

Indstilling og udredning
Udvidelsesplan 82



ELSAM

E L S A M

Planlægningsafdelingen

U D V I D E L S E S P L A N 1 9 8 2
INDSTILLING OG UDREDNING

Notat S82/119

(OU 1982.03.03)

(DU 1982.03.17)

(Best. 1982.04.30)

Udvidelsesplan 1982 består af

- Indstilling og udredning (Notat S82/119)
- Datagrundlag (Notat S82/118)

E L S A M
Planlægningsafdelingen

<u>Indhold:</u>	side
Resumé og indstillinger	2
1. Forudsætninger	7
1.1 Dansk energipolitik	8
1.2 Udbygning med kernekraft	8
1.3 Varmeplanlægningen og naturgasprojektet	11
1.4 UP81, status for indstillinger	17
1.5 Udbygningspolitik 1982	20
2. Primærbrændsel	24
2.1 Kul	24
2.2 Olie	27
2.3 Naturgas	28
2.4 Uran	30
2.5 Brændselspriser	31
3. Belastningsforhold	33
3.1 Prognose for elbelastningen	33
3.2 Prognose for fjernvarmebelastningen for kraftvarmeområder	41
4. Udbygninger	46
4.1 Produktionskapaciteten	46
4.2 Brændselsforsyningen	60
4.3 Primærnettet	63
5. Forslag	66
5.1 Hensigtserklæringer	66
5.2 Undersøgelser	66
5.3 Forhandlinger	67
5.4 Myndighedsbehandling	68
5.5 Anlægsarbejder	68
5.6 Forskrifter for projektering, drift og afregning	73
6. Konsekvenser	74
6.1 Driftsmæssige forhold	74
6.2 Investeringsoversigt	86
6.3 Projekteringspersonale	86

Bilag:

1.1	Lokale kraftvarmeværker
2.1	Brændselsprisprognoser
3.1	Prognose for elforbrug
3.2	Fjernvarmeprognosetabel
3.3	Kraftvarmeproduktion pr. byområde, kurver
4.1	Data for eksisterende og besluttede anlæg
4.2	Kapacitetsudbygningsplan
4.3	Planlagt netudvikling til 1986
6.1	Akkumuleret antal driftstimer og starter
6.2	Investeringsplan

U D V I D E L S E S P L A N 1 9 8 2Resumé og indstillingerForudsætninger

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 på følgende retningslinier:

- Produktionssystemet udbygges i overensstemmelse med den begrundede prognose for elbelastningens langtidstendens.
- Reserveeffekten tilpasses under hensyn til økonomi, driftssikkerhed og internationale forpligtelser.
- 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. Fyring med naturgas kan blive aktuel.
- Kernekraftanlæg kan tidligst idriftsættes i 1993.
- Anlæg til opbevaring af brændsel udbygges, så der kan opbevares brændsel til normal drift i et af bestyrelsen nærmere fastlagt tidsrum.
- Havneanlæg udbygges, så en større del af brændslet kan leveres i store skibe fra oversøiske leverandører. Anlæg til modtagelse og transitering af brændsel udbygges således, at der fortsat sikres uafhængighed med hensyn til valg af leverandører og skibsstørrelser. Efter behov etableres mulighed for separering og kontrolleret blanding af forskellige kulkvaliteter, samt anlæg for udlevering af flyveaske.

- Kraftvarmeanlæg 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 den fremtidige udbygning af fjernvarmesystemerne faktisk finder sted.
- Eltransmissionsystemet bygges således, at det sikrer alle områder en rimelig høj forsyningssikkerhed.
- De langsigtede muligheder for fremskaffelse af brændsel undersøges, ligesom udviklingen af nye elproducerende anlægstyper følges opmærksomt.

El-belastningsforhold

I modsætning til situationen efter den første oliekrise i 1973/74, er det private forbrug efter den seneste priskrise på oliemarkedet, også ramt af den tabte økonomiske aktivitet. Det er desuden efterhånden en generel forventning, at den økonomiske stagnation bliver mere langvarig end lavkonjunktoren i 1974/75. Disse forhold rummer en del af forklaringen på, hvorfor elforbruget har været konstant eller vigende, lige siden den hastige forbrugsvækst brat ophørte i midten af 1979. Herudover har det spillet ind, at energiudgifterne nu vejer så tungt i den enkeltes budget, at mange har gjort og gør en stor indsats for at spare på alle former for energi.

Ved vurderingen af elforbruget de kommende år, forudsættes på linie med de offentlige økonomiske udredninger, at en økonomisk vækst genetableres i tiden 1982-84. Efter en periode med afdæmpet indenlandsk efterspørgsel forudsættes desuden, at den økonomiske udvikling på langt sigt også giver plads for en stigning i det private forbrug. På den anden side forudsættes,

at mulighederne for at udnytte energien mere effektivt fortsat vil have forbrugernes bevågenhed. Nedenstående elprognose må opfattes som en konsekvens af det her forudsatte udviklingsmønster.

Imidlertid er der under den langvarige lavkonjunktur sket strukturelle og adfærdsmæssige forskydninger, hvis betydning for sammenhængen mellem vækst i energiforbrug og for indholdet af en fornyet økonomisk vækst dårligt kan erkendes i dag. For elforsyningen giver dette anledning til usikkerhed om afsætningsstruktur og forbrugsniveau. Vil eksempelvis den hidtidige forskydning af industriproduktion og boliger fra hovedstadsregionen mod det øvrige land blive dæmpet, og kan der ventes forbrugerreaktion, fordi el trods kraftigt stigende pris relativt set er blevet en mere attraktiv energiform?

Intet tyder på, at elforbrugsudviklingen vil genvinde den stabile karakter, som har kendetegnet elektricitetens indtrængen på energimarkedet frem til begyndelsen af 1970'erne. Det er vigtigt, at planlægningsprocessen tilpasses denne ny situation.

El- og fjernvarmeprognose (september 1981)

År	El			Fjernvarme	
	Forbrug	Stigning pr. år	Største kvarters belastning (december)	Belast- ning- grundlag	Stigning pr. år
	TWh	%	MW	TJ/år	%
1981	12,53 ¹⁾		2479 ²⁾	22.600 ³⁾	5
1982	12,65	1,0	2527	23.800	20
1983	12,99	2,7	2604	28.300	4
1984	13,37	2,9	2685	29.400	22
1985	13,80	3,2	2778 ²⁴⁷⁹ ³⁰⁰⁶	35.800	4
1986	14,34	3,9	2895 2895	37.100	3
1987	14,98	4,5	3027 ³¹⁰⁰	38.200	2
1988	15,64	4,4	3160	39.100	5
1989	16,33	4,4	3300	41.100	

1) forbrug i 1981: 12,58 TWh

2) Største kvartersbelastning i 1981: 2621 MW
ELSAM afregningsmax. i 1981: 2583 MW

3) Leveret af værk i 1981: 21.311 TJ

Forslag (jvf. afsnit 5).

Hensigtserklæringer:

- ELSAM yder fortsat assistance til elselskabernes arbejde med varmeplanlægningen. (jvf. side 13).
- værkerne fortsætter med at undersøge muligheden for bygning af lokale kraftvarmeværker. (jvf. side 66).
- FV, SH, SV og VK er indstillet på at deltage i et mindre antal forsøgsanlæg for naturgasfyrede kraftvarmeanlæg. (jvf. side 16).

Undersøgelser:

- værkerne og ELSAM fastlægger, hvilke produktionsanlæg, der ønskes holdt som driftsklare eller som konserverede anlæg. (jvf. side 66).
- værkerne og ELSAM fortsætter levetidsundersøgelserne på bestående produktionsanlæg. (jvf. side 50).
- FV, NK og VK undersøger i samarbejde med ELSAM behovet for ny varmekapacitet i Odense-, Ålborg- og Esbjerg-området. (jvf. side 59).
- SV undersøger sammen med myndigheder muligheden for kraftvarmelevering fra Skærbækværket til Kolding, Vejle, Fredericia og Middelfart. (jvf. side 14).
- værkerne og ELSAM undersøger fortsat om den forventede, øgede kraftvarmeproduktion er mulig. (jvf. side 45).
- værkerne og ELSAM undersøger muligheden for at reducere støtteoliefyringen. (jvf. side 85).

- værkerne og ELSAM undersøger behovet for etablering af yderligere nødstartanlæg.
- det nukleare arbejde videreføres i overensstemmelse med de af bestyrelsen fastlagte retningslinier.
- deltagelsen i elværkernes og Energiministeriets vindkraftprogram fortsættes.

Forhandlinger:

- forhandlingerne med NVE, Vattenfall, NWK og ELKRAFT om udbygning af samkøringsforbindelser videreføres. (jvf. side 57).

Myndighedsbehandling:

- den med udvidelsesplan 1980 og 1981 vedtagne myndighedsbehandling og hermed nødvendige projektering af nyt udtagsanlæg hos NK/NE henholdsvis VK med mulig idriftsættelse i 1988 føres til en foreløbig afslutning i 1982. (jvf. side 68).
- SH's forberedelser til miljøbehandling af ny 600 MW enhed (EV4) fortsætter. Undersøgelser søges foreløbigt afsluttet i 1984. (jvf. side 68).
- 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.
- NE fortsætter undersøgelsen af et kraftvarmeanlæg i Brønderslev.

Anlægsarbejder:

- NE og SH fortsætter arbejdet med kulfyrede modtryksanlæg i Frederikshavn og Haderslev efter retningslinierne i UP81. (jvf. side 68).

- Der indhentes tilbud og foretages miljøbehandling vedrørende NK's 269 MW enhed (NKA8) og NE's 305 MW enhed (NEV2) med henblik på ombygning til kulfyring. (jvf. side 52 og side 68).
- udvidelsen af den eksisterende lagerkapacitet fortsættes på Enstedværket, Skærbækværket, Studstrupværket og Vendsysselværket.
- NE fortsætter ombygning til kulfyring af Vendsysselværkets sektion 1, herunder etablering af havnefaciliteter.
- ELSAM fortsætter arbejdet med etablering af kulterminal i Århus.
- MK og VK fortsætter arbejdet med etablering af nye produktionsanlæg i Studstrup og i Herning.
- SH fortsætter arbejdet med udvidelse af Enstedværkets havn.

Forskrifter:

- værkerne og ELSAM udarbejder forskrifter til afregningsregler for konserverede anlæg.
- værkerne og ELSAM fortsætter udarbejdelsen af kraftværksspecifikationer for lokale kraftvarmeværker.

Skrotninger og renoveringer:

Der er indledt undersøgelser af de ældre produktionsenheders levetid. En procedure for vurdering af restlevetid og skrotning er fastlagt. Der må forventes enkelte skrotninger og renoveringer gennemført i 80'erne, men konkrete indstillinger foreligger endnu ikke.

Ledningsanlæg:

Udbygning af primærnettet behandles i en separat netudvidelsesplan 1981 (NUP81).

1. PLANLÆGNINGSMÆSSIGE FORUDSÆTNINGER

1.1 Dansk energipolitik

Energiministeret har udarbejdet Energiplan 81 (EP-81) (litt.henv. (1)). Planen blev fremlagt i november 1981 og nævner, at energipolitikken må tilrettelægges, så den bidrager til at mindske de problemer for samfundet, som er skabt ved de høje energipriser, og usikkerheden omkring olieimporten. Målsætningerne for energipolitikken er ifølge EP-81:

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

Elværkerne har med brev af 05.02.1982 (litt.henv. (2)) afgivet kommentarer til planen .

1.2 Udbygning med kernekraft

1.2.1 Indledning

Forudsætningerne for en udbygning med kernekraft er ifølge energiministerens udtalelse i folketinget den 13. februar 1980:

- at elværkernes undersøgelser vedrørende fremtidig deponering af radioaktivt affald afsluttes med et resultat, der kan godkendes af myndighederne.
- at Miljøministeriet udarbejder en redegørelse for sikkerheden ved anvendelse af kernekraft. I den forbindelse skal tillige kernekraftværkers placering vurderes.

1.2.2 Elværkernes salthorstundersøgelser

Elværkerne har undersøgt muligheden for en geologisk deponering af det højradioaktive affald fra danske kernekraftværker i jyske salthorste. Projektet var koncentreret om at undersøge geologi og hydrogeologi ved Mors-salthorsten, forestå et anlægslayout og undersøge sikkerheden ved deponering i horsten.

Resultaterne af disse undersøgelser blev afleveret til myndighederne i juni 1981. Rapporten konkluderer, at sikker deponering er mulig i Mors-salthorsten, hvor et stort volumen af rent natriumklorid med mindre mængder af anhydrit er lokaliseret i horstens centrale del. Resultaterne af undersøgelserne vurderes i øjeblikket i Miljøstyrelsen med hjælp fra Sundhedsstyrelsen, tilsynet med nukleare anlæg og Danmarks geologiske undersøgelse (DGU). Myndighedernes vurdering forventes at foreligge den 1. november 1982.

1.2.3 Reaktorsikkerhedsundersøgelsen

Arbejdet med reaktorsikkerhedsundersøgelsen blev startet op pr. 1. april 1981, idet der blev nedsat en projektgruppe i Miljøstyrelsen. Projektgruppen har udarbejdet tidsplaner for arbejdet og har givet forslag til en disposition. Disse forslag er blevet diskuteret i en kontaktgruppe på højt niveau med deltagelse af bl.a. Risø og elværkerne. Det er meningen, at projektgruppen skal kunne trække på eksterne konsulenter, f.eks. elværkerne. Arbejdet forventes afsluttet i sidste halvdel af 1982. En arbejdsgruppe, der skal behandle reaktorerers placering i Danmark har begyndt sit arbejde i august 1981. I gruppen deltager Miljøstyrelsen, Sundhedsstyrelsen, Planstyrelsen og Tilsynet med nukleare anlæg. Desuden deltager Risø og elværkerne som observatører. Arbejdet forventes at være færdigt i august 1982 og resultaterne skal indgå i reaktorsikkerhedsundersøgelsen.

Elværkernes egne undersøgelser viser, at befolkningsfordelingen omkring de jysk/fynske kernekraftpladser er gunstig, sammenlignet med udenlandske og specielt de europæiske placeringer.

1.2.4 Tidsplan

Beslutningsgrundlaget for at indføre kernekraft i Danmark kan således ikke være klar før i slutningen af 1982. En politisk stillingtagen om brug af kernekraft i Danmark kan forventes i løbet af 1983.

Dette betyder, at det første anlæg tidligst kan gå idrift i 1993 eller 1994.

1.2.5 Totale produktionspriser

For at belyse den økonomiske fordel, der er ved at producere elektricitet på kernekraftværker, er i tabel 1.1 vist totale produktionspriser for et 600 MW_{el} kul/oliefyret anlæg, et 900 MW_{el} LWR-anlæg og et 635 MW_{el} CANDU-anlæg.

	600 MW Kulfyret anlæg		900 MW LWR-anlæg	635 MW CANDU -anlæg
	u/SO ₂ - rens.	m/SO ₂ - rens.		
	Øre pr. kWh			
Anlægsudgifter	6,2	6,2	12,7	17,2
Drifts- og ved- ligeh. udg.	1,2	1,2	2,6	4,9
Brændselsudg.	26,1	26,1	7,2	5,2
Afsvovling		5,0		
Ialt	33,5	38,5	22,5	27,3

Tabel 1.1 Gennemsnitlige kWh-omkostninger i 1981-priser for værker idriftsat 1993. Kilde: Energiplan 1981 (litteraturhenvi-
sning (1)).

Tallene viser, at en kWh på et kernekraftværk kan produceres til 2/3 af hvad den koster på et kulfyret kraftværk. Desuden ses, at udgiften til drift, vedligeholdelse og brændsel på et nyt kulfyret kraftværk uden svovlrensning udgør 27,3 øre/kWh, mens den totale produktionspris, altså incl. anlægsinvesteringer, kun udgør 22,5 øre/kWh på et LWR-anlæg.

Dette betyder, at der er en økonomisk fordel ved at erstatte ældre mindre kul- eller oliefyrede enheder med kernekraftværker. Ældre enheder har større udgifter til drift og vedligeholdelse end de i tabellen viste, (se datagrundlag, bilag 1.6.1., side 2).

I forbindelse med elværkernes placeringsundersøgelser (jvf. afsnit 1.2.3) er også undersøgt økonomien ved fjernvarme fra kernekraftværker. Kernekraftværker på pladserne Gyllingnæs og Katholm, Søråmark og Bøsøre kan levere fjernvarme til henholdsvis Århus, Ålborg og Odense til priser, der med de nuværende kulpriser, kan konkurrere med kulfyret kraftvarme.

1.3 Varmeplanlægningen, naturgasprojektet og lokale kraftvarmeanlæg

1.3.1 Indledning

I henhold til energiplanen, EP81, kap. 7, kan det forventes, at energipolitikken og herunder varmeplanlægningen og naturgasprojektet influerer på effektudbygningsplanen, blandt andet på følgende punkter:

- a) Fremtidig el-effektudvidelse kan forudses udført som kraftvarmeanlæg, indtil de potentielle varmforsyningsmuligheder er dækket. Herefter kan det komme på tale at bygge rene kondensationsværker.
- b) Udbygningen med kraftvarmeanlæg må forudses at ske med større udtagsenheder, lokale kulfyrede modtryksenheder og eventuelt små (under 3 MW_{el}) lokale naturgasfyrede enheder.

Ved valget af udbygning vil foruden samfundsøkonomiske og energiokonomiske betragtninger også indgå overvejelser angående muligheder for at få naturgassen afsat samt miljømæssige, beskæftigelsesmæssige og valutariske overvejelser.

- c) Varmeplanlægningen åbner muligheder for fremtidig anvendelse af elvarme - eventuelt kombineret med varmepumper eller supplerende energiformer - i områder, hvor det ikke kommer på tale at udbygge med naturgas eller fjernvarme.

1.3.2 Naturgas

Ifølge de hidtidige planer vil naturgassen blive introduceret efter følgende tidsskema:

Naturgasforsyningen fra Tyskland
til sydlige Jylland, 1. oktober 1982.

Naturgasforsyningen fra Tyskland
til Fyn, 1. oktober 1983.

Naturgasforsyningen fra Nordsøen
i fase I til sydlige Jylland,
Fyn og Sjælland, 1. oktober 1984.

Ibrugtagning af gaslager i Ll.
Thorup, ved Viborg, 1. oktober 1986.

Naturgasforsyning i fase II
til mellemste Jylland, 1. oktober 1987.

Naturgas op til Limfjorden, 1. oktober 1988.

En udvidelse af naturgassens fase I i naturgasprojektet forventes behandlet i Folketinget i begyndelsen af 1982. Resultatet af denne behandling vil muligvis ændre ovenstående tidsskema, så kommuner i det mellemste Jylland kan medtage naturgasmuligheden i varmeplanlægningen med forsyningsmulighed fra 1985. Se iøvrigt pkt. 2.3.

Den i UP81 omtalte sikkerhedsgruppe har afsluttet sit arbejde. ELSAM og ELKRAFT har sendt redegørelser til D.O.N.G. med teknisk og økonomisk vurdering for de enkelte produktionsenheder samt systemvurderinger. Om-

bygningsomkostningerne skønnes for ELSAM-området at andrage 10-20 Mkr. pr. enhed, medens de driftsmæssige omkostninger i ombygningsperioden skønnes til ca. 50 Mkr. pr. enhed.

Fra elværksside er peget på muligheden af også at anvende naturgas som brændsel i lokale kraftvarmeværker, hovedsageligt i sommerperioden. Herved kunne anvendes betydelige naturgasmængder, medens samfundsøkonomien og forsyningssikkerheden kunne varetages ved at fyre med kul i den resterende del af året.

1.3.3 Varmeplanlægningen

Det tidsmæssigt stærkt anspændte introduktionsprogram for naturgassen nødvendiggør en hurtig færdiggørelse af den mest presserende del af varmeplanlægningen. Denne del, der skal angive områdeafgrænsningen mellem naturgasfyrede områder og områder med andre former for opvarmning, skal sikre afsætningen af 2,5 milliarder m³ naturgas pr. år i hele landet i den såkaldte naturgasfase I. Delplaner herfor er under godkendelse.

Forsyningsselskaberne, kraftværkerne og ELSAM fortsætter arbejdet som rådgivere for kommuner, amter og Energistyrelsen i det omfang det ønskes. Derved vil der hurtigst kunne skaffes oversigt over, i hvilke lokaliteter og til hvilke tidspunkter, der bliver planlagt kraftvarmeanlæg samt størrelsen og rådigheden af den installerede effekt, og til hvilke anlæg, der skal leveres brændsel fra ELSAM's brændselslagre.

På Energistyrelsens foranledning er der igangsat udredningsarbejder med det formål at undersøge varmeforsyningsmulighederne i områder, som ikke på økonomisk forsvarlig vis kan forsynes med rørbunden energi, det såkaldte område IV. Som pilotområde for en undersøgelse, hvori ELSAM og elværkerne deltager, er valgt landsbyen Vester Nebel mellem Esbjerg og Varde.

Arbejdet skulle give Energistyrelsen mulighed for at udarbejde vejledningsmateriale for denne områdekategori. I forbindelse med arbejdet forventes elvarmens fremtidige rolle at blive afklaret.

1.3.4 Lokale kraftvarmeanlæg

Den foreløbige status i kraftværkernes arbejde med lokale kraftvarmeværker i forbindelse med varmeplanlægningen er følgende:

På baggrund af et delvarmeplandirektiv, som peger primært på lokal kulfyret kraftvarme, arbejdes der i Haderslev på detailprojektering af et kraftvarmeværk med en elektrisk effekt på ca. 24 MW. Endelig godkendelse af delplanen var stillet i udsigt i efteråret 1981, men kan først forventes i foråret 1982. Dette betyder en udskydelse af den endelige idriftsættelse med ca. et år.

Kolding har fået udsættelse til foråret 1982 med hensyn til endelig afklaring af kommunens fremtidige varmeforsyningsforhold.

Varmeplandirektiverne for Vejle og Horsens åbner først mulighed for kraftvarmen efter 1990. I trekantområdet Kolding, Vejle, Fredericia og Middelfart undersøges forskellige kraftvarmeløsninger, hvori indgår kraftvarmelevering fra SV.

Delplanoplæggene for Silkeborg, Viborg og Holstebro peger alle på kulfyret kraftvarme snarest muligt, men energiministeren har tilkendegivet, at denne løsning først er aktuel efter 1990 på grund af, at myndighederne ikke finder behov for ny eleffekt før. Den lokale interesse for de oprindelige forslag er dog fastholdt, således at det vil blive medtaget i de endelige varmeplanlægning.

Frederikshavn forhandler med Energistyrelsen et indsendt delplanoplæg indeholdende et kulfyret kraftvarmeanlæg på 10 MW_{el} eller 16 MW_{el}, såfremt det besluttet at inddrage Sæbyområdet i forsyningen. Delplangodkendelse forventes i 1982, og anlægget regnes idriftsat primo 1985.

Med UP81 anmodede ELSAM's bestyrelse NE og SV om at undersøge økonomien for mindre, kulfyrede modtryksanlæg i Brønderslev og Hedensted, eventuelt i forbindelse med afprøvning af nye kedeltyper. For begge byer foreligger rapporter, som dokumenterer samfundsøkonomien.

Efter at Hedensted kommune har modtaget varmeplandirektiv, der henlægger en eventuel etablering af et kraftvarmeanlæg til behandling i forbindelse med den generelle varmeforsyningsplanlægning, er byrådets synspunkt, at det ikke er sandsynligt, at et kraftvarmeværk vil blive aktuelt før efter 1987. Man har besluttet nøje at følge udviklingen og beklager, at anlægget dermed udelukkes som forsøgsværk.

Der foregår endnu forhandlinger mellem Brønderslev kommune og NE om etablering af et kraftvarmeværk. Såfremt forhandlingerne ender med en beslutning om bygning af værket vil det - under hensyntagen til den tid, der medgår til myndighedsgodkendelse - tidligst kunne idriftsættes i 1985.

I denne forbindelse kan det nævnes, at et udredningsarbejde vedrørende ændringen af produktionsprisen for fjernvarme som følge af produktionsmåden eller ændring af de oprindelige forudsætninger, foretaget i samarbejde mellem Danske Fjernvarmeværkers Forening, ELSAM og SV bekræfter, at det i modtryksområdet 3-20 MW_{el} kan kræve nøje undersøgelser for at afgøre, om man i det givne tilfælde skal foretrække at basere sig på kulfyrede fjernvarmekedler eller kulfyrede kraftvarmeanlæg. Begge produktionsmetoder synes imidlertid, i hele det af Energistyrelsen normalt betragtede variationsområde for de forskellige parametre, at være mere fordelagtige end en produktion af varmen på fueloliefyrede fjernvarmekedler.

I det forløbne år er der yderligere færdiggjort mere detaljerede undersøgelser vedrørende Give, Grindsted og Fåborg. Resultatet af disse undersøgelser bekræfter, ligesom endnu flere løbende undersøgelser, at det rent samfundsøkonomisk synes forsvarligt at opføre kulfyrede kraftvarmeværker i effektområdet 3-10 MW_{el}. Et kraftvarmeanlæg i Fåborg på ca. 3,3 MW_{el} kan tænkes opført med tilskud fra Fynsværkets varmefond.

Et udredningsarbejde vedrørende et 1,3 MW_{el} kulfyret modtryksanlæg i Bredballe ved Vejle har derimod vist, at kun under meget gunstige

omstændigheder (høj elpris, stor brændselsprisstigning, fuld effektpris og høj varmebenyttelsestid) er et anlæg i denne størrelsesorden rentabelt.

Udover disse normalt kulfyrede anlæg er værkerne med i undersøgelser vedrørende indførelse af naturgasfyrede og naturgas-/oliefyrede kraftvarmeværker i henhold til bestyrelsens vedtagelse med UP80. Såfremt disse anlæg viser sig at kunne etableres og drives samfundsøkonomisk fordelagtigt, er kraftværkerne i Naturgasregion Fyn og Naturgasregion Syd, det vil sige FV, SH, SV og VK, indstillet på at etablere og drive sådanne anlæg i samarbejde med de lokale elforsyningsvirksomheder.

Da forholdene omkring anlægspriser og driftsøkonomi for disse anlæg er meget usikre er kraftværkerne indstillet på at deltage i et samarbejde om opførelse af et mindre antal forsøgsanlæg for at få et realistisk bedømmelsesgrundlag for samfundsøkonomien.

