

ELSAM

Marts 77

PFB-77/30b

(OU 21.2.77)

(DU 3.3.77)

Bestyrelsesmøde, 31. marts 1977

Punkt 7

Elsam - Udvidelsesplan 1977Indhold

Resumé og indstilling

Litteraturoversigt

1 - Forudsætninger

1.1 Energipolitiske hensyn

2 - Belastningsforhold

2.1 Prognose for elbelastning

2.2 Fjernvarmeprognose

3 - Udbygningsplaner

3.1 Eksisterende og besluttede enheder

3.2 Udbygningsmuligheder

3.2.1 Forsyningsmuligheder for kul

3.2.2 Ombygningsmuligheder

3.2.3 Nye enheder, aktuelle typer

3.2.4 Effektkøb fra udlandet

3.3 Reservekrav og enhedsstørrelser

3.4 Forslag og konsekvenser

3.4.1 Nødvendig effekttilgang

3.4.2 Ny indstillingsform

3.4.3 Forslag til ombygninger og projekter

3.4.4 Driftsmæssige konsekvenser

3.5 Brændselslagre og havne

3.5.1 Nuværende tankkapacitet og udbygningsplan

3.5.2 Lagerkapacitet for kulpladserne

3.5.3 Havneforhold

3.6 Ledningsanlæg for spændinger over 100 kV

4 - Investeringsplaner

Bilag

- 1 - Belastningskurver, prognoser, FV, MK
- 2 - " " NE, NK
- 3 - " " SV, SH
- 4 - " " VK, total
- 5 - Anslået varmelevering for kraftvarmeverker (forceret)
- 6 - Data for eksisterende og besluttede kraftværksanlæg
- 7 - Oversigt over aktuelle enhedstyper
- 8 - Rådighedsstatistik
- 9 - Kl.8-statistik
- 10 - Udbygning af produktionssystem, brændselsforbrug 1977-83
- 11 - Nuværende tankkapacitet og udbygningsplan
- 12 - Lagerkapacitet for kulpladserne
- 13 - Havneforhold
- 14 - Foreslåede netændringer
- 15 - Investeringsplaner

Appendix A

Gennemgang af aktuelle anlægstyper

Appendix B

Beregning af nødvendig havarihjælp fra naboområder

Resumé og indstilling

Forudsætninger

Ifølge udvidelsesplan 1977 søges produktionssystemet udbygget således, at landets olieforbrug begrænses. Dette kan kun ske ved at øge kul-fyringsmulighederne, så længe der ikke gives tilladelse til bygning af kernekraftværker.

Udvidelsesplan 1977 er baseret på KKIII's prognose for den fremtidige el-belastning. Sidstnævnte er identisk med den nedre grænse for belastningsudviklingen ifølge KKII. Denne lave grænse er valgt af hensyn til de løbende drøftelser med Handelsministeriets Analyse- og Prognoseudvalg. Det forudsættes derfor, at den årlige stigning er 7,6% i de kommende år, faldende til 5,8% midt i 1980'erne. Stigningen fra 1975/76 til 1976/77 har været over 10%.

Med hensyn til den kombinerede kraft-varme-produktion ventes en langsigtet udbygningspolitik først formuleret efter forhandlinger med Handelsministeriet om KKIII-undersøgelsen. Nærværende plan lægger dog op til en forcering af udviklingen på dette område.

Ved bedømmelsen af den nødvendige reserveeffekt forudsættes, at varme-produktionen kan lægges om, så den ikke begrænser elproduktionsmulighederne. Udvidelsesplanen påviser, at der kan opstå alvorlige effektproblemer, såfremt denne eller andre væsentlige forudsætninger ikke opfyldes. Af særlig betydning er muligheden for en el-belastning væsentligt over den forudsatte. En sådan mulighed er efter Elsam-værkernes mening ingenlunde usandsynlig.

Forslag til vedtagelse

Ombygninger:

Indstilling vedrørende eventuel ombygning af SV's og FV's olie-fyrede blok til kul/oliefyring i 1979-80 forelægges bestyrelsen snarest.

Projekteringsarbejder: Start af følgende 4 projekteringsarbejder med henblik på, at der senere skal tages stilling til, hvilke der skal køres igennem til færdiggørelse i 1983:

- Forhandlinger med NVE om endeligt kontraktudkast for køb af 250 MW spidseffekt med magasineringsmuligheder. Herunder vurdering af behov for forstærkning af Skagerrak-forbindelsen.
- Projektering af ca. 300 MW kul/oliefyret^{*)} enhed med fjernvarmeudtag (ca. 250 Gcal/h) på MKS. Endelige data for enheden og forslag til vilkår for fjernvarmelevering udarbejdes af Århus kommunale Værker og MK med deltagelse af Elsam.
- Projektering af en kul/oliefyret^{*)} modtryksenhed (ca. 50 MW) i Randers. Endelige data, enhedens placering og forslag til vilkår for fjernvarmelevering udarbejdes af RKE og MK med deltagelse af Elsam.
- Projektering af en kul/oliefyret^{*)} modtryksenhed (ca. 75 MW) i Herning. Endelige data, enhedens placering og forslag til vilkår for fjernvarmelevering udarbejdes af Herningegnens Elforsyning og VK med deltagelse af Elsam.

Projekteringsarbejderne, indtil bindende forhandlinger med leverandører er nødvendige, skønnes ialt at koste 9,5 mill.kr. Projekteringsudgifterne indgår i de samlede anlægsudgifter for de pågældende anlæg. De projekterede anlæg kan kun bringes ud over dette stade efter ny behandling i Elsams bestyrelse.

Videreførelse af tidligere beslutninger:

- NWK's bygning og drift af et luftmagasinkraftværk følges fremdeles opmærksomt.
- Arbejdet med nukleare anlæg videreføres i samarbejde med Kraftimport med henblik på at kunne ordre det første nukleare anlæg, så snart de nødvendige beslutninger herom er truffet i folketinget.
- Miljøundersøgelserne ved MK, SV og VK færdiggøres.

Konsekvenser

Kraftværkernes olieforbrug kan stabiliseres omkring det nuværende niveau (ca. 1,5 Mt/år), hvis den kulfyrede effekt udbygges med ca. 800 MW inden 1980. Dette kan opnås ved, at man foruden bygningen af EV3 (300 MW) og ombygningen af VKE B2 (257 MW) foretager en ombygning til kul/oliefyring af én af de oliefyrede blokke på FV og SV.

*) Ved "kul/oliefyret" forstås, at anlægget kan fyres 100% med kul eller 100% med olie.

Med en ombygning af begge disse enheder kan der påregnes en reduktion af olieforbruget i forhold til det nuværende.

Brændselslagre og havne

De allerede vedtagne udbygninger skønnes at medføre tilstrækkelige indkøbs- og oplagringsmuligheder for både kul og olie indtil 1983.

Net

Udbygningen af primærnettet behandles og beslattes på grundlag af den separate netudvidelsesplan. Resuméet herfra gengives som led i en samlet fremstilling af udbygningsaktivitet og kapitalbehov.

Litteraturoversigt

- 1 - KKII - DEF, august 1975
- 2 - Dansk Energipolitik 1976, Handelsministeriet, apr.-maj 1976
- 3 - Elforbruget frem til år 2000, Handelsministeriet, apr.-maj 1976
- 4 - Delrapport til KKIII vedr. kombinerede kraftvarmeanlæg - 3.1.1977
- 5 - Reserveeffektdimensionering - Elsam-notat 76/17a
- 6 - Ombygning til kulfyring - Elsam-notat 76/185a
- 7 - Reserveeffektdimensionering i Nordelsystemet
Nordels planlægningskomité, rapport nr. 3/1975
- 8 - Netudvidelsesplan 1977 - Elsam-notat 77/3c

1. Forudsætninger

1.1 Energipolitiske hensyn

Den 1.1.1977 trådte den nye lov om elforsyning i kraft, og herefter skal væsentlige ændringer af bestående og opførelse af nye produktionsanlæg større end 25 MW og netanlæg for spændinger over 100 kV godkendes af handelsministeren.

Udvidelsesplan 1977 er derfor udformet med henblik på, at planen efter behandling og godkendelse i Elsams bestyrelse og efter indsendelse til handelsministeren skal danne grundlag for ansøgning om tilladelse til etablering af hver enkelt ombygning eller nyanlæg omfattet af loven. Planen udgør endvidere en del af grundlaget for beregning af elpriserne til forelæggelse for elprisudvalget.

I udvidelsesplan 1977 er der forudsat, at kernekraftanlæg tidligst kan færdiggøres til idriftsættelse i 1987. Med regeringens beslutning om tidligst at fremsætte lov om kernekraftanlæg i slutningen af 1977 vil et tidligere idriftsættelsestidspunkt være umuligt. - I handelsministeriets oplæg til "Dansk Energipolitik 1976" (2) er der lagt stor vægt på at opnå øget uafhængighed af olie. For elforsyningens vedkommende havde elværkerne ligesom handelsministeriet forudset, at bygning af kernekraftanlæg skulle bidrage til en øget olieafhængighed; dette vil nu tidligst kunne ske med virkning fra 1987.

Efter elværkernes opfattelse kan olieafhængigheden for elproduktionens vedkommende, indtil slutningen af 80'erne, kun øges væsentligt ved bygning af kulfyrede anlæg samt ved ombygning af eksisterende anlæg, der allerede er forberedt for ombygning til kulfyring. - Herudover kan elværkerne bidrage til olieafhængighed ved bedst mulig udnyttelse af den importerede råenergi. Dette kan ske ved udbygning med kombineret el- og fjernvarmeproducerende anlæg.

Hovedvægten i denne udvidelsesplan er derfor lagt på kul/oliefyrede anlæg, bygget for kombineret el- og fjernvarmedrift i det omfang, det er fundet total-økonomisk forsvareligt. Endvidere er der taget hensyn til, at der fra 1987 skal kunne videreudbygges fornuftigt med eller uden kernekraft.

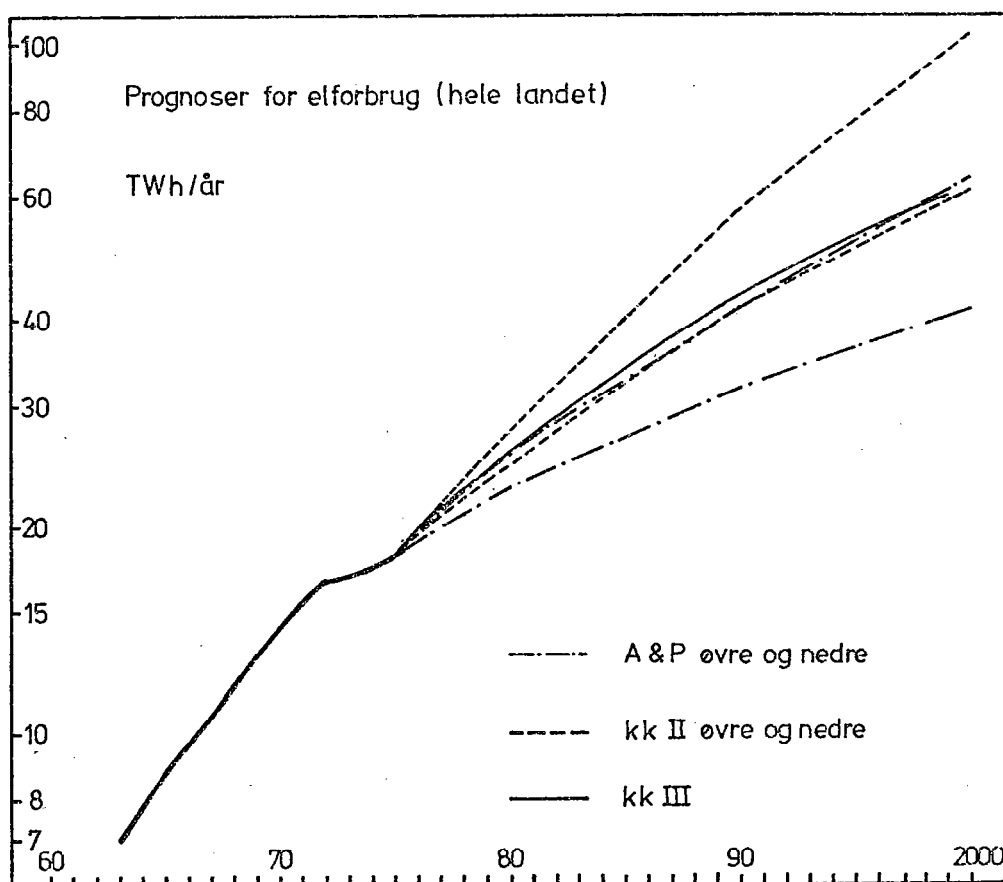
EF-kommissionen har anbefalet, at olieafhængigheden øges ved forceret omlægning af andet energiforbrug (f.eks. opvarmning) til el, produceret med kul eller uran. Ved opstilling af prognosen for elbelastningen er ikke forudsat, at denne indstilling følges.

2. Belastningsforhold

2.1 Prognose for elbelastning

I forbindelse med den igangværende undersøgelse, KKIII, i Elværkernes Energiudvalgs regie, har spørgsmålet om elbelastningsprognosen været udførligt behandlet. Med udgangspunkt i den i august 1975 i KKII (1) opstillede prognose for elforbruget, med en øvre og nedre grænse, blev der til grund for KKIII-undersøgelsen lagt en prognose, der for landet som helhed stort set var sammenfaldende med den nedre grænse i KKII. Dette blev gjort under indtryk af, at stigningen i elforbruget på det tidspunkt fortsat var lavere end før olieprisstigningerne i 1973. Endvidere var der ønske om at være i rimelig overensstemmelse med den af Analyse- og Prognoseudvalget, A & P, (nedsat af handelsministeriet) i foråret 76 udarbejdede prognose (3).

På efterfølgende figur er vist de omtalte prognoser, der gælder for hele landet. KKIII-prognosen er til forskel fra tidligere prognoser opstillet således, at den årlige stigningsprocent gradvis mindskes indtil mætning, d.v.s. indtil et tidspunkt, hvor det forudsættes, at der ikke sker yderligere stigning i belastningen ud over den, der er betinget af befolkningstilvæksten. Stigningsprocenten fra 1976/77 til 1977/78 er 6,5%, midt i 80'erne er den faldet til 5,3%; mætning antages at indtræffe efter år 2000 ved et forbrug på ca. 20.000 kWh pr. indbygger pr. år.



Til ovenstående figur skal bemærkes, at A & P's prognose gælder for kalenderårene, medens KKII og III prognoserne gælder for perioderne 1.4.-31.3. En omregning af prognoserne til samme tidsinterval vil rykke prognoserne lidt nærmere sammen. Forbruget i en periode fra 1. april år X til 31. marts år X+1 vil normalt være et par procent større end i kalenderåret X.

Det vil i næste års udvidelsesplan, i forbindelse med forskydning af regnskabsåret til kalenderåret, blive overvejet at foretage tilsvarende omlægning i udvidelsesplanen.

