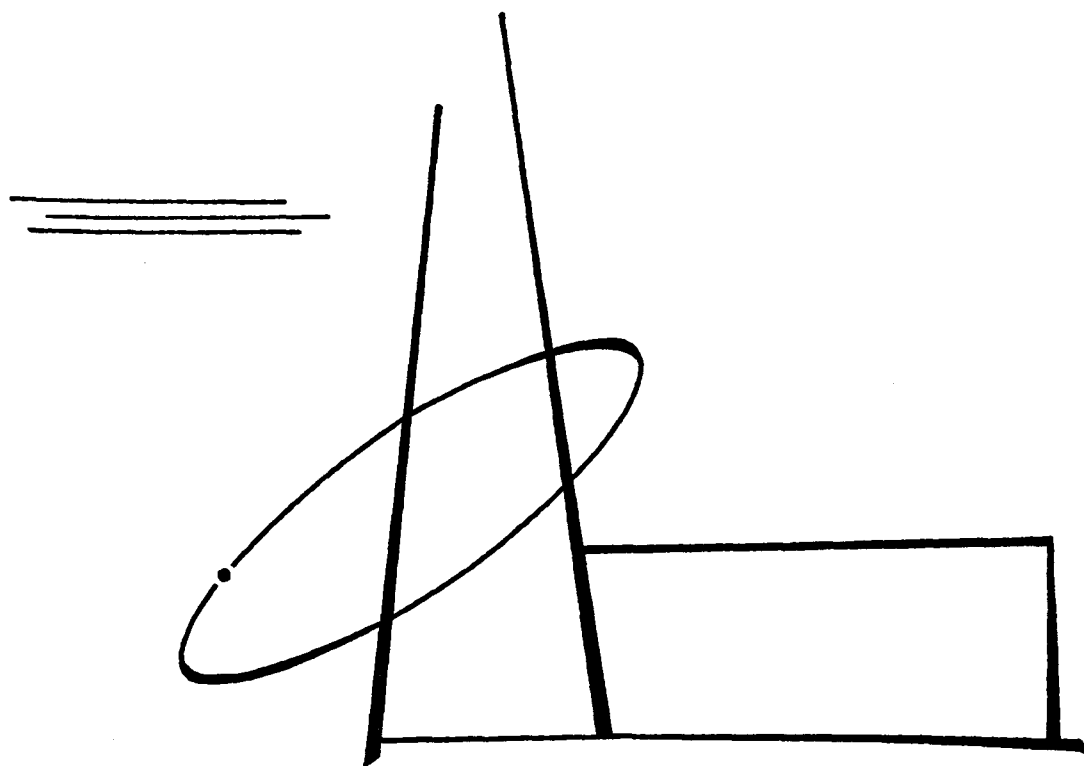


ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSE

NOVEMBER 1965



KRAFTVÆRKSUDBYGNINGEN

i 1970'erne

ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN

- EN ANALYSE AF

KRAFTVÆRKSUDBYGNINGEN i 1970erne

Undersøgelsen omfatter følgende rapporter:

KRAFTVÆRKSUDBYGNINGEN i 1970erne

KOORDINATIONSUDVALGET

PROGNOSEGRUPPEN

FJERNVARMEGRUPPEN

EFFEKTGRUPPEN

KRAFTVÆRKSGRUPPEN

BRÆNDSLSGRUPPEN

Vær ikke angstelig for det tilkom-
mende; når det behøves, skal du
møde det med samme fornuft, som er
dit værge over for det nuværende.

Marcus Aurelius

INDHOLDSFORTEGNELSE

=====

	<u>Side</u>
RESUMÉ OG KONKLUSION	1
INDLEDNING	4
KAPITEL 1 ELFORBRUG OG PROGNOSE FOR FREMTIDIGT ENERGI- OG EFFEKTBEHOV	6
Indledning	6
Benyttelsestid	7
Elforbrugets opdeling	7
Prognose	8
Fjernvarme	9
KAPITEL 2 BRÆNDSLSPRISER	10
Prisprognose for fossilt brændsel	10
Prisprognose for nukleart brændsel	10
Globale energiprognoser og -reserver	11
Berigelse, fabrikation, transport, oparbejdelse af nukleart brændsel	13
Nukleare brændselspriser	14
Europas energipolitik	15
Sammenfatning	16
KAPITEL 3 ANLÆGSPRISER OG DRIFTSUDGIFTER	16
KONVENTIONEL DAMPKRAFT	16
Anlægspriser for blokudvidelser med kombineret kul- og oliefyring	18
Anlægspriser ved anlæg af helt nyt kraftværk	20
Besparelser ved blokanlæg for ren oliefyring	20
Varmeforbrug, drifts- og vedligeholdelsesudgifter	21
NUKLEARE KRAFTVÆRKER	21
Begrænsning til letvandskølet dampreaktor (BWR)	22
Analyse af eksisterende og kontraherede anlægs byggeomkostninger	22
Opdeling af anlægsomkostninger	22
Anlægsprisens variation med størrelse og idriftsættelsesår	23
Sammenligning med andre skøn over anlægspriser	24
Sammenligning mellem nuklear og konventionel udbygning	24
Varmeforbrug, drifts- og vedligeholdelsesudgifter	25
SPIDSKRAFTENHEDER	25
OVERSIGT OVER ANLÆGSPRISER	27

	<u>Side</u>
KAPITEL 4 EFFEKTRESERVER OG SAMKØRING	28
Indledning	28
Hidtil anvendte metoder til fastlæggelse af nødvendig installeret effekt	29
Fastlæggelse af nødvendig installeret effekt ud fra risikoindeks	29
Tilnærmede metoder til fastlæggelse af reserveeffekt	30
Vurdering af afvigelser fra et tilstrøbt risikoindeks	32
Samkøring	32
KAPITEL 5 MULIGE STRUKTURER AF DET FREMTIDIGE PRODUKTIONSSYSTEM	34
Oversigt over behandlede strukturer	36
KAPITEL 6 SIMULERING AF FREMTIDIGE DRIFTSFORHOLD	37
KAPITEL 7 ØKONOMISK BEARBEJDNING AF DE FUNDNE RESULTATER	40
Indledning	40
Årlige udgifter	40
Totale diskonterede udgifter	41
Sammenligning mellem konventionelle og nukleare grundlastenheder	42
Sammenligning mellem konventionelle og nukleare strukturer	47
KAPITEL 8 VURDERING AF FORUDSÆTNINGERNES INDFLYDELSE PÅ DE FUNDNE RESULTATER	49
Indledning	49
Langsommere vækst i forbruget end forudsat	49
Gennemførte beregninger	50
Ændringer i fossil brændselspris	51
Intet fald i nuklear brændselspris fra midten af 1970'erne	51
Ændringer i anlægspriser	51
Ændret levetid	51
Ændrede driftsforhold	51
Oversigt	52
KAPITEL 9 UNDERSØGELSENS RESULTATER	53
AFSLUTTENDE BEMÆRKNINGER	58

BILAGSFORTEGNELSE

=====

Bilag nr.