I Ullerslev på Fyn har FV således i samarbejde med Naturgas Fyn besluttet at opføre og drive et gasfyret kraftvarmeværk. Anlægget, der er på ca. $1,4 \text{ MW}_{el}$, og som baserer sig på tre gasmotorer og to gasfyrede spidslastkedler, forventes at kunne idriftsættes 1. oktober 1983 (se iøvrigt bilag 1.3).

I Bredballe ved Vejle undersøger SV sammen med Energistyrelsen, Vejle kommune, Naturgas Syd og Bjerger-Hatting Herreders Højspændingsanlæg muligheden for at opføre et anlæg med en naturgasfyret gasturbine på $0,6 \text{ MW}_{el}$ med en gasfyret efterbrænder og leverance af varme til det lokale fjernvarmenet.

I Tønder arbejder SH sammen med Naturgas Syd, Tønder Fjernvarmeselskab, Tønder Tekniske skole og EASV med undersøgelse af eventuel etablering af et anlæg på Teknisk Skole med levering af varme til det lokale fjernvarmenet.

1.4 UP81, status for indstillinger

I udvidelsesplan 1981 indstilledes, at

- NE/NK og VK fortsætter myndighedsbehandlingen af nye anlæg for mulig idriftsættelse i 1986.

(Projektforslag udarbejdet. Reservationer i regionalplaner m.m. bibeholdes. Miljøundersøgelser søges foreløbigt afsluttet i 1982).

- NK og ELSAM undersøger mulighederne for at erstatte den oliebase-rede fjernvarme til Ålborg-området med kulbaseret fjernvarme.

(Mulige udbygninger og ombygninger på NK er belyst i rapport fra NK. Denne udvidelsesplan indstiller NKA8 til ombygning til kul-fyring)

- værkerne og ELSAM undersøger om den forventede, øgede kraftvarme-produktion er mulig.

(Vurderinger viser visse problemer under lavlast med hensyn til støtteoliefyring og begrænsninger i mulig el-import. Spørgsmålet følges fortsat).

- værkerne og ELSAM vurderer værdien af en ombygning til kulfyring af Studstrupværket blok 2, Vendsysselværket sektion 2 og Nord-kraft blok 1.

(Undersøgelse gennemført. Denne udvidelsesplan indeholder indstilling om ombygning til kulfyring af NKA8 og NEV2).

- der udarbejdes regler for afregning mellem ELSAM og interessenterne for el-leverancer fra såvel interessentejede som andre anlæg, der måtte levere el til forsyningsnettet.

(Arbejde igang).

- der etableres decentrale, kulfyrede modtryksværker i Haderslev på ca. 20 MW_{el} og i Frederikshavn på 10-15 MW_{el}, til idriftsættelse i henholdsvis 1983/84 og 1985/86, såfremt en række betingelser er opfyldt.

(Arbejde igang. Afventer bl.a. den overordnede varmeplanlægning. Procedure for den videre behandling fastlagt).

- værkerne fortsætter med at undersøge mulighederne for bygning af lokale kraftvarmeværker.

(Arbejde igang).

- elselskaberne indstiller sig på at etablere og drive naturgas- / oliefyrede kraftvarmeanlæg, der måtte vise sig at være samfundsøkonomisk berettigede.

(Som pilotprojekt bygger FV naturgasfyret kraftvarmeværk i Ullerslev i samarbejde med Naturgas Fyn. Andre projekter overvejes).

- ELSAM yder fortsat assistance til elselskabernes arbejde med varmeplanlægningen.
- Vestkraft's turbine 3 med tilhørende kedelanlæg skrottes.
- NE og SV fortsætter med undersøgelse af etablering af forsøgsanlæg for kulfyret kraftvarme på 2 til 10 MW_{el}. Det skal i forbindelse hermed fastlægges, hvorledes ELSAM's eventuelle økonomiske ansvar, i forbindelse med bygning og drift af disse anlæg, skal udformes.

(NE har udarbejdet rapport for et anlæg i Brønderslev og SV for et anlæg i Hedensted-Løsning. SV har meddelt, at tanken om et kraftvarmeanlæg i Hedensted-Løsning indtil videre er opgivet. ELSAM's bestyrelse har ikke fundet, at der var forudsætninger tilstede for at yde tilskud eller særlige garantier til et anlæg i Brønderslev (18.12.81). De ønskede tekniske erfaringer

vil blive gjort i Frederikshavn, hvor et tilsvarende projekt gennemføres uden støtte fra ELSAM. Der er givet Brønderslev tilsagn om effektbetaling fra 1990).

- NE fortsætter ombygning af Vendsysselværkets sektion 1 til kul-fyring, herunder etablering af havnefaciliteter.

(Arbejdet igang).

- ELSAM fortsætter arbejdet med etablering af Århus Østhavn.

(Arbejdet igang).

- SH fortsætter myndighedsbehandling og den hermed nødvendige projektering af en ny 600 MW enhed på Enstedværket (EV4).

- i samarbejde med berørte interessenter, fortsætter ELSAM kontakten med myndighederne, med henblik på snarest at få indpasset nye kraftværksplaceringer med tilhørende havneanlæg i den landsdækkende havneplanlægning.

(Arbejde igang).

- udvidelsen af den eksisterende lagerkapacitet for kul fortsættes på Enstedværket, Skærbækværket, Vestkraft og Vendsysselværket.

(Arbejde igang).

- Levetidsundersøgelser på bestående produktionsanlæg videreføres.

(Arbejde igang).

- forhandlinger med NVE og Vattenfall om udvidelse af jævnstrømsforbindelserne videreføres.

(Forhandlinger igang).

- det nukleare arbejde videreføres.

(Rapport vedrørende affaldsdeponering udarbejdet af elværkerne, og er til vurdering ved myndighederne. Reaktorsikkerhedsundersøgelse igangsat i Miljøstyrelsen).

1.5 Udbygningspolitik 1982

1.5.1 Hensyn til dansk energipolitik

Elværkerne kan - indtil en godkendelse af bygning af kernekraft foreligger - medvirke til nedbringelse af Danmarks olieforbrug og til reduktion af landets sårbarhed under olieknaphed ved:

- overvejende at basere elproduktionen på kulfyrede anlæg, eventuelt suppleret med gasfyrede anlæg
- at opretholde en passende effektreserve under hensyntagen til ønsket om begrænset kørsel med oliefyrede anlæg
- at opretholde store lagre af kul og olie
- at omlægge en større del af rumopvarmningen til fjernvarme fra kulfyrede kraftvarmeanheder
- at undersøge og informere om rigtig udnyttelse af el, herunder elvarme og varmepumper
- samarbejde om varmepumper
- samarbejde med nabolandene.

1.5.2 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.

1.5.3 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.

1.5.4 Planlægning

På dette grundlag foreslås elsystemets udbygning planlagt således:

- Planlægningen baseres på den bedst begrundede prognose for elbelastningens langtidstendens. Herved forudsættes en økonomisk udvikling i overensstemmelse med regeringens mål.
- Reserveeffekten tilpasses omhyggeligt under hensyn til økonomi, driftssikkerhed og internationale forpligtelser.
- Forkøbsret på effekt, f.eks. fra udlandet, som kan disponeres kortsigtet, reserveres til dækning af uforudsete belastningsstigninger, f.eks. som følge af konjunktursvingninger.
- Nye produktionsanlæg besluttet så tidligt, at eventuelle forsinkelser i godkendelses- eller byggefasen ikke udskyder det planlagte idriftsættelsestidspunkt.
- Flest mulige produktionsanlæg indrettes til fyring med både kul og olie. Ved ombygning til kulfyring og for nye anlæg tilgodeses tillige muligheden for ombygning til fyring med naturgas.
- Anlæg til modtagelse og transitering af brændsel udbygges således, at der sikres uafhængighed 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 udbygges, så der kan opbevares brændsel til normal drift i et af bestyrelsen nærmere fastlagt tidsrum.
- Kraftvarmeanlæg 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 den fremtidige udbygning af fjernvarmesystemerne faktisk finder sted.

- Når bestående kraftvarmeanlæg er slidt ned og skal skrottes, etableres i fornødent omfang ny kraftvarmeproduktionskapacitet eller fjernvarmetransmissionsledninger til dækning af hovedparten af fjernvarmens energibehov.
- Eltransmissionssystemet udbygges således, at der sikres alle områder en rimelig høj forsyningssikkerhed, også under driftsforstyrrelser på kraftværker og primærnet. Gældende praksis med hensyn til dimensionering, overvågning, beskyttelse og kommunikation har hidtil givet et primærnet af passende styrke.
- Samkøringsforbindelser til naboområder udbygges i et omfang, som sikrer optimal dimensionering af produktionssystemet eller som iøvrigt kan vises at være økonomisk og driftsmæssigt forsvarlig.
- Belastningens variation over døgnet og over året analyseres og muligheden for belastningsstyring vurderes.

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 tilfredsstillende opstillede mål, men skal på hensigtsmæssig måde kunne tilpasses skiftende ydre omstændigheder, specielt med hensyn til belastningsudvikling, indførelse af kernekraft og råenergiforsyningsmuligheder.

2. PRIMÆRBRÆNDSEL

2.1 Kul

Verdenshandelen med kul forventes at stige væsentligt i de kommende år. Det er især handelen med kul til kraftværksbrug, der er i en opgangsperiode. I "World Coal Study" forudsiges en vækst i verdenskulhandelen på gennemsnitligt 5-8% pr. år i årene 1985-2000, og nyere analyser fra forskellige kilder peger på endnu større stigninger.

I 1980 var stigningen i efterspørgslen ca. 18%, mens den i 1981 ventes at blive ca. 10%. Mens udsigterne for 1982 er usikre og i høj grad afhængige af de enkelte landes forbrugsstigning, ventes efterspørgslen fra 1983 at stige betydeligt, fordi en del igangværende om- og nybygninger da vil være færdige.

Det er relativt få lande, der umiddelbart har overskudskapacitet til at imødekomme den forventede efterspørgselsstigning.

USA har overskydende produktionskapacitet på 100-150 Mill. ton, svarende til ca. 15% af den nuværende produktion, og skulle på denne baggrund have gode muligheder for at øge eksporten.

En væsentlig stigning i eksporten hindres imidlertid af utilstrækkelig infrastruktur, specielt manglende havnekapacitet.

Flere større kulfirmaer har påbegyndt etablering af egne havneanlæg specielt indrettede til håndtering af kraftværkskul, og de første af disse forventes klar i 1982/83.

Der er stillet store forventninger til Australien som kuleeksportør, men hidtil har det knebet med at indfri disse forventninger. Kulmineindustrien har i de sidste år været plaget af strejker og øget ventetid for skibe i havnene, og der er indført en kvotaordning for udskibninger fra New South Wales, hvor problemerne har været størst.

For at den lange transport fra Australien til Europa skal blive økonomisk, er det nødvendigt at anvende de størst mulige skibe. De nuværende havneforhold tillader ikke lastning i økonomiske skibsstørrelser, hvorfor de østasiatiske lande i øjeblikket har en klar prismæssig fordel.

Nye havne er under bygning, hvilket skulle muliggøre en forøget eksport til Europa fra omkring 1983/84.

Også for Canadas vedkommende har de asiatiske lande en klar transport-økonomisk fordel. I Vestcanada er der imidlertid etableret en havn, der kan laste de største kulkibe, hvorved transportomkostningerne kan sænkes.

Det gælder dog for både Canada og Australien, at disse lande må betragtes som marginale leverandører til det europæiske marked.

Sydafrika har i 1981 besluttet at forhøje eksportkvoten til 80 mill. ton, men den nuværende udskibningskapacitet på ca. 25 mill. ton er imidlertid fuldt udnyttet. En igangværende udbygning af havnen ved Richards Bay vil forøge kapaciteten til ca. 45 mill. ton i 1985.

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 hovedsageligt at gå til Japan, Korea og andre asiatiske lande. Bortfaldet af de ellers stigende polske leverancer 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.

Polens kuleksport begyndte at falde, da de interne problemer tog til i landet i 1980. Eksporten er faldet katastrofalt i 1981, og leverancerne til ELSAM er pr. 1.1.1982 stoppet.

Med den nuværende kulproduktion får Polen svært ved blot at klare hjemmemarkedsforbruget. Der kan derfor kun forventes marginale kvanta til eksportformål, som i første række vil blive leveret til kulforbrugerne med mindre havne, der er afhængige af tilførsler i små skibe.

Et faldende kulforbrug på hjemmemarkedet i Storbritannien har medført, at National Coal Board aktivt er gået ind på eksportmarkedet, og derved er med til at udfylde det tomrum på markedet, som Polen har skabt.

Kullene udbydes til verdensmarkedspriser, men disse ligger noget under produktionsomkostningerne, og eksporten vil derfor sandsynligvis blive, reduceret væsentligt, når hjemmemarkedsforbruget igen har indhentet kulproduktionen.

Vesttyskland har tidligere i perioder eksporteret "Ballastkohle" af dårlig kvalitet - lav brændværdi og højt aske- og vandindhold. Et stigende hjemmemarkedsforbrug har imidlertid sat gang i kulimporten, som forventes stærkt stigende de nærmeste år. På denne baggrund kan der ikke stilles større forventninger til, at Vesttyskland igen vil eksportere større kvanta.

I 1986 inddrages Colombia i ELSAM's kulforsyning med 2 mill. ton om året og kommer dermed til at rangere blandt ELSAM's største leverandører.

Nye større leverandører kan ikke forventes de første 10-15 år, selv om 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 bl.a. infrastruktur, som disse lande ikke kan klare alene. Opbygningen af en kuleksport fra nye lande afhænger derfor i høj grad af international bistand på såvel det tekniske som det finansielle område.

Sammenfatning

En nedgang i verdenshandelen med kul i anden halvdel af 1981 og Storbritanniens tilstedeværelse på markedet har hidtil kunnet hindre alvorlige mangelsituationer i at opstå, selv om der har været optræk til dette bl.a. i foråret 1981, hvor lange køer af ventende skibe ved USA's kyster pressede kulpriserne i vejret.

Indtil Colombia kommer ind i billedet (forventet i 1986), vil Sydafrika og USA, efter at leverancerne fra Polen er bortfaldet, udgøre grundstammen blandt vore leverandørlande. Stabile forsyninger fra disse lande vil derfor være afgørende for, at Danmark får tilført de kul, der danner grundlag for over 80% af elproduktionen i det kommende årti.

På denne baggrund er det indlysende, at enkelte leverandører ikke kan udelukkes, idet vi da vil befinde os i et uacceptabelt afhængighedsforhold til ganske få lande.

Det må forventes, at de flaskehalse, der idag eksisterer i USA og Australien med hensyn til forøgelse af eksportkapaciteten, vil blive gradvist afhjulpet i løbet af 80'erne, og sammenholdt med forøgelsen af Sydafrikas eksportkvote og igangsætningen af Colombia-projektet, skulle der kunne skabes et fornuftigt og afbalanceret forhold mellem udbud og efterspørgsel i løbet af 80'erne.

2.2 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 blot få år siden var de store olieselskabers produktion tilrettelagt således, at de selv raffinerede nok råolie til at dække deres salg til slutforbrugere 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 og fra olieproducentlandenes nationale selskaber.

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 omdanner 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.

Fra 1. juli 1981 skal olie, der indkøbes til rent oliefyrede enheder overholde svovlgrænsen på 2,5%. Dette betyder, at en stor del af olien i fremtiden vil komme fra Karibien, hvor olien har et naturligt svovlindhold omkring dette niveau. Desværre indeholder denne olie en stor del asfaltener og vanadium, hvilket vanskeliggør fyringen. For at opnå en ordentlig forbrænding, vil det derfor nok blive nødvendigt at tilsætte dyre additiver til olien og foretage mindre forbedringer på fyringsanlæggene.

2.3 Naturgas

ELSAM har anmodet D.O.N.G. om at oplyse, hvilke mængder naturgas, der kan forventes afsat til de danske kraftværker, samt til hvilke priser. D.O.N.G. har bl.a. oplyst:

"Den første naturgas fra den danske del af Nordsøen ventes at blive sendt ud til forbrugerne den 1. oktober 1984. Naturgassen skal i vid udstrækning anvendes til opvarmning af private boliger. Da varmeforbruget ganske naturligt er nedsat i sommermånederne, vil der på denne årstid være mulighed for at afsætte naturgas til andre kunder. Blandt disse er el-værkerne.

I overensstemmelse med planerne i indstillingen om indførelse af naturgas i Danmark har en arbejdsgruppe, nedsat af el-værkerne og Dansk Olie & Naturgas A/S, siden slutningen af 1980 undersøgt de tekniske og økonomiske forhold omkring anvendelse af naturgas på el-værkerne. Arbejdsgruppen er kommet til det resultat, at det teknisk er muligt at anvende naturgas i alle undersøgte anlæg. Økonomiske overvejelser vil være afgørende for en beslutning om ombygning af værkerne til naturgas. Af tidsmæssige årsager skal denne afgørelse senest træffes midt i 1982.

Som teoretisk grundlag for beregnede eksempler er anvendt en naturgas-mængde på 100-200 millioner kubikmeter om året. Det vil sige, at el-værkerne i periode i løbet af de fem sommer måneder skulle kunne aftage fra 0,8 til 1,6 millioner kubikmeter i døgnet. Disse tal er som nævnt teoretiske".

Oplysninger om prisen på naturgas savnes således fortsat. Forbrænding af naturgas på kraftværkerne vil primært reducere kulforbruget.

De anførte mængder på 100-200 millioner kubikmeter naturgas om året svarer til en reduktion i kulforbruget på 150.000 til 300.000 tons på landsplan.

Det undersøges fortsat af D.O.N.G., om det på noget tidspunkt i denne udbygningsplan vil blive nødvendigt også at inddrage naturgasfyring i kraftværkskedler for at kunne aftage den kontraherede naturgasmængde fra Nordsøen.

Der er i denne udbygningsplan ikke taget hensyn til muligheden for afsætning af naturgas til kraftværkerne.

2.4 Uran

Uranmarkedet er stadig købers marked med store udbud af råuran fra især Canada, Australien og Namibia. Endvidere sælger nogle elværker ud af store lagre, som skyldes forsinkelse i kernekraftudbygningen.

Råuranprisen på spotmarkedet, der i 1978 nåede op på 43 \$/lbs og holdt sig næsten konstant til 1979, faldt i 1980 og 1981 ned til de nuværende priser på 23-25\$/lbs, et fald over 3 år på 50% i reelle priser.

Langtidskontrakter for uran løber ofte over meget lang tid, f.eks. over et anlægs levetid 20-30 år. I de senere år har de fleste sådanne kontrakter indeholdt klausuler om regelmæssig justering af basisprisen i et forsøg på at undgå de største afvigelser mellem spotmarkedet og langtidsmarked. Middelprisen på langtidsmarkedet, der var ca. 20\$/lb U_3O_8 i 1977 (spotpris 42\$/lb), er langsomt steget til 25-30\$/lb i 1981.

Prisen forventes i de nærmeste år at stige yderligere til ca. 35\$/lb og derefter i en årrække at forblive konstant målt i faste kr.

Berigningskapaciteten er stadig rigelig og vil med den forventede udbygningstakt være tilstrækkelig til ind i 1990'erne. Ny kapacitet er planlagt sat i drift i dette årti i Vesttyskland, Holland, England og måske også i USA.

Der hersker kraftig konkurrence på brændselsfabrikationsmarkedet, da der for hver reaktorfabrikat er flere mulige leverandører af brændsel. De største brændselsfabrikanter er Société Franco-Belge Fabrication de Combustible (FBFC), Westinghouse, Reaktor Brennelement Union (KWU), General Electric, Asea Atom og Exxon. Kapaciteten er rigelig og nye fabrikker er planlagt i Frankrig.

Frankrig er det eneste land, der i øjeblikket oparbejder brugt letvandsreaktorbrændsel i større skala, og anlægget bliver i øjeblikket udvidet. De første 10 års kapacitet er allerede solgt til udlandet, og derefter har Frankrig selv brug for hele anlægget. England, Japan og Tyskland planlægger at tage større oparbejdningsanlæg i drift i begyndelsen af 1990'erne. I øjeblikket lagres brugt brændsel i bassiner ved reaktorerne eller centralt.

Den internationale handel med nukleare materialer og tjenesteydelser er ved at stabilisere sig, idet Canada og Australien i princippet har færdigforhandlet nukleare samarbejdsaftaler med Euratom, Sverige, Finland og Japan. USA har skitseret en politik overfor Vesteuropa efter samme retningslinier.

Aftalerne tillader oparbejdning af brugt brændsel og genanvendelse af plutonium, hvis det sker inden for et kernekraftprogram.

2.5 Brændselspriser

Kul og olie

Ultimo 1981 er prognosen for fossilt brændsel revideret, jvf. bilag 2.1 Værdierne svarer til, at brændselsprisprognosen i udvidelsesplan 1981 er inflationsreguleret med 9%. Priserne er angivet som gennemsnitlige cif-priser i faste 1981-kroner an storhavn, d.v.s. for at få den fulde pris for det indfyrede brændsel skal der både tillægges de omkostninger, der indgår i elprisens brændselsandel (merfragt, brændselshåndtering m.m.), og de finansieringsomkostninger, der henhører til brændslet (forrentning og afskrivning af havne- og håndteringsanlæg samt forrentning af selve det lagrede brændsel).

Som prognose er fastsat et prisbånd, hvor den nedre kurve angiver en forventet gennemsnitlig udvikling i et købers marked (1% realstigning p.a.), og den øvre angiver udviklingen i et sælgers marked (4% realstigning p.a.). Udviklingen er udglattet, således at der f.eks. ikke er taget hensyn til udsving på grund af kriser. De fremtidige priser må forventes at svinge inden for dette bånd på tilsvarende vis, som de er gået op og ned de senere år.

For kul svarer den øvre kurve til omkostningsudviklingen leveret fra nye mineprojekter i USA og Australien, medens den nedre giver dækning for omkostningerne ved eksisterende miner.

Prisen for gasolie forudsættes at være 60% højere end for fuelolie, og den anvendte dollarkurs er 725,00.

Det historiske forløb af de gennemsnitlige brændselspriser cif an storhavn fremgår også af bilag 2.1. De betydelige prisudsving er forårsaget af internationale kriser. Således steg olieprisen reelt med næsten 200% ved oliekrisen i 1973/74, men faldt siden indtil omvæltningen i Iran. Kullene har haft en lignende udvikling, dog må det bemærkes, at denne tidsmæssigt har været et halvt til et helt år efter olien, samt at udsvingene har været meget mindre. Årsagen til de mindre udsving er, at der ikke eksisterer et kulkartel. Priserne vil derfor ved et købers marked nærme sig omkostningerne i de billige produktionslande, som det skete sidst i 1970'erne, hvor det var den sydafrikanske pris, der var markedsledende. Markedet har i de sidste år generelt været et sælgers marked, og det er omkostningerne i USA og Australien, der sætter markedsprisen, dog endnu ikke omkostningerne ved nye miner.

Uran

Det historiske forløb for de nukleare brændselsomkostninger er vist i bilag 2.1 og en fremskrivning af prisen er skitseret. Marginalomkostningerne er i 1981 kr. 4,60 kr/GJ, hvoraf råurandelen udgør 1,00 kr/GJ (spot). Resten af prisen udgøres af omdannelse af råuran til berigning (konversion), berigning, fabrikation, oparbejdning og affaldsdeponering (0,60 kr/GJ). De antydende forløb for prisudvikling, svarer i den øvre grænse til en fordobling af råuranpriserne. Den nedre grænse, og også mest sandsynlige, svarer til langtidskontraktpriser (se afsnit 2.4). Begge vurderinger refererer til 1981-kroner og er således excl. inflation. Den anvendte dollarkurs er 725,00.

3. BELASTNINGSFORHOLD

3.1 Prognose for elbelastningen

3.1.1 Konjunkturudviklingen

Den aktuelle konjunktursituation har den lighed med forholdene i 1974/75, at man i begge perioder, med udgangspunkt i en eksplosiv olieprisudvikling, har oplevet en kraftig opbremsning i den økonomiske aktivitet nationalt såvel som internationalt.

I forlængelse af den første oliekrise (73/74) søgte man at stimulere forbruget, for at denne vej at afkorte det formodede forbigående tilbageslag. Det lykkedes da også at retablere en vis økonomisk vækst; men investeringerne fulgte ikke med. Betalingsbalance og offentlige budgetter udviste fortsat store underskud og beskæftigelsessituation forbedredes ikke, mens inflationsraten modsætningsvis forblev høj.

Efter den seneste oliepriskrise har inflationsbekæmpelsen omvendt indtaget en central plads, og det private forbrug er blevet ramt af aktivitetstab. Det er efterhånden en generel forventning, at den økonomiske stagnation bliver mere langvarig end lavkonjunktoren i 1974/75. Det har været stillet i udsigt, at den påfølgende fornyet vækst til gengæld skulle blive mere stabil end dengang.

Mens olieprisstigningerne i forbindelse med de to kriser var af samme størrelsesorden, målt i en procentisk skala, da udgør de absolutte prisstigninger ved den seneste krise en mere iøjnefaldende belastning for den enkeltes budget. En voksende erkendelse af energisituationens alvor har afstedkommet energibesparelser af et uventet omfang og udviklingen, specielt det senest forløbne år tyder på, at denne tendens er af anderledes varig karakter end efter 1974/75. På grund af elforsynings fleksibilitet med hensyn til brændselsvalg er el siden 1973 relativt set blevet en mere attraktiv energiform, vurderet såvel energipolitisk som privatøkonomisk. Alligevel afspejler de stigende elpriser nu klart energiproblemerne, og for den private forbruger er prisen, blandt andet i kraft af øgede afgifter, efterhånden nået et niveau, der målt i reale priser svarer til prisen i 1961/62, d.v.s. før elektriske husholdningsappara-

ter som eksempelvis dybfryser, elkomfur og vaskemaskine havde fået massiv udbredelse.

3.1.2 Aktuelle tendenser i elforbrugsudviklingen

I fig. 3.1 til fig. 3.2 er vist, hvorledes elforbruget på det seneste har udviklet sig i sammenligning med forløbet, dels før 1974/75-krisen, og dels i perioden mellem de to kriser. Den iagttagne forbrugsudvikling afspejler den generelle konjunktur- og markedsudvikling, således som forholdene er beskrevet ovenfor.