Opdelingen i KKIII af det samlede forbrug på henholdsvis Elsam og Kraftimports områder blev bestemt ud fra antagelse om, at forbruget pr. indbygger vil tendere mod at blive det samme over hele landet, og at befolkningen med tiden vil fordele sig med 57% vest og 43% øst for Storebælt. Den årlige maksimalbelastning for Elsam-området blev bestemt ud fra antagelse om, at benyttelsestiden, baseret på forbruget i perioden 1.4.-31.3., forbliver ca. 5.000 timer. - KKIII-prognosen for elforbruget og maks-belastningen for Elsam-området bliver herved følgende:

	KKIII		Regressions- analyse
	elforbrug (ab værk)	maks. belastning	maks. belastning
	5000 h TWh 4900 h	MW	MW
76/77	10.5	2080	
77	11.3/11.1	2260	2240
78	12.1/11.9	2420	2385
79	13.0/12.7	2600	2539
80	13.9/13.6	2780	2702
81	14.8/14.6	2970	2877
82	15.8/15.5	3160	3062
83	16.9/16.5	3370	3260
84	17.9/17.5	3580	3470
85	19.0/18.6	3800	3694
86	20.1/19.7	4020	3933
87	21.3/20.8	4250	4187

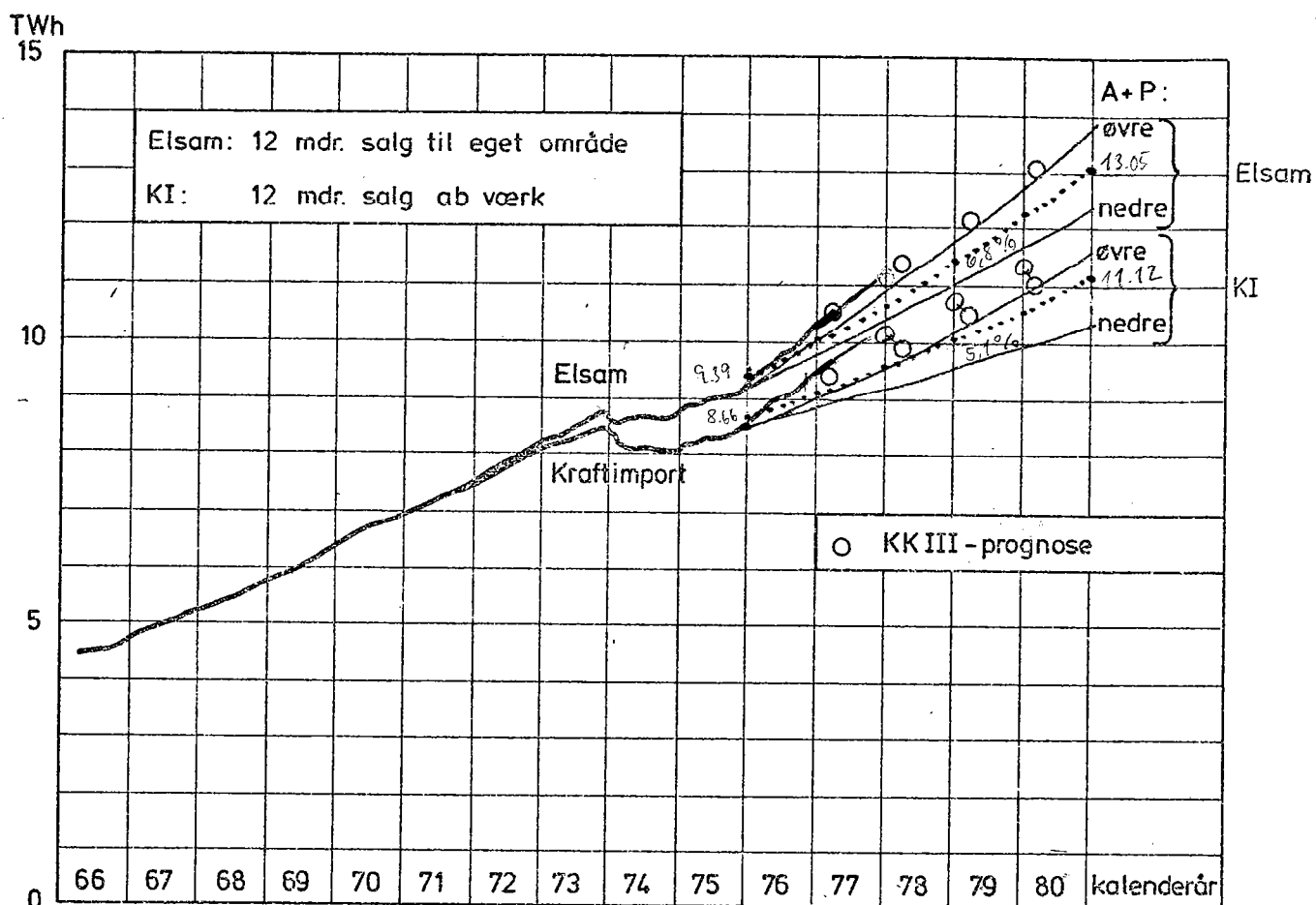
For Elsam-områdets vedkommende resulterer KKIII prognosen i en stigning fra 1976/77 til 1977/78 på 7,6% og fra 1985/86 til 1986/87 på 5,8%.

I sidste kolonne i tabellen er vist en prognose, beregnet efter den i tidligere års udvidelsesplan anvendte regressionsanalyse, baseret på de seneste 10 års konstaterede Elsam-afregningsmaksima (jvf. bilag 4). (Til orientering er i bilag 1-4 vist regressionsanalyse for de enkelte interessenter). Tallene fra regressionsanalysen er forøget med 1,5% for at nå frem til de absolutte maksimalbelastninger til sammenligning med KKIII prognosen.

Som det ses, er prognoseværdierne, baseret på regressionsanalysen, lidt lavere, men stort set sammenfaldende med KKIII prognosen.

Elforbruget i Elsam-området anslås ud fra det foreløbigt konstaterede forbrug i indeværende regnskabsår at ville stige med ca. 10% fra 1975/76 til 1976/77. Elsams afregningsmaksimum i 1976/77 er steget 10,4% i forhold til 1975/76, hvor stigningen i forhold til 1974/75 var 7,4%. - Regressionsanalysen giver en stigningsprocent på 6,5% i år i forhold til 6,9% i sidste års udvidelsesplan og 7,6% i udvidelsesplan 1975.

På nedenstående figur er vist udviklingen i forbruget i de seneste år sammenholdt med KKIII og A & P's prognoser.



På ovenstående baggrund, og for at opnå en rimelig overensstemmelse med KK-undersøgelserne, er KKIII's prognose (d.v.s. kolonne 2 på side 10) lagt til grund for dette års udvidelsesplan. - Endvidere er virkningen af en kraftigere stigning i belastningen, den øvre prognose fra KKII, undersøgt, og mulighederne for afhjælpning kommenteret.

2.2 Fjernvarmeprognose

Et af hovedformålene med KKIII-undersøgelsen er at belyse mulighederne for og omkostningerne ved en udvidelse af varmforsyningen fra kraftværker i de eksisterende kraftvarme-byer og ved bygning

af nye decentrale kraftvarmeværker i mindre byer. I denne forbindelse er der blevet indsamlet detaljerede oplysninger fra de eksisterende kraftvarme-byer om den forventede fjernvarmebelastning under forudsætning af en normal udbygning af fjernvarmenettet og under forudsætning af en forceret udbygning, som kunne blive aktuel, hvis ønsket om en øget olieafhængighed blev prioriteret højt. Endvidere er der indsamlet materiale fra 20 byer samt fra trekant-området til vurdering af den mulige varmebelastning i disse byer på decentrale anlæg eller for trekantområdets vedkommende ved forsyning fra Skærbækværket. - Den anslåede varmebelastning ved forceret fjernvarmeudbygning er resumeret i bilag 5.

Fjernvarmeaflukning

I tidligere års udvidelsesplaner er der ved vurderingen af den nødvendige effekttilgang taget hensyn til den reduktion i produktionsanlæggenes ydeevne, der skyldes fjernvarmebelastningen, ved at øge den forventede elbelastning med $\frac{1}{2}$ fjernvarme-ækvivalentbelastning, uanset om varmen blev regnet for aflukkelig eller uaflukkelig. (Ækvivalent fjernvarmebelastning = den eleffekt, anlægget kunne merproducere, hvis den damp, der udtages til fjernvarmelevering, i stedet sendes igennem turbinens lavtryksdel). Med det nuværende afregningssystem og den store reserve i systemet har denne fremgangsmåde ikke haft væsentlige økonomiske konsekvenser for interessenterne. Ved indførelse af det nye afregningssystem for effekt og energi fra 1.4.1977 bliver interessenterne imidlertid i fællesskab betalingspligtige for den resulterende installerede effekt. Interessenternes udgifter vil derfor blive påvirket af, hvorledes den ækvivalente fjernvarmebelastning indregnes ved planlægningen.

I det nugældende afregningssystem medregnes en kondensationsenhed med fjernvarmeudtag med fuld kondensationseffektværdi i afregningen, dersom interessenten tillader, at fjernvarmebelastningen kan aflukkes i en halv time med to timers mellemrum. Ønsker en interessent ikke at aflukke fjernvarmen, når der er behov for den ekstra eleffekt, aflukningen giver mulighed for, reduceres anlæggets effektværdi i afregningen. I det nye afregningssystem skelnes ligeledes mellem aflukkelig og uaflukkelig fjernvarmebelastning.

I modsætning til det nuværende system regnes der imidlertid i det nye med en reduceret effektbetaling, også ved aflukkelig fjernvarmebelastning.

I sin tid blev kravet til aflukning i en halv time med to timers mellemrum fastsat ud fra elbelastningskurvens form. Døgnbelastningskurven havde spidsbelastninger af en sådan størrelse og varighed, at disse stort set kunne klares ved aflukning af den ene halvdel af fjernvarmebelastningen i Elsam-systemet i en halv time og den anden halvdel i den efterfølgende halve time. I de senere år har der imidlertid været en tendens til udglatning af belastnings-spidserne, og en væsentligt længere aflukningstid for fjernvarmen vil derfor være nødvendig for at få et effektivt bidrag fra fjernvarmeudtagsenhederne til dækning af spidsbelastningen. - En aflukningstid på mindst to timer kan blive aktuel. En nærmere redegørelse med forslag til ændrede krav til aflukningstid vil blive udarbejdet i nær fremtid.

Interessenterne med kraftvarmeproduktion er af den opfattelse, at det vil føre til uacceptable driftsforhold for deres fjernvarmesystemer, dersom varmetilførslen til systemet skal afbrydes i mere end en halv time. Ud fra en helhedsbetragtning vil det formentlig være fordelagtigere at installere varmeakkumulatorer og eventuelt udnytte fjernvarme-spidslastcentraler for at undgå afbrydelse af tilførslen af varme til fjernvarmesystemet, fremfor at reservere uaflukkelig fjernvarmebelastning med den reduktion i elektrisk effekt, som dette vil medføre for elsystemet.

Der er derfor i denne udvidelsesplan, ved fastlæggelse af den nødvendige effekttilgang, regnet med, at fjernvarmesystemerne vil blive indrettet, således at en aflukning af fjernvarmen, med den deraf følgende fulde udnyttelse af anlæggenes elektriske effekt, vil kunne ske i det omfang, det er nødvendigt af hensyn til elbelastningens form.

Produktionsenheder med fjernvarmeudtag medregnes således med den fulde kondensationseffekt. - Det vil dog være rimeligt, i forbindelse med de senere i udvidelsesplanen anførte overvejelser om mulighederne for med kort varsel at fremskaffe effekt til dækning af f.eks. en større stigning i belastningen end forudsat, også at

taget hensyn til, at de nødvendige foranstaltninger til at muliggøre fuld udnyttelse af udtagsenhedernes el-effekt ikke kan gennemføres i fuldt omfang. - I 1983 anslås den ækvivalente fjernvarmebelastning på de eksisterende kraftvarmeværker til ca. 200 MW.

3. Udbygningsplaner

3.1 - Eksisterende og besluttede enheder

Pr.1.1.1977 vil produktionskapaciteten være fordelt således:

	installeret effekt MW	max. kulfyret MW	max. oliefyret MW
> 200 MW	1327	0	1327
100-199 MW	857	724	781
øvrige	840	549	543
Norge	125	-	-
ialt	3149	1273	2651

Effekterne her og i opstillingen på bilag 6 er ikke identiske med værdierne i opgørelsen af sikret effekt, da der i sidstnævnte forekommer adskillige værdier af midlertidig karakter.

Tabellen viser, at de store, moderne anlæg kun kan fyres med olie. Da kulpriserne for tiden er væsentligt lavere end oliepriserne, viser tabellen også hvorfor "2.generations-anlæggene" (100-199 MW) presses til at yde den størst mulige produktion. Hvis denne tilstand bliver langvarig, betegner den et brud med det traditionelle generationsskifte, og der må regnes med en ekstraordinær nedslidning af 2.generations-anlæggene.

Besluttede nyanlæg og ombygninger:

1977 NEV	+300 MW ny oliefyret enhed
1977 Norge	+125 MW
4. kv. 1978 VKE	(257 MW) ombygning til kul/oliefyring
1979 SHE	+300 MW kul/oliefyret enhed

I 1980 tegner situationen sig således:

1980	installeret effekt MW	max. kulfyret MW		max. oliefyret MW
		Besl.	mulig omb. SVS B2 + FVO B3	
> 200 MW	1927	557	538	1927
100-199 MW	857	724	-	781
øvrige	840	549	-	543
Norge	250	-	-	-
ialt	3874	1830	538	3251

Ifølge tabellen (bilag 6) vil i 1985 2 enheder på 29 og 17 MW være 35 år gamle, medens 10 enheder på ialt 316 MW vil være 30 år eller mere. Da den forcerede kulfyring samtidig accelererer nedslidningen af visse anlæg, må der forudses behov for væsentlige ombygninger og skrotninger i denne periode.

Fra interessenterne foreligger indtil videre kun konkrete ønsker fra NK, som i brev af 11.11.76 har meddelt, at kedlerne 1 til 4 (56 MW) må forudses skrottet inden 1987.

Da der i 80'erne kan opstå problemer med at tilvejebringe tilstrækkelig installeret effekt, og da kulfyringsmulighederne helst skal opretholdes eller øges, kan det blive aktuelt at erstatte de skrottede anlæg på NK med nye.

For de øvrige ældre anlæg kan det blive vanskeligt at fastlægge skrotningstidspunktet på forhånd, da man ofte vælger at holde et ældre anlæg intakt, indtil der opstår et større havari, som man ikke mener, det kan betale sig at udbedre.

Der må således sikres adgang til effekt, som kan erstatte de enheder, som måtte blive skrottet i perioden 1980-85. Et sådant "skrotningsberedskab" på et par hundrede MW forekommer passende.

3.2 Udbygningsmuligheder

3.2.1 Forsyningsmulighederne for kul

Årene fra 1960 til 70 var præget af rigelige og billige oliemængder, der i begyndelsen af 70'erne medførte bygningen af store oliefyrede enheder og udvidelse af oliehavnene specielt ved SV. De gentagne OPEC-prisforhøjelser har bevirket, at kul er blevet konkurrencedygtig.

De øgede afsætningsmuligheder for kul har betydet, at en række nye, af hinanden uafhængige ikke-østblok lande har investeret i mineudstyr hovedsagelig til overfladebrydning. Dette udstyr er nu ved at blive leveret, hvilket trykker verdensmarkedsprisen for kul.

En række rapporter tyder på, at forbruget af kul til kraftværker på verdensbasis ikke vil stige ret meget, selv om der i flere lande bygges kulfyrede værker til supplering af den nukleare udbygning, idet der samtidig skrottes et stort antal ældre anlæg.

Udsigterne til rigelige kulforsyninger er derfor gode i lang tid fremover, også fordi kulreserverne er enorme.

Værkerne i Elsam-området, der altid har været afhængige af kul fra nærtliggende lande på grund af de relativt dårlige havneforhold, har nu fået mulighed for at slippe fri af denne afhængighed, idet kulhavnene ved SH, MKS og VK er eller i nær fremtid bliver så store, at skibe op til 100.000 t kan anløbe SH, op til 35.000 t MKS og op til 18.000 t fuldlastede eller 35.000 t partlastede kan anløbe VK.

De øvrige værker, hvoraf flere har en væsentlig fjernvarmelevering, er henvist til leverancer hovedsagelig fra Polen. Leverancestop fra østlande kan afhjælpes enten med store brændselslagre ved disse værker eller ved at muliggøre intern transport fra de havne, der kan modtage oversøiske kul. Det må i denne forbindelse være rimeligt at udlægge

kultransportanlægget ved SH således, at det kan bruges til lastning.

Leverancerne til de store havne kan som nævnt ske fra oversøiske pladser, hvilket naturligvis spreder risikoen. Langtidskontrakter (f.eks. med Australien og U.S.A.) indeholder imidlertid glideformler for arbejds løn, sociale goder, jernbanetransport o.s.v. Polakkernes pris har altid (også under energikrisen) ligget under alle andre leverandørers, idet man ønsker vestlig valuta, hvorfor oversøiske køb vil medføre merudgifter.

Da man i en krisesituation ikke kan forvente at kunne købe uden at "være i bogen", foreslås det dog, at en del af leverancerne til SH, VK og MKS sker oversøisk. Endelig kan man opnå nogen good-will hos polakkerne ved at lave rammeaftaler over et længere åremål end de tre år, der har været sædvane.

