

Udvidelsesplan 1980

UDREDNING

ELSAM

Bestyrelsesmøde d. 30. april 1980

ELSAM

Planlægningsafdelingen

UDVIDE LSESPLAN 1980

UDREDNING

Notat S80/60c

(OU 1980.05.13)

(DU 1980.05.16)

ELSAM

Udvidelsesplan 1980

Indhold:

	Side
1. Forudsætninger	2
1.1 Den internationale brændselssituation	2
1.2 Dansk energipolitik	8
1.3 Varmeplanlægning	10
1.4 Udvidelsesplan 1979	12
1.5 Udbygningspolitik 1980	14
2. Belastningsforhold	18
2.1 Prognose for elbelastningen	18
2.2 Prognose for fjernvarmebelastningen	21
3. Udbygningsplan	23
3.1 Produktionskapaciteten	23
3.2 Brændselsforsyningen	43
3.3 Primærnettet	56
3.4 Forslag	58
4. Konsekvenser	64
4.1 Driftsmæssige forhold	64
4.2 Investeringer	68
4.3 Behov for projekteringspersonale	68
Litteraturhenvisninger	69

Bilag:

1.1 Brændselsprisudvikling
2.1 El-belastningskurver (4. sider)
2.2 Årlig stigning i elforbrug, hele landet og opdelt øst/vest
2.3 El-prognosetabel
2.4 Fjernvarmeproduktion af kraftværk, kurver
2.5 Fjernvarme-prognosetabel
3.1 Data for eksisterende og besluttede enheder
3.2 Oversigt over aktuelle anlægstyper
3.3 Losse- og lagerkapaciteter
3.4 Havneforhold
3.5 Planlagt netudvikling indtil 1983
3.6 Skitse-mæssig planlagt netkonfiguration stadium 1989
3.7 Skitse-mæssig planlagt netkonfiguration stadium 1989
3.8 Kapacitetsudvidelsesplan
4.1 Driftsmæssige konsekvenser (8 sider)

Bilagsrapporter: UP80 - Datagrundlag
 UP80 - Indstilling

1. FORUDSÆTNINGER

1.1 Den internationale brændselssituation

1.1.1 Kul

I forbindelse med overgangen til øget kulfyring er forsyningsmulighederne blevet undersøgt i rapporten "Forsyningsmuligheder for kraftværkskul i 1980'erne" (litt. 1). Konklusionen er, at de traditionelle leverandørlande (Polen og U.S.S.R.) ikke i tilstrækkeligt omfang kan dække det øgede kulforbrug, hvorfor der bør etableres forbindelse til alle potentielle leverandører.

Polen vil også fremover bidrage med en væsentlig del af den danske kulforsyning, d.v.s. 4-5 mio. ton/år svarende til 30% af Polens eksport til Vesten. Selv om produktionen ventes at blive øget, ventes eksporten ikke at stige, da det indenlandske forbrug i Polen vil stige i samme omfang som produktionen. Endvidere vil den vestlige del af U.S.S.R. i stigende omfang aftage polske kul. ELSAM har gennem årene fået erfaring for, at den polske kuleksport er meget afhængig af politiske forhold, vejrligsændringer og øget brændselsforbrug på hjemmemarkedet. Polen har derfor sjældent leveret i overensstemmelse med de kontraktmæssige betingelser.

U.S.S.R. har traditionelt eksporteret kul fra den vestlige del af landet. Efterhånden som kulminerne udtømmes i dette område, vil der dog opstå et energiunderskud her, hvilket mindsker mulighederne for eksport af kul. Samtidigt flyttes den meget energikrævende industri østpå, hvor de fleste nye energifund forekommer.

USA har verdens største kulressourcer og kan øge produktionen betydeligt. Imidlertid kan strenge miljøkrav forsinke nye miner og nye transportveje til eksporthavnene, som yderligere er for små til en væsentlig forøgelse af eksporten. USA kan derfor kun blive en væsentlig eksportør, hvis der i USA kan skabes en politisk vilje til at løse alle disse problemer.

Australiens nuværende eksport af kraftværkskul er ringe, men mulighederne for en stærk forøgelse er til stede. Økonomisk hæmmes eksporten til Europa i dag dog af den lange transportafstand i forbindelse med for små afskibningshavne. I 1982 ventes de første havneudvidelser færdiggjorte, men samtidig vil konkurrencen på efterspørgselssiden øges betydeligt på grund af den øgede kulfyring i Sydøstasien.

Sydafrikas eksport er i løbet af 3-4 år steget til 20 mio. t i 1980. Årsagen er geologiske forhold, der giver en billig kulbrydning, samt et effektivt transportsystem og en stor dybvandshavn. Sydafrika vil derfor dække op til 40% af verdens eksport af kraftværkskul i første halvdel af 1980'erne.

Canada er i øjeblikket en nettoimportør af kraftværkskul. Der findes en række projekter for opbygning af nye miner, der alle er så ugunstigt beliggende i forhold til de canadiske forbrugscentre, at kullene vil blive eksporteret. Eksporten af vestcanadiske kul hæmmes af den meget lange sørejse til Danmark og - bortset fra et enkelt meget interessant projekt - af meget høje jernbanetransportomkostninger.

EF (specielt Tyskland og England) har i de forløbne år haft en overskydende produktionskapacitet og har derfor været interesseret i at eksportere de såkaldte "Ballastkohle", d.v.s. kul med et meget højt vand- og askeindhold. Denne situation har imidlertid allerede vendt på grund af stigende efterspørgsel på hjemmemarkederne. Ingen af de foreslåede kulsubsidieordninger ventes at blive gennemført, og såvel England som Tyskland ventes derfor i stigende omfang at blive nettoimportører af kraftværkskul.

Kina påbegynder meget langsomt en kuleksport i de kommende år. Med de nuværende havneforhold kan eksporten kun ske i 20.000 tonnere, men fra midten af 80'erne ventes en havn til 100.000 tonnere at kunne forbedre eksportforholdene.

Det er næsten sikkert, at den colombianske regering sammen med et af de store olieselskaber vil sætte et kuleksportprojekt igang fra midten af 80'erne. Parallelt med opbygningen af minen i Cerrejon distriktet vil der blive bygget en jernbane samt en udskibningshavn til 100.000 tonnere.

Sammenfattende kan siges, at hvis der skal skabes balance mellem de danske kulbehov og forsyningsmuligheder, er det nødvendigt at sprede kulindkøbene mest muligt under hensyntagen til forsyningssikkerhed og økonomi. Det er næppe muligt at udelukke nogen af verdens kulproducerende og -eksporterende lande som potentiel leverandør til Danmark og specielt ikke Sydafrika, der nu er verdens største eksportør af kraftværkskul og på kortere sigt er garant for, at der globalt kan skabes balance mellem udbud og efterspørgsel af kraftværkskul. Det er iøvrigt væsentligt, at kulreserverne geografisk er spredt nogenlunde jævnt i alle verdensdele og ikke er koncentreret i lande af en bestemt politisk eller religiøs overbevisning. For at sikre kulforsyningerne på længere sigt kan det komme på tale at foretage danske investeringer i stabile leverandørlande.

1.1.2 Olie

I årene efter oliekrisen i 1974 var forsyningssituationen for olie god med faldende realpriser til følge. Med den politiske omvæltning i Iran sidst i 1978 er der sket et udfald af olieproduktionen, der indtil videre har kunnet erstattes af øget produktion hos de øvrige olieproducenter. Situationen har imidlertid givet frygt for en forsyningskrise, således at olieselskaber og -producentlande har kunnet gennemføre mere end en fordobling af olieprisen.

De høje oliepriser vil utvivlsomt bevirke en reduceret økonomisk vækst og yderligere tilskynde til besparellesforanstaltninger. Den større prisforskel mellem olie og andre energikilder vil også fremskynde omlægning fra olie til anden energi. Det må derfor forventes, at det lykkes at reducere væksten i olieforbruget, således at det vil være fysisk muligt at skaffe den nødvendige råolie i de nærmeste år. Derimod må det formodes at kræve en stor indsats, herunder høje priser, at bibeholde de politiske muligheder for den store olieproduktion.

For fuelolie til kraftværksbrug må forventes en forholdsvis stor reduktion i forbruget, idet fuelolie er det olieprodukt, der lettest kan erstattes af anden energikilde, f.eks. kul eller uran. Til gengæld bliver forsyningerne også mindre, idet raffinaderierne i øjeblikket installerer krakningsanlæg, hvor fuelolie omdannes til lettere produkter som benzin og fyringsgasolie. Alt i alt må forsyningssituationen forventes tilstrækkelig i de nærmeste år.

De øgede mængder af lette olieprodukter, der bliver presset ud af råolien, betyder, at kvaliteten for den resterende fuelolie bliver dårligere end hidtil. Det kan derfor blive nødvendigt at foretage visse forbedringer af de oliefyrede anlæg for ikke at være nødt til at anvende dyr højkvalitets fuelolie. En forudsætning for, at vi kan anvende den billige kvalitet, vil dog være, at den nuværende dispensation fra kravet om max. 2,5% svovl i olie fortsætter efter 1981.

1.1.3 Uran

Tilskyndet af de kraftige prisstigninger for naturligt uran i 1974/75 har uranprospekteringen overalt i den vestlige verden ligget på et højt niveau det sidste femår, omend en afmatning i USA nu synes på vej. Blandt de etablerede leverandørlande har prospekteringen i Canada haft påfaldende succes. Producenternes kreds er desuden under udvidelse, idet Niger nu også tegner til at blive en af de helt store leverandører, ligesom udviklingen i Brasilien er gunstig. Endelig er Australien på vej tilbage til markedet efter en årrække med politisk bestemt tilbageholdenhed.

Uranprisen har ikke fulgt med inflationen, siden de kraftige prisstigninger ebbede ud midt i foråret 1976, og hen gennem 1979 har prisen været svagt vigende ikke blot som realpris men også i løbende \$. Kernekraftprogrammernes stagnation indebærer, at denne tendens næppe umiddelbart vil vende uden karteldannelser. Markedet kan blive stramt hen mod århundredets sidste årti. I dette tidsperspektiv vil imidlertid udviklingen på de øvrige brændselsmarkeder samt de politiske forhold omkring kernekraften være bestemmende for uranmarkedets udvikling.

Markedet for uranberigning er i øjeblikket overforsynet, og vil være det så langt planlægningshorisonten rækker. Mens Sovjetunionen og USA i dag er de store leverandører af berigningstjeneste til Vesteuropa, vil det europæiske selskab EURODIF blive dominerende i 1980'erne.

De internationale udredninger omkring våbenspredningsproblematikken og plutoniumanvendelse under navn INFCE (International Nuclear Fuel Cycle Evaluation) er nær afslutningen. Muligvis nås et kompromis, der accepterer oparbejdning af brugt brændsel og plutoniumanvendelse i hurtigreaktor-udviklingsprogrammerne, mens plutoniumgenanvendelse i termiske reaktorer sættes på ventelisten. For små lande kunne dette påvirke initiativerne til at få opbygget et kommercielt oparbejdningsmarked i uheldig retning. Det er desuden endnu uvist, om INFCE vil forhindre det kartel-lignende samarbejde, der har været optræk til mellem USA, Canada og Australien.

1.1.4 Brændselsprisprognoser

Kul

Kulmarkedet har i de sidste år været præget af overskud, hvilket har medført, at priserne er steget mindre end inflationen (målt i faste priser er kulprisen således faldet).

Denne udvikling er vendt nu, for det første fordi fragtmarkedet er steget op til sit normale niveau igen, og for det andet fordi der kan spores et globalt efterspørgselspres på kul især fra industrien, som hurtigere er i stand til at omstille til kulfyring, end det er muligt i elsektoren. Efterspørgselspresset fra industrien vil afløses af stigende efterspørgsel fra kraftværkerne, idet et stort antal kulfyrede kraftværker vil blive igangsat i de kommende år. I Danmark har elværkerne hurtigere end i udlandet omstillet til kulfyring.

For de nye kulminer ventes kulproducenterne at kunne opnå fuld omkostningsdækning på grund af den stigende efterspørgsel.

På den anden side findes der en række uafhængige kuludbydere på verdensmarkedet med forskellig politisk og religiøs baggrund, således at konkurrencemomentet skulle være sikret. Det er derfor sandsynligt, at kulprisen over en længere periode nogenlunde vil følge omkostningsudviklingen i verden, dog med tendens til lidt højere stigninger på grund af det stigende efterspørgselspres.

Alt i alt regnes der med en realprisstigning på 2% til 5% pr. år, jvf. bilag 1.1. På bilaget er anført spotpriser for forskellige fossile brændsler.

Betingelsen for denne forholdsvise moderate prisudvikling er naturligvis, at der ikke sker politiske indgreb i kulimportmulighederne. Hvis Danmark således udelukker Sydafrika som kulleleverandør, vil kulmarkedet påvirkes meget voldsomt, og det vil medføre, at 40% af den kulmængde, der udbydes på markedet, vil Danmark ikke kunne få del i.

Olie

Med et prishop på råolie i 1979 på mere end 100% er det vanskeligt at sige, om realpriserne vil falde i et par år som efter oliekrisen i 1973/74, eller om prisstigningerne vil fortsætte. Der er her regnet med, at fuelolieprisen falder i løbet af 1980 til 20 kr./GJ (84 kr./Gcal) cif storhavn, og at der derefter kommer en realprisstigning på mellem 2 og 5%, jvf. bilag 1.1. Til beregningsformål er anvendt den lave stigningstakt.

Uran

I bilag 1.1 er det historiske forløb for de nukleare brændselsomkostninger vist, og desuden er det skitseret, hvordan fremtiden kan forme sig. Marginalomkostningerne i dag er godt 3 kr./GJ, hvoraf indkøbet af råuran tegner sig for 1,2 kr./GJ (pris på spotmarkedet); mens den resterende del af omkostningerne dækker industrielle bearbejdnings og en skønnet udgift for affaldsdeponeringen. De antydede forløb af den fremtidige pris når i den øvre grænse op til små 5 kr./GJ inkluderende næsten en fordobling af råuranprisen; mens den nedre grænse gengiver en næsten konstant brændselspris og forudsætter en fortsættelse af den nuværende tendens med en svagt stigende råuranpris. Begge vurderinger refererer til 1979-kr. og er altså excl. inflation. Den nedre grænse er baseret på en vurdering af uranindustriens historie i USA. I denne vurdering konkluderes, at en råuranpris omkring eller lidt under dagsprisen svarer til det prisniveau, som førhen har givet rimelig tilskyndelse til en ekspansion i industrien, når der tages hensyn til udviklingen af de forskellige omkostningsfaktorer siden da.

Dette prisniveau er relevant, hvis problemerne omkring a-kraftens markedsindtrængen viser sig fortsat stigende. Ved den øvre prisgrænse har udgangspunkt været en gennemgang af uranressourcerne og en heraf afledt vurdering af, hvilken type uranmalm der vil blive brudt sent i århundredet, såfremt udbygningen af a-kraftkapaciteten om 10-15 år bliver anderledes ekspansiv, end den tegner i dag.

1.2 Dansk energipolitik

I marts måned 1979 udgav handelsministeriet en energipolitisk redegørelse "ER79" (litt. 2).

Redegørelsen henviser til, at to begivenheder i de seneste år - energikrisen i 1973/74 og krisen i Iran i årsskiftet 1978/79 - har haft skelsættende betydning.

ER79 henviser til redegørelsen fra 1976 "Dansk energipolitik 1976" (DE-76) og de deri formulerede energipolitiske målsætninger, som var formuleret således:

- at reducere vor sårbarhed med hensyn til energiforsyning og især vor afhængighed af olieforsyningerne så hurtigt som muligt gennem:
- at opbygge et flerstrengt energiforsyningssystem herunder at stræbe på at udnytte indenlandske energikilder;
- at bremse væksten i energiforbruget, hvorved der lægges særlig vægt på foranstaltninger, der virker relativt hurtigt, og til støtte for disse bestræbelser at samordne og intensivere den energiorienterede forskning og udvikling.

ER79 gør status over Danmarks energimæssige situation pr. primo 1979.

Det nævnes bl.a., at "Inden udgangen af 1980 påregner regeringen at kunne lægge op til principbeslutning om anvendelse af kernekraft som energikilde", og at "regeringen er af den bestemte opfattelse, at kernekraft er et nødvendigt led i landets fremtidige energiforsyning, og at der for Danmark er store fordele forbundet med en fremtidig anvendelse af kernekraft".

Det blev gjort til en forudsætning for at kunne tage principbeslutning om anvendelse af kernekraft som energikilde, at spørgsmålet om deponering af det radioaktive affald var afklaret.

På denne baggrund besluttede ELSAMs (og ELKRAFTs) bestyrelse at iværksætte affaldsundersøgelsens fase 2 i et fællesskab mellem de to selskaber. Til projektet blev der bevilget 46,9 mio. kr. til køb af bistand udefra, herunder leje af en borerig til dybe prøveboringer i et par udvalgte salt-horste i Nordvestjylland. I myndighedsregie blev der oprettet det såkaldte "Tværministerielle udvalg" med repræsentanter fra handelsministeriet og fra miljøministeriet, som skulle følge og rådgive elværkernes arbejde og indgive indstillinger herom til regeringen.

I en regeringserklæring fra 21. august 1979 blev det påny bekræftet, at det uændret er regeringens synspunkt, at det er nødvendigt at anvende kernekraft. Men der blev indført en ny sideordnet betingelse om, at sikkerheden ved driften skal være tilstrækkelig stor. Det blev desuden meddelt, at regeringen vil forelægge et af folketinget vedtaget lovforslag om brug af kernekraft for befolkningen ved en folkeafstemning efter grundlovens § 42.

Denne politik blev fastholdt i åbningsredegørelsen i folketinget den 6. november 1979 og bekræftet den 16. januar 1980 af statsministeren i svar på et spørgsmål fra Arne Christiansen. Imidlertid kom det frem i slutningen af januar 1980, at regeringen finder, at det fornødne beslutningsgrundlag for en stillingtagen vil blive forsinket så meget, at regeringen ikke ser sig i stand til at holde en fast køreplan. Som meddelt i folketinget den 13. februar 1980 af energiministeren regner man nu med:

- 1) Redegørelse om sikkerheden ved anvendelse af kernekraft færdiggøres ved årsskiftet 81/82.
- 2) Kernekraftværkers placeringsspørgsmål afsluttes medio 1982.
- 3) Affaldsundersøgelsen skal færdiggøres i det tempo, man findes hensigtsmæssigt.

Disse oplysninger kan tolkes på den måde, at regeringens beslutningsgrundlag for den principielle stillingtagen til anvendelse af kernekraft først kan være indsamlet i løbet af 1982 mod tidligere 1980. Det er derfor besluttet at slække lidt i den stramme tidsplan for affaldsundersøgelsen, der nu planlægges færdig 1.4.1981. I det tilfælde, at myndighederne ønsker sig et halvt års behandlingstid, vil der stadig være mulighed for, at affaldsundersøgelsen er færdigbehandlet hen mod årsskiftet 81/82.

Tidsmæssigt er der således plads til, at folketinget kan behandle såvel pladsvalget for det første kernekraftanlæg som det principielle omkring anvendelse af kernekraft i 1982 med en efterfølgende § 42-folkeafstemning i slutningen af året. På den baggrund vil den første kernekraftblok kunne sættes i drift i 1992.

1.3 Varmeplanlægning

Varmeplanlægningen, der tidligere blev varetaget i varmeplanudvalget (VPU) vil ifølge lov om varmforsyning af maj 1979 blive varetaget af energiministeriet, amter og kommuner i samarbejde med energiforsynings-selskaber.

Det største problem i varmeplanlægningen er afgrænsningen mellem gas- og kraftvarmforsyning. Det er ikke anført, efter hvilke kriterier denne afgrænsning skal ske. Ifølge anlægslov for naturgasforsyning af juni 1979 skal der afsættes 2,5 mia. m³ naturgas om året fra 1984.

I varmeplanudvalgets forslag til afgrænsning mellem gas og kraftvarme er der nogle områder i Hovedstadsregionen samt nogle enkelte andre byer, som er fastlagt til gas eller kraftvarmforsyning.

Der pågår et udredningsarbejde vedrørende den mere detaljerede afgrænsning mellem gas og kraftvarme. I dette arbejde deltager også energiselskaberne.

Da Ruhrgassen antageligt vil kunne leveres til forbrugere fra 1982, er udarbejdelse af varmeplaner og del-varmeplaner meget presserende.

Problemer med at opnå en tilstrækkelig belastningsfaktor for gasforbruget er ikke løst. Som muligheder foreligger bl.a. afbrydelige kunder eller etablering af gaslager.

I foråret 1979 oprettedes et ELSAM-udvalg "mulige nye kraftvarmebyer", der bl.a. har til formål at sikre ensartet grundlag ved vurdering af kraftvarmeforsyningsprojekter. Interessenterne har været i kontakt med følgende byer:

Assens	Holstebro	Struer
Brønderslev	Horsens	Svendborg
Frederikshavn	Kerteminde	Sønderborg
Fåborg	Kolding	Thisted
Grinsted	Middelfart	Toftlund
Haderslev	Silkeborg	Tønder
Hjørring	Skanderborg	Vejle
		Viborg

med tilbud om støtte ved udarbejdelsen af varmeplaner. Støtten består bl.a. i skitsering af mulige kraftvarmeanlæg, anlægs- og driftsforhold. ELSAM tilbyder støtte i form af beregningsmodeller, der var udviklet i samarbejde med varmeplanudvalget. ELSAM støtter desuden arbejdet med kortlægning af varmebehovet i gasregionen Naturgas Syd ved opbygning af et detaljeret varmeetlas.

I den kommende tid vil arbejdet med udarbejdelse af delvarmeplaner blive intensiveret.

Erfaringerne fra de hidtil udførte rentabilitetsberegninger viser typisk, at hvis prisen pr. Gcal naturgas er mindre end 1.5 gange kulprisen, så vil det være en økonomisk fordel at etablere gasforsyning ud til de enkelte forbrugere. Med en kulpris på 50 kr./Gcal og en gaspris an forbruger på ca. 0.75 kr./m³ naturgas, er der samfundsøkonomisk balance mellem en kulfyret kraftvarmeforsyning og en gasforsyning af de enkelte forbrugere.

Fyres gassen direkte på et kraftvarmeværk, er balanceprisen for gassen lavere.

Gasprojekter er økonomisk meget følsomme overfor en variation af gasprisen, mens kulfyrede kraftvarmeværker er ret ufølsomme overfor en variation i kulprisen, under forudsætning af at elproduktionen baseres på kulfyring.

I oktober 1979 udgav Danske Elværkers Forening en rapport om elvarmen i den fremtidige energiforsyning (litt. 4). Hovedkonklusionen er, at elvarme fortsat er en samfundsøkonomisk fordelagtig løsning til anvendelse i områder, hvor rørbunden energi ikke fremføres.

År 1995 skønnes der at være ca. 800.000 helårsboliger, som ikke kan forventes forsynet med rørbunden energi.

1.4 Udvidelsesplan 1979

I forbindelse med udvidelsesplan 1979 blev det besluttet at bygge Studstrupværkets blok 4 på 350 MW_{netto} med fjernvarmeudtag på 480 MJ/s (412 Gcal/h) som tvilling til blok 3. Beslutningen blev vedtaget på bestyrelsesmødet den 9. marts 1979. Ansøgning blev sendt til energistyrelsen den 12. marts 1979. Den 22. august 1979 har energistyrelsen godkendt udbygningen af blok 4. Miljøansøgning vedrørende blok 3 blev indsendt til Århus Amt den 27. april 1977 og vedrørende blok 4 den 14. april 1978. Miljøbehandlingen har medført en del diskussion omkring tilladelige grænser for kølevandsudledningen. Miljøgodkendelsen for begge blokke blev vedtaget i Amdsrådet den 8. januar 1980; men er anket til miljøstyrelsen. Det vides ikke, hvornår ankesagen finder en afgørelse. Der er på nuværende tidspunkt (slutningen af april 1980) tale om en forsinkelse på ca. 5 mdr. for blok 3 i forhold til den oprindelige tidsplan. Forsinkelsen vil også i et vist omfang påvirke idriftsættelsestidspunktet for blok 4.

I udvidelsesplan 1979 indstilledes til forprojektering og myndighedsbehandling (status for de enkelte punkter pr. 1.1.80 er angivet i parentes)

- igangværende arbejder på SH og VK vedrørende nye 600 MW blokke færdiggøres (skitseprojekt for VK, blok 3, foreligger, arbejdet på SH igang).

- forprojektering og myndighedsbehandling for en 600 MW kul/oliefyret blok ved Limfjorden med mulighed for varmemforsyning af Ålborgområdet (rapport om NE/NK fællesværk foreligger).

Desuden blev indstillet

- at undersøgelse af mulige nye kraftvarmebyer færdiggøres (status for arbejdet fremgår af afsnit 1.3, arbejdet afventer bl.a. udarbejdelse af varmeplaner).
- at interessenterne i samarbejde med ELSAM foretager levetidsundersøgelser af bestående produktionsanlæg (arbejde igang, rapport forventes fra VK i 1980).
- at ELSAM undersøger mulighederne for distribution af kul til et stort antal små centraler (distributionen foreslået overladt til kommunernes kulkontor).
- at der udarbejdes afregningsregler for interessentejede modtryksanlæg (arbejde igang).
- at ELSAM arbejder videre med de aktiviteter, der er nødvendige for at indarbejde en konventionel kraftværksplads på Nordøstfyn og på Djurslandskysten i de respektive regionplaner (pladsen på Nordøstfyn er ikke optaget i regionplanen, mens pladsen på Djurslandskysten er optaget i regionplanen).

Desuden skulle tidligere beslutninger om forhandling med NVE (Norge), det nukleare arbejde og opfølgning af luftmagasinværk fortsættes.

Energistyrelsen har kommenteret planen med brev af 10. august 1979 og ved møde i energistyrelsen den 4. september 1979. På mødet fremførte energistyrelsen, at man gerne ville modtage en redegørelse for, hvorvidt Studstrup blok 2 og Nefo, sektion 1 og sektion 2 kan ombygges til kulfyring.

Spørgsmålet var behandlet i udvidelsesplan 1979, men er taget op til fornyet behandling i denne udvidelsesplan, se afsnit 3.1.3.

På mødet kunne energistyrelsen tilslutte sig ELSAMs tanker om at undersøge mulighederne for at bygge decentrale kraftværker (på ialt 250 MW) fra midten af 1980'erne.

ELKRAFT og ELSAM efterlyste desuden en fast procedure for de myndighedsbehandlinger, der går forud for bygning af et kraftværk.

1.5 Udbygningspolitik 1980

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
- 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 med nabolandene.

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 afhængighed af udenlandsk havarihjælp i et uacceptabelt omfang.

Ved en snæver dimensionering af reservekapaciteten skal der være stor sikkerhed for, at ny effekt går i drift 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 størst mulige omfang.

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.

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.

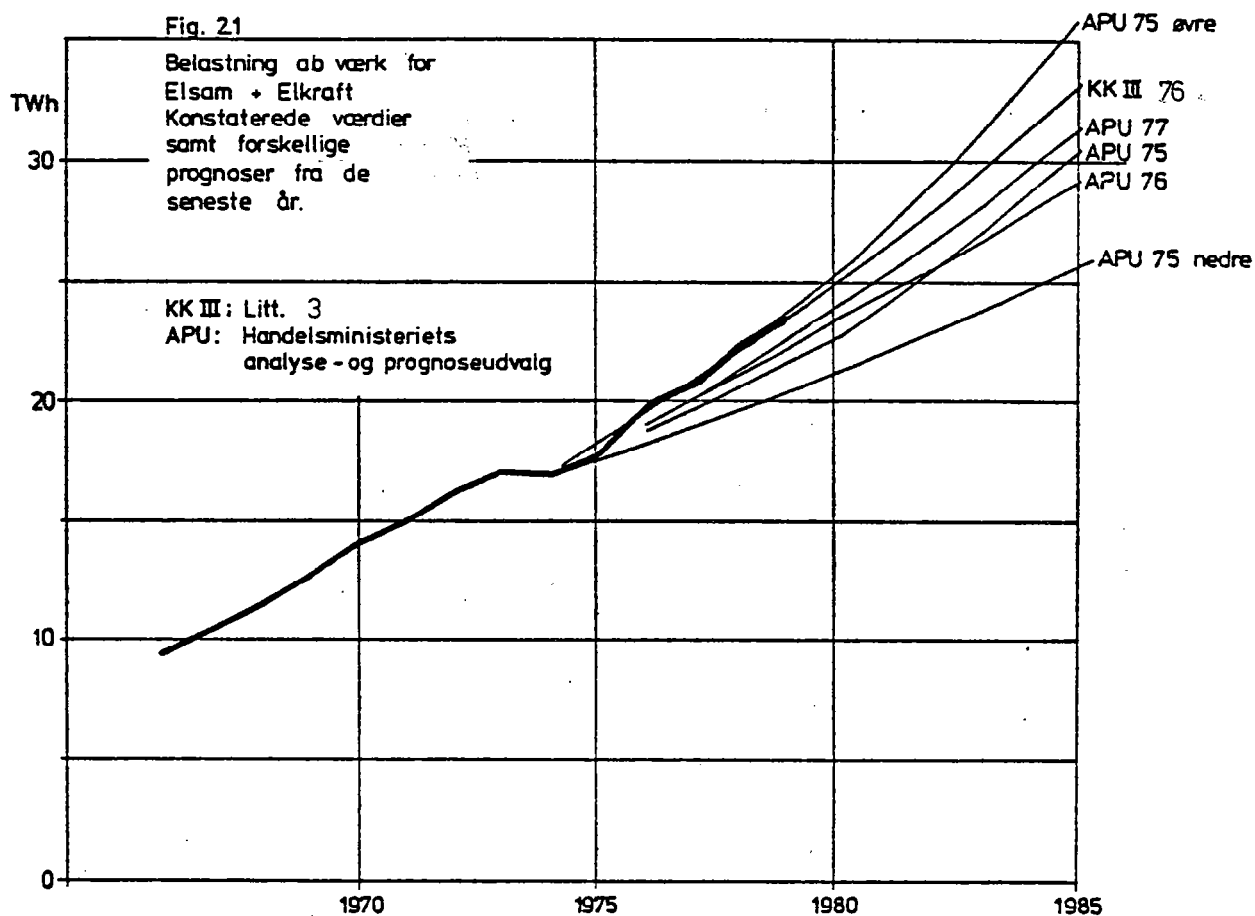
- Optioner på effekt f.eks. fra udlandet, som kan disponeres kort-sigtet, reserveres til dækning af uforudsete belastningsstigninger, f.eks. som følge af konjunktursvingninger.
- Nye produktionsanlæg besluttet så tidligt, at eventuelle forsinkelser i godkendelses- eller byggefasen ikke udskyder det planlagte idriftsættelsestidspunkt.
- Flest mulige produktionsanlæg indrettes til fyring med både kul og olie og i så fald tillige med mulighed 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 ikke er i modstrid med kommende varmeplanlægning - i de tilfælde - 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. Desuden skal afregningen sikre, at elsidens mindst holdes økonomisk skadesløs.
- 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.

