger væsentligt under produktionsomkostningerne, vil Storbritanniens nuværende eksportstatus sandsynligvis ændres i takt med, at der skabes en bedre balance mellem udbud og efterspørgsel på hjemmemarkedet.

Vesttyskland har ligeledes store lagre, men er ikke i samme grad som Storbritanien gået ud på det internationale eksportmarked. På længere sigt forventes det ikke, at Vesttyskland vil eksportere større kvanta, idet der snarere regnes med en øget kulimport.

Polen markerer sig atter stærkt på kulmarkedet, og forsøger med en aktiv prispolitik at generobre tabte markedsandele. Leverancer til ELSAM vil igen finde sted i 1984.

Sydafrika er i gang med en udvidelse af havnen i Richards Bay, der i løbet af 1985/86 vil forøge eksportkapaciteten med ca. 20 mill. ton til 45 mill. ton. Med den nuværende lave efterspørgsel må Sydafrika imidlertid imødesee vanskeligheder med at udnytte eksportkapaciteten fuldt ud de første år på trods af, at de sydafrikanske priser er blandt markedets laveste.

USA, der i 1980-81 oplevede en kraftig eksportfremgang, er hårdest ramt af de faldende priser og den lave efterspørgsel. Kulpriserne ligger nu væsentligt under de amerikanske produktions- og transportomkostninger, og det forudses, at kuleeksporten i de nærmeste år vil reduceres til under halvdelen af 1981-niveauet. En væsentlig årsag til det høje amerikanske prisniveau er de amerikanske jernbaners uacceptable takstpolitik, som er præget af banernes monopolagtige stilling.

I modsætning til USA har Canada en fornuftig jernbanetakst-politik, som gør, at Canada på trods af lang vej fra mine til havn kan konkurrere med USA både i Østen og Europa. Fjernøsten er imidlertid det naturlige marked for Canada, på grund af den korte transportafstand, og derfor må Canada betragtes som marginal leverandør til det europæiske marked. ELSAM har tegnet kontrakt om levering af vestcanadiske kul fra en ny-åbnet mine, udskibet i Vancouver. De første leverancer ventes i slutningen af 1984 eller begyndelsen af 1985.

Australien har formået at øge kuleeksporten til de fjernøstlige lande i 1983, godt hjulpet af en devaluering først på året. Kuleeksporten i 1980'erne forventes imidlertid langt fra at nå tidligere opstillede mål, fordi Japans hidtidige optimistiske forbrugsprognoser er revideret kraftigt i nedadgående retning, og japanerne har derfor nedskåret allerede kontraherede mængder fra Australien for de kommende år. Flere miner imødeser derfor afsætningsvanskeligheder, og enkelte er allerede lukket.

Kinas fremtidige eksport forventes først og fremmest at gå til Japan, der også finansierer udbygninger af infrastrukturen. Der ventes ingen nævneværdig eksport til Europa.

USSR har verdens største kulreserver, men kulproduktionen har været for nedadgående siden 1978. De største reserver ligger i Østsibirien, og eventuel eksport forventes hovedsagelig at gå til Japan, Korea og andre asiatiske lande.

Bortfaldet af de ellers stigende polske leverancer i 1980/81 til det vestlige USSR, hvor forbruget er størst, har medført, at man i stigende grad vil forsyne det vestlige USSR med elektricitet, produceret ved de fjerntliggende kulfelter. På længere sigt regnes der ikke med USSR som væsentlig kulleverandør, selvom der fra tid til anden kan blive tale om spotleverancer.

Colombia er første større nye leverandør på markedet via Exxons engagement i Cerrejon-projektet, hvorfra ELSAM får de første leverancer i anden halvdel af 1985.

Nye større leverandører kan ikke forventes de første 10-15 år, selvom ressourcerne absolut er til stede i mange lande, f.eks. i Botswana, Mozambique, Indonesien m.fl. Kortlægningen af kulressourcerne er imidlertid utilstrækkelig, og en effektiv udnyttelse til eksportformål kræver enorme investeringer i blandt andet infrastruktur, som disse lande ikke kan klare alene. Opbygningen af en kuleksport fra disse lande afhænger derfor i høj grad af international bistand på såvel det tekniske som det finansielle område.

Sammenfatning

Det lave prisniveau på kulmarkedet har medført, at flere miner - især i USA - er lukket, og mange nye mineprojekter er udskudt eller helt skrinlagt. Det kan derfor forudses, at der inden for en kortere årrække igen vil opstå et ugunstigt forhold mellem udbud og efterspørgsel med højere realpriser til følge.

ELSAM forsøger gennem kulkontrakter med nye mineprojekter at modvirke denne tendens, blandt andet kan nævnes aftalen om levering af kul fra Colombia fra 1985 og fra Vestcanada fra slutningen af 1984. Endvidere foretager ELSAM løbende vurderinger af nye forsyningsmuligheder.

3.2 Olie

Olieforsyningssituationen har siden 1978 været præget af de skiftende situationer i Iran. Siden den politiske omvæltning i Iran har der ikke været nogen direkte mangel på olie på verdensmarkedet, selv om olieproduktionen i både Iran og Irak har været meget lille.

Den manglende produktion er blevet opvejet af en øget produktion i andre lande og af et reduceret forbrug forårsaget af besparelsesforanstaltninger og økonomisk krise.

Selv om der ikke har været vanskeligheder med at fremskaffe den nødvendige fuelolie til kraftværkerne, er der dog sket en ændring i forsyningsmønstret. For nogle år siden var de store olieselskabers produktion tilrettelagt således, at de selv raffinerede råolie nok til at dække deres salg til slut-

forbrugere af lette produkter som benzin og gasolie. Til gengæld havde de så et overskud af fuelolie, der blev afsat til storforbrugerne til relativt lave priser.

I dag tilrettelægger de store selskaber deres produktion således, at de er i balance, hvad fuelolie angår. Et underskud af de lettere produkter bliver dækket ind ved spotkøb. Denne omskiftning har betydet, at ELSAM ikke længere har langtidskontrakter med de store selskaber, men får næsten al olie fra de mindre internationale olieselskaber.

Ved at gå fra en stor andel af kontraktleverancer til spotkøb er variationen i olie kvaliteten blevet større.

Samtidig med det forandrede forsyningsmønster er olie kvaliteten generelt blevet dårligere på grund af raffinaderiernes nye krakningsanlæg, der om-danner normal fuelolie til benzin og gasolie samt en rest fuelolie af ringere kvalitet. Hovedparten af den normale fuelolie går nu til krakning, således at kraftværkerne nu næsten kun får den krakkede olie. Det må for-udses, at den ringe fuelolie kvalitet på visse værker vil nødvendiggøre anordninger til fyringsforbedringer.

3.3 Uran

Uranmarkedet (spotmarkedet) toppede prismæssigt i 1979 ved en pris på 43 US\$/lbs U_3O_8 . Prisen faldt derefter frem til efteråret 1982, hvor den nåede 17 US\$/lbs U_3O_8 . Prisen er i efteråret 1983 ca. 23 US\$/lbs U_3O_8 og igen stigende.

Priserne for langtidsleverance af uran har vist sig mere stabile, dog har spotmarkedets priser en vis afsmitning. I 1982 lå priserne for 80% af den uran, der blev leveret til Euratom, mellem 28 og 38 US\$/lbs U_3O_8 . De kontrakter, der indeholder indeksregulering af priserne, har de højeste priser, og de, der indeholder årlige genforhandlinger, har de laveste priser.

Den vestlige verdens lagre af uran er for tiden ca. 160.000 tons U, hvilket svarer til 4-5 års produktion og den årlige produktion overstiger forbruget med omkring 20.000 tons U. Da den nukleare udbygning stadig sker meget langsomt, vil uranlagrene ikke være bragt ned til et rimeligt niveau før midt i 1990'erne.

Der er overskudskapacitet for konversion af U_3O_8 til UF_6 , for berigningstjeneste og for fabrikation af uranbrændsel. Desuden er ny kapacitet under bygning.

3.4 Brændselspriser

Kul og olie

Prisprognosen og historiske priser for olie og kul er revideret som vist i bilag 3.1. Priserne er angivet som gennemsnitlige cif-priser i faste 1983-kroner an storhavn. Der skal derfor tillægges de omkostninger, der indgår i elprisens brændselsandel (brændselshåndtering, transitomkostninger m.m.) og de finansieringsomkostninger, der kan relateres til brændslet (forrentning og afskrivning af havne- og håndteringsanlæg samt forrentning af brændselslageret).

For både kul- og olieprisernes vedkommende forventes det, at den årlige realprisstigning i perioden til 1994 vil blive ca. 2%. Dette naturligvis forudsat, at der ikke indtræffer nye økonomiske kriser eller opstår krige i områder, hvor væsentlige dele af kul- eller olieproduktionen foregår.

Usikkerheden omkring brændselsprisprognosen er illustreret i bilag 3.1., hvor brændselsprisbåndene er angivet. Den mindste forskel mellem kul- og olieprisen er angivet til ca. 12 kr/GJ for perioden 1983-1994, mens den gennemsnitlige prisforskel på grundlag af de viste prisbånd kan udregnes til ca. 23 kr/GJ. Den seneste tids udvikling på oliemarkedet bevirker, at prisforskellen i de kommende år i længere perioder kunne blive mindre end de nævnte 23 kr/GJ. I disse betragtninger er der ikke taget hensyn til Folketingets beslutning af 20. januar 1983 vedrørende aftrapning af importen af sydafrikanske kul. Konsekvenserne vurderes i øjeblikket, men beslutningen vil uden tvivl medføre højere kulpriser og mindre prisgab.

Til planlægningsformål undersøges konsekvenserne af en forskel mellem kul- og olieprisen på ned til 12 kr/GJ svarende til for eksempel et fald på 20% i olieprismiveauet beregnes.

Kul

Prisprognoserne er angivet med en øvre og nedre grænse, hvorimellem priserne må forventes at svinge afhængigt af de aktuelle markedsforhold. Udgangspunktet for kulprisprognosen er, at markedet vil svinge omkring produktionsprisen i de lande, der er prisførende, og som er nødvendige for Europas kulforsyning, det vil sige først og fremmest USA og i mindre omfang Canada og Australien. Sydafrikas, Polens og Storbritanniens rolle er anderledes.

Sydafrika har ekstremt lave produktionsomkostninger og er derfor i stand til at konkurrere selv under meget ugunstige markedsforhold. Polen ønsker, af valutamæssige årsager, at bevare kuleksporten og sætter priserne herefter. Storbritannien eksporterer kul til konkurrencedygtige priser, der ligger langt under produktionsomkostningerne, i perioder hvor hjemmemarkedsforbruget er lavt.

I perioder med lav efterspørgsel vil det derfor kun være de mest effektive producenter i USA, der kan opretholde eksporten, og priserne vil bevæge sig mod priskurvens nedre grænse.

Canada og Australien må betragtes som marginale leverandører til det europæiske marked, idet disse landes naturlige marked er Det fjerne Østen. Leverancer til Europa skyldes derfor ikke alene prismæssige forhold, hvor Canada og Australien har svært ved at konkurrere på grund af transportomkostningerne, men også ønsket om at sprede importen/eksporten på flere lande.

Desuden er interessen for at åbne nye miner i et lavt marked begrænset, og en efterspørgselsstigning vil derfor resultere i stigende priser, indtil ny produktionskapacitet er tilvejebragt, hvilket erfaringsmæssigt tager 3-4 år, hvorefter priserne igen vil stabiliseres eller falde.

Olie

Fastsættelse af en oliepris til planlægningsformål er yderst vanskelig på baggrund af de voldsomme prisstigninger, der har været i de senere år. Olieprisen har tidligere været politisk fastsat.

Der kan håbes på en roligere prisudvikling i fremtiden, idet forbruget er blevet reduceret og OPEC-leverancerne udgør en faldende andel af de samlede leverancer.

Markedssituationen for råolie ultimo 1983 er præget af overskydende produktionskapacitet, specielt i OPEC-landene. For at undgå at enkelte lande underbyder de andre for at få afsat olie, er der indført produktionskvoter. Dette, sammen med prisnedsættelse først i 1983, har betydet en forholdsvis stabil oliepris. På kort sigt må det forventes, at OPEC kan holde olieprisen, eller eventuelt må acceptere et mindre fald.

På længere sigt er OPEC-landene naturligvis stærkt interesseret i at afstemme udbudet med efterspørgslen for derved at sikre de nødvendige indtægter til at stabilisere den vaklende økonomi i de ikke-arabiske OPEC-lande og til at dække de kraftigt voksende udviklingsudgifter i alle OPEC-landene. Olieselskaberne er også interesseret i at holde priserne oppe, da de har investeret i nye dyre felter i lande uden for OPEC. Disse felter er kun rentable med de nuværende eller højere oliepriser.

Uran

Det historiske forløb for de nukleare brændselsomkostninger er vist i bilag 3.1, og en fremskrivning af prisen er skitseret. Marginalomkostningerne er i 1983-kr. 7,30 kr/GJ, hvoraf råurandelen udgør 1,30 kr/GJ (spotmarked). Resten af prisen udgøres af konversion, berigning, fabrication og backend (oparbejdning, slut-deponering m.m.).

Det antydede forløb for prisudvikling, svarer i den øvre grænse til en fordobling af råuranpriserne. Den nedre grænse og også mest sandsynlige svarer til langtidskontrakter. Begge vurderinger refererer til 1983-kroner og er således excl. inflation. Den anvendte dollar-kurs er 910.00.

4. BELASTNINGSFORHOLD

4.1 Prognose for elbelastningen

4.1.1 Konjunkturudviklingen

Efter den langvarige lavkonjunktur 1980/81 kendetegnedes dansk økonomi i 1982 af en vækst i forbrug og produktion. Anlægsarbejderne til forberedelse af ilandføringen af nordsøenergien virkede eksempelvis aktivitetsfremmende, og finanspolitikken var mindre stram end de forudgående år. Mod forventning blev der dog ikke tale om noget internationalt opsving, hvorfor en ny finanspolitisk opbremsning var uundgåelig.

Dette er noget af baggrunden for, at den hjemlige økonomiske fremgang i 1983 blev lidt mindre, men måske mere stabil, end i 1982. Den internationale økonomiske genrejsning er nu umiskendelig, ligesom der er tegn på, at den danske aktivitetsudvidelse er ved at brede sig til erhvervsinvesteringsområdet. Den kraftige investeringsaktivitet på energiområdet har dog foreløbig toppet.

Disse skiftende konjunkturer indvirker direkte på elforbrugsudviklingen.

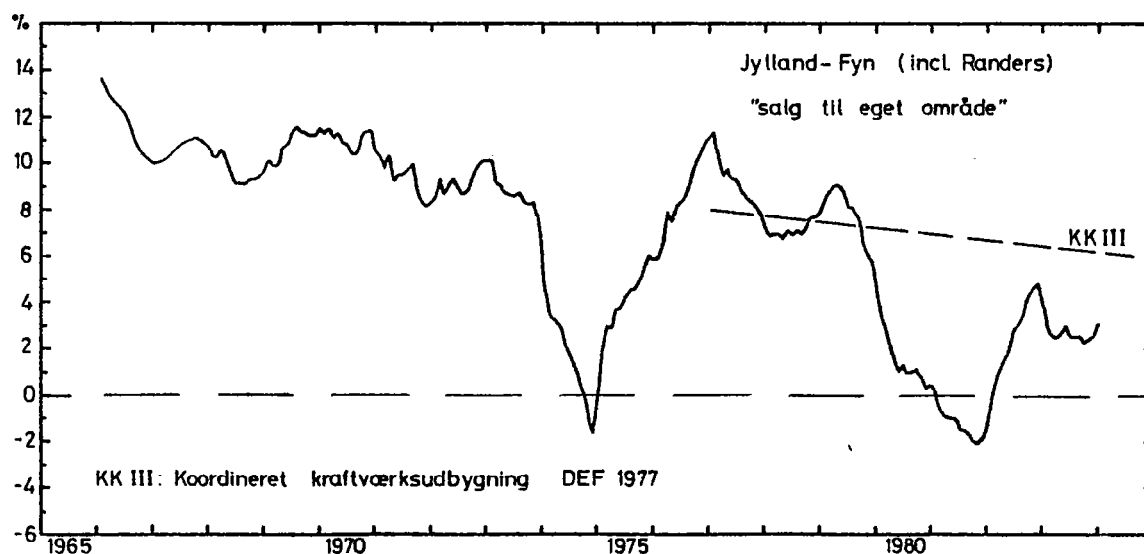


Fig. 4.1 Elforbrugets procentiske stigning.

Stigning i løbende 12 mdr.'s forbrug i forhold til de foregående 12 mdr.'s forbrug.

4.1.2 Aktuelle tendenser i elforbrugsudviklingen

Elforbruget har været unormalt højt juni og juli 1982, samt juli og august 1983 på grund af varme og tørke. Udsvinget er især udpræget i landbrugssektoren. Desuden var elforbruget højt i december 1981 og januar 1982 som følge af stærk kulde, mens mildt vejr reducerede forbruget i januar 1983. Sammenfattende vurderes, at vejret forbigående har forøget det jysk-fynske elforbrug med 0,8% i 1982 og 0,5% i 1983.

Ud over disse klimaeffekter, udviser det jysk-fynske elforbrug en vedholdende stabil vækst i erhvervssektorerne. Man kan undre sig over, hvorfor denne konjunkturreffekt øjensynligt ikke også kan iagttages i elforbruget øst for Storebælt. Forklaringen skal næppe udelukkende søges i en geografisk erhvervsforskydning fra Storkøbenhavn mod det jysk-fynske område. Den sjællandske elforbrugsudvikling kompliceres dels af de specielle forhold for et par enkelte meget store forbrugere og dels af den relativt store sjællandske elvarmeandel, hvor både graddage og generelle varmebesparende foranstaltninger gør sig stærkt gældende.

Også i det jysk-fynske område er elvarmebelastning og dermed elforbrugets temperaturafhængighed stigende, på grund af installationen af varmepumper, samt en udbredt brug af løse elradiatorer, varmluftblæsere og lignende i særligt kolde perioder.

Med udgangspunkt i forsyningsselskabernes indberetninger er den sammenfattende tabel 1 opstillet

Tabel 1: Det jysk-fynske elforbrugs fordeling på forbrugssektoren (niveau: salg til forbrugere).							
	1981 TWh	% stigning	1982	% stigning	1983	% stigning	1984
Bolig	3,59	3,3	3,71	2,6	3,81	2,7	3,91
Landbrug	1,54	4,6	1,61	3,5	1,67	1,8	1,70
Industri	3,35	6,6	3,57	3,1	3,68	3,7	3,82
Service	3,06	2,6	3,14	2,8	3,23	3,3	3,34
Total	11,54	4,3	12,03	3,0	12,39	3,1	12,77

1981, 1982: DEF's 23 kategori statistik

1983, 1984: Forsyningsselskabernes fremskrivning (forår 1983) justeret i overensstemmelse med den seneste udvikling.