- S-1 Liste over deltagere i arbejdet
- S-2-S-10 Grafisk afbildning af udvidelsesstrukturer
 - S-2 Udvidelser hvert år i ELSAM. E1K og E1N
 - S-3 Udvidelser ca. hvertandet år i ELSAM. E2N
 - S-4 Udvidelser i ELSAM med forenklede enheder, konventionel grundlast og nukleare enheder. E8N
 - S-5 Udvidelser i ELSAM med spidskraft, forenklede enheder og grundlastenheder. E9K og E10N
 - S-6 Udvidelser hvert år på Sjælland. S1K
 - S-7 Udvidelser på Sjælland med store enheder. S3K og S3N
 - S-8 Udvidelser på Sjælland med spidskraft, enkelte konventionelle samt et stort antal nukleare grundlastenheder. S8N
 - S-9 Udvidelser på Sjælland med spidskraft, forenklede enheder og grundlastenheder. S9K og S10N
 - S-10 Koordineret udbygning for hele Danmark. D1K og D1N
- S-11 Eksempel på regnemaskinudskrift af produktionsomkostningsberegninger
- S-12 Belastningsfaktorens variation for Asnæsværkets blok 3 (ASV 3) i forskellige udbygningsstrukturer
- S-13 Belastningsfaktorens variation for Vendsysselværkets blok 1 (NEFO 1) i forskellige udbygningsstrukturer
- S-14 Belastningsfaktorens variation gennem årene i en blandet udbygningsstruktur
- S-15 Diskonterede kapital- og driftsudgifter. E10N
- S-16 Årlige udgifter for udbygningsstrukturer i Kraftimport
- S-17 Årlige udgifter for udbygningsstrukturer i ELSAM
- S-18 Årlige udgifter for koordineret udbygning i ELSAM og Kraftimport
- S-19 Diskonterede udgifter. Samtlige udbygningsstrukturer
- S-20 Oversigt over økonomiske beregninger. Nyt nukleart værk/kul-oliefyret blokudvidelse
- S-21 Tilbagebetaling af merinvestering. E10N - E9K
- S-22 Oversigt over investeringsundersøgelser
- S-23 Betegnelser, definitioner og noter

RESUMÉ OG KONKLUSION

Indledningsvis er gjort rede for baggrunden for undersøgelsens iværksættelse, dens formål og tilrettelæggelse samt præsentationen af resultaterne i dels denne sammenfattende redegørelse og dels seks mere detaljerede arbejdsgruppe-rapporter.

Til fastlæggelse af prognosen for det fremtidige energibehov er anvendt to metoder: en ekstrapolation baseret på historiske data og en analyse af forbrugets sammensætning. En øvre og en nedre grænse er angivet, og i undersøgelsen har den øvre grænse, der fører til et årsforbrug på 45 milliarder kWh i 1984/85, været lagt til grund, idet der derefter er set bort fra prognoseusikkerhed ved fastlæggelse af nødvendig installeret effekt.

Ved fordelingen på områderne øst og vest for Store Bælt af det forventede forbrug er forudsat en noget højere stigningstakt for forbruget pr. indbygger vest for Store Bælt end øst herfor, således at den nuværende forskel regnes udlignet henimod slutningen af den betragtede 20 års periode. Prognoser for hvert områdes forventede årsmaksima er bestemt under forudsætning af 4.300 timers benyttelsestid på belastningen.

En analyse af det forventede energibehov i hele verden, opdelt på forskellige energiformer, har sammen med overvejelser over energireserver og forventet produktionskapacitet ført til den konklusion, at en fossil brændselspris på 8 kr/Gcal - svarende til det nuværende niveau - vil være det mest realistiske grundlag for undersøgelsen i hele det betragtede tidsrum.

Det forventes, at de i dag kendte lødige reserver af nukleart råmateriale vil kunne dække det stærkt stigende behov indtil et stykke ind i 1980'erne selv under forudsætning af, at den nuværende dårlige udnyttelse af uranet ikke forbedres. En forbedret udnyttelse må dog ventes i fremtiden, og med forøget prospektering findes ingen grund til bekymring for forsyningssituationen heller på længere sigt.

Væksten i den nukleare industri forventes at medføre et fald i de nukleare brændselsomkostninger på omkring 3,5 % p.a. i de kommende år og frem til begyndelsen af 1980'erne. Alle de faktorer, som indvirker på disse brændselspriser, er indgående drøftet med eksperter i flere lande, og en detaljeret vurdering har muliggjort opstillingen af prisprognoser for brændsel til nukleare værker af dampreaktortypen for en række enhedsstørrelser idriftsat i forskellige år.

Der er foretaget meget detaljerede analyser af anlægspriser for såvel konventionelle anlæg for kul/oliefyring eller ren oliefyring som for nukleare anlæg og specielle spidskraftanlæg. Forventede priser for en række enhedsstørrelser er opstillet, og det er her forudsat, at et kraftigere fald i specifikke anlægsudgifter med størrelsen kan opnås for nukleare enheder end for konventionelle anlæg. Også de forventede prisreduktioner hidrørende fra forbedret produktionsteknik antages størst for nukleare anlæg.

De i undersøgelsen benyttede priser er alle udtrykt i "1963-kr" og er ikke umiddelbart anvendelige til sammenligning med aktuelle byggepriser, da en række omkostninger, der er uafhængige af anlægstypen, er udeladt.

Undersøgelsen har udelukkende beskæftiget sig med sådanne nukleare anlægstyper, som er industrielt udviklede, og som kan formodes at give den fornødne driftssikkerhed. For yderligere at begrænse undersøgelsens omfang er det fundet naturligt at holde sig til letvandstypen som den mindst kapitalkrævende type.

De forventede forbedringer i konventionelle grundlastenheders varmeøkonomi er forudsat at være relativt små i forhold til de hidtil konstaterede. En nøjere analyse af mulighederne for at reducere anlægsudgifterne for konventionelle enheder har ført til en undersøgelse af anlæg med forholdsvis højt varmeforbrug, men beregnet for kortere benyttelsestid og hyppige starter eller for udpræget reservedrift.

Til vurdering af den effekt, som må installeres for at dække de forudsatte maksimale belastninger, er den uundgåelige risiko for havarier bedømt, og der er på basis heraf opstillet et kriterium for produktionssikkerheden - det såkaldte risikoindeks - som bør overholdes for de udbygningsstrukturer, der kan komme på tale. Samarbejdsforbindelser til udlandet er herunder inddraget i bedømmelsen ligesom værdien af en eventuel kommende Store Bælts forbindelse.

For at kunne træffe beslutning om nye enheder må disse ses som elementer i den fremtidige struktur, idet der må tilstræbes en nøje belysning af deres driftsforhold i hele levetiden. Der er derfor opstillet en række mulige strukturer, som især belyser virkningen af udvidelser hvert eller hvert andet år med konventionelle eller nukleare grundlastenheder, men hvor også indflydelsen af en blandet udvidelse med grundlastenheder og mere spidslastbetonet effekt belyses.

Driftsforholdene er simuleret meget detaillert på en cifferregnemaskine for de kommende 20 år - taget hveranden time ad gangen - og de løbende udgifter har derved kunnet bestemmes for hver eneste enhed i de forskellige strukturer, ligesom benyttelsestiden har kunnet bedømmes. Det har vist sig muligt at opnå benyttelsestider omkring 7.000 timer selv for enheder af størrelsesordenen 500 MW i såvel ELSAM's som Kraftimports område hen imod midten af 1970'erne. Denne høje benyttelsestid kan opretholdes i det meste af den forudsatte levetid - 20 år - for grundlastenheder, navnlig hvis der installeres en passende mængde spidslasteffekt.

På basis af de foretagne driftssimuleringer og de forudsatte anlægspriser er der foretaget en række økonomiske vurderinger. Dels er de opstillede strukturers forskellige årlige udgifter sammenlignet, og de med forskellig kalkulationsrentefod diskonterede totale udgifter er jävnført. Dels er foretaget en række direkte sammenligninger mellem nukleare og konventionelle grundlastenheder og umiddelbart sammenlignelige strukturer med henblik på at bestemme internrenten af den med nukleare enheder forbundne merinvestering og genvindingstiden for denne merinvestering. Resultaterne er samlet i nogle få grafiske fremstillinger og tabeller, og der er foretaget en vurdering af den indflydelse, som ændringer i brændsels- og anlægspriser, teknisk levetid, benyttelsestid samt kalkulationsrente kan have på de fundne resultater.