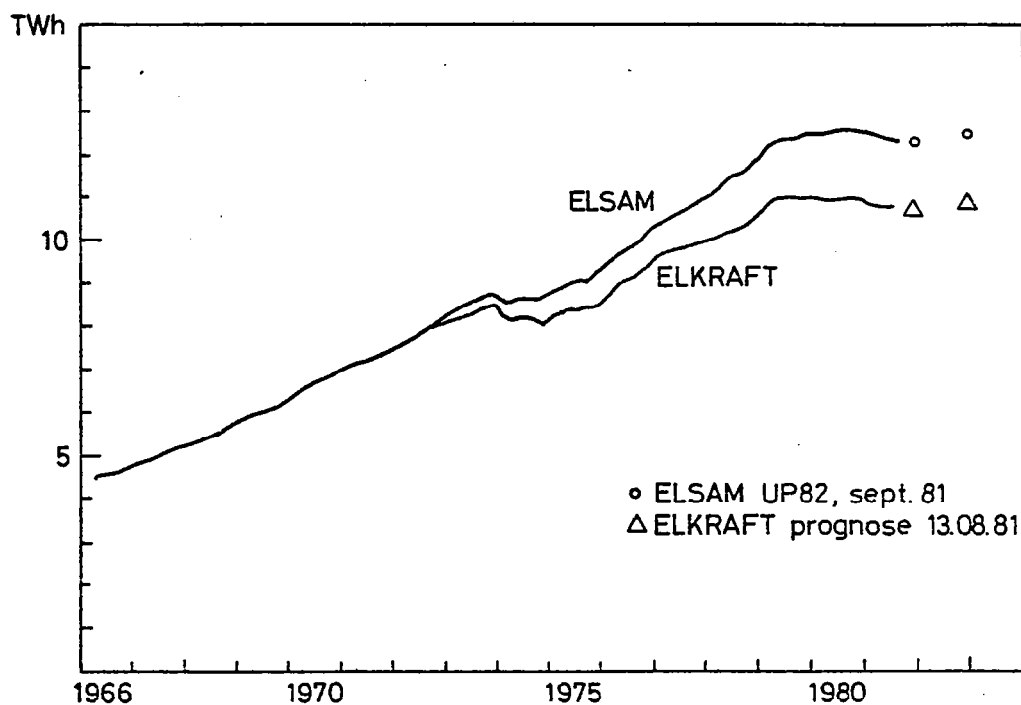


Fig. 3.1 Løbende 12 måneders el-forbrug ab værk.

Ud fra det begrænsede kendskab, man har til strukturen bag de iagttagne forløb, kan det konstateres, at såvel erhvervslivet som husholdningernes elforbrug reagerer på krisen allerede fra midten af 1970, og at reaktionen i de to kategorier i grove træk følges ad. Imidlertid er faldet i elforbruget, især i vinteren 1980/81, mere udpræget for boligsektoren end for erhvervssektorerne under ét.

Faldet i elforbruget i 1981 lader sig i vid udstrækning forklare ud fra den reducerede produktion, det på andet år faldende private forbrug og byggeri samt en stigning i elprisen af hidtil uset omfang, bortset fra en rent midlertidig udvikling i 1974/75.

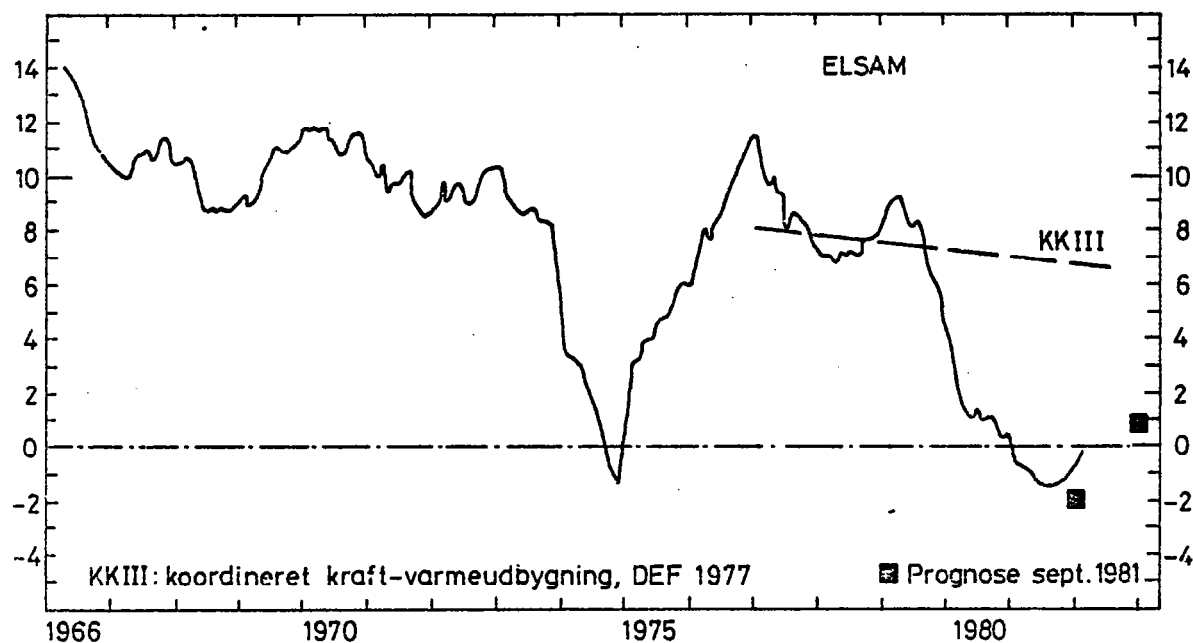


Fig. 3.2 Elforbrugets vækst i procent pr. løbende 12 måneders forbrug (på basis af salg til eget område).

3.1.3. Fremskrivningsmetodik

Ved fremskrivningen fastlægges elforbruget som en konsekvens af den forudsatte økonomiske udvikling i samfundet.

Ud fra det historiske forløb er der konstateret, at en ændring i den økonomiske udvikling har en tendens til at påvirke elforbrugsudviklingen ikke blot det år, hvor ændringen indtræder, men også det følgende år. Hvad angår elprisen, er der identificeret en påvirkning af væksten i elforbruget en årrække efter en prisstigning.

Herudover er det dog givet, at der er forekommet, og vil forekomme, afgørende forskydninger i elforbrugsudviklingen, som har helt andre årsager. Metoden indbefatter, at hidtidige erfaringer om generelle træk ved sådanne ændringer i forbrugernes adfærd nyttiggøres ved fremskrivningen. Et nyt udviklingsmønster påvirker herved prognosen straks efter, at det entydigt er konstateret.

Den statistiske usikkerhed på fremskrivningen viser sig ikke overraskende at være ganske betragtelig.

3.1.4 Generelle økonomiske forudsætninger

De økonomiske betingelser, der er sat som mål for regeringens økonomiske politik, (litt.henv. (3) og (4)), er lagt til grund for elprognosen. Dette indebærer, at der fra 1983 forudsættes en vækst i bruttonationalproduktet på 3,5 - 4% p.a. Der forudses en vækst på knap 2% p.a. i det private forbrug i første halvdel af 80'erne og en privat forbrugsekspansion næsten lige så stor som væksten i bruttonationalproduktet i årtiets sidste halvdel. Det her skitserede udviklingsforløb omfatter en økonomisk vækst, der kan forekomme høj, set i forhold til forventningerne i vore nabolande.

Realprisen på importeret brændsel forudsættes at stige 2% p.a. med udgangspunkt i priserne medio 1981, og elafgiften sættes til 12,5 øre/kWh (1981-øre).

3.1.5 Usikkerhed om afsætningsstruktur

Som anført tilsigter fremskrivningen at angive det elforbrug, der vil følge af en fornyet økonomisk vækst. Problemet er imidlertid, at selv hvis denne vækst realiseres, kan det næppe forudses, hvilke strukturændringer udviklingen vil afsløre efter den langvarige lavkonjunktur.

Forbrugertilgang

De opstillede forudsætninger indebærer en formodning om, at et boligbyggeri nogenlunde på 1979-niveau retableres, at knapt 2/3 heraf som dengang faldt i det jysk-fynske område, og at dette byggeri i overvejende

grad udgøres af enfamilie-, række- eller kædehuse. Desuden er det en forudsætning, at den regelmæssige og ganske omfattende forskydning af industrien fra hovedstadsregionen mod det øvrige land, som har kunnet konstateres siden begyndelsen af 60'erne, fortsætter. De nye udviklingsmønstre, som ikke mindst de forhøjede energipriser må give anledning til, indebærer imidlertid, at ingen af disse forudsætninger er en selvfølge længere.

Besparelser

Ud fra det registrerede elforbrug kan der de seneste år konstateres en systematisk indsats af forbrugerne, for at udnytte energien mere effektivt, ligesom fabrikkerne af elektriske husholdningsapparater i deres markedsføring påpeger apparaternes reducerede energiforbrug i sammenligning med produkterne fra 70'ernes begyndelse. Fremskrivningen forudsætter, at disse tendenser fastholdes, således at udnyttelsen af energien gradvis forbedres. Denne forudsætning holdt ikke efter 1. oliekrise, hvor forbedringerne ebbede ud efter den umiddelbare chockreaktion.

Substitution

Udviklingen i elforbruget præges af, at nye apparattyper med væsentligt elforbrug ikke er introduceret i en årrække, mens en vis mætning gør sig gældende for nogle af de eksisterende apparater. På den anden side indebærer forskydningerne på energimarkedet, at en omlægning af oliebaseret energiforsyning til el på en række områder, såvel i bolig som erhverv, vil være den mest økonomiske måde at reducere olieafhængigheden på. Dette gælder ikke mindst i situationer, hvor omlægning til el indebærer lokale virkningsgradsforbedringer samt effektivisering for erhvervslivets vedkommende.

Fremskrivningen giver plads for en begrænset etablering af nye elvarmeinstallationer af en størrelsesorden svarende til forbruget i ca. 3000 direkte elopvarmede boliger pr. år, mens effektprognosen ikke afspejler et bidrag fra akkumulerende elvarme. Det er endnu uafklaret, hvor stor en del af det såkaldte residualområde, d.v.s. landsdele uden fjernvarme eller naturgas, der falder i det jysk-fynske område; men det er givet, at der her kan udvikle sig et væsentligt behov for elvarme, delvis i

form af rene brugsvandsanlæg, varmepumper eller supplerende opvarmning i forbindelse med andre vedvarende energikilder. Det er iøvrigt sandsynligt, at elektrisk apparatur til generel styring af indeklimaet vil få en vis udbredelse i det nye "lavenergi" byggeri for såvel bolig som erhverv.

Hvad angår transportsektoren, da vil elektriske køretøjer efter alt at dømme sidst i næste årti blive et konkurrencedygtigt alternativ i by- og nærtrafikken, såvel på det private som på det kollektive område, såfremt råenergipriserne udvikler sig som forudsat i UP82. På linie med overvejelserne om akkumulerende elvarme, kan der på andre forbrugsområder vise sig interesse for at drage fordel af eventuelle omkostningsmæssige fordele ved øget natproduktion. Transportsektorens sæsonvariation må ud fra et driftsmæssigt synspunkt være gunstigere end varmesektorens.

Endelig er der fortsat nogen tvivl om, hvilke markeder naturgassen skal afsættes på med deraf følgende uklarhed om, hvordan denne substitution vil indvirke på behovet for de øvrige typer distribueret energi.

3.1.6 Prognoser

UP82

Den opstillede prognose fremgår af bilag 3.1

Prognosen bygger på de førnævnte forudsætninger, som er illustreret på følgende fig. 3.3.

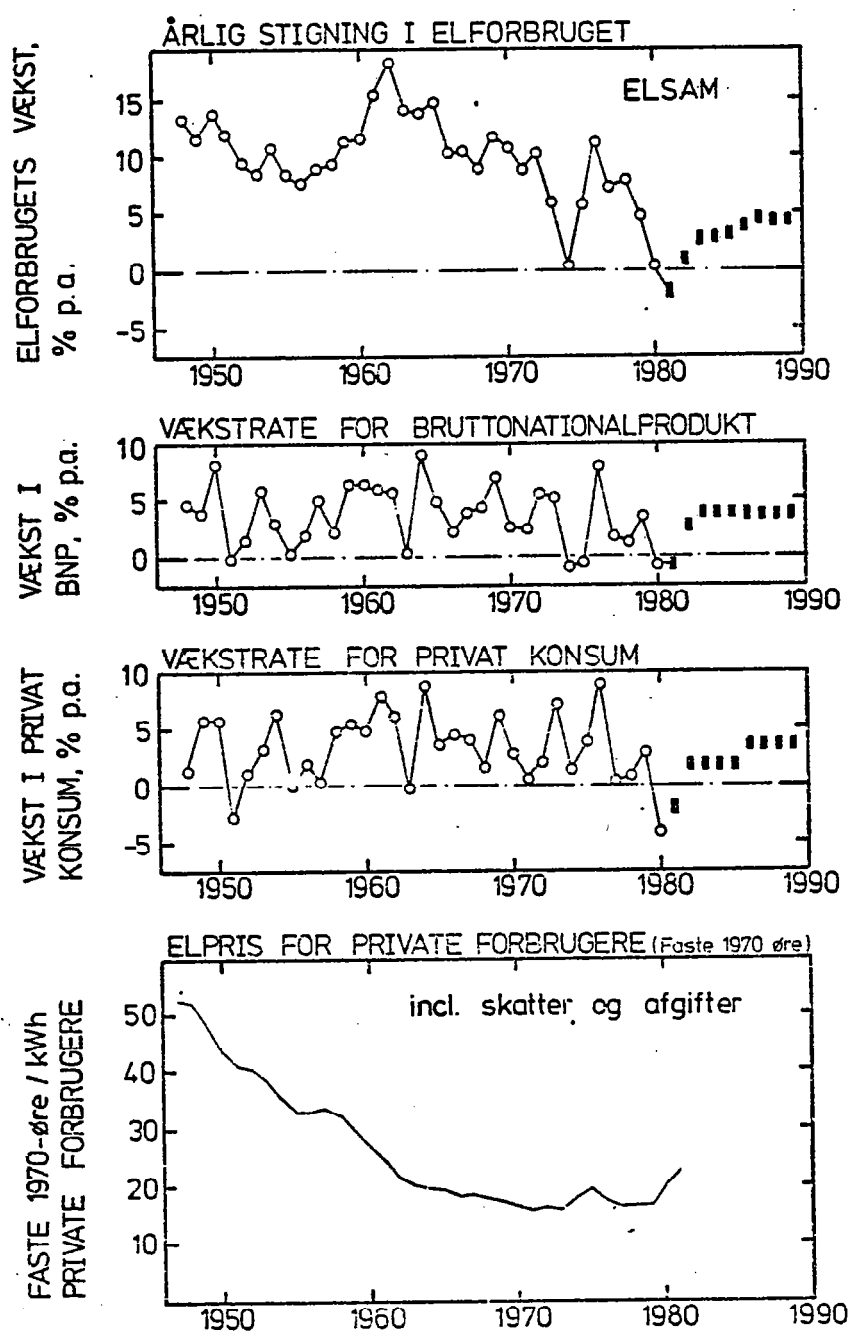


Fig. 3.3 Årlig stigning i elforbruget, samt sammenhæng med vækstrate i bruttonationalprodukt, privat konsum og elpris.

EP81

Gennem kontaktudvalget vedrørende elprognoser er myndighederne løbende blevet underrettet om udviklingen i elværkernes prognose, ligesom tendenserne i de offentlige udredninger herigennem er kendt af elværkerne. I den nye nationale energiplan, EP81, indgår et sæt elprognoser, hvoraf referenceprognosen i sidste halvdel af 80'erne kun udviser uvæsentlige afvigelser fra UP81-prognosen.

Som nævnt afhænger elforbruget, specielt på lidt længere sigt, af en række forhold, som det er meget vanskeligt eller umuligt at fastlægge idag. I EP81 diskuteres en række energipolitiske foranstaltninger; men specielt spørgsmålet omkring substitution mellem olie og el (jvf. afsnit 3.1.5) har ikke været genstand for indgående behandling.

Benyttelsestiden

Benyttelsestiden har på det seneste vist en faldende tendens. Den stærke kulde i december 1981 vanskeliggør vurderingen; men selv efter korrektion for klimaet og andre midlertidige forhold, antyder forløbet ændringer af mere fundamental karakter. Ved at undersøge belastningsvariationen over døgnet konstateres, at elbesparelserne kommer kraftigst til udtryk om natten. En energipolitisk begrundet bevidst omlægning af oliebaseret energiforsyning til el i bolig og erhvervslivet kan såvel forstærke som modvirke denne tendens afhængigt af, om den tilknyttes en mere eller mindre aktiv tarifstrategi. Disse spørgsmål afventer dog stadig en politisk afklaring. UP82-prognosen tager ikke hensyn til sådanne nye forbrugstendenser.

3.1.7 Planlægning

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.

I planlægningsprocessen kan dette indgå på forskellig vis. I prognosesammenhæng må en tidlig registrering af ændringer i afsætningsstrukturen tilstræbes. Ved vurderingen af reserveprocenter og udbygningsstrategi samt ved overvejelser omkring beslutningsprocessen er det værd at erindre, at prognosen nødvendigvis må være omgivet af et usikkerhedsinterval i begge retninger, hvis faktiske bredde eventuelt direkte kan inddrages i overvejelserne. Ved forprojektering og preliminær myndighedsbehandling minimeres perioden mellem idriftsættelsestidspunktet for nye produktionsanlæg og det tidspunkt, hvor det er nødvendigt at slutte bindende kontrakt på de store komponenter til nye produktionsanlæg.

Afslutningsvis kan konkluderes, at disse forhold ikke er så væsentlige for UP82; men spørgsmålene vil trænge sig på, når kritiske beslutningstidspunkter for ny effekt nærmer sig.

3.2 Prognose for fjernvarmebelastningen i kraftvarmeområder

Prognosen for fjernvarmebelastningen i kraftvarmeområder deles i

- eksisterende og besluttede anlæg
- mulige nye kraftvarmebyer.

Oplysningerne stammer fra de enkelte interessenter, som i størst mulig omfang har baseret værdierne på den lokale varmeplanlægning.

Prognosen for Fynsværket er ændret i forhold til sidste år, idet der er taget hensyn til kommunens fjernvarmeudbygningsplaner, herunder bygningen af en fjernvarmeledning til Stige. For de øvrige områder er der foretaget mindre justeringer.

Følgende tabel viser nogle fjernvarmebelastninger for de eksisterende og besluttede kraftvarmebyer:

By	Leveret af værk i 1981 (TJ)	Belastningsgrundlag for kraft- varmeværker, prognose	
		1985 (TJ)	1990 (TJ)
Odense	6951	9914	11275
Århus	4281	9505	12655
Ålborg	4155	4820	5255
Randers	1565	2056	2240
Åbenrå	590	746	792
Esbjerg, Varde	3769	4875	5239
Herning, Ikast	- *)	2967	3276
Ialt	21.311	34.883	40.732

*) Herning/Ikast bliver kraftvarmeby fra 1983.

På bilag 3.2 er prognoseværdier for de enkelte år anført.

Bilag 3.3 viser udviklingen i kraftvarmeproduktionen for de eksisterende kraftvarmebyer.

Den igangværende varmeplanlægning forventes at kunne påvirke de anførte prognoseværdier.

Det bør bemærkes, at den kraftige reduktion (ca. 30% fra 1978 til 1981) i forbruget af let fyringsolie til boligopvarmning ikke er konstateret i samme omfang på forbruget af fjernvarme fra kraftvarmesystemer. Den fremtidige udvikling af varmeprisen vil kunne påvirke fjernvarmeprognosen ret væsentligt.

Der er i udvidelsesplanen for de tidligere år regnet med tilgang af ca. 250 MW eleffekt fra en række lokale kraftvarmeværker. Ingen af disse værker er endnu besluttet og varmeplanlægningen for en række af byerne fore-

går med det sigte at udarbejde samlede varmeplaner og ikke delvarmeplaner. I denne udvidelsesplan antages der tilgang af kraftvarmeanlæg i

- Haderslev 24 MW_{el}
- Frederikshavn 10 MW_{el}
- Anlæg på 3-5 MW_{el}
- Anlæg på 5-10 MW_{el}

De resterende lokale kraftvarmeværker ville kunne etableres i perioden fra midten af 80'erne til et stykke ind i 90'erne. I denne udvidelsesplan er det antaget, at værkerne først medregnes fra 1991 til 1993 som tilgang i den elektriske kapacitet. Det er dermed ikke udelukket, at værkerne kan tænkes etableret på et tidligere tidspunkt.

I afsnit 1.3 er varmeplanlægningen nærmere beskrevet.

I trekantområdet Kolding, Vejle, Fredericia og Middelfart undersøges forskellige kraftvarmeløsninger. Der er i de viste prognoser set bort fra, at Skærbækværkets blok 2 vil kunne ombygges til en udtagsenhed med en vis varmelast.

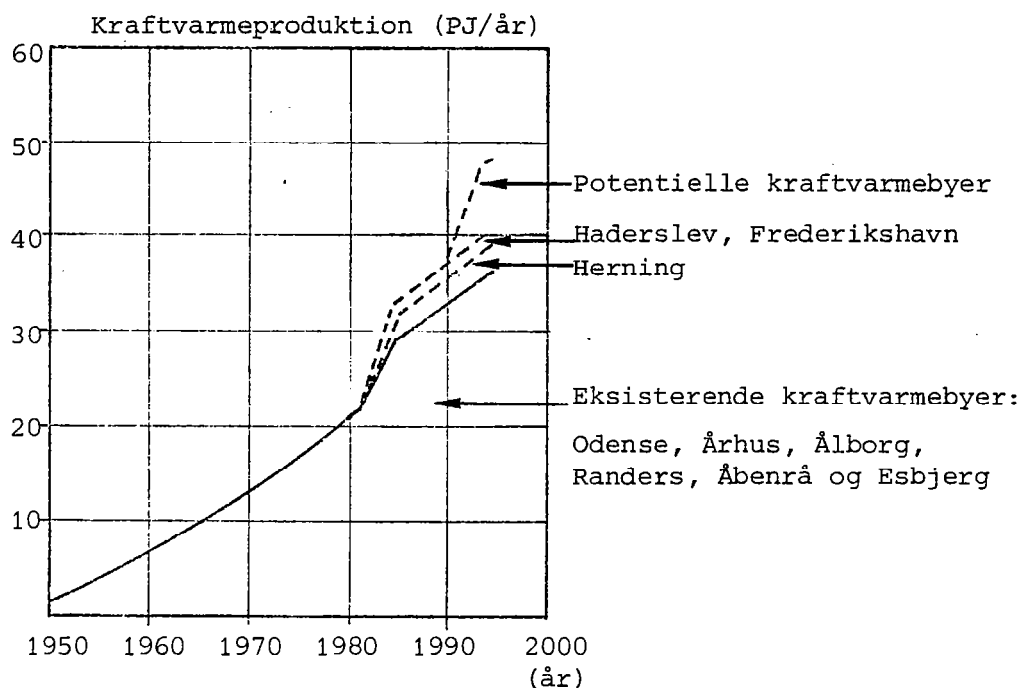


Fig. 3.4 Konstateret kraftvarmeproduktion og mulig udvikling vest for Storebælt.

I figur 3.4 er vist kraftvarmeproduktionen vest for Storebælt, frem til idag. Den årlige stigning har ligget på ca. 5%. Figuren viser også den forventede produktion i eksisterende og mulige nye kraftvarmebyer.

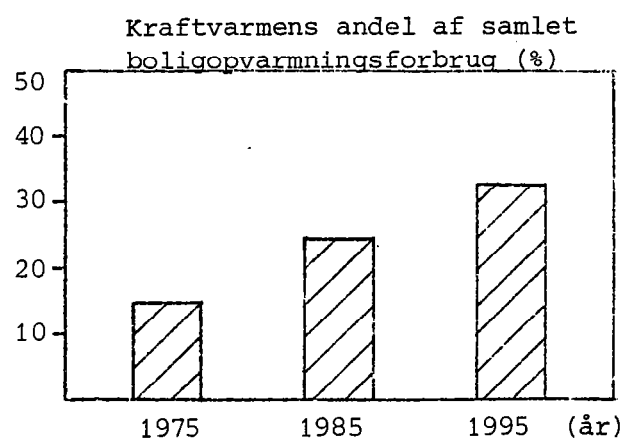


Fig. 3.5 Kraftvarmeproduktionen i procent af det samlede varmebehov vest for Storebælt.

I Energiplan 81 (litt.henv. (1)) nævnes i afsnittet om regeringens energipolitiske handlingsprogram, at kraftvarmeforsyningen ventes at dække over 30% af landets totale opvarmningsbehov i løbet af 1990'erne. Af fig. 3.5 fremgår, at dette vil være opfyldt for området vest for Storebælt. Det forudsætter imidlertid etablering af kraftvarme i en række potentielle kraftvarmebyer, se nærmere afsnit 1.3.

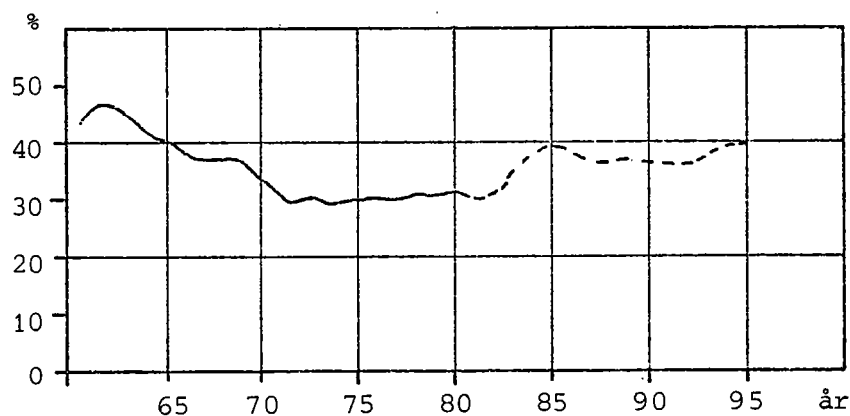


Fig. 3.6 Kraftvarmeproduktionen i procent af kraftværkernes samlede energiproduktion.

Kraftvarmeproduktionen vil andrage ca. 40% af kraftværkernes samlede energileverance, se fig. 3.6. Dette medfører en række driftsmæssige bindinger for el-produktionen. Nogle af disse driftsmæssige forhold er omtalt i afsnit 6. Det indstilles, at det fortsat vurderes om den ønskede kraftvarmeproduktion er mulig.