4.1.3 Generelle økonomiske forudsætninger

Efter 1984 anvendes samme økonomiske forudsætninger som i UP83 og betegnelsen for det øvre og nedre grænsetilfælde bibeholdes:

"Stabil økonomisk vækst"

"Lav økonomisk vækst"

(jvf. UP83)

Forudsætningerne for indeværende år baseres på finansministeriets og Det økonomiske Råds publikationer.

Elprisfremskrivningen tager udgangspunkt i ELSAM's økonomiafdelings langtidsbudgetter fra efteråret 1983. Elafgiften sættes til 15½ øre/kWh.

4.1.4 Særlige forhold med indflydelse på elforbrugsudviklingen

Fra tid til anden forekommer der afgørende forskydninger i elforbrugsudviklingen, som ikke har nogen entydig forbindelse til de generelle økonomiske forudsætninger.

Vigtige faktorer er boligbyggeriets og erhvervsudviklingens struktur og omfang vest for Storebælt. Husholdningernes og erhvervslivets motivation og praktiske muligheder for at spare på energien eller erstatte nogle former for distribueret energi med andre spiller ligeledes en rolle.

For at forbedre behandlingen af disse forhold er nogle nye forbrugsstatistikker under etablering, koordineret af en arbejdsgruppe under DEF's statistikudvalg. Herved skabes indblik i belastningsudviklingens fordeling på de forskellige forbrugssektorer måned for måned.

Et udvalg med repræsentanter fra jysk-fynske forsyningsselskaber, primærværkerne og ELSAM undersøger i øjeblikket, efter hvilket system man eventuelt kan indføre eltariffer, der er forskellige om dagen og om natten på samme måde, som elproduktionsomkostningerne er det. Der er dog endnu ikke taget stilling til, hvorvidt sådanne tariffer skal indføres og hvilke forbrugere, der i givet fald skal tilbydes den ændrede afregningsform. På Sjælland indføres tidsdifferentierede tariffer i 1984.

Elværkerne deltager desuden i et udredningsarbejde ledet af energiministeriet vedrørende rumopvarmning i de dele af landet, som hverken tilbydes kraftvarme eller naturgas. I denne sammenhæng vurderes brugen af direkte elvarme, akkumulerende elvarme og varmepumper. Det er fra centralt politisk hold blevet udtrykt, at den gældende elafgift, der er flere gange større end gasolieafgiften, tilsigter en begrænsning af elvarmeudbredelsen, sålænge bærekraften af forskellige kombinerede vedvarende energiløsninger i landsbymiljø er uafklaret. I modsætning hertil har DEF peget på det uheldige i elafgiftens forvridding af varmemarkedet.

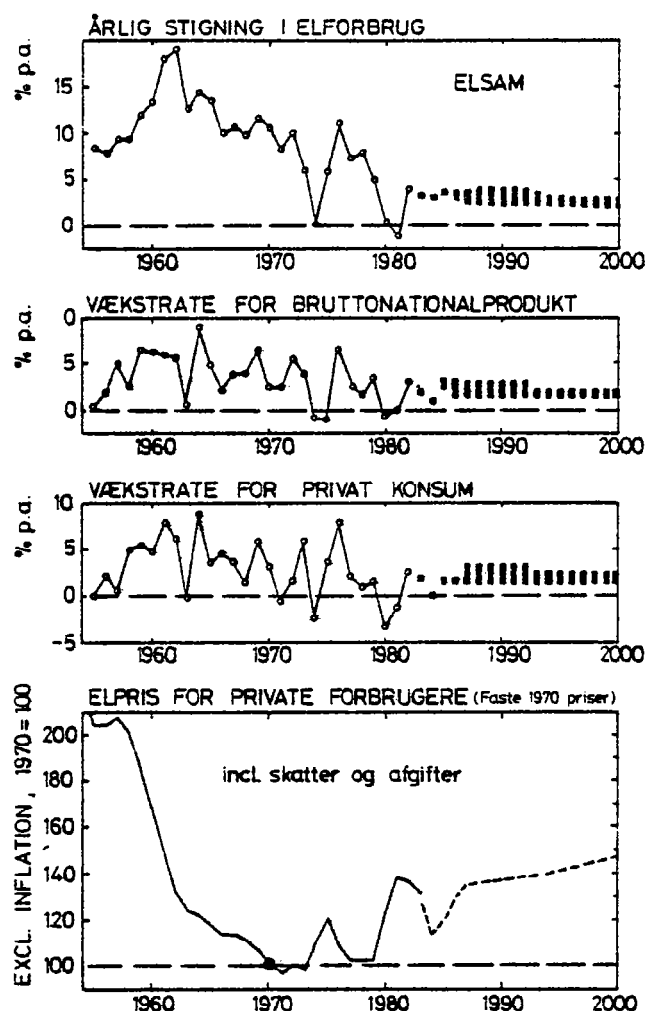


Fig. 4.2 Vækstrate for elforbrug, bruttonationalprodukt og privat forbrug samt relative elpriser.

4.1.5 Fremskrivning af elforbrug

Ved fremskrivningens udgangspunkt inddrages alle aspekter af den aktuelle elforbrugssituation. Fremskrivningsmetoden er skitseret i UP82, hvortil der henvises.

Resultaterne er anført i bilag 4.1

Som reference for udbygningsplanlægningen har man valgt at arbejde med middelværdien af de to opstillede beregningseksempler "stabil økonomisk vækst" og "lav økonomisk vækst" til og med 1991. Herved opnås, at senere justering til et af grænsetilfældene kun får begrænsede konsekvenser.

Til forskel fra UP83 er UP84-referencefremskrivningen udstrakt helt frem til år 2000 ved indsættelse af energiministeriets seneste prognose for elforbrugsvækstraten i det jysk-fynske område efter 1991. Grænsetilfældenes værdier ud over 1991 er blot arbejdshypoteser, der formelt er baseret på ELSAM's statistiske model.

I "kontaktudvalget vedrørende elprognoser" foregår en gensidig informationsudveksling mellem myndighederne og elværkerne. I fig. 4.3 sammenholdes myndighedsprognoserne med UP84 datagrundlaget.

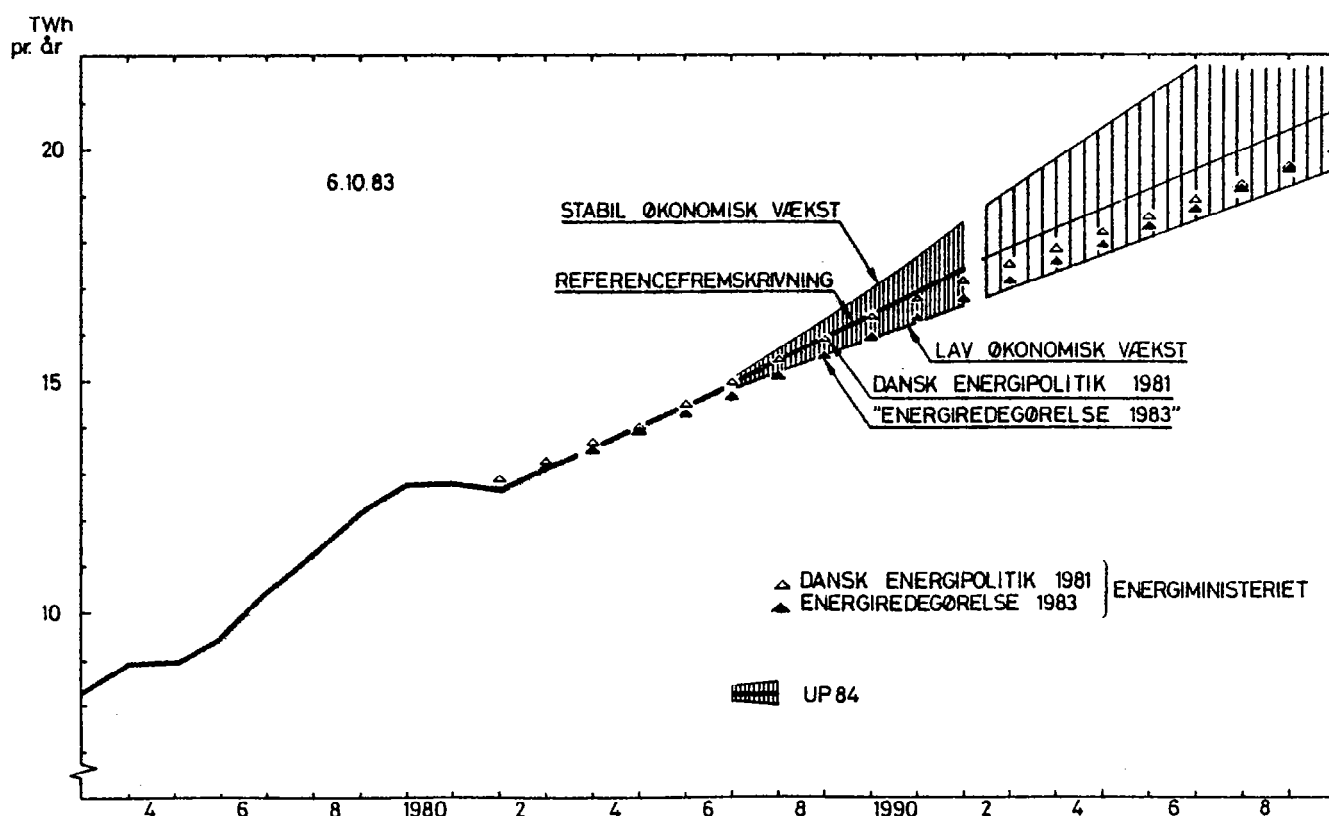


Fig.4.3 LØBENDE 12 MÅNEDERS ELFORBRUG AB VÆRK
FORSKELLIGE PROGNOSE FOR JYLLAND - FYN

4.1.6 Effektbehov

Benyttelsestiden er fortsat helt stabil bortset fra de udsving, som bl.a. temperaturforholdene i december giver anledning til.

For at kontrollere, om denne stabilitet også præger det samlede billede af elforbrugets fordeling på årstiderne og belastningsvariationen over døgnet, er de registrerede timebelastninger for ELSAM-området 1968-1982 blevet nøjere undersøgt.

Efter ca. 1977 kan der spores en meget svag tendens i retning af stigende forbrug i vinterhalvåret og faldende forbrug i sommerhalvåret - målt i forhold til det samlede årsforbrug. Udviklingen før 1977 var omvendt og langt mere udpræget. Det viser sig, at sommertidens indførelse fra og med 1980 udgør noget af forklaringen på det svagt faldende forbrug i sommerhalvåret.

Hvad angår belastningens døgnvariation, så er forskydningerne i løbet af de 15 år noget klarere. Den udjævning af elforbrugets fordeling på døgnets timer, som kunne iagttages fra 1968 til midten af 70'erne, er nu vendt. Natbelastningen er generelt nedadgående og dagbelastningen voksende målt i forhold til det samlede døgnforbrug. Januar og december afviger dog fra dette mønster, hvilket forklarer, hvorfor døgnvariationen i elforbruget har kunnet være stigende siden 1977, uden at dette er kommet til udtryk i benyttelsestiden.

For at nå frem til disse konklusioner, har det været nødvendigt først at fjerne indflydelsen af de varierende vejrforhold, kalenderens forskydning fra år til år (bl.a. jul, påske, pinse) og andre udsving af mere tilfældig karakter.

Den benyttede effektfremskrivning er anført i bilag 4.1.

4.1.7 Planlægning, fleksibilitet og usikkerhed

Intet tyder på, at elforbrugsudviklingen påny vil udvise så regelmæssig en vækst, som har kendetegnet elektricitetens indtrængen på energimarkedet frem til begyndelsen af 1970'erne.

Den ny situation præger planlægningsprocessen på forskellig vis:

- I prognosesammenhæng må en tidlig registrering af ændringer i afsætningsstrukturen prioriteres.
- Vurderingen af reserveprocenter og udbygningsstrategi bygger på visheden om, at prognosen er omgivet af et usikkerhedsinterval i begge retninger.
- Perioden mellem idriftsættelsestidspunktet for nye produktionsanlæg og det tidspunkt, hvor det er nødvendigt at slutte kontrakt på de store komponenter til disse produktionsanlæg, bør gøres kortest mulig ved forprojektering og præliminær myndighedsbehandling.

4.2 Prognoser for fjernvarmebelastningen i kraftvarmeområder

Prognoserne for fjernvarmebelastningerne er baseret på oplysninger fra de enkelte interessenter, som igen har deres oplysninger fra de kommunale selskaber og den aktuelle varmeplanlægning.

Fjernvarmebelastningen angives som den årlige energimængde, der skal tilføres fjernvarmenettet og indeholder således nettabene.

Tabel 2 viser kraftvarmeproduktionen og øvrig produktion i 1983 for de eksisterende kraftvarmebyer. Desuden er anført prognoseværdi for den samlede varmeproduktion af værker i 1985 og 1990.

Fjernvarmeproduktion.				
By	1983 produktion (TJ)		Total fjernvarmeproduktion	
	Kraftvarme	Øvrig	1985 (TJ)	1990 (TJ)
Eksisterende:				
Esbjerg, Varde	4106	?	4648	4966
Herning, Ikast	2201	?	2846	3130
Odense	7568	?	10000	10376
Randers	1675	?	1918	2170
Åbenrå	770	?	746	792
Aalborg	3940	621	5575	6800
Århus	4629	?	7200	7950
Ialt	24889		32933	36184
Planlagte:				
Brønderslev	-	-	367	480
Frederikshavn	-	-	-	1114
Give	-	-	163	182
Hjørring	-	-	-	1150
Trekantområdet	-	-	-	5112
Potentielle:	-	-	-	~ 6000
Ialt	-	-	530	14038

På bilag 4.2 er prognoseværdierne for de enkelte år anført.

Varmeprognosen for Århus-området er reduceret kraftigt i forhold til de foregående år. Årsagen hertil er dels besparelser hos forbrugerne og dels en anden udbygningstakt end forventet.

Belastningsgrundlaget for Enstedværket vil kunne blive øget, hvis igangværende planer for en fjernvarmetransmission fra Åbenrå til Augustenborg realiseres.

Den igangværende varmeplanlægning vil iøvrigt kunne påvirke prognoseværdierne, idet afgrænsningen mellem naturgas og fjernvarmeforsynede områder ikke er afklaret.

Tilgangen af nye kul/oliefyrede lokale kraftvarmeværker er fortsat meget usikker og afhænger af den lokale varmeplanlægning.

Varmeproduktion på affaldsforbrændingsanlæg samt spildvarme fra industri-anlæg antages anvendt før produktion af kraftvarme til dækning af fjernvarmebehovet. Varmebehov, som ikke kan dækkes af affalds-, industri- eller kraftvarme, produceres på oliefyrede fjernvarmecentraler. I Trekantområdet er det forventede fjernvarmebehov i 1991 ca. 5300 TJ. Heraf forventes ca. halvdelen dækket fra affaldsforbrændingsanlæg og af industrispildvarme.

Variationen af varmebelastningen hen over året og døgnet har været analyseret for Odense- og Esbjerg-området og medført, at varmebelastningsmodellen er blevet justeret. Varmebelastningsmodellen udtrykker gennemsnitsværdier, idet aktuelle klimatiske forhold (vind og temperatur) kan medføre store afvigelser med hensyn til større og mindre belastning. Varmemodellen udtrykker forholdene i et gennemsnitsår og er nærmere beskrevet i udvidelsesplanens datagrundlag, bilag 1.8.3.

5. U D B Y G N I N G E R

5.1 Produktionskapaciteten

5.1.1 Eksisterende og besluttede anlæg

Produktionskapaciteten er sammensat af

- enheder, som kan disponeres af elsystemet i den daglige drift
- enheder, som ikke kan disponeres af elsystemet i den daglige drift, men som bevares fysisk af forskellige årsager.

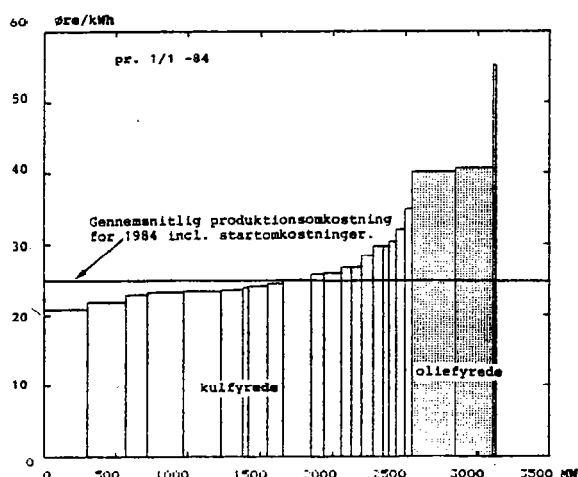
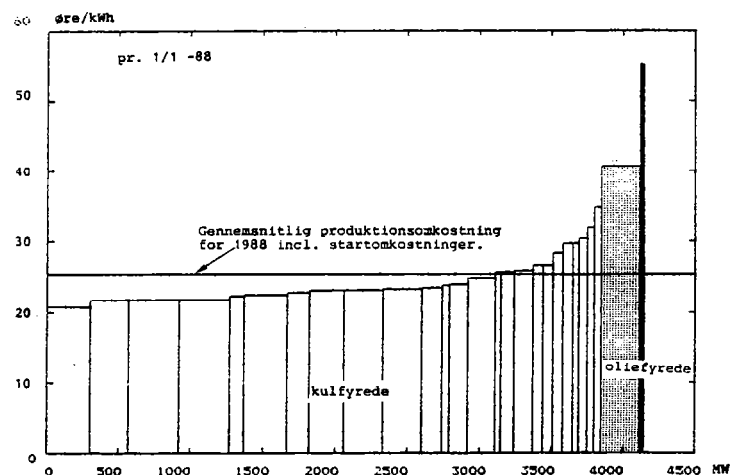
Bilag 5.1, side 1, viser en oversigt over eksisterende og besluttede anlæg.

Ud over den installerede produktionskapacitet skal medtages 250 MW, svarende til aftalen med Norge.