Undersøgelsens resultater er samlet i et afsluttende kapitel, og det kan herefter konkluderes, at nukleare enheder af størrelsesordenen 250 MW må anses for at være for små til at fortjene overvejelser. Enheder af størrelsesordenen 400-500 MW synes derimod at kunne indpasses på fordelagtig måde i såvel ELSAM's som Kraftimports område omkring midten af 1970'erne.

Omfanget af det nukleare byggeprogram derefter kan kun fastlægges efterhånden ved en række på hinanden følgende beslutninger, men undersøgelsen antyder, at der inden for perioden frem til 1985 kan blive tale om størrelsesordenen 2000-4000 MW nuklear effekt, såfremt de benyttede forudsætninger holder stik.

Det betones, at kernekraften, når den introduceres, på ingen måde vil være revolutionerende for elforsyningen. Væsentlige ændringer i elproduktionsprisen kan ikke forventes, og såvel finansiering som bygning af kernekraftværkerne vil naturligt kunne klares af de danske elselskaber.

Redegørelsen afsluttes med nogle bemærkninger vedrørende elværkernes fortsatte arbejde med de af undersøgelsen affødte problemer. Der peges her på de overvejelser vedrørende mulige beliggenheder og dermed forbundne sikkerhedskrav, som må belyses i detaliller forud for en egentlig projektering. Endvidere agtes en detalilleret undersøgelse af en Store Bælts forbindelse taget op af ELSAM og Kraftimport i fællesskab. Ved de nærmest forestående beslutninger om kraftværksudvidelser vil forenkede dampkraftenheder og gasturbiner blive taget under overvejelse. Elværkerne vil fortsat nøje følge udviklingen inden for kernekraftområdet og tage mulighederne for andre typer end den for øjeblikket mest lovende letvandsreaktor under overvejelse. Herunder vil en nøje kontakt med dansk industri og forskning blive tilstræbt med henblik på størst mulig dansk deltagelse i den fremtidige kraftværksudbygning.

INDLEDNING

Efter forudgående diskussion blandt danske elværksledere rettede Danske Elværkers Forening den 21. september 1963 en henvendelse til ELSAM og Kraftimport om i fællesskab at lade udføre en undersøgelse af den mulige fremtidige opbygning af landets elproduktionsanlæg. Såvel ELSAM som Kraftimport erklærede sig interesserede heri, og der nedsattes i efteråret 1963 en Styringskomité til at tilrettelægge og lede undersøgelsen og bestående af:

Direktør J. Møller, I/S Vestkraft	repræsenterende DEF (komiteens formand)
" S.E. Albrechtsen, SEAS	" DEFU
" Carl Andersen, IFV-NESA	" Kraftimport
" E.L. Jakobsen, ELSAM	" ELSAM
" V. Mortensen, KB	" Kraftimport
" H. Weldingh, I/S Midtkraft	" Danatom

Det af DEFU tidligere nedsatte prognoseudvalg blev anmodet om at deltage i undersøgelsen ved at opstille en motiveret prognose for det fremtidige energibehov og det forventede effektbehov i de kommende 20 år.

Umiddelbart efter sin nedsættelse blev Styringskomiteen fra Atomkraftudvalget (AKU) - et i november 1962 af Atomenergikommissionen nedsat særligt udvalg - opfordret til at præstere en præliminær undersøgelse til brug ved de da aktuelle overvejelser vedrørende Risø's fremtidige arbejdsopgaver. Denne foreløbige redegørelse blev udarbejdet af DEFU og Danatom og afleveret den 22. januar 1964. Den sigtede specielt på en vurdering af kernekraftværkers indpasning i elforsyningen i 1970'erne, men kunne på grund af den korte tidsfrist og de usikre til grund liggende data ikke føre til præcise konklusioner. Det konstateredes dog heri, at der omkring midten af 1970'erne vil være mulighed for at indpasse et kernekraftværk af rimelig størrelse såvel vest som øst for Store Bælt, uden at der blev taget stilling til de økonomiske forudsætninger herfor.

Under arbejdet med den foreløbige undersøgelse blev programmet for den detaljerede ELSAM-KRAFTIMPORT undersøgelse udarbejdet. Det blev den 19. februar 1964 forelagt DEF's bestyrelse, og umiddelbart derefter blev arbejdet påbegyndt.

Formålet med undersøgelsen skulle være at opstille rimelige antagelser om dels forventet effektbehov i de nærmeste 20 år og dels priser for kraftværksanlæg af forskellige typer og priser for brændsel, såvel konventionelt som nukleart.

Der skulle ikke tilstræbes en fuldstændig strukturanalyse omfattende geografisk placering af nye enheder, udbygning af ledningsnettet, nettab og stabilitetsundersøgelser, idet sådanne mere detaljerede overvejelser måtte forventes taget op efter afslutningen af en generel undersøgelse.

Det i de økonomiske beregninger forudsatte prisniveau fastsattes til "1963-kr", og virkningen af inflation og omsætningsafgifter skulle udelades i beregningerne.

På basis af disse forudsætninger skulle undersøgelsen belyse mulige strukturer for de fremtidige elproduktionsanlæg - herunder specielt nukleare kraftværkers indpasning i produktionssystemet - idet virkningen af ændringer i belastningsstigning, anlægspriser, brændselspriser, kalkulationsrente og andre økonomiske faktorer vurderes.

Styringskomiteen, der er det ansvarlige organ for opgavens formulering og gennemførelse og for de fremkomne resultater, er blevet bistået af et betydeligt antal teknikere fra ELSAM og Kraftimport, og herudover har DEFU's og Danatoms personale i stor udstrækning været engageret i opgaven (jvf. bilag 1). Den sagkyndige bistand har været organiseret i arbejdsgrupper som nærmere omtalt nedenfor, og koordineringen af disses indsats samt formidlingen af resultaterne til Styringskomiteen er varetaget af et særligt Koordinationsudvalg, der tillige har forestået hele den beregningsmæssige side af undersøgelsen.

Prognosegruppens motiverede effektprognose har dannet grundlag for opbygningen af de undersøgte mulige strukturer for den fremtidige kraftværksudbygning.

Fjernvarmegruppen har foretaget en bedømmelse af fjernvarmebehovet og den hertil svarende modtryksproduktion på kraftværkerne.

Kraftværksgruppen har indsamlet nødvendige oplysninger om eksisterende anlæg og har fundet frem til anlægspriser og driftsudgifter for de forskellige kraftværkstyper, som med rimelighed kan tænkes benyttet inden for den af undersøgelsen dækkede periode, d.v.s. konventionelle og nukleare grundlastenheder, for- enklede dampkraftenheder og gasturbiner.

Brændselsgruppen har opstillet motiverede prognoser for såvel fossile som nukleare brændselspriser i den periode, undersøgelsen omfatter.

Effektgruppen har behandlet problemerne i forbindelse med nødvendig installeret reserve, herunder havarital for kraftværksenheder og vurdering af samarbejdsledninger fra et reservemæssigt synspunkt. Endvidere har gruppen kontrolleret, at de behandlede mulige strukturer for den fremtidige udbygning er nogenlunde ensartede i henseende til produktionssikkerhed.

Udvalget for ciffermaskinberegninger har endelig gennemgået og vurderet forskellige beregningsmetoder og tilrettelagt den nødvendige ciffermaskinmetodik.

I bilag 1 er givet en fortegnelse over deltagerne i de forskellige grupper.