4 U D B Y G N I N G E R

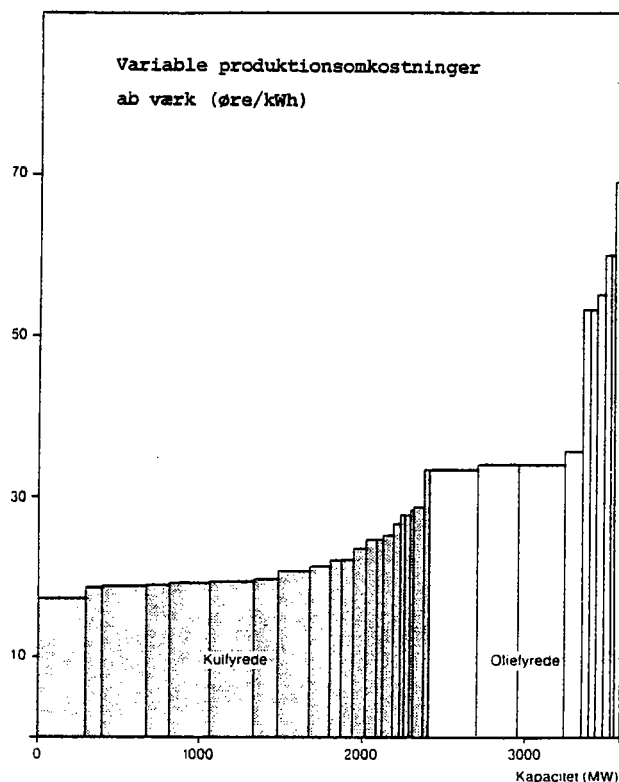
4.1 Produktionskapaciteten

4.1.1 Eksisterende og besluttede anlæg

Ved ren kondensationsdrift er den installerede maksimale effekt pr. 1.1. 1982 på 3612 MW, hertil skal lægges 250 MW svarende til aftalen med Norge. Der medregnes ikke anlæg med mere end 35 driftsår på ialt 23 MW.

I bilag 4.1 er vist en oversigt over de eksisterende og besluttede anlæg.

På grund af forskelle i brændselstype og i virkningsgraden i produktionsanlæggene, er der store variationer i prisen pr. produceret kWh. I fig. 4.1 er vist produktionsprisen for kul og oliefyrede anlæg.



Brændselspris: kul = 19,50 kr/GJ
 " : olie = 38,10 kr/GJ
 timeløn : 52 kr/time

Fig. 4.1 Variable produktionsomkostninger af værk (øre/kWh).

Det ses af figuren, at produktionspriserne på de oliefyrede anlæg omtrent er dobbelt så stor som produktionsprisen 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.

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

Norgesforbindelsen kan drives på tre principielt forskellige måder:

- spidskraftleverance med eller uden tilbagelevering af energien i lavlasttiden (natten).
- import ved energioverskud i Norge (vådår)
- 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. 4.2 er der vist et eksempel på Norgesforbindelsen anvendt som pumpekraftforbindelse.

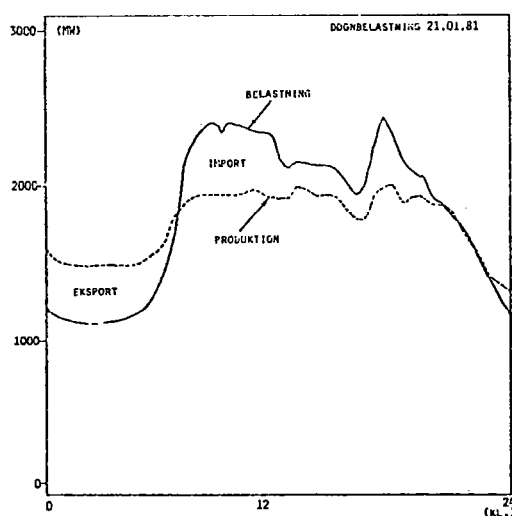


Fig. 4.2 Eksempel på Norgesudveksling (pumpekraft).

Forskellen i produktionspriserne for de forskellige anlægstyper er baggrunden for, at der er foretaget en analyse af muligheden og økonomien ved yderligere ombygning til kulfyring.

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

Værk	Idrift	Kapacitet	
NEV	1982	(133 MW)	ombygning til kulfyring
Herning	1982	87 MW/174 MJ/s	kul/oliefyret modtryksenhed
Randers	1982	45 MW/105 MJ/s	kulfyret modtryksenhed
MKS	1984	350 MW/480 MJ/s	kul/oliefyret udtagsenhed
MKS	1985	350 MW/480 MJ/s	kul/oliefyret udtagsenhed

Ombygning til kulfyring af blok 2 på Skærbækværket (269 MW)

Ved den endelige idriftsættelse af kulfyringsanlægget i januar-februar 1981 blev der konstateret visse tekniske begrænsninger i kedlen, således at enheden vanskeligt kunne yde fuldlast. Der er derfor bevilget yderligere 7,5 Mkr. (medio 1981) til afhjælpning heraf. Det forventes, at den resterende del af arbejdet vil være afsluttet den 1. september 1982.

Ombygning til kulfyring af Vendsysselværkets sektion 1 (133 MW)

Enheden blev taget ud til revision i oktober 1981. I fortsættelse heraf foretages ombygningen til kulfyring. Det reviderede anlægsbudget pr. primo 1981 er på 170,9 Mkr. og omfatter:

- ombygning af kedelanlæg : 112,4 Mkr.
- havneudbygning og kulfaciliteter: 46,0 Mkr.
- affendring af hovedkaj : 3,0 Mkr.
- dæmninger og deponeringsplads : 9,5 Mkr.

Ombygningen forventes afsluttet i slutningen af september 1982, hvori er medregnet to måneders prøvedrift.

Myndighedsgodkendelse for miljøforhold og lokalplan foreligger.

Ny kraftvarmeanhed i Randers (45 MW/105 MJ/s)

Den nye kulfyrede modtryksenhed vil erstatte de nuværende modtryksanlæg på ialt 20 MW.

Den nye enhed betales, bygges og vil blive drevet af Randers Kommune. Idriftsættelse forventes medio 1982.

Det justerede budget ultimo 1981 er på 350 Mkr. (1981-kr. incl. bygge-renter), incl. spidslastanlæg til varmeproduktionen.

Ny kraftvarmeanhed i Herning (87 MW/174 MJ/s)

Den nye kul/oliefyrede modtryksenhed bygges til forsyning af Herning-Ikast-området med fjernvarme. De eksisterende fjernvarmecentraler bliver forbundet med et 37 km langt nyt fjernvarmetransmissionsnet.

Kraftvarmeværket forventes idrift i slutningen af 1982.

Det reviderede budget pr. juli 1981 er på 341,8 Mkr. (medio 1981-kr.).

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.

Det reviderede budget er på 1090,2 Mkr. for MKS 3 og 761,4 Mkr. for MKS 4 (primo 1981-priser).

Fjernvarmetransmissionsledningen fra Studstrupværket til Århusområdet er under projektering ved Århus kommunale værker.

Følgende kommuner har modtaget direktiv om varmeforsyning med kraftvarme: Odder, Skanderborg, Hørning og Galten. For kommunerne Hinnerup, Hadsten, Rosenholm og eventuelt Rønde fortsættes undersøgelserne om anvendelse af kraftvarme.

4.1.2 Skrotninger

Levetiden af eksisterende produktionsanlæg er et forhold, som i de nærmeste år nærmere skal belyses, idet der i løbet af 80'erne må regnes med en række skrotninger.

Produktionsenhedernes driftstimetalforbrug pr. 1.1.1982 er vist på fig. 6.5.

Det har ved den hidtidige planlægning af produktionsanlæg været antaget, at enhedernes levetid svarer til højst 180.000 driftstimer. Dette driftstimal svarer til, at kulfyrede kraftvarmeeenheder normalt vil få højst 30 driftsår og øvrige enheder vil højst få 35 driftsår.

Ud fra denne antagelse er det forventede sidste driftsår beregnet (se bilag 4.1).

Levetiden for et produktionsanlæg kan imidlertid ikke fastlægges til et bestemt antal driftstimer, eller et vist antal driftsår. Et anlæg kan i princippet holdes idrift i meget lang tid, såfremt der foretages tilstrækkelig renovering. I praksis vil levetiden blive begrænset og bl.a. blive bestemt af:

- sikkerhedsmæssige forhold (f.eks. personrisiko ved højtemperaturdampledninger)
- brændselsøkonomiske forhold (f.eks. olieforbrug og totalvirkningsgrad)
- øvrige driftsøkonomiske forhold (f.eks. bemandingsomkostninger)
- driftspålidelighedsmæssige konsekvenser (f.eks. øget årligt revisionsbehov eller ringere driftspålidelighed)
- miljøforhold (f.eks. støjforhold og flyveaskemængder)
- frigørelse af plads til andre anvendelser (til f.eks. værksteder og andre produktionsanlæg)

- netudbygningen (hvis f.eks. en renovering af et produktionsanlæg kan udskyde en netudbygning).

For at arbejdet med vurdering af restlevetid og skrotning/renovering af produktionsanlæg kan ske over en passende tid, er der indført en ny procedure. Herefter bør restlevetidsundersøgelser og eventuelle renoveringsprojekter gennemføres for anlæg,

- som under hensyntagen til startantallet nærmer sig 100.000 ækvivalente driftstimer, eller
- som har mindre end 7 år til det i udvidelsesplanen anførte sidste driftsår, eller
- som forventes indstillet til skrotning/renovering eller forventes pålagt driftsmæssige restriktioner indenfor en årrække, der svarer til udvidelsesplanens tidshorisont for indstilling af nye anlæg.

På fig. 4.3 er vist en sammenhæng mellem alderen og driftstimetallet for de enkelte produktionsenheder.

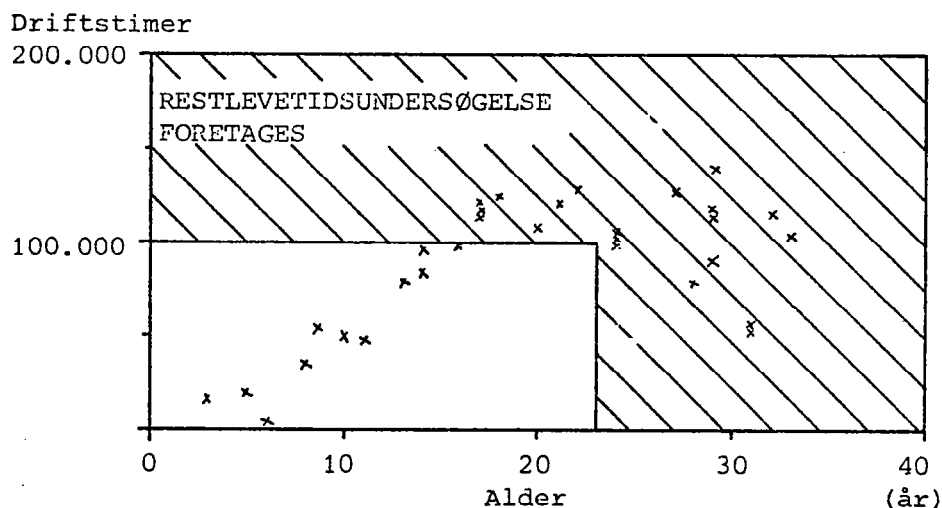


Fig. 4.3 Sammenhæng mellem driftstimetall og alder for produktionsenhederne.

På figuren ses, at der er en lang række anlæg i den gruppe, hvor en nøjere levetidsvurdering skal foretages. Resultaterne fra disse undersøgelser foreligger endnu ikke i samlet form. De på bilag 4.1 anførte værdier for sidste driftsår er på basis af bedste skøn pr. 1.10.1981. Interessenterne og ELSAM arbejder videre med levetidsvurdering af produktionsanlæg.

I denne udvidelsesplan indstilles ikke anlæg til skrotning.

4.1.3 Mulige yderligere ombygninger til kulfyring

I udvidelsesplan 1981 blev indstillet, at værkerne og ELSAM vurderer værdien af ombygning til kulfyring af de resterende tre rent olie-fyrede blokke (MKS 2, NEV 2 og NKA 8).

Det er konstateret, at gevinsten ved at ombygge én af de tre blokke er 110 til 120 Mkr. pr. år (i 1981-kroner) ved en brændselsprisforskel mellem olie og kul på 17 kr/GJ. Oliebesparelsen vil være 140-150.000 tons pr. år.

Ombygges yderligere en enhed vil gevinsten herfra være ca. 75% af gevinsten ved ombygning til den første enhed. Ombygges yderligere en tredje enhed bliver gevinsten fra den sidste ombygning kun 20% af gevinsten ved ombygning af den første enhed. Der var således grundlag for at undersøge ombygning af en til to enheder.

En ombygning af Studstrupværkets blok 2 fik på grund af anlægsaktiviteten fra MKS 3 og MKS 4 en lavere prioritet end en ombygning af enhederne ved Limfjorden.

Der blev herefter sammen med kedelleverandøren undersøgt forskellige ombygningsmuligheder på Nordkraft og Vendsysselværket.

Nogle af ombygningsalternativerne medfører en effektreduktion. En række ombygninger fra 60% til 200% er undersøgt, idet effekten fra en eksisterende oliefyret blok sættes til 100%.

Det er konstateret, at disse projekter er samfundsøkonomiske med en intern rente omkring 20% set frem til 1995. Investeringen andrager 390 til 460 Mkr. for én 100% ombygning.

Følsomhedsberegninger har vist, at ombygningsprojekterne vil være lønsomme (intern rentefod på ca. 10%) selvom forskellen mellem olie- og kulpris i hele perioden 1985-95 kun er 10 kr/GJ (1981-priser) samtidig med, at NK's fjernvarmeleverance halveres.

Projekterne kan vurderes indbyrdes med hensyn til investeringsomfang, oliefortrængning absolut og pr. investeret krone, nuværdi, tilbagebetalingstiden og miljøforhold. På fig. 4.4 er vist fortrængningen af tons fuelolie pr. million kroner investeret.

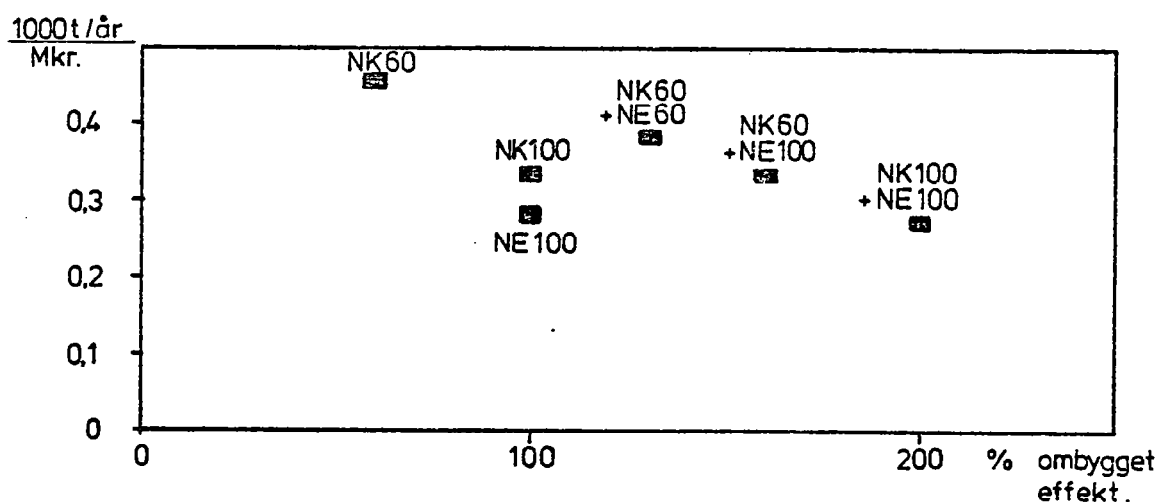


Fig. 4.4 Gennemsnitlig oliebesparelse i forhold til investeringen.

På bestyrelsesmøde den 18. december 1981 blev besluttet, at NK og NE skulle indlede myndighedsbehandling af ombygning til kulfyring.

Nordkraft har arbejdet videre med muligheden for at ombygge kedlen til blok 1 til kulfyring, idet man har bestemt den største kul- og olie-fyringsgrad som kan opnås, såfremt de eksisterende kedelsøjler forstærkes og kedlen udføres som et-trækskedel.

4.1.4 Nødvendig kapacitetstilgang

Elforsyning

Elprognosen danner grundlaget for beregningen af nødvendig kapacitetstilgang. Elprognosen er udarbejdet som en energiprognose, men under antagelse af, at der ikke sker grundlæggende ændringer i forbrugsvanerne, 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 4.5 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.

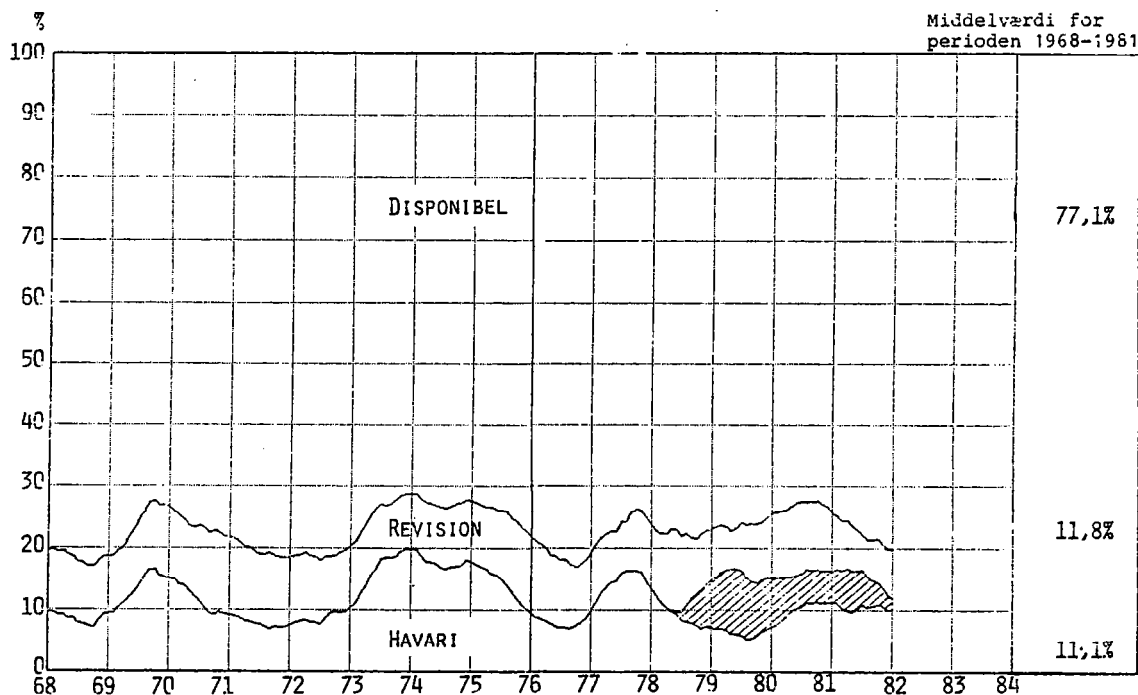


Fig. 4.5 ELSAM's kl.8-statistik. 12 måneders glidende gennemsnit.

Procent af installeret effekt. 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. Den nødvendige elkapacitet, regnet i fuldgyltig effekt, er lig med årets maksimale elbelastning plus 20% effektereserve. Størrelsen af effektereserven påvirker bl.a. 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 fuldgyltige effekt af de eksisterende og besluttede enheder.

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

I nedenstående tabel er behovet for effekttilgang angivet frem til 1989.

år	elprognose for maks. elbelastning	maks. el- belastning +20% reserve	skrotning	installeret effekt ultimo	effekt- fradrag	eksisterende enheder regnet som fuldgyltig effekt	nødvendig effekt- tilgang
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1983	2604	3125	76 *)	3813	111	3702	-
1984	2685	3222		3813	115	3698	-
1985	2778	3334		3813	116	3697	-
1986	2895	3474	135	3678	113	3565	-
1987	3027	3632		3678	115	3563	69
1988	3160	3792	34	3644	116	3528	264
1989	3300	3960		3644	118	3526	434
82-89							434

*) levetidsvurdering af FVO1 og FVO2 viser, at enhederne kan holdes i drift et antal år endnu.

Den nødvendige effekttilgang i perioden 1982-1989 er således 434 MW. De besluttede enheder i Studstrup, Herning, Randers, Haderslev og Frederikshavn har tilsammen en fuldgyltig effekt på 779 MW i 1989.

Ud fra disse forudsætninger, er det tidligst nødvendigt med yderligere effekttilgang i 1989.

På fig. 4.6 er effektforholdene skitseret frem til 1989. Bilag 4.2 viser skitse til effekttudbygningsplan.

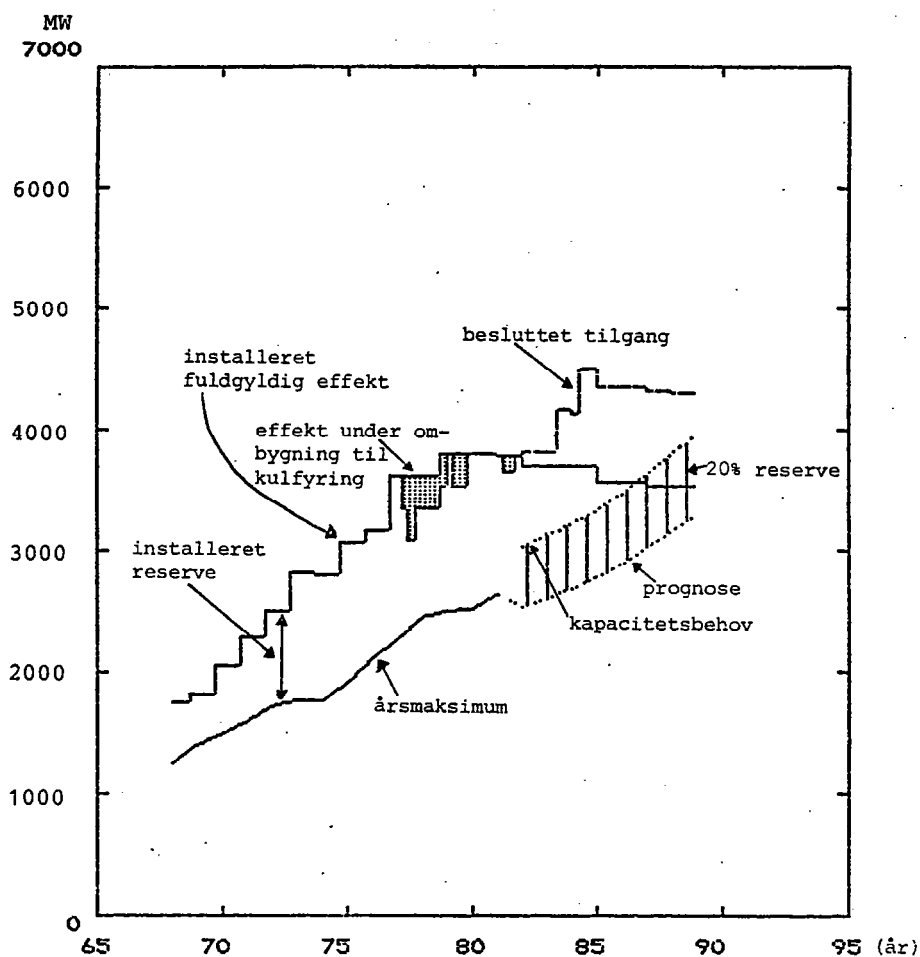


Fig. 4.6: Kapacitetsbehov - belastning og installeret effekt.

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

Varmeforsyning

Hvis der ses bort fra havarier og revisioner er der følgende sammenhæng mellem installeret kapacitet og mulig fjernvarmeleverance

Fjernvarmekapacitet i % af årets maksi- male belastning	Mulig fjernvarmeleverance i % af årets energibehov
100	100
75	99
50	88
25	55

Med en kraftvarmekapacitet af størrelsesordenen 50-75% af årets største varmebelastning er det således muligt at dække størstedelen af energibehovet. Det resterende behov dækkes så af en eller anden form for spidslastproduktion.

På grund af revision og havarier er de virkelige tal noget lavere. Opdeles kraft/varmekapaciteten på flere enheder vil disse kunne dække en større del af forbruget end en stor kraftvarmeenhed med samme kapacitet.

I 1986 er der følgende sammenhæng mellem varmebelastninger og kraftvarmekapaciteter i de eksisterende og besluttede kraftvarmebyer:

Område	Maks. belastning	kraftvarme- kapacitet	enheder			
	MJ/s	MJ/s	MJ/s			
Odense	800	512 (kul: 512)	B3	B2		
Århus C	296	279 (kul: 260)	279	233		
Århus (øvrig)	482	960 (kul: 960)	T10	T9	T8	
Ålborg	378	453 (kul: 186 ¹⁾)	93	93	93	
Åbenrå	60	61 (kul: 61)	B4	B3		
Esbjerg	381	576 (kul: 576)	480	480		
Herning	234	174 (kul: 174)	B1	T6	T5	
Randers	162	105 (kul: 105)	267	116	70	
Haderslev	62 ²⁾	50 (kul: 50)	B3	B2		
Frederikshavn	44	20 (kul: 20)	40	21		
			B2	B1	T5	T4
			233	169	100	74

1)

Mulighederne for at ombygge blok 1 til kulfyring omtales under pkt. 4.1.3.

2) Heraf dækker affaldsforbrændingen 7 MJ/s.

På fig. 4.7 er vist udviklingen i fjernvarmebelastningen og i installeret kraftvarmekapacitet for eksisterende og besluttede kraftvarmebyer. Varmeplanen for Haderslev og Frederikshavn er dog endnu ikke godkendt af Energi styrelsen.