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

2. BELASTNINGSFORHOLD

2.1 Prognose for elbelastningen

På nedenstående figur 2.1 er vist udviklingen i forbruget i de seneste år sammenholdt med handelsministeriets Analyse- og Prognoseudvalgs prognoser fra 1975, 1976 og 1977 og elværkernes KKIII-prognose. KKIII-prognosen forudser for ELSAM-området en årlig stigning på ca. 7% i 1980 faldende til 5% i 1990 og 3% i år 2000. I 1977 var den faktiske stigning i forbruget 7,3%, i 1978 7,9% og i 1979 4,9%. - Det samlede elforbrug af værk var i 1979 12,6 TWh mod KKIII-prognosens værdi på 12,7 TWh, d.v.s. en afvigelse på mindre end 1%.



Spørgsmålet om hvorledes elforbruget vil udvikle sig i fremtiden har været diskuteret ivrigt i de senere år, såvel af de berørte myndigheder som i offentligheden. - Meningerne om den forventede udvikling har været meget delte, og det er ikke så mærkeligt, da en opfattelse af hvad den videre udvikling af elforbruget vil blive, forudsætter en mening om, hvorledes den økonomiske udvikling i samfundet vil forløbe, hvilket energiforsynings- og forbrugsmønster samfundet vil søge at etablere som erstatning for den meget store olieafhængighed, vi hidtil har haft, og endelig hvor store ressourcer samfundet er indstillet på og har mulighed for at ofre på denne omlægning.

Grundlaget for den prognose, der er anvendt i de sidste års udvidelsesplaner, er lavet midt i 70'erne, og der blev da forudsat rimeligt stabile økonomiske forhold i samfundet og en bedre udnyttelse af energien med den voksende energipris. En forceret omlægning af andet energiforbrug til el for at mindske olieafhængigheden er derimod ikke indeholdt i prognosen.

En bedre udnyttelse af energien, f.eks. øget isolering af huse, køleskabe, frysebokse m.v. kræver investeringer. Sådanne investeringer vil blive gjort, i det omfang forbrugerne eventuelt med tilskud fra staten finder det økonomisk motiveret. De stigende råenergipriser og øgede afgifter på det private energiforbrug vil fremme investeringslysten, men hvor højt den enkelte forbruger og samfundet vil prioritere en investering til disse formål fremfor til andre i samfundet er vanskeligt at forudsige.

På en række områder vil en omlægning af oliebaseret energiforsyning til el være den mest økonomiske måde at reducere olieafhængigheden på, dette gælder f.eks. jernbanetransport og opvarmning i en stor del af den del af boligmassen, der ikke vil få rørført energi i form af fjernvarme eller naturgas. Også på vejtransportområdet, specielt i bytrafikken kan el-busser, -varevogne og -personvogne vise sig at være en fordelagtig løsning for at mindske olieafhængigheden og forbedre miljøet i byerne. Der er endnu ikke fra officiel side fastlagt nogen politik for disse forhold. Hvad elvarmens andel i den fremtidige boligopvarmning angår, må man regne med, at der sker en vis afklaring ved udgivelse af den tredje delbetænkning fra energiministeriets varmeplanudvalg i foråret 1980.

Som det fremgår af ovenstående, har en lang række energipolitiske og økonomiske forhold indflydelse på den fremtidige udvikling af elforbruget, og mange af disse forhold er uafklarede, nogle på grund af den i øjeblikket ret uoverskuelige økonomiske situation, og andre på grund af manglende energipolitiske beslutninger i folketinget.

I efteråret 1979 tog energiministeriet initiativ til at nedsætte et elprognoseudvalg til erstatning for det tidligere handelsministerielle Analyse- og Prognoseudvalg. Fra elselskaberne er DEF, DEFU, ELKRAFT, ELSAM og distributionsselskaber fra ELKRAFTs og ELSAMs områder repræsenteret. Den stadig større interesse, der udvises fra statens side i at styre udviklingen i energiforbruget, medfører, at en række forhold af afgifts- og restriktionsmæssig karakter kan få en væsentlig indflydelse på forbrugsudviklingen. I statsligt regi tages der også initiativ til udvikling af stadig mere detaljerede analysemetoder vedrørende dens økonomiske udvikling og sammenhængen mellem udviklingen i økonomien og energiforbruget. Elværkerne må derfor hilse det velkomment, at energiministeren har taget initiativ til at samarbejde med elværkerne om prognosespørgsmålet.

Siden sommeren 1979 har belastningsstigningen sammenlignet med tilsvarende periode året forud været meget lille, i januar 1980 endda negativ. Det er umuligt at vurdere, hvor langvarig og omfattende denne afmatning i forbruget vil blive. - Erfaringen fra 1973/74 tyder på, at den stigning i forbruget, der udebliver under en lavkonjunkturperiode ikke til fulde bliver indhentet igen i form af et tilsvarende større forbrug i efterfølgende år. Udtrykt på en anden måde synes en lavkonjunktur at resultere i en tidsmæssig forskydning af udviklingen i elforbruget og dermed en forskydning af behovet for ny effekt i kortere eller længere tid afhængig af, hvor omfattende og langvarig lavkonjunktoren har været.

Til brug for fastsættelse af tidspunktet for behovet for ny effekt og ved konsekvensberegninger har vi i indeværende udvidelsesplan valgt at benytte den samme prognose, som den der er blevet anvendt i udvidelsesplanerne 77, 78 og 79, og som er identisk med ELSAMs andel i elværkernes KKIII-prognose fra 1976. Når vi trods ovenstående betragtninger har gjort dette, skyldes det, at vi ikke mener at have et bedre grundlag at bygge på, end det der

lå til grund for KKIII-prognosen, nemlig de meget omhyggelige overvejelser der blev foretaget midt i 70'erne, bl.a. i samarbejde med det daværende handelsministerielle analyse- og prognoseudvalg. En eventuel revision af prognosen bør ske på grundlag af et tilsvarende gennemarbejdet materiale, og dette kan tidligst foreligge som resultat af det arbejde, energiministeriet nu har taget initiativ til vedr. elprognoserne.

Indtil der foreligger et bedre grundlag for revision af prognosen, bliver det nødvendigt at følge tendensen i udviklingen i elforbruget meget nøje med henblik på, at der på det tidspunkt, hvor det er nødvendigt at slutte bindende kontrakter om de store komponenter til nye produktionsanlæg, kan træffes beslutning om, hvorvidt det vil være ønskeligt, forsvarligt og teknisk muligt at forskyde idriftsættelsestidspunktet for nye anlæg.

2.2 Fjernvarmeprogno

Fjernvarmeprogno

	Leveret ab værk	Belastningsgrundlag for kraftvarmewærker prognose	
	1979 TJ	1985 TJ	1995 TJ
Odense	6868	7746	9524
Århus	4119	11215	13463
Aalborg	3227	4820	5730
Randers	1610	2056	2382
Åbenrå	448	775	888
Esbjerg	3406	5129	5896
Herning *)	-	3977	3972
*) Herning bliver kraftvarmeby i 1983.			

Se desuden bilag 2.4 og 2.5.

Fjernvarmeprognoaserne i de eksisterende kraftvarmebyer forventes fremover baseret på delvarmeplaner for kraftvarmeområdet.

Den elektriske effekt fra de potentielle kraftvarmebyer er sat til 250 MW i 1985. Den tilhørende varmeprogno, som er vist i bilag 2.5, er en fiktiv belastning, som er nødvendig for at kunne vurdere den elektriske værdi af de decentrale værker. Prognosen har samme årlige stigning som Randers. I afsnit 1.3 findes en nærmere beskrivelse af varmeplanlægningen, specielt i potentielle kraftvarmebyer.

Da kraftvarmeproduktionen medfører restriktioner for elproduktionen, må det vurderes om den ønskede kraftvarmeudbygning er mulig.

Figur 2.2 viser kraftvarmeproduktionen vest for Storebælt frem til idag og den mulige produktion i de eksisterende og besluttede kraftvarmebyer samt den mulige produktion i potentielle kraftvarmebyer.

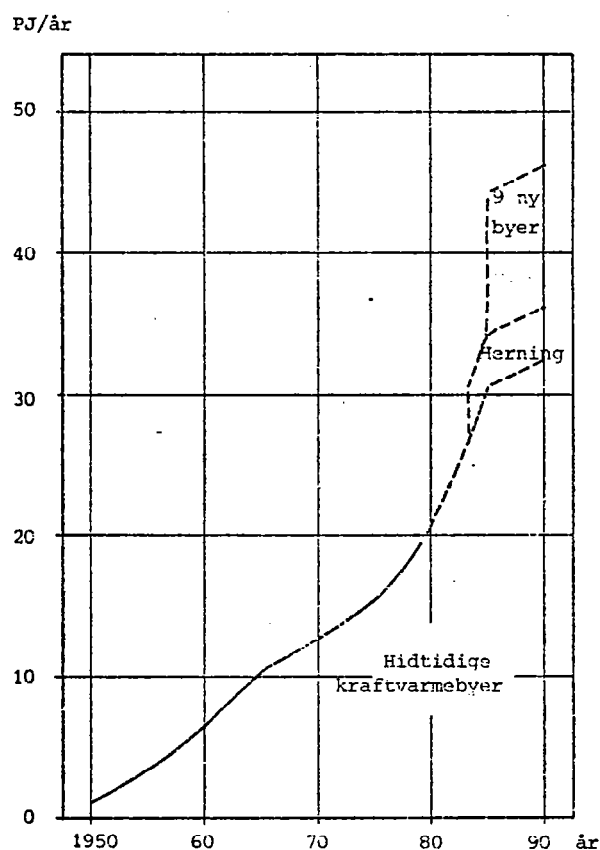


Fig. 2.2. Konstaterede kraftvarmeproduktion og mulig udvikling vest for Storebælt.

3. U D B Y G N I N G S P L A N

3.1 Produktionskapaciteten

3.1.1 Eksisterende og besluttede anlæg

(Der henvises til en oversigt i bilag 3.1).

Den installerede maksimale effekt ved ren kondensationsdrift er pr. 1.1.1980 3984 MW incl. køb og salg fra udlandet. Den kulfyrede effekt er 2174 MW ~ 55% af den samlede effekt. 1549 MW af den kulfyrede effekt udgøres af enheder på over 100 MW.

Idag findes der værker med kombineret produktion af el og varme i følgende jysk-fynske byer: Odense, Århus, Randers, Aalborg, Åbenrå og Esbjerg. Den kombinerede produktion sker hovedsagelig på udtagsenheder. Endvidere sker størstedelen af den kombinerede produktion på kulfyrede enheder.

Besluttede nye anlæg og ombygninger:

SVS	1980	(269 MW) ombygning til kulfyring
Herning	1982	87 MW/174 MJ/s kul/oliefyret modtryksenhed
Randers	1982	45 MW/105 MJ/s kulfyret modtryksenhed
MKS	1983	350 MW/480 MJ/s kul/oliefyret udtagsenhed
MKS	1984	350 MW/480 MJ/s kul/oliefyret udtagsenhed

I slutningen af 1984 vil den samlede maksimale effekt ved ren kondensationsdrift være 4716 MW. Heri er Norgesforbindelsen medregnet med 250 MW. Den samlede kulfyrede effekt vil være 3275 MW eller 73% af produktionskapaciteten.

Ombygning til kulfyring på FV

Status pr. 8. februar 1980

Ombygningen af FVs kedel 6 (blok 3 på 269 MW) til kulfyring er endnu ikke helt afsluttet. Blokken kørte første gang på olie medio januar 1980. For tiden er olieautomatikken under indtrimning.

Kulafprøvning med 1 kulmølle indledes ultimo februar (100% kulfyring fra april).

Det reviderede budget pr. 1.10.1979 er på 184,9 Mkr. incl. strategiske reservedele.

Ny enhed i Ensted (305 MW/116/MJs)

Den nye kul/oliefyrede kraftvarmeblok på 610 MW (EV3) var på nettet i september 1979.

Den nye blok er godkendt med en nettomaksimaleffekt på 570 MW for regnskabsåret 1979. Den afregnede pris for blokken ultimo 1979 blev 848,3 mio. kr. Dette svarer til en blokpris henført til medio 1978. Regnskabet er endnu ikke afsluttet for de øvrige anlæg herunder havne- og brændselsanlæg.

Halvdelen af blokken ejes og betales af NWK.

Ombygning til kulfyring på SV

SVs blok 2 (269 MW) ombygges til kul/oliefyring i 1980. Ombygningen foregår planmæssigt. Udetiden for ombygning regnes til ca. 4 måneder, og ombygningen forventes afsluttet i 4. kvartal 1980. Ombygningen er budgetteret til 117,7 Mkr. (nov. 1978).

To nye enheder i Studstrup (350 MW/480 MJ/s)

Status pr. april 1980

ELSAM har besluttet to nye kul/oliefyrede kraftvarmeenheder i Studstrup til idriftsættelse oktober 1983 og juli 1984. Enhederne blev godkendt af energistyrelsen 8. januar 1979 henholdsvis 22. august 1979. Lokalplan for området blev vedtaget af Århus byråd den 12. september 1979.

Miljøgodkendelsen blev vedtaget af Amtsrådet den 8. januar 1980, dog med reduceret kølevandsmængde. Afgørelsen er anket til miljøstyrelsen. Når miljøstyrelsens afgørelse foreligger, mangler kun den kommunale byggetilladelse.

Under forudsætning af, at den resterende myndighedsbehandling går nogenlunde rimeligt, kan byggeriet startes tidligst ca. 1. maj 1980. Dette starttidspunkt betyder en forsinkelse på ca. 5 måneder i forhold til den oprindelige tidsplan.

Anlægsbudgettet for blokkene pr. 1. februar 1979 i medio 78-kroner viser et budget på 902,5 Mkr. for blok 3 og 657,2 Mkr. for blok 4 excl. byggerenter. Heraf udgør de budgetterede udgifter til brændselsanlæg 137,3 Mkr. og til fjernvarmeanlæg 48,3 Mkr. for blok 3. For blok 4 er de tilsvarende udgifter 17,3 Mkr. til brændselsanlæg og 16,5 Mkr. til fjernvarmeanlæg.

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

Status pr. 17. januar 1980

Et nyt kul/oliefyret modtryksværk til forsyning af Herning-området med varme er godkendt af de forskellige myndigheder.

Projektet følger tidsplanen, og værket forventes i kommerciel drift ultimo 1982.

Betonarbejdet på kedelhus og kulsilobygning er i fuld gang.

Anlægsbudget pr. 1.1.80 er på 307 Mkr. incl. jernbanemateriel.

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

Status pr. 8. februar 1980

Den nye enhed finansieres, bygges og vil blive drevet af Randers kommune. Enheden vil erstatte de nuværende modtryksanlæg på 20 MW, som forventes skrottet i 1983. Disse ældre anlæg er ikke med i oversigten over eksisterende anlæg.

Kedelanlæg og turbineanlæg incl. hjælpemaskineri er ordret.

Piloteringen er færdig, og betonentreprise A (fundament m.v.) er under udførelse. Betonentreprise B er i licitation.

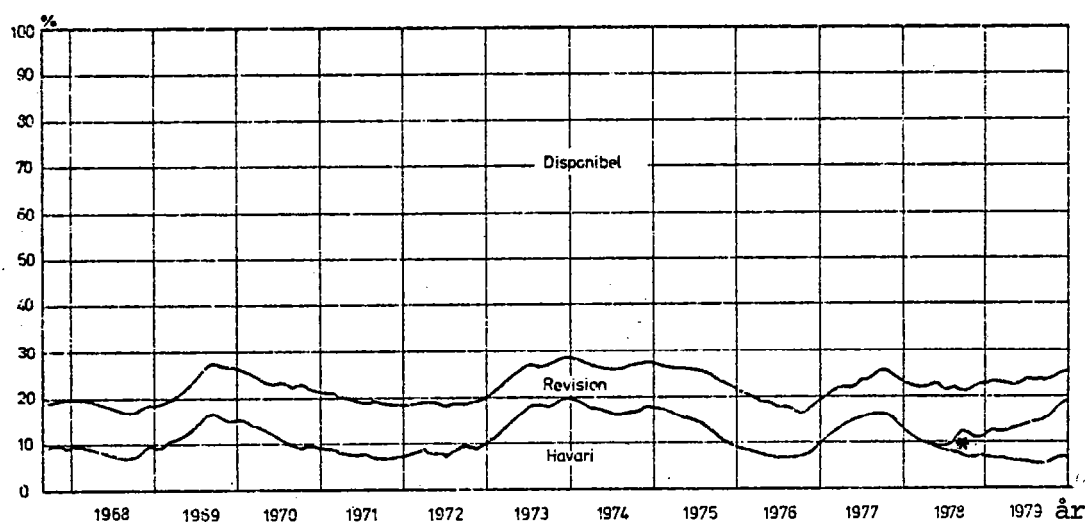
Budgetprisen pr. november 1978 er 216 Mkr. incl. spidslastanlæg til varme-produktion.

3.1.2 Nødvendig kapacitetstilgang

El

For at kunne tilfredsstille elbelastningen må kapaciteten af produktionssystemet være større end belastningen. Imidlertid er hele produktionssystemet ikke til rådighed, dels kan noget af systemet være til planlagt revision, og dels kan noget af systemet være havareret. Revisionen tilpasses årsvariationen af belastningen. Gennemsnitligt over et år er 6-20% havareret (se figur 3.1).

Kan produktionssystemet ikke tilfredsstille belastningen på grund af havarier, må der importeres havaristøtte fra udlandet under døgnets spidslast, hvis forsyningen skal opretholdes. Importen er kun mulig, hvis der er tilstrækkelig reserveeffekt i den internationale samkøring, hvis den nødvendige overføringskapacitet er til stede, og hvis der ikke er andre begrænsninger.



*) ombygning til kulfyring.

12 måneders glidende gennemsnit i % af installeret effekt.

Akkumuleret gennemsnit 1968-79:	disponibel	77,1
	revision	11,8
	havari	11,1

Fig. 3.1 ELSAM kl.8-statistik
over produktionseffekt opdelt
i disponibel, revision og havari.

Som mål for hvor godt et produktionssystem er effektmæssigt, kan man f.eks. angive risikoindeks eller installeret reserve for systemet. Risikoindekset for et system i en periode svarer til, hvor stor en del af perioden, der er effektmangel.

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

I forhold til den internationale samkøring kan ELSAM betragtes som et mindre produktionssystem.

For at forpligtelserne er opfyldt regnes en planlagt installeret reserve på 20% i forhold til årets maksimale belastning at være tilstrækkelig, når effekten regnes som fuldgod effekt. Fuldgod effekt vil sige, at den er til rådighed døgnet rundt og hele året, når der ses bort fra perioder med havari eller revision, under forudsætning af gennemsnitlig pålidelighed og gennemsnitlig revisionsbehov. Som gennemsnitligt havarital for produktionsenhederne regnes med 10% for de oliefyrede anlæg. 15% for de nyere kulfyrede anlæg og 20% for kulfyrede anlæg med over 100 000 driftstimer. Det årlige revisionsbehov er antaget fordoblet efter 100 000 driftstimer.

Af de forhold, som specielt belaster effektsituationen kan nævnes lavere rådighed for anlæg med højt driftstimetaltal, indkøring af nye anlæg og idriftsættelse af nye anlæg sent på året.

For at reserveprocenten kan anvendes som mål for systemets pålidelighed, må effekten regnes som fuldgod effekt. Effekt, som ikke opfylder kravet til fuldgod effekt, omregnes ved hjælp af et effektfradrag til fuldgod effekt.

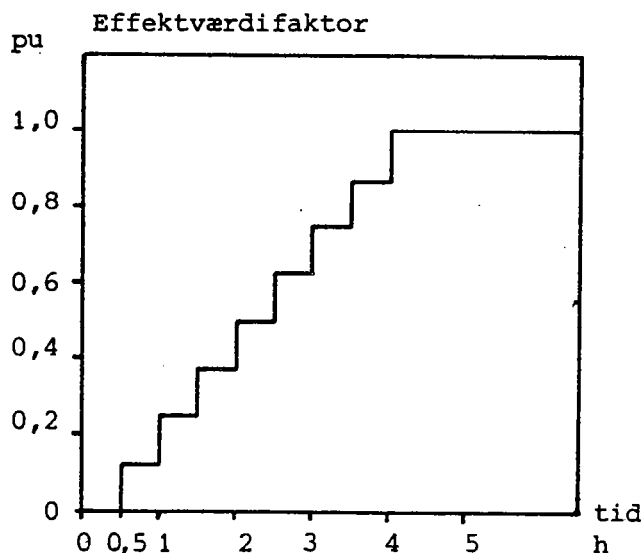
Følgende effekttyper kan kun indgå med en del af deres nominelle effekt.

Overbelastningsevne	-	Tidsbegrænset ekstra effekt på visse enheder. Kan normalt benyttes 2 timer ad gangen og et begrænset antal timer om året.
---------------------	---	--

- Fjernvarmeaflukning - Tidsbegrænset på udtagsenheder. Kan efter de gældende regler udnyttes max. $\frac{1}{2}$ time. Det er muligt at øge tidsrummet ved at installere en varmeakkumulator.
- Modtryksanlæg - Effektværdien afhænger af fjernvarmebelastningen og akkumuleringsmuligheden.
- Nye enheder - I idriftsættelsesåret medregnes kun en brøkdelen af effekten svarende til driftsperiodens del af året.

Til beregning af fuldgyltig effekt er der opstillet forenklede regneregler. For modtryksenheder skal enheder i perioden 1. maj til 30 september præstere mindst 8 timers maksimal produktion alle hverdage og mindst 16 timers maksimal produktion alle hverdage resten af året. Kan enheden ikke opfylde disse krav, beregnes en måneds effektværdi proportionalt. Årets effektværdi beregnes som gennemsnit af månedsværdierne.

Effektværdien for øvrige tidsbegrænsede effekter er den nominelle effekt ganget med effektværdifaktoren, som er en funktion af det tidsrum, effekten er til rådighed pr. gang.



Effektreduktionen for udtagsenheder i et år er gennemsnittet af 12 måneders maksimale effektreduktion.

Effektværdien for effekt, der ikke er til rådighed hele året, er den brøkdelen af den installerede effekt svarende til den del af året, den er til rådighed.

Opgørelse over fuldgyldig eleffekt i 1984 er vist i nedenstående tabel.

1984	max. inst. effekt	reduk- tion af max.	årsag	tids- begr.	effekt fra - drag		idrift- sættel- sestids- punkt.	fradrag p.g.a. idrift- sættel- sestidsp.	fuld- gyldig effekt
	A	B		C	D	$B \cdot D / 100 = E$		F	A - (E + F)
	MW	MW		h	%	MW		MW	MW
FV	613	26	Fjv.m.akk.	~ 2	~50	14	350 MW pr.1.7. *)	175	599
MKA	160	21	Fjv.m.afl.	0,5	88	18			142
MKS	1115	48	Fjv.u.afl.	0	100	48			892
NE	438	13	Overbel.	2	50	7			431
NK	437	18	Fjv.m.afl.	0,5	88	15			422
SV	492								492
SH	564								564
VK	490	{ 13 23	Overbel. Fjv.m.afl.	2 0,5	57 88	7 20			463
Herning	87	-	Fjv.m.akk.	8;16	-	1			86
Randers	45	-	Fjv.u.akk.	8;16	-	13			32
Norge	250	0	ingen reduktion	6					250
Gas- turbine	25	0							25
	4716					142		175	4399

*) Idriftsættelsestidspunktet vil blive senere jvf. bemærkninger på side 12.

De angivne effektfradrag for fjernvarmen er mindre end de værdier, der var angivet i sidste år, idet reduktionen beregnes som middelværdi over året.

Den fuldgyldige effekt i 1982 er 3808 MW, hvilket svarer til værdien for 1984 korrigeret for Randers, Herning, MKS3 og 4, samt den lavere varmebelastning i 1982.

Behovet for fuldgyldig effekt kan opgøres til følgende:

År	Maksimal belastn. (KKIII-prognose) MW	Belastning + 20% reserve MW	Skrotning (regnet i fuldgyldig effekt) MW	Fuldgyldig effekt (af eksisterende enheder) MW	Nødvendig tilgang MW
1982	3165	3798	0	3808	-
1983	3370	4044	0	3806	238
1984	3580	4296	0	3803	493
1985	3795	4554	46	3755	799
1986	4020	4824	62	3692	1132
1987	4250	5100	0	3689	1411
1988	4480	5376	124	3553	1823
1989	4720	5664	29	3522	2142
1990	4955	5946	58	3463	2483
1982-90			320		2483

D.v.s. effektbehovet fra 1982 - 1990 er på 2483 MW fuldgyldig effekt, hvoraf Randers, Herning og Studstrup 3 og 4 dækker 758 MW i 1990.

På grundlag af elprognosen, der er anført på bilag 2.3 samt på basis af den eksisterende og besluttede produktionskapacitet kan kapacitetsbehovet illustreres, som vist på figur 3.2. Den antagne kapacitetstilgang er vist på bilag 3.8.

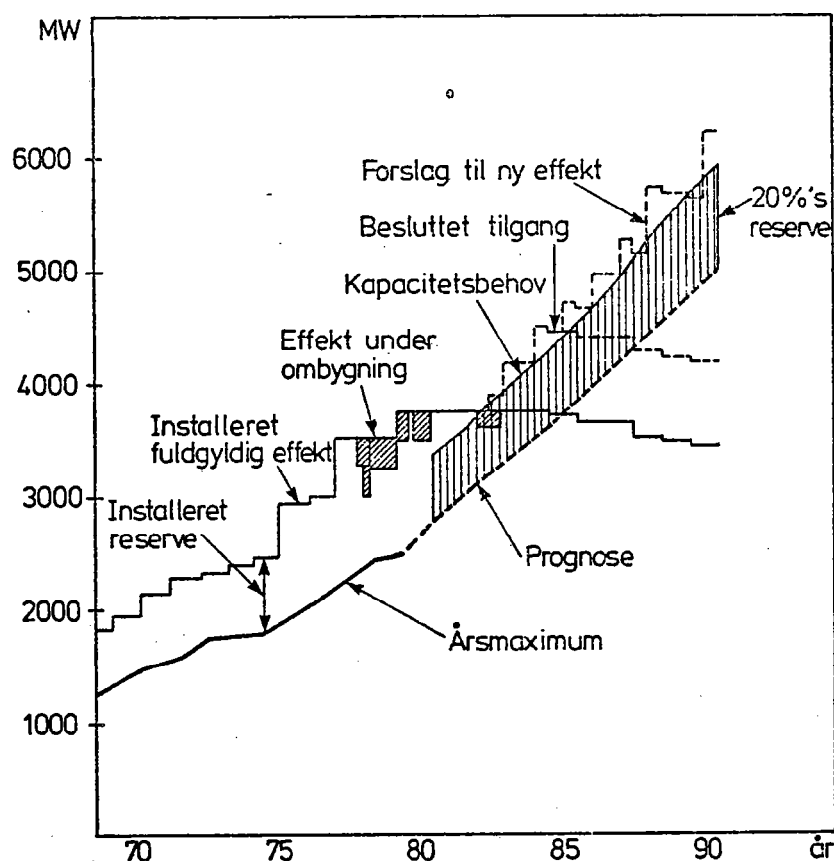


Fig. 3.2 Kapacitetsbehov.

Figur 3.2 viser, at forskydningen i belastningsudviklingen efter energikrisen i 1973 har medført, at der reserveeffektmæssigt er blevet plads til at foretage ombygninger til kulfyring.

På grundlag af den antagne kapacitetstilgang og elprognosen er reserveprocenten på basis af den fuldgylldige effekt beregnet, se fig. 3.3.

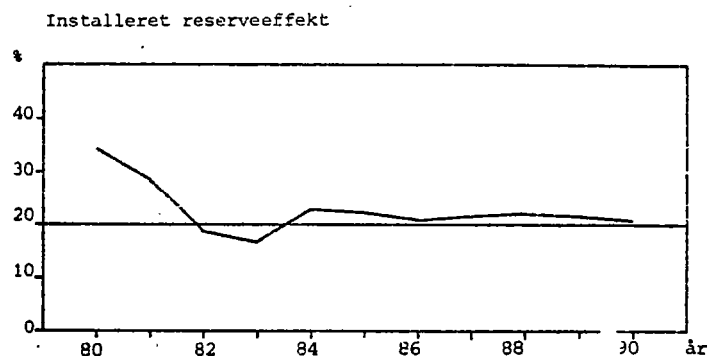


Fig. 3.3 Installeret reserveprocent.

På figur 3.4 er vist det beregnede årlige timer med effektunderskud.