Udgifterne til ovennævnte er følgende:

1. Lagrene kan udvides med ca. 800.000 t for en årlig real-renteudgift på ca. 7 mill.kr. (kapitalbehov ca. 140 Mkr.
2. Oversøiske køb af størrelsen 1,2 mill. t pr. år til en årlig merudgift på 15-20 mill.kr.
3. Polske aftaler af 5-10 års varighed (ingen merudgift).

3.2.2 Ombygningsmuligheder

På bestyrelsesmøde den 2. december 1976 blev det vedtaget at ombygge VK's oliefyrede blok til kul/oliefyring. På samme møde blev det aftalt, at der skulle udarbejdes indstilling vedrørende ombygning af SV's oliefyrede blok til kul/oliefyring og opstilling af en kul/oliefyret kedel på FV til forsyning af blok 3 med damp. Det har imidlertid siden vist sig, at FV's oliefyrede blok muligvis kan ombygges til kul/oliefyring, og at denne løsning kan blive økonomisk mere attraktiv end opstilling af en ny kedel. - Dette spørgsmål vil blive undersøgt nærmere, inden der udarbejdes endelig indstilling til bestyrelsen om yderligere ombygninger.

3.2.3 Nye enheder, aktuelle typer

Følgende anlægstyper kan komme på tale i forbindelse med den nødvendige effekttilgang i perioden fra 1983 til 1986, idet a-kraft tidligst kan idriftsættes i 1987:

- 300-600 MW kul/oliefyret anlæg med eller uden fjernvarme-udtag
- 25-150 MW kul/oliefyret modtryksanlæg
- 50-80 MW gasturbine med fjernvarme
- 10-20 MW diesel-vand-kraftvarmeværk
- 80-90 MW diesel-damp-kraftvarmeværk
- 250-300 MW gasturbine med luftmagasin

En nærmere beskrivelse af disse anlægstyper findes i appendix A. I bilag 7 er angivet en oversigt over de væsentligste parametre.

For at kunne give entydige prisoplysninger omfatter tabellen kun én anlægsstørrelse for hver anlægstype. Prisoplysningerne for anlægstyper, der endnu ikke har været opført i Danmark, er behæftet med ret stor usikkerhed. Et sikrere prisgrundlag kan kun skaffes, dersom man udfører et egentlig projekteringsarbejde.

Alle anlægspriser er opgivet som kontraktpris i 1975-kr. pr. kW installeret elektrisk effekt (kr/kW). Der er altså ikke taget hensyn til varmeeffekten i denne forbindelse. Kontraktprisen er den samlede pris for anlægget eksklusive byggerenter og inflation.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne, der er taget fra (4) er baseret på en elproduktion svarende til 5000 fuldlast-timer. Udgifterne, der hidrører fra både el- og varmeproduktion, er kun sat i relation til elproduktionen (øre/kWh).

De anlæg, der skal bygges i 1983-1986 for at sikre den nødvendige tilgang af effekt til Elsams system, skal opfylde følgende krav i så høj grad som muligt:

- skal øge Danmarks olieafhængighed
- skal være gennemprøvede
- skal være pengeøkonomiske
- skal være energiøkonomiske
- skal harmonere med en eventuel fremtidig udbygning med a-kraft

Kravet om, at effekttilgangen i overvejende grad skal bestå af anlægstyper, der er gennemprøvede, udelukker ikke, at det af en eller anden grund kan være hensigtsmæssigt at opføre mindre anlæg af typer, der endnu ikke er fuldt gennemprøvede.

En vurdering af de forskellige anlægstyper ud fra ovennævnte krav har ført til, at de videre overvejelser i kapitel 3.4 for den første del af perioden 1983-1986 koncentrerer sig om 300 MW kul/oliefyrede anlæg med fjernvarmeudtag og kul/oliefyrede modtryksanlæg i størrelsen 50-80 MW.

Sidst i perioden, umiddelbart før idriftsættelsen af det første a-værk, vil det måske være hensigtsmæssigt at bygge et luftmagasinværk, som spidslastanlæg, selv om dette vil betyde et lidt forøget olieforbrug. Forudsætningen må være, at NWK's erfaringer med denne anlægstype er gode.

Gasturbine- og dieselanlæg har alle den væsentlige ulempe, at de er baseret på olie. Så længe det er muligt at etablere kombineret el/varmeproduktion på basis af kul eller uran, vil der næppe være basis for disse anlægstyper i væsentligt omfang.

3.2.4 Effektkøb fra udlandet

Samtaler med NWK har bekræftet, at tyske el-selskaber har store problemer med at få myndighedsbehandlet og godkendt nye byggepladser, specielt for kernekraftanlæg. Myndighedsbehandlingen tager ligesom her i landet lang tid, og man forventer ikke nogen forbedring af dette forhold i en overskuelig fremtid, hvorfor NWK selv vil kunne få problemer med at dække den nødvendige effekttilgang. På denne baggrund

tjener det ikke noget formål, i forbindelse med denne udvidelsesplan, at foreslå mulighederne for køb af effekt fra NWK nærmere belyst.

På baggrund af den politiske udvikling i Sverige og de usikkerhedsmomenter, dette medfører for elværkerne her, har Vattenfall givet udtryk for, at det ikke på nuværende tidspunkt er muligt at tage stilling til forespørgsler om køb af effekt i begyndelsen af 80'erne.

Derimod har NVE taget positivt imod en henvendelse om at undersøge mulighederne for at sælge yderligere 250 MW til os ud over de 250 MW, vi allerede har købt. - Ved køb af ialt 500 MW fra Norge må det undersøges nærmere, om en forstærkning af Norgesforbindelsen, der er på 2 x 250 MW, f.eks. ved udlægning af et tredje kabel, er nødvendig for at sikre en tilfredsstillende driftssikkerhed for et 500 MW's effektkøb.

3.3 Reservekrav og enhedsstørrelse

De almene principper for et systems reserveeffektdimensionering er udmærket beskrevet af Nordels planlægningskomité (7). Rapporten indeholder en række beregninger, men på grund af det jysk-fynske områdes særlige placering mellem 2 store systemer kræver forholdene her en særskilt overvejelse.

Spørgsmålet er desuden behandlet af handelsministeriets Analyse- og Prognoseudvalg, men uden tilstrækkelig hensyntagen til de særlige vilkår, som må iagttages for små delsystemer.

Hovedsynspunktet må være, at delsystemet mindst skal bidrage til totalsystemets installerede reserve med en forholdsmæssig andel.

Hertil kommer et mindre veldefineret hensyn. Et delsystem bør ikke påføre nabosystemerne sådanne driftsmæssige gener, at delsystemet på baggrund af gældende samarbejdsaftaler må vurderes som en belastende part i samarbejdet. Medfører en udbygningsplan større gener, bør den derfor suppleres med nye aftaler med naboerne.

De driftsmæssige gener viser sig fortrinsvis som havarihjælp til delsystemet. Det er derfor vigtigt at kunne foretage en realistisk beregning af omfanget af nødvendig havarihjælp i forskellige udbygningsplaner.

I effektudvidelsesplan 1976 omtaltes en igangværende undersøgelse, som siden er afsluttet og præsenteret i notat 76/17a (5).

I appendix B belyses den nødvendige havarihjælp for et udbygnings-eksempel indtil 1987 samt konsekvenserne af ændrede forudsætninger på følgende områder:

- a - ringere rådighed af produktionsanlæg
- b - større belastning

Spørgsmålet om enhedsstørrelse behandledes i effektudvidelsesplan 1976 og behøver ikke nærmere uddybning i øjeblikket.

Resultater fra rådighedsstatistikker for produktionsanlæg fremgår af bilag 8 og 9.

Der kan ikke på forhånd sættes bestemte grænser for, hvor stor havaristøtte fra naboområderne der kan accepteres. Naboerne er ud fra egne erfaringer indstillet på, at der kan forekomme enkelte dårlige år.

Skønsmæssigt må man anse grundtilfældet (havarital for produktionsenheder: 10%, KKIII-prognose) med en installeret effektreserve på mindst 20% for fuldt acceptabelt for naboerne.

Afvielser fra grundtilfældet kan tænkes med hensyn til

- belastning
- havarital
- fjernvarmereservationer
- skrotninger

Ændringer af belastning og havarital kan gå i begge retninger, hvorimod ændringer på de sidste to områder altid vil indebære en forværring af forholdene. Spørgsmålet om effektreserve for fjernvarmereservationer og skrotninger er omtalt i afsnit 2.2 og 3.1.

Til og med 1984 må man anse enkelte år med højere belastning (eller gennemsnitlige havarital på 15%) for acceptabelt. For de følgende år synes konsekvenserne af sådanne afvielser at blive mere alvorlige. Den fremtidige reserveeffektpolitik må derfor vurderes igen i de kommende års udvidelsesplaner.

Sammenfattende bedømmes produktionssystemet indtil 1984 som for-svarligt dimensioneret med en installeret reserve på mindst 20%. Herved forudsættes, at reserven ikke beskæres som følge af fjern-varmeproduktion eller skrotninger.

3.4 Forslag og konsekvenser

3.4.1 Nødvendig effekttilgang

Med KKIII prognosen (jvf. afsnit 2.1), de eksisterende og besluttede enheder, som beskrevet i 3.1, og det i 3.3. begrundede reservekrav på ca. 20%, fås følgende behov for effekttilgang til og med 1986:

År	Maks. belastn.	Maks. belastn. +20%	Inst. effekt (vedtagne + 35 år gamle anlæg)	Nødvendig effekt- tilgang (årlig)	Resultierende reserve i	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
76/77	(2080)	2496	3149	-	1069	51,4 ⁺
77/	2260	2712	3574	-	1314	58,1 ⁺
78/	2420	2904	3574	-	1154	47,7
79/	2600	3120	3874	-	1274	49,0
80/	2780	3336	3874	-	1094	39,4
81/	2970	3564	3874	-	904	30,4
82/	3160	3792	3874	-	714	22,6
83/	3370	4044	3874	170	674	20,0
84/	3580	4296	3874	252	716	20,0
85/	3800	4560	3828	310	760	20,0
86/	4020	4824	3766	326	804	20,0

ialt 1058

(+) Med det aftalte effektsalg til NKK reduceres reserven for Elsam-området til 42% i 76/77 og 45% i 77/78)

Tabellen viser, at effektforholdene skulle være tilfredsstillende til og med 1982/83. I 1983/84 er der behov for 170 MW ny effekt og til og med 1986 ialt ca. 1100 MW.

Som omtalt i tidligere afsnit kan der imidlertid blive behov for yderligere effekttilgang, betinget af f.eks. tidligere skrotning af anlæg end efter de forudsatte 35 år, fjernvarme-uaflukkelighed, større belastningsstigning end forudsat m.v. - Konsekvenserne af disse usikkerheder er kommenteret i afsnit 3.4.4.

3.4.2 Ny instillingsform

Med den mere og mere tidskrævende procedure, der må regnes med ved myndighedsbehandling af nye anlæg, og usikkerheden med hensyn til, om et bestemt anlæg overhovedet vil kunne godkendes af myndighederne, er der i denne udvidelsesplan anvendt en anden instillingsform end i tidligere udvidelsesplaner. I stedet for, som tidligere, at indstille et enkelt, konkret anlæg til udførelse, foreslås det, at indstillingerne i fremtiden foregår i 2 trin. Første trin er en indstilling i udvidelsesplanen om påbegyndelse af projekteringen af et eller flere anlæg. Projekteringen skal påbegyndes på helt samme måde, som hvis anlæggene var blevet vedtaget til endelig udførelse. Det er naturligvis nødvendigt, at myndighederne accepterer at behandle projekterne på denne måde, d.v.s. accepterer, at de miljøbehandles, og at der gives forhåndstilsagn om, at projekterne vil kunne godkendes i henhold til den nye ellov, når behovet for ny effekt iøvrigt kan godkendes af handelsministeriet. - De foreslåede anlæg skal være anlæg, det på det pågældende tidspunkt anses for rigtigt at bygge inden for en overskuelig fremtid.

Andet trin er en indstilling om, hvilket af de igangsatte projekter der først skal gennemføres. Denne indstilling behøver først at foreligge, når der skal tages kontakt med leverandører om endelige ordrer. Dette vil ikke nødvendigvis ske i forbindelse med forelæggelse af den årlige udvidelsesplan.

Ved overgangen til den foreslåede nye instillingsform vil det være nødvendigt, for at instillingsformen skal have mening, at indstille projekteringen påbegyndt af så mange anlæg, at det dækker det forventede behov i 1983/84 samt de

efterfølgende 1 á 2 år. Fremtidige udvidelsesplaner vil herefter normalt kun indeholde indstilling om påbegyndelse af projektering af anlæg til dækning af 1 års effekttilgang.

Fordelen ved den beskrevne fremgangsmåde er, at risikoen for, at ny effekt ikke kan færdiggøres til det ønskede tidspunkt, reduceres, og at endelig beslutning om større investeringer udskydes længst muligt. Desuden vil anlæg, som den indledende projektering måtte vise, er teknisk eller økonomisk uegnede, kunne udgå uden væsentlige ulemper og uden anden udgift end den, der er medgået til projekteringsarbejdet.

3.4.3 Forslag til ombygninger og projekter

Vedr. ombygninger:

Indstilling vedrørende eventuel ombygning af SV's og FV's oliefyrede blok til kul/oliefyring i 1979-80 forelægges bestyrelsen snarest.

Vedr. projekteringsarbejder:

Følgende projekter foreslås igangsat:

- 1: Gennemføre forhandlinger med NVE frem til endeligt kontraktudkast for køb af 250 MW spidseffekt med magasineringssmuligheder. Herunder vurdering af behov for og eventuel udgift til forstærkning af Skagerrakforbindelsen.
- 2: Projektering af en ca. 300 MW kul/oliefyret kondensationsenhed med fjernvarmeudtag (ca. 250 Gcal/h max.) på Studstrupværket. Endelige data fastlægges sammen med Århus kommunale Værker. - Forslag til leveringsbetingelser for fjernvarme udarbejdes af Århus kommunale Værker og MK med deltagelse af Elsam. Ved projektering af enheden og udarbejdelse af udbudsbetingelser skal der tages hensyn til, at det kan blive aktuelt at installere en tilsvarende enhed kort tid efter på VK.
- 3: Projektering af en kul/oliefyret modtryksenhed (ca. 50 MW) placeret i Randers. Endelige data og placering fastlægges sammen med RKE. - Forslag til leveringsbetingelser for fjernvarmen udarbejdes af RKE og MK med deltagelse af Elsam.

- 4: Projektering af en kul/oliefyret modtryksenhed (ca. 75 MW) placeret i Herning. Data og placering fastlægges sammen med Herningegnens Elforsyning. - Forslag til leveringsbetingelser for fjernvarmen udarbejdes af Herningegnens Elforsyning og VK med deltagelse af Elsam.

Det anslås, at ovenstående projekteringsarbejder incl. konsulentassistance ved miljøundersøgelser m.m. frem til det tidspunkt, hvor købshensigtserklæring skal afgives, vil være omtrentlig:

for 2:	3,5 mill.kr.
for 3:	3,0 mill.kr.
<u>for 4:</u>	<u>3,0 mill.kr.</u>
Ialt	9,5 mill.kr.

Ifølge de præliminære tidsplaner er perioden mellem projektstart og købshensigtserklæring ca. 20 mdr. for MK-projektets vedkommende og ca. 26 mdr. for modtryksprojekternes vedkommende.

De skønnede projekteringsudgifter for modtryksanlæggene kan måske forekomme store i forhold til projekteringsudgifterne for MK-projektet. Dette skyldes bl.a., at det drejer sig om en ny type anlæg opført på en ny byggeplads (i hvert fald i Herning), og at de skønnede udgifter, som nævnt, omfatter en længere periode (26 mdr.). Der er endvidere forudsat en noget mere kompliceret arbejdsgang i modtryksprojekterne, end det normalt er tilfældet. Endelig bør det nævnes, at skønnet over projekteringsudgifterne er behæftet med større usikkerhed for modtryksprojekternes vedkommende end for MK-projektets vedkommende.