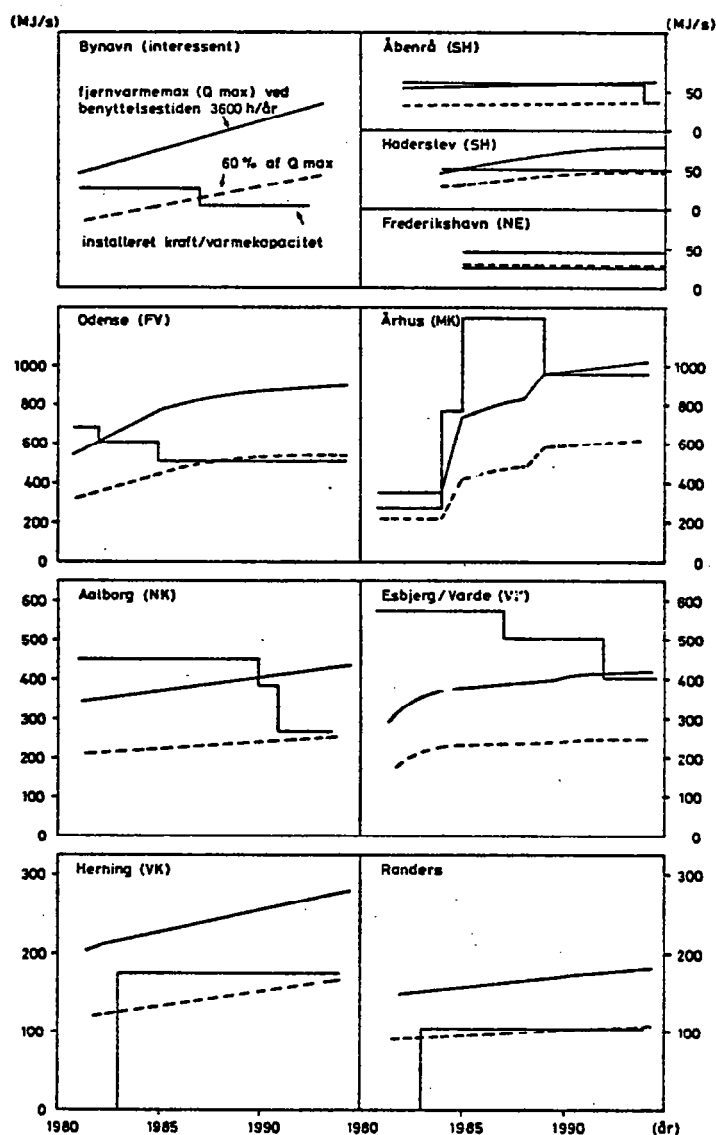


Fig. 4.7 Fjernvarmebelastning og installeret kraftvarmekapacitet for kraftvarmebyer.

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. Den seneste elprognose medfører, at der, ud fra et effektsynspunkt, ikke bliver behov for ny elkapacitet før slutningen af 80'erne. Der kan derfor blive behov for at foretage en prioritering af udbygningen af kraftvarmekapaciteten i bestående, besluttede og potentielle kraftvarmebyer.

Det indstilles, at FV, NK og VK i samarbejde med ELSAM undersøger behovet for ny kulfyret kraftvarmekapacitet i Odense-, Ålborg- og Esbjerg-området.

4.2 Brændselsforsyningen

Den 26. marts 1981 godkendte ELSAM's bestyrelse, at Enstedværkets havn udvides. Udvidelsen indebærer følgende forbedringer:

- kulkajen fornys med affendnings- og fortøjningsudstyr til 180.000 t skibe og en resulterende længde på 375 m.
- uddybningsbassinet gøres bredere og uddybes til 19 m vanddybde, mod hidtil 16 m, (senere er det besluttet at ændre uddybningen fra 19 m til 18 m).
- der etableres nyt kuludskibningsanlæg for pramme og skibe med indtil 7,5 m dybgang.
- lossekranerne udskiftes med en større kran og et kontinuert losseanlæg.
- kultransportanlægget udbygges med kajbånd, transportbånd til kulpladsen og nyt afkasteudstyr.
- lagerkapaciteten forøges med 1 Mt i stedet for de tidligere vedtagne 0,6 Mt.

Udvidelsen skal gennemføres uden driftsstop for havnen og stå færdig ved årsskiftet 1983/84.

ELSAM's bestyrelse godkendte samtidig, at der arbejdes videre med undersøgelsen af placeringsmulighederne for en ny storhavn, idet arbejdet i første omgang begrænses til placeringsmulighederne Glatved og Risinge. Udgifter ud over det rene planlægningsarbejde skal godkendes af bestyrelsen i hvert enkelt tilfælde. Dermed er anlægsaktiviteterne på kulforsyningsområdet som vist på følgende oversigt:

Nye anlæg til kul- forsyning	Forøget lagerkapacitet		Nyt losse- udstyr	Nyt Laste- udstyr	Ny max. dybgang	Færdig- gørelse ca.
	Operativt	Langtids				
	1000 t	1000 t				
Århus Kulterminal	300	-	ja	ja	13 m	1983
Studstrup- værket	150	700	ja	-	nej	1984
Vendsyssel- værket	250	300	ja	-	8 m ¹⁾	1982
Skærbæk- værket	-	875	-	-	nej	1985
Ensted- værket	800 ²⁾	-	ja	ja	17 m	1983

1) øges ved uddybning af Limfjorden.

2) antaget NWK lagerforøgelse på 200.000 t ikke indeholdt heri.

Hertil kommer to 132.000 t kulkibe, som ventes leveret fra Lindøværftet i 1982 og 1983, samt yderligere to 7500 tons kulpramme, der ventes leveret fra Lindøværftet i 1983.

En nærmere specifikation af de enkelte anlæg findes i datagrundlaget, bilag 1.3, 1.4 og 1.5.

I august 1981 afsluttede ELSAM og ELKRAFT en fælles havneundersøgelse med det formål at belyse kapaciteten af det samlede danske kulforsynings-system og mulige gevinster ved etablering af en fælles kulterminal.

Undersøgelsen viste, at der med stabile forhold på verdensmarkedet kan opnås rimeligt pålidelige leverancer af kul til forbrugsstederne med de eksisterende og besluttede anlæg indtil midt i 90'erne.

De vedtagne havneudvidelser ved Stignæs og Ensted indebærer en forringet lønsomhed for en fælles kulterminal til 250.000 t skibe. Hvis lønsomheden skulle være det afgørende argument for bygning af en ny kulterminal, må man først have sikkerhed for, at der er udskibningsfaciliteter og tonnage til rådighed i tilstrækkelig størrelse og mængde.

Rapporten konkluderer derfor, at det er vigtigt at følge beslutningerne om bygning af nye udskibningsanlæg i eksportlandene samt tilkomsten af tonnage i 250.000 t klassen.

Flyveaske

I udvidelsesplan 1981 blev givet en orientering om afsætning af flyveaske og tilhørende værksfaciliteter.

I efteråret 1981 har DANASKE indgået kontrakt med den norske cementfabrik NORCEMA om leverance af hele dennes forbrug af flyveaske. Efter mindre prøveleverancer vil mængderne i 1983 og 1984 udgøre ca. 100.000 tons pr. år og fra 1985 ca. 250.000 tons, hvoraf halvdelen tilstræbes leveret fra ELSAM-området.

Der forhandles fortsat om et rimeligt grundlag for at etablere en skibssilo ved Enstedværket.

På Studstrupværket er der afsat plads til etablering af skibssilo til flyveaske. På Vendsysselværket etableres en flyveaskesilo i forbindelse med ombygningen til kulfyring af sektion 1.

Ålborg Portland er ved at forprojektere et bufferlager på Ålborg Portland's område. Lageret på ca. 30.000 tons vil udgøre et tiltrængt supplement til bestående lagre til håndtering af forsyningen til cementindustrien.

Der foretages for tiden en generel vurdering af deponeringssituationen for ELSAM-området.

4.3 Primærnettet

Indstillinger om udbygning af primærnettet forelægges bestyrelsen i en separat netudvidelsesplan, NUP81 (litt. henv. (5)).

Den efterfølgende tekst er fra NUP81:

Netdimensioneringskriterierne er en del af grundlaget for udarbejdelsen af netudvidelsesplanen. Ud fra erfaringer fra den daglige drift af systemet er det fundet nødvendigt at justere dimensioneringskriterierne. Belastningsniveauet i kriterium C, der omhandler samtidige mangler, er foreløbig hævet fra 85% til 90%. Desuden er kriterium C udvidet til også at dække belastningsniveauet fra 90 til 100%, dog med færre samtidige mangler end ved et belastningsniveau lavere end 90%

Effektudvidelserne er fastlagt frem til 1985, og der er ikke tale om nye produktionsanlæg ud over tidligere besluttede. Af betydning for etableringstidspunktet for de nye ledninger er desuden eventuelle skrotninger og kulombygninger i perioden.

Ud over indstillingerne om ledningsbyggeri er der skitseret en mulig netkonfiguration i forbindelse med eventuelle udvidelser af udlandsforbindelser.

Allerede besluttede anlæg (se bilag 4.3):

1. 400 kV strækningen Ferslev-Smorup er tidligere indstillet til bygning med idriftssættelse i 1982. Ledningen er ca. 2 år forsinket og forventes færdig til idriftsættelse i 1984. I 1981-priser er budgettet på 39.4 Mkr., der betales af ELSAM.
2. 150/60 kV station Holsted forsynet fra Lykkegård via en 150 kV ledning Lykkegård-Holsted bygget for 2-systemer 454 SA med et system ophængt idriftsættes i 1982.

ELSAM betaler 70% af meromkostningerne i forhold til en 2-systems 281 SA samt 10% af dennes pris plus et 150 kV felt for fremrykning et år, ialt ca. 2.4 Mkr. i 1981-priser. VK betaler resten.

3. For forsyning af 150/60 kV station Loldrup bygges der på delstrækningen Tjele-Kistruphede en 2-systems 400 kV ledning for kombineret fremføring af forsyningen til Loldrup og videreføring af 400 kV ledningen Tjele-Idumlund. Idriftsættelse af Tjele-Kistruphede er planlagt til 1982, men forventes forsinket ca. 1 år. Budgettet for Tjele-Kistruphede er i 1981-priser 18.8 Mkr., hvoraf MK betaler ca. 8.5 Mkr. og ELSAM resten.
4. For tilslutning af Studstrupværkets B3 og B4 etableres en 400/150 kV ledning mellem Studstrup og Trige i 1984. Ledningen ejes af MK og betales af fællesskabet, som et fællesfinansieret anlæg. Budgettet, på 31.6 Mkr. i 1981-priser, er medtaget her og indgår ikke i budgettet for værkets udvidelse. For tilslutning af 400 kV systemet fra B4 etablerer ELSAM 400/150 kV transformering i Trige med udgangen af 1984. I 1981-priser er budgettet på 27.8 Mkr.
5. 150 kV ledningen Hasle-(Møllerup)-Trige til aflastning af Hasle-Trige indstilles foreløbig udskudt ét år til 1985. Ledningen bygges som en 150/60 kV kombiledning. ELSAM yder tilskud svarende til 70% af en 1-systems 772 SA på strækningen Trige-Møllerup og til ophængning af 150 kV systemet på Hasle-Møllerup, samt 70% til ombygning af felter i Trige og 60% i Hasle ialt ca. 5.9 Mkr. i 1981-priser. MK betaler resten ca. 12.9 Mkr.
6. Videreføring af Tjele-Kistruphede til Idumlund indstilles udskudt to år til 1986. Budgettet er i 1981-priser på 90.3 Mkr. 150 kV feltet i Idumlund (1.5 Mkr.) betales af VK. ELSAM betaler resten.

Anlæg, der indstilles til projektering og færdigbehandling

Af hensyn til en nødvendig forstærkning af nettet til Fyn ved en eventuel etablering af en Storebæltsforbindelse i 1986, bør idriftsættelse af Fynsledning nr. 2 muliggøres dette år ved projektering og færdigbehandling af 400 kV forbindelserne til Fyn.

Færdigbehandling indebærer bl.a. myndighedsbehandling, lodsejerforhandlinger, udbetaling af erstatninger og eventuelt jordkøb.

Budgettet er medtaget til orientering i appendix 2. (se NUP81). Det er i 1981-priser på 113,5 Mkr. (incl. Lillebæltskrydsning, men excl. stationsanlæg), som betales af ELSAM.

5. F O R S L A G

5.1 Hensigtserklæringer

- ELSAM fortsætter assistancen til kraftværkernes og elforsyningsvirksomhedernes samarbejde med kommuner, amter og Energistyrelsen om varmeplanlægningen. (jvf. side 13).
- Interessenterne indleder myndighedsbehandling og hermed forbunden projektering af kraftvarmeanlæg over 5 MW el-effekt efter godkendelse i ELSAM's bestyrelse i hvert enkelt tilfælde 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 i Naturgasregion Fyn og Naturgasregion Syd, det vil sige FV, SH, SV og VK er indstillet på at deltage i opførelsen af et mindre antal forsøgsanlæg for naturgasfyrede og naturgas/oliefyrede kraftvarmeanlæg med det formål, at få et realistisk bedømmelsesgrundlag for samfundsøkonomien. (Jvf. side 16).

5.2 Undersøgelser

- Værkerne og ELSAM fortsætter undersøgelsen af, om den forventede øgede kraftvarmeproduktion er mulig under hensyntagen til de bindinger, den påfører systemet. (Jvf. side 45).
- For produktionsanlæg, som ikke indstilles til skrotning og som har over 30 driftsår, fastlægger værkerne og ELSAM hvilke af

anlæggene, som fortsat ønskes holdt som driftsklare eller som konserverede anlæg.

Alle anlæg med over 30 driftsår forudsættes at modtage betaling for vedligeholdelse for 1982.

- FV, NK og VK undersøger i samarbejde med ELSAM behovet for ny varmekapacitet i Odense-, Ålborg- og Esbjerg-området. (Jvf. side 59).
- Værkerne og ELSAM undersøger, om det vil være driftsøkonomisk motiveret og praktisk gennemførligt at reducere støtteoliefyrringen. (Jvf. side 85).
- SV undersøger i samarbejde med Energistyrelsen og lokale myndigheder, forskellige kraftvarmeløsninger til forsyning af Kolding, Vejle, Fredericia og Middelfart fra Skærbækværket. (Jvf. side 14).
- Det nukleare arbejde videreføres.
- Deltagelsen i elværkernes og Energiministeriets vindkraftprogram fortsættes.
- Værkerne og ELSAM fortsætter levetidsundersøgelserne på bestående produktionsanlæg. (jvf side 50).
- Værkerne og ELSAM undersøger behovet for etablering af yderligere nødstartanlæg på kraftværkerne.

5.3 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. (Jvf. side 57).

5.4 Myndighedsbehandling

- NK/NE og VK fortsætter arbejdet med myndighedsgodkendelse og den hermed nødvendige projektering af nye 350 MW produktionsenheder på Nordjyllandsværket og på Vestkraft. Undersøgelsen føres til til en foreløbig afslutning i løbet af 1982.
- SH fortsætter med at opstille modelgrundlaget for miljøvurdering af EV4. Modelgrundlaget baseres bl.a. på eftervisningen af EV3's miljøkonsekvenser.

Forberedelserne til miljøbehandling af EV4 føres til en foreløbig afslutning i løbet af 1984.

- I samarbejde med berørte interessenter, fortsætter ELSAM kontakten med myndighederne med henblik på snarest at få indplaceret nye kraftværksplaceringer ved Glatved og Risinge med tilhørende havneanlæg i den landsdækkende havneplanlægning og i de relevante regionplaner.
- Det indstilles, at NE fortsætter undersøgelsen af et kraftvarmeanlæg i Brønderslev.

5.5 Anlægsarbejder

5.5.1 Modtryksanlæg

I UP81 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 og SH fortsætter arbejdet efter retningslinierne i UP81.

5.5.2 Kulombygning

Ombygning til kulfyring af Nordkraft's 269 MW enhed (NKA8) og Nefo's 305 MW enhed (NEV2):

Ifølge undersøgelser foretaget i samarbejde mellem MK, NE, NK og ELSAM vil det, ifølge de gjorte forudsætninger og disses variationsområde, være lønsomt at ombygge to af de resterende tre oliefyrede blokke (MKS2, NEV2 og NKA8) til kulfyring. På grund af anlægsaktiviteterne på Studstrupværket med etablering af blok 3 og blok 4 udelades indtil videre muligheden for kulombygning af blok 2 på Studstrupværket.

Det indstilles, at der gennemføres ombygninger på NKA8 og NEV2. Endelige projekter skal forelægges i ELSAM's bestyrelse og kan forventes godkendt,

- såfremt anlægsdata, -priser og tidsterminer kan holdes indenfor de rammer, som opstilles i det følgende,
- såfremt der ikke sker væsentlige ændringer i de gjorte forudsætninger, og
- såfremt ombygningsperiodens driftsmæssige problemer kan løses på en betryggende måde.

Det indstilles, at både NK og NE arbejder videre med myndighedsbehandling og den hermed forbundne forprojektering for ombygning til kulfyring af NKA8 (269 MW) og NEV2 (305 MW). Myndighedsbehandling er startet ifølge godkendelse på bestyrelsesmøde den 18. december 1981.

Projekter

Nordkraft:

NKA8 kan ombygges til kulfyring med en kulfyret kapacitet på 60, 70 eller 100% af den hidtidige kapacitet. Undersøgelser har vist, at der er god samfundsøkonomi i alle løsningerne. NKA indstilles til ombygning til 100% kulfyring med følgende data:

(OU har ikke taget hensyn til, om man af hensyn til kapitalfremskaffelse skulle gå ned til 70%. Den interne rente bliver i så fald påvirket af den økonomiske vurdering af effektreduktionen).

Kapacitet:

max. el-kapacitet, kontinuert ved kulfyring	269 MW
max. el-kapacitet, kontinuert ved oliefyring	269 MW
min. el-kapacitet ved ren kulfyring	95 MW
min. el-kapacitet ved oliefyring	55 MW
max. varmekapacitet (som for det bestående anlæg)	267 GJ/s.

Der er taget hensyn til eventuel senere naturgasfyring ved at sikre pladsforhold til nødvendige naturgaskanaler.

Priser:

Anlægsinvestering ialt	418 Mkr.
heraf andel i fællesanlæg til kulhåndtering m.m.	40 Mkr.
(prisbasis medio 1981).	

Udetid:

Samlet udetid 25 måneder. Ombygning kan starte 11 måneder efter afgivelse af "letter of intent" forudsat, at endelig ordre afgives senest 3 måneder efter "letter of intent".

"Letter of intent" svarer til endelig ordre, men med forbehold for myndighedsgodkendelse, og endelig godkendelse i ELSAM's bestyrelse.

NEFO:

NEV2 kan ombygges til kulfyring med en kulfyret kapacitet på 70 eller 100% af den hidtidige kapacitet. Der er god samfundsøkonomi i begge løsninger.

NEV2 indstilles til ombygning til 100% kulfyring med følgende data:

(OU har ikke taget hensyn til, om man af hensyn til kapitalfremskaffelse skulle gå ned til 70%. Den interne rente bliver i så fald påvirket af den økonomiske vurdering af effektreduktionen).

Kapacitet:

max. el-kapacitet, kontinuert ved kulfyring	305 MW
max. el-kapacitet, kontinuert ved oliefyring	305 MW
min. el-kapacitet ved ren kulfyring	100 MW
min. el-kapacitet ved oliefyring	60 MW

Der er taget hensyn til eventuel senere naturgasfyring ved at sikre pladsforhold til nødvendige naturgaskanaler.

Priser:

Anlægsinvestering ialt	392 Mkr.
heraf andel i fællesanlæg til kulhåndtering m.m. (prisbasis: medio 1981).	11 Mkr.

Udetid:

Samlet udetid: 25 måneder, afhængig af om arbejdet forceres eller ej. Ombygning kan starte 13 måneder efter afgivelse af "letter of intent", forudsat at endelig ordre afgives senest 4 uger efter "letter of intent". Rækkefølgen af ombygningerne omtales senere.

"Letter of intent" svarer til endelig ordre, men med forbehold for myndighedsgodkendelser, og endelig godkendelse i ELSAM's bestyrelse.

Tidsplan for ombygningerne

Ud fra de nuværende netforhold og besluttede netudbygninger kan det næppe tillades, at to enheder er ude samtidigt til ombygning.

Den økonomiske gevinst ved at fremrykke ombygning af NEV2 er så betragtelig, at en løsning af netforholdene bør undersøges. Omlægning fra 150 kV til 400 kV af ledning til Vendsysselværket, fremrykning af 400 kV stationen ved Vendsysselværket, installation af reaktorer i Nordjylland, samt accept af en eventuel reduceret forsyningssikkerhed i Nordjylland i ombygningsperioden vil antageligt medføre, at begge enheder kan ombygges samtidigt.

Den endelige tidsplan for ombygningerne skal (eventuelt sammen med fremrykkede netforstærkninger) sikre tilstrækkelig reservekapacitet for det samlede produktionssystem.

Videre arbejde

Med henblik på den endelige godkendelse i ELSAM's bestyrelse opstiller NE og NK i samarbejde med ELSAM en samlet plan for et ombygningsprojekt, omfattende både NKA8 og NEV2. Planen skal omfatte:

- forprojekt med tilhørende startbudget efter "letter of intent" for NKA8 og NEV2.
- tidsplan for ombygning af NKA8 og NEV2
- løsning af de el-forsyningsmæssige forhold i ombygningsperioden. (Varmeforsyningen af Ålborg-området i ombygningsperioden løses af Nordkraft selv).
- beskrivelse af brændselslagerforhold for Nordkraft og forsyning i tilfælde af isvintre.

I planen er antaget, at NKA8 er den første enhed, der udtages til ombygning. Hvis forsinkelser i myndighedsbehandlingen medfører, at det vil være mere økonomisk at starte ombygning på NEV2, kan dette blive muligt efter forelæggelse for bestyrelsen.

5.6 Forskrifter for drift og afregning

- Værkerne og ELSAM udarbejder forslag til afregningsregler for konserverede anlæg.
- Værkerne og ELSAM fortsætter udarbejdelsen af kraftværksspecifikationer for lokale kraftvarmeværker.

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

6.1 Driftsmæssige forhold

I afsnittet om nødvendig kapacitetstilgang var konklusionen, at det ikke er nødvendigt med tilgang af ny effekt før 1989. Udbygningsplanen indeholder således kun tilgang af allerede besluttet effekt. I bilag 4.2 er udbygningsplanen vist.

På grundlag af elprognosen og prognoserne for varmen i kraftvarmeområder er de driftsmæssige konsekvenser beregnet frem til 1989 ved hjælp af driftssimuleringer. Dataene til driftssimuleringerne er beskrevet i UP82 Datagrundlag.

En af hovedforudsætningerne for beregningerne er brændselspriserne. Brændselsprisprognosen er angivet for cif-prisen an storhavn for kul og olie. Brændselsprisen på kraftværkerne er en sum af cif-prisen an storhavn, et administrationstillæg, merfragtomkostninger til mindre havne og en eventuel vareafgift. Cif-prisen an storhavn er regnet som gennemsnit for perioden 1982-1991 med 2% realprisstigning. Dette giver følgende cif-priser an storhavn i 1981-kroner:

kul : 18,4 kr/GJ
fuelolie: 37,9 kr/GJ

De beregnede konsekvenser er uden nogen ombygning af de tre resterende oliefyrede blokke til kulfyring.

Effektforhold:

Sammenholdes elprognosen med udbygningsplan, kan den procentvise reserveeffekt illustreres som i figur 6.1.

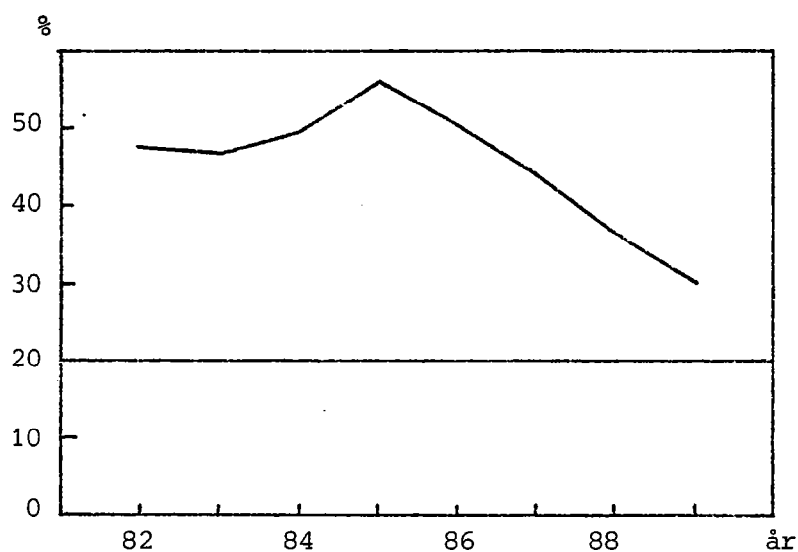


Fig. 6.1: Installeret reserveeffekt.

Den installerede reserveeffekt stiger til 56% i 1985 på grund af tilgangen af ny effekt i Herning, Randers og Haderslev i 1983, og i Studstrup i 1984 og 1985. Fra 1985 til 1989 falder den installerede reserveeffekt til ca. 30% på grund af dels en stigning i elforbruget og dels et fald i den installerede effekt, da nogle ældre produktionsanlæg skrottes.

I figur 6.2 er behovet for effektstøtte fra udlandet angivet.

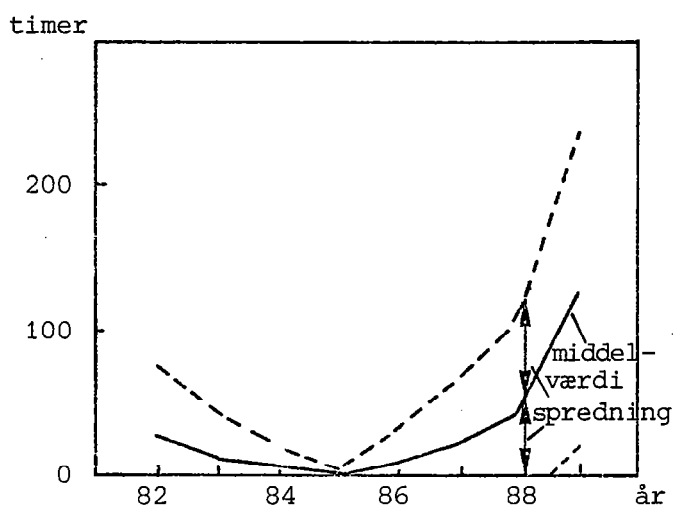


Fig. 6.2: Antal timer pr. år med behov for effektstøtte fra udlandet.

Værdien vil med 70%'s sandsynlighed ligge i det viste interval.

Af figuren ses, at behovet for effektstøtte er ret lav, men med en stigende tendens fra 1985, idet den installerede reserve er faldende. En eventuel kulombygning i midten af firserne med en væsentlig udetid for de relevante anlæg vil naturligvis påvirke reserveeffekten og behovet for effektstøtte i ombygningsperioden.