Der har fra begyndelsen været lagt vægt på at fremme arbejdet mest muligt - idet dog hensynet til en grundig og forsvarlig undersøgelse er gået forud for hensynet til en bestemt tidsfrist. Under arbejdets forløb er nye problemstillinger dukket op, hvortil supplerende undersøgelser ud over de oprindeligt planlagte har været påkrævet.

Resultaterne af de enkelte arbejdsgruppers indsats er blevet præsenteret som delrapporter, efterhåndensom disse er blevet færdigskrevet.

Foruden denne sammenfattende rapport foreligger der således følgende 6 delrapporter:

Prognosegruppens rapport	I. 71 sider	II. 33 tabeller + 29 fig.
Fjernvarmegruppens rapport	16 sider + 17 bilag	
Brændselsgruppens rapport	I. 91 sider	II. 58 bilag
Effektgruppens rapport	I. 65 sider	II. 64 bilag
Kraftværksgruppens rapport	I. 89 sider	II. 20 bilag
Koordinationsudvalgets rapport	I. 67 sider	II. 55 bilag

Kapitel 1. ELFORBRUG OG PROGNOSE FOR FREMTIDIGT ENERGI- OG EFFEKTBEHOV

Indledning

Elforbruget her i landet har - som iøvrigt i de fleste andre lande - været præget af en bemærkelsesværdig konstant vækstrate gennem de seneste 40 år.

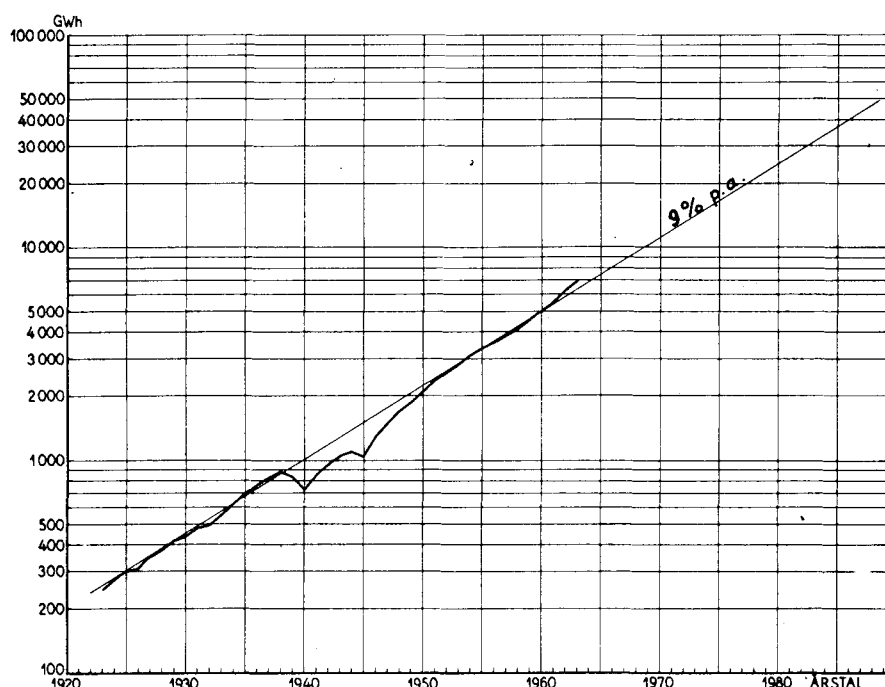


Fig. 1
 Produceret og importeret elenergi
 til rådighed for elforsyningen

Som vist i fig. 1 er forbruget i gennemsnit vokset med knapt 9 % pr. år siden midten af 1920'erne, idet den nedgang, som skyldes krigen og efterkrigsperioden, indhentes omkring 1950.

En prognose baseret på en fordobling hvert ottende-niende år af forbruget af elenergi er overordentlig enkel at opstille; den vil dog udstrakt over adskillige årtier føre til åbenbare urimeligheder. For den i undersøgelsen betragtede periode frem til 1984/85 har Prognosegruppen derfor suppleret en på historiske data baseret prognose med andre prognosemetoder, bl.a. den analytiske metode, hvor der gøres en række betragtninger over sammensætningen af det fremtidige elforbrug. Sådanne betragtninger begrænses af, at fantasien vanskeligt rækker til, når man skal forestille sig det fremtidige elforbrug. Erfaringer fra tidligere langtidsprognoser viser da også, at disse praktisk taget uden undtagelse er blevet overtruffet af den virkelige vækst. Der er desuden foretaget en række sammenligninger med tilsvarende forhold i udlandet og med det samlede energibehovs forventede udvikling her i landet.

Elenergibehovet for hele landet er skønnet delt mellem landsdelene øst og vest for Store Bælt i samme forhold som befolkningsfordelingen, der regnes uændret i den betragtede periode: ca. 54 % vest og 46 % øst for Store Bælt. Forbruget

er i dag større øst for Store Bælt end vest for Store Bælt såvel absolut som pr. indbygger. Stigningstakten er imidlertid størst i det vestlige område, og forskellene i forbrug pr. indbygger regnes udlignet inden for den betragtede periode.

Benyttelsestid

Effektbehovet i form af maksimal nettobelastning af værkerne er fundet ud fra energibehovet under forudsætning af en årlig benyttelsestid på 4300 timer, der regnes uændret gennem den betragtede periode og ens på begge sider af Store Bælt. I lande som f.eks. Sverige og USA, hvor industriens elforbrug udgør en større andel af det samlede elforbrug end herhjemme, er benyttelsestiden højere (5300-5500 timer), medens den i England er af størrelsesordenen 4500 timer. Da der næppe kan forventes nogen særlig energislugende industri her i landet, må en stigning i benyttelsestiden væsentligt over ca. 4300 timer anses for usandsynlig. Der er på den anden side næppe heller grund til at forvente nogen væsentlig forringelse af denne, idet erfaringen viser, at et stigende forbrug pr. indbygger medfører en stabiliseret eller eventuelt svagt stigende benyttelsestid. Det skønnes ikke muligt gennem tarifpolitiske indgreb at opnå nogen væsentlig ændring af benyttelsestiden.

Elforbrugets opdeling

I fig. 2 er vist, hvorledes elforbruget efter den analytiske metode kan skønnes sammensat i 1974 og 1984 med udgangspunkt i forholdene i 1960.

Det egentlige industriforbrug udgør i dag godt en fjerdedel af det samlede elforbrug. Denne andel regnes ikke forøget, men forbruget pr. arbejder må forudses at vokse i takt med rationaliseringen. Industriforbruget regnes femdoblet i den betragtede periode til 7,4 TWh i 1984, og beregnet pr. indbygger vil det da være af samme størrelse, som det er i dag i Belgien, England og Schweiz.

Elforbruget inden for den blandede gruppe: mindre industri, handel, håndværk og erhvervslivet iøvrigt er af samme størrelsesorden som det egentlige industri-elforbrug. Med den voksende betydning af "service-erhvervene" i samfundet kan den kraftige stigning inden for dette område forudses at fortsætte, og der er i 1984 skønnet et forbrug på 8 TWh, hvoraf en del må forudses at gå til opvarmnings- og afkølingsformål.

Inden for landbrug og gartneri må antallet af forbrugere forudses at aftage, medens det specifikke forbrug til gengæld kan regnes at vokse. Den forøgede elektrificering er skønnet at føre til et forbrug på 3 TWh i 1984.

Elforbruget til traktion og offentlig belysning er kun af ganske ringe omfang og vil ikke kunne blive af større betydning selv ved en kraftig elektrificering af jernbanenettet og ved en stærkt voksende anvendelse af vejbelysning. Energiforbruget til transport er helt domineret af ikke-elektriske energikilder, og der er ikke forudset nogen ændring heri.