Der medregnes ikke ældre anlæg på ialt 224 MW (jvf. bilag 5.1, side 3), som

- er henlagt i udvidet langtidsreserve og bevaret af hensyn til netforholdene,
- er bibeholdt som nødstartanlæg
- er bibeholdt af hensyn til fjernvarmen eller
- er bibeholdt af hensyn til kulombygning på NK og NE.

På grund af forskelle i brændselstype og i virkningsgraden i produktionsanlæggene, er der store variationer i prisen pr. produceret kWh. I fig. 5.1 er vist produktionsprisen for kul og oliefyrede anlæg.



Brændselspris
incl. hånd-
teringstillæg: kul = 22,7 kr/GJ
" : Olie = 45,6 kr/GJ
timeløn : 62 kr/time

Fig. 5.1 Variable produktionsomkostninger ab værk (øre/kWh).
(NKA8 under kulombygning i 1984).

Det ses af figuren, at produktionsomkostningerne på de oliefyrede anlæg omtrent er dobbelt så stor som produktionsomkostningen på de kulfyrede anlæg. Med de antagne brændselspriser er det dyrere at producere på de oliefyrede "grundlastværker" med høj virkningsgrad, end at producere på ældre kulfyrede anlæg med lavere virkningsgrad.

Den gennemsnitlige produktionspris vil dog ligge tæt på produktionsprisen for effektive kulfyrede grundlastværker, da disse udgør hovedparten af den til rådighed værende effekt.

Norgesforbindelsen har en overføringsevne på 500 MW. Der er tilknyttet en pumpekraftaftale på 250 MW.

Norgesforbindelsen kan drives på fire principielt forskellige måder:

- spidskraftleverance uden tilbagelevering af energien i lavlasttiden (natten).
- pumpekraft d.v.s. spidskraftleverance med tilbagelevering af energien i lavlasttiden.
- import ved energioverskud i Norge (vådar)
- eksport ved energiunderskud i Norge (tørår).

Forbindelsen til Sverige kan drives på samme måde, men der findes dog ingen pumpekraftaftale med Sverige.

Når Norgesforbindelsen drives som pumpekraftforbindelse vil det under toplast svare til, at der produceres på et hurtigregulerende kondensationsværk med produktionsomkostninger baseret på kulpris, idet produktionen flyttes til lavlast (nat last). På fig. 5.2 er der vist eksempler på drift af Norgesforbindelsen i en vådarssituation og i en balancesituation som spidskraft.

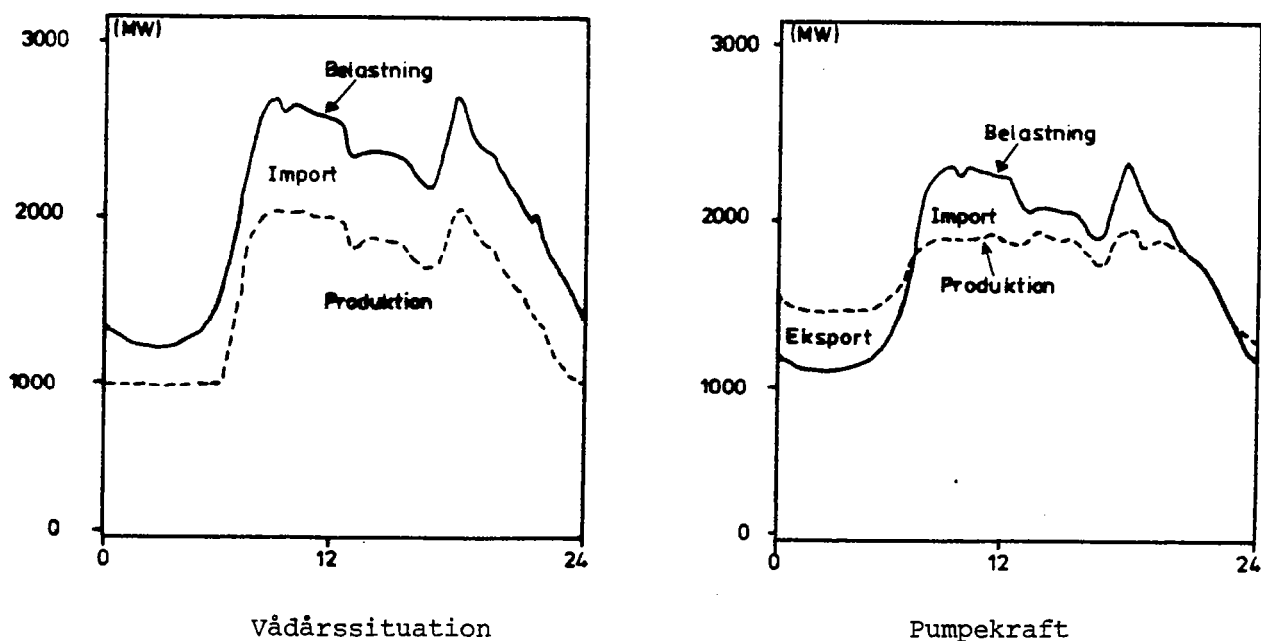


Fig. 5.2 Eksempler på Norgesudveksling.

Besluttete ombygninger til kulfyring og nye anlæg fremgår af følgende tabel:

Værk	Idrift	Kapacitet	
NKA	1986	269 MW/267 MJ/s	ombygning til kulfyring påbegyndt ultimo 1983
NEV2	1987	295 MW	ombygning til kulfyring forventes påbegyndt foråret 85
MKS3	1984	350 MW/480 MJ/s	kul/oliefyret udtagsenhed
MKS4	1985	350 MW/480 MJ/s	kul/oliefyret udtagsenhed
SVS11	1986	102 MW	ombygning til fjernvarmeudtag (130 MJ/s)
SVS21	1988/89	269 MW	ombygning til fjernvarmeudtag

Herudover forventes SVS11 og SVS21 ombygget til udtagsproduktion i 1986 og 1988. Ombygningerne gennemføres i forbindelse med et samlet projekt til varmforsyning af byerne Kolding, Middelfart, Fredericia og Vejle.

I samarbejde med Sønderjyllands Højspændingsværk og firmaet Fläkt Danmark A/S arbejder Fynsværket på at udvikle et kulfyret støttestyringssystem til kulfyrede kraftværkskedler.

Systemet, der er baseret på en nyudviklet brænderindsats og på central formaling af kul og transport af kulstøvet i såkaldt dense-phase, skal erstatte oliestøttestyr ved lavlastkørsel.

Det første demomonstrationsanlæg forventes at blive monteret på Fynsværket i løbet af 1984.

To nye kraftvarmeanheder i Studstrup (2 x 350 MW/480 MJ/s)

Bygningen af to nye kul/oliefyrede kraftvarmeanheder i Studstrup (MKS 3 og MKS 4) forløber planmæssigt. Idriftsættelsen forventes medio 1984 for MKS 3 og medio 1985 for MKS 4.

Den samlede anlægspris for de to enheder udgør, ifølge det reviderede budget pr. 1. februar 1983, 2146 Mkr.

Fjernvarmeledningen fra Studstrupværket til Århusområdet er under etablering. Projektet forestås af Århus Kommunale Værker.

Lokale kraftvarmeanlæg i Nordjylland

I varmeplanerne for tre nordjyske byer indgår lokale kraftvarmeanlæg. Det drejer sig om Brønderslev (8 MW/18 MJ/s) til idriftsættelse i 1985, Frederikshavn (15 MW/34 MJ/s) til idriftsættelse i 1986 og Hjørring (15 MW/36 MJ/s) til idriftsættelse i 1987.

Brønderslev og Frederikshavn modtager effektbetaling fra 1991. Vilkår for effektbetaling m.m. er for tiden under overvejelse i fællesskabet.

5.1.2 Levetid, renovering og skrotning

I den hidtidige planlægning har det været antaget, at produktionsanlægs levetid svarer til højst 180.000 driftstimer. Dette driftstimetotal svarer til, at kulfyrede kraftvarmeanheder normalt vil få højst 30 driftsår, og øvrige enheder vil få 35 driftsår.

Kapacitetstilgangen i 90'erne vil være meget afhængig af de eksisterende enheders levetid, hvorved denne sag får stor aktualitet.

Der er løbende gennemført restlevetidsundersøgelser for en række af de eksisterende enheder. Det er imidlertid vanskeligt på basis heraf at bestemme de nødvendige renoveringsomkostninger og de deraf følgende forlængede levetider.

En væsentlig usikkerhed ved vurdering af renoveringer består i de forventede driftspålideligheder, idet der i dag kun er meget ringe erfaringer fra renoveringsprojekter.

I planlægningsammenhæng foreslås det, at de ovenfor nævnte levetider på 30 henholdsvis 35 år suppleres med følgende hovedregler for renovering og skrotning:

- kulfyrede enheder med mellemoverheder (MOH) renoveres, med mindre interessenten påviser, at dette er uøkonomisk. Anlæggets data antages uændrede efter renovering.
- kulfyrede enheder uden MOH skrottes, med mindre renovering kan påvises at være lønsom.
- for oliefyrede enheder med MOH undersøges, om kulombygning er lønsom (vedrører kun MKS2).
- oliefyrede enheder uden MOH skrottes.

Til støtte for interessenterne overvejelser udarbejder og ajourfører TU kurver, som viser, hvor meget der på et givet tidspunkt kan investeres i en renovering. Hvis yderligere røggasafsvovling på dette tidspunkt er nødvendig, indgår omkostninger hertil både i renoveringsomkostninger og i omkostninger til ny kapacitet.

Det indstilles, at renoveringsprojekter forelægges bestyrelsen i hvert enkelt tilfælde til godkendelse. Renoveringsprojektet bør bl.a. belyse anlægsomfanget og lønsomheden.

Levetiden af et produktionsanlæg kan dog i praksis ikke fastlægges til et bestemt antal driftstimer eller driftsår. Et anlæg kan i princippet være i drift i meget lang tid, såfremt tilstrækkeligt renovering foretages. Lønsomheden ved at foretage renovering afhænger af den pågældende enheds virkningsgrad og primærbrændsel samt af den kapacitet, der ellers skulle være udbygget med. Der kan bestemmes en tilladelig renoveringsomkostning, som funktion af virkningsgraden for den enhed, der overvejes renoveret.

I vurderingen indgår - ud over de økonomiske forhold - også følgende:

- arbejdsmiljøforhold på værket.
- miljøpåvirkninger på omgivelserne (f.eks. støj, SO₂ emission).
- netudbygningen (hvis f.eks. renovering af et produktionsanlæg kan udskyde en netudbygning)
- kraftvarmeudbygningen (hvis f.eks. renovering af en kraftvarmeenhed kan forbedre leveringssikkerheden af kraft/varme).

I udvidelsesplan 1983 blev indstillet at SHA5, SVS1 og SVS2 blev skrottet. Energistyrelsen har godkendt disse skrotninger.

5.1.3 Mulige yderligere ombygninger til kulfyring

Efter igangsætning af kulombygning på Nordkraft, NKA8 og beslutning om kulombygning på Nefo, NEV2, er det kun Studstrupværkets 250 MW-enhed, som ikke er ombygget til kulfyring.

Indledende beregninger har vist, at det vil være lønsomt at foretage ombygning også af MKS2 til kulfyring, såfremt forskellen mellem olie- og kulpris er omkring 20 kr/GJ. Såfremt en sådan ombygning viser sig at være lønsom, bør den gennemføres i slutningen af 80'erne, idet effektbalancen næppe vil tillade ombygning på et senere tidspunkt. MK og ELSAM arbejder videre på mulige kulombygningsmuligheder for MKS2. Heri indgår også kulfyring med finere kulstøv.

5.1.4 Nødvendig kapacitetstilgang

Elforsyning

Produktionskapaciteten kan sammensættes af forskellige anlægstyper, som bl.a. kan anvende forskellig primærenergi og har varierende driftsfleksibilitet.

Udbygningen af produktionssystemet skal tage hensyn til de i afsnit 1.2 omtalte hensyn. Blandt disse hensyn er kravet til en rimelig sikkerhed i elproduktionen. I det følgende vurderes behovet for ny kapacitet derfor ud fra ønsket om rimelig størrelse af reserveeffekt.

De årlige revisionsplaner tilrettelægges således, at reserveeffekten søges holdt konstant over hele året, revisioner forekommer således også i vinterhalvåret, se iøvrigt figur 6.3.

Elprognosen er udarbejdet som en energiprognose. Under antagelse af, at der ikke sker grundlæggende ændringer i forbrugsvanerne - og dermed belastningens døgn- og årsvariation - kan årets maksimale elbelastning findes ud fra energiprognosen.

For at kunne tilfredsstille elbelastningen må kapaciteten af det til rådighedværende produktionssystem til enhver tid være større end belastningen.

Hele produktionssystemet er imidlertid ikke til rådighed samtidigt. Dels kan noget af systemet være til planlagt revision, og dels kan noget af systemet være havareret. Revisionen tilpasses årsvariation i elbelastningen, hvorimod havarierne er tilfældige.

I figur 5.5 er den procentvise sammensætning af disponibel effekt, effekt til revision og havareret effekt angivet som 12 måneders glidende gennemsnit ifølge ELSAM's kl. 8- statistik.

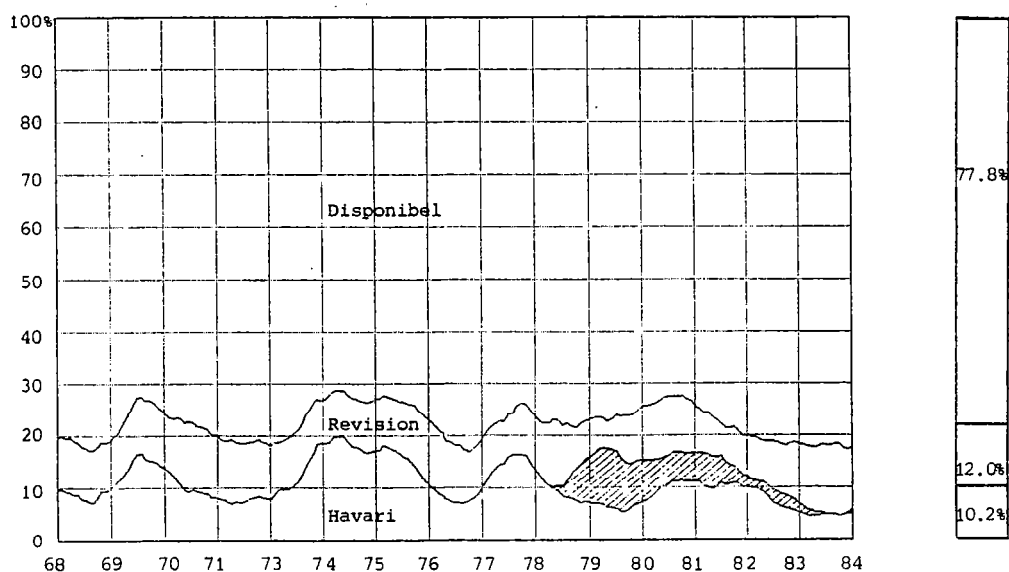


Fig. 5.5 ELSAM's kl. 8-statistik. 12 måneders glidende gennemsnit.
Procent af installeret effekt. Y-aksen i %. X-aksen i år.
Skravering viser kulombygning.

Hvis produktionssystemet ikke kan tilfredsstille belastningen på grund af havarier, må der importeres havaristøtte fra udlandet for at opretholde forsyningen.

Som mål for produktionssystemets effektmæssige kvalitet, kan man f.eks. anvende "behov for havarihjælp" eller "installeret reserve for systemet".

Forpligtelserne for et mindre produktionssystem i et større samarbejde er at det reserveeffektmæssigt bidrager med sin forholdsmæssige andel, og at det ikke påfører samarbejdspartnerne unødvendige driftsgener under effektmangel.

I den internationale samkøring kan ELSAM betragtes som et mindre system i et større samarbejde. For at forpligtelserne overfor samarbejdspartnerne er opfyldt, regnes forlods 20%'s installeret reserve at være tilstrækkelig.

Størrelsen af effektreserven påvirker det antal timer om året, hvor der vil være effektunderskud og havaristøtte fra udlandet bliver nødvendigt. I afsnit 6, figur 6.2 er vist det beregnede antal timer med effektunderskud som konsekvens af den skitserede plan.

Den nødvendige tilgang af effekt er således differencen mellem den nødvendige eleffekt og den fuldgyldige effekt af de eksisterende og besluttede enheder.

I Udvidelsesplan 1980, afsnit 3.2.1 er begrebet fuldgyldig effekt omtalt. Effekt, som af forskellige årsager ikke er til rådighed hele døgnet rundt og hele året rundt, bortset fra revision og havarier, omregnes til fuldgyldig effekt ved hjælp af et effektfradrag.

I nedenstående tabel er effektforholdene angivet frem til 1989. Der er i tabellen taget hensyn til de anlæg, der er under bygning (MKS3 + MKS4):

år	elprognose for maks. elbelastning	maks. el- belastning +20% reserve	skrotning	installeret effekt ultimo 1)	effekt- fradrag 2)	eksisterende og besluttete enheder regnet som fuld- gyldig effekt
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1984	2796	3355		4053	107	3946
1985	2894	3473		4403	123	4280
1986	2984	3581		4403	129	4274
1987	3077	3692		4403	133	4270
1988	3175	3810		4403	134	4269
1989	3277	3932		4403	138	4265
1990	3380	4056	190	4213	152	4061
1991	3486	4183	73	4140	153	3987
1992	3557	4268		4140	158	3982

1) på basis af de enheder, der er nævnt på bilag 5.1, side 1, excl. ældre anlæg på 224 MW, se bilag 5.1, side 3.

2) incl. varmeleverance fra SV.

Af tabellen ses, at det tidligst er nødvendigt med yderligere effekttilgang i 1991, idet den fuldgyldige effekt fra eksisterende og besluttede anlæg udgør 3987 MW og maksimalbelastningen incl. reserve udgør 4183 MW. Udsættes skrotningerne i 1990 og 1991, rykker året med behov for ny kapacitet til 1992.

På fig. 5.6 er effektforholdene skitseret frem til 1992. Bilag 5.2 viser skitse til effektudbygningsplan.