Brændselsforbrug

På grundlag af el- og varmeprognoserne, brændselspriserne og data for produktionsanlæggene er det forventede brændselsforbrug beregnet frem til 1989 ved hjælp af driftssimuleringerne. I figur 6.3 er det fremtidige brændselsforbrug angivet sammen med de historiske værdier. De historiske værdier er korrigeret for udlandsudvekslinger af energi.

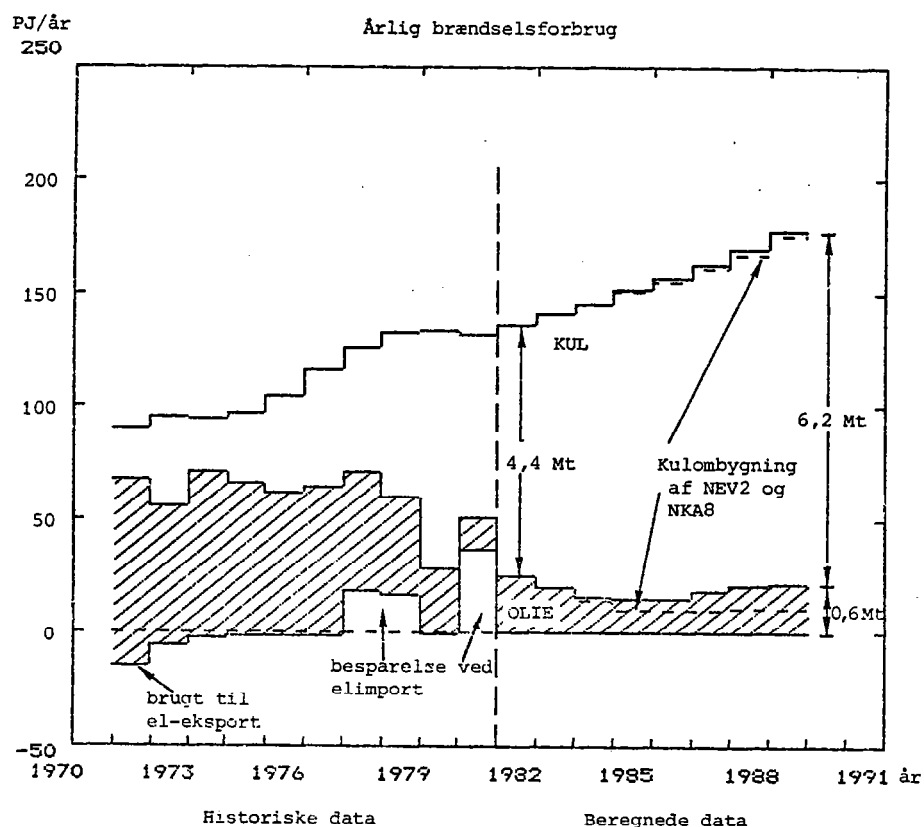


Fig. 6.3: Årlig brændselsforbrug til produktion af eget områdes belastning incl. fjernvarmelevering. Brændselsforbruget er korrigeret for eksport og import. Ved omregning af eksport og import af el er anvendt en nyttevirkning på 0,39, d.v.s. 1 GWh svarer til et brændselsforbrug på 9,2 TJ. De stiplede linier angiver olieforbruget samt det totale brændselsforbrug efter ombygning af NEV B2 og NKA B1 til kul-/oliefyring.

Af figuren ses, at olieforbruget er faldet til ca. 14 PJ i 1981, svarende til 15% af det samlede brændselsforbrug i 1981. Det lave olieforbrug i 1981 skyldes den store nettoimport af el fra udlandet. Det forventede olieforbrug vil falde i perioden 1982 til midten af 80'erne i takt med den stigende reserveprocent. Fra midten af 80'erne og frem til 1989 vil olieforbruget igen stige en smule, hvilket sker dels på grund af en lavere reserveeffekt, hvorved de oliefyrede enheders produktion øges, og dels fordi de kulfyrede enheder har et vist olieforbrug.

I figur 6.4 er den procentvise sammensætning af det forventede brændselsforbrug vist.

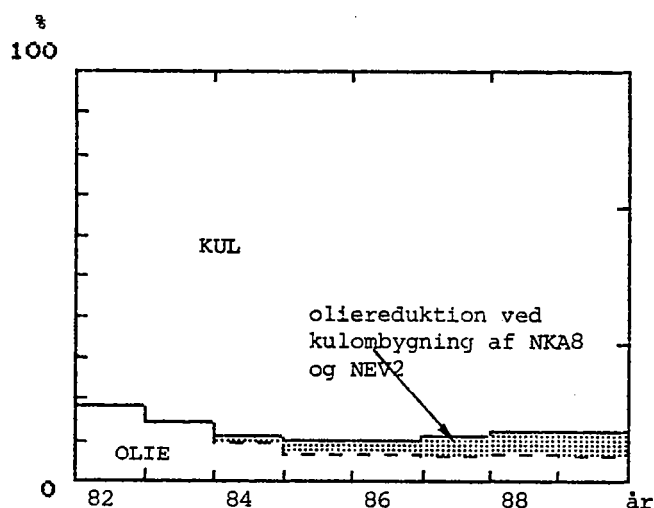


Fig. 6.4: Den energimæssige fordeling af brændselsforbruget i % af det samlede brændselsforbrug. Den stiplede linie angiver fordelingen ved ombygning af NEV B2 og NKA B1 til kul-/oliefyring.

Hvis to af de oliefyrede blokke ombygges til kulfyring, vil det forventede olieforbrug falde yderligere, samtidig falder det totale brændselsforbrug, idet de ombyggede enheders produktion også fortrænger noget produktion på ældre kulfyrede anlæg med en dårligere virkningsgrad (jvf. fig. 6.3 og 6.4). Det tilbageværende olieforbrug vil kun vanskeligt kunne reduceres.

I det forventede brændselsforbrug er der antaget en nuludveksling med udlandet, svarende til, at importen er lig med eksporten. I 1981 har der været en nettoimport på 4,0 TWh, jvf. tabel 6.1.

År	1980 ^{*)}	1981 ^{*)}	1982 ^{*)}	1986	1989
Produktion: el TWh	12,7	8,6	13,1	14,7	16,7
" : varme PJ	19,1	19,8	20,1	32,8	36,2
Brændselsforbrug: PJ	134,0	95,1	137	156	178
" ,heraf olie PJ	29,1	14,1	26	15	22
" ,heraf kul PJ	104,9	80,7	111	141	156
Termisk virkningsgrad %	48,4	53,3	49	55	54
Netto import TWh	- 0,06	4,0	0	0	0

^{*)} excl. Randers

Tabel 6.1: El- og varmeproduktioner samt brændselsforbrug i de seneste år sammenholdt med de forventede værdier i 1982, 1986 og 1989. De forventede værdier er uden ombygning af de tre resterende oliefyrede blokke.

Af tabellen ses, at den termiske virkningsgrad for produktionen i 1981 er steget i forhold til 1980, hvilket skyldes den store elimport i 1981, hvorved kraftvarmen udgør en større andel af produktionen.

Aldersfordeling

I fig. 6.5 er produktionsanlæggenes alder søgt illustreret ved hjælp af forbrugt levetid, hvor levetiden er målt i antal driftstimer. I figuren er anlæggene sorteret efter forbrugt levetid.

Produktionsanlæggene er i reglen dimensioneret til 100.000 driftstimer, men ved at udskifte højtryksdele m.v., regner man med, at det er muligt at opnå indtil 180.000 driftstimer. Det beregnede antal akkumulerede starter, og driftstimer for de enkelte enheder er vist på bilag 6.1.

Akkumulerede driftstimer

 10^3 timer

180

160

140

120

100

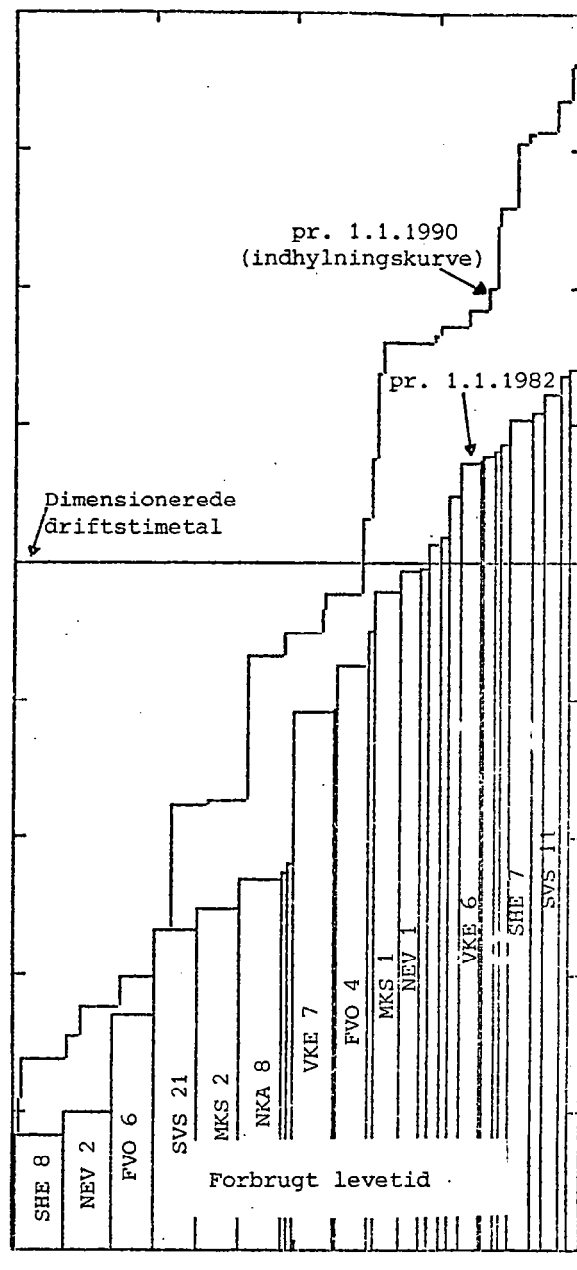
80

60

40

20

0



installeret effekt

Fig. 6.5 Forbrugt levetid som funktion af produktionsanlæggenes effekt pr. 1.1.1982 og 1.1.1990. Levetiden er angivet som driftstimer og effekten er i % af installeret effekt. Pr. 1.1.1982 er anlæg med en installeret 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 flere ting, hvoraf kan nævnes:

- forskelle i brændselspriser
- anstrengt effektsituation
- stor effektreserve
- ændring i belastningsudvikling.

Pr. 1.1.1982 har ca. 27% af den installerede effekt et driftstimetotal, som er større end 100.000 timer. Det tilsvarende tal for 1.1.1990 er ca. 39%. Med andre ord, i perioden 1982 til 1990 vokser 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 1982 til 1990, idet der kun sker tilgang af få nye anlæg, på grund af den lave belastningsstigning i forhold til tidligere. Endvidere ses af fig. 6.5, at i 1990 vil over halvdelen af den installerede effekt have et driftstimetotal, som er større end 90.000 timer.

Døgnvariation

I fig. 6.6 er døgnvariationen i elbelastningen angivet for en hverdag i efteråret 1984, og hvordan elbelastningen ser ud, set fra ELSAM's produktionsanlæg, idet elbelastningen er korrigeret for norgeskontrakten.

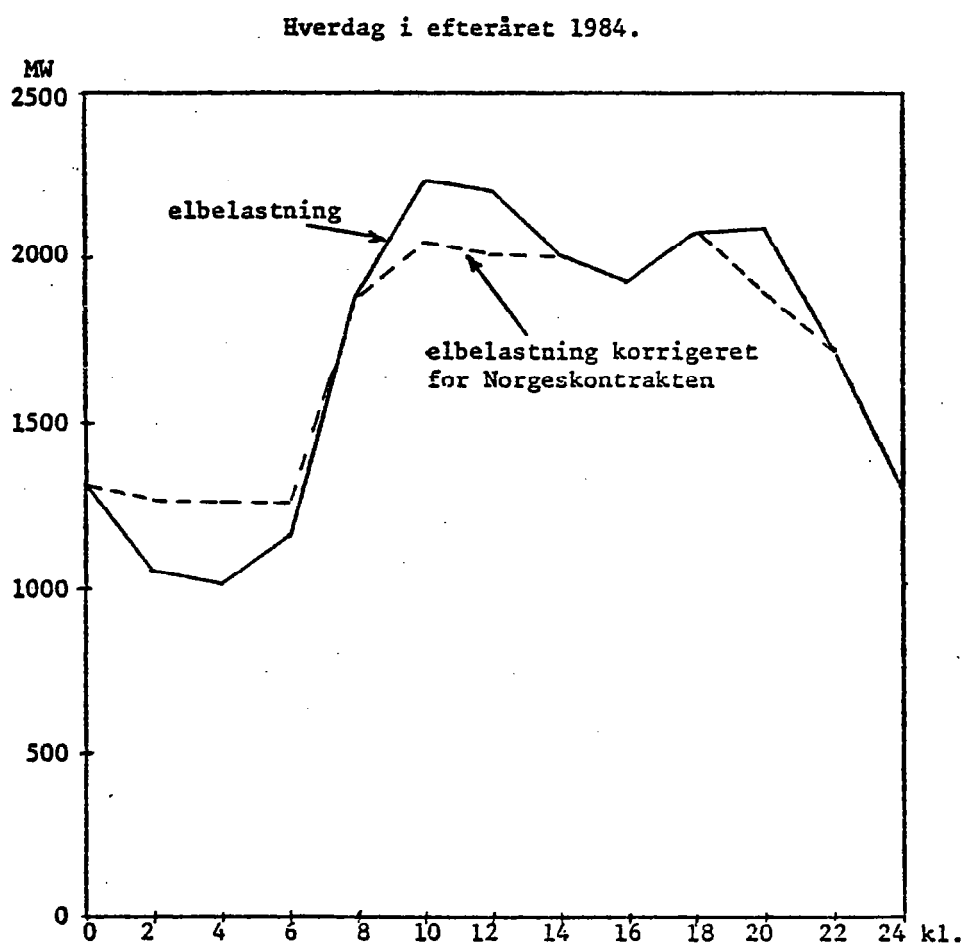


Fig. 6.6 Elbelastningen i ELSAM-området på en hverdag i efteråret 1984, samt elbelastningen korrigeret for norgeskontrakten.

Af figuren ses, at norgeskontrakten udjævner døgnvariationen, idet ELSAM importerer energi i spidslastperioden og leverer tilbage i lavlastperioden. Udover norgeskontrakten er der ofte mulighed for udveksling af tilfældig energi med udlandet.

Produktionsfordeling

Den elbelastning som ELSAM's produktionsanlæg skal dække, svarer til elforbruget incl. tab korrigeret for udvekslingen med udlandet. Under antagelse af, at udvekslingen med udlandet er lig med norgeskontrakten bliver den samlede elproduktion for en hverdag i efteråret 1984 lig med kurven, der er korrigeret for norgeskontrakten, i figur 6.6.

Produktionsfordelingen beregnes ved hjælp af økonomisk lastfordeling og er angivet i fig. 6.7, idet produktionssystemet er inddelt i følgende hovedgrupper:

- kulfyret 3-skift anlæg
- oliefyret 3-skift anlæg
- kulfyret 2-skift anlæg
- oliefyret 2-skift anlæg,

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

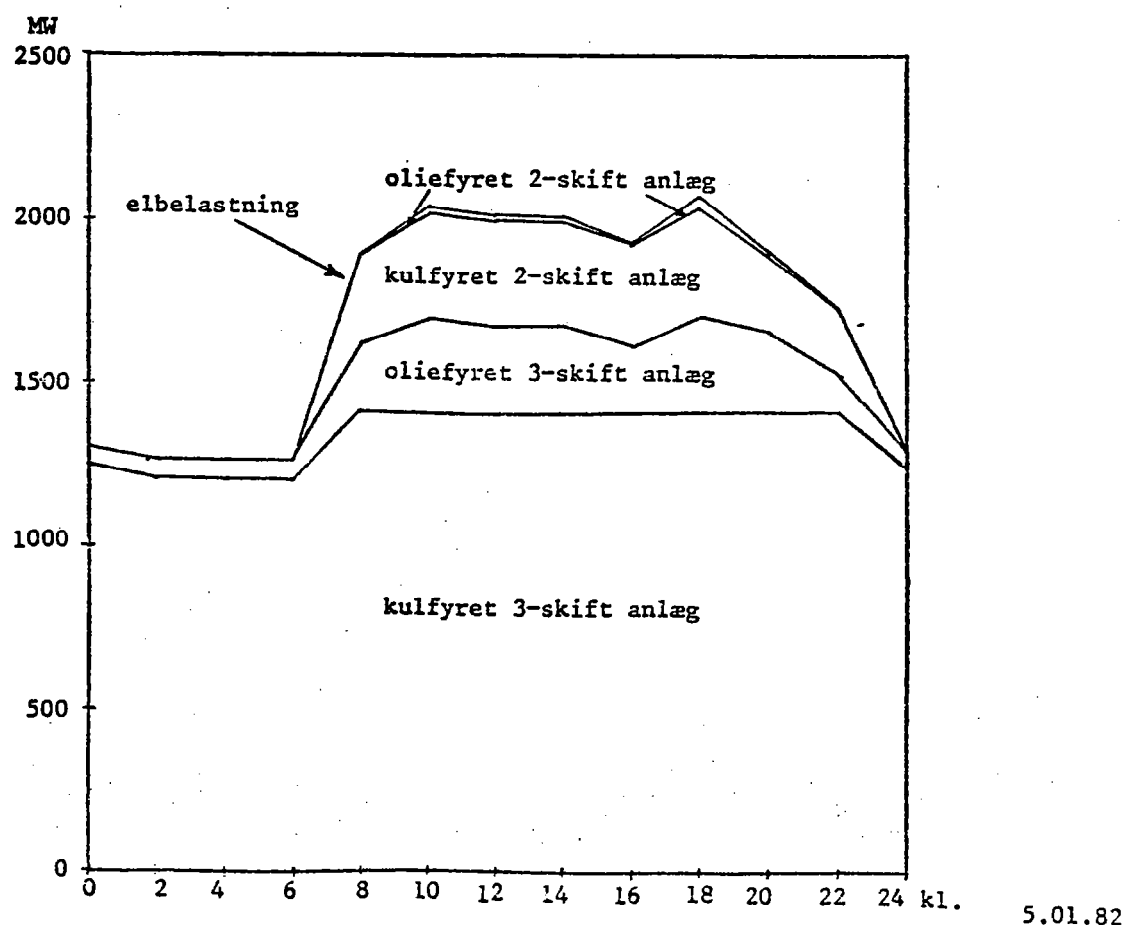


Fig. 6.7 Produktionsfordeling for en hverdag i efteråret 1984, hvor den samlede produktion svarer til elbelastningen, korregeret for norgeskontrakten (jvf. fig.6.6).

Af fig. 6.7 ses, at de kulfyrede 3-skift anlæg regulerer en smule ned om natten, men kører konstant om dagen, hvorimod det er de oliefyrede anlæg samt de kulfyrede 2-skift anlæg, som tager reguleringsarbejdet om dagen.

Miljøbelastninger

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

Mængden af disse stoffer vil øges i takt med det større kulforbrug (se fig. 6.3).

	1982	1989
flyveaske (10 ³ tons)	590	830
CO ₂ (")	13.000	17.000
SO ₂ (")	110	140
NO _x (")	65	90
(øvre grænse)		

Tabel 6.2 Miljøbelastninger fra el- og kraftvarmeproduktion.

En del af flyveasken kan imidlertid anvendes til cementproduktion, som vejmateriale, som fyldmateriale m.v. (jvf. litt.: Udvidelsesplan 1981, Indstilling og udredning, ELSAM, 1981, afsnit 3.2.1).

Mængden af svovldioxid vil øges som nævnt tidligere, men omstillingen fra oliefyring til kulfyrring har mindsket denne mængde, idet der er et mindre indhold af svovl i kul, sammenlignet med olie, og en del af svovldioxiden bliver bundet i flyveasken. Emmisionen af kvælstofilte skyldes, dels atmosfærens indhold af kvælstof, og dels brændslets indhold.

Kraftvarme

Under afsnit 4 er sammenhængen mellem den maksimale varmebelastning og kraftvarmekapaciteten illustreret i fig. 4.7.

Det er ikke muligt at producere hele varmekonsumet på kraftvarmeenheder, blot kapaciteten af kraftvarmeenhederne er lig med den maksimale belastning, da kraftvarmeenheder har en årlig revisionsperiode og enhederne kan havarere.

I figur 6.8 er mængden af ikke leveret kraftvarme angivet i % af den årlige varmebelastning for hvert kraftvarmeområde. Den varmemængde, som ikke produceres som kraftvarme, produceres på spidslastanlæg.

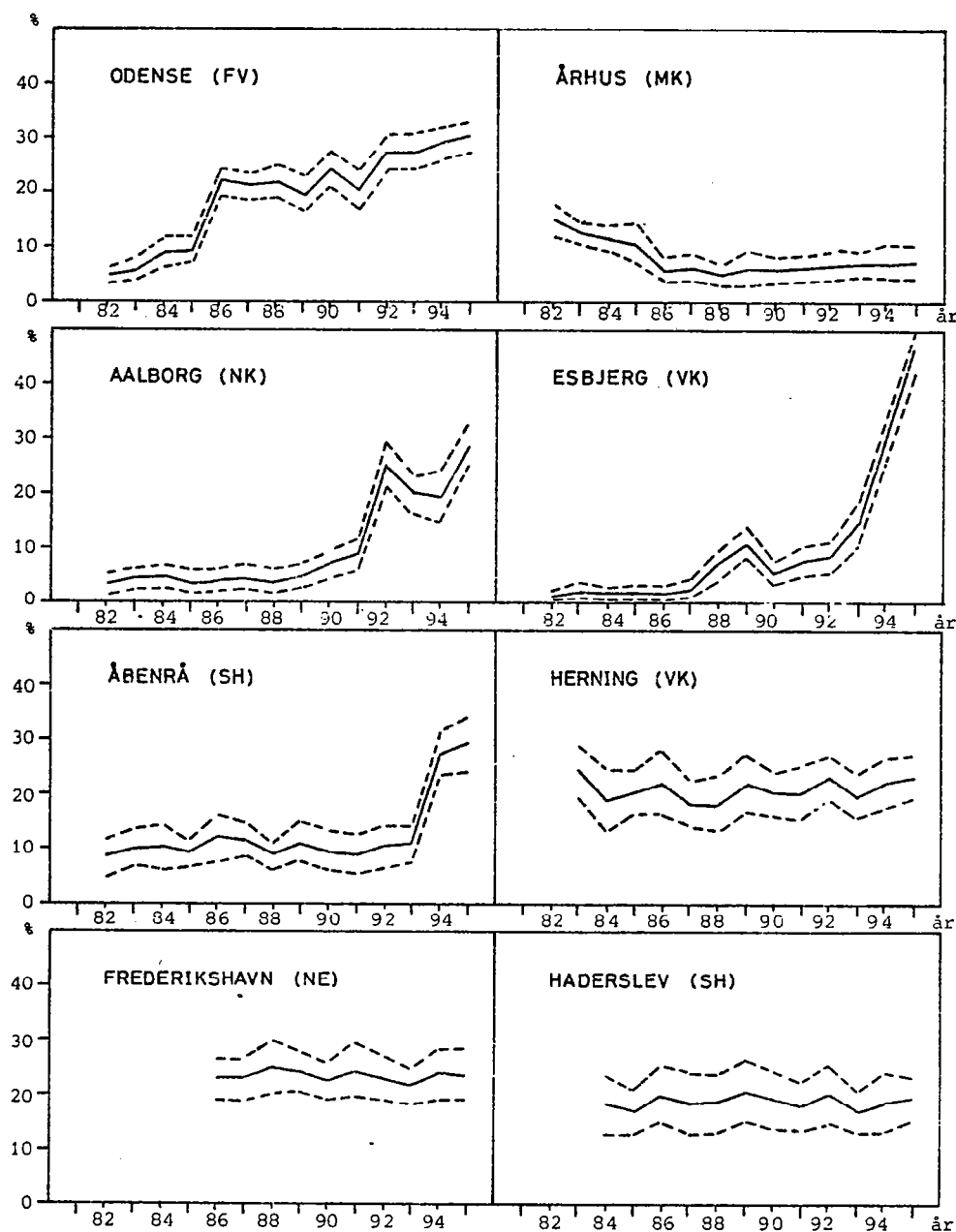


Fig. 6.8 Ikke leveret kraftvarme i % af belastningen for hvert kraftvarmeområde. Størrelsen af den ikke leverede kraftvarme vil med 70% sandsynlighed ligge i det viste interval, hvor den fuldtoptrukne linie markerer middelværdien. Der er ikke regnet med tilgang af nye kraftvarmeenheder efter 1986.

Af figur 6.8 ses, at der er stor forskel på mængden af ikke leveret kraftvarme fra område til område, ligeledes varierer mængden af ikke leveret kraftvarme i perioden 1982 til 1989 for det enkelte kraftvarmeområde. Størrelsen af den ikke leverede kraftvarme afhænger af den installerede kapacitet i forhold til den maksimale belastning, af antallet af kraftvarmeenheder, af enhedernes rådighed og af tidspunktet for kraftvarmeenhedernes revision.

I ELSAM's produktionssystem udgør kraftvarmeproduktionen 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. Den væsentligste stigning af kraftvarmebelastningen sker i Århus-området og i Herning-området. Jvf. fig. 3.4.

En given kraftvarmeproduktion kræver, dels en bunden elproduktion både for udtagsenheder og for modtryksenheder, og dels 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. 6.9 er forholdene søgt illustreret for en hverdag.

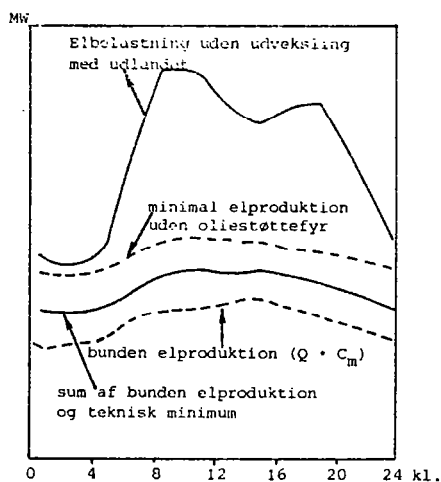


Fig. 6.9 Eksempel på belastningsforhold på en hverdag i slutningen af 80'erne.

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 igen mulighed for at importere elenergi fra udlandet.