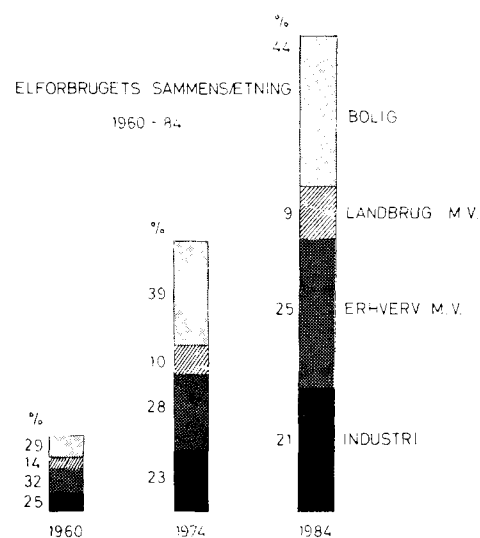


Fig. 2. Opdeling af elforbruget på forbrugerkategorier

Den største forbrugsgruppe udgør boligforbruget, og prognosen for dette forbrug tager sit udgangspunkt i befolknings- og boligtilvæksten, hvor der regnes med et befolkningstal i 1984 på 5.550.000 og en forøgelse i boligbyggeriet inden for de nærmeste 20 år på ca. 750.000 lejligheder (i 1- og 2-familiehuse samt etageejendomme, men ekskl. landejendomme). Årsforbruget pr. husstand var i 1964 i gennemsnit ca. 1500 kWh (mod ca. 2100 kWh i Sverige og godt 4500 kWh i USA). I fig. 3 er vist udviklingen i USA siden 1912, og det fremgår heraf, at vi i dag ligger ca. 20 år efter USA's forbrug, idet 1500 kWh der nåedes i 1946. Prognosegruppen har skønnet, at gennemsnitsforbruget i Danmark i 1984 vil nå op på det forbrug, som i USA ventes omkring 1975 (ca. 6700 kWh); det bemærkes, at der må regnes med en betydelig spredning om gennemsnitsforbruget.

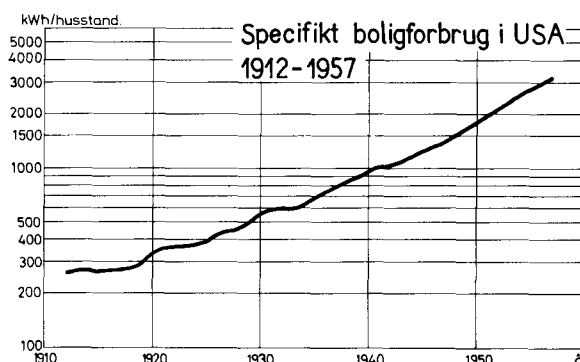


Fig. 3. Årsforbrug pr. husstand i USA

Den fremtidige form for boligopvarmning kan påvirke boligforbruget, såfremt elopvarmning vinder kraftigt indpas. Der er i den opstillede prognose regnet med, at ca. 85 % af samtlige lejligheder vil have central- eller fjernvarme i 1984, og at 200.000 lejligheder - svarende til ca. 10 % af samtlige lejligheder i 1984 - vil have elopvarmning med et samlet forbrug på 4 TWh. Under disse forudsætninger kan det samlede boligforbrug skønnes til 14,4 TWh i 1984; et vist elforbrug til sommerhuse indgår heri med 200.000 huse a 2.000 kWh i 1984.

Prognose

Når tabene i nettet medregnes, fører den ovenfor omtalte analytiske prognosemetode til et samlet netto elenergibehov af værk på 36 TWh i 1984. En tilsvarende prognose er opstillet for landets samlede bruttoenergibehov, hvilket fører til et forbrug på 258 TWh svarende til ca. 4 % gennemsnitlig årlig stigning. Nogen korrelation mellem væksten i nationalprodukt og i elforbrug har ikke kunnet påvises herhjemme. Elforbrugets stigning er hovedsagelig betinget af investeringer i energiforbrugende objekter, og en skønsmæssig beregning viser, at størrelsen af sådanne investeringer, som må forudsættes som baggrund for den skønnede elforbrugsstigning, på ingen måde forekommer urimelig.

Sammenholdes resultatet for 1984/85 af den analytiske undersøgelse (36 TWh) med de noget højere værdier, der fås ved ekstrapolation ud fra den historiske udvikling i den seneste halve snes år, og tages der endvidere hensyn til indikationerne fra de øvrige undersøgelser, konkluderer Prognosegruppen, at elforbruget i 1984/85 formentlig vil ligge mellem en øvre grænse på 45 TWh og en nedre grænse på 30 TWh. En værdi over de 36 TWh anses for mere sandsynlig end en værdi under 36 TWh.

De i undersøgelsen benyttede værdier for netto maksimalbelast-

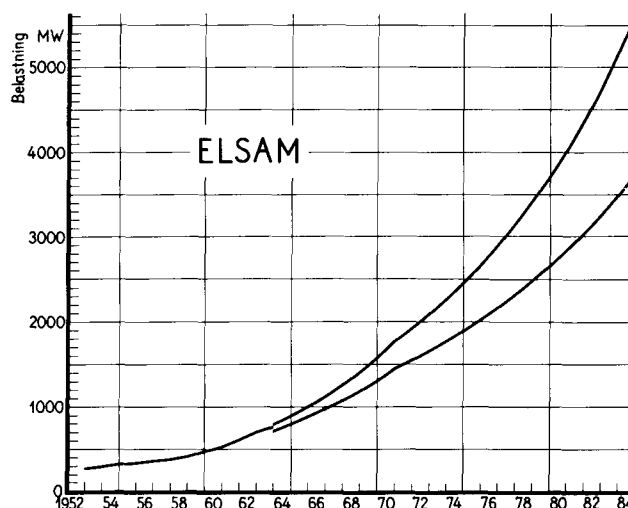


Fig. 4. Høj og lav belastningsprognose for ELSAM

ning vest og øst for Store Bælt som vist i fig. 4 og 5 er beregnet ud fra den øvre grænse for energiforbruget. Der er senere - i kapitel 8 - foretaget en vurdering af virkningen af en langsommere stigningstakt på undersøgelsens resultater. Frem til 1970 forudsættes stigningen at fortsætte på tilsvarende måde som i de seneste 11 år, d.v.s. 9,9 % p.a. øst for Store Bælt og 12,1 % vest for Store Bælt. Efter 1970 forudsættes en gennemsnitlig langsommere stigningstakt: 7,7 % henholdsvis 8,6 % p.a. øst og vest for Store Bælt.