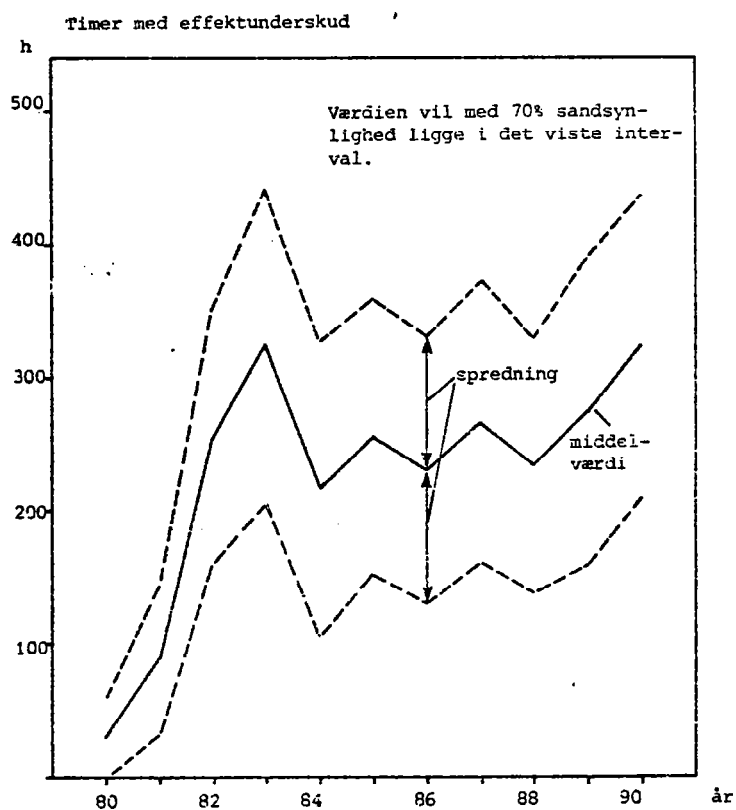


Fig. 3.4 Timer med effektunderskud.

Ved en samlet bedømmelse af reserveprocent og det årlige antal timer med effektunderskud bekræftes, at reserveprocenten ikke bør være lavere end 20%. Endvidere findes, at der ikke er nogen entydig sammenhæng mellem reserveprocenten og effektunderskuddet.

Fjernvarme

I nedenstående tabel er angivet nogle værdier for sammenhængen mellem den mulige energileverance med givne fjernvarmekapaciteter, hvis kapaciteten er til rådighed hele året. De virkelige værdier er noget lavere p.g.a. revision og havari. For ældre enheder med lavere rådighed bliver værdierne yderligere reduceret.

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

Af tabellen ses, at med en grundlast kapacitet på 50% af årets maksimum er det muligt at levere ca. 88% af energien, og kapaciteten skal fordobles for at levere de sidste 12% energi.

Behovet for kraftvarmekapacitet skal ses på denne baggrund. Med en rimelig kraftvarmekapacitet er det muligt at dække størstedelen af energibehovet, og det resterende energibehov kan så dækkes med spidslastanlæg. Arten af spidslastanlæg kan variere fra varmeveksler for friskdamp til oliefyrede spidslastcentraler.

Eksisterer der anden form for grundlastkapacitet, så som affaldsforbrænding eller spildvarme, bliver den mulige energileverance med en given kraftvarmekapacitet reduceret.

I 1985 er belastningen og kraftvarmekapaciteten i de eksisterende og beslattede kraftvarmebyer følgende:

Område	Maksimal belastning	Kraftvarme- kapacitet	Enheder				
	MJ/s	MJ/s	MJ/s				
Odense	598	681 (kul:611)	B3 279	B3 233	B1 99	T2 35	T1 35
Århus C	363	238 (kul:238)	T10 93	T9 93	T8 93		
Århus (øvrig)	503	960 (kul:960)	B4 480	B3 480			
Aalborg	372	453 (kul:186)	B1 267	T6 116	T5 70		
Åbenrå	60	191 (kul:191)	B3 129	B2 62			
Esbjerg	396	493 (kul:493)	B2 186	B1 163	T5 70	T4 74	
Herning	307	174 (kul:174)					
Randers	159	105 (kul:105)					

Status for kraftvarmeforsyning i de eksisterende kraftvarmebyer.

Odense: Med det nuværende maskineri er der tilstrækkelig kraftvarmekapacitet indtil 1995, dog har blok 1 allerede overskredet de 100 000 driftstimer og blok 2 forventes at gøre det i 1984.

Århus: Med beslutningen om bygning af blok 4 på Studstrupværket er kraftvarmeforsyningen af Århus sikret indtil århundredeskiftet.

Aalborg: Kraftvarmekapaciteten er tilstrækkelig frem til midten af 90'erne, men blokken er oliefyret og de to øvrige turbiners driftstimetall forventes meget snart at overstige 100 000 driftstimer.
Det er nødvendigt at øge den kulfyrede kraftvarmekapacitet enten ved at ombygge blokken til kulfyring eller ved at bygge nyt anlæg i nærheden med fjernvarmetransmission til Aalborg.

Aabenrå: Kraftvarmekapaciteten er tilstrækkelig frem til århundredeskiftet.

Esbjerg: Kraftvarmekapaciteten er tilstrækkelig frem til 1992, men både turbine 5 og blok 1's driftstimetall overstiger 100 000 timer i løbet af de nærmeste år og blok 2 forventes at gøre det allerede i midten af 80'erne.

3.1.3 Udbygningsmuligheder

3.1.3.1 Ombygningsmuligheder til kulfyring

Ombygning til kulfyring af en række eksisterende enheder giver ikke ekstra produktionskapacitet til systemet, men øger systemets flexibilitet med hensyn til anvendelse af kul og fuelolie.

For de oprindeligt oliefyrede 150 og 250 MW blokke bedømmes mulighederne således

Enhed	Byggeår	MW	Ombygningsmulighed
NEV B1	1966	133	Ombygning færdig i 1982
VKE B2	1969	257	Ombygget i 1978
SVS B2	1971	269	Ombygning færdig i 1980
MKS B2	1972	263	Ombygning uhensigtsmæssig; kræver bygning af ny kedel, se nedenfor
NKA B1	1973	269	Ombygning uhensigtsmæssig; kræver bygning af ny kedel, se nedenfor
FVO B3	1974	269	Ombygget i 1979
NEV B2	1977	305	Ombygning uhensigtsmæssig, kræver ny kedel, se nedenfor

Mulighederne for ombygning til kulfyring af de oliefyrede grundlastenheder (NEV1, NEV2, NKA8 og MKS2) er undersøgt.

Med den store prisforskel på kul og olie er dækningsbidraget ved en ombygning til kulfyring væsentligt. Beregninger har vist, at med en forskel på kul- og oliepris på 12 kr./GJ (50 kr./Gcal) vil en kulombygning af Vendsysselværkets sektion 1 give et dækningsbidrag på 25 til 40 mio.kr. pr. år afhængig af belastningsudviklingen. Da kedlen er forberedt til kulfyring, vil denne ombygning blive den billigste af de mulige ombygninger, idet der regnes med en investering på 90 mio.kr. (ultimo 1979-pris) excl. havneanlæg, kulplads og projektering og tilsyn.

I afsnit 3.2.3 er havneudbygningsmulighederne beskrevet, men der er ikke indstillet udbygninger. Hvilken havneudbygning, der kan blive nødvendig for Vendsysselværket, afhænger således af havnebeslutningerne for Ensted, Århus Øst og ny byggeplads.

Det forudsættes, at der sker en havneudbygning ved mindst et af de nævnte steder således, at kulforsyningen til den ombyggede sektion 1 kan løses ved f.eks. selvlossende kulpramme og en kulsilo. Ved endelig beslutning om udbygning med "Nordjyllandsværket" vil en havneudvidelse på Vendsysselværket kunne blive nødvendig.

Hvis ordrer kan afgives i august 1980, forventes ombygningen incl. prøve-drift gennemført i perioden 1. april til 30. september 1982.

På trods af usikkerheden med hensyn til havneudbygningerne indstilles det, at Vendsysselværkets blok 1 ombygges til kulfyring.

Udvidelsesplan 1979 vurderede muligheden for ombygning af MKS blok 2 til kulfyring. En ombygning af kedlen må anses for uhensigtsmæssig og i givet fald vil en helt ny kedel kunne bygges billigere end en ombygning af den bestående kedel.

NK har undersøgt, hvorledes en eventuel ombygning af NKs blok 1 kunne foretages. Undersøgelsen viser, at der vil kunne monteres et kulfyret kedel-anlæg på blok 1 ved siden af den eksisterende oliefyrede kedel, hvis en parkeringsplads og en kulplads inddrages som byggeplads. Endvidere skal der anlægges bygværker over jernbanesporet til havnen. De samlede udgifter er anslået til 508 mio.kr. Kulforsyningen tænkes løst med pramtransport til NK evt. fra en nyetableret kulhavn på Vendsysselværket.

Ombygning af NEV blok 2 er muligvis til stede i form af opstilling af ny kulfyret kedel, som sammen med den oliefyrede kedel kan levere damp til det eksisterende turbineanlæg. Denne løsning kræver dog afklaring af en række tekniske forhold, men ville i givet fald kunne gennemføres med begrænset udetid. En anden mulighed vil være, at erstatte den eksisterende oliefyrede kedel med en kul/olie-fyret kedel. Omkostningerne til ombygning vil andrage mellem 280 og 315 mio.kr. afhængig af, om den eksisterende kedel nedrives eller bevares.

Omkostningerne til projektering samt havneanlæg, kullager, grund og depoteringsplads for slagger og flyveaske er ikke indeholdt i prisen.

Der er arbejde igang på Vendsysselværket for at belyse muligheden af fyring med kulstøv opslemmet i olie. Herved kan kulandelen blive ca. 40% energimæssigt af den indfyrede brændselsmængde. Hvis udfaldet af disse undersøgelser bliver positiv, vil det blive undersøgt, om de øvrige oliefyrede grundlastenheder også kan anvende metoden.

Flere værker undersøger mulighederne for at reducere støtteoliefyringen mest muligt. Støtteoliefyring er især nødvendigt ved produktion ved delast. Det bør for nye værker undersøges, om det er muligt ved f.eks. større kulmøllereserve og mere automatik at reducere behovet for støtteoliefyring.

3.1.3.2 Ombygningsmulighed til fyring med naturgas

For at forbedre belastningsfaktoren for naturgasafsætningen kan det komme på tale at forbrænde naturgas på kraftværkerne. Herved vil naturgassen i overvejende grad fortrænge kulfyret produktion.

Mulighederne for fyring med naturgas på de eksisterende kraftværker er ikke undersøgt i enkeltheder. Det er ikke givet, at alle kedler kan omstilles til 100% gasfyring, og det antages, at der af hensyn til sikkerhedskrav skal gennemføres større anlægsmæssige ændringer, hvor omstillingen er mulig. Omstilling til gasfyring vil derfor ikke kunne finde sted med kort varsel.

3.1.3.3 Nye kraftværksenheder

Bilag 3.2 giver en oversigt over aktuelle anlægstyper og -størrelser.

Anlægspriserne er opgivet som specifikke kontraktpriser, d.v.s. som kontraktprisen i 1979-kr. pr. kW installeret el-effekt netto (kr./kW). Hele anlægsprisen er altså sat i relation til netto-el-effekten. Kontraktprisen er den samlede pris for anlægget henført til 1979 excl. byggerenter og inflation, men incl. pladsomkostninger.

Det er i udvidelsesplanen antaget, at der indtil 1985 vil være en effekt-tilgang på 250 MW_{el} i decentrale kulfyrede modtryksværker. Tilgangen af disse værker vil afhænge af, hvorledes delvarmeplaner og varmeplaner bliver udformet (se afsnit 1.3). ELSAMs interessenter har derfor på nuværende tidspunkt ikke kunnet beslutte nogen af disse værker. Værkerne vil være på 10 til 50 MW_{el} afhængig af den pågældende bys fjernvarmenet.

Mindre enhedsstørrelser på 2 til 10 MW_{el} vil muligvis også kunne komme på tale, men undersøgelser tyder på, at den specifikke pris vil stige kraftigt ved anlægsstørrelse under 10 MW_{el}. For et 5 MW_{el} anlæg er den specifikke pris omkring 10.000 kr./kW excl. pladskomkostninger.

Da det er vigtigt, at der skaffes kendskab til især de mindre modtryksanlæg, er det i denne udvidelsesplan indstillet, at der etableres nogle forsøgsanlæg. Forsøgsanlæggene bør omfatte konventionelle kulfyrede kedler samt fluid-bedkedler, idet miljøkonsekvenserne, især svovlindholdet, fra fluid-bedkedlerne kan reduceres.

Arbejdet med de decentrale modtryksværker koordineres indenfor ELSAM via arbejdsgruppen "mulige nye kraftvarmebyer".

For udbygningen i sidste halvdel af 80'erne kan følgende muligheder anføres

Ensted	600 MW kondensationsenhed; mulig fra 1985
Vestkraft	300 til 600 MW udtagsenhed; mulig fra 1986
Nordjyllands-værket	300 til 600 MW udtagsenhed; mulig fra 1986
Ny plads	600 MW kondensationsenhed; mulig fra 1986
Skærbæk	300 MW blok; mulig fra 1986

Inden 1990 er der kun behov for enkelte af disse udbygninger.

Anlægspriser for de nævnte udbygningsmuligheder er anført i datagrundlaget for udvidelsesplanen.

Anlægspriserne stammer fra blokprisudvalgets rapport samt fra undersøgelser vedrørende udbygningsmuligheder på Vestkraft, Limfjorden og en ny byggeplads på Djursland og Nordøstfyn.

Der er ved undersøgelserne regnet med samme specifikke pris for 300 MW og 350 MW enheder.

Ud over blokprisen indgår følgende i undersøgelserne

- pladskomkostninger herunder havneanlæg, lagerplads til brændsel og kølevandsanlæg
- omkostninger til fjernvarmetransmissionsledning
- omkostning for nettilslutning (generatorledning)

Anlægspriserne omfatter ikke anlæg til afsvovling.

Danske miljøkrav til afsvovling vil medføre ændringer i planlægningsforudsætningerne specielt for mindre kul/oliefyrede anlæg. Der vil efter danske forhold være tale om indførelse af ny teknik. Driftserfaringer fra udenlandske anlæg foreligger, og der foretages en løbende analyse af de tekniske muligheder.

Udbygningsmulighederne for havne- og brændselsanlæg er behandlet i afsnit 3.2.

Der er undersøgt forskellige udbygningspolitikker. Følgende principielle forhold kan fremdrages

- nettet: den gunstigste produktionsfordeling i forhold til net og belastninger taler imod placering af 600 MW enheder ved netmæssige yderkanter. Vælges 600 MW enheder, vil det medføre en fremrykning af netudbygning især transformeringsseffekt (se også afsnit 3.3). Bygning af 300 MW enheder vil være at foretrække ved Limfjorden, på Fyn samt i Esbjerg set fra et netsynspunkt.

- kraftvarmeforsyning: elforsyningen vil fortsat opfylde sin forpligtelse til at levere kraftvarme i de bestående kraftvarmebyer også ved væsentlige udbygninger af fjernvarmenettene. Det bør overvejes, hvorvidt elsystemet skal holdes skadesløs for den merudgift, der kan optræde ved at opfylde denne forpligtelse eller - som tidligere nævnt - respektere udbygning af decentrale kraftvarmeværker.

En god varmedækning i de eksisterende kraftvarmebyer opnås ved at sprede kapacitetsudbygningen på enheder af 300 MW-klassen.

- kulfyret kraftvarme til Ålborgområdet: kraftvarmeforsyningen til Ålborgområdet kan ske på ældre kulfyrede enheder med højt brændselsforbrug og på den oliefyrede 250 MW grundlastenhed. Omlægning til kulfyret kraftvarmeproduktion kan enten ske ved ombygning af NKA blok 2 til kulfyring eller ved bygning af ny kulfyret udtagsenhed på Vendsysselværket. Ombygningsmuligheden er diskuteret i afsnit 3.1.3.1. En ombygning vil være meget kostbar. Bygning af en ny udtagsenhed forudsætter etablering af en fjernvarmetransmissionsledning. Ved valg af enhedsstørrelse for en ny kulfyret udtagsenhed til dækning af Ålborgområdets varmebehov vil 300 MW-klassen være rimelig.
- nedslidning af enheder: beregninger viser, at ældre kulfyrede enheder vil få et meget stort driftstimetaltal, hvilket medfører øget revisionsbehov og muligvis skrotning tidligere end beregnet. Levetiden er i høj grad bestemt af hensyn til driftspersonalets sikkerhed. Herved kan der opstå behov for ny produktionskapacitet. Der er i denne udvidelsesplan dog ikke foretaget indstillinger om skrotning af enheder. Ved beregninger er der antaget skrotninger fra 1985. Der henvises iøvrigt til igangværende levetidsundersøgelse på VK.
- brændselsforsyningen: placeringen og størrelsen af nye produktionsenheder påvirker brændselsforsyningsmønstret meget og kan medføre overbelastning af eksisterende havne (se afsnit 3.2). Ved vurderingerne har der været lagt stor vægt på etablering af en ny storhavn. Brændselsforsyningsmæssige forhold peger på, at

der ikke bør etableres enheder over 300 MW-klassen ved de bestående værker, dog undtaget byggepladsen ved Enstedværket.

- økonomi: sammenlignes en udbygningsplan, der indeholder to 300 MW enheder i to på hinanden følgende år med en plan, hvor de to 300 MW-enheder er erstattet af en 600 MW-enhed, vil planen med de to 300 MW-enheder være ca. 200 Mkr. dyrere end planen med en 600 MW-enhed. Denne økonomiske forskel vil være forsvindende, hvis 300 MW-enhederne kan idriftsættes med mere end ca. 3 års mellemrum på forskellige byggepladser.

Ud fra en samlet vurdering af bl.a. ovennævnte forhold foreslås følgende

- bygning af en ny udtagsenhed ved Limfjorden i 300 MW-klassen samt etablering af fjernvarmetransmissionsledning til Ålborgområdets fjernvarmenet.
- bygning af en ny udtagsenhed i Esbjerg.
- afbalanceret langsigtet løsning af brændselsforsyningsforholdene spec. udbygning af kapaciteten til modtagelse af oversøiske leverancer i skibe på 150.000-170.000 tons.

3.1.3.4 Køb af effekt i udlandet

Effektsituationen kan i en række vesteuropæiske lande blive ret anstrengt i løbet af 80'erne. Mulighederne for køb af effekt i Tyskland må derfor bedømmes som ringe. Overføringsevnen mellem ELSAM og Tyskland er 1500 MW.

Forbindelsen mellem ELSAM og Sverige har en overføringsevne på 250 MW og udnyttes til kortsigtede udvekslinger.

Forbindelsen mellem ELSAM og Norge har en overføringsevne på 500 MW, hvoraf de 250 MW er disponeret ifølge den gældende effektaftale med Norge.

Der føres forhandlinger med Norge og Sverige om en udvidelse af overføringskapaciteten eventuelt kombineret med en effektaftale.

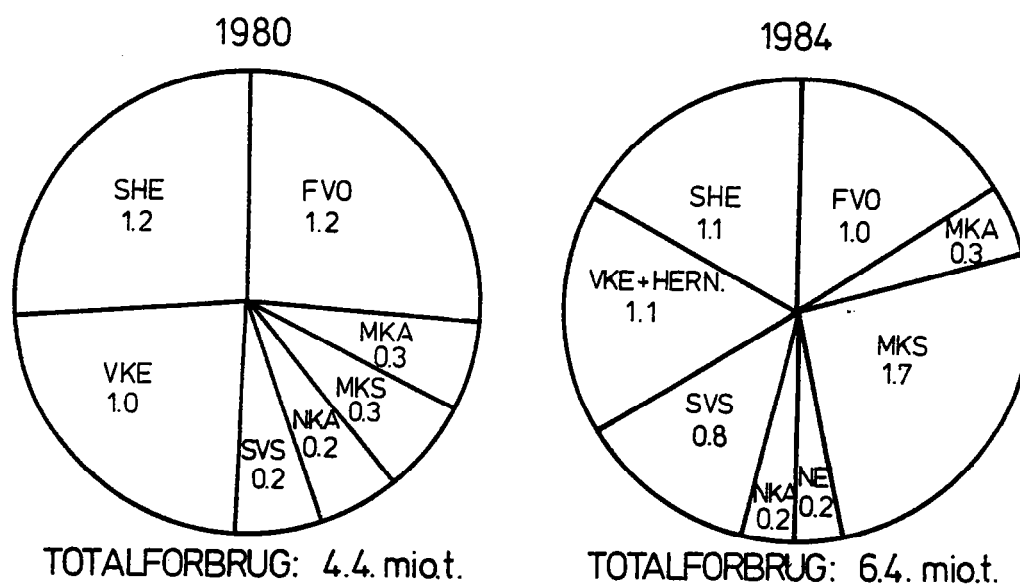
Efter folkeafstemningen i Sverige om kernekraften har Vattenfall oplyst, at der kan forventes et effekt- og energioverskud i Sverige i en stor del af 80'erne. En del af energien vil komme fra kernekraft og modtryksproduktion - hovedparten vil dog blive produceret på oliefyrede værker og gasturbiner.

3.2 Brændselsforsyningen

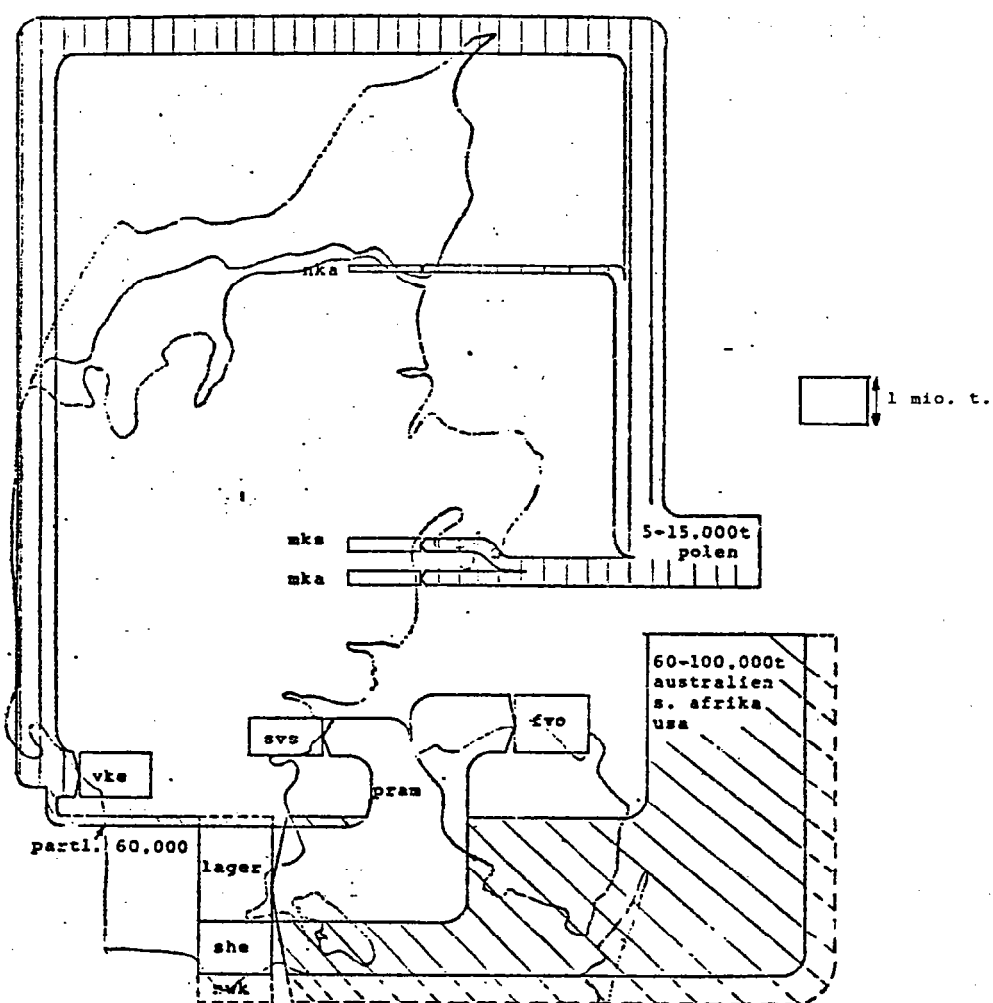
3.2.1 Eksisterende og besluttede anlæg

Kul

For årene 1980-84 forventes kulforbruget for de enkelte værker at udvikle sig som angivet på nedenstående figur. Forbruget er incl. Hernings forbrug, men excl. NWKs forbrug på EV3 og excl. Randersværkets forbrug.



Kulomsætningen over SHEs havn er væsentligt større, end forbruget antyder, idet NWKs forbrug og pramtransitten til SVS og FVO betyder, at der årligt skal tages op imod 4 mio. ton kul ind over havnen. På fig. 3.5 er det planlagte kulflow for årene 1981-1982 vist.



Kultransporter år 1981-82

Figur 3.5

Lagerkapaciteten på de enkelte pladser med de nuværende forhold og besluttede udbygninger er vist i nedenstående tabel.

Mio. ton	FVO	MKA	MKS	NEV	NKA	SVS	SHE*	VKE	SUM
1980	1.0	0.1	0.5	0.0	0.1	0.25	0.8	0.4	3.2
1984	1.0	0.1	1.4	0.5**	0.1	0.25	0.8	0.4	4.6

* excl. NWKs andel.

** foreløbigt.

Med et kulforbrug i 1984 på 6.2 mio. ton svarer den samlede lagerkapacitet altså til ca. 8 måneders forbrug.

En samlet oversigt over de eksisterende lossefaciliteter for de enkelte pladser er vist i bilag 3.3.

Olie

Olieforbruget for det nærmeste tiår forventes at være faldende på grund af en stadig stigende kulandel, og forbruget vil ligge i størrelsesordenen 0.75 - 1 mio. ton pr. år.

Den eksisterende tankkapacitet er fordelt som vist nedenfor.

Olietankkapacitet i 1000 t

FVO	MKA	MKS	NEV	NKA	SVS	SHE*	VKE	TOTAL
228	15	184	278	240	276	450	207	1.878

* excl. NWKs andel på 150.000 ton.

Den totale tankkapacitet svarer altså til ca. 2 års forbrug og anses for tilstrækkelig til at opfylde de ønskede mål for beredskabs- og arbejds-lager.

Havneforhold

På bilag 3.5 er vist en oversigt over de eksisterende havneforhold.

Status for pramtransitten

Pramsystemet har været i regelmæssig drift siden 1. april 1979 og har indtil nu fungeret efter forventningerne. Der har været sejlet konstant fra SHE til FVO for at få lagerbeholdningen ved FVO øget mest muligt efter isvinteren. I sidste kvartal af 79 er SVS forsøgsvis inddraget i pramtransitten med tilfredsstillende resultat.

For at udnytte forsyningssystemets kapacitet fuldt ud og derved opnå de mindste fragtomkostninger er det af betydning at kunne øge pramtransitten fra SHE. Der er i øjeblikket fra myndighedernes side sat en begrænsning i denne på 1.2 mio. ton pr. år. Når den nye (3.) pram er klar i efteråret 1980 kan der opnås væsentlige fragtbesparelser ved at udnytte dennes kapacitet til at forsyne SVS og evt. MKA. Derved kan de polske leverancer konverteres til i større omfang at ankomme i større skibe, og samtidig undgås at tage mindre skibe fra oversøiske destinationer. Med 1981-82 forbruget som grundlag er der foretaget beregninger, der viser, at besparelsen ved at kunne øge pramtransitten fra SHE, således at også SVS kan forsynes med pram udgør ca. 25 mio. kr. pr. år.

3.2.2 Nødvendig kapacitetstilgang

Forsyningssikkerhed og lagerstørrelser

I forbindelse med planlægningen af brændselslagerfaciliteter har retningslinien i de senere år været, at systemet skulle have en lagerkapacitet på 9-11 måneders normal drift. Myndighedernes maksimale krav er 3-5½ måneders lager. Den resterende lagerkapacitet har oprindeligt hovedsageligt været begrundet ud fra sæsonmæssige variationer i oliepriserne; siden er det forsyningsmæssige aspekt blevet det afgørende.

Oliemarkedet er domineret af produktionskartellet OPEC, der kan bevirke, at store dele af forsyningerne bortfalder og specielt, at spotmarkedet helt falder væk. I et system, hvor man i høj grad er nødt til at basere sig på olieindkøb på spotmarkedet, må forsyningssikkerheden derfor måles som den tid, systemet kan køre uden tilførsler overhovedet. Da lageret blev udbygget, var olie det dominerende brændstof, og resultatet er blevet, at vi med den øgede kulfyring nu har en olielagerkapacitet svarende til ca. 2 års normalforbrug.

På kulmarkedet findes der intet kartel, ligesom det er muligt at købe på langtidskontrakter. Sandsynligheden for, at flere leverandørlande på én gang standser leveringen, må derfor betragtes som meget lille. Forsyningssikkerheden for et kulbaseret elproduktionssystem bør derfor måles som den tid (sikkerhedsperioden), systemet kan køre uden tilførsler fra en enkelt

leverandør, indtil lageret er nede på beredskabslageret (3 måneder).

Betragtes det nuværende kullager til ca. 9 måneders forbrug, vil dette ud fra dagens politik om, at intet leverandørland må bidrage med mere end en trediedel af de samlede forsyninger, betyde, at systemet kan klare sig i en sikkerhedsperiode på mindst 18 måneder uden tilførsler fra en leverandør.

Spørgsmålet er, om 18 måneder er tilstrækkeligt. Dette afhænger naturligvis af, hvorfor forsyningerne afbrydes. Hvis det skyldes prismæssig uenighed, vil 18 måneder nok være tilstrækkeligt, idet man trods alt vil kunne betale sig til genoptagelse af forsyningerne. Hvis afbrydelsen skyldes politiske årsager, kan det vare flere år, før leverancerne igen kan genoptages, hvorfor man i sikkerhedsperioden må kunne nå at indgå kontrakter om leverancer fra alternative leverandørlande.

Erfaringerne viser, at hvis de øgede leverancer skal dækkes fra en ny mine, vil der gå min. 5 år fra forhandlingsstart, til leverancer kan påbegyndes. Skal leverancerne komme fra en eksisterende mine, kan dette tidsrum indskrænkes til ca. 2 år. Hvis førømtalte sikkerhedsperiode sættes til 3 år, og det forudsættes, at ingen leverandør har mere end 1/3 af de samlede forsyninger, fås, at lageret mindst skal være 15 måneder. Tages der tillige hensyn til en sæsonbetonet lagervariation, vil 18 måneders lagerbeholdning være tilstrækkelig.