Begrundelsen for at foreslå ovennævnte projekteringsarbejder igangsat er følgende:

- ad 1: Det må forventes, at spidseffekt fra Norge vil kunne købes til en pris, der er fordelagtig sammenlignet med prisen på tilsvarende effekt bygget i Elsam-området. Det er derfor ønskeligt at få dette undersøgt nærmere.
- ad 2: Der påregnes en kraftig udbygning af fjernvarmenettet i Århus-området. Resultatet af tidligere undersøgelser, der også bekræftes af KKI-undersøgelsen, viser, at

der for el- og fjernvarmeforsyningen under ét, foruden de energimæssige fordele, også er økonomiske fordele ved at kombinere el- og fjernvarmeproduktionen på en udtagsenhed, forudsat at der er et rimeligt koncentreret fjernvarmebelastningsgrundlag.

MK har oplyst, at plads- og miljøkrav gør en større modtryksenhed ved Århusværket vanskeligt gennemførlig. Den mest fordelagtige løsning opnås ved bygning af en ca. 300 MW udtagsenhed på Studstrupværket (ca. 250 Gcal/h-maksimalt udtag). Behovet for el-effekttilgang i Elsam-området kunne retfærdiggøre installation af en 600 MW enhed. Dette vil imidlertid begrænse mulighederne for installation af økonomisk fordelagtige anlæg for kombineret el-varmeproduktion i resten af systemet. Økonomien i etablering af fjernvarmeforsyning fra Gyllingnæs på et senere tidspunkt bliver ikke væsentligt påvirket af den foreslåede disposition. (Ovenstående indstilling er nærmere begrundet i en delrapport i forbindelse med KKIII-undersøgelsen).

I Esbjerg er der ligeledes igangsat en kraftig udbygning af fjernvarmenettet, som vil øge behovet for fjernvarmeleverancer fra VK i de kommende år. Det skønnes, at der på grund af den øgede fjernvarmebelastning og nedslidningen af ældre anlæg vil være behov for et nyt anlæg i midten af 80'erne. Det er muligt, at dette anlæg bør være en udtagsenhed af samme størrelse som den, der er foreslået på Studstrupværket. Det er imidlertid også muligt, at det vil være mere hensigtsmæssigt med installation af en stor (100-150 MW) modtryksenhed. Dette afhænger bl.a. af, hvor meget el-effekt, der bliver behov for, inden det første kernekraftanlæg kan idriftsættes, rentabiliteten af decentrale anlæg m.v., og indtil disse spørgsmål er nærmere afklaret, findes det ikke rimeligt at foreslå andet, end at det ved projekteringen af Studstrupanlægget holdes for øje, at et tilsvarende anlæg hos VK kan blive aktuelt.

ad 3 KKKIII-undersøgelsen viser, at der under de gjorte
og 4: forudsætninger er rimelig økonomi for el og fjernvarme set under ét, ved bygning af decentrale modtryksanlæg i en række jysk-fynske byer. Rentabiliteten af modtryksanlæg øges med øget størrelse af anlægget, d.v.s. med øget fjernvarmebelastningsgrundlag. - En af de forudsætninger, der har væsentlig indflydelse på rentabiliteten er de anslåede anlægsudgifter for modtryksanlæg. Endelig viden herom opnås kun ved projektering af konkrete anlæg. De anvendte data baserer sig alene på et enkelt skitseprojekt. Det foreslås derfor, at projekteringsarbejdet påbegyndes for RKE, hvor der på grund af nedslidning af de eksisterende anlæg er behov for nye anlæg. Endvidere foreslås projekteringen påbegyndt for et anlæg for Herning, der sammen med Randers har det største fjernvarmepotentiel uden for de nuværende kraftvarmebyer. Valget af disse to byer gør endvidere, at såvel en kyst- som en indlands-placering bliver undersøgt.

Videreførsel af tidligere beslutninger:

Det indstilles,

at NWK's bygning og drift af et luftmagasinkraftværk fremdeles følges opmærksomt.

at arbejdet med nukleare anlæg, i samarbejde med Kraftimport, videreføres med henblik på at kunne ordre det første nukleare anlæg, så snart de nødvendige beslutninger herom er truffet i folketinget.

at miljøundersøgelserne ved MK, SV og VK færdiggøres.

3.4.4 Driftsmæssige konsekvenser

Bilag 10 viser, hvilke ændringer der forudses i produktionssystemet indtil 1983 som følge af den skitserede udvikling.

Effektforhold

For årene efter 1980 er effektforholdene belyst i afsnit 3.3. For årene 1977-79 bliver eftersynsplanlægningen og dermed effektsituationen påvirket af de store ombygninger og af de nye enheders idriftsættelsestidspunkt. En bedømmelse af forholdene ud fra reserveprocenten ved årets slutning bliver således for optimistisk. Imidlertid er der installeret så megen effekt, at reservesituationen, selv under hensyn til de nu kendte havarier og ombygninger, skønnes at blive acceptabel. Derimod må der forudses effektproblemer, hvis det bliver nødvendigt at sende tre generatorrotorer (MKS, NKA, FVO) til ombygning hos leverandøren inden 1979. Ved køb af reserverotor (ca. 10 mill.kr.) kan enhedernes udetid i forbindelse med ombygningen reduceres til et acceptabelt niveau.

Effektproblemer kan således opstå i hele den undersøgte periode. Årsagerne kan være

- generatorrotorombygninger
- fjernvarmereservationer
- skrotninger
- belastning over prognose
- gennemsnitlige havarital over 10%

Tilsammen bliver disse forhold i perioden indtil 1980 næppe så belastende, at ekstra effekttilgang bliver nødvendig. For perioden 1981-1985 er bedømmelsen på ovennævnte områder endnu så usikker, at der bør kunne skaffes ny effekt med kort varsel. Skrotninger og havarier kan komme fra den ene dag til den anden, hvorimod de øvrige muligheder kan forudses et par år i forvejen.

Ifølge tabellen, bilag 7, kan gasturbine- og dieselanlæg bygges på under 4 år. På endnu kortere sigt er støtte fra udlandet den bedste og naturligste løsning. På grund af forsinkede kernekraftprogrammer må købsmulighederne i Tyskland og Sverige betegnes som usikre. Derfor bør en passende del af mulighederne for norske effektkøb forblive uudnyttede, så de eventuelt kan sættes hurtigt ind. Det gøres i praksis ved at

indlægge effekt fra Norge i slutningen af den periode, udvidelsesplanen omfatter. Opstår der effektmangel tidligere i perioden, søges effekten fra Norge fremrykket, og der vil være tid til indsats af dieselanlæg, gasturbineanlæg eller andre foranstaltninger.

Brændselsforbrug

Ønsket om at begrænse olieforbruget og at udnytte mulighederne for billige kultilførsler har ført til beslutninger om udbygning af den kulfyrede effekt med ca. 550 MW i perioden 1977-80. Forslag om ombygning af yderligere ca. 500 MW er under udarbejdelse. Bilag 10 viser det beregnede forbrug af kul og olie til produktion af områdets egen belastning under forudsætning af en ombygning på SV. Som resultat af dette intense kulprogram kan det årlige olieforbrug stabiliseres omkring det nuværende niveau (14-16.000 Tcal), mens kulforbruget fordobles til ca. 25.000 Tcal i 1983.

3.5 Brændselslagre og havne

3.5.1 Nuværende tankkapacitet og udbygningsplan

Fra myndighedernes side er der stillet en række krav med hensyn til den fornødne tankkapacitet og opretholdelse af minimumslagre for at imødegå afbrydelser i brændselsforsyningen (lagerkapacitet til $5\frac{1}{2}$ mdrs. forbrug i tilfælde af isvinter). De ovennævnte minimumslagre er normalt ikke tilstrækkelige til at kunne udnytte de sæsonmæssige svingninger i brændselspriserne.

Den nuværende tankkapacitet opfylder for øjeblikket dette ønske ved den ret høje kulfyringsgrad, der anvendes, idet det udnyttelige arbejdslager svarer til 8-9 mdr.s gennemsnitligt olieforbrug jvf. effektudvidelsesplan 1976.

Pr. 1.1.1977 beløber den samlede tankkapacitet for Elsamområdet sig til ca. 1,7 mill. tons brændselsolie. I bilag 11 er de enkelte værkers tankkapaciteter vist.

Den planlagte tankudbygning indebærer en udvidelse af tankanlægget ved SH med 375.000 t. Dette tankanlæg vil blive

færdiggjort inden 1979 og vil bringe den totale tankkapacitet op over 2 mill. tons. Udbygningstakten fremgår af bilag 11. Sammen med idriftsættelsen af 600 MW-enheden ved SH vil NWK kunne disponere over to af tankene med en kapacitet på ialt 150.000 tons. Elsams totale kapacitet vil dermed blive reduceret til ca. 1,9 mill. tons.

3.5.2 Lagerkapacitet for kulpladserne

Elsams samlede oplagringsmuligheder for kul udgør 2 mill. tons og fordeler sig på de enkelte værker som vist i bilag 12.

I forbindelse med bygningen af EV3 udvides kulpladsen fra de nuværende 400.000 tons til en kapacitet på 1.000.000 tons. Heraf regnes der reserveret en lagerkapacitet på 250.000 tons til dækning af NWK's behov. Sammen med ombygning af VK B2 udvides kulpladsen i 1978 med ca. 200.000 tons. Herudover er der ved FV mulighed for en kullagerforøgelse på ca. 1 mill. tons ved at leje nye arealer.

Ud fra de skønnede kulforbrug i afsnit 3.4 (max. kulfyring) ses det, at den totale kullagerkapacitet i 1976/77 svarer til ca. 12 mdr.s forbrug, medens den i 1979 svarer til ca. 11 mdr.s forbrug. Hvis der ingen kulpladsudvidelser sker derefter, vil lagerkapaciteten i 1982 svare til 8 mdr.s forbrug.

3.5.3 Havneforhold

I bilag 13 er vist de væsentlige data for de enkelte kraftværkers havne. Det efterfølgende er således kun en gennemgang af de specielle forhold, der gør sig gældende for værkernes besejling.

På grund af de dårlige besejlingsforhold af Odense kanal kan FV kun anløbes af små skibe (maks. 5.000 tons).

Ved Studstrupværket er den tilladte dybgang 33 fod for tankskibe og 35 fod for kulbåde, og havnen kan besejles af fuldtlastede skibe med en maks. størrelse på 25-35.000 tons.

NE's og NK's besejlung er mulig med partlastede 100.000 tons skibe. Den maksimale dybgang må dog ikke overstige 26-28 fod ved passage af Hals Barre. Det kan ikke forventes, at Hals Barre uddybes.

Enstedværkets nye oliehavn blev åbnet i sommeren 1976 for 125-150.000 tons tankskibe. Der er mulighed for at uddybe havnen til 200-250.000 tons skibe. Fra sommeren 1978 er vanddybden ved kulkajen 16 m, svarende til 90-100.000 tons kulkibe. Både SH's og SV's havne vil blive benyttet til at tage toppen af de store skibe, inden disse anløber de andre havne. Transit til FV forventes at skulle ske fra SH og SV.

VK kan besejles af 18.000 tons tankskibe fuldtlastede og 35.000 tons tankskibe partlastede. Kulhavnen uddybes, og der anskaffes en ny kran, således at den kan modtage kulkibe af samme størrelse som tankskibene.

3.6 Ledningsanlæg for spændinger over 100 kV

(uddrag af netudvidelsesplanens resumé (8)):

Perioden 1977-81: Den i forrige netudvidelsesplan og i tillægget hertil godkendte forstærkning af østkystforbindelsen mellem Høgsholt ved Vejle og Trige nord for Århus i perioden 1977-80 er vist på bilag 14. Der foreslås ingen linier bygget 1981 af hensyn til kriterierne.

I 1980 henholdsvis 1981 har SV planlagt 150 kV station Fredericia og VK station Holsted etableret. Muligheden for koordinering mellem samarbejdsnettet og forsyningslinier til disse stationer er endnu ikke færdigbehandlet i NU, og der vil blive fremsendt notat med indstilling senere.

Perioden 1982-85: Det foreslås, at de manglende strækninger af 400 kV forbindelsen Kæssø-Landerupgaard-Malling-Trige-Tjele, at forbindelsen fra Tjele over Idumlund og Jegsmark til Landerupgaard samt at linie to til Fyn søges optaget i myndighedernes region- og kommuneplaner med endeligt fastlagt tracé, således at de - om nødvendigt - umiddelbart kan optages i lokalplaner. Herved opnås en nødvendig forkortelse af afstanden mellem beslutning og forventet idriftsættelse.

Udlandsforbindelser: Det foreslås, at den pr. 1.3.79 planlagte 400 kV forbindelse med omlægning af Kassø-Tjele til 400 kV kan fremrykkes uden fornyet bestyrelsesbehandling, hvis undersøgelser vedrørende eventuel fremrykning af Enstedværkets 600 MW enhed eller af den tyske del af 400 kV linien alene begrundet det.

Reaktiv effekt: For 1977/78 og 1978/79 foreslås et maksimalt tg ϕ på 0,40. Netmålinger sommeren 1976 har ikke ført til supplement med minimumskrav for lavlastsituationer.

4. Investeringsplaner

I elforsyningslovens § 2, stk. 1, pkt. 4, forlanger handelsministeren, at bevillingshaveren indsender "udførlige investerings- og finansierungsplaner for kapacitetsudbygning af produktions-, transmissions- og distributionsanlæg".

Elværkernes energiudvalgs planlægningsgruppe (EEP) mener, at finansierungsplaner hænger sammen med prisfastsættelsen og derfor bør behandles i elprisudvalget (§ 10) og ikke i Energistyrelsen. Finansierungsplaner ventes derfor indsendt via DEF i forbindelse med opstilling af "økonomisk oversigt", som danner grundlag for priskontrollen.

Det samlede kapitalbehov til nye anlæg for Elsam og de 7 interessenter for årene 1977-1985 fremgår af bilag 15. Beløbene opgives som faste 76-priser uden byggerenter.

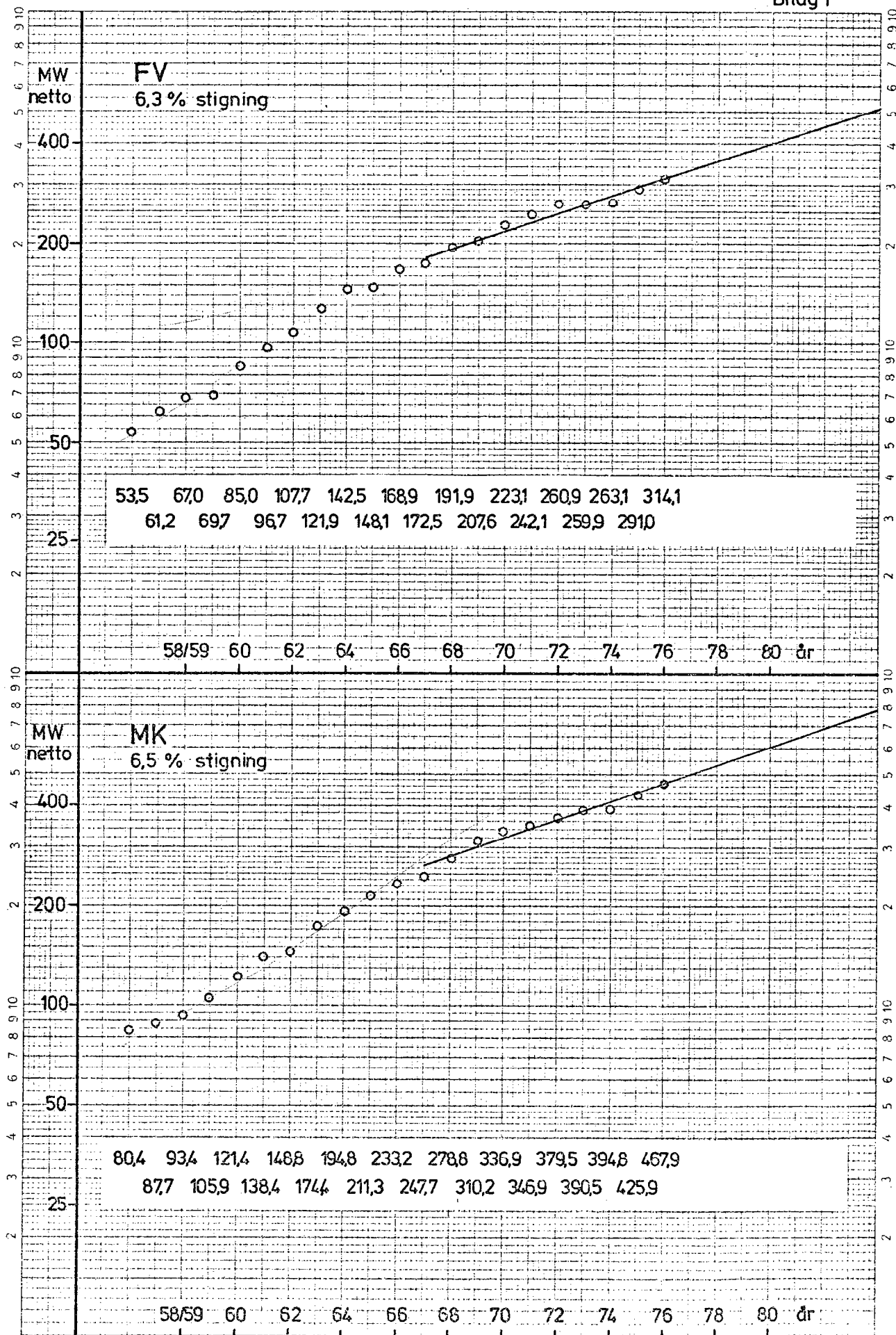
Det skal understreges, at kun øverste gruppe og en del af netanlæggene består af besluttede og budgetterede anlæg. For alle øvrige tal må væsentlige ændringer forudses. Dog må størrelsesordenen af det totale kapitalbehov anses for realistisk.