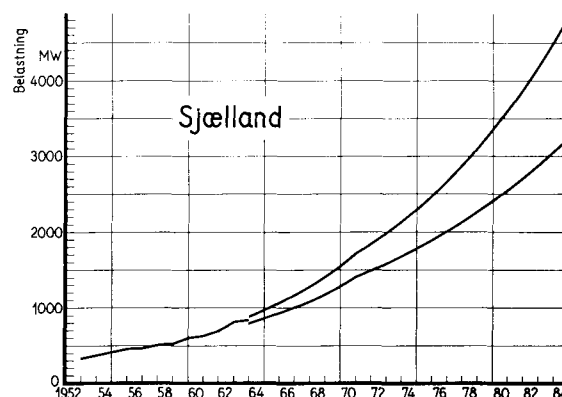


Fig. 5. Høj og lav belastningsprognose for Kraftimport

Fjernvarme

I tilknytning til prognosegruppens overvejelser vedrørende boligforbrug er foretaget skøn over det forventede fremtidige energiforbrug til boligopvarmning. Dette udgør med det forventede boligbyggeri og forudsat en vis forøgelse af kravene til opvarmningsstandard ca. $50 \cdot 10^6$ Gcal i 1984 (ekskl. landdistrikter). Med henblik på at bedømme den fjernvarmelevering, som kan skønnes at ske fra kraftvarmeværker - og som påvirker disses elproduktion - har Fjernvarmegruppen overvejet fjernvarmens mulige andel af den samlede boligopvarmning. Det er skønnet, at ca. 50 % af 2 millioner boliger uden for landdistrikterne vil være dækket af fjernvarme i 1984. Tilslutningen ventes hovedsageligt at ske til specielle varmeværker og kun en mindre del til kraftvarmeværkerne. I ELSAM's område forventes en årlig stigning i tilslutningsværdi i byer med kraftvarmeværker på ca. 50 Gcal/h frem til 1970; derefter aftager stigningen til ca. 20 Gcal/h. I København er stigningen frem til midten af 1970'erne ca. 60 Gcal/h årligt og derefter noget mindre, selv om udbygningen af fjernvarmen på Amager bidrager til at opretholde stigningen i nogen tid; fra midten af 1960'erne må en del af spidsbelastningen forudsættes dækket af spidslastcentraler eller ved reduktionsventiler. Den maksimale fjernvarmebelastning fra kraftvarmeværker er i 1984 skønnet til ca. 940 Gcal/h i ELSAM og ca. 990 Gcal/h i København. Der skønnes en tilslutningsværdi for fjernvarmen i 1984 på ca. 1600 Gcal/h i ELSAM og 1840 Gcal/h i København.

Den af hensyn til fjernvarmen nødvendige elproduktion på kraftvarmeværkerne er medregnet svarende til minimumsværdier om natten, idet denne produktion må have fortrin frem for produktion på andre enheder, der i givet fald eventuelt må stoppes. Ved sammenligning af produktionsudgifterne for de senere omtalte udbygningsstrukturer har det dog vist sig, at konklusionerne kun i meget ringe grad påvirkes af, om den af fjernvarmen betingede produktion medtages korrekt eller ej. Det er i undersøgelsen valgt at tage hensyn til en prioriteret minimumsproduktion i Kraftimports område, medens det i ELSAM's område er valgt at se bort fra den korrektion, som en tvungen produktion af hensyn til fjernvarme kan indebære ved vurderingen af de samlede produktionsudgifter.

Kapitel 2. BRÆNDELSPRISER

Da langt den overvejende del af elproduktionen her i landet må baseres på importeret brændsel, er det af væsentlig betydning for en langtidsundersøgelse som denne, at der bygges på det bedst mulige skøn over fremtidige priser på kul, olie og nukleart brændsel. Disses størrelse og indbyrdes forhold kan være afgørende for sammensætningen af elproduktionsapparatets struktur. De nedenfor angivne priser er i 1963-kroner, og spørgsmål som inflation, ændringer i vekselkurs og lignende er ikke inddraget i brændselsgruppens undersøgelser, men det skal fremhæves, at alle brændselspriser normalt er dollars-afhængige.

Prisprognose for fossilt brændsel

De i perioden 1941-1964 betalte priser for fossilt brændsel til danske storeværker er vist i fig. 6, hvor de under forskellige krisesituationer forekommende prisstigninger

og senere prisfald tydeligt fremgår. Prisstabiliseringen i de senere år kan ventes bevaret i adskillige år, idet der nu kan slutes langtidskontrakter (til omkring 8 kr/Gcal) frem til 1971. Med forbehold over for mindre prisvariationer fra tid til anden - og over for alvorligere kriser samt handelspolitiske forhold - må det anses for mest realistisk at bygge undersøgelsen på en fossil brændselspris på 8 kr/Gcal - frit leveret på værkets brændselslager - i hele det betragtede tidsrum. Som en mindre sandsynlig, alternativ pris betragtes 10 kr/Gcal svarende til den pris, hvortil amerikanske kul vil kunne leveres i Europa, såfremt afsætningsmulighederne forøges væsentligt, og forudsat at der træffes de heraf følgende foranstaltninger med hensyn til transportkapacitet m.v.

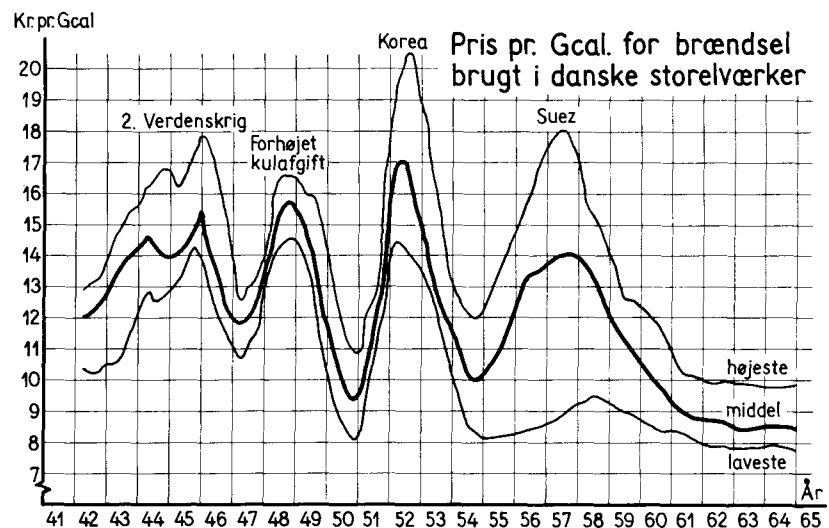


Fig. 6. Brændselspriser 1941-1964

Rationaliseringsforanstaltninger inden for fragtmarkedet kan forventes at medføre rater også fremover på det nuværende ret lave niveau. Det er i dag muligt at indgå bindende aftaler om olietransporter i store tankskibe for en periode på 5-20 år.

Prisprognose for nukleart brændsel

Opstillingen af en prognose for nukleare brændselspriser er mere kompliceret end angivelsen af en prognose for fossilt brændsel. De nukleare brændselsomkostninger fremkommer ved et samspil mellem en række forskellige faktorer, hvoriblandt er anlæggenes tekniske udformning. Der er i undersøgelsen behov for prognoser gældende for enheder af forskellig størrelse og med varierende idriftsættelsesår og for hele dissens levetid - og uden at nogen nærmere specifikation af opbygningen kan gives. I Brændselsgruppens rapport er der nærmere redegjort for det

nukleare brændselskredsløb (gældende for en letvandsreaktor, jvf. side 22), som er væsentligt forskelligt fra det simple "brændselskredsløb" i en konventionel dampkraftenhed. Brændselsråstoffet uranoxyd kan købes på det frie marked, men må før anvendelse sendes til berigelse i et specielt diffusionsanlæg. Herfra sendes det forædlede råstof med forøget indhold af den fissionable uranisotop U-235 til fabrikation af selve brændselselementerne. I reaktoren er brændslets produktive levetid 3-5 år, men hvert år flyttes brændselselementerne i kernen, og en vis brøkdel udtages og erstattes af nye. Det udtagne brændsel opbevares i nogle måneder på kraftværket med henblik på at opnå en reduktion af biprodukternes radioaktivitet ved naturligt henfald. De brugte brændselselementer sendes derefter til kemisk oparbejdning, hvorved fås uran, ligesom det dannede plutonium udvindes.