Med brændselsforbruget i 1980 på ca. 4 mio. ton som udgangspunkt betyder dette krav, at lagerkapaciteten skal være 6 mio. ton, hvilket er en fordobling i forhold til nu. Dette vil naturligvis give øgede udgifter til forrentning m.v., men sammenholdes disse med de forventede prisstigninger, bliver udgifterne minimale.

For besluttede og eksisterende enheder indstilles det, at ELSAM i samarbejde med de enkelte interessenter iværksætter undersøgelser af udvidelsesmuligheder for kullagrene med henblik på en evt. udvidelse af den samlede lagerkapacitet til 18 måneders normalt forbrug. Følgende muligheder vurderes:

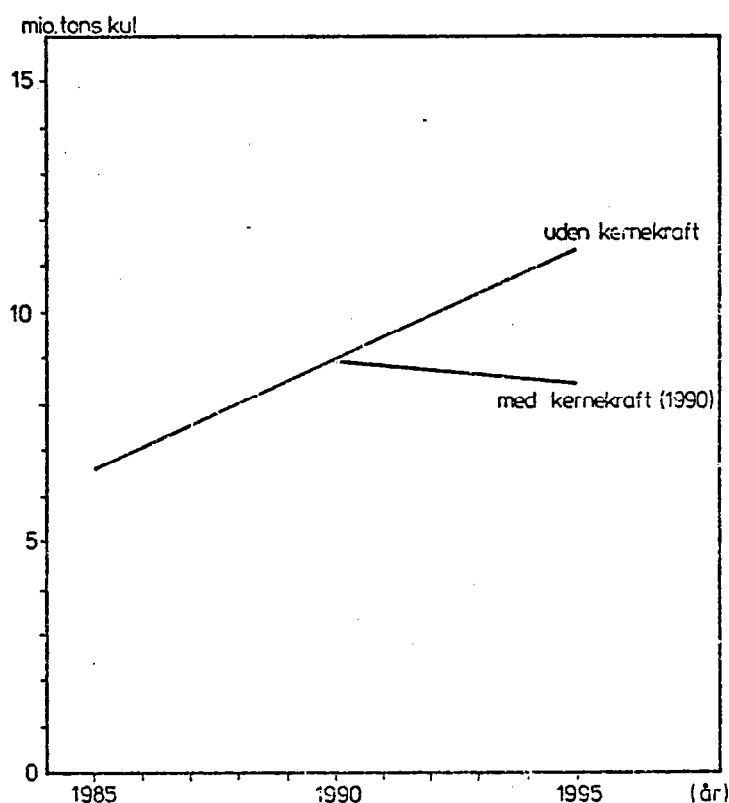
- kulpladsen udvides, evt. ved at sløjfe eksisterende olietanke
- stakningshøjden øges
- etablering af fjernlager med bånd- eller scrapertransport til kulplads
- lagerkapacitet etableres i en anden havn, og der skaffes transitmulighed eller mulighed for omdisponering af forsyningerne i tilfælde af leverancestop.

De enkelte værker undersøger, hvilke muligheder der er fordelagtigst for deres vedkommende, og sideløbende hermed undersøges, om enkelte værker er særligt udsatte ved udfald af bestemte leverandører.

Desuden indstilles, at det ved planlægning af produktionsenheder på nye pladser forudsættes, at der reserveres arealer med henblik på, at de samlede kullagre vil kunne udvides til at dække 18 måneders normalt forbrug. Disse undersøgelser har alene til formål at sikre de fremtidige dispositionsmuligheder.

Havnebehov

Det totale kulforbrug for ELSAM-området fra 1985-95 forventes at følge nedenstående kurve:



Kulforbruget skal øges fra ca. 4 mio. ton i 1980 til ca. 9 mio. ton pr. år inden 1990, og hovedparten af denne stigning vil blive dækket af oversøiske kul.

Da fragtomkostningerne er stærkt afhængige af den valgte skibsstørrelse, er det af væsentlig betydning at kunne anvende så store skibe som muligt ved oversøiske leverancer. De nuværende og besluttede havneforhold hos vore oversøiske leverandørlande er vist i nedenstående tabel.

	Nuværende skibsstørrelse dwt	Besluttet skibsstørrelse dwt	Forventet max. skibsstørrelse dwt
Australien	60.000	100.000 (1982)	150.000
Canada	150.000	150.000	150.000
Colombia	-	100.000 (1984)	150.000
Kina	25.000	100.000 (1986)	100.000
Sydafrika	150.000	150.000	250.000
USA	60.000	60.000	60.000

For nogle af de nævnte lande forventes det, at der i 90'erne etableres lastemulighed for 250.000 tonnere.

Med de nuværende havnefaciliteter i ELSAM-området er det kun havnen ved Ensted, der kan modtage 100.000 tonnere fuldtlastede. Den næststørste havn, MKS, kan maksimalt tage 35.000 tonnere fuldt lastede, og det medfører, at alle skibe større end 35.000 dwt må anløbe SHE som førstehavn. En tilfredsstillende forsyningsstruktur er betinget af, at der er så stor fleksibilitet i systemet, og at det er muligt at udnytte de fragtfordele, der kan opnås ved valg af store skibe. Desuden bør det undgås, at en enkelt havn kan få så stor betydning for det samlede systems forsyning, som SHE har i dag.

Ligeledes skal andre havne med en stor kulomsætning kunne sikres forsyninger ad flere kanaler, således at det er muligt at substituere f.eks. europæiske leverancer med oversøiske og/eller pramme og at kunne vælge økonomisk fordelagtige skibsstørrelser.

For at opnå et tilfredsstillende forsyningsmønster er det således nødvendigt med store forbedringer af havnene i ELSAM-området. Hvilke muligheder, der er herfor, beskrives i afsnit 3.2.3.

Decentrale værker

Fra 1986 forventes det, at decentrale modtryksværker forbruger ca. 0.9 mio. ton kul pr. år. Heraf tegner Herning sig alene for ca. 0.2 mio. ton. Distributionen af hovedparten af disse kul forventes at ske via VKE eller Århus Østhavn. For Hernings vedkommende er der allerede nu indgået aftale om transport fra VKE med tog. Afhængig af de nye værkers placering vil transporten foregå med tog, bil eller små skibe/pramme.

3.2.3 Udbygningsmuligheder

Som nævnt i forrige afsnit, er det nødvendigt at foretage yderligere udbygninger af havnene for at sikre et fleksibelt forsyningsmønster.

For hver enkelt af havnene er det i forbindelse med analyser af forsyningsmønstret ved forskellige mulige kraftværksudbygninger undersøgt, hvilke udbygningsmuligheder der ville kunne bidrage væsentligt til denne fleksibilitet.

Nedenfor er resultatet af disse analyser beskrevet for de enkelte havne:

SHE: Med den nuværende kapacitet ved Ensted-havnen kan der allerede først i 1980'erne forudses operationelle problemer og øgede fragtomkostninger. Det er derfor nødvendigt at etablere en aflastning af Ensted-havnen.

En kapacitetsforøgelse ved Ensted i 1983 til 150-170.000 tonnere, øget lossekapacitet og mulighed for øget pramtransit vil medføre besparelser på grund af mindre vente- og lossetid samt fragtbetalelser på tilsammen ca. 30 mio. kr. pr. år. Da udvidelsen, inklusive forøgelse af lagerpladsen og nyt udskepningsanlæg, er anslået til at koste ca. 120 mio.kr., vil tilbagebetalingstiden altså være ca. 4-5 år. Der er indledt en

undersøgelse for at få ombygningsmulighederne nærmere belyst, bl.a. med hensyn til økonomi og forsyningssikkerhed.

Forsyningsteknisk er denne udbygning alene ikke tilfredsstillende, idet alle skibe større end 35.000 t stadig skal anløbe SH, hvilket giver en ringe fleksibilitet.

Århus
Østhavn:

Århus Østhavn projektet, der ligeledes vil kunne være færdigt i 1983, kan øge fleksibiliteten, idet alle 60-70.000 tonnere så kan benytte denne havn som første havn for forsyninger til VKE og MKS. Den indlæssede mængde på Århus Østhavn skal dels bruges til MKA og dels evt. til decentrale værker, i så fald totalt ca. 1 mio. ton pr. år. Desuden ligger havnen ideelt for pramtransit til MKS, der fra 1984 får et forbrug på ca. 1,5 mio. ton pr. år.

Kullene til den ombyggede NEV1 og Nordjyllandsværket vil også kunne tilføres med pramme fra Århus Østhavn. For Århus Østhavn er ligeledes igangsat undersøgelser, der skal resultere i et skitseprojekt for havn og lagerfaciliteter.

ELSAMS investering vil andrage ca. 65 mio. kr., og tilbagebetalingstiden til være ca. 4-5 år.

Ny havn:

En anden mulighed for at øge forsyningssystemets fleksibilitet og at aflaste Ensted-havnen er anlæg af en ny havn til 150-170.000 tonnere. Havnen, der tænkes placeret på Djursland, vil koste ca. 350 mio. kr. I de hidtidige beregninger er det forudsat, at havnen anlægges i forbindelse med etablering af en 600 MW blok i 1988-90, og med denne forudsætning vil der blive tale om en tilbagebetalingstid på ca. 8-10 år, sammenlignet med etablering af en 600 MW blok på en af de eksisterende pladser.

Hvis havnen imidlertid skal erstatte udbygningen ved Ensted, vil det af kapacitets- og dermed forsyningsmæssige årsager være nødvendigt med en fremrykning af projektet til ibrugtag-

ning senest 1985. Skal projektet desuden erstatte Århus Øst, kan de decentrale modtryksværker forsynes fra den nye havn. Jernbaneforbindelse til den ny havn vil koste ca. 40 mio. kr., og det anslås, at de øgede transportomkostninger vil andrage ca. 8-10 mio. kr. pr. år. (Ved transport af 0,5 mio. ton pr. år). Forsyningen af de decentrale værker vil også kunne ske via VKE, hvilket vil fremrykke en havneudvidelse ved Esbjerg og sandsynligvis give øgede transportomkostninger.

Mellem de tre udbygningsforslag - Ny havn, SHE, Århus Øst - er der således en stærk afhængighed. Såfremt det vælges at gennemføre SHE og Århus Øst projektet til 1983, vil etableringen af den nye havn kunne udskydes, indtil der skal anlægges en ny kraftværksenhed på pladsen.

Hvis SHE projektet ikke gennemføres, er det som nævnt nødvendigt at fremrykke etableringen af den nye havn til senest 1985. Fordelen ved at vælge denne plan er den fleksibilitet, der opnås på grund af, at der så er to havne (SHE og Ny havn) til store skibe i systemet. Der skal imidlertid også tages hensyn til risikoen for, at projektet forsinkes, hvilket vil medføre en meget trang forsyningssituation i en årrække og højere fragtomkostninger.

VKE:

Kulforbruget ved VKE vil med anlæg af en 300 MW blok i 1987 være ca. 1,3 mio. ton. Da VKE kun kan forsynes med partlastede 60.000 tonnere og fuldtlastede 20.000 tonnere, men ikke med pramme, er der her en ringe fleksibilitet med hensyn til valg af skibstype. Desuden vil der med den nuværende havnekapacitet ikke være mulighed for en forøgelse af den indlæssede mængde, hvilket kan blive aktuelt i forbindelse med forsyning af de decentrale værker.

En udbygning af Esbjerg havn i forbindelse med anlæg af en 300 MW blok i 1987 vil derfor være fordelagtig. Beregninger vedrørende forskellige udbygningsmuligheder viser, at en udbygning til modtagelse af partlastede 100.000 tonnere, såvel af økonomiske som forsyningstekniske årsager vil være at foretrække, fremfor en udbygning til fuldtlastede 60-70.000 tonnere, hvilket vil medføre en merinvestering på 130 mio. kr. for Esbjerg havn.

NE/NK: Med en ombygning til kulfyring af NE blok 1 og senere en 300 MW blok ved NE/NK i 1986 vil det være nødvendigt at etablere en havn for kulmodtagelse her. Der er undersøgt tre muligheder:

- anlæg for pramme og mindre skibe
- anlæg for partl. 100.000 tonnere med nuværende vanddybde (8,5 m)
- anlæg for part. 100.000 tonnere med 10,5 m vanddybde.

Analyserne viser, at kulforbruget på NE/NK svarende til blok 1 ombygget og en 300 MW blok kan dækkes med pramme og mindre skibe. Udbygges der yderligere, vil det blive økonomisk fordelagtigt at udvide havnen til modtagelse af partlastede 100.000 tonnere. Denne udbygning vil allerede være nødvendig i 1983 i forbindelse med ombygningen af NE1, såfremt Århus Øst projektet ikke gennemføres, idet det ellers vil være vanskeligt at få fordelt de oversøiske leverancer i 1983-84.

MKS: MKSs forbrug vil være 1,5 mio. ton pr. år fra 1984. Forsyningen hertil vil ske med partlastede 60.000 tonnere, polske skibe og pramme. Med det store forbrug her vil det naturligvis være fordelagtigt at kunne besejle MKS med fuldt lastede 60.000 tonnere, og der kan da også uddybes ved kajen til disse skibe. De hidtidige forsøg på at få Koraldybet uddybet er imidlertid ikke lykkedes, idet myndighederne anser risikoen ved at uddybe i krigsaffaldspladsen for værende for stor. Der bør imidlertid stadig arbejdes på at få denne uddybning foretaget.

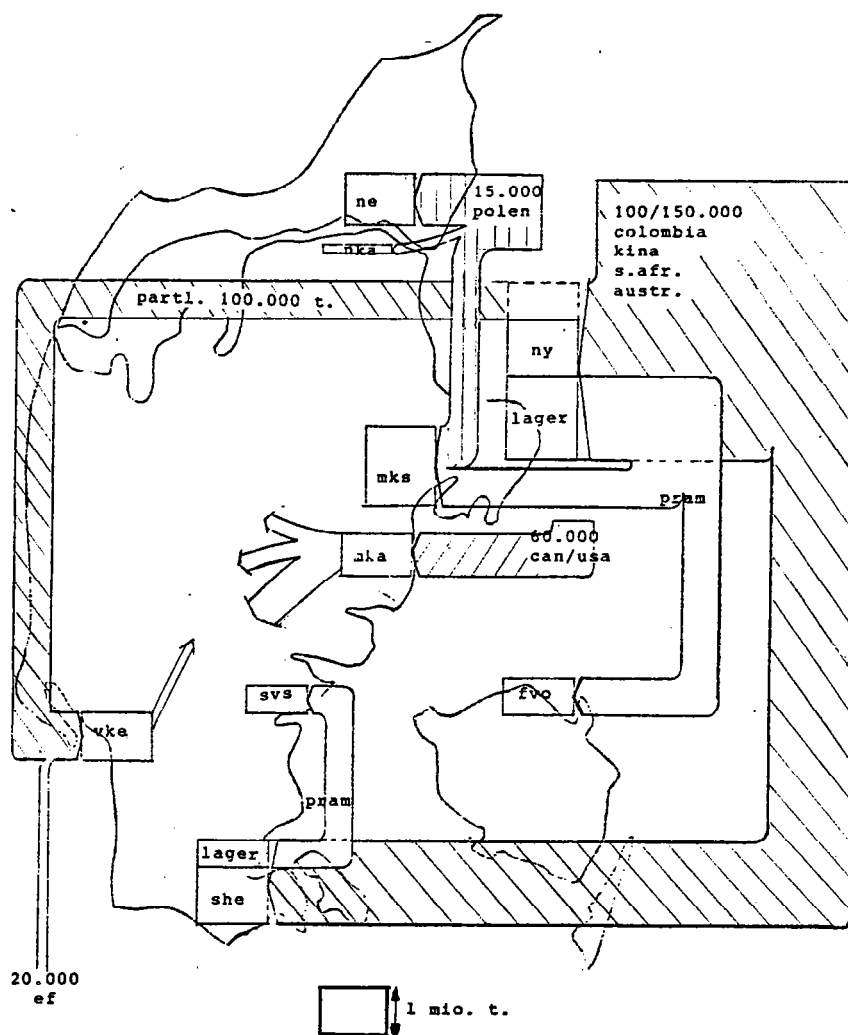
Øvrige havne: For de "små" havnes vedkommende anses det ikke for nødvendigt med væsentlige ændringer i de eksisterende havneforhold.

Nedenfor er vist en oversigt over nogle vigtige karakteristika for de enkelte havneudbygningsmuligheder:

Projekt Parameter	Ny havn	SHE udvidelse	Århus Øst	NE/NK	VKE udvidelse
ELSAM-investering mio. kr.	350	120 ¹⁾	65	130 ²⁾	101 ³⁾
Max. fuldl. skibs- str. dwt	150-170.000	150-170.000	60-70.000	15.000	20.000
Partl. skibsstr.	-	-	100-120.000	100-120.000	100-120.000
Partl. ladning ton	-	-	75.000	40.000	50.000
Anslået indlosset ⁴⁾ mængde i mio. ton:					
1933 ⁵⁾	-	2,9	0,8	0,5	0,9
1985	- (2,4)	3,1 (1,8)	1,6 (1,1)	0,5	0,9
1987	- (2,7)	3,5 (2,1)	2,1 (1,2)	0,8	1,3
1990	3,1	2,8	1,1	0,8	1,1

- 1) heri inkluderet udvidelse af kulplads og nyt lasteanlæg til pramme
- 2) anslået investering for udvidelse af havnen til partlastede 100-120.000 tonnere. Såfremt der vælges en mindre havneudbygning til modtagelse af polske skibe og pramme, kan investeringen i havn og kulplads reduceres til ca. 30 mio.kr.
- 3) heri inkluderet to 20 t kraner.
- 4) den indlæssede mængde er ansat på grundlag af forbrugene svarende til følgende udvidelsesplan:
 - 1983: MKS B3/350 MW - Hern/83 MW - RA/45 MW - Ombyg. NE1
 - 1984: MKS B4/350 MW
 - 1985: decentrale modtr. værker/250 MW
 - 1986: NE-NK/300 MW
 - 1987: VKE/300 MW
 - 1988: SHE/600 MW
 - 1990: Ny/600 MW
- 5) tallene i parentes refererer til de indlæssede mængder, såfremt den nye havn fremrykkes til 1985, og Ensted ikke udvides.

Såfremt de beskrevne forbedringer af havneforholdene gennemføres, sikres ELSAM-området såvel en økonomisk som fleksibel kulforsyning. Nedenfor er illustreret, hvorledes kulforsyningsmønstret i 1988 kan tænkes at blive:



Kulforsyningsmønster 1988 (Eksempel)

3.3 Primærnettet

Indstillinger om udbygning af primærnettet forelægges bestyrelsen i en separat netudvidelsesplan i årets sidste kvartal. Den seneste netudvidelsesplan NUP79 blev som nævnt i Indstillingen til denne udvidelsesplan godkendt af bestyrelsen den 14. december 1979. I NUP79 behandledes 1. halvdel af 80'erne med henblik på indstilling om udbygninger, mens der i 2. halvdel blev set på konsekvenserne af forskellige effektudbygningsalternativer.

Ved primærnettet, som i denne sammenhæng også kan betegnes samarbejdsnettet, forstås den del af højspændingsnettet, der forestår udveksling af energi mellem de forskellige kraftværksområder. Udbygningen af samarbejdsnettet og den resterende del af højspændingsnettet er koordineret, så det samlede højspændingsnet set over en betragtningsperiode bliver bedst muligt.

3.3.1 Netudbygning i 1. halvdel af 80'erne

Med forrige udvidelsesplan godkendtes etableringen af blok 4 på Studstrupværket i 1984, og visse udbygningsmuligheder i årene derefter skitseredes. I netudvidelsesplanen kunne der da indstilles anlæg til bygning frem til 1984. Bilag 3.5, der er en gengivelse af NUP 79's bilag 1, viser således eksisterende og godkendte anlæg for denne periode. Det er muligt, at der kommer flere anlæg til, anlæg som ikke er direkte berørte af effektudvidelserne. Indstilling om disse anlægs etablering afventer ny vurdering af belastningsudviklingen og fastlæggelse af effektudbygningen efter 1984.

3.3.2 Konsekvenser for primærnettet ved valg af effektudbygning i 2. halvdel af 80'erne

Den i NUP79 foretagne vurdering af konsekvenserne af forskellige effektudbygningsalternativer baserer sig ligesom de nedenfor anførte kun på overslagsmæssige beregninger, idet det hverken er muligt eller rimeligt at basere dem på tilbundsgående beregninger i henhold til netdimensioneringskriterierne.

Konsekvensberegningerne skal belyse forskelle i netudbygningen og give et skøn over terminerne for de anlæg, der indgår i basisudbygningsplanen. Som et følgeresultat kan eventuelle meromkostninger som følge af en forceret netudbygning bedømmes. Det viser sig, at disse meromkostninger bliver negligeble, idet liniebyggekapaçiteten med en mindre investering bliver tilstrækkelig til at klare selv de mest netkrævende alternativer. Det forudsættes selvfølgelig, at de nødvendige godkendelser og tilladelser vil foreligge i rette tid.

Som påpeget før, er netudbygningen i en given periode ikke blot afhængig af belastningsudvikling og effektudbygning i denne periode, men også af udviklingen i nogle år efter denne periode. I denne udvidelsesplan indstilles blot (set med en netplanlægger's øjne) anlæg til projektering med henblik på idriftsættelse fra 1986. Hvad skal der ske bagefter? Der arbejdes med nye byggepladser på Djursland og Fyn, og en mulighed for effekttilgang inden udgangen af 80'erne ligger f.eks. der. På bilag 3.6 og 3.7 skitseres mulige netkonfigurationer efter tilgang af 350 MW i Nordjylland og Esbjerg samt 600 MW på henholdsvis Djursland og Fyn. Der er ikke så stor forskel i netbehov, men i sidstnævnte tilfælde vil en større del kunne drives ved 150 kV.

I den kommende NUP bliver netkonsekvenserne undersøgt mere detaljeret - specielt med henblik på at bestemme blokstørrelsens betydning. Netudbygningen er jo ikke en kontinuert proces, men foregår i diskrete spring: enten bygges en ledning, eller også bygges den ikke. Endnu en betydende faktor for netudbygningen findes i resultatet af pågående forhandlinger med naboselskaberne om en udvidelse af samarbejdet.

3.4 Forslag

3.4.1 Decentrale værker

I udvidelsesplan 1979 forudsattes en effekttilgang fra decentrale modtryksværker på 250 MW senest 1985. Nogle kommuner har indsendt forslag til delvarmeplaner, i henhold til lov om varmforsyning. Der er på nuværende tidspunkt ikke godkendt delvarmeplaner, der muliggør bygningen af disse decentrale værker. Da afgrænsningen mellem gas- og kraftvarmforsyning ikke er afsluttet, er det usikkert, hvor meget effekt fra decentrale kulfyrede værker, der kan idriftsættes til 1985.

De økonomiske sammenligninger mellem forskellige varmforsyningsmuligheder er bl.a. baseret på antagelse om anlægspriser og driftsomkostninger. For at få et sikrere grundlag for vurdering af de mindre anlæg, bør der etableres nogle forsøgsanlæg.

Følgende typer kulfyrede modtryksanlæg med mulighed for også at brænde olie og naturgas bør etableres

- modtryksanlæg på 5 til 10 MW_{el}
- modtryksanlæg på 2 til 5 MW_{el}

For 2-5 MW typen bør der om muligt etableres to anlæg dels med konventionel kedel og dels med fluid-bedkedel.

Det indstilles, at ELSAM om nødvendigt kan påtage sig det økonomiske ansvar i forbindelse med etablering af de nævnte forsøgsanlæg, forudsat disse bedømmes som rimeligt økonomisk forsvarlige. De enkelte projekter skal i så fald godkendes af ELSAMs bestyrelse. Projekterne skal indeholde oplysninger om anlægs- og driftsomkostninger samt principper for afregning.

ELSAMs økonomiske ansvar kan være udtrykt ved, at varmforsyningen holdes skadesløs i forhold til en varmforsyning baseret på mere velkendt teknik. Forsøgsprojekterne skal være indpasset i de lokale varmeplaner.

Desuden bør ELSAM og/eller interessenterne deltage i det af myndighederne og naturgasselskaberne ønskede samarbejde om projektering af et kraftvarmeanlæg med dual-fuel-motorer (naturgas og olie) i effektstørrelsen 1 til 5 MW_{el}.

3.4.2 Nye udtagsanlæg

Undersøgelserne af udbygningsmulighederne i 80'ernes sidste halvdel har udover de decentrale enheder omfattet nye enheder ved Ensted, Esbjerg, Limfjorden og på en helt ny byggeplads. Undersøgelserne har bl.a. omfattet netforhold, kulforsyning, fjernvarmeforsyning og økonomi. Enhedsstørrelsens betydning har været genstand for særlig opmærksomhed. Det foreslås, at der udbygges med enheder i 300 MW-klassen ved Limfjorden og Esbjerg. Herved er der lagt særlig vægt på, at 300 MW-størrelsen bedømmes som velegnet i de fremtidige varmeforsyningssystemet (Esbjerg, Aalborg), at kulforbruget tilpasses forsyningsmulighederne begge steder, at olieforbruget på Nordkraft nedbringes, at Vestkraft får nye anlæg til afløsning af de nedslidte, og at 300 MW-størrelsen giver en mere smidig mulighed for kapacitetstilpasning, idet belastningsudviklingen er usikker.

Det indstilles, at både NE/NK og VK påbegynder arbejdet med projektering og myndighedsgodkendelse m.v. af nye anlæg med henblik på mulig idriftsættelse i 1986.

En af grundene til at påbegynde arbejdet med begge enheder samtidigt er, at få undersøgt mulighederne for at opnå besparelser i anlægsudgifterne ved samtidig bestilling af stort set identiske anlæg.

Elektriske, brændselsmæssige og termiske hoveddata aftales nærmere mellem NE/NK, VK og ELSAM. Begge enheder skal være forberedt til fyring med naturgas.

Denne udvidelsesplan bygger ligesom de foregående på KKIII-prognosen, som passede udmærket indtil årsskiftet 1979/80. Det er imidlertid mere usikkert i år end ved de tidligere udvidelsesplaner, om afmatningen er forbigående, som f.eks. i 1974, eller mere varig. Udvidelsesplanen er derfor i år udformet således, at ELSAMs bestyrelse først skal godkende et prælimært idriftsættelsestidspunkt fastsat ud fra KKIII-prognosen for nye større anlæg.

ELSAMS bestyrelses godkendelse af det endelige idriftsættelsestidspunkt skal ske senest på det tidspunkt, hvor det af hensyn til overholdelse af tidsplanen er nødvendigt at forberede ordre på hovedkomponenterne, kedel og turbine, eller hvor dispositioner med væsentlig økonomisk konsekvens træffes. Herved reduceres tidsrummet mellem beslutnings- og idriftsættelsestidspunktet mest muligt, og den bedst mulige tilpasning til en usikker belastningsudvikling skulle være opnået.

Det er hensigten at idriftsætte de 2 anlæg med mindst 1 års mellemrum. Når ELSAMS bestyrelse skal godkende de endelige idriftsættelsestidspunkter (jvf. principperne ovenfor), tages der hensyn til udviklingen i elforbruget og fjernvarmeforbruget i den mellemliggende periode, status for myndighedsbehandlingen, tilgang af decentrale værker, samt:

- for enheden på Nordjyllandsværket
om endelig aftale om afsætning af fjernvarmen
fra Nordjyllandsværket til Aalborg-området foreligger, og
- for enheden hos Vestkraft
udover effektsituationen, tilstanden af Vestkrafts eksisterende produktionsanlæg.

Inden endelig godkendelse i ELSAMS bestyrelse af de respektive idriftsættelsestidspunkter kan ske, skal der foreligge budgetter for produktionsanlæg og tilhørende havnefaciliteter samt en redegørelse for besejlingsforholdene.

Hoveddata for anlægget på Nordjyllandsværket:

Ydeevne:	kondensationsdrift:	ca. 350 MW netto, kontinuert
	udtagsdrift:	varmeudtag tilpasses varmebehovet
Anlægspris:	blokanlæg:	718 Mkr. (1979-pris)
	pladsomkostninger (excl.	
	fjernvarmetransmissionsledning):	137 Mkr. (1979-pris)

Hoveddata for anlægget i Esjerg:

Ydeevne:	kondensationsdrift:	ca. 350 MW netto, kontinuert
	udtagsdrift:	varmeudtag tilpasses varmebe- hovet
Anlægspris:	blokanlæg:	718 Mkr. (1979-pris)
	pladssomkostninger (excl. fjernvarmetransmissions- ledning):	84 Mkr. (1979-pris)

Ombygning til kulfyring

Af økonomiske årsager og i overensstemmelse med landets energipolitik ind-
stilles, at NE foretager projektering og ombygning af Vendsysselværkets
sektion 1 til kulfyring. På ELSAMs bestyrelsesmøde den 8.2.1980 godkendtes,
at NEFO starter myndighedsbehandling af ombygningssagen. Budgetsum for om-
bygningen er 90 Mkr. (ultimo 1979-pris) excl. kulplads og havneanlæg samt
projektering og tilsyn. Ombygningen incl. prøvedrift forventes gennemført
i perioden 1.4.1982 til 30.9.1982, forudsat at ordrer kan afgives senest
i august 1980.

NE vurderer, om ombygning til kulfyring af Vendsysselværkets sektion 2 kan
ske på basis af kulstøv opslemmet i olie. Er resultatet af denne under-
søgelse positiv, udvides undersøgelsen til også at omfatte andre rent olie-
fyrede anlæg. Hvis kulstøv opslemmet i olie ikke kan anvendes tages om-
bygningen af sektion 2 op til ny overvejelse.

Ombygning til kulfyring af Nordkrafts blok 1 har været undersøgt og vist sig
uhensigtsmæssig.

Havne og kullagre

De foretagne undersøgelser af brændselsforsyningen med kul har vist, at der
bliver et tvungende behov for at aflaste havnen ved Enstedværket. Der er
vurderet forskellige havneløsninger, og Sønderjyllands Højspændingsværk er
ved at vurdere mulighederne for at udvide havnen ved Enstedværket.

Undersøgelser tyder på, at man bedst opfylder målene med hensyn til forsyningssikkerhed, fleksibilitet, økonomi og brændselslagre ved etablering af en ny havn ved en kommende kraftværksplacering.