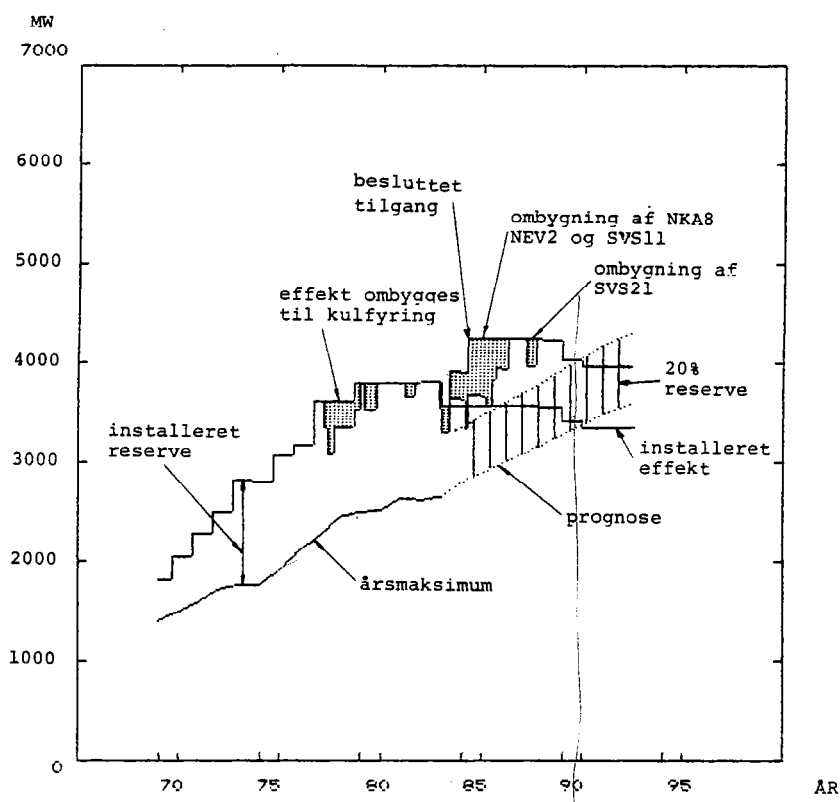


Fig. 5.6: Kapacitetsbehov - belastning og installeret effekt.

Der foregår fortsat en vurdering af mulighederne for udvidelse af jævnstrømsforbindelserne til Norge og Sverige, samt for at etablere en jævnstrømsforbindelse over Storebælt.

Der er i denne udvidelsesplan ikke taget hensyn til elproduktion fra egenproducenter, herunder vindmølleproduktion.

El-produktion fra vindmøller antages, indenfor de nærmeste ca. 10 år, ikke at påvirke belastningsforholdene i en sådan grad, at der skal tages hensyn hertil ved beslutning om tilgang af ny kapacitet.

På længere sigt kan egenproducenter påvirke belastningsforholdene i en sådan grad, at det kan få konsekvenser for:

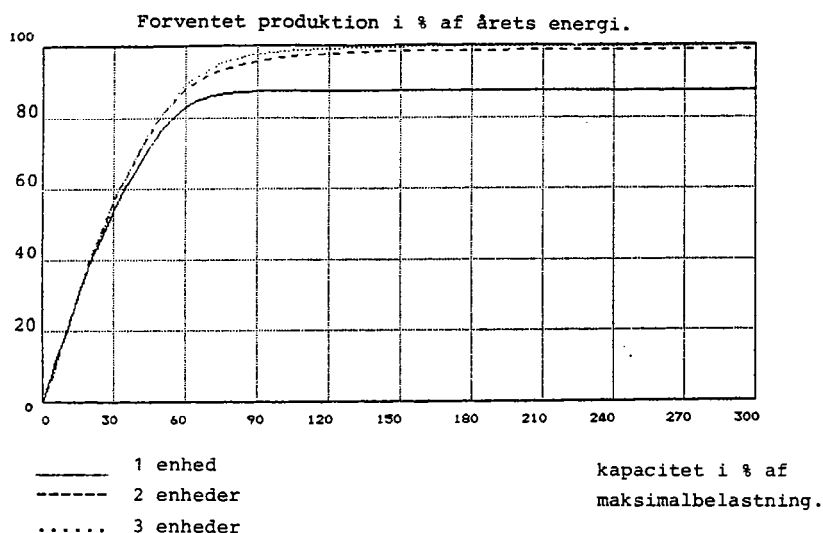
- produktionskapacitetens størrelse og egenskaber, herunder regulerings-evner, og
- forbruget af primærenergi på værkerne.

Det antages, at mængden af egenproduktion ikke øges springvist, men sker glidende. Problemer med at tilpasse produktionssystemet til belastningen, vil således vokse gradvist og en tilpasning vil være mulig.

Der er i dag ikke foretaget nogen omkostningsbedømmelse af denne tilpasning.

Varmeforsyning

Hvis der antages havarier og revisioner er der følgende sammenhæng mellem samlet installeret kraftvarmekapacitet og mulig varmeleverance.



Revisionsbehov:
4 uger/år/enhed
Pålidelighed:
0,9

Det ses heraf, at

- hvis der kun er én kraftvarmeeenhed, vil denne i gennemsnit højst kunne levere 88% af årets samlede fjernvarmebehov.
Hvis enheden udlægges til 60% af max. varmebelastning kan 83% af varmebehovet dækkes,
- hvis der etableres to lige store kraftvarmeeenheder, vil disse højst kunne dække 98% af varmebehovet.
Hvis hver af enhederne udlægges til 60% af max. varmebelastning kan 97% af varmebehovet dækkes og

- hvis der etableres tre lige store kraftvarmeenheder, vil disse kunne dække hele fjernvarmebehovet, hvis hver af enhederne er større end ca. 50% af den max. varmebelastning.

I 1988 er der følgende sammenhæng mellem varmebelastninger og kraftvarmekapaciteter i de viste kraftvarmebyer:

Område	Maks. belastning MJ/s	kraftvarmekapacitet MJ/s	enheder MJ/s			
Odense	801	611 (kul: 611)	B3	B2	T3	
Århus C		279	279	233	99	
	536	(kul: 260) ²⁾	T10	T9	T8	
Århus (øvrig)		960	93	93	93	
Ålborg	428	(kul: 960)	B4	B3		
		453	480	480		
Åbenrå	48	(kul: 453)	B1	T6	T5	
		79	267	116	70	
		(kul: 79)	B3	B2		
Trekantområdet	475 ³⁾	300	58	21		
		(kul: 300)	B1	B2		
Esbjerg	362	576	100	200		
		(kul: 576)	B2	B1	T5	T4
Herning	217	174	233	169	100	74
		(kul: 174)				
Randers	153	105				
		(kul: 105)				
Frederikshavn	47 ¹⁾	34				
		(kul: 34)				
Brønderslev	18 ¹⁾	18				
		(kul: 18)				
Hjørring	80 ¹⁾	36				
		(kul: 36)				

- 1) Varmeplaner for Hjørring, Frederikshavn og Brønderslev er endnu ikke godkendt af Energistyrelsen.
- 2) Skrotning af turbine 8, 9 og 10 efter 1986 overvejes.
- 3) En del af denne belastning dækkes af andre produktionsenheder end SV.

På fig. 5.7 er vist udviklingen i fjernvarmebelastningen og i installeret kraftvarmekapacitet for eksisterende og besluttede kraftvarmebyer. Varmeplaner for de nordjyske byer er dog endnu ikke godkendt af Energistyrelsen.

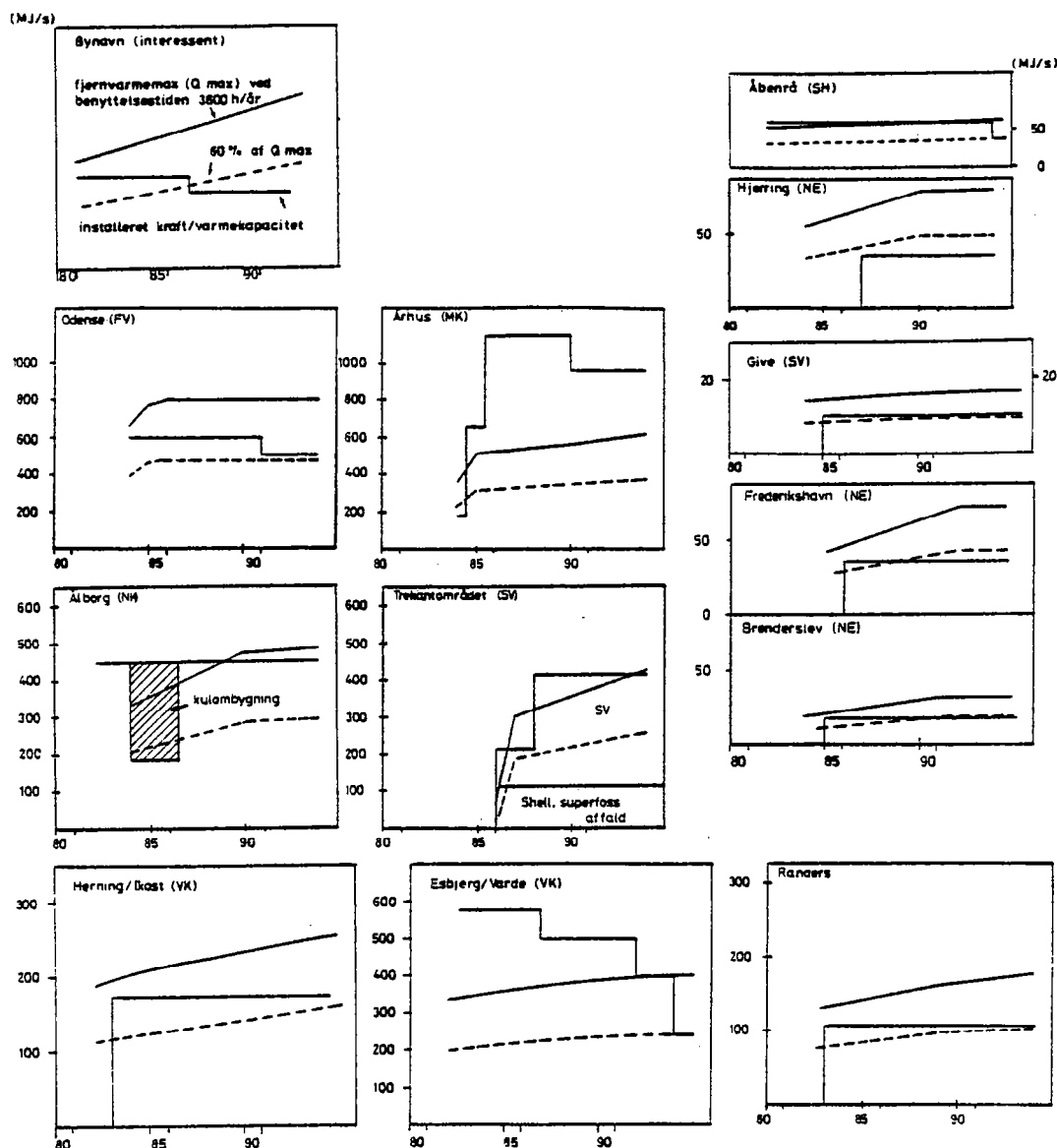


Fig. 5.7 Fjernvarmebelastning og installeret kraftvarmekapacitet for kraftvarmebyer. Figurerne forudsætter, at der ikke foretages renoveringer.

Det ses, at kraftvarmekapaciteten for en række byer vil være faldende på grund af forventede skrotninger. Tilstrækkelig kraftvarmekapacitet har hidtil kunnet opnås ved den udbygning, der var nødvendiggjort af elforsyningen. De seneste elprognoser medfører, at der, ud fra et el-effektsynspunkt, ikke bliver behov for ny elkapacitet før først i 90'erne. Der kan derfor blive behov for at foretage en prioritering af udbygningen af kraftvarmekapaciteten i bestående, besluttede og potentielle kraftvarmebyer.

FV, NK, SV og VK har i samarbejde med ELSAM undersøgt behovet for ny kulfyret kraftvarmekapacitet i Odense-, Aalborg-, Kolding/Vejle/Fredericia/Middelfart- og Esbjerg-området. Undersøgelsen er omtalt i afsnit (2.1).

5.2 Brændselsforsyningen

Havne, brændselshåndtering og kullagre

I løbet af 1983 er anlægsarbejderne på Århus Kulterminal og Enstedværkets havn fuldført. Hermed er havnekapaciteten forøget med hensyn til skibsstørrelser, lossekapacitet og lagerkapacitet (jvf. bilag 1.3, 1.4 og 1.5 i datagrundlaget). Lagerkapaciteten for kul er under udvidelse på Studstrupværket. Arbejdet på Studstrupværket færdiggøres i 1985. På Skærbækværket fremkommer arealforøgelsen ved opfyldning af vandarealer med flyveaske. Ifølge planerne kan lageret være færdigt i 1986/87

Vendsysselværkets udvidelse foretages primo 1984 ved hjælp af indpumpet sand fra oprensningsarbejder i havnen.

I forbindelse med ombygningen til kulfyring på Nordkraft udvides lagerkapaciteten for kul med 100.000 t fordelt på 2 lukkede siloer. I forbindelse med kulombygningen, sker der en reduktion af det eksisterende kullager med 15.000 t. Nordkrafts lagerkapacitet bliver herefter 200.000 t kul. Lossekapaciteten udbygges med nyt losseudstyr.

Efter afleveringen af "ELSAM Fyn" og "Svend Åge" udgøres ELSAM's transportkapacitet af to 137.000 t kulskibe og fem 7.500 t kulpramme.

Nye anlæg til kul- forsyning	Forøget lagerkapacitet		Nyt losse- udstyr	Nyt Laste- udstyr	Ny max. dybgang	Færdig- gørelse ca.
	Operativt 1000 t	Langtids 1000 t				
Studstrup- værket	150	700	ja	-	nej	1985/86
Vendsyssel- værket	-	300	-	-	8 m ¹⁾	1984
Skærbæk- værket	-	875 ²⁾	ja	-	nej	1986/87
Nordkraft	85.000	0	ja	-	nej	1986

- 1) øges ved uddybning af Limfjorden.
 2) dæmning etableret; opfyldning med flyveaske er igang.

Flyveaske

I 1983 blev der produceret 591.000 t flyveaske på kraftværkerne i ELSAM-området, hvoraf 76% blev nyttiggjort.

Opførelsen af udskibningssiloen for flyveaske ved Enstedværket er forløbet planmæssigt, og der er truffet beslutning om at etablere et tilsvarende anlæg ved Studstrupværket i løbet af 1984.

Sammen med udleveringen fra havnesiloen på Fynsværket og bilafhentet aske fra værkerne til asfalt- og betonindustrien samt supplerende leverancer til cementfabrikker lægges der så meget beslag på den tørre aske, at større afsætninger til øvrige formål er urealistiske. Derfor går bestræbelserne på at anvende befugtet aske, som ofte vil have været mellemdeponeret, til øvrige formål, hvoraf vejbygning og opfyldningsarbejder anses for de betydeligste.

5.3 Primærnettet

Udbygningen af primærnettet er behandlet i en separat netudvidelsesplan NUP83, se litt.henv. (3).

6. K O N S E K V E N S E R

6.1 Driftsmæssige forhold

I afsnit 5.1.4 om nødvendig kapacitetstilgang var konklusionen, at med den forventede belastningsudvikling og planlagte tilgang og afgang, var der behov for tilgang af ny effekt i 1991. De aktuelle udbygningsmuligheder omfatter enten et 350 MW udtagsanlæg placeret i Odense eller Esbjerg (i Esbjerg evt. 600 MW) eller et 600 MW kondensanlæg ved Ensted. De beskrevne driftsmæssige konsekvenser er relateret til enten 350 MW i Odense eller 600 MW i Ensted.

På grundlag af middel-elprognosen og prognoserne for varme i eksisterende og kommende kraftvarmeområder er de driftsmæssige konsekvenser beregnet frem til 1992 for begge alternative udbygningmuligheder. I bilag 5.2 er udbygningsplanerne vist, mens data til driftssimuleringen er beskrevet i UP84, Datagrundlag.

Der er regnet med en fortsættelse af den nuværende fastkraftaftale med Norge på 250 MW, 1200 MWh, men ikke med en udvidelse af denne eller med import af tilfældig energi.

Frem til 1990 sker der idriftsættelse af, og ombygninger på flere af systemets store enheder. Antagne terminer for disse er:

MKS3	idrift fra 1. juli 1984.
MKS4	idrift fra 1. juni 1985.
NKA8	ombygges til kulfyring 1. december 1983 til 1. august 1986.
NEV2	ombygges til kulfyring 1. april 1985 til 1. juni 1987.
SVS11	ombygges til udtagsenhed 1. april 1986 til 1. oktober 1986.
SVS21	ombygges til udtagsenhed 1. april 1988 til 1. oktober 1988.

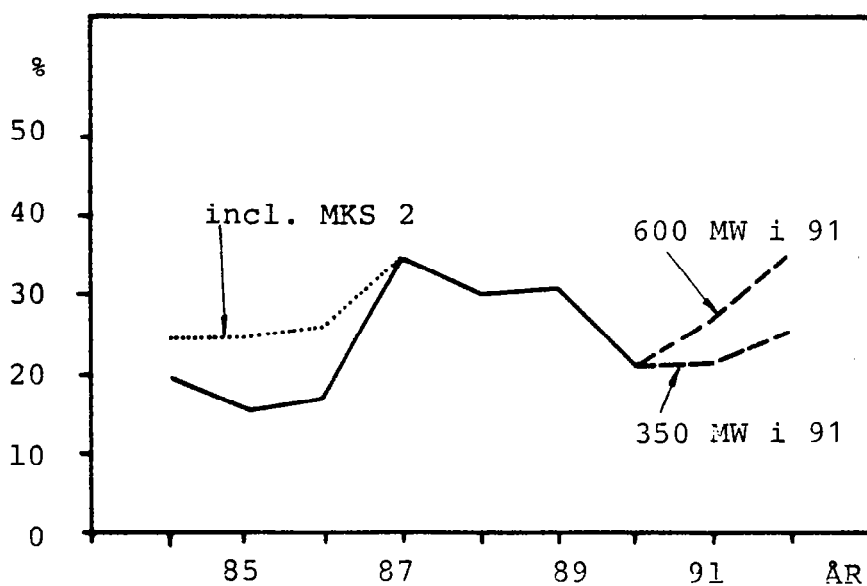
Brændselsprisen er indregnet som cif-prisen an storhavn og som gennemsnit for perioden 1984-1993 med 2% realprisstigning. Dette giver følgende priser an storhavn i 1983-kroner:

Kul: 22.2 kr/GJ
 Fuelolie: 45.5 kr/GJ.

Resultaterne af driftssimuleringerne er nærmere beskrevet i de følgende afsnit.