På basis af brændselskredsløbet for en typisk kogende letvandsreaktor af den art, som i udlandet projekteres idriftsat i de allernærmeste år, har Brændselsgruppen beregnet de forventede nukleare brændselsomkostninger i 1970. Efter en nøje gennemgang af alle de faktorer, som indvirker på priserne, og efter indgående drøftelser med eksperter i flere lande er derefter skønnet forventede priser frem til 1984. Der forudses et fald i de gennemsnitlige nukleare brændselspriser på 3,5 % p.a., hvilket med 7.000 timers benyttelsestid som forudsætning for en 250 MW enhed giver en total brændselsudgift i 1970 på 1,38 øre/kWh faldende til 0,85 øre/kWh i 1984. Der er ikke regnet med ændringer i brændselsprisen efter dette år. Der er antaget en svag reduktion af de nukleare brændselsomkostninger med stigende enhedsstørrelse. De nukleare brændselsomkostninger er opgivet som en fast udgiftsandel proportional med enhedsstørrelsen og en variabel andel, der er proportional med den producerede energi. Eksempelvis vil for en 470 MW enhed brændselsomkostningerne i 1975 være 18,5 kr/kW + 3,23 kr/Gcal.

Globale energiprognoser og -reserver

I sin motivering for de ovennævnte prognoser for brændselspriser har Brændselsgruppen først opstillet energiprognoser for USA, OECD-Europa og den øvrige verden frem til år 2000 og vurderet, hvor stor en del af dette forbrug der kan forventes dækket af de forskellige energiformer: uran, vandkraft, naturgas, kul, brunkul og olie. Resultatet er vist i fig. 7 for hele verden og udtrykt i mill. tons kulækvivalent pr. år.

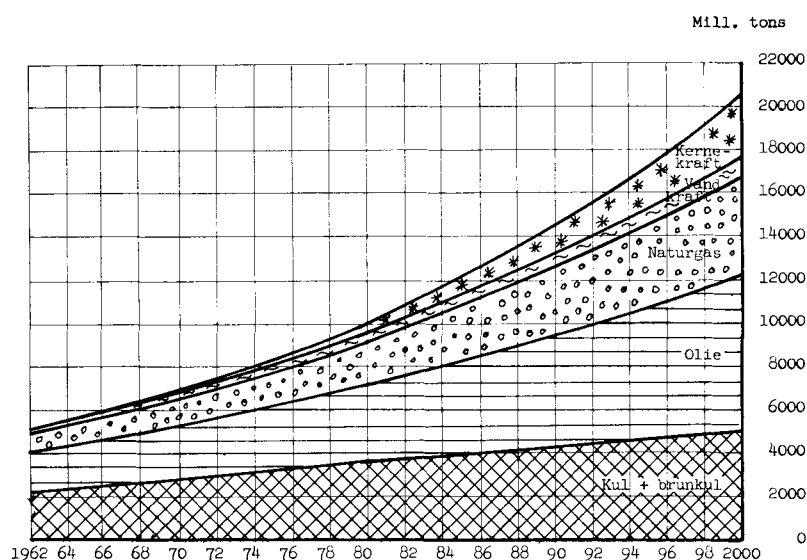


Fig. 7
Verdens energiforbrug 1962-2000
omregnet til mill. tons kulækvivalent

For årene 1962, 1980 og 2000 er i nedenstående tabel vist forbruget i mill. tons kulækvivalent og med den procentiske andel af hver energiform anført. Stigningstakten mellem årene er angivet særskilt.

	1962		Stig- ning % p.a.	1980		Stig- ning % p.a.	2000	
	Mill. tons	Andel		Mill. tons	Andel		Mill. tons	Andel
Kernekraft ...	0	0 %	-	410	4 %	10,1	2.800	14 %
Vandkraft	294	6 %	2,9	490	5 %	2,1	740	4 %
Naturgas	754	15 %	5,5	1.970	20 %	4,5	4.750	23 %
Kul og brunkul	2.211	43 %	2,7	3.600	36 %	1,6	5.000	24 %
Olie	1.869	36 %	3,6	3.530	35 %	3,7	7.200	35 %
Ialt	5.128	100 %	3,8	10.000	100 %	3,7	20.500	100 %

Brændselsgruppen har derefter undersøgt energireserverne og den forventede produktionskapacitet for at sandsynliggøre, at de ovennævnte forbrug kan dækkes til rimelige priser.

Vandkraftreserverne spiller kun en underordnet rolle, hvorimod naturgasreserverne er betydelige, og mulighederne for opdagelsen af nye reserver i Nordsø-området kan eventuelt foranledige et nedadgående tryk på de fossile brændselspriser. Kulreservernes størrelse vurderes i litteraturen højst forskelligt, men må dog under alle omstændigheder bedømmes som langt større end krævet for at dække det prognoserede forbrug til år 2000. I USA regnes med stabile eller svagt aftagende kulpriser i hele levetiden for termiske kraftværker idriftsat op til 1980. Konkurrencen med kernekraftværker har i de senere år ført til væsentlige prisnedsættelser på kulleverancer i stort omfang. Med de forventede transportomkostninger må det antages, at amerikanske kul vil kunne leveres til det europæiske marked til priser faldende fra de nuværende 12 til ca. 10 kr/Gcal. Russiske og polske kul har hidtil været solgt på det skandinaviske marked i meget betydeligt omfang til priser, der har været fastsat på grundlag af paritet med oliepriserne. Det er dog Brændselsgruppens opfattelse, at leverance af kul fra østlandene på længere sigt vil være af mindre betydning for det fossile energimarked.

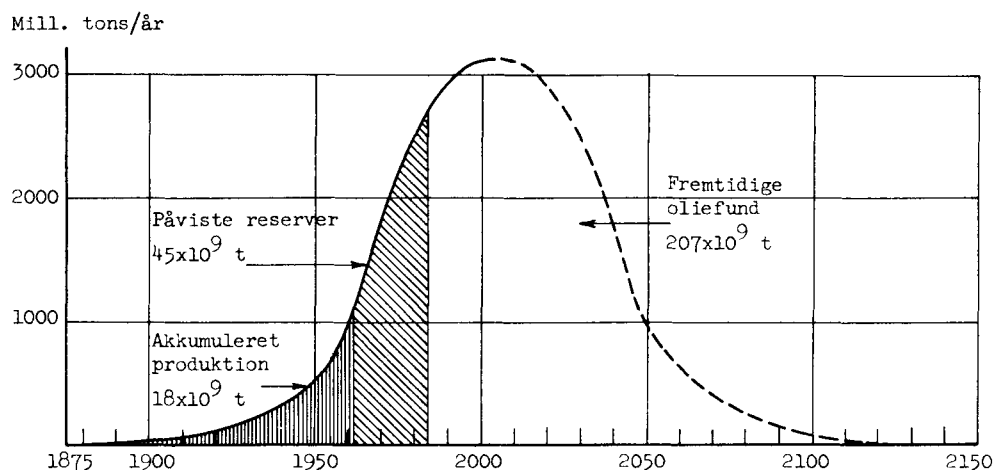


Fig. 8. Primær olieproduktion i hele verden

En vurdering af oliereserverne viser, at en tilfredsstillende forsyningssituation med god sikkerhed kan imødeses i resten af indeværende århundrede. Således viser figur 8, at alene den primære olieproduktion vil kunne dække det prognoserede olieforbrug (figur 7) frem til 1985. Hertil kommer så for det første den oliemængde, det med forbedret teknik uden tvivl vil være muligt at udvinde fra de samme forekomster, og for det andet produktion af olie fra de meget store forekomster af olieskifer og tjæresand, der allerede i dag er på grænsen til økonomisk udnyttelse.