Udvidelsesplan 1977

Elsam - max. (elektrisk)

Bilag 1



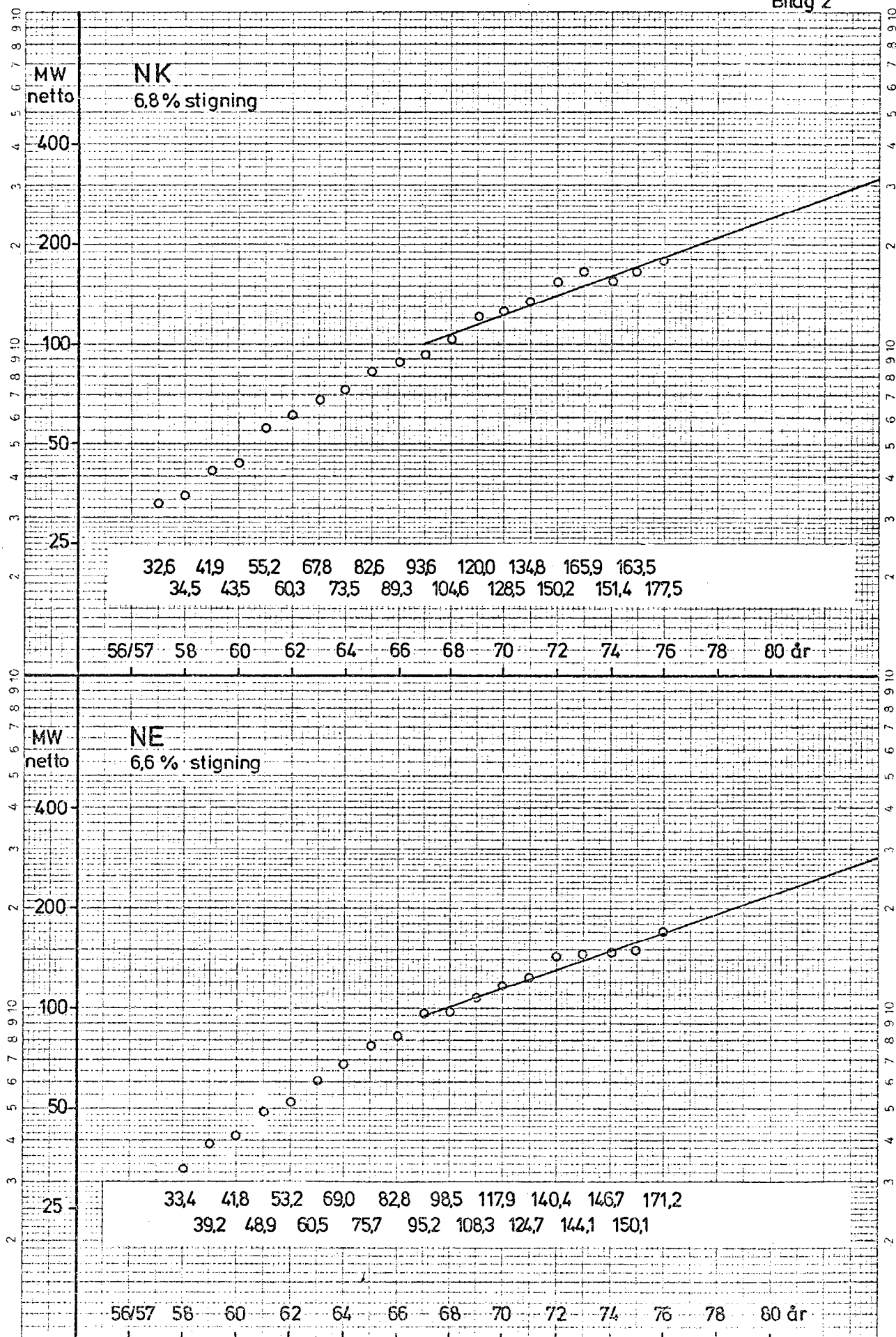
Elsam, jan. 1977

10C222

Udvidelsesplan 1977

Elsam-max. (elektrisk)

Bilag 2

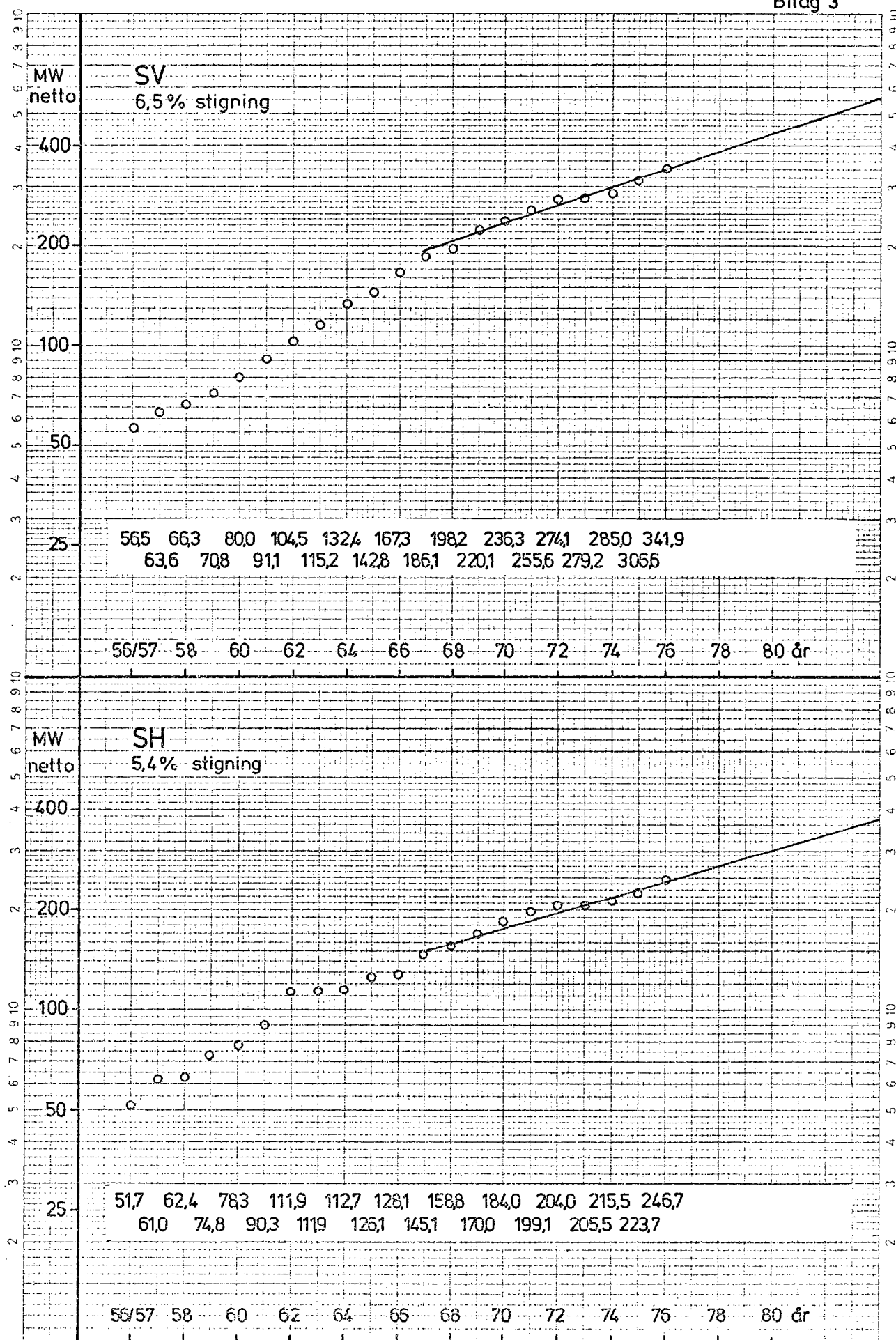


Elsam, jan. 1977
10C223

Udvidelsesplan 1977

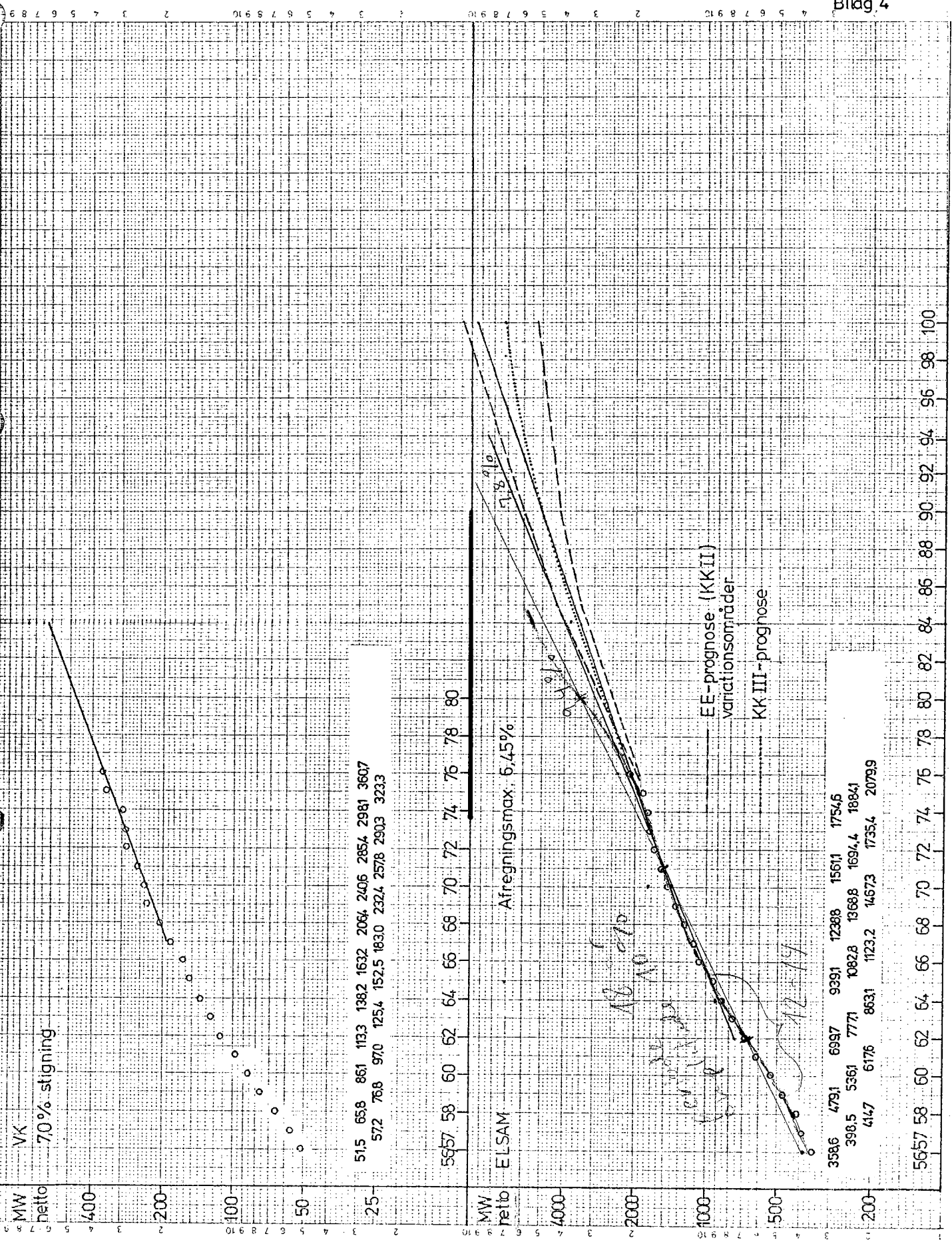
Elsam - max.(elektrisk)

Bilag 3



Elsam, jan. 1977
10C224

Idvidelsesplan 1977
LSAM - max. (elektrisk)



515 658 861 1133 1382 1632 2064 2406 2854 2981 3607
572 768 970 1254 1525 1830 2324 2578 2903 3233

Afregningsmax. 6,45%

EE-prognose (KKII)
variationsområde
KK III-prognose

3586 4791 6997 9391 12388 15611 17546
398,5 5361 7771 10828 13668 16944 18841
617 6176 8631 11232 14673 17354 20799

Anslået varmelevering fra kombinerede kraftvarmeværker
ved forceret fjv. udbygning

	By	Total af værk		
		1975	1985	1995
Nuværende kraftværksbyer	Esbjerg	650	950	1000
	Odense	1475	2200	2500
	Randers	360	510	560
	Åbenrå	85	220	240
	Aalborg	590	1300	1645
	Århus	800	2800	3000
	Ialt	3960	7980	8945
	Trekant-byerne: Kolding, Fredericia, Vejle, Mid- delfart		Total anhus	
			1985	1995
			1700	1750
Varmebelastningsgrundlag for Decentrale anlæg	Frederikshavn		290	350
	Haderslev		230	260
	Herning m.v.		660	750
	Hjørring m.v.		335	400
	Holstebro		310	340
	Horsens		560	600
	Silkeborg		400	440
	Skive		220	240
	Svendborg		320	350
	Sønderborg		300	320
	Viborg		340	385
	Brønderslev		145	170
	Grenå		160	185
	Nyborg		200	225
	Nykøbing M.		110	120
	Skagen		130	145
	Skanderborg		155	180
	Struer		125	140
	Thisted		150	170
	Varde		140	150
Ialt uden for nuv. kraftvarmebyer			6980	7670
Total, Elsam		3650	14960	16615

Data for eksisterende og besluttede kraftværksanlæg pr. 31.7.1976

Til de enkelte kolonner på side 2 og 3 skal der knyttes følgende kommentarer:

Periode	Enheden regnes idrifttaget ved begyndelsen af "fra år" og skrottet ved begyndelsen af "til år". Hvor der ikke findes konkrete planer om skrotning, regnes med en levetid på 35 år.
Installeret effekt	Netto-ydeevne ved kontinuert drift, gældende for resten af maskinens levetid, d.v.s. midlertidige effektreduktioner tages ikke i betragtning.
Fjernvarme	Data fra notat 76/44, plus ændringer.
Brændsel	Der opgives brændselsforbrug i bedstpunkt ved optimale betingelser. For enheder, der kan drives med både olie og kul, gælder værdierne ved oliefyring, ved kulfyring øges værdierne med 3%. For visse enheder skal forbruget (udover eventuel kulkorrektion) forøges med en korrektionsfaktor for gennemsnitlig tilsmudsning af kedel og kondensator, samt højere kølevandstemperatur. Tomgangsforbrug er forbrug ved teknisk minimum. Startomkostninger er angivet for start af kold maskine og for start efter 6 timers stilstand. "kul max" og "olie max" giver et tilnærmet billede af mulighederne for at fyre med henholdsvis kul og olie.
Drift og vedligeholdelse	Herom henvises til KKII og til "Udgifter til drift og vedligeholdelse" (NESA-IFV 13.11.75).