Det indstilles, at ELSAM i samarbejde med de berørte interessenter tager kontakt med myndighederne snarest for at få indpasset nye kraftværksplaceringer med tilhørende havneanlæg og evt. en ny kulhavn i Århus Øst havneprojektet i den landsdækkende havneplanlægning.

ELSAM arbejder videre sammen med henholdsvis FV og MK med ny byggeplads på N.Ø.Fyn, f.eks. på Risinge og ved Katholm syd for Grenå.

Det indstilles, at ELSAM i samarbejde med de enkelte interessenter iværksætter en undersøgelse af udvidelsesmulighederne for de eksisterende kullagre med henblik på en eventuel udvidelse af den samlede lagerkapacitet til 18 måneders normalt forbrug. Samtidig indstilles det, at det ved planlægningen af nye produktionsenheder forudsættes, at der reserveres arealer til kullagre med henblik på en sådan udvidelse.

Disse beslutninger har alene til formål at sikre fremtidige dispositionsmuligheder.

Der tages ikke herved stilling til konkrete projekter eller til en ændring af brændselsindkøbspolitikken.

Videreførelse af tidligere beslutninger

- Arbejdet med nye kraftvarmebyer fortsættes således, at kommunerne snarest kan færdiggøre delvarmeplaner henholdsvis varmeplaner. Det foreslås, at interessenterne indleder projektering og myndighedsbehandling efter godkendelse i ELSAMs bestyrelse i hvert enkelt tilfælde i de byer, hvor der opnås enighed mellem den pågældende interessent og den lokale myndighed, og naturligvis kun hvor dette er i overensstemmelse med de overordnede varmeplaner.

- Interessenterne foretager i samarbejde med ELSAM levetidsvurderinger på eksisterende kedel-, damplednings- og turbineanlæg.
- Der udarbejdes regler for afregning mellem den enkelte interessent og ELSAM for interessentejede modtryksanlæg.
- Forhandlingerne med NVE og Vattenfall om udvidelse af jævnstrømsforbindelserne og køb af effekt udover de med NVE allerede aftalte 250 MW videreføres.
- Arbejdet med nukleare anlæg videreføres i samarbejde med ELKRAFT med henblik på at kunne ordre det første nukleare anlæg, så snart de nødvendige beslutninger herom er truffet i folketinget.
- ELSAM fortsætter sammen med ELKRAFT i handelsministeriets og elværker-nes vindkraftprogram. Fase 1 afsluttes i 1980 med opførelsen af to 600 kW møller ved Nibe. Fase 2 med bl.a. måleprogram er forudset at løbe frem til 1981.
- Igangværende arbejde med forprojektering og myndighedsbehandling vedrørende ny 600 MW enhed på Enstedværket videreføres af SH.

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

4.1 Driftsmæssige forhold

På grundlag af udbygningsplanen i bilag 3.8 er der foretaget driftssimuleringer med de el- og varmebelastninger, som er vist i bilag 2.3 og 2.5. Brændselspriserne til driftssimuleringerne er regnet som cifpris an storhavn plus tillæg, hvor cif-prisen er taget som gennemsnit af de antagede priser fra 1980 til 90, og tillæggene indeholder administrationsomkostninger, vareafgifter og merfragt til de mindre havne.

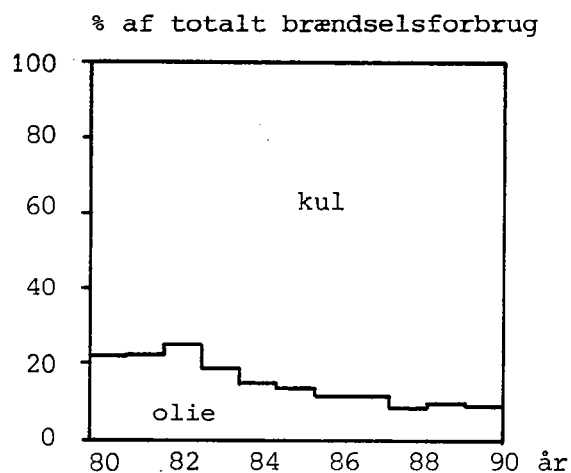
De gennemsnitlige cif-priser for kul og olie:

kul	8.85 kr./GJ
olie	22.10 kr./GJ

Resultaterne af driftssimuleringerne fremgår af bilag 4.1.

Brændselsforbrug, bilag 4.1 side 1

Det totale brændselsforbrug er angivet i bilagene. Den procentvise fordeling er angivet i nedenstående figur



Figur 4.1. Brændselsforbrug i % af det årlige forbrug fordelt på brændselstyper.

Det årlige olieforbrug i slutningen af 80'erne er nogenlunde konstant, hvorimod oliens procentvise andel er faldende fra ca. 25% i 1982 til ca. 10% i 1990. Ved beregningerne er NEFOs blok 1 antaget ombygget til kulfyring i 1983. Olieandelen af brændselsforbruget vil ikke forsvinde helt ved en udbygning med kulfyrede enheder, idet de normalt kræver oliestøttefyr i de lavere lastområder. Endvidere kan de fleste kulfyrede enheder fortsætte driften med hel eller delvis oliefyring ved havari af kulfyringsdelen. Det gennemsnitlige olieforbrug for nyere kulfyrede enheder ligger omkring 5% (energimæssigt).

år		1979	1980	1983	1986	1989
produktion: el	TWh	10.8	13.6	16.5	19.7	23.0
- : varme	PJ	18.1	18.3	25.8	44.1	45.8
brændselsforbrug:	PJ	115.5	142.1	173.0	211.2	241.4
- heraf olie :	PJ	42.7	30.6	32.7	25.4	24.1
- heraf kul :	PJ	72.8	111.5	140.3	185.8	217.3
termisk virkningsgrad %		49.4	47.3	49.2	54.5	53.3
netto elimport	TWh	1.8	-	-	-	-

Af tabellen fremgår det, at olieandelen falder stærkt fra 1979 til 1980. Dette skyldes ombygningen på FV, idrifttagningen af EV3 samt den øgede prisforskel mellem olie og kul.

Driftstimer, bilag 4.1, side 3 og 4

Den øgede prisforskel mellem olie og kul bevirker endvidere, at nogle af de ældre kulfyrede anlæg får et stort antal årlige driftstimer. En anstrengt effektsituation gennem en årrække påvirker ligeledes det gennemsnitlige antal driftstimer for anlæggene.

I figur 4.2 er aldersfordelingen af turbineanlæggene vist. Ca. 5% af anlæggene havde et driftstimetalt større end 100 000 timer pr. 1.1.1978.

For 1985 og 1990 er det tilsvarende tal ca. 30%.

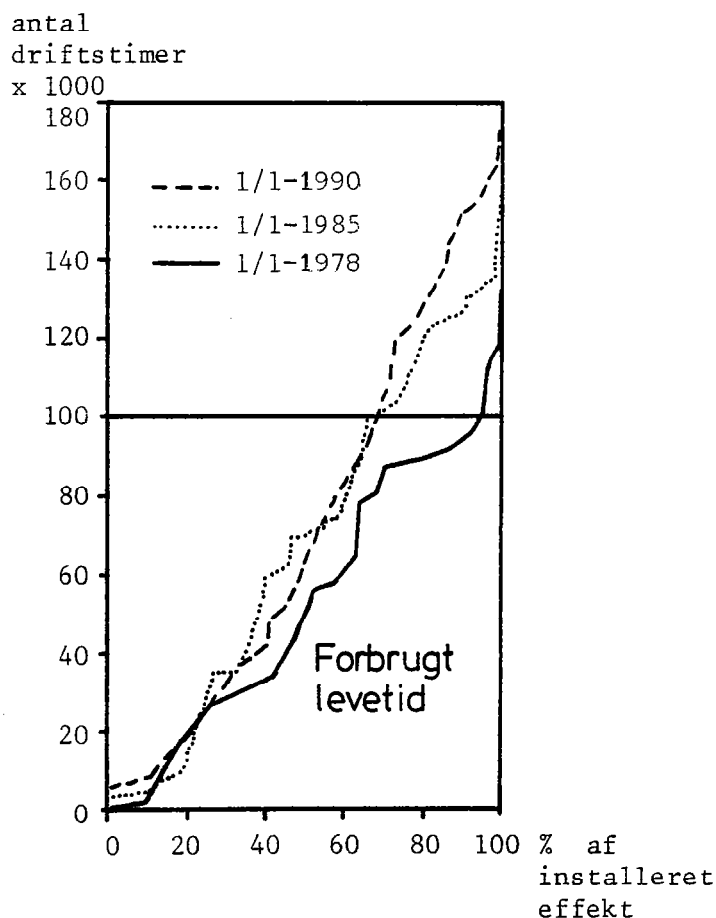


Fig. 4.2 Aldersfordelingen af produktionsenhederne.
Aldersfordelingen angives som den del af den installerede effekt, hvis driftstimeantal er mindre end et givet antal timer.

Reserveeffekt, bilag 4.1, side 7

Med den givne elprognose og givne udbygningsplan er det årlige antal timer med behov for effektstøtte fra udlandet stigende frem til 1982 i takt med den faldende reserveprocent. Efter 1982, hvor reserveprocenten er omkring 20%, er det årlige antal timer med effektunderskud ca. 250 timer (+ 100).

Marginalpriser, bilag 4.1, side 2

Variationen af marginalpriserne over døgnet er forholdsvis stor i begyndelsen af 80'erne, hvorimod den bliver mindre, efterhånden som størstedelen af produktionsenhederne er kulfyrede højøkonomiske anlæg.

Døgnudjævning, bilag 4.1, side 5

Norgeskontrakten anvendes hovedsagelig til udjævning af belastningskurvens døgnvariation. Med stigende belastning er den nuværende kontrakt ikke tilstrækkelig.

Driften af de nye decentrale modtryksværker med varmeakkumulator tænkes placeret under døgnets spidslastperiode om sommeren^o, hvor der kun er varmebelastning til ca. 8 timers maksimal produktion.

Reguleringsforhold, bilag 4.1, side 6

Kravet til reguleringsevnen er forskelligt for de enkelte enheder, og det varierer med belastningen. De mindre kulfyrede enheder uden varme-
produktion får mange starter, hvorimod de tilsvarende anlæg med varme-
produktion i stedet reguleres ned om natten.

Sammenlignes en kulfyret blok med en tilsvarende oliefyret, er forskellen, at den kulfyrede kører på teknisk maksimum om dagen og reguleres ned om natten, og den oliefyrede kører på teknisk minimum bortset fra spidslastperioderne, hvor der reguleres kraftigt.

Tilgangen af nye grundlastenheder sammen med den øgede belastning, giver et større reguleringsarbejde til de eksisterende enheder.

Miljøbelastning, bilag 4.1, side 8

Miljøbelastningerne fra den konventionelle produktion stiger med den øgede belastning.

år	miljøbelastninger i tusind tons pr. år		
	1980	1985	1990
aske	590	900	1210
CO ₂	13300	18800	24200
SO ₂	125	160	195
NO _x	67	97	127

Det er muligt at reducere mængden af SO₂ ved installering af afsvovlingsanlæg. Men samtidig reduceres virkningsgraden af produktionsanlægget.

4.2 Investeringer

En investeringsoversigt bør omfatte investeringer til

- besluttede anlæg
- ombygninger til kulfyring
- fremtidige produktionsanlæg
- havneudbygninger
- netanlæg (herunder jævnstrømsforbindelser)

Da denne udvidelsesplan ikke indeholder indstillinger vedr. havneudbygning eller indstillinger vedr. kapacitetsudbygning efter 1982 er der ikke fundet grundlag for opstilling af en investeringsoversigt.

Følgende tabel viser investeringerne for besluttede nye enheder og ombygninger til kulfyring.

	MW	Mkr.	Prisbasis	I drift
Nye enheder:				
Herning	87	307	1.1.1980	1982
MKS 3	350	903	Medio 1978	1983*)
MKS 4	350	657	- " -	1984
Ombygning til kulfyring:				
SVB 2	(269)	118	Ultimo 1978	1980
NEV 1	(133)	90	Ultimo 1979	1982

*) se bemærkning side 24-25.

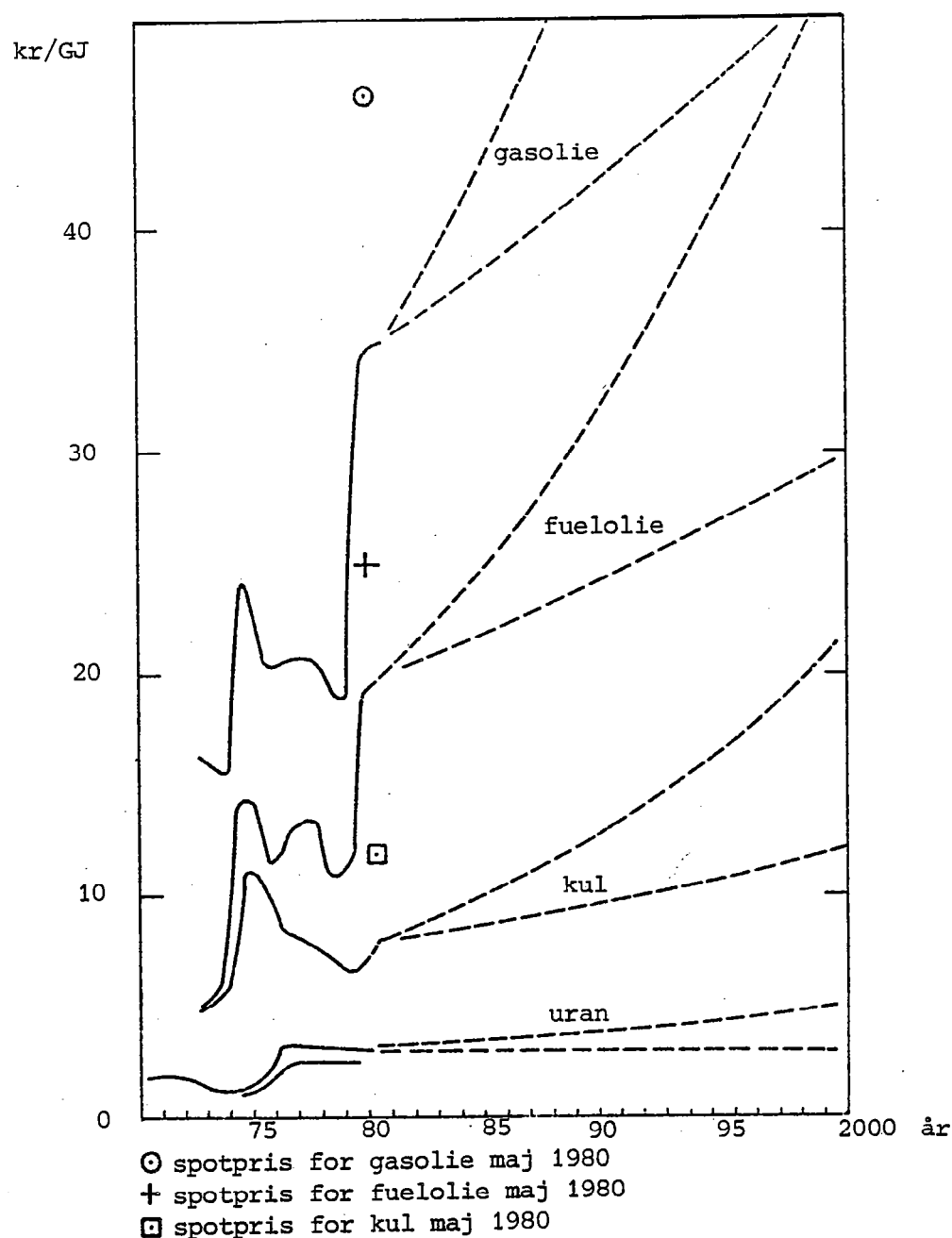
4.3 Behov for projekteringspersonale

Behovet for personale til projektering af den kommende udbygning vurderes bl.a. af et ELSAM-udvalg (ressourceudvalget). Dette udvalg har behandlet udvidelsesplan 1979 og bl.a. påvist, at projekteringsarbejdet med de centrale modtrykssværker kan blive ret belastende.

Vurderingen af konsekvenserne af denne udvidelsesplan vil ske i ressourceudvalget. Personalebehovet behandles derfor ikke nærmere i denne udvidelsesplan.

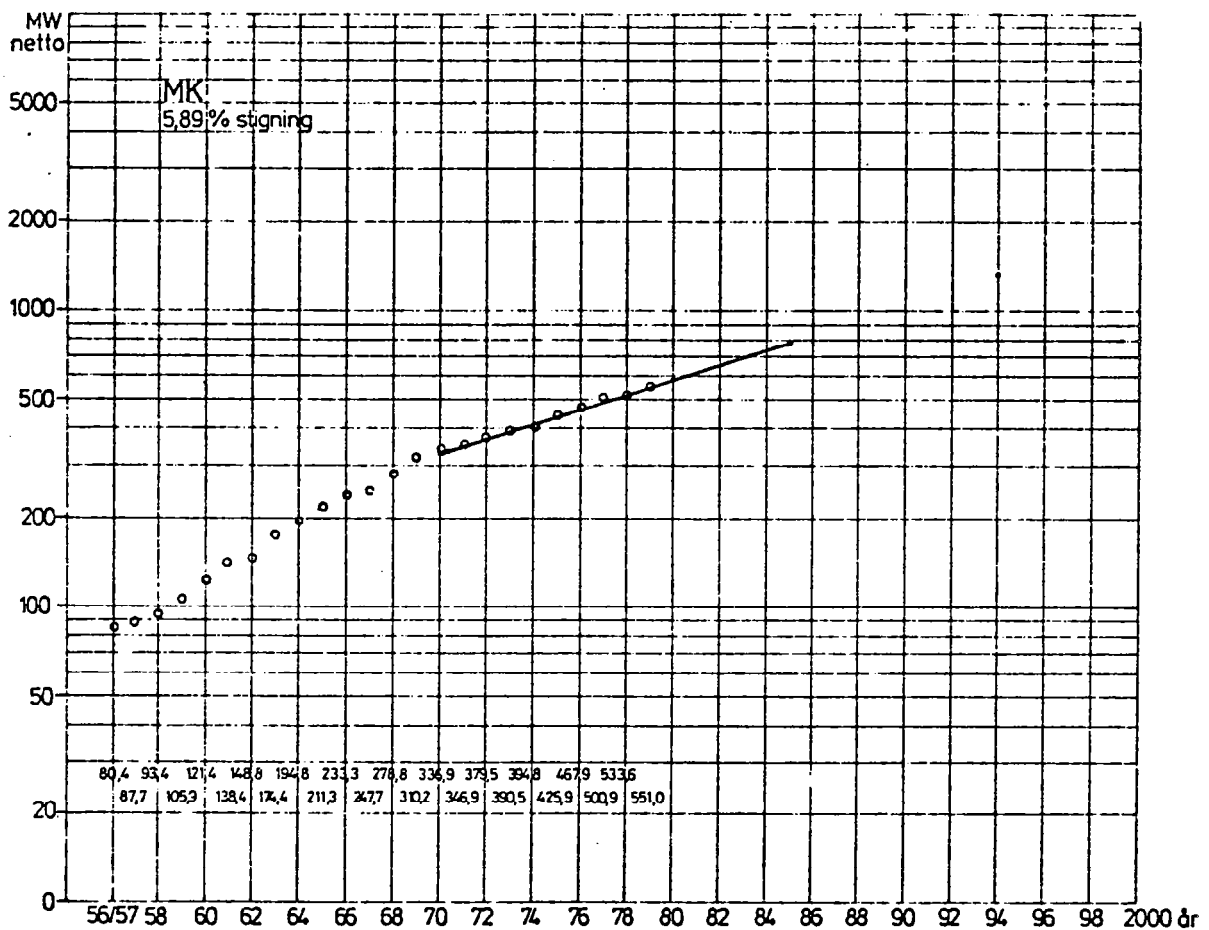
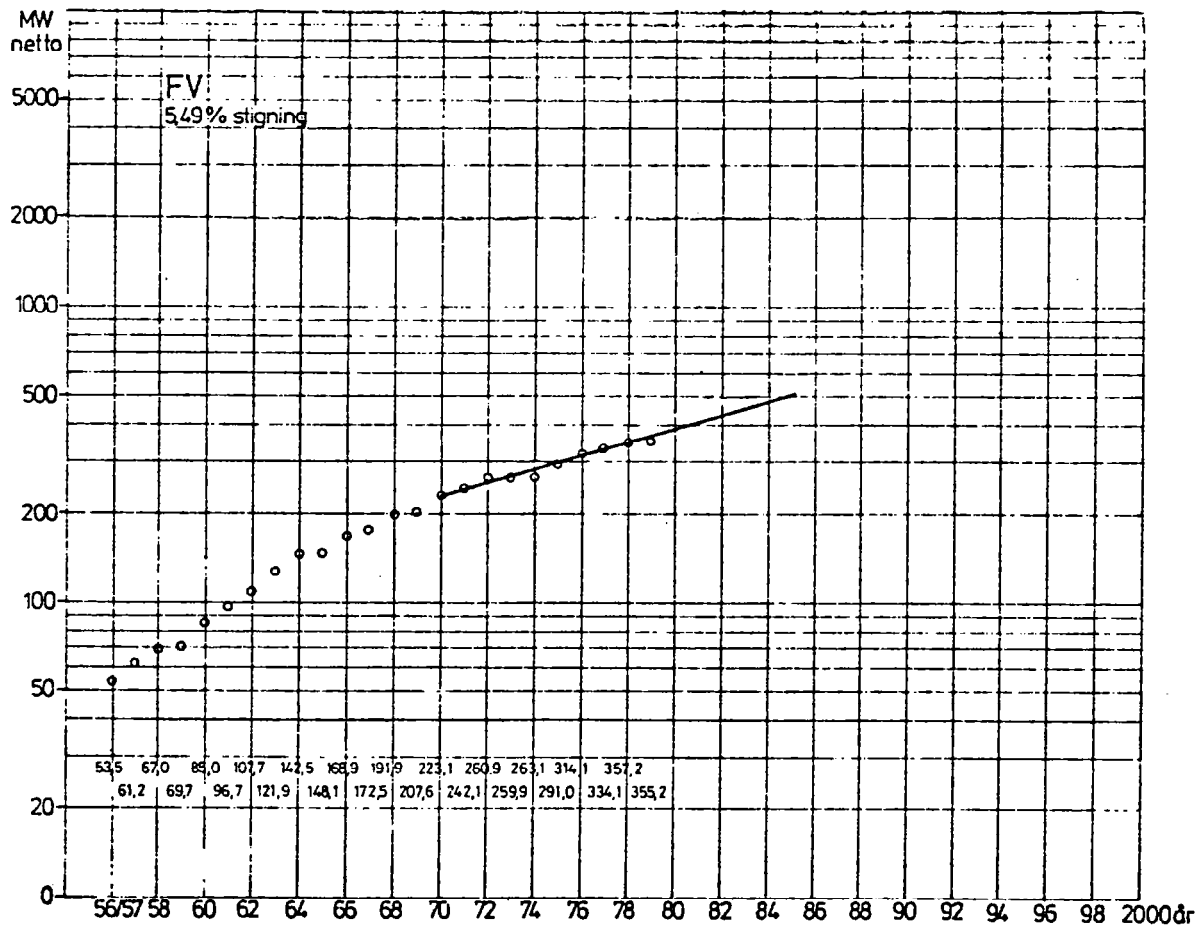
Litteraturhenvisninger

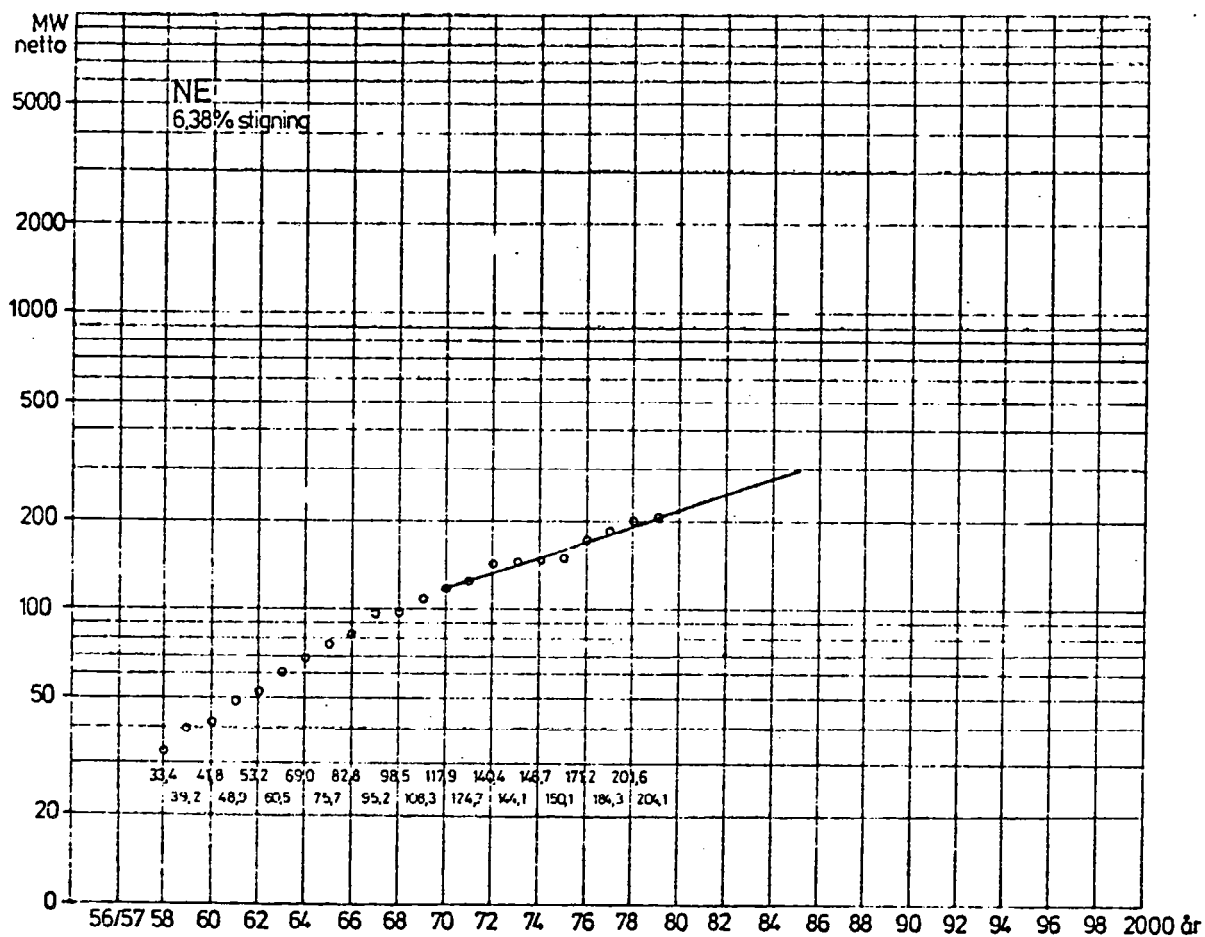
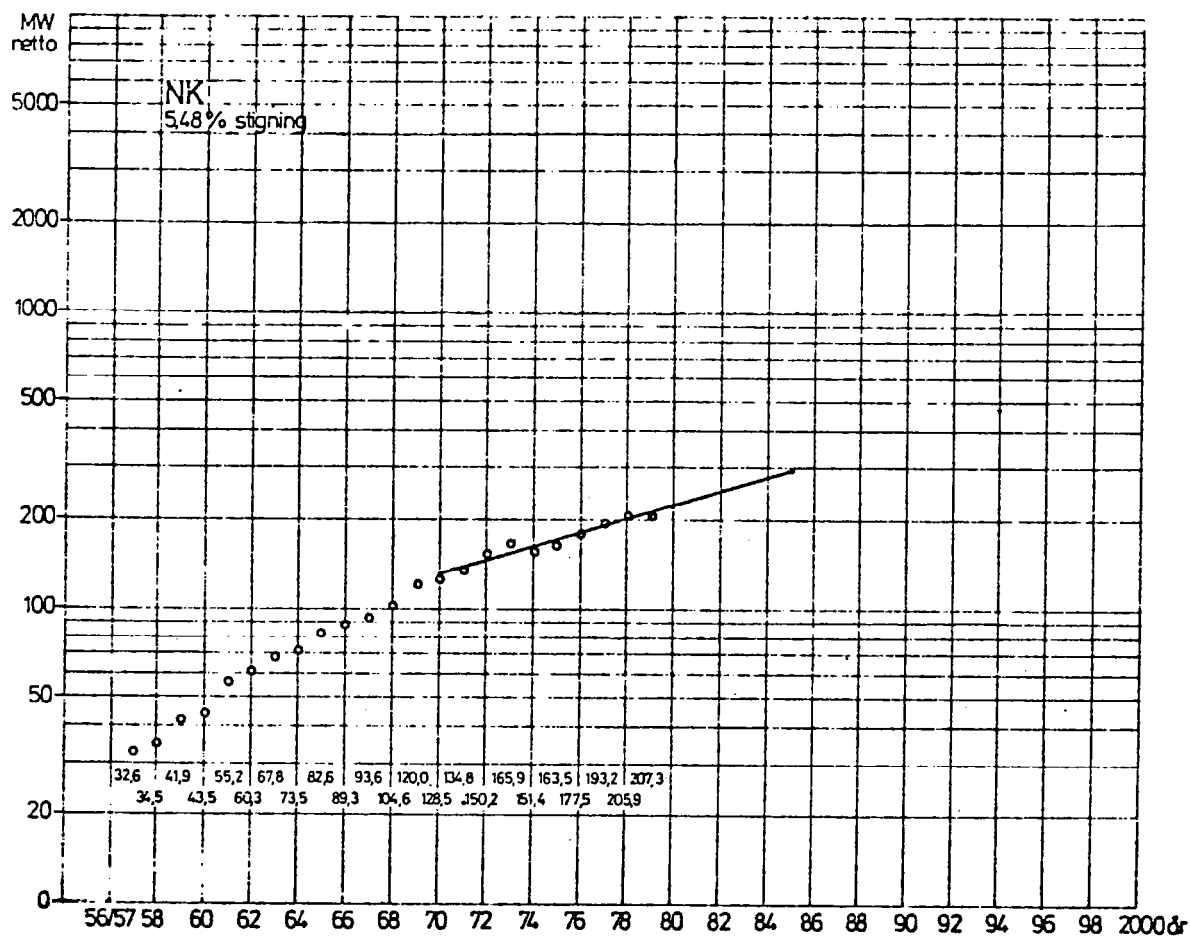
1. Forsyningsmuligheder for kraftværkskul i 80'erne,
ELSAM, oktober 1978
2. Energipolitisk Redegørelse,
Handelsministeriet, marts 1979
3. Koordineret kraftvarmeudbygning, KKIII,
Danske Elværkers Forening, juni 1977
4. Elvarme i den fremtidige energiforsyning,
DEF oktober 1979