6.2 Investeringsoversigt

I bilag 6.2 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 betalinger til indstillede og fremtidige anlæg. Prisbasis er medio 81, og betalingerne er excl. byggerenter. For kraftvarmeanlæg er angivet den totale anlægspris. Investeringsoversigten medtager ikke anlæg, der idriftsættes efter 1989, og da betalingerne til et anlæg, der idriftsættes i 1990 allerede starter i 1985 er betalingerne kun summeret til og med 1984.

6.3 Projekteringspersonale

Behovet for projekteringspersonale behandles særskilt i et ressourceudvalg.

Litteraturhenvisninger

- (1) Energiplan 81, Energiministeret, november 1981.
- (2) Bemærkninger til Energiplan 81, brev fra D.E.F. af 05.02.1982.
- (3) "Budgetredegørelse 81", Finansministeriet, maj 1981.
- (4) "Langsigtede økonomiske fremskrivninger 1981-92 - udvalgte planforudsætninger", Finansministeriet, okt. 1980.
- (5) Netudvidelsesplan 1981, ELSAM, Notat S81/325b.

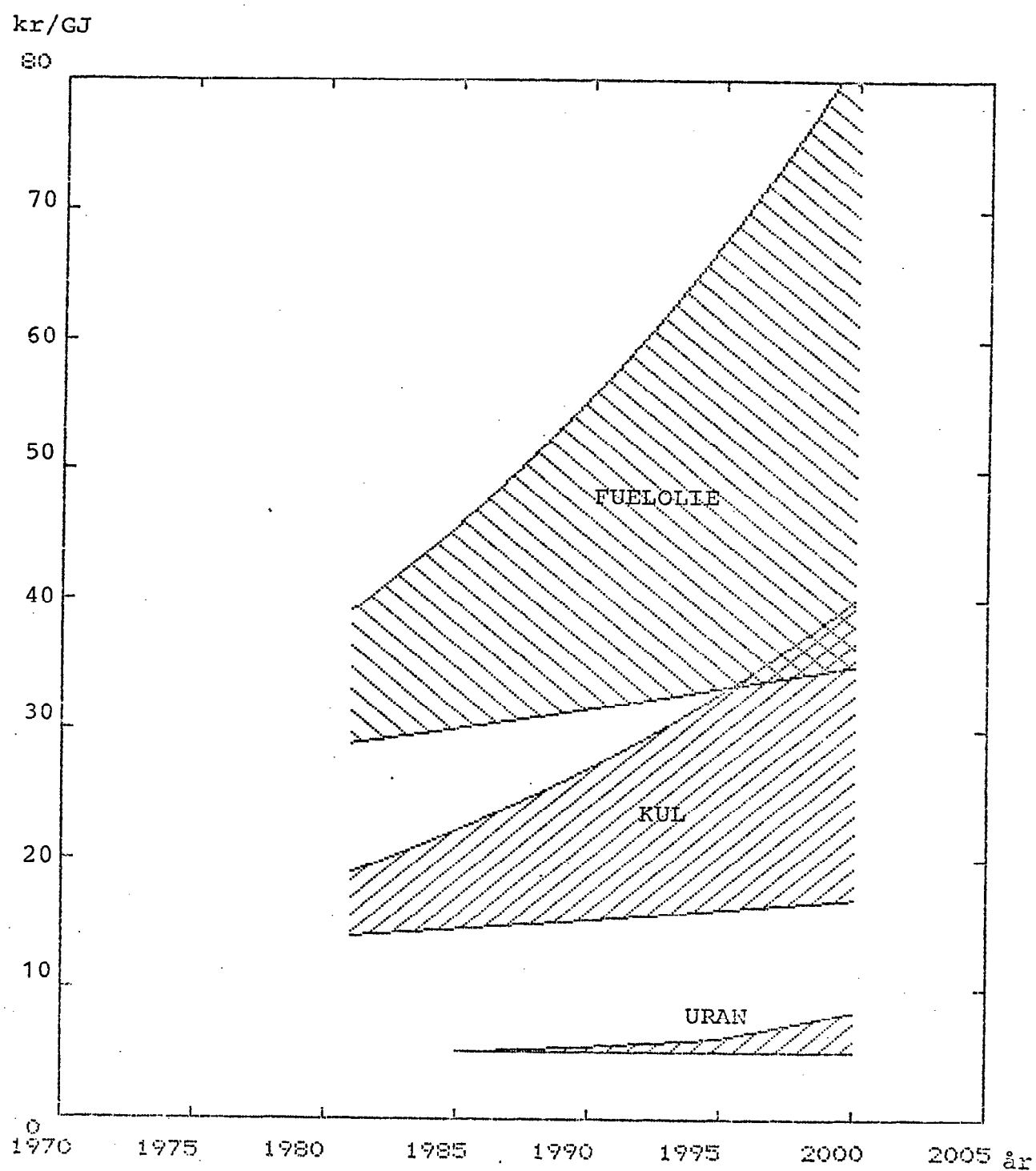
By	Værk	Varmebehov TJ		Sandsynligt fjv. behov af k/v-værk TJ		Sandsynlig inst. modtryks- effekt MW	Sandsynlig affalds- og industrivarmer TJ		Tidl. K/V idrift år 2)
		1985	1991	1985	1991		1985	1991	
Haderslev	SH	1600	1756	515 ^{x)}	840 ^{x)}	24 ^{x)}	140	140	84 ^{x)}
Kolding	SV	1526	1812	1373	1631	udtag fra SV	357 ^{x)}	415 ^{x)}	84/85 ^{x)}
Vejle	-	1465	1850	1200	1760	42	0 ^{x)}	0 ^{x)}	90/91 ^{x)}
Horsens	-	2800	2827	(1200)	1700	45	96 ^{x)}	215 ^{x)}	90/91 ^{x)}
Silkeborg	MK	1840	1965	2070	2210	52	0	0	90/91 ^{x)}
Viborg	-	1100	1100	1240	1240	24	0	0	90/91 ^{x)}
Holstebro	VK	1000	1695	1340 ¹⁾	1860 ¹⁾	35	80	100	90/91 ^{x)}
Struer	-	780	972	660 ¹⁾	900 ¹⁾	19	65	90	90/91
Frederikshavn	NE	1820	1820	575	575	10	? ^{x)}	? ^{x)}	85 ^{x)}
Hjørring	-	1675	1675	920	920	14	? ^{x)}	? ^{x)}	90/91 ^{x)}
Brønderslev	-	780	780	420	420	8 ^{x)}	52 ^{x)}	52 ^{x)}	85 ^{x)}
Ullerslev x)	FV	60	60	75	75	1.4 xx)	0	0	83/84
Bredballe	SV	80	30	89	89	0.7 xx)	0	0	83/84
Ialt									

x) ændringer i forhold til UP81.

xx) gasfyrede enheder.

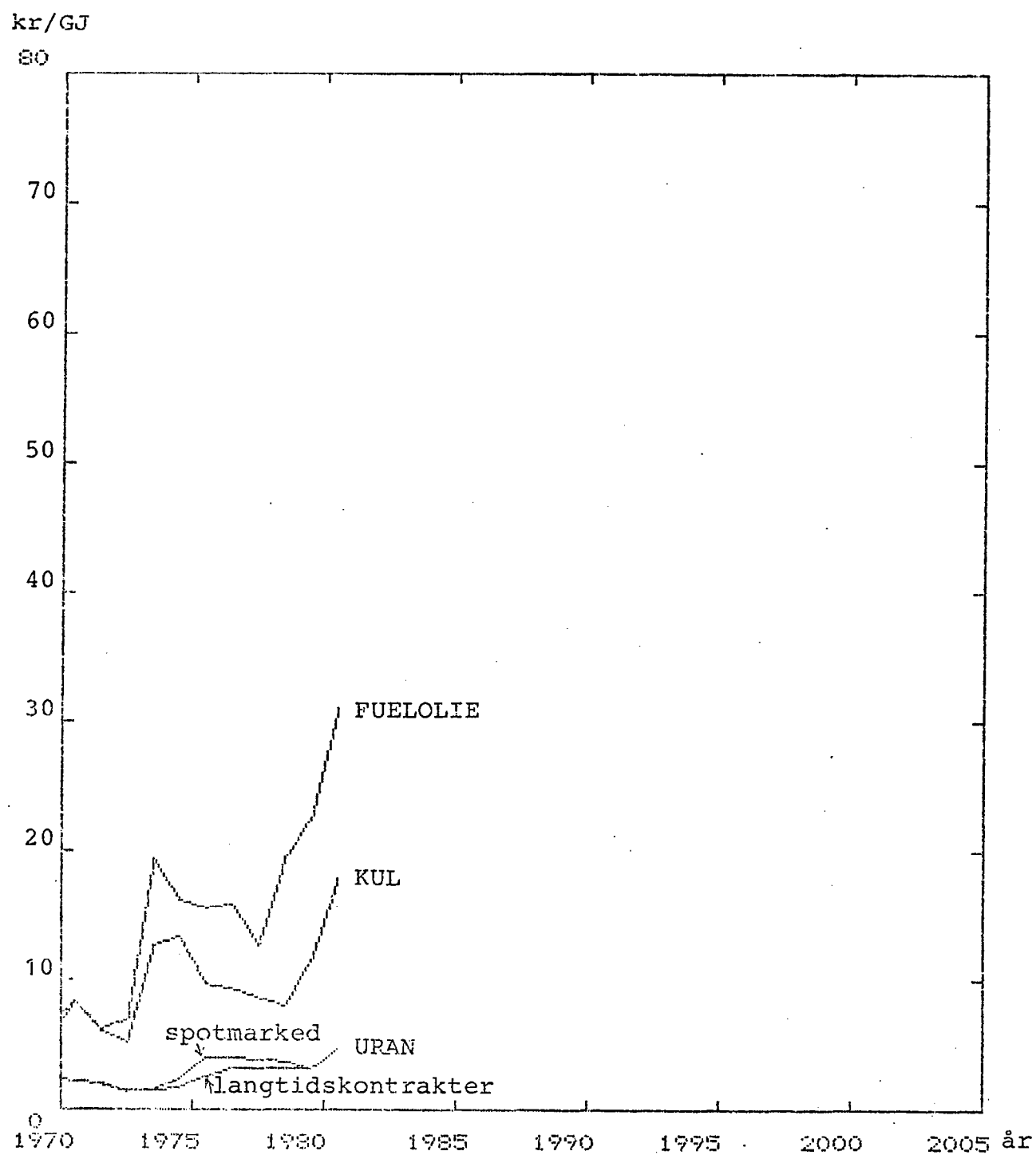
(tallene er taget fra hidtidige undersøgelser, herunder varmeplanarbejdet)

2) Anlæg, der er anført med tidligste driftsår 90/91, kan tænkes idriftsat tidligere. Her er det det tidspunkt, man antager de kan få fuldt effekttilskud.



BRÆNDELSPRISPROGNOSE

CIF-PRIS AN STORHAVN I 1981-KR.
 PROGNOSEN ER BASERET PÅ EN DOLLARKURS PÅ 7.25 KR.



HISTORISKE BRÆNDELSPRISER

CIF-PRIS OMREGNET TIL 1981-KR.

PROGNOSE FOR ELFORBRUG OG MAKSIMALBELASTNING

(ab værk, ELSAM (incl. Randers))

År	STØRSTE KVARTERS BELASTNING (december)	ELFORBRUG AB VÆRK	STIGNING
	MW	TWh	%
1981	2479	12,53	-1,9
1982	2527	12,65	1,0
1983	2604	12,99	2,7
1984	2685	13,37	2,9
1985	2778	13,80	3,2
1986	2895	14,34	3,9
1987	3027	14,98	4,5
1988	3160	15,64	4,4
1989	3300	16,33	4,4

Belastningsgrundlag for kraftvarmeværker.

Belastningsgrundlaget for et område svarer til belastningsprognosen for området excl. varme fra affaldsforbrænding og industrivarmer (se næste side).

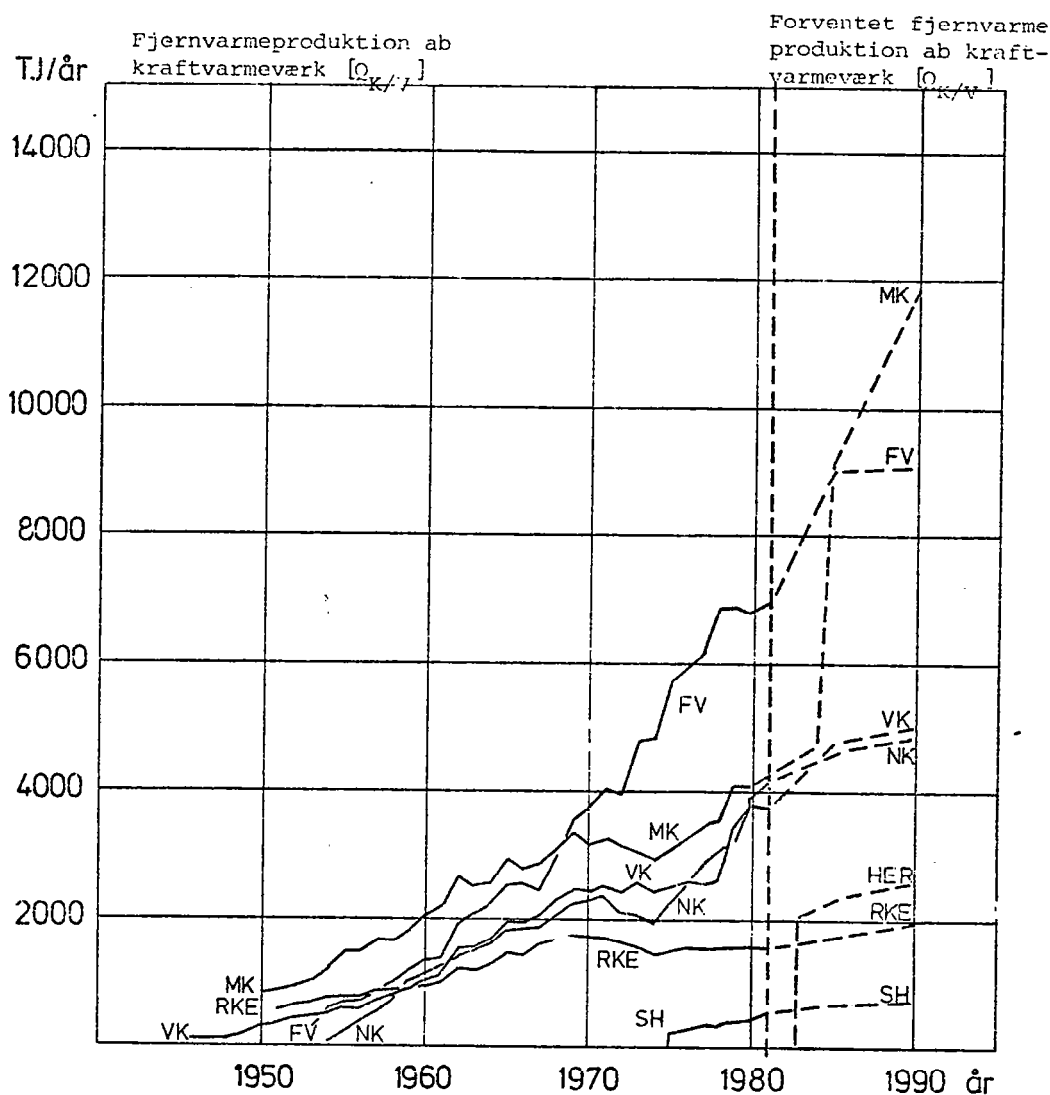
TJ/år													
År	FV ⁴⁾	Frede- riks- havn	(5) Hader- slev	(1) (2) Her- ning	MKA	(6) MKS	NK	Ran- ders	(5) SH	(1) VK	Total for eksist. og besluttete k/v-byer.	(3) Mulige k/v- byer	Total
82	7906	-	-	-	4600		4545	1949	712	4044	23.756	-	
83	8942	-	-	2743	4600		4637	1984	724	4634	28.264	-	
84	9396	-	466	2853	4600	0	4725	2020	735	4811	29.410	-	
85	9914	575	515	2967	4330	5175	4820	2056	746	4875	35.808	-	
86	10368	575	665	3026	3830	6250	4904	2092	757	4939	37.141	-	
87	10757	575	708	3087	3775	6720	4990	2128	767	5003	38.222	-	
88	11081	575	761	3149	3825	6950	5077	2165	776	5082	39.140	-	
89	11146	575	801	3212	4000	8500	5156	2202	784	5061	41.146	-	
1990	11275	575	819	3276		12655	5255	2240	792	5239	41.847	-	
91	11405	575	838	3341		12822	5347	2268	799	5318	42.455	4147	46.602
92	11534	575	852	3408		12981	5440	2296	806	5354	42.994	8294	51.288
93	11664	575	866	3476		13141	5535	2324	813	5389	43.557	12441	55.998
94	11794	575	868	3546		13304	5632	2353	820	5425	44.119	12441	56.560
95	11923	575	872	3617		13463	5730	2382	827	5461	44.658	12441	57.099
96	11923	575	875	3687		13463	5784	2402	833	5496	44.893	12441	57.334
97	11923	575	879	3763		13463	5839	2422	840	5532	45.087	12441	57.528
98	11923	575	880	3838		13463	5893	2442	840	5567	45.271	12441	57.712
99	11923	575	880	3915		13463	5948	2462	840	5603	45.459	12441	57.900
2000	11923	575	880	3977		13463	6002	2483	840	5638	45.631	12441	58.072

Der regnes med en benyttelsestid på 3600 h/år af maksimalbelastningen. Omregning fra belastningsgrundlag i TJ/år til maksimalbelastning i MJ/s:

$$x \text{ TJ/år} \cdot \frac{1}{3600 \text{ h/år}} \cdot \frac{h}{3600s} = \frac{x}{12,96} \text{ MJ/s}$$

- (1) Ny prognose ifølge brev af 14. okt. 1981 fra Vestkraft
- (2) Herning bliver k/v-by i 1983
- (3) Værdien er fra bilag 1.8.2 side 3 med en årlig stigning fra 1985 til 1991, og konstant derefter.
- (4) Ny prognose ifølge brev af 16. marts 1981 fra Odense Magistrats 5. afd. til Energistyrelsen. Prognosen er incl. Stigegartnerne og Otterup.
- (5) Ny prognose ifølge oplysninger fra Sønderjyllands Højspændingsværk 9.3.1982
- (6) Indeholder ikke byerne Odder, Skanderborg, Hørning og Galten.

Fjernvarmeproduktion af kraftværk



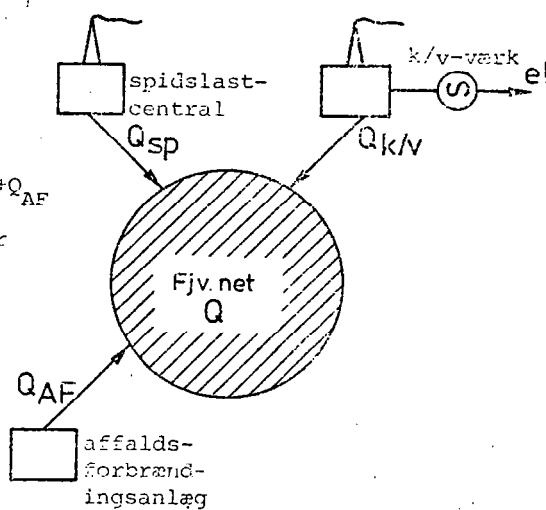
Varmelevering af værker (Tj/år):

kraftvarmepværker	: $Q_{k/v}$
spidslastcentraler	: Q_{sp}
affaldsforbrænding	: Q_{AF}
ialt (prognose)	: $Q = Q_{k/v} + Q_{sp} + Q_{AF}$

Belastningsgrundlaget for kraftvarmepværker svarer til fjernvarmeprognozen for områderne excl. varmen fra forbrændingsanlæg (= $Q - Q_{AF}$).

Differencen mellem belastningsgrundlaget for kraftvarmepværkerne og den forventede fjernvarmeproduktion fra kraftvarmepværkerne, dækkes af spidslastcentraler.

Varme fra spidslastcentraler
 $Q_{sp} = Q - Q_{AF} - Q_{k/v}$



Værk	Enhed	Periode		EI		Fjernvarme						Brændsel						forventet kulandel %															
		1. drifts-år	sidste drifts-år	kont.toverbel. nuv. besl. MW	elmax. ved ren kulfyring MW	tekn. min. MW	elmax. v.fjv. MW	max. nuv. MJ/s	kap. besl. tilg. MJ/s	C _m MJ/s	C _v MJ/s	bedst-punkt MJ/kWh	korr. fakt. p.u.	forbr.v. tekn.min. GJ/h	varm kold GJ	startomk. AT	kul max. %		olie max. %	start brændsel													
FVO	1	53	82 ¹⁵⁾	38	-	13	30	35	0.402	0.230	13.69	1.00	190	262	419	67	0	100	olie	0													
	2	53	82 ¹⁵⁾	38	-	13	30	35	0.402	0.230	13.69	1.00	190	262	419	67	0	100	olie	0													
	3	61	85 ¹⁵⁾	73	72 ¹³⁾	32	58	99	0.439	0.172	10.90	1.03	400	377	377	128	89	100	olie	80													
	4	68	97	195	195	63	177	233	0.559	0.129 ²⁾	9.63	1.03	687	419	733	458	100	100	olie	90													
	6	74	03	269	269	50	233	279	0.679	0.172 ²⁾	9.04	1.03	569	837	837	632	100	100	olie	90													
				613																													
MKA	8	53	89	20 ⁴⁾	20	4	-	93 ¹²⁾	0.258	0.129	13.57	1.00	110	17	63	18	100	0	kul	100													
	9	60	89	70	70	12	58	93	0.430	0.138	10.47	1.02	170	327	959	123	100	40	kul/olie	90													
	10	65	89 ¹⁰⁾	70	70	12	58	93	0.430	0.138	10.47	1.02	170	327	959	123	100	40	kul/olie	90													
	1	68	98 ¹⁰⁾	152	152	30	-	-	-	-	8.67	1.04	309	293	649	357	100	100	olie	95													
	2	72	06	263	-	50	-	-	-	-	8.83	1.00	532	481	984	618	0	100	olie	0													
	3	84	13	350	350	70	250	-	484	0.516	0.206	9.00	1.03	720	1458	2917	823	100	100	olie	95												
PKE	4	85	14	350	350	70	250	-	484	0.516	0.206	9.00	1.03	720	1458	2917	823	100	100	olie	95												
	1	83	17	45	45	5	45	-	105	0.430	13.83	1.00	69	-	-	79	100	0	kul	100													
NEV	1	66	0	130+3	130 ⁵⁾	32	-	-	-	-	9.21	1.03 ⁵⁾	343	670	1214	306	0 ⁵⁾	100	olie	95 ⁵⁾													
	2	77	11	295+10	-	60	-	-	-	-	8.79	1.00	695	837	1256	693	0	100	olie	0													
MKA	3	50	90 ¹⁴⁾	29	29	9	-	-	-	-	12.23	1.05	141	147	167	51	100	35	kul/olie	90													
	4	54	90 ¹⁴⁾	29	29	9	-	-	-	-	12.23	1.05	141	147	167	51	100	35	kul/olie	90													
	5	58	90 ¹⁴⁾	41	35	14	30	70	0.430	0.146	10.76	1.06	183	167	188	72	85	60	kul/olie	80													
	6	62	91 ¹⁰⁾	69	63	15	57	116	0.430	0.129	10.89	1.06	257	230	251	121	90	60	kul/olie	80													
	8	73	03	269	269	55	231	267	0.598	0.146	8.79	1.00	733	837	1047	632	0	100	olie	0													
				437																													
SVS	1	51	85	31	-	13	-	-	-	-	15.57	1.00	209	84	299	54	0	100	olie	0													
	2	51	85	31	-	13	-	-	-	-	15.57	1.00	209	84	299	54	0	100	olie	0													
	3	55	89 ¹⁰⁾	59	59	13	-	-	-	-	14.03	1.00	293	167	481	103	100	0	kul	100													
	11	64	93 ¹⁰⁾	102	92	40	-	-	-	-	8.98	1.00	390	314	837	240	90	100	olie	90													
	21	71	05	269	269	55	-	-	-	-	8.90	1.00	561	502	1193	632	100	100	olie	85													
				492																													
SHA	5	49 ³⁾	02 ³⁾	58	-	5	-	-	-	-	14.36	1.00	84	88	260	102	0	100 ⁶⁾	olie	0*													
	6	58	92 ¹⁰⁾	57	57	14	-	-	-	-	12.14	1.04	205	193	612	134	100	20	kul	99													
	7	65	93 ¹⁰⁾	144	144	36	144 ⁸⁾	21	0.430	0.155	9.46	1.04	394	377	1486	338	100	70 ⁶⁾	olie	99													
	8	79	08	300+27	300+27	60	327 ⁸⁾	40	0.410	0.216	8.73	1.00	736	1256	2093	740	100	100	olie	98													
VNE	4	53	87	34	34	6	22	74	0.311	0.157	15.19	1.05	138	126	481	60	100	0	kul	100													
	5	58	92	57	57	8	45	100	0.440	0.116	11.51	1.10	134	167	649	100	100	0	kul	100													
	6	65	94	125	125	35	92	169	0.556	0.146	9.76	1.05	431	293	1151	294	100	91	olie	95													
	7	69	98	244+13	238+13	50	202	233	0.730	0.146	8.79	1.05	557	481	1968	573	100	93	olie	95													
	1	83	17	87	87	24	87	-	174	0.500	11.84	1.05	385	335	837	152	100	100	olie	90													
				460+13	87																												
FÆLLES	1	76	10	25	-	1	-	-	-	-	11.51	1.00	13	11	11	44	0	100 ⁷⁾	gasolie	0													
kond.off. ialt				3586+53	832																												
NORGE	1	76	92	125																													
	2	77	92	125																													
IALT				3889	832																												
Ældre anlæg				42																													

- 10) sidste driftsår er ændret, da antal driftstimer overstiger 180.000 timer i driftsårsmøderne, eller der angives nye skrotningsøkt.
- 11) enheder, der har over 35 driftsår, er ikke medtaget.
- 12) for at opnå fuld varmeprøve på turbine 8 må noget af dampen til kondensationsproduktion på turbine 9 og 10 rykkes til modtryksproduktion på turbine 8.
- 13) kun 99% af brændslet er kul, idet kedlen har olieslætttefyr.
- 14) NKA 3,4 og 5 antages renoveret, så sidste driftsår er 1990.
- 15) der foretages levetidsvurderinger på FVO 1,2 og 3, hvilket kan medføre et senere skrotningsår.