ELSAM
Data for eksisterende og besluttede kraftværksanlæg pr. 31.7.1976
Enheder over 35 år udeladt

Værk	Enh.	Periode		Inst.effekt		Fjernvarme			Brændsel					Drift og vedl.h.				elmax.v. max.fjv. (notat 75/149) MW
		fra år	til år	max MW	tekn. min MW	max $\frac{\text{Gcal}}{\text{h}}$	C_M $\frac{\text{MWh}}{\text{Gcal}}$	C_V $\frac{\text{MWh}}{\text{Gcal}}$	bedstp. $\frac{\text{kcal}}{\text{kWh}}$	korr. faktor %	forbrug ved tekn. min. $\frac{\text{Gcal}}{\text{h}}$	start		kul max %	olie max %	$\frac{\text{AT}}{\text{kW-år}}$	$\frac{\text{AT}}{10^3 \text{ AT}} \frac{\text{vrk-år}}{\text{vrk-år}}$	
												varm Gcal	omk. kold Gcal					
FVO	1	53	88	38	13	30	0.47	0.27	3270	1	46	23	80	0	100	2	0.5	30
	2	53	88	38	13	30	0.47	0.27	3270	1	46	23	80	0	100	2	0.5	30
	B1	61	96	73	34	85	0.51	0.20	2340	2	96	100	120	100	100	2	0.5	+
	B2	68	03	195	63	200	0.65	0.15	2300		164	180	450	100	100	1	0.15	174
	B3	74	09	269	50	240	0.79	0.20	2160		136	1000	2500	0	100	0.8	0.1	202
				613													250	
MKA	8	53	88	10*)	6	80	0.30	0.15	3240	3	42	50	125	100	0	2	0.5	-
	9	60	95	70	12	80	0.50	0.15	2500	5	37	45	110	0	100	2	0.5	58
	10	65	00	70	12	80	0.50	0.15	2690	5	37	45	110	100	0	2	0.5	58
	1	68	03	152	30	-			2070		74	135	357	100	100	1	0.15	
MKS	2	72	07	263	50	-			2110		122	1000	2500	0	100	0.8	0.1	
				565													250	
NEV	1	66	01	133	32	-			2170		80	80	240	0	100	1	0.15	
	2	77	12	300	75	-			2130		174	1000	2500	0	100	0.8	0.1	
				433													250	
NKA	3	50	85	29	9	-			2920	5	31	12	31	100	100	2	0.5	
	4	54	89	29	9	-			2920	5	31	12	31	100	100	2	0.5	
	5	58	93	41	14	60	0.38	0.20	2570	4	40	24	65	100	100	2	0.5	37
	6	62	97	69	15	100	0.33	0.17	2600	4	56	28	81	100	100	2	0.5	59
	B1	73	08	269	55	230	0.74	0.19	2090		133	1000	2500	0	100	0.8	0.1	+
				437													250	

*) 42 MW turbine med kedelbegrænsning

+) Værdien fremgår ikke af 75/149 på grund af midlertidige begrensninger

50

ELSAM

Data for eksisterende og besluttede kraftværksanlæg pr. 31.7.1976

Anlæg over 35 år udeleadt

Værk	Enh.	Periode		Inst.effekt.		Fjernvarme			Brændsel			Drift og vedl.h.					elmax.v. max.f.v. (notet 75/149) MW	
		fra år	til år	max MW	tekn. min MW	max Gcal/h	C _M MWh Gcal	C _V MWh Gcal	bedstp. kcal kWh	korr. faktor %	forbrug v.tekn. min Gcal/h	start		olie max %	AT kW-år	AT MWh		10 AT vrk-år
												varm Gcal	omk. kold Gcal					
SVS	1	51	86	31	13	-			3740		50	30	71	0	100	2	0.5	
	2	51	86	31	13	-			3740		50	20	71	0	100	2	0.5	
	3	55	90	59	13	-			3350		70	35	116	100	0	2	0.5	
	B1	64	99	102	40	-			2150	6	88	159	207	100	100	1	0.15	
	B2	71	06	269 492	55	-			2130		134	1000	2500	0	100	0.8	0.1	250
SHA SHE/	5	68	03	58	5	-			3430		20	40	175	0	100	2	0.5	
	1	58	93	57	14	-			2900	7	50	44	156	100	20 ^o	2	0.5	
	2	65	00	144	36	(+)			2230	2	94	182	575	100	70 ^o	1	0.15	
	3	79	14	300 559	75	(+)			2130		174	1000	2500	100	100	1	0.1	250
VKE	3	50	85	17	6	32			3620 *)		26	10	35	100	0	2	0.5	-
	4	53	88	34	6	64			3550 *)		33	20	70	100	0	2	0.5	-
	5	58	93	61	8	70	0.45	0.14	2750 *)		26	40	140	100	0	2	0.5	52
	B1	65	00	131	35	150	0.60	0.17	2330 *)		93	74	351	100	75	1	0.15	106
	B2	69	04	257 500	50	170	0.69	0.17	2100		121	1000	2500	0	100	0.8	0.1	216
																		250
Gast. Norge	GT1	76	11	25	1	-			3150		3			-	100 ^o)	0.4	0.3	
	1	76	11	125														
	2	77	12	125 275														
Ialt		79		3874														

(+) fjernvarmeprod. uden fortrinsstilling

o) kan ikke drives rent oliefyret, heller ikke ved dellast

*) værdi ved ren kulfyrring

") specialolie

	Brændsel		Brændsels-udnyttelse %		Kontraktpris kr/kw		Drift & vedligehold. udg. øre/kwh	Byggetid År	Erfa- ring**)	El-prod. uden fjernvarme
	Kul	Olie	Total	Heraf el	Ny plads	Eks. plads				
300 MW kul/oliefyret anlæg uden fjernvarme	x	x	41	41	2155	1855	0,9	6-7	3	ja
300 MW kul/oliefyret anlæg med fjernvarme (300 MWt)	x	x	90*)	34*)	2210	1910	0,9	6-7	3	ja
80 MW kul/oliefyret modtryksanlæg	x	x	85-90	30	3200	2380	2,0	5½-6	2	nej
80 MW gasturbineanlæg med fjernvarme		x (gas-olie)	75-80	30.	1200		1,1	4	2	ja
12 MW diesel-vand-kraftvarmeværk		x	78-80	39	1950		3,7***)	2-3	1	(ja)
82 MW diesel-damp-kraftvarmeværk		x	83	45	1915		1,6	3-4	1	(ja)
290 MW gasturbineanlæg med luftmagasin		x (gas-olie)	30	30	900			3½	1	

*) Disse procenter gælder den del af energien, der går til kraftvarmeproduktion.

**) I denne kolonne betyder: 3 omfattende og gode erfaringer.

2 mindre omfattende erfaringer.

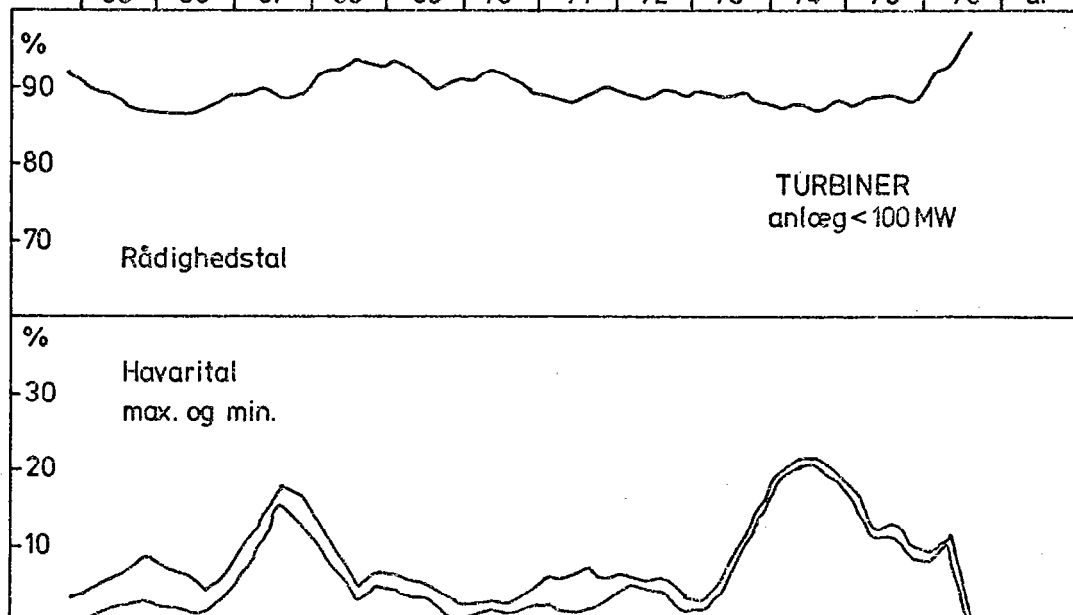
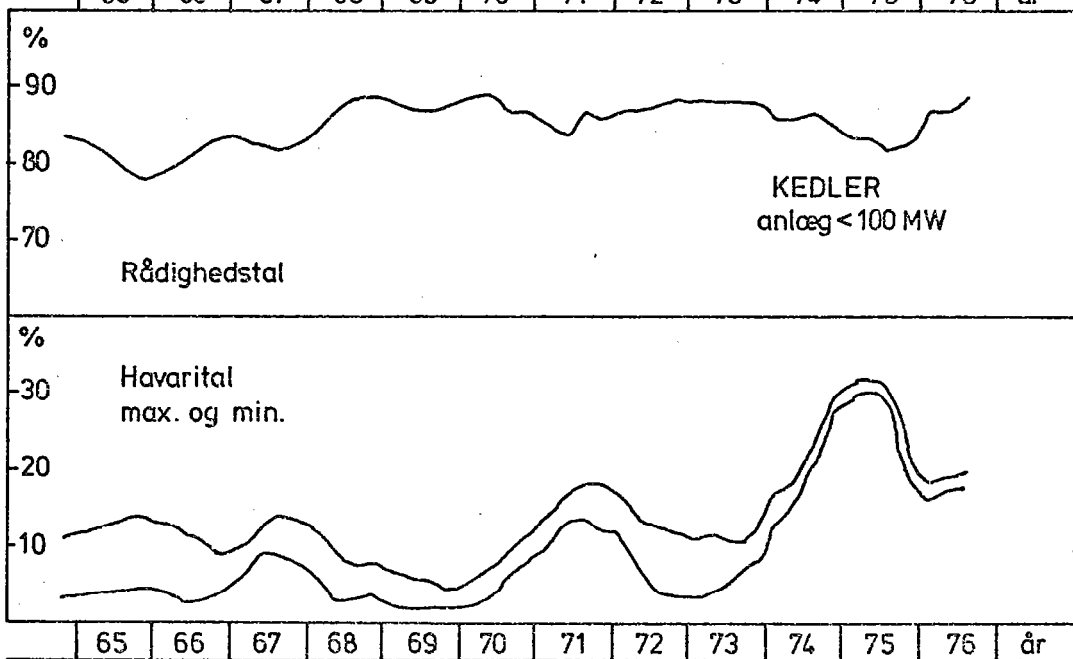
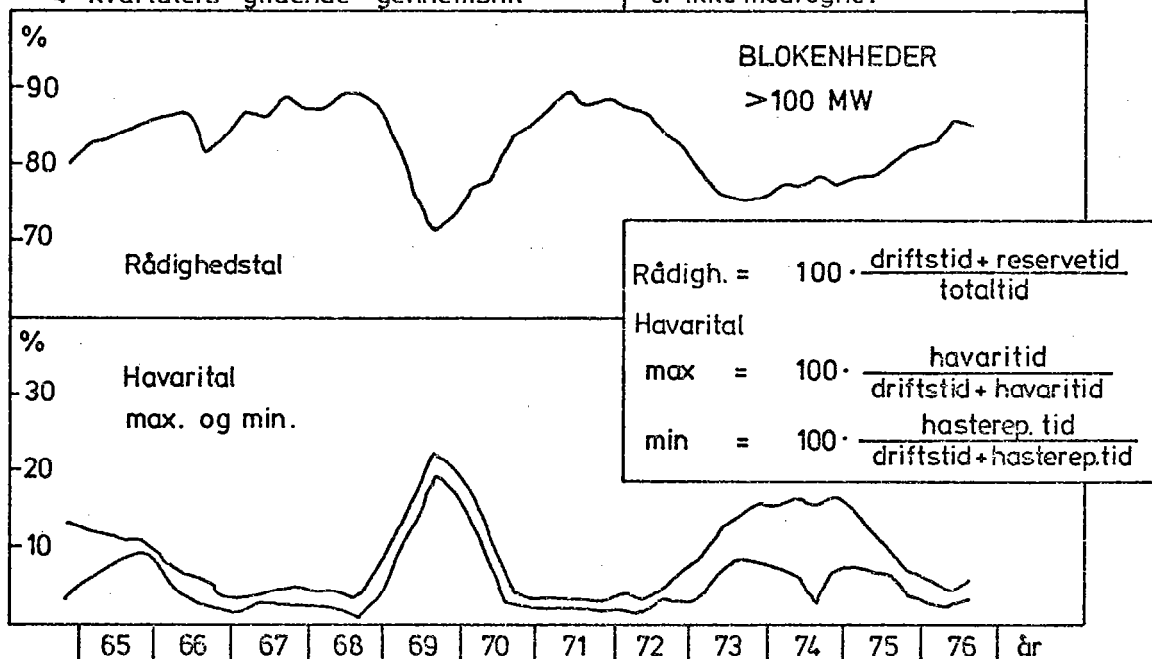
1 begrænsede erfaringer.

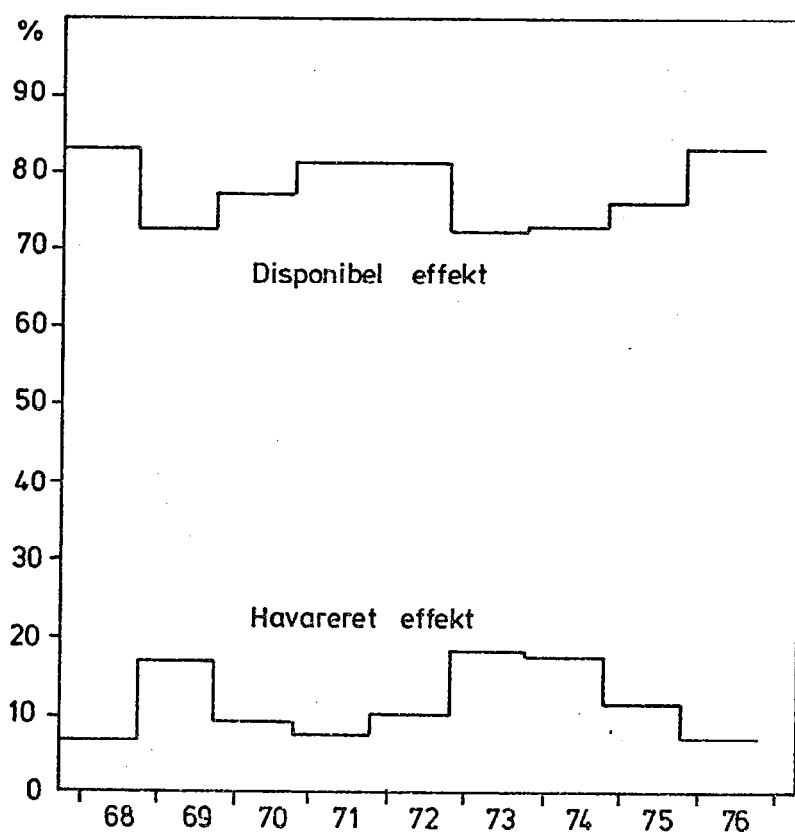
***) For et 24 MW anlæg er drift- og vedligeholdelsesudgifterne 2,4 øre/kwh.