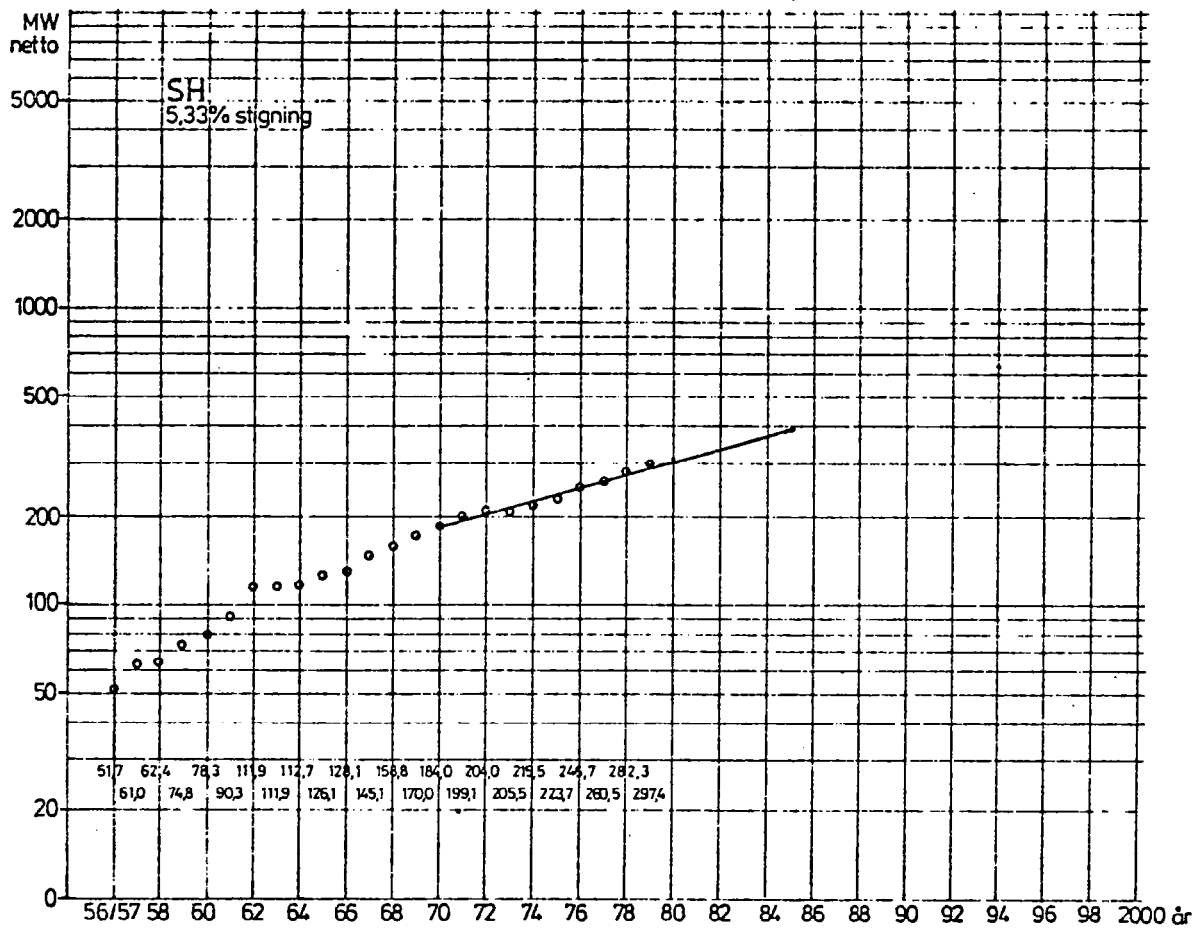
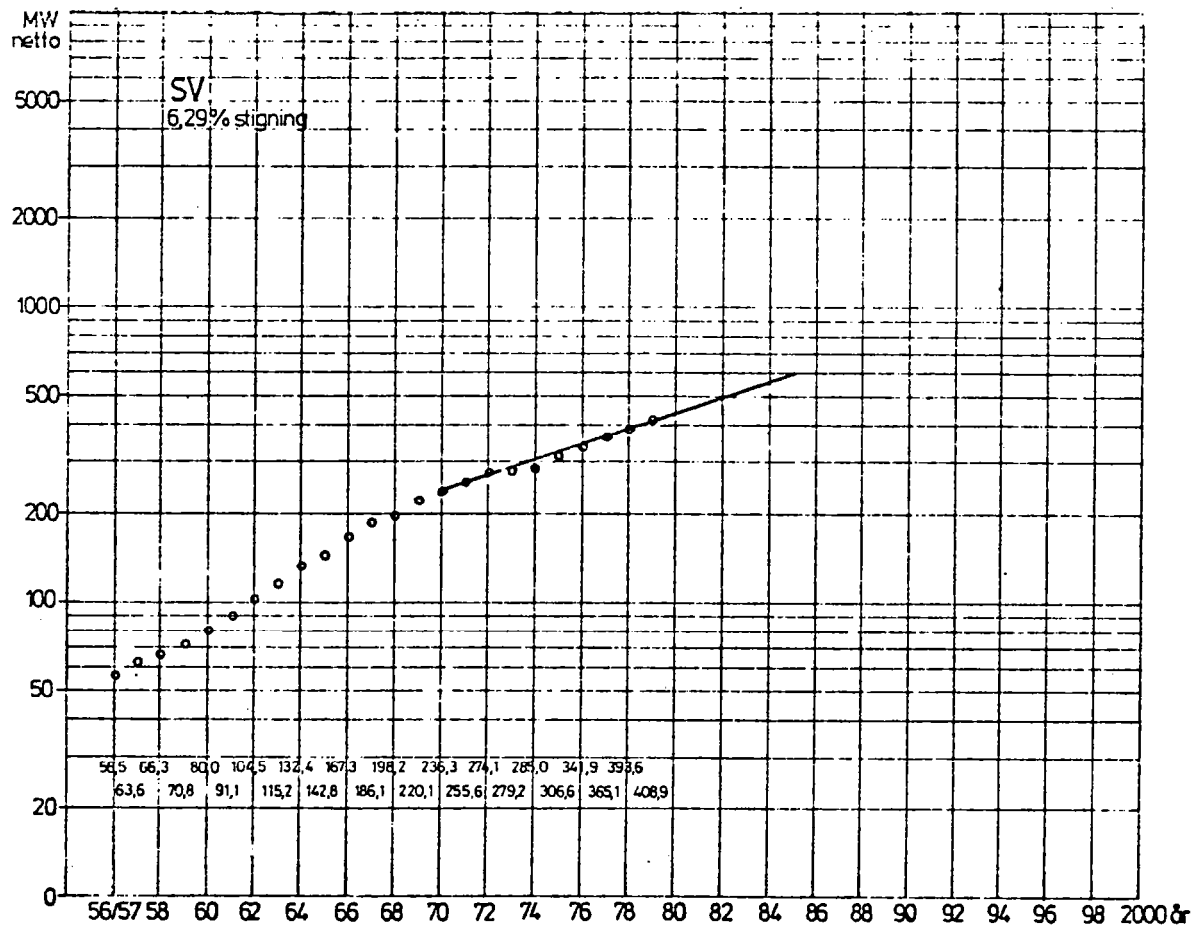
Brandselsprisprognose pr. 27.11.1979

Kul og olie: cif.-priser an storhavn /excl. drift og vedligeholdelse af losse- og håndteringsudstyr, flyveaske håndtering, havneudgifter og fragt fra storhavn til kraftværk.
 Øvre kurve angiver 5% årlig stigning i br. pris
 Nedre - - - 2% - - - -

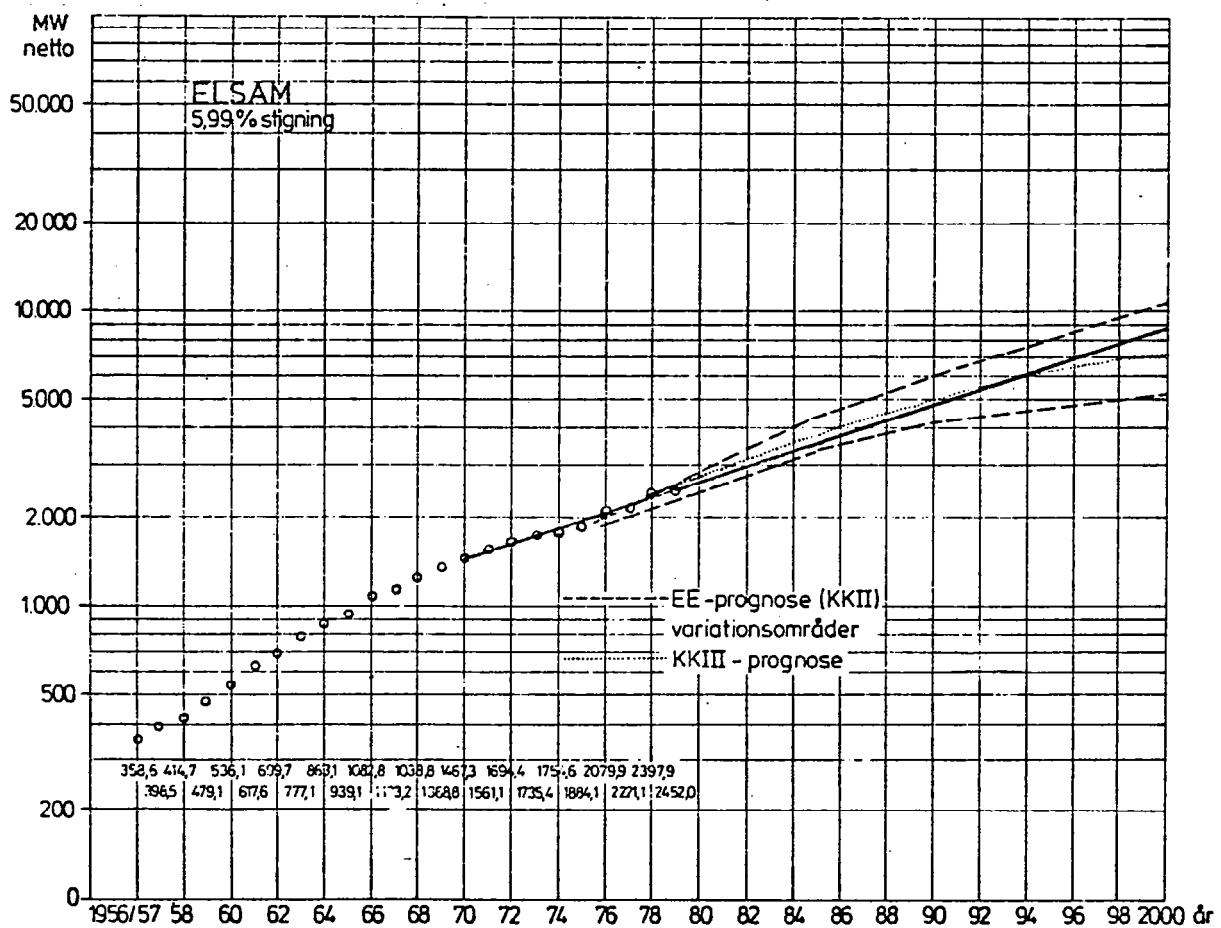
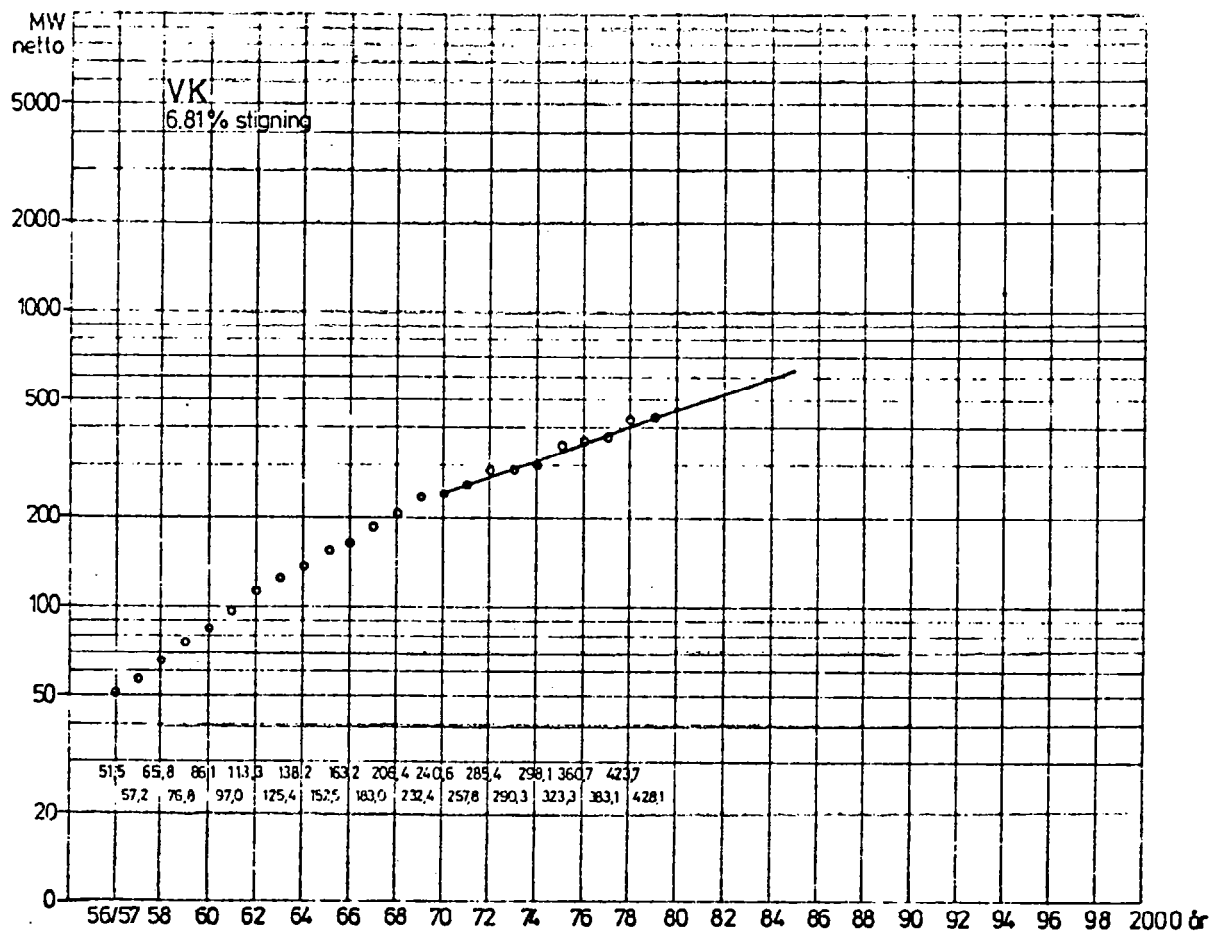
Uran: Total marginalpris incl. råuran, berigning, fabrikation og affaldsdeponering.



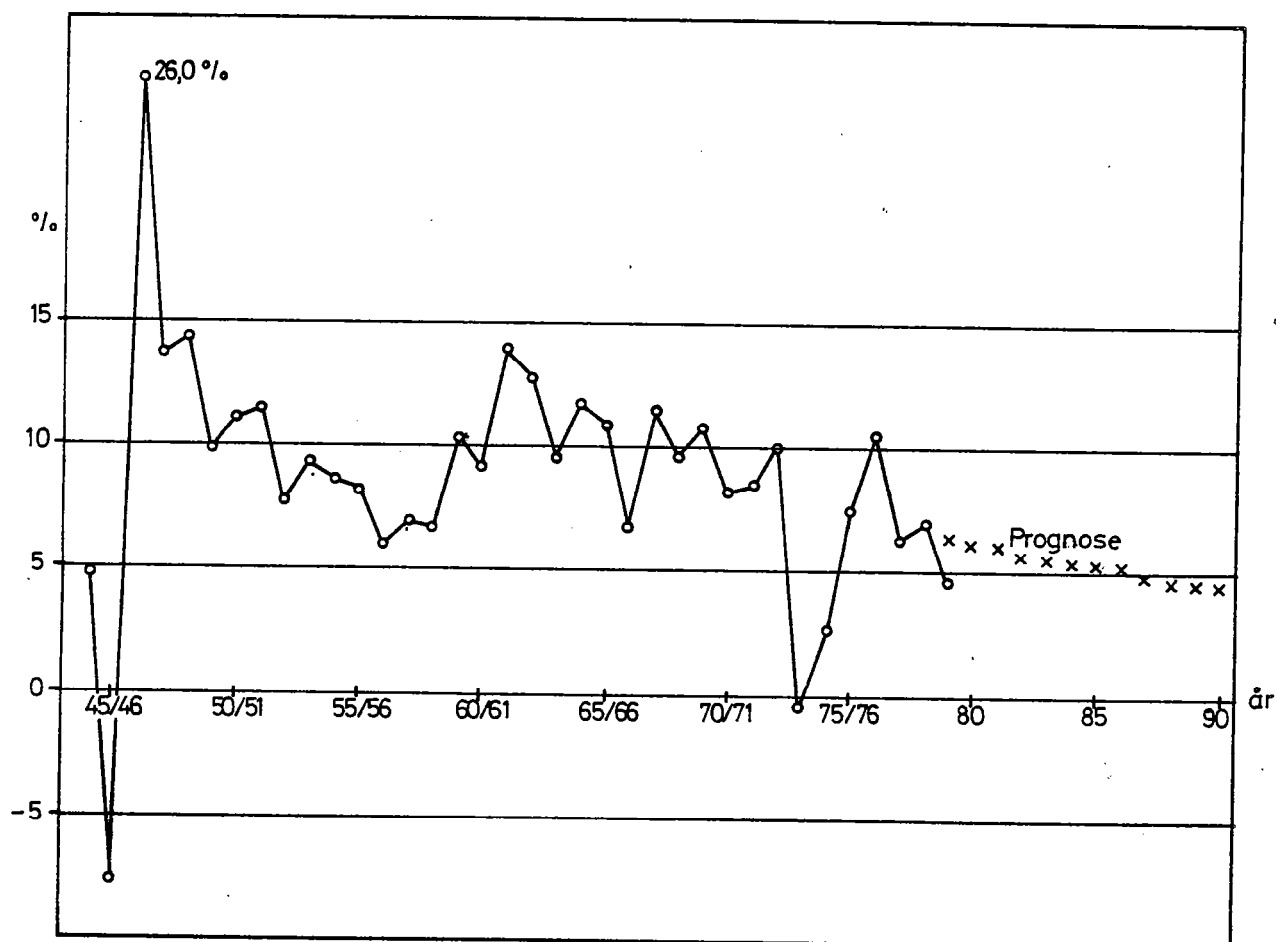




ELSAM - max. (elektrisk)

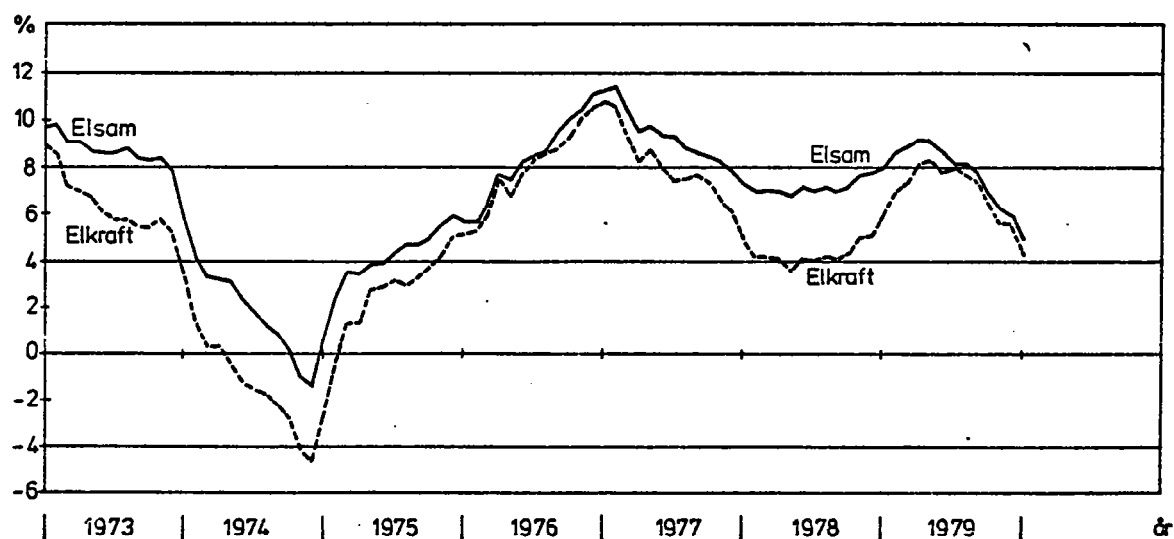


Årlig procentisk stigning i elforbrug
Hele landet



Indtil 1975/76 er værdierne for regnskabsåret 1/4 - 31/3, fra 1976 følger værdierne kalenderåret.

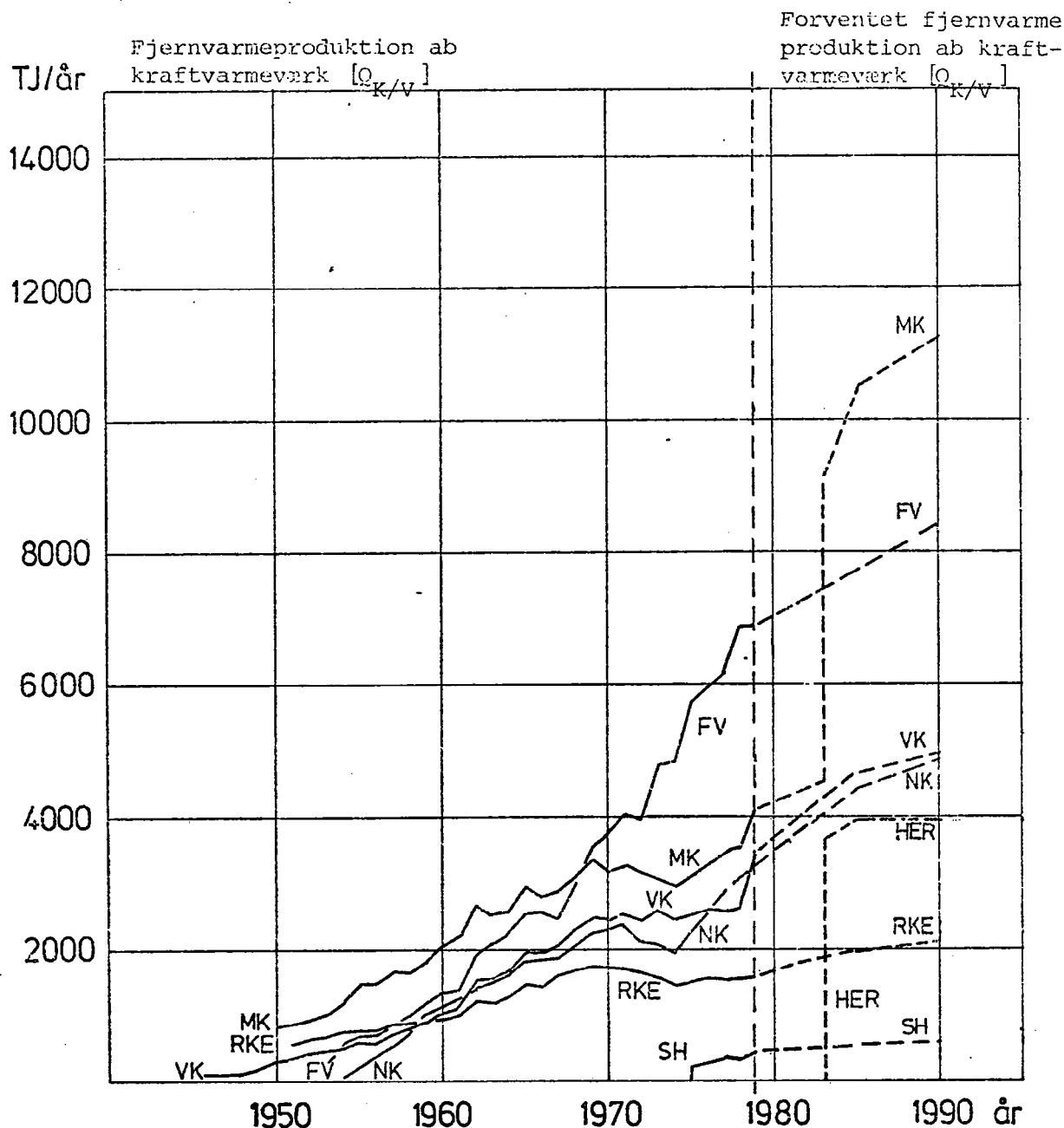
Procentvis stigning i 12-måneders elforbrug.



Prognoser for elforbrug (TWh) og maksimal belastning (MW) af værk i kalenderåret for ELSAM og ELKRAFT samt hele landet for perioden 1979-2000

År	ELSAM			ELKRAFT (inkl. Bornholm)			Hele landet		
	Maks. belastning MW	Elforbrug af værk TWh	Stigning %	Maks. belastning MW	Elforbrug af værk TWh	Stigning %	Maks. belastning MW	Elforbrug af værk TWh	Stigning %
1979	2595	12.70	7.0	2370	11.27	5.1	4965	23.97	6.1
1980	2775	13.60	6.8	2490	11.84	4.7	5265	25.44	5.9
1981	2965	14.55	6.7	2600	12.40	4.4	5565	26.95	5.6
1982	3165	15.50	6.5	2710	12.95	4.4	5875	28.45	5.5
1983	3370	16.50	6.3	2830	13.52	4.2	6200	30.02	5.4
1984	3580	17.55	6.1	2950	14.09	4.8	6530	31.64	5.4
1985	3795	18.60	5.9	3085	14.76	4.3	6880	33.36	5.2
1986	4020	19.70	5.7	3215	15.40	4.0	7235	35.10	4.9
1987	4250	20.80	5.5	3345	16.02	3.7	7595	36.82	4.7
1988	4480	21.95	5.3	3465	16.61	3.6	7945	38.56	4.5
1989	4720	23.10	5.1	3590	17.20	3.5	8310	40.30	4.5
1990	4955	24.30	4.8	3710	17.80	3.4	8665	42.10	4.2
1991	5195	25.45	4.6	3840	18.40	3.3	9035	43.85	4.1
1992	5435	26.65	4.4	3960	19.00	3.2	9395	45.65	3.8
1993	5675	27.80	4.2	4080	19.60	3.1	9755	47.40	3.8
1994	5915	29.00	4.0	4210	20.20	3.0	10125	49.20	3.6
1995	6150	30.15	3.8	4330	20.80	2.9	10480	50.95	3.3
1996	6380	31.25	3.6	4460	21.40	2.8	10840	52.65	3.3
1997	6610	32.40	3.4	4580	22.00	2.7	11190	54.40	3.1
1998	6835	33.50	3.2	4710	22.60	2.7	11545	56.10	2.9
1999	7050	34.55	3.0	4830	23.20	2.6	11880	57.75	2.9
2000	7265	35.60		4960	23.80		12225	59.40	

Fjernvarmeproduktion af kraftværk



Varmelevering af værk (TJ/år):

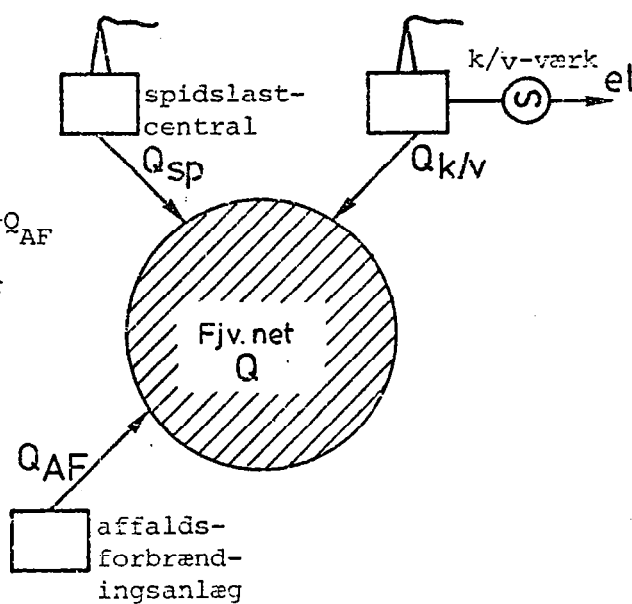
kraftvarmeværker	: $Q_{k/v}$
spidslastcentraler	: Q_{sp}
affaldsforbrænding	: Q_{AF}
ialt (prognose)	: $Q = Q_{k/v} + Q_{sp} + Q_{AF}$

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

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

Varme fra spidslastcentraler

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



UP 80

Belastningsgrundlag for kraftvarmeverker,

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

år	TJ/år									
	FV	Herning**	MKA	MKS	NK	Randers	SH	VK	Mulige k/v-byer	Total
80	7050	(3183)	4333		4017	1880	691	3931	-	21902
81	7190	(3341)	4409		4139	1914	709	4171	-	22532
82	7329	(3500)	4480		4545	1949	724	4410	-	23437
83	7468	3660	4555	5047*	4637	1984	741	4650	-	32742
84	7608	3818	4626	5780	4725	2020	758	4890	-	34225
85	7746	3977	4702	6513	4820	2056	775	5129	12377	48095
86	7924	3977	4773	7246	4904	2092	787	5206	12597	49506
87	8101	3977	4790	7388	4990	2128	797	5284	12817	50261
88	8280	3977	4811	7530	5077	2165	810	5359	13038	51047
89	8458	3977		12500	5165	2202	820	5435	13258	51815
1990	8635	3977		12655	5255	2240	832	5512	13478	52584
91	8813	3977		12822	5347	2268	842	5590	13647	53306
92	8992	3977		12981	5440	2296	854	5666	13828	54034
93	9169	3977		13141	5535	2324	866	5741	13997	54750
94	9347	3977		13304	5632	2353	877	5818	14165	55473
95	9524	3977		13463	5730	2382	888	5896	14334	56204
96	9703	3977		13463	5784	2402	899	5972	14463	56663
97	9881	3977		13463	5839	2422	910	6048	14580	57120
98	10058	3977		13463	5893	2442	923	6124	14710	57590
99	10236	3977		13463	5948	2462	933	6201	14826	58046
2000	10415	3977		13463	6002	2483	945	6278	14943	58506

* Værdien for MKS i 1983 er skønnet - MKS3 er idrift i nogle måneder

** Herning bliver k/v-by i 1983

Der regnes med en benyttelsestid på 3600 h af maksimalbelastningen

Bilag 3.1

UP80
RISØM. Data for eksisterende og beslittede kraftværksanlæg.