6.1.1 Belastning og produktion

Sammenholdes el-prognose med udbygningsplan kan den procentvise reserveeffekt illustreres som i figur 6.1.



Figur 6.1

Det ses, at de forskellige ombygninger i årene 1984-1987 resulterer i en ret dårlig reserveeffektsituation, forholdene bedres dog noget, når det forudsættes, at MKS2 er til rådighed under en eller anden form.

Dette understreges også af figur 6.2, som viser behovet for effektstøtte fra udlandet under forudsætning af, at MKS2 ikke er til rådighed.

De fundne værdier for årene 1985 og 1986 er næsten dobbelt så store som fundet i UP83, bl.a. på grund af manglen af MKS2 i 1985 og 1986, og NKA8 i en stor del af 1986. Langtidskonserveringen af MKS2 er dog en driftsøkonomisk disposition, i praksis vil enheden kunne startes op, f.eks. i situationer med et større langvarigt havari på en anden enhed.

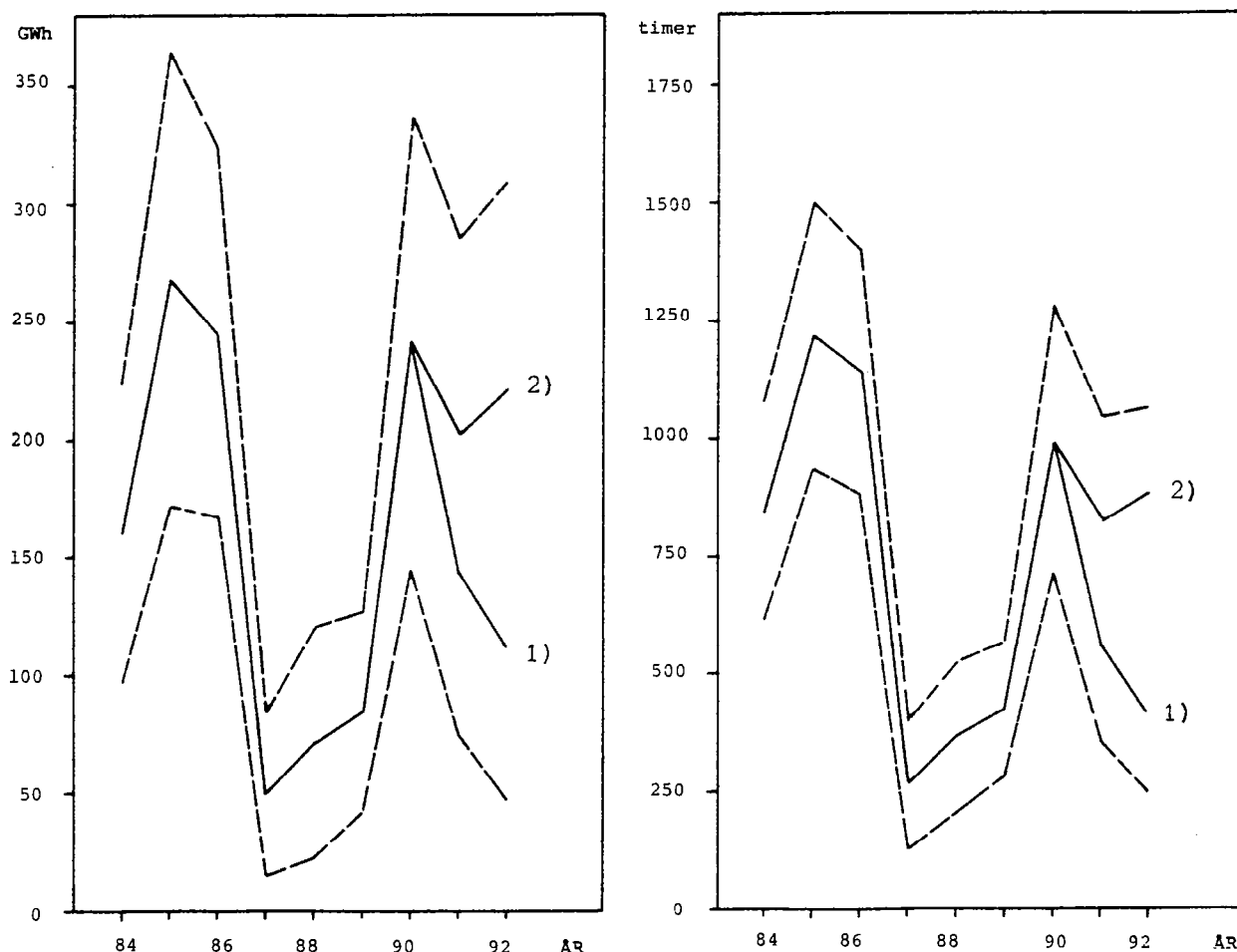


Fig. 6.2: Antal timer pr. år med behov for effektstøtte fra udlandet samt tilsvarende behov for energiimport (værdien vil med 70%'s sandsynlighed ligge i det viste interval).

1) 600 MW i 1991.

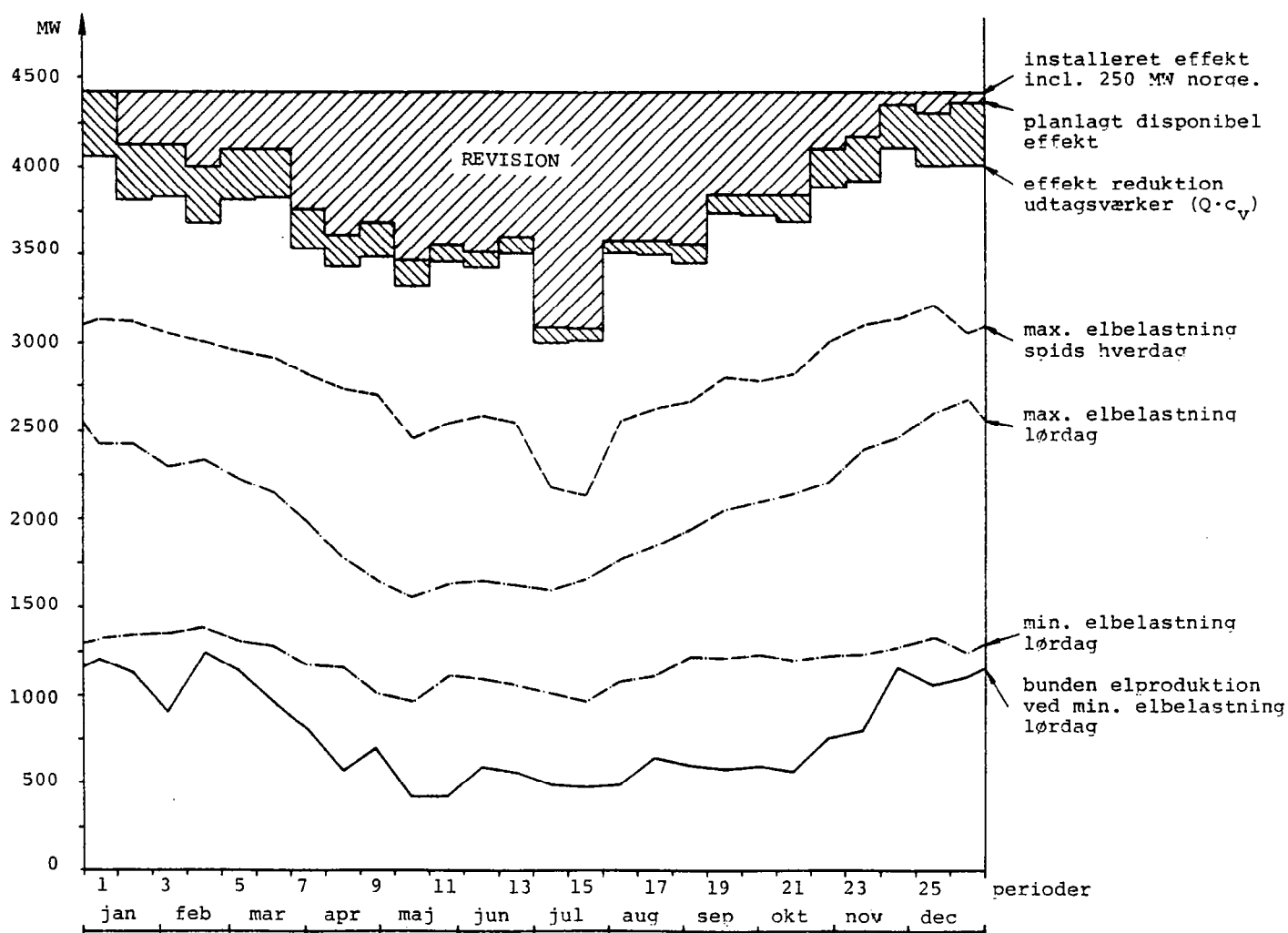
2) 350 MW i 1991.

Figur 6.2 viser, at der enkelte år forekommer betydelige kapacitetsmangler. På kort sigt er der rimelig god udsigt til at få manglerne dækket ind ved aftaler med udlandet eller ved produktion på konserverede anlæg. På længere sigt kan der ikke planlægges ud fra disse muligheder. Det må derfor overvejes nærmere, om der bør sigtes mod en noget højere installeret reserveeffekt end de ca. 20%, som hidtil har været planlægningsgrundlaget.

Behovet for ny effekt i 1991 understreges også af disse figurer.

Figur 6.3 illustrerer effektforholdene over året, som eksempel er valgt 1989. Den øverste vandrette linie viser den samlede installerede effekt incl. norgeskontrakten. Ikke tilgængelig effekt på grund af revision eller effektreduktion ved kraftvarmelevering er vist skraveret.

Figuren viser desuden den maksimale elbelastning mellem disse kurver, og det skraverede areal er udtryk for den disponible reserve. Det ses, at reserven er søgt holdt kontant over året, ved at variere tidspunkterne for revisioner.

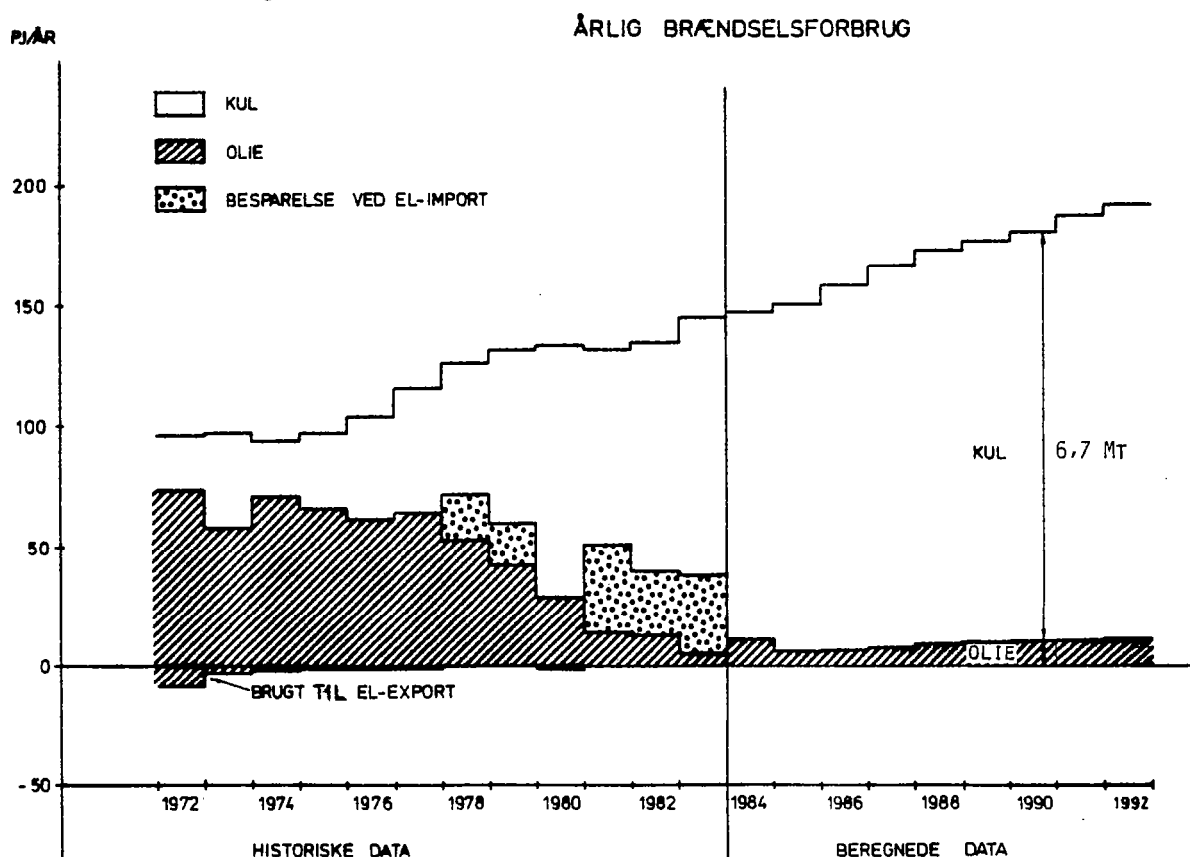


Figur 6.3: Effektforhold for 1989.

Nederst på figuren er vist den bundne elproduktion på kondens-, udtags- og modtrykssværker. Den minimale elproduktion på lavlasttidspunkter er bestemt af den bundne elproduktion. Det ses, at lavlastproblemer især kan optræde fra december til marts.

Brændselsforbrug

På grundlag af el- og varmeprognerne, brændselspriserne og data for produktionsanlæggene, er det forventede brændselsgrundlag beregnet frem til 1992 ved hjælp af driftssimuleringer. I figur 6.5 er det forventede brændselsforbrug angivet sammen med de historiske værdier. De historiske værdier er korrigeret for udlandsudvekslinger af energi.



Figur 6.5: Årlig brændselsforbrug

Af figuren ses, at olieforbruget de sidste 5-6 år har været jævnt faldende på grund af kulombygninger og en stor nettoimport fra udlandet. Fra midten af 80'erne og frem vil olieforbruget igen stige en smule, dels på grund af en lavere reserveeffekt, hvorved de oliefyrede enheders produktion øges, dels fordi kulfyrede enheder har et vist olieforbrug til start og lavlastkørsel. Elværkerne tilstræber fortsat at mindske behovet for støt-teoliefyring ved lavlastkørsel.

Da der ikke kan foretages langtidsprognoser på udlandsudvekslingen, er der i det forventede brændselsforbrug antaget en netto-udveksling med udlandet på nul, svarende til importen er lig med eksporten. I 1983 var netto-importen 3.7 TWh, jfr. tabel 6.1.

År	1982 ^{*)}	1983 ^{*)}	1984	1987	1990
Produktion: el TWh	10,1	9,8	14,1	15,6	16,9
" : varme PJ	20,8	23,2	25,1	36,0	40,1
Brændselsforbrug: PJ	108,0	111,3	146,9	162,7	177,2
" ,heraf olie PJ	12,8	4,6	11,5	7,5	9,6
" ,heraf kul PJ	95,2	106,7	135,4	155,2	167,6
Termisk virkningsgrad %	52,8	52,5	51,6	55,3	55,7
Netto import TWh	2,9	3,7	0	0	0

^{*)} excl. Randers

Tabel 6.1: El- og varmeproduktioner samt brændselsforbrug.

For 1983 er energibalancen for ELSAM-området, excl. RKE, som vist på fig. 6.6.

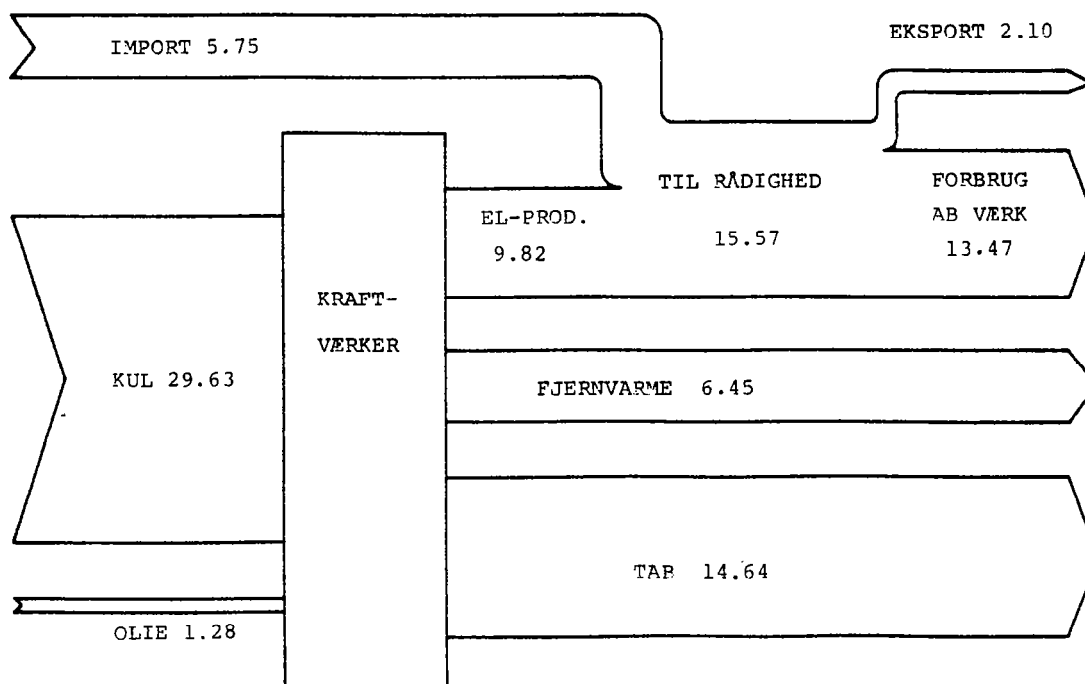


Fig. 6.6 Energibalance ab værk for 1983 for ELSAM-området. Alle enheder i TWh.

Energiudnyttelsen

Energiudnyttelsen udtrykkes som forholdet mellem udnyttet energi i el og fjernvarme, og tilført energi i kul og olie. Der tages således ikke hensyn til forskellen i energikvalitet for el og 90 grader varmt vand.

Udviklingen i udnyttelsesgraden er vist på figur 6.7. Der synes at være en tendens til stabilisering ved ca. 55%.