UDVIDELESPLAN 1977

Rådighedsstatistik for Elsam
4 kvartalers glidende gennemsnit

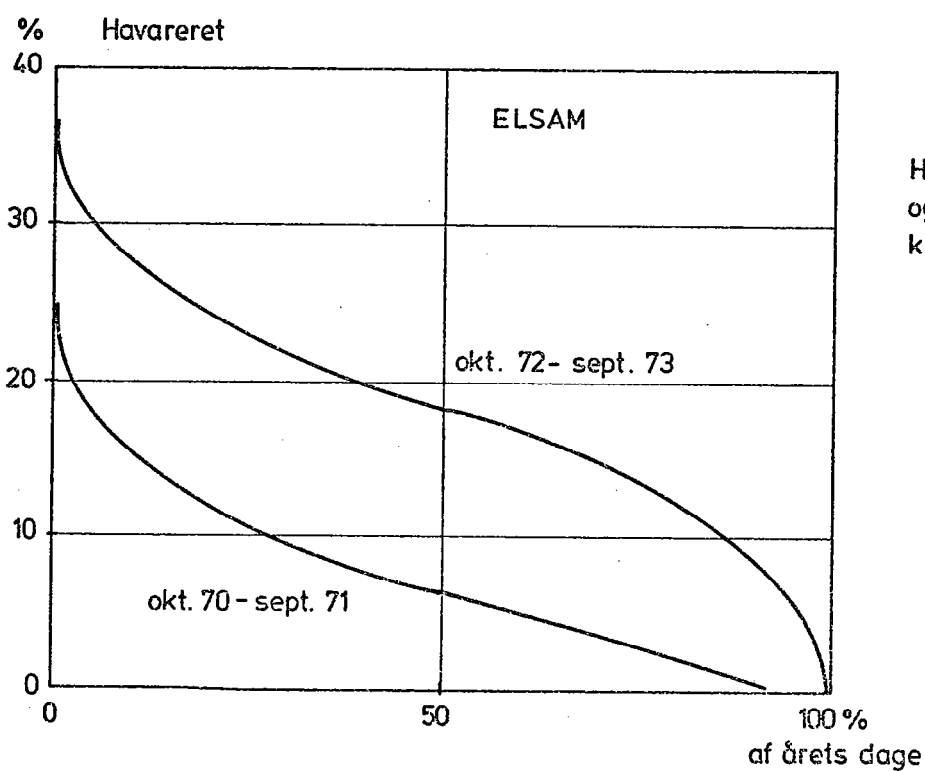
FV08 1 og VKEB 4
er ikke medregnet



Kl. 8 - statistikken

Gennemsnitlig disponibel
og havareret effekt
ifølge kl.8- statistikken

(viser gode og dårlige år)



Havarifordeling i et godt
og et dårligt år ifølge
kl. 8.- statistikken.

Udbygning af produktionssystem og brændselsforbrug 1977-83

Kalendarår	Belastning			Salg udland MW	Effekttilgang		Install. ult. MW	Ombygning			Brændselsforbrug til egenlast excl. lagerstign.	
	E1 max MW	E1 GWh	+) Fjv ækv GWh		MW	pr.		md	slut	Olie 1000 Tcal	Kul 1000 Tcal	
1977 (9 md)	2260	7900	484	300	300	1.4	3574				9	11
1978	2420	11760	810	300 till.10			3574	VKEB2	4	1.11	16	13
1979	2600	12640	844		300	1.7	3874	SVSB2 ^{o)}	4	1.11	14	17
1980	2780	13510	880				3874				13	20
1981	2970	14430	916				3874				13	22
1982	3160	15360	955				3874				15	23
1983	3370	16380	995		300*)	1.10	4174				16	24
Benyttelsestid 4860 h												

Resulterende energiudveksling med udland sættes til 0 hvert år.

*) Herved er forudsat idriftsat en 300 MW enhed i 1983.

Andre muligheder kan, som nævnt, komme på tale.

+) KK III - "naturlig" udvikling

o) Ikke besluttet, eller foreslået, alternativ (FV) undersøges.

$$V: 4100 \text{ Tcal} \quad \frac{29}{27} = 1.1$$

$$\frac{25}{1176} = 2.12$$

$$\frac{27}{1176} = 2.29$$

Nuværende tankkapacitet og udbygningsplan (1000 t)

	1976/77	1977	1978	1979
FV	228			
MKA	24			
MKS	184			
NE	278			
NK	240			
SV	276			
SH	235	+300	+75	-150 *)
VK	207			
Total	1672	1972	2047	1897

*) Til NWK's disposition

Lagerkapacitet for kulpladserne (1000 t)

	1976/77	1977	1978	1979
FV	465			
MKA	120			
MKS	450			
NK	115			
SV	250			
SH	400		600	-250*)
VK	200		+200	
Total = Antal mdrs. forbr.	2000 12	2000 10	2800 15	2550 11

*) Til NWK's disposition

Havneforhold

	Vanddybde ved kulkaj (meter)	Vanddybde ved oliekaj/-pier (meter)	Maks. skibsstør- relse ved kulkaj (DWT)	Maks. skibsstør- relse ved olieka- j/-pier (DWT)	Samtidig losning af kul og olie
FV	7,0	7,0	5.500	5.500	ja
MKA	8,3	8,3	15.000	15.000	ja
MKS	11,3	11,3	35.000	35.000	nej
NE	-	10,0	-	100.000 partlastet	-
NK	8,0	8,8	5.500	100.000 partlastet	ja
SV	7,0	11,9	5.500	100.000 partlastet	ja
SH	10,0 ⁽¹⁾	18,0	10.000 ⁽²⁾	150.000	ja
VK	6,7 ⁽³⁾	9,5	5.500 ⁽⁴⁾	35.000 partlastet	ja

(1) fra 1.10.1978: 16,0 m

(3) fra sommer 1978 : 9,5 m

(2) fra 1.10.1978: 100.000 DWT

(4) fra sommer 1978 : 35.000 partlastet

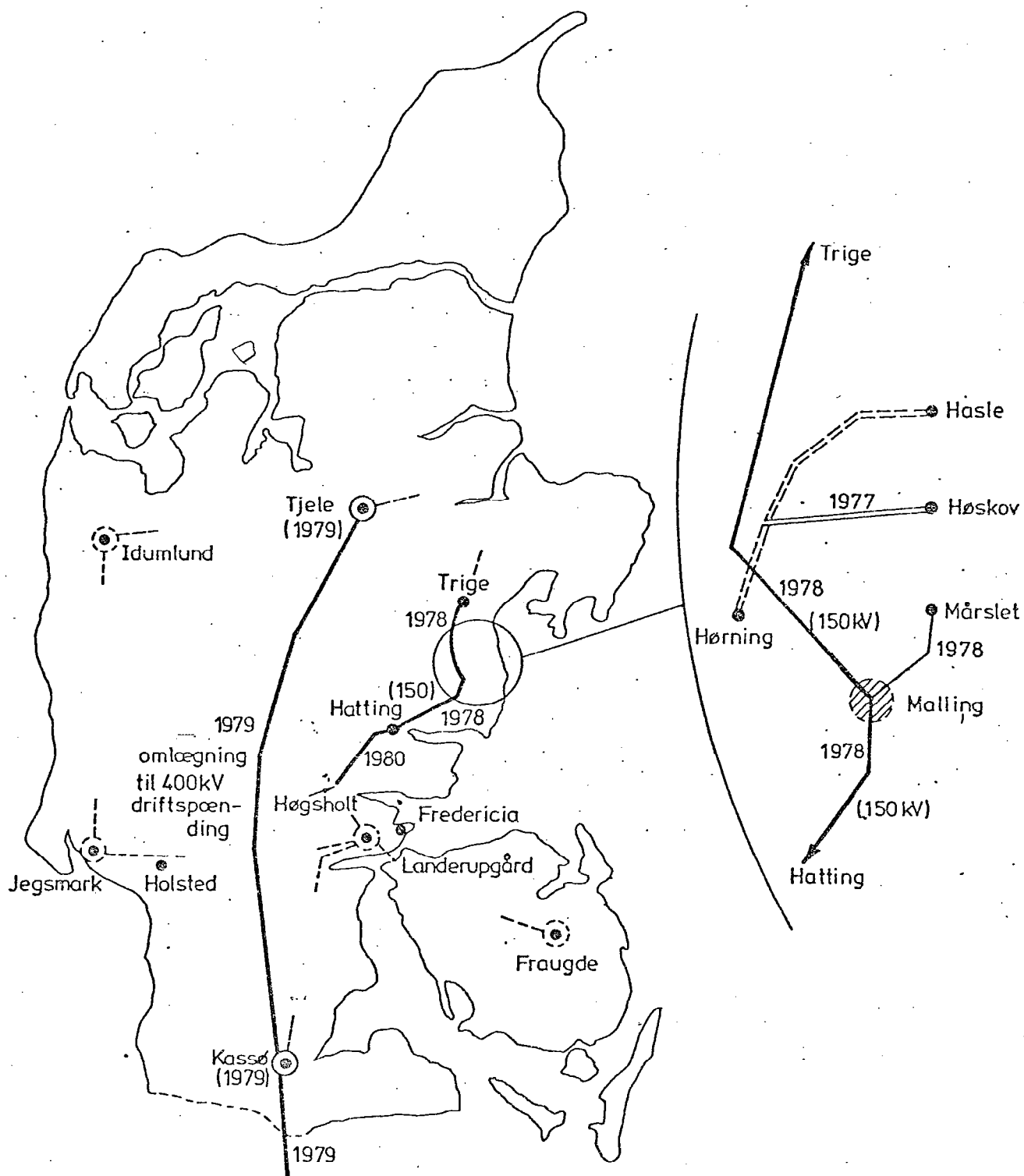
FORESLÅEDE NETÆNDRINGER

⊙ 400/150 kV station

• 150/60 kV station

— 400 kV ledning drevet ved 150 kV

— 150 kV ledning



Betalinger til nye anlæg, 1976-priser uden byggerenter, millioner kr.

	Idrift- sættelse	77	78	79	80	81	82	83	84	85	Ialt	Kilde
Beslutede produktionsanlæg:	SHE, blok 3	89	107	56							-	Prisundersøgelse juli 1976
	VKE, blok 2, ombygning		99								99	Notat 76/516
	Olietanke, havne	22	4								-	Prisundersøgelse juli 1976
	Div. anlæg på kraftværker	18	16	16	6	6					-	Prisundersøgelse juli 1976
	Øvrige anlæg	10	22	3	3	3					-	Prisundersøgelse juli 1976
Forslag til beslutning:												
SVS, blok 2, ombygning												
	1.11.79			97							97	Notat 76/516
Forslag til projektering:												
(årstal kan ændres)												
MKS, 350 MW udtagsanlæg Norge, 250 MW effektaftale RKE, 60 MW modtryksanlæg Herning, 80 MW modtryksanlæg	ult. 1983		15	55	132	241	151	57			651	kr./kW 18 2170
	?										-	
	pr. 1984			11	32	86	65	22			216	3600
	pr. 1984			13	38	102	77	26			256	3200
Fremtidige anlæg, f.eks.:												
300 MW udtagsenhed 300 MW luftmagasinværk 500 MW kernekraftandel 500 MW kernekraftandel	ult. 1985				15	55	132	241	151	57	651	2170
	ult. 1986						26	53	53	66	-	875
	ult. 1987					23	53	150	225	364	-	3000
	ult. 1989							23	53	150	-	3000
Net, iflg. netudv.plan 77 ≥ 150 kV 60 kV		70	87	52	52	67	83	93	93	57	88	94 96 99 102
		36	56	55	55	43	53	57	57	59	60	62 64 66 67 68
		245	406	358	333	626	640	722				

7 10 12 17



Appendix A - Gennemgang af aktuelle anlægstyper

I dette appendix vil der blive givet en kort beskrivelse af de anlægstyper, der kan komme på tale i forbindelse med den nødvendige effekttilgang i perioden fra 1983 til 1986, idet a-kraft tidligst kan idriftsættes i 1987.

Følgende anlægstyper omtales:

- 300-600 MW kul/oliefyret anlæg med eller uden fjernvarmeudtag.
- 25-150 MW kul/oliefyret modtryksanlæg.
- 50-80 MW gasturbine med fjernvarme.
- 10-20 MW diesel-vand-kraftvarmeværk.
- 80-90 MW diesel-damp-kraftvarmeværk.
- 250-300 MW gasturbine med luftmagasin.

For alle anlæg med kombineret produktion af el og varme gælder, at der til en vis varmelast svarer en vis mindste elproduktion - den såkaldte bundne elproduktion.

Prisoplysningerne for anlægstyper, der endnu ikke har været opført i Danmark, er behæftet med ret stor usikkerhed. Et sikrere prisgrundlag kan kun skaffes, dersom man udfører et egentligt projekt.

Alle anlægspriser er opgivet som kontraktpris i 1975-kr. pr. kW installeret elektrisk effekt (kr/kW). Der er altså ikke taget hensyn til varmeeffekten i denne forbindelse. Kontraktprisen er den samlede pris for anlægget eksklusive byggerenter og inflation.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne, der er taget fra (4) er baseret på en elproduktion svarende til 5000 fuldtlasttimer. Udgifterne, der hidrører fra både el- og varmeproduktion, er kun sat i relation til elproduktionen (øre/kWh).

300-600 MW kul/oliefyret anlæg med eller uden fjernvarmeudtag

Denne type produktionsanlæg må betragtes som værende kendt og afprøvet. I Danmark findes der otte anlæg i 250 MW-klassen i drift, medens to anlæg på 600 MW og et anlæg på 300 MW er under bygning. Af 250 MW-anlæggene er tre forsynet med udtag for fjernvarme. Den største udtagsturbine, der hidtil er bygget, er på ca. 300 MW.

Kontraktprisen for et 300 MW kul/oliefyret anlæg er ca. 1740 kr/kW. Hertil kommer ca. 415 kr/kW til eksterne anlæg (havn, brændselslagre etc.), dersom det drejer sig om første anlæg på en ny plads. Drejer det sig om et anlæg i forbindelse med et eksisterende kraftværk, er kontraktprisen for eksterne anlæg ca. 115 kr/kW. Øgede kontraktpriser må sandsynligvis forudses i fremtiden på grund af strengere miljøkrav (f.eks. røgrensning).

Den specifikke kontraktpris for et 600 MW-anlæg er 16-18% lavere end for et 300 MW-anlæg.

Et 300 MW-anlæg med 300 MWt (ca. 260 Gcal/h) udtag for fjernvarme koster ca. 57 kr/kW mere end anlæg uden udtag for fjernvarme.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne er ca. 0,65 øre/kWh for en 600 MW-enhed og ca. 0,9 øre/kWh for en 300 MW-enhed.

Den totale brændselsudnyttelse for et moderne kondensationsanlæg uden fjernvarmeudtag er ca. 41%.

Ved maksimal varmeproduktion omsættes ca. 34% af den indfyrede energimængde til nettoelproduktion og ca. 56% til varme d.v.s. en max. total brændselsudnyttelse på ca. 90%.

Prisen for en bedre total brændselsudnyttelse er altså et fald i elproduktionen i forhold til kondensationsdrift.

Den totale byggetid anslås til 6-7 år afhængig af størrelsen af anlægget. I denne byggetid er indbefattet ca. 1½ år til myndighedsbehandling, miljøundersøgelser, tilbudsindhentning og forhandlinger med hovedleverandører.

Et udtagsturbineanlæg har stor fleksibilitet med hensyn til fordelingen mellem ellast og varmelast. Principielt kan anlægget således køre som rent kondensationsanlæg, d.v.s. uden udtag til fjernvarme eller som rent modtryksanlæg, d.v.s. at al dampen udtages til fjernvarmeformål.

25-150 MW kul/oliefyret modtryksanlæg

Anlægget består af en kedel og en turbine. Kedlen kan fyres med kul, olie eller gas eller med kombinationer af disse brændsler. Al dampen fra kedlen sendes gennem turbinen, som trækker en generator. Efter

passagen af turbinen anvendes al dampen til fjernvarme. Fjernvarmelasten er således bestemmende for, hvor stor en dampmængde turbinen kan aftage fra kedlen og dermed for størrelsen af elproduktionen.

Da dampen fra turbinen kondenseres i fjernvarmeanlæggets varmeveksler, er der intet behov for en kondensator med tilhørende kølevandsforsyning. Et modtryksanlæg kan derfor placeres inde i landet, idet hjælpe-kølebehovet kan klares ved hjælp af luftkøling.

Af den indfyrede energimængde omsættes ca. 30% til netto-el-produktion og 55-60% til varme, d.v.s. en max. total brændselsudnyttelse på 85-90%.

Modtryksanlæg udføres sjældent i størrelser over 150 MW.

Erfaringerne med modtryksanlæg både herhjemme og i udlandet er ret omfattende, navnlig med mindre anlæg. Bl.a. anvendes sådanne anlæg i mange større industrivirksomheder.