Værk	Enhed	Periode		Effekt		Fjernvarme			Brandol				Vedligeholdelse		drift	driftstimer indtalt 1980-01-01					
		1. drifts-år	2. drifts-år	tekn. min. MW	elmax. v.fly. MW	max. MW	C _m MJ/s	C _v MJ/s	bedr. punkt MJ/kWh	korr. fakt. p.u.	forbr. v. tekn. min. GJ/h	startomk. varm. kold GJ	kul. alle max. %	forventet kulandel %			AT MW-år	kulf. AT MJ/MWh	olief. AT MJ/MWh		
FVØ	1	53	87	38	13	30	35	0.410	0.206	13.69	190	262	419	67	0	100	0	0	1.0	0.18	115475
	2	53	87	38	13	30	35	0.410	0.206	13.69	190	262	419	67	0	100	0	0	1.0	0.18	115773
	3	61	95	73	32	58	99	0.438	0.152	9.60	377	377	428	89	100	80	0	0.7	0.24	106332	
	4	68	97	195	63	177	233	0.562	0.077	9.63	687	419	733	458	100	90	0	0.4	0.18	73942	
	5	74	03	269	50	233	279	0.622	0.1682	9.04	569	837	837	632	100	90	0	0.4	0.17	20938	
	6			613																	237.5
MKA	8	53	87	204	4	-	52	0.258	0.129	13.57	110	17	63	18	100	0	100	0	1.3	0.40	136251
	9	60	90	70	12	58	93	0.430	0.129	10.17	170	327	959	123	100	40	90	0	0.7	0.25	113447
	10	65	90	70	12	58	93	0.430	0.129	10.17	170	327	959	123	100	40	90	0	0.5	0.25	101862
	1	68	98	101	30	-	-	-	8.67	1.04	309	293	649	357	100	100	95	0	0.7	0.19	78949
	2	72	06	263	50	-	-	-	8.83	1.00	532	481	984	618	0	100	0	0.4	0.4	0.07	44219
	3	83	12	350	70	250	484	0.516	0.206	9.00	720	1458	2917	823	100	100	95	0	0.3	0.16	-
RUC	4	84	13	350	70	250	484	0.516	0.206	9.00	720	1458	2917	823	100	100	95	0	0.3	0.16	-
	5	83	17	45	5	45	105	0.430	-	13.83	69	-	79	100	0	100	0	1.5	0.25	-	75
	6			1320																-	-
NEV	1	66	0	130+3	32	-	-	-	9.21	1.00	343	670	1214	306	0	100	0	0	0.5	0.10	88716
	2	77	11	295+10	60	-	-	-	8.79	1.00	695	837	1256	693	0	100	0	0	0.3	0.06	14488
MKA	3	50	84	29	9	-	-	-	12.23	1.05	141	147	167	51	100	35	90	0	1.1	0.34	114590
	4	54	88	29	9	-	-	-	12.23	1.05	141	147	167	51	100	35	90	0	1.1	0.34	78769
	5	58	92	41	14	30	70	0.430	0.129	10.76	183	167	188	72	85	60	80	0.9	0.29	97590	
	6	62	94	69	15	57	116	0.430	0.097	10.89	257	230	251	121	85	60	80	0.7	0.25	95386	
	7	63	07	269	55	231	267	0.638	0.133	8.79	733	837	1047	632	0	100	0	0.4	0.4	0.07	42866
	8			437																-	-
	1	51	85	31	13	-	-	-	15.57	1.00	209	84	299	54	0	100	0	0	1.1	0.20	54843
	2	51	85	31	13	-	-	-	15.57	1.00	209	84	299	54	0	100	0	0	1.1	0.20	56381
SVS	3	55	89	59	13	-	-	-	14.03	1.00	293	167	481	103	100	0	100	0	0.8	0.30	123019
	11	64	93	102	40	-	-	-	8.98	1.00	390	314	837	240	100	100	90	0	0.6	0.21	110335
	21	71	05	269	55	-	-	-	8.90	1.00	561	502	1193	632	0	100	95	0	0.4	0.17	41084
				492																-	-
SNA	5	49	83	58	5	-	-	-	14.36	1.00	84	88	260	102	0	100	0	0	0.8	0.14	103707
	6	58	92	57	14	-	-	-	12.14	1.04	205	193	775	134	0	100	99	0	0.8	0.28	94053
	7	65	93	144	36	81	62	0.430	0.155	9.46	394	377	1486	338	100	70	99	0.5	0.20	109688	
	3	79	08	305	75	285	129	0.430	0.155	8.92	749	1271	2542	717	100	100	95	0.3	0.16	1668	
	3	50	84	17	6	7	37	7	15.15	1.05	109	63	251	30	100	0	100	1.5	0.44	60357	
	4	53	87	34	6	7	74	7	15.15	1.05	138	126	481	60	100	0	100	1.0	0.36	90207	
	5	58	92	57	8	50	70	0.430	0.100	11.55	134	167	649	100	100	0	100	0.8	0.28	95197	
HERN.	5	65	94	125	35	102	163	0.602	0.141	9.76	431	293	1151	294	96	91	90	0.5	0.21	99055	
	7	69	98	244+13	50	216	186	0.645	0.141	8.79	557	481	1968	573	100	93	95	0.4	0.17	60215	
	1	83	17	564+13	24	67	174	0.500	-	11.84	385	335	837	152	100	100	95	2.2	0.22	237.5	
																				50	
FALLES	1	76	10	25	1	-	-	-	11.51	1.00	13	11	11	44	0	100	0	0	1.2	-	3.1
	2	77	92	125	125	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
NORGE	1	76	92	125	125	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
	2	77	92	250	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
TALT	1			4716	4716	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
	2			4716	4716	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55

1) enheden er blevet nedskrevet

2) ved effektbegrænsning er Q₀ 0.129 (egnet indfyrring)

3) kedlen er fra 1968

4) 42 MW turbine med kedelbegrænsning

5) søbygges til kulfyrring

6) kan ikke drives rent oliefyret, heller ikke ved dallant

7) specialolie

8) fjernvarmeproduktion uden forbrænet

Kilder: Seneste lastfordelingsdata
"de grønne notater".

- 5) udfyldes til kulfyldning
6) kan ikke drives rent oliefyret, heller ikke ved delfast
7) specialolie
8) fjernvarmeproduktion uden fortrinnet
9) verdi ved ren kulfyldning
10) sidste driftstimer er ændret, da antal driftstimer overstiger 180000 timer i driftsimuleringerne.

660465: 1275

0 og forb. 1106

Oversigt over aktuelle anlægstyper

	Brændsel			Brændsels-udnyttelse		Kontraktpris (prisniveau medio 1979) kr/kW		Drift & vedligeholdelsesudg. øre/kWh	Byggetid år	Erfaring*	Elprod. uden fjernvarme
	Kul	Olje	Total	Heraf el	Ny plads	Eks. plads					
600 MW kul/oliefyret anlæg uden fjernvarme	x	x	41	41	2466	1925	1,1	6-7	3	ja	
600 MW kul/oliefyret anlæg med fjernvarme (ca. 700 MJ/s)	x	x	*** 90	*** 34	2495	1954	1,1	6-7	2	ja	
350 MW kul/oliefyret anlæg uden fjernvarme	x	x	41	41	2590	2140	1,4	6-7	3	ja	
350 MW kul/oliefyret anlæg med fjernvarme (ca. 350 MJ/s)	x	x	*** 90	*** 34	2635	2185	1,4	6-7	3	ja	
80 MW kul/oliefyret modtryksanlæg	x	x	85-90	-	3100		3,2	5-5½	2	nej	
80 MW gasturbineanlæg med fjernvarme		x (gas-olie)	75-80	30	1500		1,8	4	2	ja	
17 MW kul/oliefyret modtryksanlæg varme ca. 46,5 MJ/s	**** x		92	-	3210		2,5	2-3	1	nej	
12 MW diesel-vand-kraftvarmeværk		x	78-80	39	3435		5,8	2-3	1	(ja)	
8 MW kul/oliefyret modtryksværk varme ca. 23 MJ/s	**** x		90	-	5-7000		?	2-3	1	nej	
290 MW gasturbineanlæg med luftmagasin (pumpekraft)		x (gas-olie)	30	30	1125			3½	1		

* I denne kolonne betyder: 3 omfattende og gode erfaringer
2 mindre omfattende erfaringer
1 begrænsede erfaringer

** For et 24 MW anlæg er drifts- og vedligeholdelsesudgifterne 3,7 øre/kWh

*** Disse procenter gælder den del af energi, der omsættes i modtryksproduktionen

**** Let brændselolie anvendes som startbrændsel

Oversigt over kullossekapaciteter og kul-og olielagerkapaciteter, 1980

Værk	Kranernes grab- størrelse		Gennemsnitlig lossekapacitet (1)	Gennemsnitlig ladnings- størrelse	Årlig tilførsel	Antal anløb	Lossetimer 1980	Lager- kapacitet	Tank- kapacitet
	netto	tons	tons/time	1000 tons	mio.t/år		timer/ år	kul (mio.t)	olie (1000 t)
FV	2 x 4,5 1 x 7,0		700	7,5 (pram)	1,2	160	1700	1.0	228
MKA	1 x 4,0		200	3,5	0,3	100	1600	0,1	15
MKS	2 x 6,0		600	35	0,3	10	600	0.5	184
NE	-		-	-	-	-	-	-	278
NK	2 x 4,5		250	3,5	0,2	60	800	0.1	240
SV	2 x 4,0		350	3,5	0,2	60	600	0,25	276
SH	2 x 10,5		900 (2)	90	3,0 (3)	35	3300	0.8 (4)	450 (5)
VK	2 x 7,5		700	25	1,0	40	1400	0.4	207

- 1) Inklusive tid til trimming af skibet
- 2) Baseret på erfaringerne i indkøringsperioden
- 3) Incl.NWK og kul til transit
- 4) Excl.NWKS andel
- 5) Excl.NWKS andel på 150 000 tons.

Havneforhold 1980

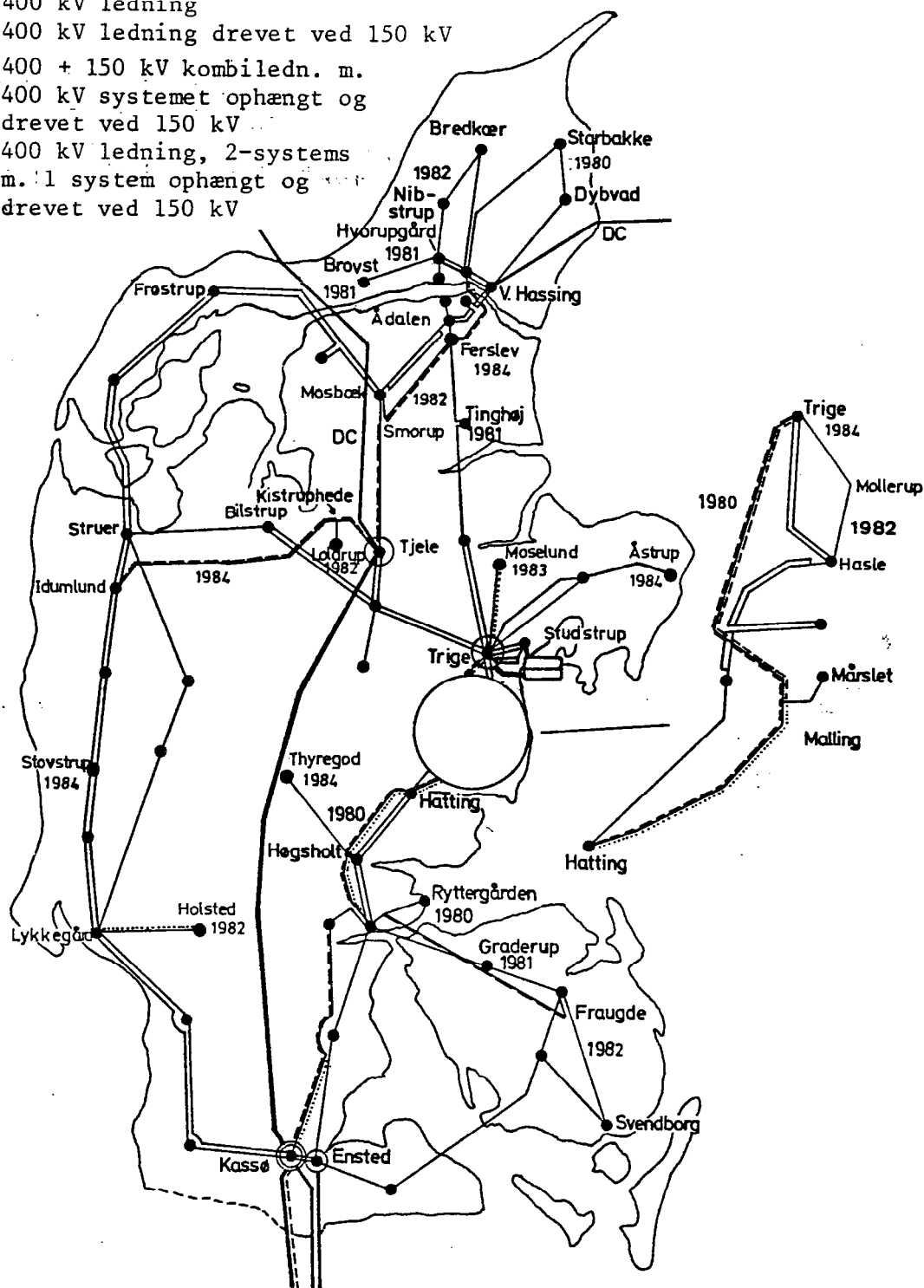
Kraft- værk	Max. dyb- gang for kulkib m	Max. dyb- gang for olieskib m	Max. ladningsstørrelse ved kulkaj		Max. ladningsstørrelse ved olieka/-pier		Samtidig løsning af kul og olie
			Fuldladet t	Partlastet ⁽¹⁾ til t	Fuldladet t	Partlastet ⁽¹⁾ til t	
FV	6,7	6,7	7.500 (pram)	-	5.500	-	ja
MKA	8,0	8,0	15.000	-	15.000		ja
MKS	10,7	10,0	35.000	45.000 (60.000)	25.000	40.000 (60.000)	nej
NE	-	8,5	-	-	12.000	40.000 (100.000)	-
NK	7,3	8,5	5.500 ⁽²⁾	-	12.000	40.000 (100.000)	ja
SV	7,0	11,6	5.500 ⁽²⁾	-	50.000	70.000 (100.000)	ja
SH	15,0	17,0	100.000	110.000 (120.000)	150.000		ja
VK	9,5	9,5	20.000	30.000 (50.000)	20.000	30.000 (50.000)	nej

(1) Skibsstørrelsen er angivet i parentes.

(2) Endvidere kan havnen anløbes af prammene (7.500 t).

Planlagt netudvikling indtil 1984

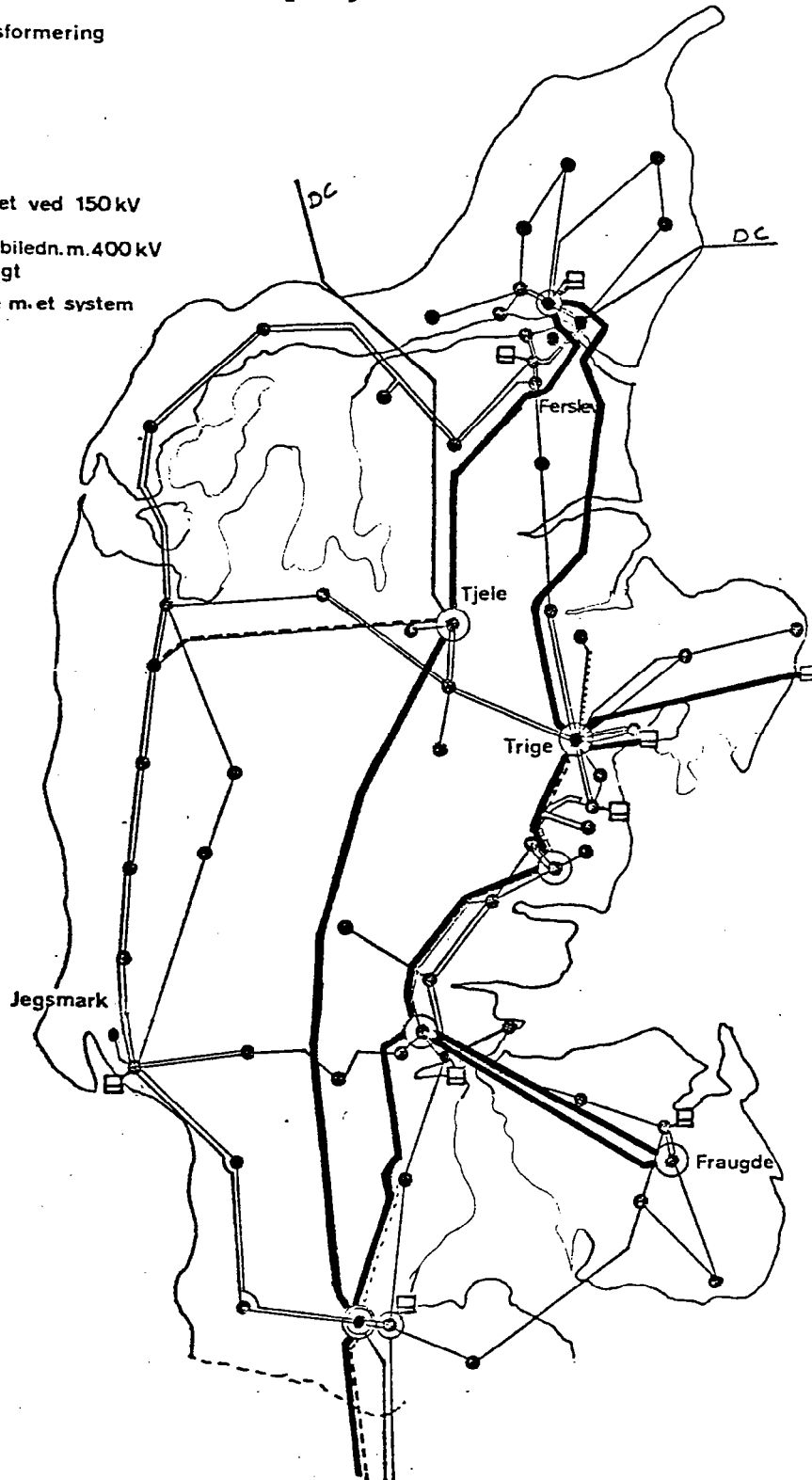
- 150 kV station
- ⊙ 150/220 kV transformering
- ⊙ 150/400 kV transformering
- 150 kV ledning
- 150 kV ledning, 2-systems m. 1 system ophængt
- 220 kV ledning
- 400 kV ledning
- 400 kV ledning drevet ved 150 kV
- 400 + 150 kV kombiledn. m.
- 400 kV systemet ophængt og drevet ved 150 kV
- 400 kV ledning,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



Skitse-mæssig planlagt netkonfiguration stadium 1989

350 MW i Nordjylland og
 350 MW i Esbjerg
 600 MW på Djursland

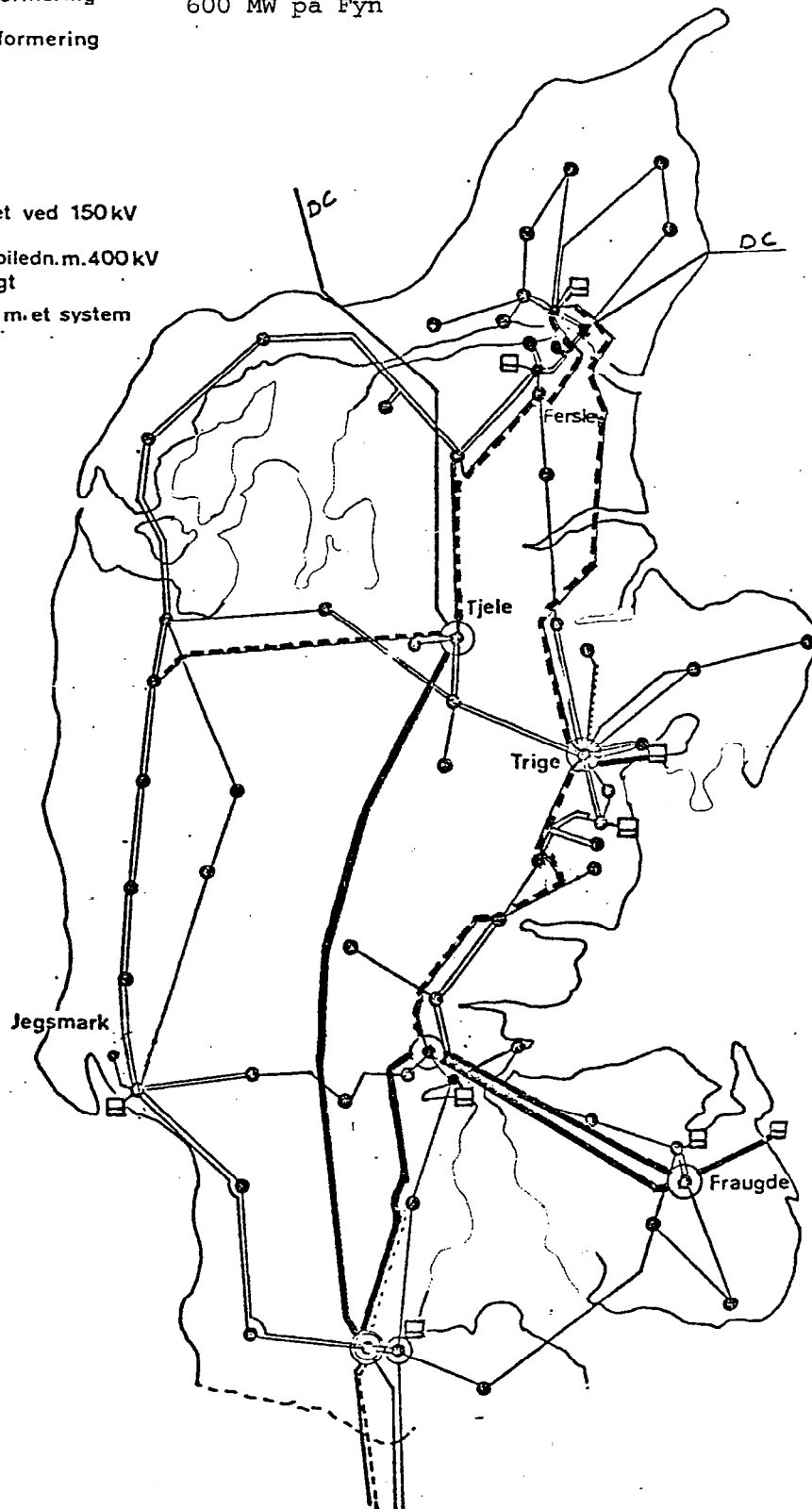
- ☐ Kraftværk
- 150 kV station
- ⊙ 150/220 kV transformering
- ⊙ 150/400 kV transformering
- 150 kV linie
- 220 kV linie
- 400 kV linie
- - - 400 kV linie drevet ved 150 kV
- ⋯ 400 + 150 kV kombiledn. m. 400 kV systemet ophængt
- Dobb. 400 kV linie m. et system ophængt



Skitse-mæssig planlagt netkonfiguration stadium 1989

350 MW i Nordjylland og
350 MW i Esbjerg
600 MW på Fyn

-  Kraftværk
-  150 kV station
-  150/220 kV transformering
-  150/400 kV transformering
-  150 kV linie
-  220 kV linie
-  400 kV linie
-  400 kV linie drevet ved 150 kV
-  400 + 150 kV kombiledn. m. 400 kV systemet ophængt
-  Dobb. 400 kV linie m. et system ophængt



år	El-belastning		Tilgang		Skrotning ⁵⁾	Installeret effekt ultimo MW	Effektfradrag			Fuldgyldig effekt MW	Instal- leret reserve %
	TWh/år	årlig max MW	dato	MW			overbe- last- ning MW	kraft- varme MW	Instal- lations- tidsp. MW		
1980	13.60	2775				3884	13	57	93 ¹	3721	34.1
81	14.55	2965				3884	13	59	0	3812	28.6
82	15.50	3165	{ 1.1. RAN: 45 1.1. HER: 87 1.10. MKS: 350 ⁴ 1.7. MKS: 350 ⁴ 1.7. Dmo: 250 ³ 1.7. Konv.: 300 1.7. Konv.:300	{ NKA3: 29 VKE3: 17 SVS1: 31 SVS2: 31	3884	12	63	67 ²	3742	18.2	
83	16.50	3370			4366	12	91	262 ²	4001	18.7	
84	17.55	3580			4716	13	129	175	4399	22.9	
1985	18.60	3795			4920	13	136	125	4646	22.4	
86	19.70	4020				5158	13	143	150	4852	20.7
87	20.85	4250				5458	13	145	150	5150	21.2
88	21.95	4480	1.7. Konv.:600	{ FVO1: 38 FVO2: 38 MKA8: 20 VKE4: 34	5928	13	152	300	5463	21.9	
89	23.15	4720		NKA4: 29	5899	13	154	0	5732	21.4	
1990	24.30	4955	1.7. Konv.:600	SVS3: 59	6440	13	155	300	5972	20.5	

1) Effektfradrag p.g.a. ombygning af SVB1 til kulfyring; udetid: 4 mdn; færdig 1.10.80.

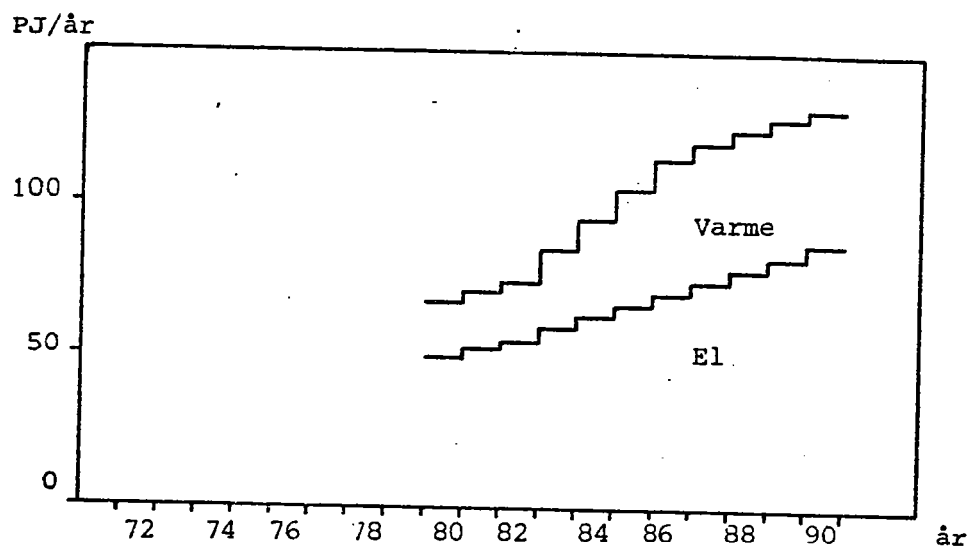
2) Effektfradraget fra ombygningen af NEV1 til kulfyring; udetid: 6 mdn; færdig 1.10.82.

3) Der antages en effekttilgang fra decentrale kulfyrede modtryksværker på ialt 250 MW idriftsat senest 1985

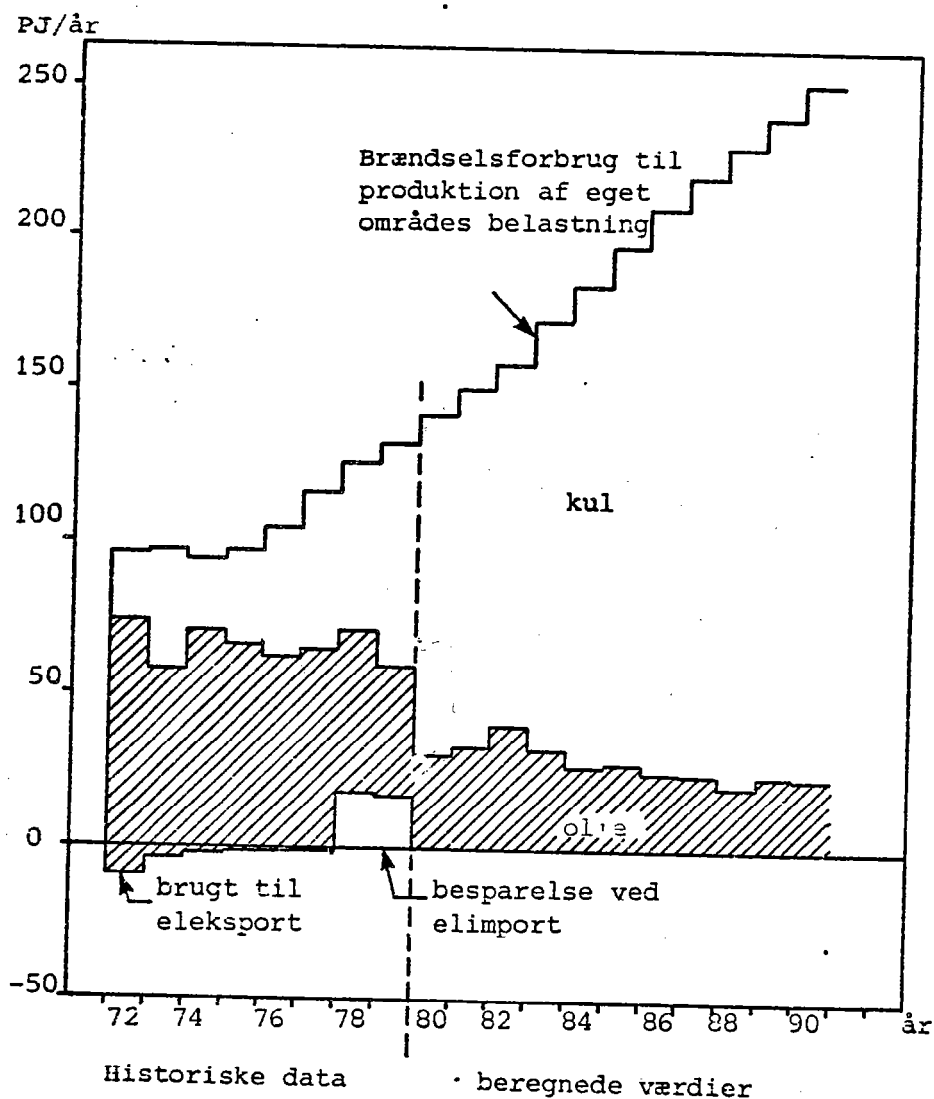
4) Idriftsættelsen vil blive senere end de anførte tidspunkter.