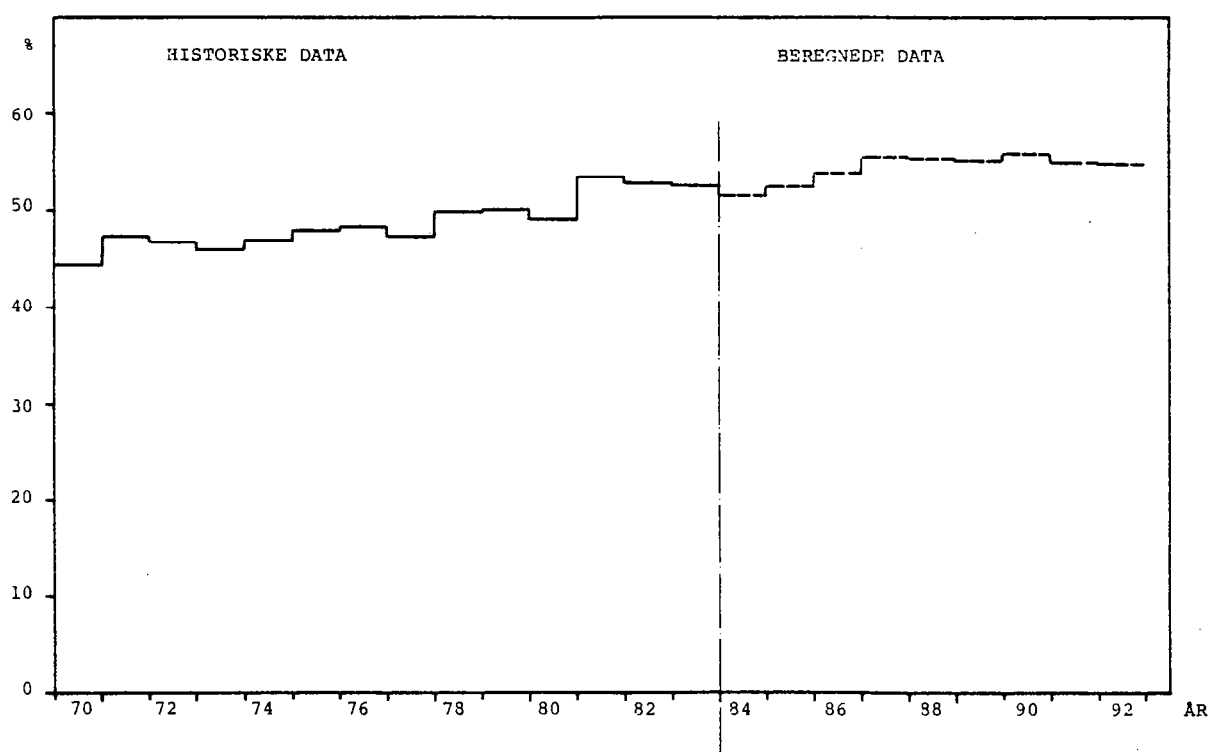
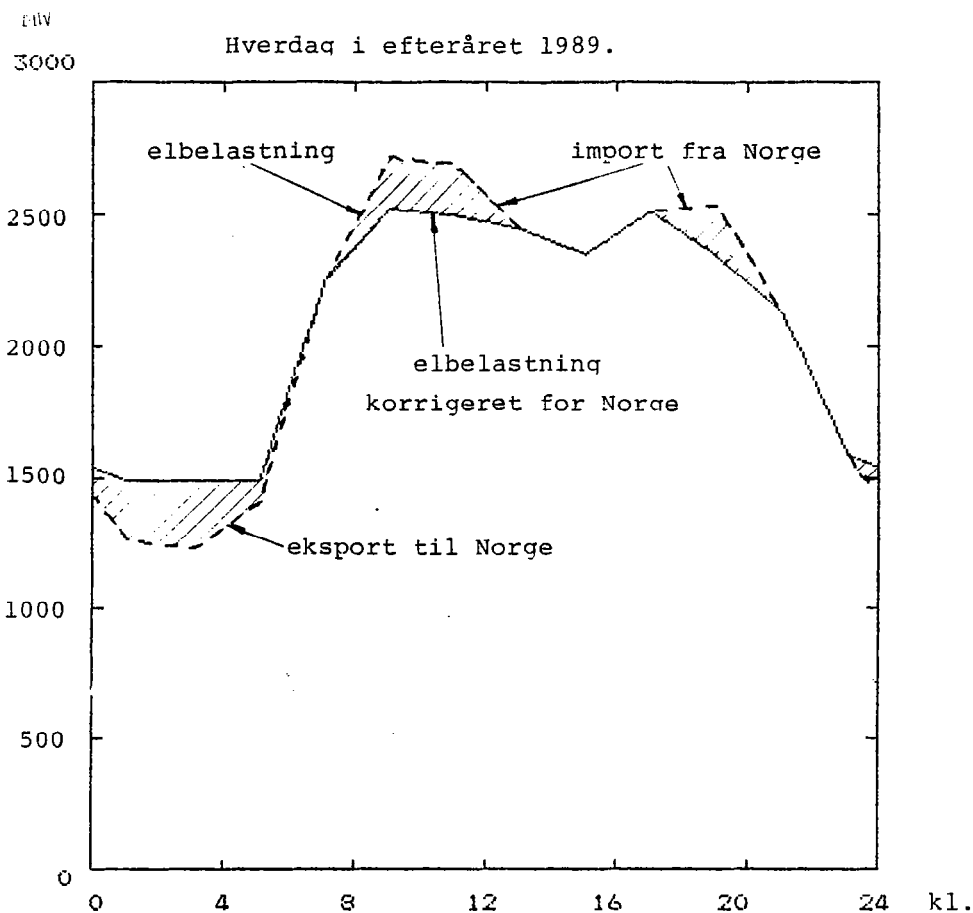


Fig. 6.7 Energiudnyttelse.

6.1.3 Maskinbestykningen

I figur 6.8 er døgnvariationen af elbelastningen angivet for en hverdag i efteråret 1989. Når elbelastningen er korrigeret for norgeskontrakten, bliver den belastning, som skal dækkes af produktionsenhederne som den fuldt optrukne linie.

I driftssimuleringerne er der antaget retureksport til Norge, i praksis afhænger denne eksport af vandsituationen i Norge.



Figur 6.8 Elbelastningen i ELSAM-området på en hverdag i efteråret 1989, samt elbelastningen korrigeret for norgeskontrakten.

Af figuren ses, at norgeskontrakten udjævner døgnvariationen, idet ELSAM importerer energi i spidslastperioden og leverer tilbage i lavlastperioden.

Udover norgeskontrakten er det ofte mulighed for udveksling af tilfældig energi med udlandet.

Den elbelastning som ELSAM's produktionsanlæg så skal dække, svarer til elforbruget incl. tab og korrigeret for udvekslingen med udlandet.

Produktionsfordelingen beregnes ved hjælp af økonomisk lastfordeling, idet produktionssystemet er sammensat af kulfyrede 3-skift anlæg og kul- eller oliefyrede 2-skift anlæg.

3-skift anlæg holdes i drift hele døgnet, enten på grund af kraftvarmeforpligtelser eller fordi startomkostningerne er så store, at det ikke er lønsomt at stoppe anlæggene for en enkelt nat. 2-skift anlæg er anlæg, som ikke er i drift hele døgnet.

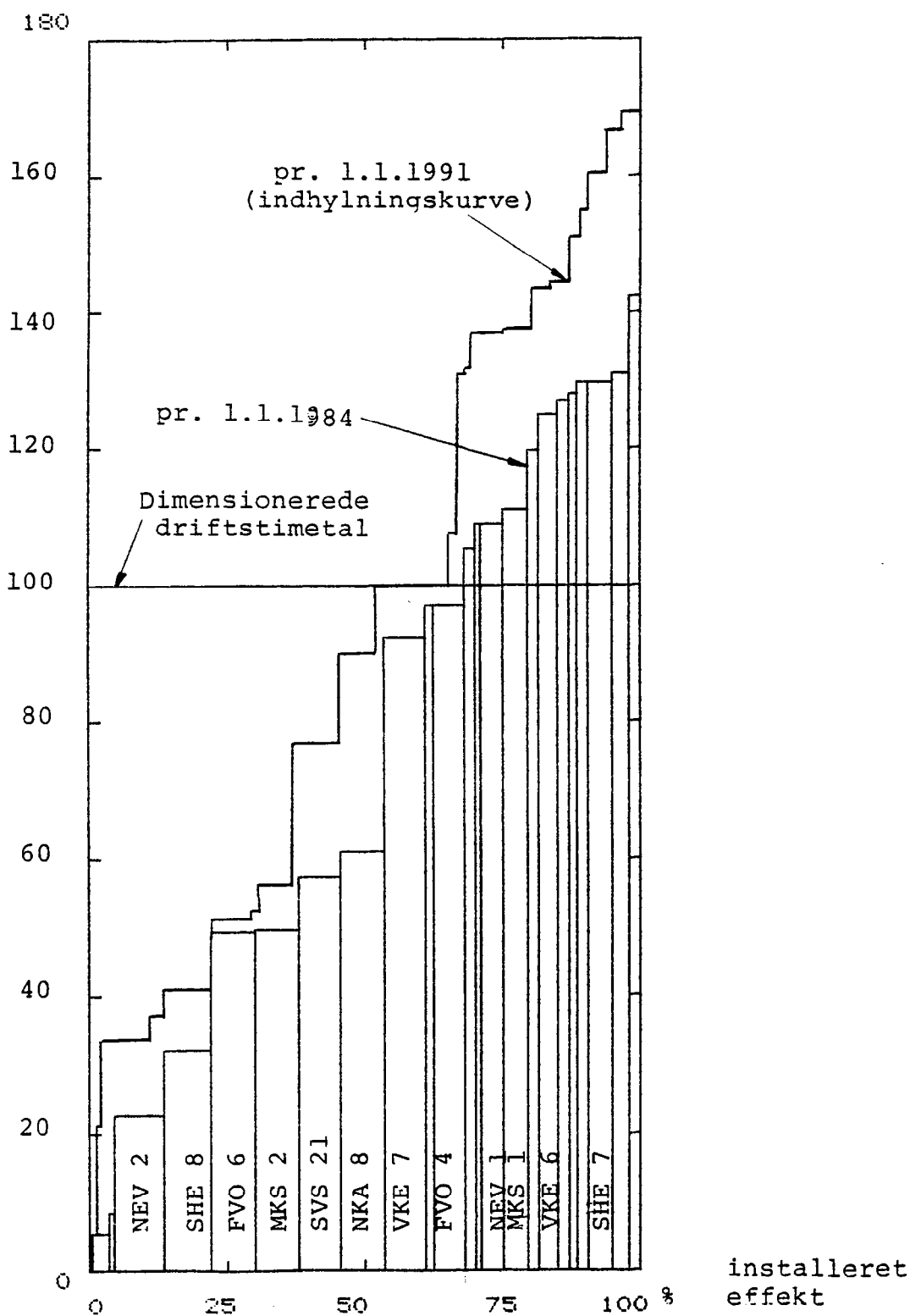
Kulfyrede 3-skift anlæg reguleres ned om natten, men kører konstant om dagen, hvor kul- eller oliefyrede 2-skift anlæg tager hovedparten af reguleringsarbejdet om dagen.

I figur 6.9 er produktionsanlæggenes alder illustreret ved hjælp af forbrugt levetid, hvor levetiden er målt i antal driftstimer. De anførte tal er excl. levetidsforbrug i forbindelse med start af anlæggene. I figuren er anlæggene sorteret efter stigende forbrugt levetid. Figuren viser både situationen ved årsskiftet og den forventede situation pr. 1. januar 1991.

Produktionsanlæggene er normalt dimensioneret til 100.000 driftstimer, som forøges med en sikkerhedsfaktor. I praksis svarer dette til, at det er muligt at opnå 150.000 til 180.000 driftstimer. Desuden har anlæggets driftsform betydning for levetiden, herunder specielt antal starter.

Pr. 1. januar 1984 er det konstaterede antal akkumulerede starter og driftstimer for de enkelte enheder vist på bilag 1.6.1 i datagrundlaget.

Akkumulerede driftstimer

 10^3 timer

Figur 6.9 Forbrugt levetid som funktion af produktionsanlæggenes effekt pr. 1. januar 1984 og 1. januar 1991. Levetiden er angivet som driftstimetotal og effekten er i % af installeret effekt. Pr. 1. januar 1984 er anlæg med indtalleret effekt større end 100 MW anført.

Afstanden fra søjlen til den øverste ramme angiver således den maksimale levetid, som resterer for det pågældende produktionsanlæg.

Aldersfordelingen kan påvirkes af blandt andet:

- forskelle i brændselspriser
- anstrengt effektsituation
- stor effektreserve
- ændring i belastningsudviklingen for såvel el som varme
- ændring i belastningens døgnvariation.

Pr. 1. januar 1984 har ca. 33% af den installerede effekt et driftstimetotal, som er større end 100.000 timer. Det tilsvarende tal for 1. januar 1991 er ca. 48%. I perioden 1984 til 1991 vokser således den andel af den installerede effekt, som har et driftstimetotal, der er større end 100.000 timer. Af figuren ses også, at driftstimetallet generelt er vokset fra 1984 til 1991, idet der kun sker tilgang af få nye anlæg på grund af den lave belastningsstigning.

Endvidere ses af figur 6.9, at i 1991 vil over halvdelen af den installerede effekt have et driftstimetotal, som er større end 90.000 timer.

6.1.4 Andre forhold

Miljøbelastninger

El- og kraftvarmeproduktion, baseret på fossile brændsler (kul og olie) giver visse belastninger af omgivelserne, her tænkes på flyveaske, kultveilde, svovldioxid samt kvælstofilde.

Mængden af nogle af disse stoffer vil øges i takt med det større el- og varmebrug (se figur 6.5).

		1980	1983 ¹⁾	1985	1990
flyveaske	(1000 tons)	559	580	761	888
CO ₂	(")	12599	10815	14603	17182
SO ₂	(")	109	80	109	129
NO _x ²⁾	(")	64	59	78	92
(øvre grænse)					

1) Konstaterede størrelser. De lave tal skyldes stor import.

2) Skønnede værdier.

Tabel 6.2 Miljøbelastninger fra el- og kraftvarmeproduktion.

En stor del af flyveasken kan imidlertid anvendes til cementproduktion som vejmateriale, som fyldmateriale m.v.

Mængden af svovldioxid øges fremover, men omstillingen fra oliefyring til kulfyring har reelt reduceret denne mængde, idet der er et mindre indhold af svovl i kul, sammenlignet med olie, og ca. 10% af svovldioxiden regnes at blive bundet i flyveasken.

Elværkerne er iøvrigt involveret i en undersøgelse af, hvilke tiltag, der kan reducere den fremtidige svovldioxidudsendelse (se afsnit 2.2).

Emmisionen af kvælstofilte skyldes, dels atmosfærens indhold af kvælstof, og er dels bundet sammen med forbrændingsprocessen.

Kraftvarme

Under afsnit 5 er sammenhængen mellem den maksimale varmebelastning og kraftvarmekapaciteten for eksisterende og forventede kommende varmemforsyningsområder illustreret i figur 5.7.

Selvom kapaciteten af kraftvarmeenhederne er lig med den maksimale belastning, er det ikke muligt at producere hele varmemeforbruget på kraft-

varmeeenheder, da kraftvarmeeenheder har en årlig revisionsperiode og enhederne kan havarere.

Størrelsen af den ikke leverede kraftvarme afhænger af den installerede kapacitet i forhold til den maksimale belastning, af antallet af kraftvarmeeenheder, af enhedernes rådighed og af tidspunktet for kraftvarmeeenhedernes revision.

Den videre udbygning af kraftvarmekapaciteten er behandlet i en arbejdsgruppe, sammensat af FV, NK, SV, VK og ELSAM. Resultatet af gruppens arbejde er nærmere omtalt i afsnit 2.1.

I ELSAM's produktionssystem udgør kraftvarmen i dag ca. 30% af den samlede energileverance, denne andel forventes øget til ca. 40% i midten af 80'erne, idet stigningen af kraftvarmebelastningen er større end stigningen i elbelastningen.

En given kraftvarmeproduktion medfører en bunden elproduktion både for udtagsenheder og for modtryksenheder. Desuden reduceres den mulige elproduktion for udtagsenheder.

Den bundne elproduktion plus summen af teknisk minima af de øvrige idriftværende anlæg, er den mindst mulige elproduktion til et givet tidspunkt. Sammenholdes denne minimale elproduktion med elbelastningen, kan det give problemer, specielt på tidspunkter med lav elbelastning (om natten og lørdag-søndag). Denne lavlastproblematik forværres yderligere af, at flere kulfyrede anlæg har oliestøttefyr i de lave lastområder. I fig. 6.12 er forholdene illustreret for en hverdag i slutningen af 80'erne.

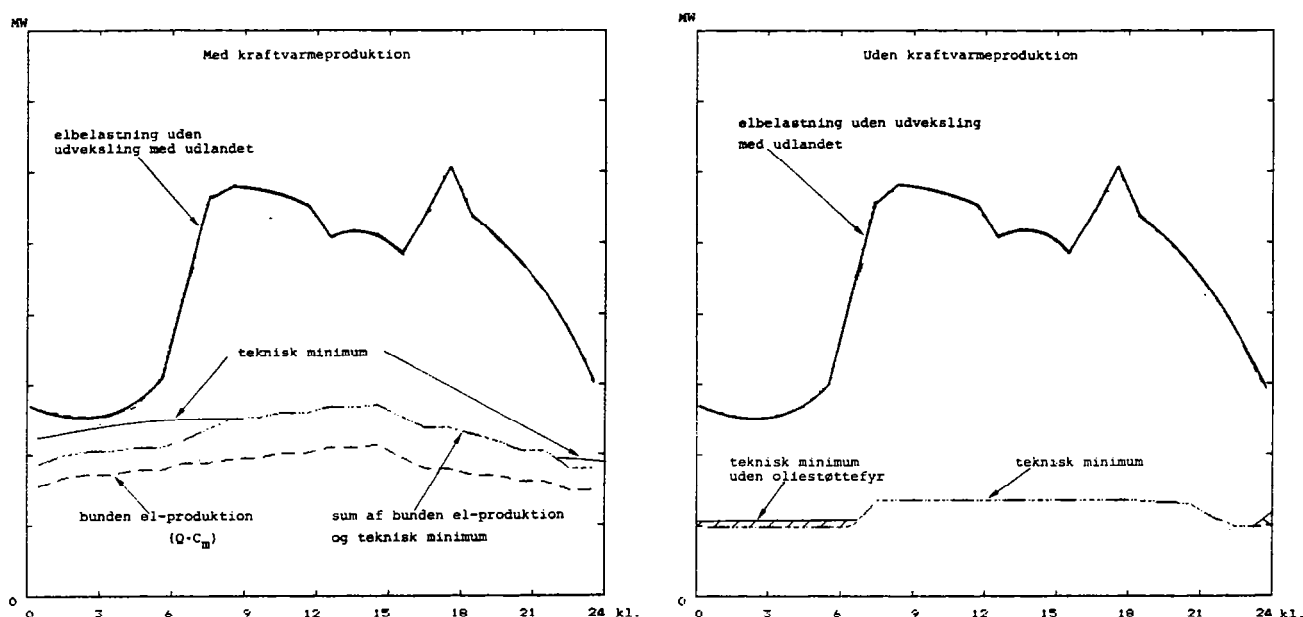


Fig. 6.12 Eksempel på belastningsforhold på en hverdag i slutningen af 80'erne med og uden kraftvarmeproduktion.