Kilder: seneste lastfordelingsdata "de grønne notater".

Værk	Enhed	Vedligeholdelse			Drift $10^3 \frac{\text{AT}}{\text{vrk} \cdot \text{år}}$	driftstimer indtil 1982.01.01	antal starter indtil 1982.01.01.
		$\frac{\text{AT}}{\text{kw} \cdot \text{år}}$	kulf. $\frac{\text{AT}}{\text{MWh}}$	olief. $\frac{\text{AT}}{\text{MWh}}$			
FVO	1	1.0	-	0.18		117.005	-
	2	1.0	-	0.18		115.873	-
	3	0.7	0.24	0.13		121.704	500
	4	0.4	0.18	0.07		84.838	365
	6	0.4	0.17	0.07		34.289	252
					237,5		
MKA	8	1.3	0.40	0.25		138.126	1605
	9	0.7	0.25	0.13		127.895	1563
	10	0.7	0.25	0.13	100	115.436	842
MKS	1	0.5	0.19	0.09		95.784	188
	2	0.4	-	0.07		49.574	190
	3	0.3	0.16	0.06	300	0	0
RKE	4	0.3	0.16	0.06		0	0
	1	1.5	0.25	-	75	0	0
NEV	1	0.5	0.20 ⁵⁾	0.10		98.736	188
	2	0.3	-	0.06		19.886	95
					150		
NKA	3	1.1	0.34	0.20		114.626	5077
	4	1.1	0.34	0.20		78.769	4985
	5	0.9	0.29	0.17		105.994	1587
	6	0.7	0.25	0.13		109.725	1076
	8	0.4	-	0.07		53.867	173
					187,5		
SVS	1	1.1	-	0.20		54.845	2546
	2	1.1	-	0.20		56.382	2789
	3	0.8	0.30	0.14		126.867	3655
	11	0.6	0.21	0.11		124.535	316
	21	0.4	0.17	0.07		46.685	221
					262,5		
SHA SHE	5	0.8	-	0.14		103.707	-
	6	0.8	0.28	0.15		98.948	3016
	7	0.5	0.20	0.09		120.707	281
	8	0.3	0.16	0.06		16.629	80
					225		
VKE	4	1.0	0.36	0.19		90.151	3400
	5	0.8	0.28	0.15		102.815	3452
	6	0.5	0.21	0.10		114.195	434
	7	0.4	0.17	0.07	225	78.260	294
HERN.	1	2.2	0.22	0.12	50	0	0
FELLES	Gt 1	1.2	-	0.22		231	153

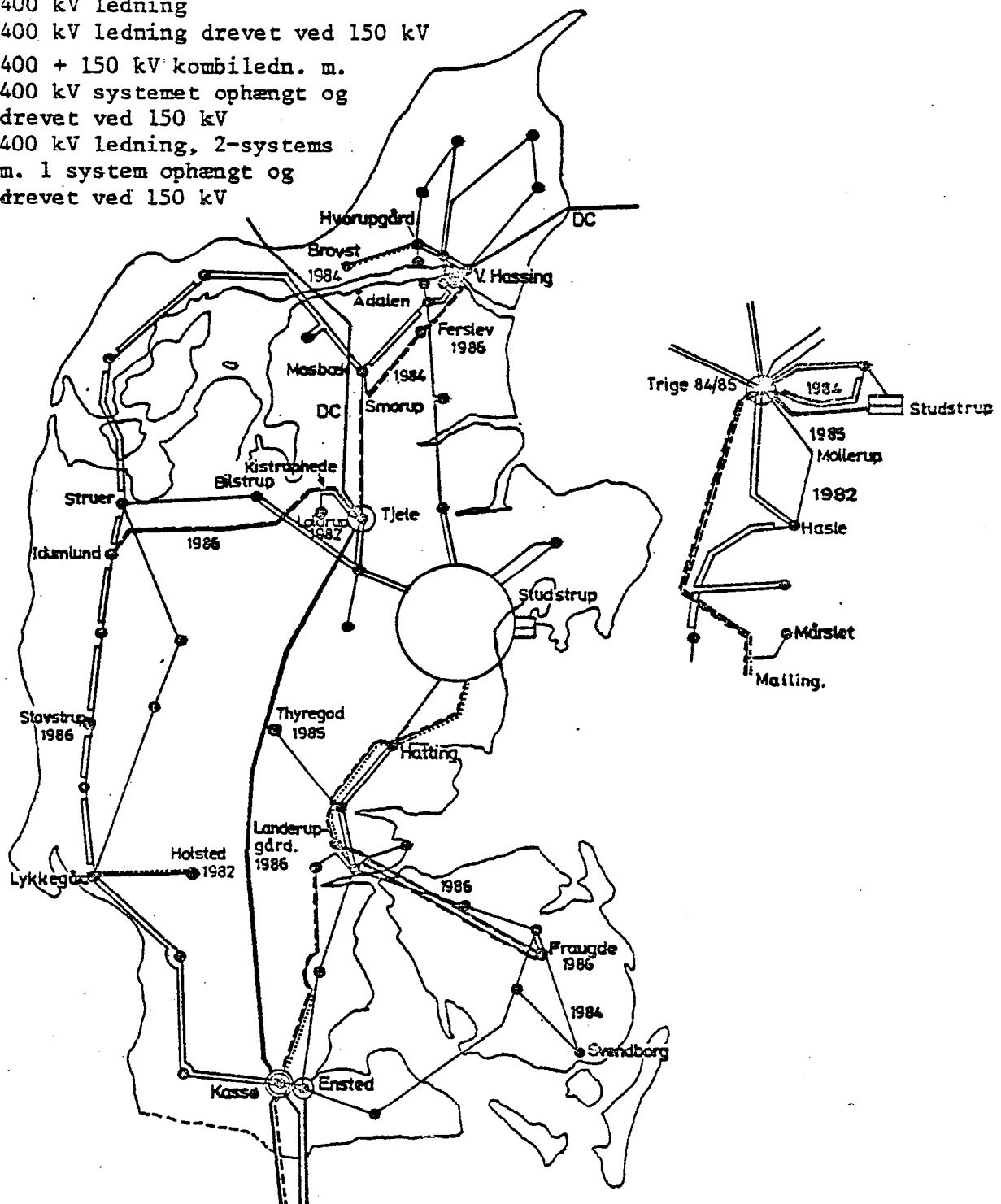
Effektudbygningsplan for perioden 1982 - 1989

år	elbelastning årlig max. MW	tilgang dato MW	skrotning pr. 1. jan. MW	installeret effekt ultimo MW	overbe- lastning MW	effektfradrag kraft- varme MW	install. tidspunkt MW	installeret reserve %
1982	2527			3889	26	77	67	47,2
1983	2604	{ 1.1 Randers 45 1.1 Herning 87 1.7 Haderslev 25 }	FVO1 } FVO2 } 76 ^{*)}	3970	27	113	12	46,6
1984	2685	1.7 MKS3 350		4320	27	124	175	48,8
1985	2778	{ 1.6 MKS4 350 1.7 Frederiksh.10 }		4680	27	161	153	56,2
1986	2895		FVO3 } SVS1 } SVS2 }	4545	27	164	0	50,4
1987	3027			4545	27	167	0	43,8
1988	3160		VKE4 34	4511	27	168	0	36,6
1989	3300			4511	27	180	0	30,5

*) Levetidsvurderingerne af FVO1 og FVO2 viser, at enhederne kan holdes i drift et antal år yderligere.

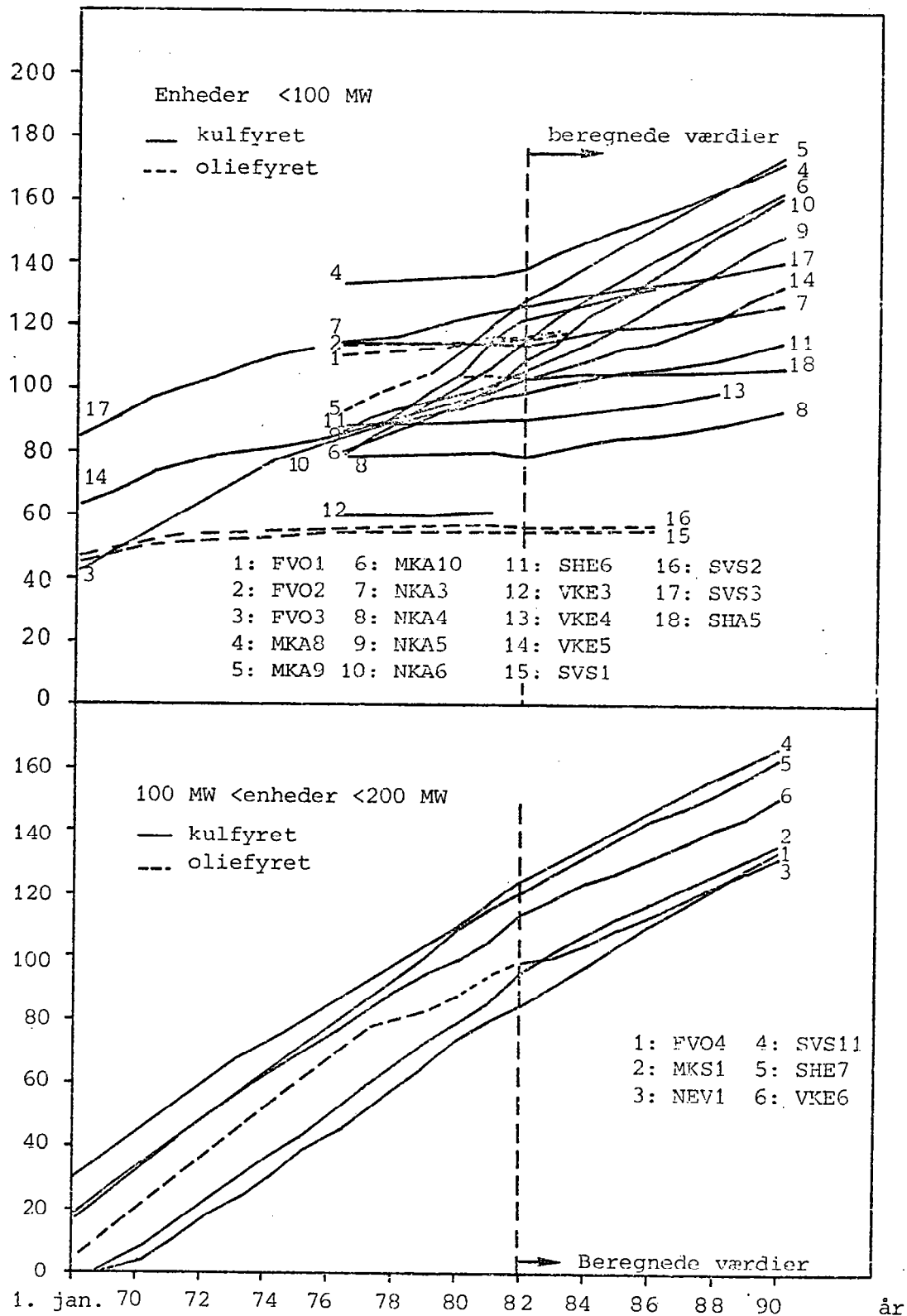
Planlagt netudvikling til 1986.

- 150 kV station
- ⊙ 150/220 kV transformering
- ⊙ 150/400 kV transformering
- 150 kV ledning
- 150 kV ledning, 2-systems m. 1 system ophængt
- 220 kV ledning
- 400 kV ledning
- 400 kV ledning drevet ved 150 kV
- 400 + 150 kV kombiledn. m.
- 400 kV systemet ophængt og drevet ved 150 kV
- 400 kV ledning, 2-systems m. 1 system ophængt og drevet ved 150 kV



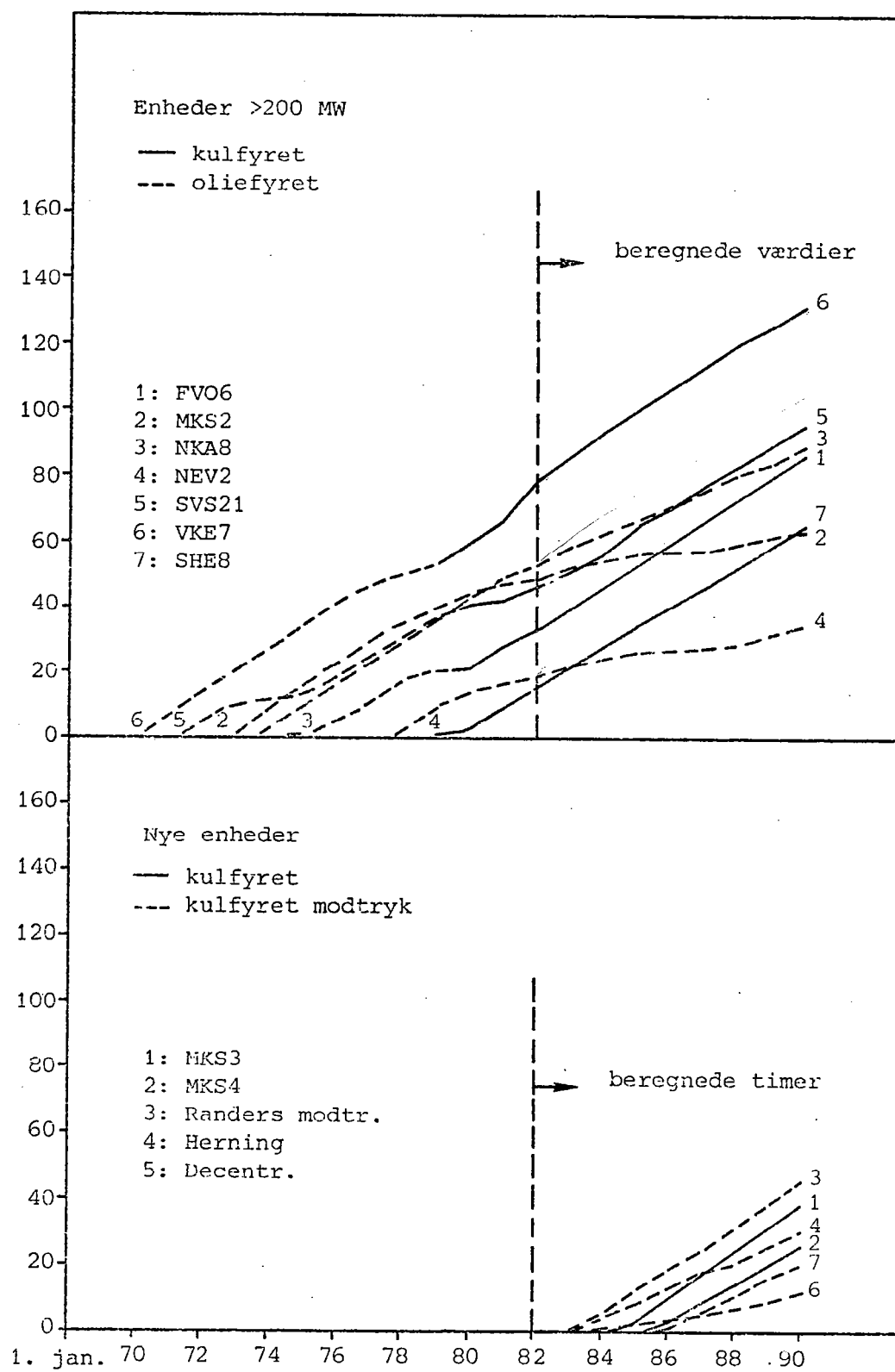
Akkumulerede driftstimer

1.000 driftstimer



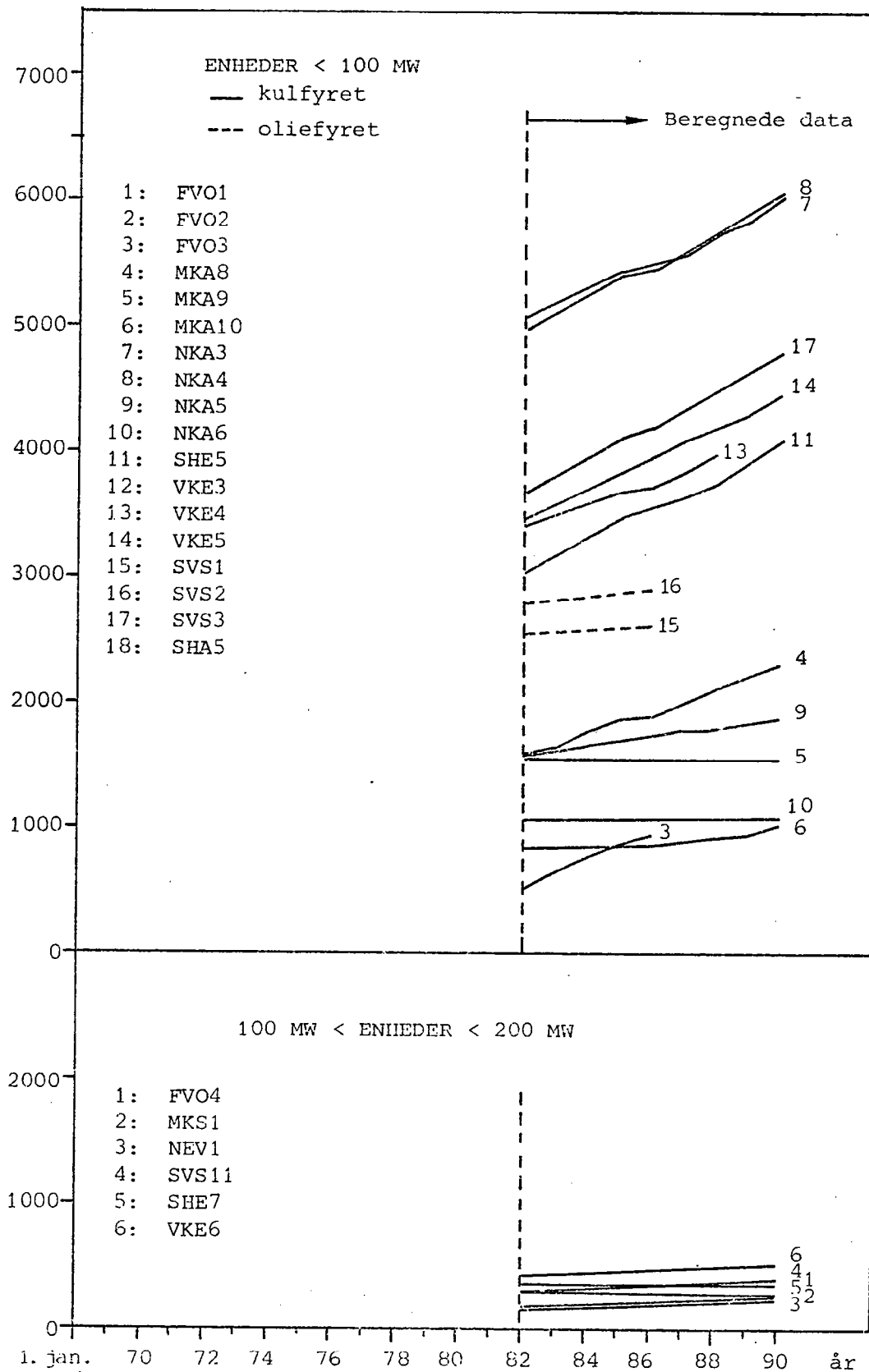
Akkumulerede driftstimer

1000 driftstimer



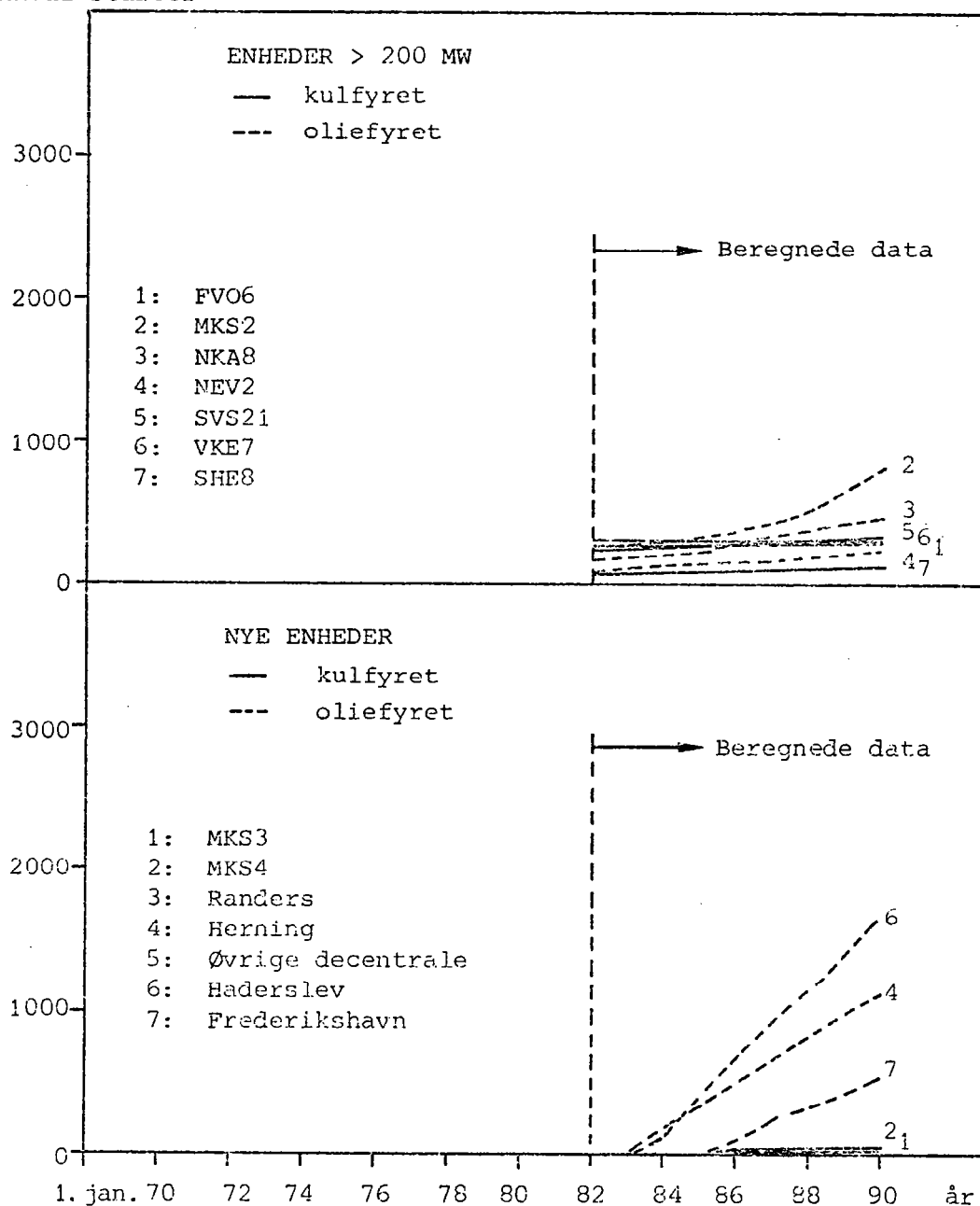
Akkumuleret antal starter

Antal starter



Akkumuleret antal starter

Antal starter



Besluttete anlæg	før 1982	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	Ialt	bemærkninger
BESLUTTEDE ANLÆG											
<u>Ombygninger</u>											
NEV1	69,2	45,1								114,3	
<u>Nye anlæg</u>											
Herning	179,7	160,5	4,1							344,3	7)
MKS3	284,5	404,5	276,9	92,7	31,6					1090,2	6)
MKS4	102,8	108,1	312,9	176,6	58,6	2,3				761,4	
<u>Havne</u>											
Århus kulhavn	9,2	17,9	39,1							66,2	
NEV, havn	32,0	17,8								49,8	
NEV, dømn. + dep.		9,9								9,9	
SHE, (incl. lager)	17,7	91,4	112,7							221,8	
<u>Kullagre</u>											
NEV										0	1)
SVS	8,1	5,0	0,2							13,3	
SHE										0	2)
<u>Brandselsanlæg</u>											
skibe	51,8	316,5	246,9							615,2	4)
pramme	2,0	1,8	17,3	12,7						33,8	4)
<u>Netanlæg</u>											3)
Generatorledn. (MKS3 og 4)	0,7	1,3	20,9	8,7						31,6	
Netanlæg ≥ 100 kV		56,1	51,0	147,6	113,5	97,0	2,7				
60 kV		62,9	44,9	28,9	72,7	54,0	24,2				
<u>Øvrige anlæg</u>		102,0	17,0	9,6	1,5	3,5					
Ialt		1400,8	1143,9	476,8	-	-	-	-	-		5)
INDSTILLEDE ANLÆG											
Haderslev		60	60							120	
Frederikshavn			12	28	28					68	
<u>Kulombygninger</u>											
FREMTIDIGE ANLÆG											
(skønnede invest.)											
DC-anlæg											
net p.g.a. DC-anlæg											
Ombygning af SVS21 til fjernvarmeudtag											
<u>Forsøgsanlæg</u>											
<u>Flyveaskefacil.</u>											
Ikke ELSAM anlæg											
Randers			350								

- 1) Investering til arbejdsbager er med under NEV-havn; et beredskabsbager på 0,3 Mt kul kræver ikke nogen investering.
- 2) Investering til lagerudvidelse på SHE er medtaget under investeringen til havneanlægget.
- 3) Betalingerne til netanlæg ifølge Netudvidelsesplan 1981.
- 4) Kapitalomkostningerne til skibe og pramme er inkluderet i brandselspriserne. Betalingerne til skibene og prammene er omregnet fra løbende priser til faste priser.
- 5) Investeringerne til anlæg, der idriftsættes efter 1989 er ikke medtaget. Da betalinger for anlæg, der idriftsættes i 1990 starter i 1985 er betalingerne kun summeret til og med 1984.
- 6) De angivne betalinger er i primo 81-niveau. I medio 81 er de samlede betalinger 1129,4 Mkr. for MKS3 og 783,2 Mkr. for MKS4.
- 7) Ifølge likviditetsoversigt pr. 1. oktober 1981.

UP82

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 Udvidelsesplan 1982 kan rekvireres hos ELSAM.

ELSAM

Planlægningsafdelingen
7000 Fredericia
Tlf. (05) 56 25 00

ISSN 0107-5101