Anlægspriserne afhænger meget af anlægsstørrelse, brændselsart og dampdata. I (4) angives, som eksempel, at kontraktprisen for et kul/oliefyret anlæg på 80 MW med dampdata 90 bar og 500°C og en fremløbstemperatur på 100°C er ca. 3200 kr/kW på en ny plads.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne skønnes at blive ca. 2,0 øre/kWh.

Den totale byggetid anslås til 5½-6 år afhængig af anlæggets størrelse. I byggetiden er indbefattet 1½-2 år til koordination af el/varme, myndighedsbehandling, miljøundersøgelser, tilbudsindhentning og forhandlinger med hovedleverandører.

I et modtryksanlæg er elproduktion og varmeproduktion bundet til hinanden i et bestemt forhold. Dette indebærer, at der kun vil være en lille el-kapacitet til rådighed i et modtryksanlæg om sommeren, når varmelasten er lav, medmindre varmen kan akkumuleres.

Et modtryksanlægs pålidelighed kan forventes at blive lidt større end et udtagsanlægs på grund af anlæggets noget enklere opbygning.

En ny kedeltype, den såkaldte fluid-bed kedel, er under udvikling og kan muligvis en dag komme på tale i forbindelse med modtryksanlæg. I en fluid-bed kedel forbrændes kullene i et fluidiseret sand/aske lag, d.v.s. i et lag af sand og aske, der holdes svævende ved hjælp af en opadrettet luftstrøm.

De væsentligste fordele ved denne kedeltype skulle være:

- små hedeblader og dermed lav anlægspris.
- stor uafhængighed af kulkvalitet.
- mulighed for på billig måde at reducere udsendelsen af svovl.

Et underudvalg under OU er for tiden ved at studere udviklingen inden for dette område.

50-80 MW gasturbineanlæg med fjernvarme

Anlægget består af en gasturbine med tilkoblet generator samt en udstødsgaskedel. Udstødsgassen fra gasturbinen føres til udstødsgaskedlen, hvor restvarmen afgives til fjernvarmevandet. Under passagen gennem udstødsgaskedlen afkøles røggassen til 100-130°C.

Af den indfyrede energimængde omsættes ca. 30% til nettoelproduktion og 45-50% til varme, d.v.s. en max. total brændselsudnyttelse på 75-80%.

Normalt indrettes sådanne anlæg for gasolie eller naturgas. Principielt er det også muligt at anvende svær fuel-olie. I praksis har det dog vist sig at give så mange problemer med korrosion og tilstopning af anlægget, at der nok må ses bort fra denne mulighed indtil videre.

Der er for tiden 4-6 anlæg i størrelsen 50-80 MW under opførelse eller i drift i Vesteuropa. Selvom erfaringerne med anlæg i denne størrelse endnu ikke er store, må det anses for sandsynligt, at teknologien er så velkendt fra mindre anlæg uden varmeudtag, at man vil kunne bygge driftssikre anlæg.

Ifølge (4) er kontraktprisen for et 80 MW anlæg med en max. varmeproduktion på 125 Gcal/h ca. 1200 kr/kW.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne skønnes at blive ca. 1,1 øre/kWh.

Da naturgassen endnu ikke er til rådighed i Danmark, vil man være henvist til at anvende en speciel gasolie, som er væsentlig dyrere end svær fuel-olie.

Byggetiden anslås i (4) til at være ca. 4 år.

Gasturbinens eleffekt påvirkes praktisk taget ikke af fjernvarmeudtagets tilstedeværelse, idet det er muligt at lede røggassen uden om udstødsgaskedlen direkte til atmosfæren. I denne driftsform er den totale brændselsudnyttelse ca. 30%.

Under forudsætning af, at anlægget kører som grundlastværk med et ikke alt for stort antal starter, må pålideligheden antages at ligge på linie med pålideligheden af et konventionelt udtagsanlæg.

10-20 MW diesel-vand-kraftvarmeværk

Anlægget består af en dieselmotor med omdrejningstal på 300-750 o/m (medium speed) og tilhørende generator. Hertil kommer en udstødsgaskedel samt varmevekslere til udnyttelse af motorens cylindervarme og ladeluftvarme. Den største mængde varme overføres til fjernvarmevandet i udstødsgaskedlen.

Af den indfyrede energimængde omsættes ca. 39% til netto-elproduktion og 39-41% til varme, d.v.s. en max. total brændselsudnyttelse på 78-80%.

Som brændsel anvendes svær eller mellemsvær fuel-olie. Der er også mulighed for at anvende naturgas.

De foreliggende erfaringer med medium speed dieselmotorer af denne størrelse er endnu ret begrænsede.

Ifølge (4) er kontraktprisen for et 12 MW-anlæg med en varmeydelse på ca. 11 Gcal/h 1950 kr/kW.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne skønnes at blive ca. 3,7 øre/kWh.

Byggetiden anslås skønsmæssigt til 2-3 år afhængig af byggeplads, myndighedsbehandling, etc.

Eleffekten er stort set uafhængig af varmelasten, idet røggassen kan ledes uden om udstødsgaskedlen. Varmelasten skal dog i det i (4) beskrevne anlæg være mindst 4,5 Gcal/h ved fuld eleffekt, idet varmen fra cylinderkøleren og ladeluftkøleren skal bortskaffes. Den totale brændselsudnyttelse ved denne driftsform er ca. 40%.

80-90 MW diesel-damp-kraftvarmeværk

Anlægget består af et antal dieselmotorer med omdrejningstal på 300-750 o/m, som hver trækker en generator. Røggassen fra dieselmotorerne ledes gennem en udstødsgaskedel, hvor den afgiver varme til et vand/dampkredsløb, hvori der produceres damp. Denne damp sendes gennem en dampturbine, der trækker en elgenerator. Efter turbinen

sendes dampen til en varmeveksler, hvori restvarmen afgives til fjernvarmevandet. Fjernvarmevandet modtager også varme fra dieselmotorernes cylinderkølere og ladeluftkølere.

Den totale brændselsudnyttelse er ca. 83%. Ca 45% af den indfyrede energimængde omsættes til elproduktion, forudsat et modtryk for dampturbinen svarende til en fremløbstemperatur af fjernvarmevandet på ca. 80°C.

Som brændsel anvendes svær og mellemsvær fuel-olie. Der er også mulighed for at anvende naturgas.

Anlæg af denne type er ikke bygget nogen steder. Som nævnt under diesel-vand-kraftvarmeværker er erfaringerne med medium speed dieselmotorer af den aktuelle størrelse (10-20 MW) endnu ret begrænsede.

Ifølge (4) er kontraktprisen for et 82 MW-anlæg med en fjernvarmeydelse på 60 Gcal/h 1915 kr/kW.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne skønnes at blive ca. 1,6 øre/kWh.

Byggetiden anslås skønsmæssigt til 3-4 år afhængig af byggeplads, myndighedsbehandling etc.

Diesel-damp-kraftvarmeværkets elproduktion styres i et vist omfang af varmebelastningen, idet både udstødsgaskedel og dampturbinen normalt er i drift for at udnytte varmen i udstødsgassen bedst muligt. Der er dog visse muligheder for at ændre på forholdet mellem varmebelastning og elproduktion. Dette kan bl.a. ske ved at variere antallet af idriftværende dieselmotorer, samt ved at tage turbinen og/eller udstødsgaskedlen ud af drift. Den totale brændselsudnyttelse uden fjernvarme er ca. 40%.

250-300 MW gasturbine med luftmagasin

Anlægget består af en gasturbine, en luftkompressor, en elektrisk maskine, der både kan køre som motor og som generator, samt et luftmagasin.

Om natten, når ellasten er lav, presser luftkompressoren luft ned i luftmagasinet, idet den elektriske maskine drives som motor. I højlastperioder sendes den komprimerede luft fra luftmagasinet til gasturbinen, som driver den elektriske maskine, der nu kører som generator.

Verdens første luftmagasinværk bygges for tiden i nærheden af Bremen af NWK. Anlægget, der er på 290 MW, forventes i drift medio 1977. Luftmagasinet, der udskylles i en salthorst, vil få et samlet volumen på 270.000 m³. Lufttrykket i magasinet vil variere mellem 46 og 66 bar. Som brændstof anvendes naturgas. Anlægget vil også kunne anvende gasolie.

Anlæggets varmekonsum er beregnet til 1400 kcal/kWh. Hertil kommer ca. 0,85 kWh kompressorforbrug pr. kWh genereret energi. Dette giver et totalt varmekonsum svarende til et normalt gasturbineanlæg.

I dag vurderer NWK, at den samlede pris vil blive ca. 110 mill. DM i 1976-priser. I danske kr. svarer dette til ca. 900 kr/kW.

Byggetiden anslås til ca. 3½ år. NWK's byggeri er hidtil forløbet planmæssigt.

Et anlæg af denne art vil navnlig være fordelagtigt i et system, hvor der om natten findes overskudsenergi fra a-kraft.



Appendix B - Beregning af nødvendig havarihjælp fra naboområder

Der forudsættes følgende effekttilgang og belastninger:

EKSEMPEL på udbygning		instal- leret MW	Belastning			
			KKIII MW	instal- leret reserve %	nøj progn: KKII øvre grænse MW	instal- leret reserve %
1983	+ 300 MW	4174	3370	23,9	3560	17,2
1984	+ 250 MW	4424	3580	23,6	3870	12,5
1985	+60+80 MW	4518	3800	18,9	4200	7,6
1986	+ 300 MW	4756	4020	18,3	4500	5,7
1987	+ 600 MW	5356	4250	26,0	4840	10,7

Alle enheder medregnes med fuld effekt, d.v.s. for udtagsenheder regnes der med, at fjernvarmen kan aflukkes fuldstændigt. Beregningsmetoder og øvrige forudsætninger er beskrevet i notat 76/17a.

Produktionsenhedernes tilgængelighed

Bilag 8 (foran) viser resultater fra rådighedsstatistikken, som er en registrering for hver enkelt produktionsenhed. I modsætning til tidligere gengives 4 kvartalers glidende gennemsnit. Herved opnås en udskydelse af de ældste observationer, så ændrede tendenser slår hurtigere igennem end i de tidligere gengivne akkumulerede gennemsnit. Ved at vælge 1 år fremfor 1 kvartal undgår man indflydelse fra sæsonvariationer.

Kurverne viser betydelige udsving. De sidste par år har vist særligt dårlige resultater med høje havarital. Resultater for blokke under 100 MW (FVO B1 og VKE B4) er ikke vist.

Ud fra kendskab til de enkelte enheders pålidelighed og eftersynsbehov kan man beregne produktionssystemets disponible effekt, eller rettere en sandsynlighedsfordeling af den disponible effekt.

Der findes imidlertid også en statistik over den disponible effekt for hele produktionssystemet, nemlig kl.8-statistikken, som hver dag kl.8 registrerer systemets disponible og havarerede effekt. Kl.8-statistikken gør det muligt at kontrollere reserveeffektberegningerne. Den illustrerer klart 2 forhold (bilag 9).

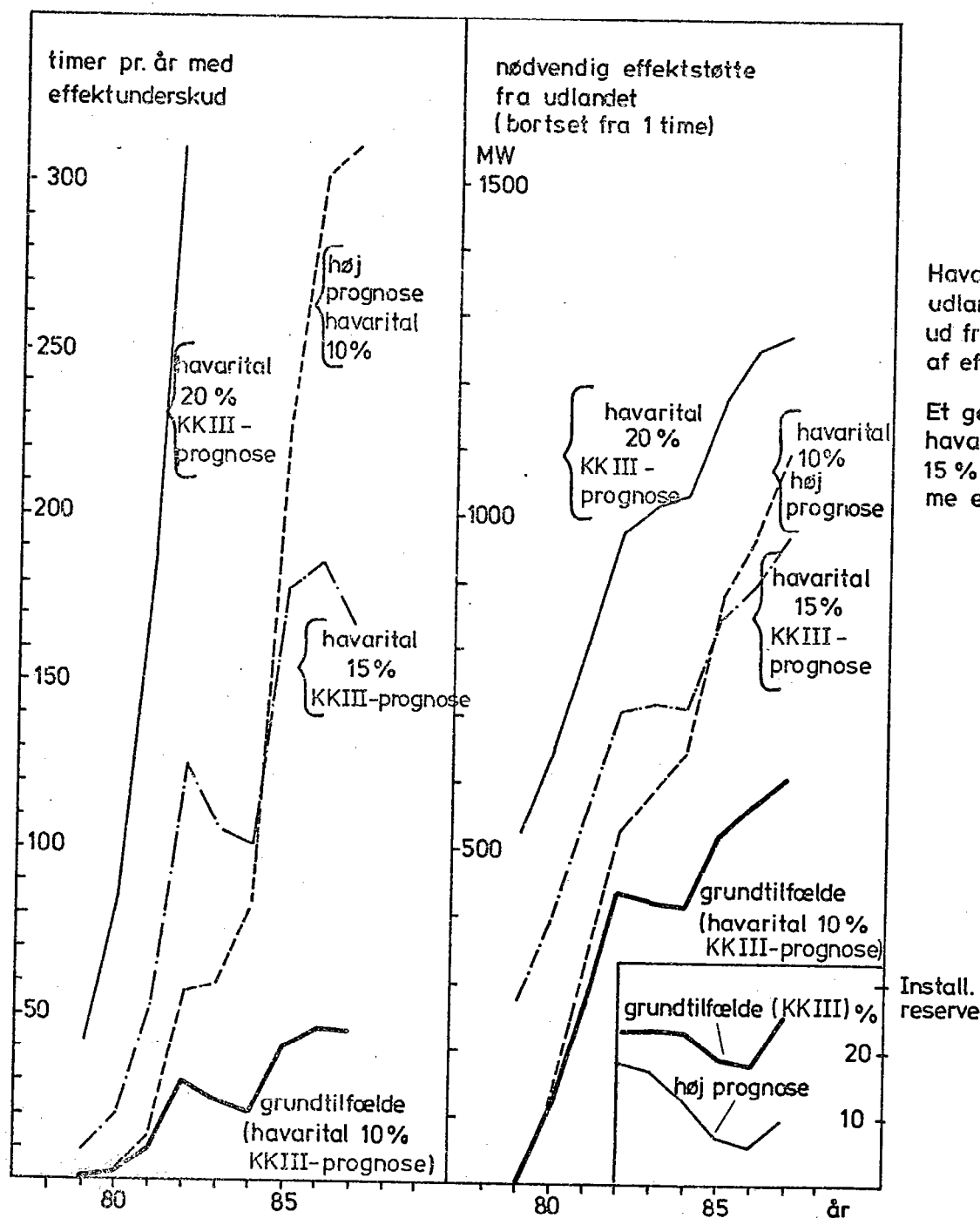
- 1 - For Elsam varierer den gennemsnitlige disponible og havarerede effekt (i %) fra år til år, d.v.s. der forekommer gode og dårlige år.
- 2 - Den disponible og havarerede effekt varierer i årets løb

Dette er baggrunden for, at det kan være interessant at undersøge, hvorledes samarbejdsnet og udlandsforbindelser i et dårligt år klarer den værste havarisituation.

Modellerne til reserveeffektberegning kan ud fra data for de enkelte enheder simulere effektsituationen året igennem. Forudsætningen er, at der regnes med havarital, som er realistiske gennemsnit for året. Der har hidtil været anvendt et havarital på 10%. På baggrund af de gengivne erfaringer er der til belysning af forholdene i kommende dårlige år gennemført beregninger, hvor alle havarital er sat til henholdsvis 15 og 20%.

Beregninger

Beregningerne søger at karakterisere den havarihjælp, som må importeres (excl. faste aftaler med Norge og NWK):



De viste resultater må betragtes som optimistiske, idet effekt i kold reserve medregnes som disponibel.

Resultaterne bedømmes skønsmæssigt således:

- havarihjælpen i grundtilfældet (med gennemsnitligt havarital på 10% og KKIII-prognosen) anses for fuldt acceptabel for naboerne.
- til og med 1984 anses enkelte år med højere belastning eller højere havarital for acceptabelt.
- en væsentlig og varig ændring af f.eks.
 - belastning
 - produktionsenhedernes havarital
 - fjernvarmereservationer
 - skrotninger af ældre produktionsenheder

kan føre til uacceptable effektsituationer, som nødvendiggør indgreb over for belastning eller ekstraordinær effekttilgang.