Af figuren ses, at der om natten ikke er plads til import af energi, uden at nogle kulfyrede enheder skal reguleres ned i oliestøttefyrsområdet, eller at nogle grundlastenheder skal stoppes. Hvis elbelastningen om natten bliver mindre end på figuren, og varmebelastningen holdes uændret, er problemstillingen den samme, selv om ELSAM ikke importerer nogen energi fra udlandet. Den øgede kraftvarmeproduktion kan således afskære muligheden for elimport, eller give øgede produktionsomkostninger.

Hvis elbelastningen i lavlastperioderne øges, er der atter mulighed for at importere elenergi fra udlandet.

Hvis der ikke afsættes kraftvarme, vil driftsbindingerne ændres som vist på fig. 6.12.

6.2 Investeringsoversigt

I bilag 6.1 er der vist en samlet oversigt over investeringerne. Oversigten er delt i to, hvor første del indeholder betalingerne til de besluttede anlæg, og anden del indeholder betalingerne til indstillede og fremtidige anlæg. Prisbasis er medio 83, og betalingerne er excl. byggerenter. For kraftvarmeanlæg er angivet den totale anlægspris. Investeringsoversigten medtager ikke anlæg, der idriftsættes efter 1992.

7. L I T T E R A T U R H E N V I S N I N G E R

- (1) Netudvidelsesplan 1983, ELSAM.
- (2) Rapport fra forsøringsudvalget, Miljøministeriet, marts 1984.
- (3) Vindkraft i elsystemet, Energiministeriets og elværkernes vindkraft-program, EEV 83-02, september 1983.
- (4) Vurdering af elværkernes salthorstundersøgelser. Rapport udarbejdet af en gruppe, nedsat af Miljøstyrelsen, marts 1984.
- (5) Sikkerheden ved kernekraftværker. Redegørelse fra Miljøstyrelsen, februar 1984.
- (6) Placering af kernekraftværker. Rapport fra en arbejdsgruppe. Miljøstyrelsen, februar 1984.

Oversigt over status for myndighedsbehandling af mulige nye anlæg

Projekt	Behandles af	Status
<u>Havne</u>		
- Glatved	MK/ELSAM	- indgår i kraftværksprojekt ved Glatved. - optaget i regionplan. - ELSAM har ansøgt Aarhus Amt om udarbejdelse af regionplantillæg, som er forudsætning for udarbejdelse af lokalplan.
- Risinge	FV/ELSAM	- indgår i kraftværksprojekt ved Risinge. - ELSAM har ansøgt om optagelse i regionplan og Fyns Amt har den 9. juni 1981 besluttet at lade mulighederne undersøge.
<u>Ombygninger</u>		
- fjernvarmeudtag på SV	SV	- ansøgning til energistyrelsen forventes i 1984. - afventer stillingtagen af SV og TVIS, om ombygningsrækkefølge og tidspunkter.
- kulombygning på NE (NEV2)	NE	- lokalplan foreligger. - miljøbehandling påbegyndt. - Energistyrelsen har godkendt ombygningen den 23. januar 1984.
<u>Konventionelle kraftværker</u>		
- Glatved	MK/ELSAM	- ELSAM har den 9. juni 1982 ansøgt Aarhus Amt om udarbejdelse af regionplantillæg.
- Risinge	FV/ELSAM	- ELSAM har ansøgt om optagelse i i regionplan og Fyns Amt har den 9. juni 1981 besluttet at lade mulighederne undersøge.
- 350 MW kraftvarmeenhed ved VK	VK	- medtaget i "Regionplan 1980-91 for Ribe Amtskommune" - ansøgning til Energistyrelsen afsendt den 17. juli 1980. - miljøundersøgelser gennemført og bragt til foreløbig afslutning, herunder luftkvalitetsmålinger, kølevandsundersøgelser og støjmålinger. - miljøansøgning til stedlige myndigheder juli 1981.

Oversigt over status for myndighedsbehandling af mulige nye anlæg

Projekt	Behandles af	Status
- 350 MW kraftvarme-enhed ved NK/NE	NK/NE	- ansøgning trækkes foreløbigt tilbage af af NK/NE efter påbegyndelse af kulombygning af NKA8.
- 600 MW kondens-enhed ved SH	SH	- medtaget i regionplan.
- 4 MW k/v-enhed i Give	SV	- baggrundsmateriale indsamles til senere miljøbehandling.
- 15 MW k/v-enhed i Frederikshavn	NE	- Tilsagn fra Vejle Amt om miljøgodkendelse.
- 8 MW k/v-enhed i Brønderslev	NE	- lokalplan og delplan udsendt til offentlighedsbehandling.
- 15 MW k/v-enhed i Hjørring	NE	- lokalplan og delplan vedtaget.
<u>Kernekraft</u>	ELSAM	- lokalplan udsendt til offentlighedsbehandling, normal varmeplanprocedure.
		- mulige pladser optaget i regionplanerne.
		- afventer bl.a. affaldsdeponeringsundersøgelse, sikkerhedsvurdering og folketingsbeslutning.
		- for Glatved og Gyllingnæs foreligger miljøundersøgelser.
<u>Vindmølleparker</u>		
- Nibe vindmølle-forsøgsområde	ELSAM	- forslag til ændring af lokalplan, så der kan etableres et vindmølleforsøgsområde er under udarbejdelse.
- placeringsundersøgelse for mulige land-placerede vindmølleparker	værkerne/ELSAM	- arbejde igang i samarbejde med planstyrelsen.
- havplacerede vindmølleparker	ELSAM	- arbejde igang som led i elværkernes og Energiministeriets vindkraftprogram.

CP84

Potentielle, lokale k/v-værker.

By	Værk	Varmebehov		Sandsynligt fjv. behov ab k/v-værk		Sandsynligt inst. modtryks-effekt MW	Sandsynlig affalds- og industrivarmer		Tidl. k/v idrift år
		TJ	TJ	1985	1991		1985	1991	
Horsens	SV	2800	2827	1200	1400	28	96	300	90/91 ²⁾
Giv	SV	189	210	165	185	4	0	0	85/86
Silkeborg	MK	1230	1230	1450	1450	31	0	0	90/91 ²⁾
Viborg	MK	470	470	530	530	10	0	0	90/91 ²⁾
Holstebro	VK	1070	1140	-	830	17,5	550 ¹⁾	460 ¹⁾	90/91 ²⁾
Struer	VK	205	445	-	486	9	50	50	90/91 ²⁾
Frederikshavn	NE	845 ^{x)}	1120 ^{x)}	550	868	15	210	220	86
Hjørring	NE	900 ^{x)}	1150 ^{x)}	736	810	15	110	110	87
Brønderslev	NE	367 ^{x)}	509 ^{x)}	262	407	7,5	96	96	85
Assens	FV	360 ³⁾	420 ³⁾	385	461	10	0	0	88

x) Tallene angiver varmebehov, ab central, i k/v-området.

1) Mulighed for yderligere 320 TJ/år fra en mælkekondenseringsfabrik.

2) Anlæg, der er anført med tidligste driftsår 90/91, kan tænkes idriftsat tidligere.

Her er det det tidspunkt, man antager de kan få fuld effektbetaling.

3) Incl. forventet behov hos industrien.

Omkostninger ved nuklear og konventionel produktionForudsætninger:

Anlægsstørrelse	600 MW (kul) 1000 MW (uran)
Kontraktpris for anlæg medio 1983 niveau	3400 kr/kW (kul) 8500 kr/kW (uran)
Realrente	5/9% p.a.
Byggerentebetingede tillæg til kontrakt- pris	10/19% (kul) 16/31% (uran)
Nyttevirkning	42% (kul) 35% (uran)
Økonomisk levetid (1995-2005)	20 år
Belastningstid	6000 h/år
Brændselspriser 1984 prisniveau (iflg. UP84)	
Kul:	20.2 kr/GJ
Kulbehandling:	0.5 kr/GJ
Uran:	7.4 kr/GJ
Dollarkurs	9 kr/US\$
Realprisstigning 1984-2015: Kul:	2% p.a.
Uran:	0% p.a.
Drift- og vedligeholdelse iflg. UP84	

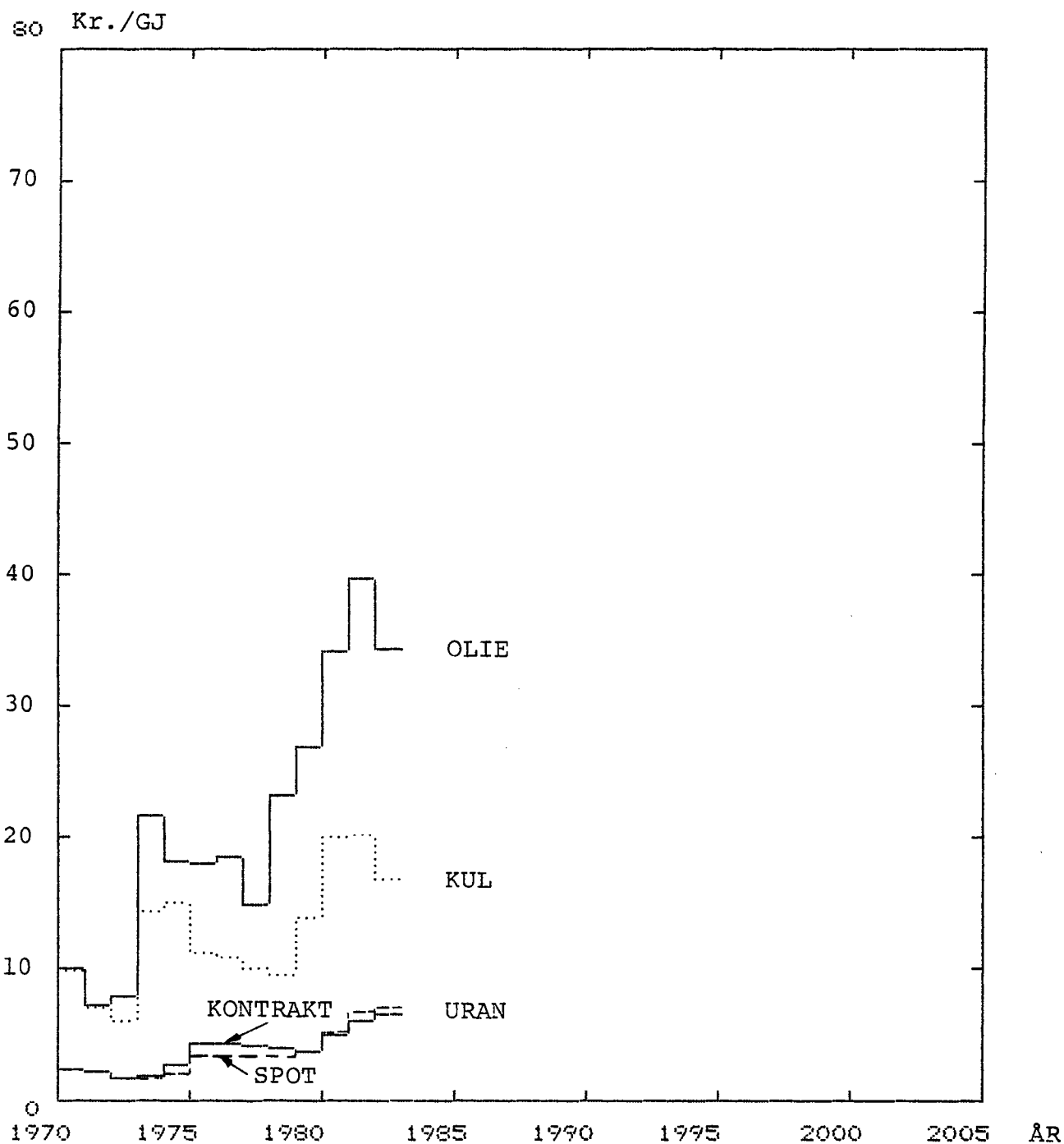
Produktionspriser (øre/kWh) ved 5% realrente

	<u>Kul</u>	<u>Uran</u>
Anlæg	5.0	13.2
Drift og vedligeholdelse	1.2	2.8
Brændsel	26.2	7.7
Røggasrensning	~ 3	-
Total	~35	~24

Produktionspriser (øre/kWh) ved 9% realrente

	<u>Kul</u>	<u>Uran</u>
Anlæg	7.4	20.3
Drift og vedligeholdelse	1.2	2.8
Brændsel	25.5	7.7
Røggasrensning	~ 3	-
Total	~37	~31

CIF-PRIS ANGIVET I 1983-KR.



CIF-PRIS AN STORHAVN I 1983-KR.

PROGNOSEN ER BASERET PÅ EN DOLLARKURS PÅ 9.10 KR.

Kr./GJ

80

70

60

50

40

30

20

10

0

1970

1975

1980

1985

1990

1995

2000

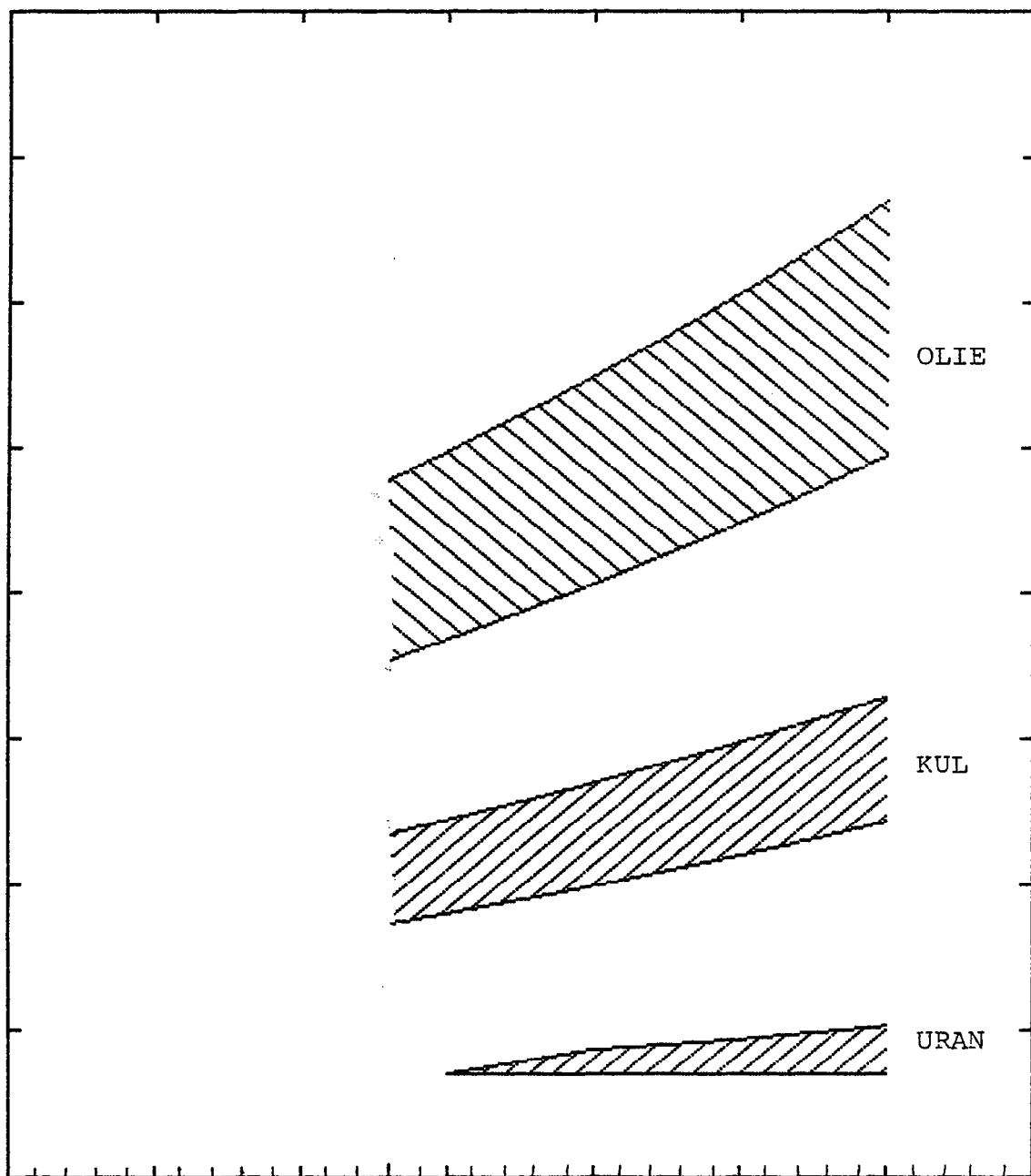
2005

ÅR

OLIE

KUL

URAN



HISTORISKE BRÆNDSLESPRISER I KR/GJ, (CIF-PRIS)

ÅR	KUL		OLIE		URAN (SPOT)		INDEKS *) (BFI) %
	LØB.	MED-83	LØB.	MED-83	LØB.	MED-83	
1971	3.4	9.8	3.4	10.0	0.9	2.7	9.2
1972	2.6	7.0	2.7	7.2	0.9	2.4	11.5
1973	2.5	5.9	3.3	7.9	0.7	1.7	13.0
1974	6.7	14.3	10.2	21.7	0.9	1.9	13.5
1975	8.0	14.9	9.7	18.1	1.4	2.7	9.2
1976	6.5	11.2	10.5	18.0	2.7	4.7	7.3
1977	6.8	10.9	11.6	18.6	2.9	4.7	8.2
1978	6.8	10.1	10.0	14.8	3.0	4.5	5.5
1979	6.8	9.5	16.5	23.1	3.2	4.5	8.1
1980	10.6	13.8	20.7	26.9	3.1	4.0	10.4
1981	17.0	20.0	29.0	34.1	4.6	5.4	10.9
1982	18.9	20.0	40.6	43.0	5.8	6.2	6.0
1983	17.2	17.2	35.5	35.5	6.6	6.6	

*) Stigning i indeks for bruttofaktorindkomst, anvendt til prisomregning fra løbende priser til medio 1983-værdier.