5) Se tekst side 41.

El- og kraftvarmeproduktion pr. år (el omregnet: 16 Mh = 3,6 TJ)

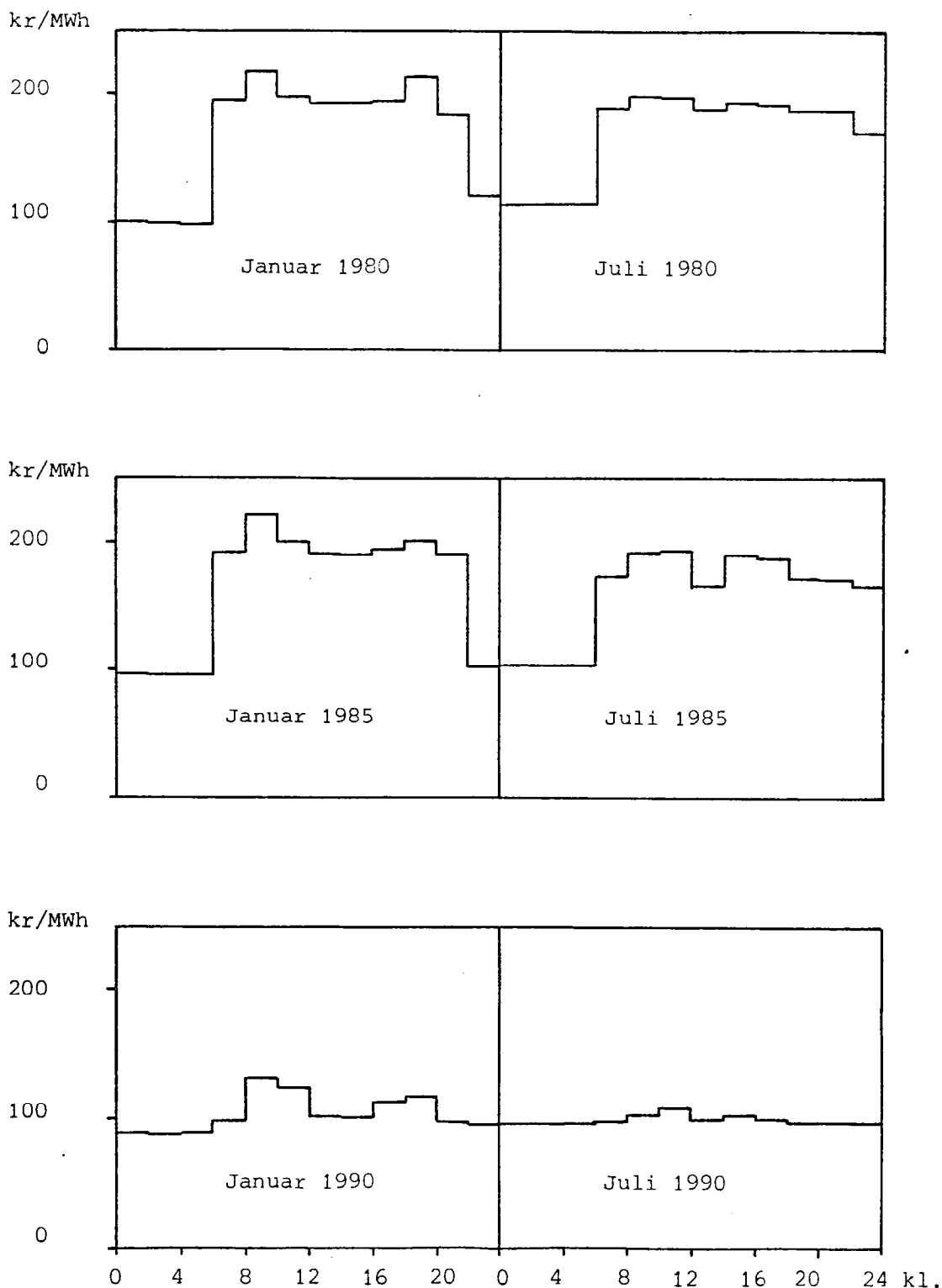


Brændselsforbrug korrigeret, for eksport og import



Ved omregning af eksport og import af el er anvendt en nyttevirkning på 0,39 - dvs. 1 HWh svarer til et brændselsforbrug på 9,2 TJ

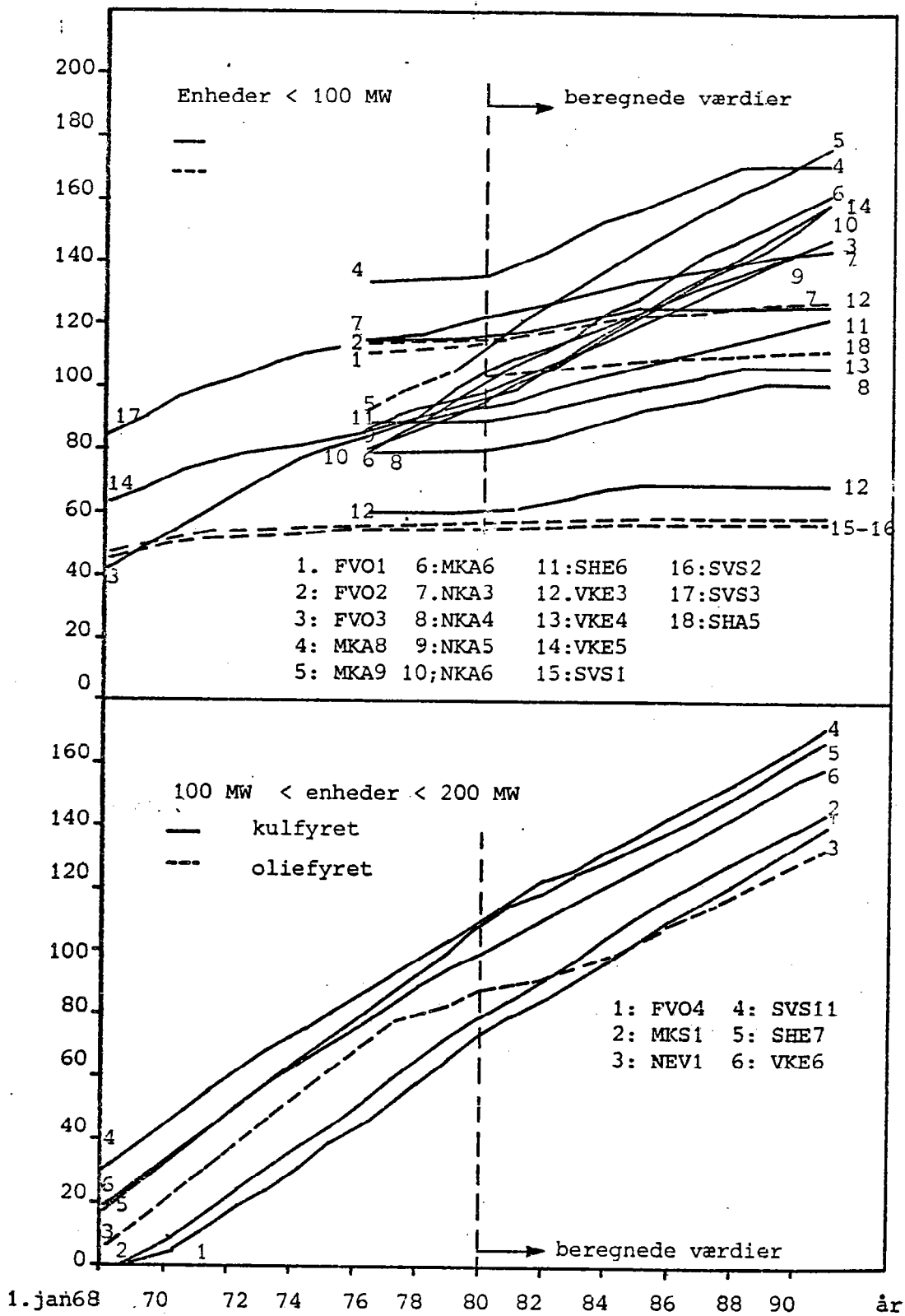
Eksempler på marginalpriser på hverdage.



Bemærkning: Eksemplerne på marginalpriser viser for 1980 og 1985 to prisniveauer bestemt af, at yderligere produktion skal ske på kulfyrede henholdsvis oliefyrede enheder. For 1990 er marginalprisen i det viste eksempel bestemt af kulfyrede enheder.

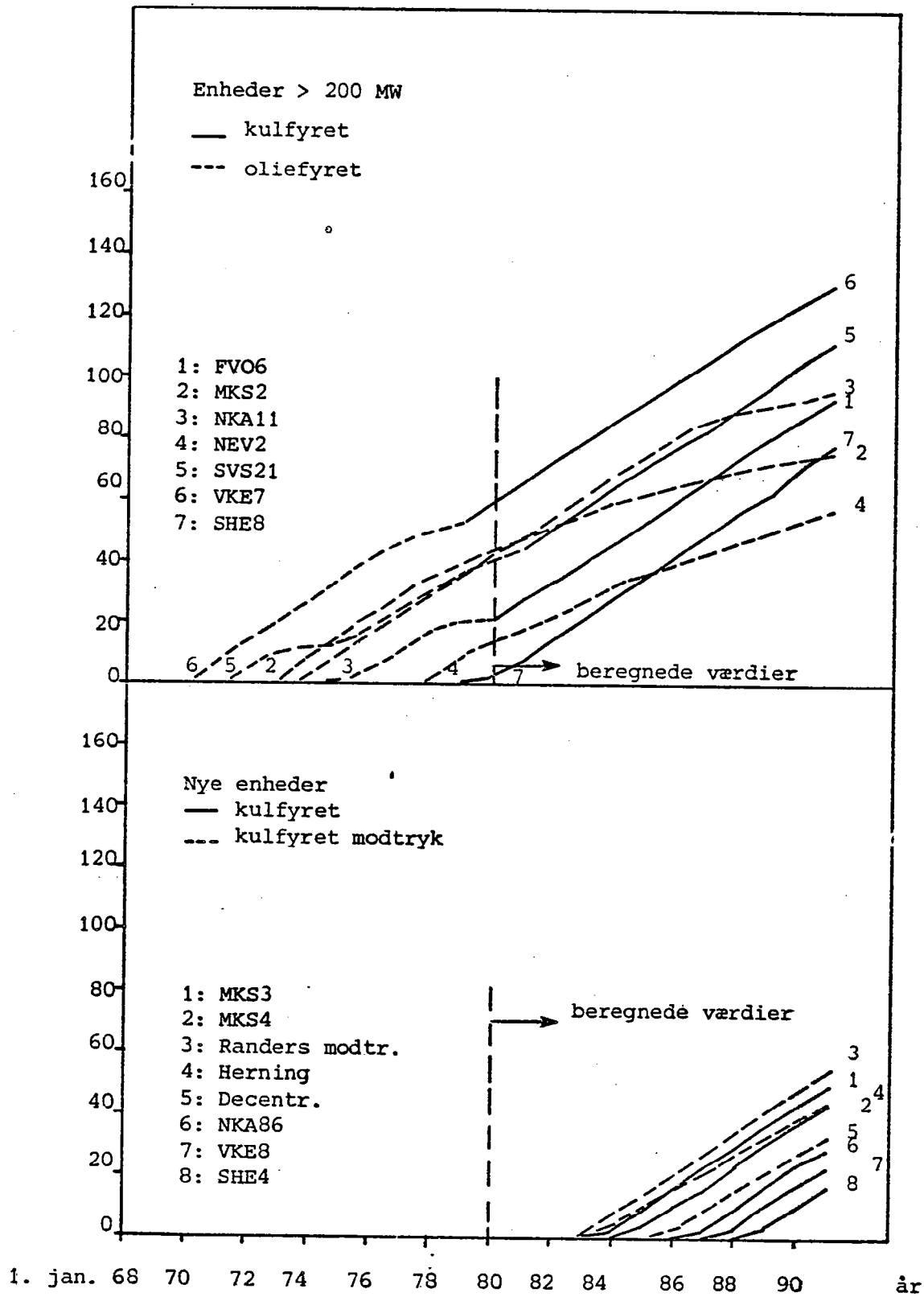
Akkumulerede driftstimer

1000 driftstimer

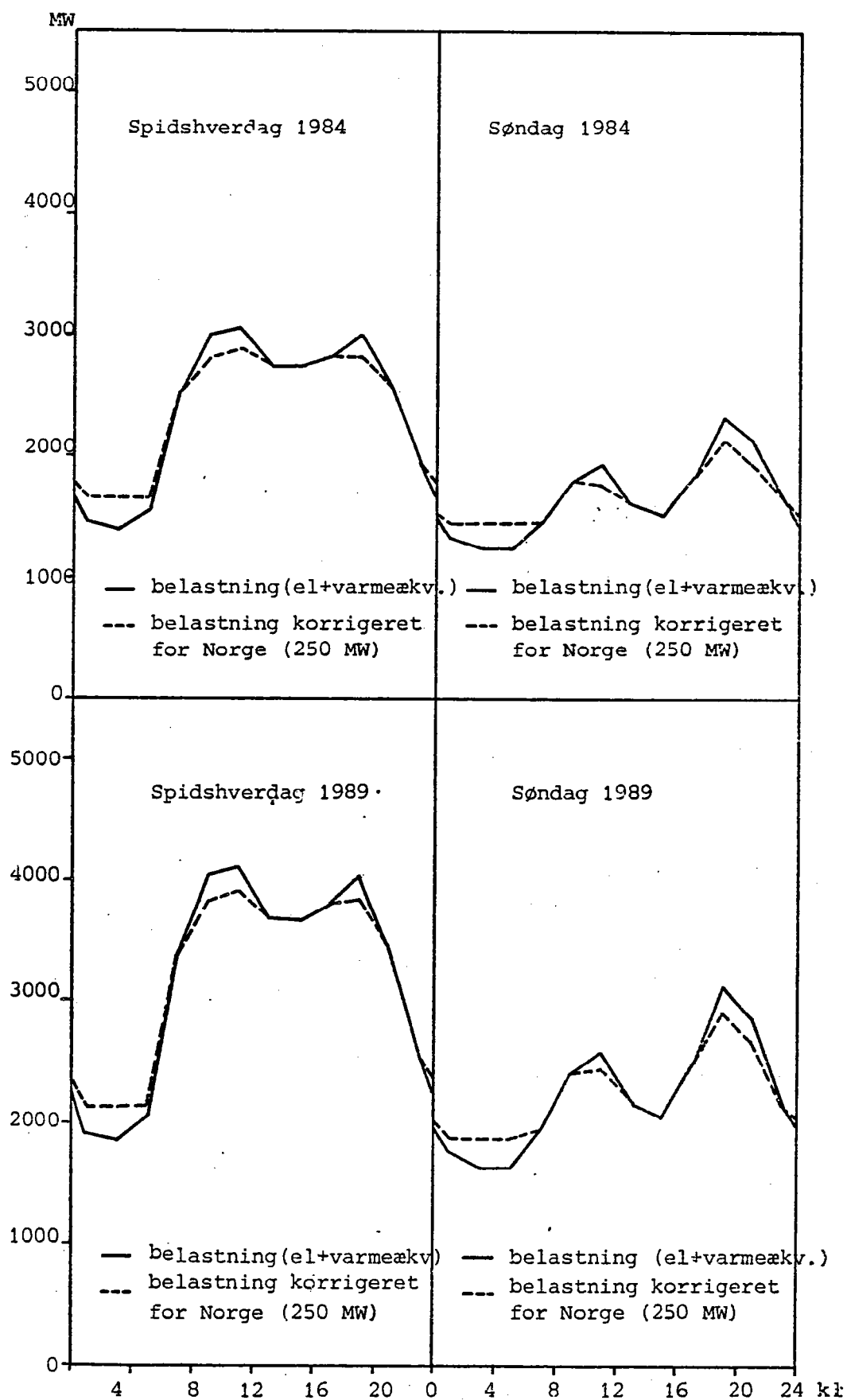


Akkumulerede driftstimer

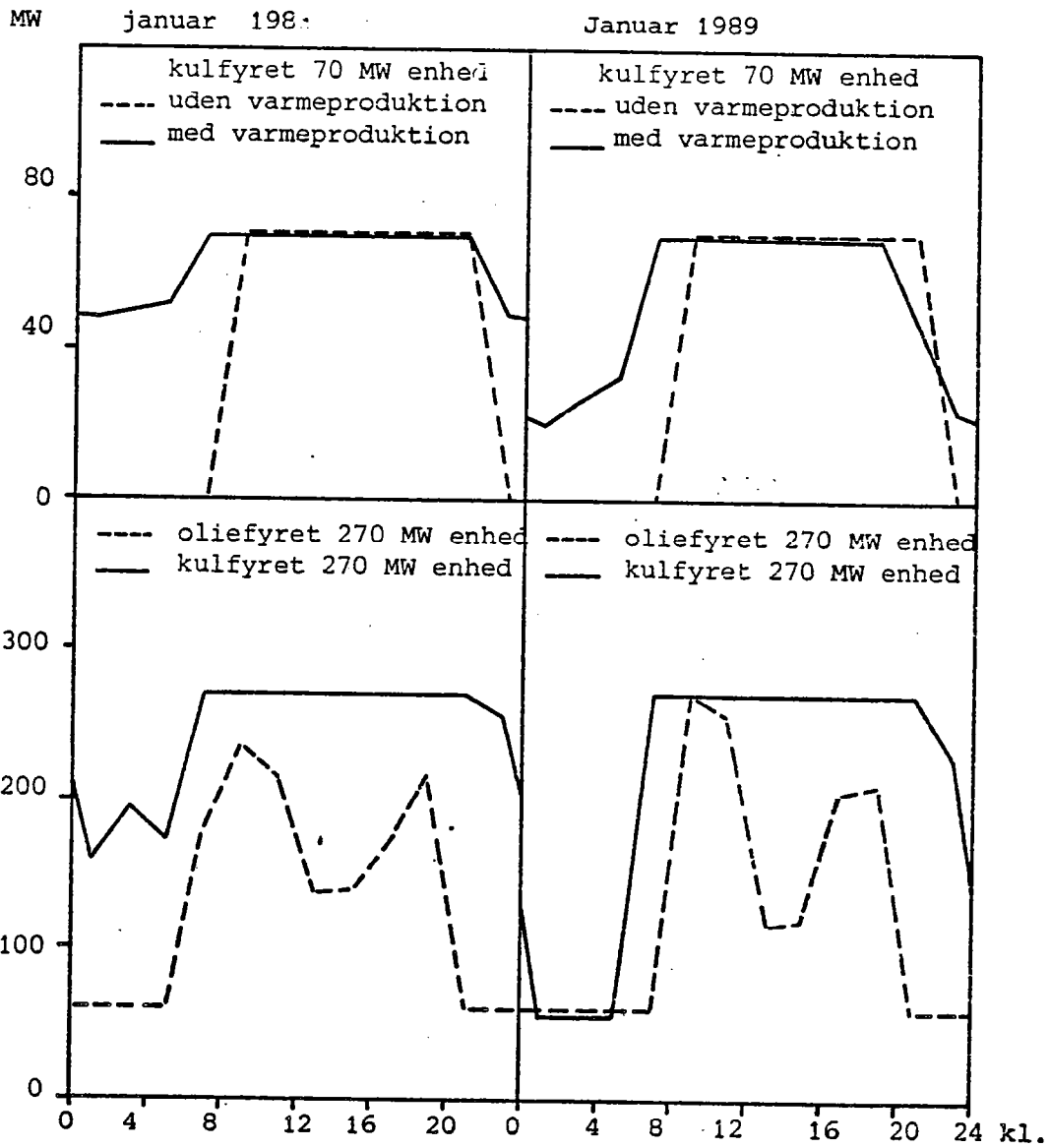
1000 driftstimer



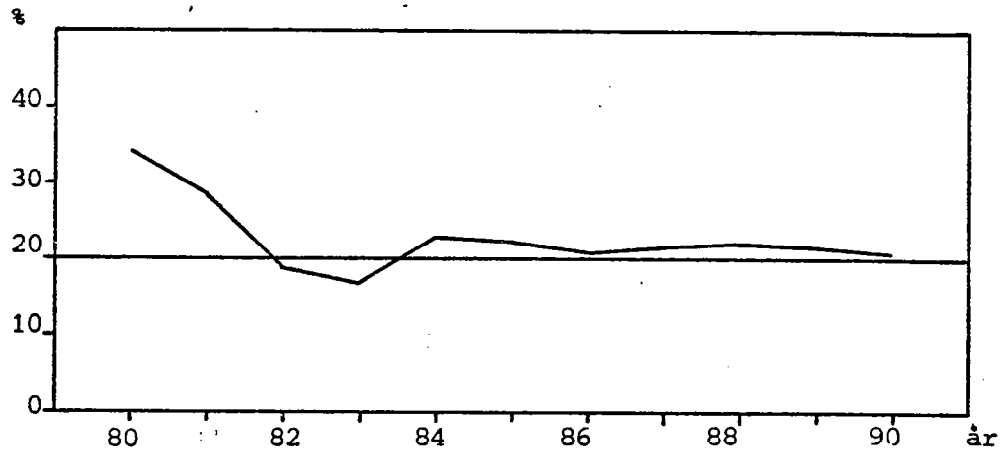
Belastningsvariation over døgnet, efterår



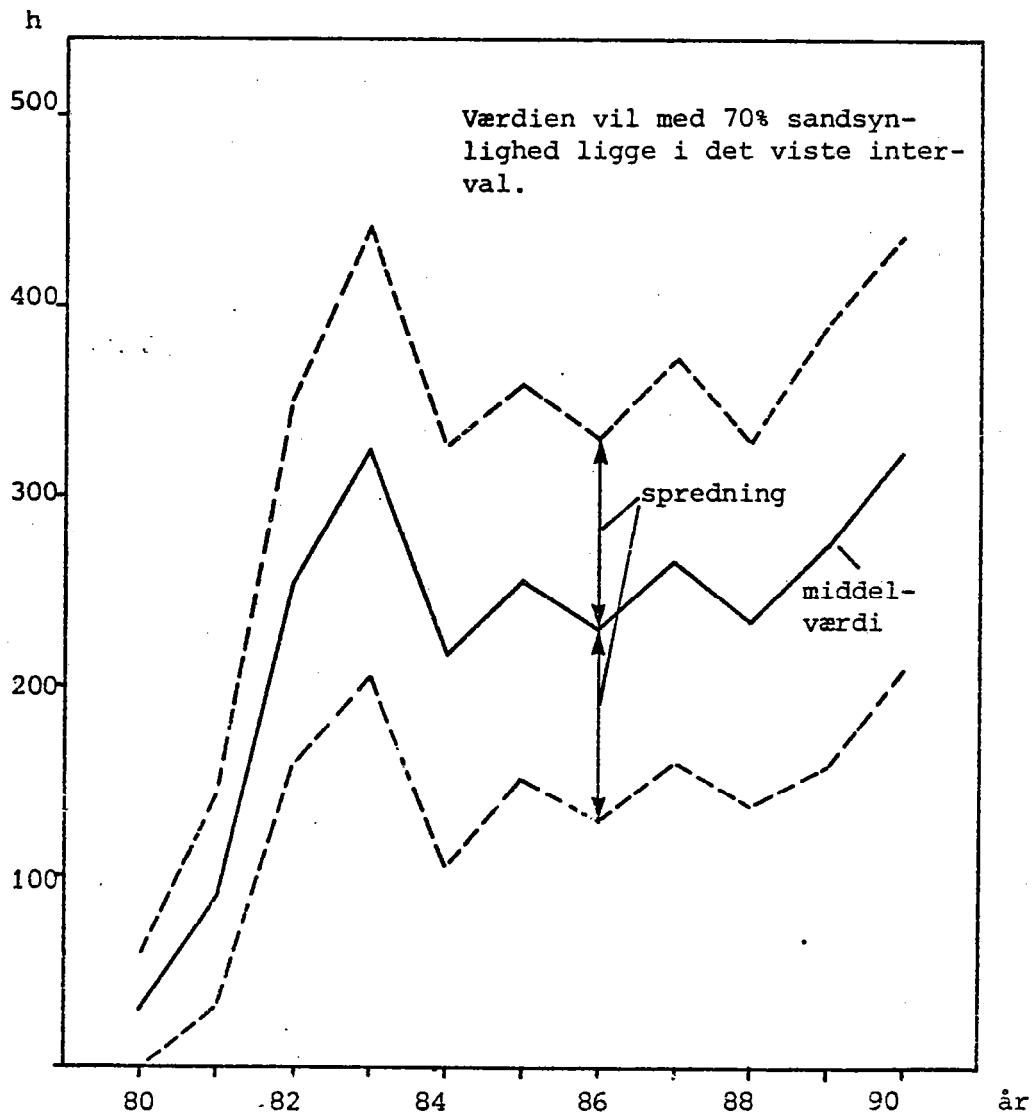
Typiske lastprofiler for forskellig
enhedsstørrelser



Installeret reserveeffekt



Timer med effektunderskud

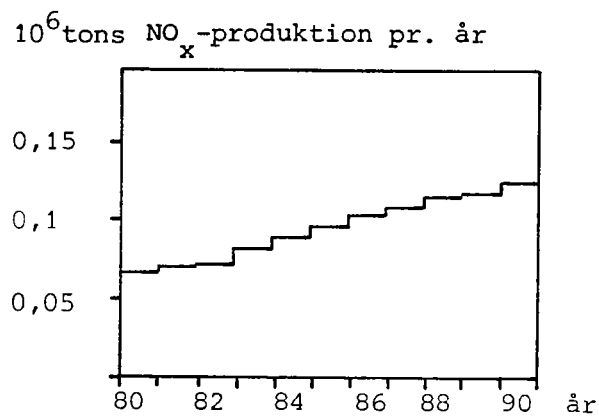
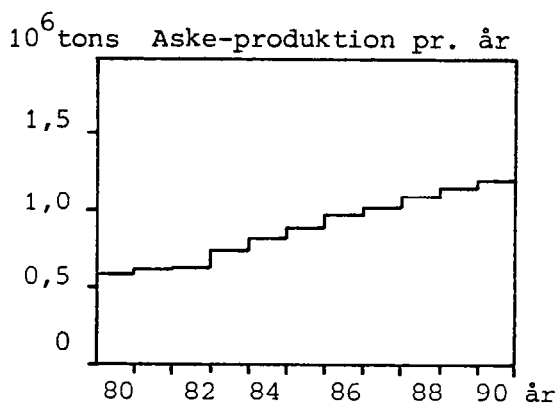
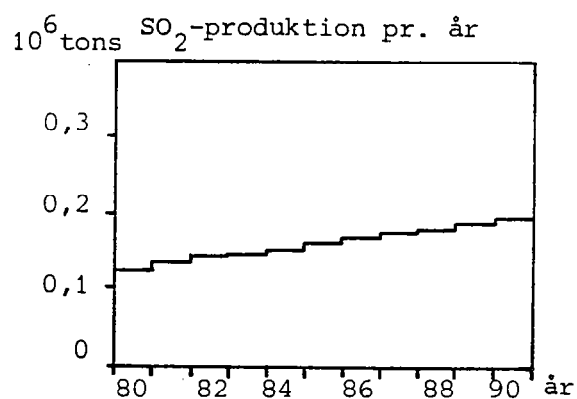
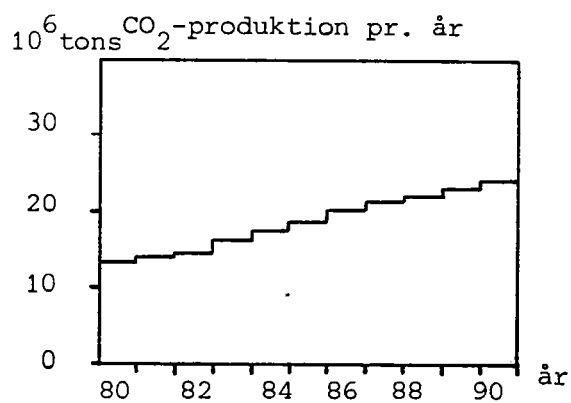


Miljøbelastninger fra den konventionelle produktion

	brændvær. KJ/kg	aske %	S %	C %	No _x upm
Kul	25.000	13	1	67	800
Olie	40.600	0	3	86	400

Dannelse i tons ved forbrænding af 1 TJ

	aske	SO ₂	CO ₂	NO _x
Kul	5,3	0,7	98	0,53
Olie	0	1,5	78	0,26





ELSAM

Planlægningsafdelingen
7000 Fredericia
Tlf. (05) 56 25 00