(6/10 1983)

Prognose for elforbrug og maksimalbelastning ab værk
i kalenderåret. Jylland/Fyn (incl. Randers)

	REFERENCEFREMSKRIVNING			LAV ØKONOMISK VÆKST			STABIL ØKONOMISK VÆKST		
	Effekt 1) MW	Energi TWh	Vækst- rate (Energi) % p.a.	Effekt 1) MW	Energi TWh	Vækst- rate Energi % p.a.	Effekt 1) MW	Energi TWh	Vækst- rate (Energi) % p.a.
1983	2698	13,56	3,3	2698	13,56	3,3	2698	13,56	3,3
1984	2796	13,98	3,1	2793	13,98	3,1	2799	13,98	3,1
1985	2894	14,49	3,6	2880	14,45	3,4	2908	14,53	3,9
1986	2984	14,95	3,2	2952	14,83	2,7	3016	15,07	3,7
1987	3077	15,41	3,1	3019	15,17	2,3	3135	15,64	3,8
1988	3175	15,90	3,2	3087	15,52	2,3	3265	16,29	4,2
1989	3277	16,41	3,3	3156	15,87	2,2	3400	16,97	4,2
1990	3380	16,93	3,2	3226	16,22	2,2	3541	17,67	4,1
1991	3486	17,46	3,1	3297	16,57	2,2	3685	18,40	4,1
1992	3557	17,88	2,4	3368	16,93	2,2	3827	19,14	4,0
1993	3639	18,29	2,3	3440	17,30	2,1	3956	19,81	3,5
1994	3719	18,70	2,2	3512	17,66	2,1	4082	20,44	3,2
1995	3801	19,11	2,2	3584	18,03	2,1	4211	21,09	3,2
1996	3885	19,53	2,2	3658	18,40	2,1	4343	21,75	3,1
1997	3970	19,96	2,2	3732	18,77	2,0	4478	22,43	3,1
1998	4057	20,40	2,2	3807	19,15	2,0	4616	23,13	3,1
1999	4143	20,83	2,1	3883	19,53	2,0	4758	23,84	3,1
2000	4234	21,28	2,2	3960	19,92	2,0	4904	24,56	3,0

1) Største kvartersbelastning i december

2) Selve prognosen udarbejdes på niveauet "salg til eget område", hvorefter ab værk energi-
forbruget beregnes ved et fast tillæg for "tab" på 1,4%. Bl.a. som følge af varierende
udlandshandel vil dette procenttillæg ikke være konstant fra år til år. Eksempelvis
vil udlandshandlen i 1983 medføre et større procenttillæg for 1983, hvilket ikke afspej-
les i tabellens tal. Denne procedure er valgt, fordi "salg til eget område" bedst af-
spejer elforbrugernes adfærd, mens udlandshandlens (faktiske) størrelse er uvedkommende
i denne sammenhæng.

Belastningsgrundlag for varmeforsyningsområder.

Belastningsgrundlaget for et område svarer til belastningsprognosen incl. nettab for området.

Belastningen dækkes af produktionen fra affalds-/industri anlæg (se næste side), kraftvarmeværker og spidslastcentraler.

År	Brønderslev	FV 1)	Frederikshavn	Højring	MKA	MKS	NK	Randers	SH	SV	VK	Give	Total for eksist. og sluttede k/v-byer	Dec. modtryk værker	Total
1984	-	8500	-	2741	4375	1200	4970	1804	735	-	4589	-	28914	-	28914
85	367	10000	-	2846	3400	3800	5275	1860	746	-	4648	163	33105	-	33105
86	387	10376	862	2901		7500	5580	1918	757	1113	4708	167	36269	-	36269
87	408		896	2956		7650	5885	1978	767	4332	4770	171	41189	-	41189
88	431		932	3013		7800	6190	2039	776	4575	4835	175	42192	-	42192
89	455		971	3071		7850	6495	2102	784	4868	4901	178	44092	-	44092
1990	480		1114	3130		7950	6800	2170	792	5112	4966	182	45181	-	45181
91	509		1120	3191		8100	6840	2240	799	5343	5033	186	45865	3780	49645
92			1125	3252		8250	6880	2274	806	5578	5079		46457		50237
93			1131	3315		8400	6920	2308	813	5764	5125		47133		50913
94			1136	3379		8600	6960	2343	820	5883	5171		47521		51301
95			1142	3444		8800	7000	2382	827	5954	5217		47997		51777
96			1148	3511			7040	2417	833	6003	5264		48258		52038
97			1154	3579			7080	2453	840	6025	5310		48487		52267
98			1160	3648			7120	2490	840	6035	5357		48697		52477
99			1160	3719			7160	2500	840	6039	5404		48869		52649
2000	509	10376	1160	3791		8800	7200	2512	840	6043	5452	186	49045	3780	52825

Der regnes med en benyttelsestid på 3710 h/år af maksimalbelastningen. Omregning fra belastningsgrundlag i Tj/år til maksimalbelastning i MJ/s:

$$Y = X \text{ Tj/år} \cdot \frac{1}{3710 \text{ h/år}} \cdot \frac{h}{3600} = \frac{X}{13,36} \text{ MJ/s}$$

1) Prognosen for FV er blevet ændret pr. marts 1984.

Data for enheder over 5 MW som er til rådighed for driftsplanlægningen for såvel el som varme. Disse enheder medtages i driftssimuleringerne.

Værk	Enhed	Periode		El			Fjernvarme			bedst-punkt	korr. fakt.	forbr. v. i kond.	Brændsel			start brændsel	forventet kulandel
		1. drifts-år	sidste drifts-år	kont. + overbel. nuv. MW	besl. tilg. MW	elmax. ved ren kulfyring MW	tekn. min. MW	elmax. v.fjv. max. MW	max. nuv. MJ/s	besl. kap. tilg. MJ/s	C _m MW/MJ/s	C _v MW/MJ/s	varm GJ	kold GJ	startomk. 10) Af	kul max. %	olie max. %
FVO	3	61	90	73		72 ⁸⁾	32	58	99		0.439	0.172	377	377	128	89	100
	4	68	97	195		195	63	177	233		0.559	0.129 ²⁾	419	733	458	100	100
	6	74	03	269		269	50	233	279		0.679	0.172 ²⁾	837	837	632	100	100
MKA	9	60	89 ³⁾	70		70	12	58	93		0.430	0.138	327	959	123	100	40
	10	65	89 ³⁾	70		70	12	58	93		0.430	0.138	327	959	123	100	40
	11 ¹⁾	68	98 ⁷⁾	152		152	30	-	-		-	-	293	649	357	100	100
MKS	2	72	06	263		-	50	-	-		-	-	481	984	618	0	100
	3	84	13	350		350	70	252	484		0.521	0.203	1458	2917	823	100	100
	4	85	14	350		350	70	252	484		0.521	0.203	1458	2917	823	100	100
RKE	1	83	17	45		45	5	45	105		0.430	-	-	-	79	100	0
				600		700											
				127+3		125	32	-	-		-	-	670	1214	306	100	100
NEV	1	67	0	295+10		-	60	-	-		-	-	837	1256	693	0	100
	2	77	11	422+13		-											
NK	5	58	95 ⁹⁾	41		35	20	28	70		0.430	0.146	167	188	72	85	60
	6	62	95 ⁹⁾	69		63	14	52	116		0.430	0.129	230	251	121	90	60
	8	73	03	269			55	231	267		0.598	0.146	840	1050	632	0	100
SV	3	55	89 ⁷⁾	50		50	13	-	-		-	-	167	481	103	100	0
	11	64	93 ⁷⁾	102		95	40	-	-		-	-	314	837	240	93	100
	21	71	05	269		265	55	-	-		-	-	502	1193	632	100	100
SHE	6	58	92 ⁷⁾	57		57	14	-	-		-	-	193	774	134	100	20 ⁴⁾
	7	65	93 ⁷⁾	144		144	36	141	21		0.430	0.155	377	1486	338	100	70 ⁴⁾
	8	79	08	300+27		300+27	60	314	58		0.410	0.216	1256	2100	740	100	100
VKE	5	58	92	57		57	8	45	100		0.440	0.116	167	649	100	100	0
	6	65	94	125		125	35	92	169		0.556	0.146	293	1151	294	100	91
	7	69	98	244+13		238+13	50	202	233		0.640	0.146	481	1968	573	100	93
HERN.	1	83	17	89		89	24	89	174		0.500	-	335	837	152	100	100
				515+13													
				25		700	1	-	-		-	-	11	11	44	0	100 ⁵⁾
FÆLLES	gt. 1	76	10	25		700	1	-	-		-	-	11	11	44	0	100 ⁵⁾
				3400+53													
Kond. eff. ialt	1	76	92	125													
	2	77	92	125													
				3703		700											
ELDRE ANLÆG	1	83	17	224													

1) Værdien er en gennemsnitsværdi af værdierne i hele lastområdet.

2) Ved effektberegning er $C_v = 0,129$ (øget indfyring).

3) Skrotningsvurdering foretages.

4) Kan ikke drives rent oliefyret, heller ikke ved del-last.

5) Specialolie.

6) Værdi ved ren kulfyring.

7) Sidste driftsår er ændret, da antal driftstimer overstiger 180.000 timer i driftssimuleringerne, eller der angives nye skrotningstidspt.

8) Kun 89% af brændslet er kul, idet kedlen har olie støtfejr.

9) NKA 5 og 6 antages renoveret, så sidste driftsår er 1995.

10) Der regnes med en arbejdsmandstimeløn på 62 kr. (medio 83).

11) Henlagt i langtidsreserve i 1984 - 86.

12) Under kulombygning.

Kilder: Seneste lastfordelingsdata "de grønne notater".

VÆRK	En- hed	Periode		El				Fjernvarme				Brændsel								
		1. drifts- år	sidste drifts- år	kontinuert + overbel., forventet tilgang MW	elmax. ved ren kulfyring MW	tekn. min. MW	elmax. ved fjv. max. MW	forven- tet til- gang MJ/s	C _m MW/MJ/s	C _v MW/ MJ/s	bedst- punkt MJ/kWh	korr. fakt. p.u.	forbrug v. tekn. min. GJ/h	startomk.		kul max. %	olie max. %	start brændsel	forventet kulandel	
														varm GJ	kold GJ					
NK	8 ¹⁾																			
NEV	2 ¹⁾																			
BRØ.	1	85	14	7.5	7.5	6	7.5	18	0.42											
FRVN.	1	86	15	15	15	12	15	36	0.42	-										
HJØ.	1	87	16	15	15	12	15	36	0.42											
SV	11 ¹⁾	64		102	95	40	86	100	0.5 ³⁾	0.159	9.63	1.02	410	314	837	240	93	100	olie	98
	21 ¹⁾	71	05	269	265	55	231	200	0.6 ³⁾	0.190	8.57	1.03	835	502	1193	632	100	100	olie	96
GIVE	1	85	10	4	4	2	4	11	0.40	-							100	100	olie/kul	

1) Ombygning af eksisterende enhed. Udetiderne antages at være: NK8: 1.12.83 - 1.8.86
NEV2: 1.4.85 - 1.6.87
SVS11: 1.4.86 - 1.10.86
SVS21: 1.4.88 - 1.10.88

2) Der regnes med en arbejdsmandstimerløn på 62 kr.

3) Skønnede værdier.

Værk	Enhed	Periode 1. drifts- år	sidste drifts- år	El				Fjernvarme			Brandse							STATUS			
				kont. MW	elmax ved ren kul- fyring MW	tekn. min. MW	elmax ved fjv. MW	max. MJ/s	C _m MW/MJ/s	C _v 3) MW/MJ/s	bedst- punkt MJ/kWh	korr. fakt. P.U.	forbr.v. tekn.min. i kond. GJ/h	startomkostninger		kul max. %	olie max. %		start brand- sel	forv. kulan- del %	
														GJ	GJ						
FVO	1	53		38	-	13	30	35	0.402	0.230	13.69	1.00	190	262	419	67	0	100	olie	0	A
	2	53		38	-	13	30	35	0.402	0.230	13.69	1.00	190	262	419	67	0	100	olie	0	A
	D1	32		5	-												100	diesel	0	B	
	D2	38		5	-												100	diesel	0	B	
MKA	8	53	89	42 4)	42 4)	4	30	93	0.258	0.129	13.57	1.00	110	17	63	10	100	0	kul	100	C
NK	1	24		5	5													0	kul	100	C
	2	28		5	5													0	kul	100	C
	3	50		29	29	9	-	-	-	-	12.23	1.05	130	147	167	51	100	35	kul/olie	90	D
	4	54		29 1) 7(3)	29 1) 7(3)	9	-	-	-	-	12.23	1.05	130	147	167	51	100	35	olie	90	D
	7	59		7(3)	7(3)													0	olie	100	D
SVS	3	55	89	9	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	0	kul	100	E
VKE	4	53	87	34	34	6	22	74	0.311	0.157	15.16 2)	1.05	138	126	481	60	100	0	kul	100	C
				Σ 224	224																

1) Kedelbegrænsning

2) Værdien er ved ren kulfyring

3) Værdien er en gennemsnitsværdi af værdierne i hele lastområdet.

4) Under forudsætning af T9 eller T10 ikke er i drift.

5) Der regnes med en arbejdsmandstimerløn på 62 kr (med.o 83).

Status:

A: Enhederne forudsættes driftsklare af hensyn til nettet fra henholdsvis 1985 og 1986.

B: Bibeholdes som nødstartanlæg.

C: Bibeholdes af hensyn til fjernvarmen.

D: Bibeholdes af hensyn til kulombygning på NK og NE.

E: Effektreduktion, da kedel 4 er udgået af afregningssystemet.

Effektudbygningsplan for perioden 1984 - 1992.

BILAG 5.2

år	elbelastning årlig max MW	tilgang 2) dato	skrotning pr. 1.jan. MW	installeret effekt 1) ultimo MW	effektfradrag 3) overbe- lastning MW	kraft- varme MW	install. tidspunkt MW	installeret reserve %
1984	2796	1.7 MKS3	SVS3, reduktion	4053	25	104	444	29,1
1985	2894	1.6 MKS4		4411	21	119	656	25,0
1986	2984	1.7 Brønderslev		4426	20	124	515	26,2
1987	3077	1.1 Frederikshavn	NKA8, reduktion	4431	20	128	125	35,1
1988	3175	1.1 Hjørring	NEV, reduktion	4431	20	130	145	30,3
1989	3277			4431	20	133	0	30,9
1990	3380		MKA9 MKA10 SVS3	4241	20	146	0	21,3
1991	3486	5) 350/600 Decentrale modtrykssvæker	FVO3	4608/4858	20	144	-	-
1992	3557				20	146	0	-

- 1) Der medtages kun enheder, som fremgår af bilag 5.1, side 1 + besluttet og indstillet tilgang.
- 2) Forventet tilgang af enheder under 5 MW er ikke medtaget.
- 3) Udetider for NKA8, NEV2, SVS11 og SVS21 fremgår af bilag 4.1, side 2. Tiderne for SVS er ikke endeligt fastlagt.
- 4) MKS2 tænkes henlagt i langtidsreserve i årene 1984 - 1986, men er dog medtaget i reserveprocenten.
- 5) I 1991 er alternative udbygningsmuligheder ved Fynsværket eller Vestkraft med 350 MW, eller ved Ensted eller Vestkraft med 600 MW. Reserveeffektprocenten bliver i dette tilfælde 21,8 i 1991 og 25,4 i 1992.

Investeringsoversigt Beløb er i mill.kr. Prisbasis for fremtidige betalinger er medio 83, afholdte betalinger er i årets kroner. Excl. byggerenter.

	før 1983	For- ventet regn- skab 1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	Ialt ²⁾
BESLUTTEDE ANLÆG												
Nye anlæg												
MKS3	735,8	374,7	128,6	50,7	6,6	1,1	1,0					1297,5
MKS4	234,8	330,4	213,2	76,5	0,6							855,5
Lager og lossefacil. SVS (incl. kran)	13,4	6,3	8,3									28,0
Flyveaskefacil. MK, askesilo		12,5	12,7									25,2
Kulombygninger NK (NKA8)		76,6	260,6	234,3	47,3							618,8
NE (NEV2)			156,3	156,3	130,2	78,1						520,9
Netanlæg Generatorledning, MKS3 og MKS4	5,8	17,0	9,9	8,2								40,9
Netanlæg over 100 kV	42,2	74,4	140,6	65,0	46,3	53,1	42,6					464,2
Netanlæg 60 kV	20,9	50,7	51,4									123,0
INDSTILLEDE ANLÆG												
Nye anlæg												
Brønderslev			29,6	23,5	22,6							75,7
Frederikshavn			36,4	38,5	38,5							113,4
Hjørring					60,0	61,0						121,0
Give			7,0	28,4								35,4
Nødstart, MKS ⁴⁾				20,0	20,0							40,0
Øvrige anlæg												
SVS11, udtag: 100 MJ/s ³⁾				24,4	24,4							48,8
SVS21, udtag: 200 MJ/s ³⁾						41,6	41,6					83,2
								efter 1988				
FREMTIDIGE ANLÆG												
600 MW, kondens ^{*)}						176,8	353,6	1273,6				1768,0
Storebæltsfor- bindelse ¹⁾					25,0	50,0	100,0	75,0				250,0
Skagerrak ¹⁾				22,3	44,6	89,4	67,0					223,3
Konti-Skan ¹⁾						44,5	54,2	96,6				195,3
Netanlæg over 100 kV			4,5	78,0	138,5	143,6	105,2					469,8
Netanlæg, 60 kV				41,1	57,9	52,9	47,0	0,6				199,5
*) Alternativ udbygning: 350 MW udtag						119,3	238,7	835,3				1193,3

1) Skønnede investeringer.

2) Nogle af summernes led er i årets kroner, andre i faste priser.

3) Ex. udetidsbetaling.

4) Skønnet værdi.

UP 84

Ifølge ELSAMs vedtægter skal bestyrelsen hvert år, som led i en rullende planlægning behandle udvidelsesplaner for primærnet og produktionsanlæg.

Udvidelsesplanens indstillinger, som ELSAMs bestyrelse har tiltrådt, danner grundlag for den fortsatte planlægning og udbygning.

En kortfattet orientering om Udvidelsesplanen kan rekvireres hos ELSAM.

ELSAM

Planlægningsafdelingen
7000 Fredericia
Tlf. (05) 56 25 00

ISSN 0107-5101