Der har i de senere år været en tendens til overforsyning af verdensmarkedet med olie, først og fremmest på grund af de lave produktionsomkostninger i Mellempsten, Afrika og formentlig USSR, men også på grund af importrestriktioner i Fællesmarkedslandene, England og USA. Blandt andet baseret på ovennævnte undersøgelser har Brændselsgruppen nået den opfattelse, at denne tendens vil vedvare i adskillige år og medføre stabile brændselspriser.

En undersøgelse af forsyningssituationen for nukleart råmateriale, specielt uran, har ført til det resultat, at den stærkt stigende efterspørgsel vil kunne dækkes af de i dag kendte lødige reserver indtil et stykke ind i 1980'erne selv under forudsætning af, at den nuværende dårlige udnyttelse af uranet ikke forbedres. En detaljeret analyse af forsyningsmulighederne i den sidste del af århundredet vanskeliggøres af, at det i så fald er nødvendigt at gøre konkrete antagelser om den nukleare teknik i denne periode. Man må antage, at det til den tid vil være muligt at udnytte uranet langt mere effektivt i avancerede reaktortyper, og at også thorium og deraf kunstigt dannede fissionable isotoper vil kunne udnyttes til energiproduktion og således afsvække efterspørgslen efter uran. En bedre udnyttelse af det fissionable materiale vil også medføre, at den nukleare teknik under bibeholdelse af fuld konkurrencedygtighed vil kunne udnytte økonomisk ringere uranmalme, som kendes i betydeligt større udstrækning end de i dag økonomisk brydbare uranforekomster.

Når hertil kommer, at der kun har været prospekteret efter uran i få år, fordi udbuddet i de sidste 10-15 år har været langt større end efterspørgslen, ser Brændselsgruppen ingen grund til at nære bekymring for forsyningssituationen på længere sigt. Prisen for råkoncentrat (uranoxidet U_3O_8) ligger i dag på ca. 4 \$/lb, men forventes at ville stige til det dobbelte i 1980 og senere måske yderligere til 10 eller 12 \$/lb. I de økonomiske beregninger er forudsat 8 \$/lb for hele undersøgelsesperioden som en passende forsigtig gennemsnitspris.

Berigelse, fabrikation, transport, oparbejdning af nukleart brændsel

Den amerikanske atomenergikommission beregner sig i dag 30 \$ pr. "kg separativt arbejde" for at berige uran til et større indhold af U-235 (eksempelvis forbruges 2,8 "kg separativt arbejde" for at fremstille 1 kg uran med en berigelse på 2,5 %). Gruppen anser denne pris for realistisk, idet amerikanske undersøgelser peger imod samme pris, når produktionsomkostningerne vurderes på normal industriel måde.

Prisen for fabrikation af brændselselementer er faldet drastisk gennem de få år, hvor nukleart brændsel har været fremstillet på kommerciel basis. Et passende produktionsapparat kan i dag opbygges for begrænsede investeringer og uden et særlig stort og bekosteligt forudgående udviklingsarbejde. Med den vækst i den nukleare industri, som må forventes, kan der forudses en stigende konkurrence på dette felt. Brændselsgruppen har fundet det rimeligt at ansætte fabrikationsprisen for brændselselementerne ekskl. uranværdien til 110 \$/kg U i 1970.

Transport af brugt brændsel og kemisk oparbejdning af dette vil kunne ske inden for Europa, hvorfor Brændselsgruppen har lagt engelske prisforslag til grund for sit skøn på totalt 35 \$/kg U i 1970. Også på dette område er der god grund til at vente betydelige prisfald hidrørende fra forbedret teknik og rationalisering ved det forventede voksende volumen, som skal bearbejdes.

Værdien af det udvundne plutonium har hidtil været fastsat ret vilkårligt ved stormagternes opkøb til militært brug eller til lager. Den fremtidige pris er usikker, men kan muligvis fastsættes med henblik på plutoniums eventuelle anvendelse som nukleart brændsel i kommende termiske reaktorer - eller endnu bedre i de måske i 1980'erne udviklede formeringsreaktorer. Brændselsgruppen har ved værdisættelsen af Pu sammenlignet med det "konkurrerende" U-235 og valgt at regne med 8 p/g typisk kraftreaktor-plutonium.

Nukleare brændselspriser

De tidligere nævnte brændselspriser gældende ved 7.000 timers benyttelsetid i 1970 for en typisk 250 MW enhed er sammensat på følgende måde af de ovennævnte omkostninger plus finansiering af det i reaktorkernen investerede brændsel:

Komponent	Forudsætning	Produktionspris øre/kWh	Procentisk andel
Forbrug af naturligt uran	8 p/lb uranoxyd	0,30	22
Forbrug af separativt arbejde	30 p/kg s.a.	0,37	27
Fabrikation	110 p/kg U	0,44	32
Oparbejdning + transport	35 p/kg U	0,14	10
Plutonium godtgørelse	8 p/g Pu	- 0,23	- 17
Renteudgift	7 % p.a.	0,32	23
Diverse	-	0,04	3
Ialt	-	1,38	100

Der er i Brændselsgruppens rapport givet detaljerede brændselsprisprognoser for alle de størrelser af dampreaktortypen, der kan tænkes at have interesse i det af undersøgelsen omfattede tidsrum. Sammenlignet med de oplysninger, der iøvrigt har været til gruppens rådighed, og hvorefter nogle eksempler er vist i fig. 9, må de givne brændselsomkostninger anses for at være forsigtigt skønnede, især i begyndelsen af den betragtede periode.

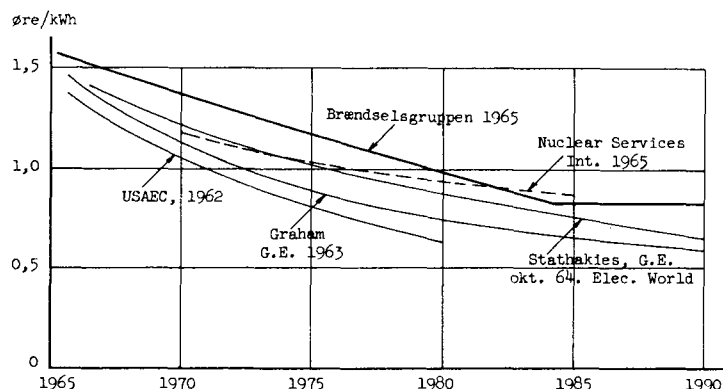


Fig. 9

Sammenligning mellem forskellige skøn over brændselsudgifter for letvandsreaktorer
Forudsætning: 7.000 fuldlaster timer pr. år

Med henblik på en vurdering af de investeringer, som må foretages i nukleart brændsel, er opstillet tabeller over investeringen i første kerne og skønnede udgifter år for år til udskiftning og oparbejdning. Investeringen i første kerne vil i året 1970 være af størrelsesordenen 350-400 kr/kW afhængig af enhedsstørrelsen og formodes at falde til omkring 250 kr/kW i begyndelsen af 1980'erne.

Det skal understreges, at de i undersøgelsen benyttede nukleare brændselsomkostninger er typiske værdier, som ikke uden videre kan lægges til grund ved overvejelser over det første kernekraftværk herhjemme. En detaljeret vurdering af brændselsomkostningerne kan kun skaffes, når anlæggets tekniske udformning og nukleare data er tilstrækkelig belyst til, at en række komplicerede beregninger kan gennemføres. Der kan iøvrigt kræves - og opnås - garantier for brændselsomkostningerne over en lang årrække under forhandlinger om et konkret tilbud.

Europas energipolitik

I Brændselsgruppen har muligheden for forhøjelser i energipriserne som følge af en fastere tilknytning til Fællesmarkedet været drøftet. Sandsynligheden for en sådan tilknytning inden for den nærmeste fremtid synes ikke særlig stor. Såfremt en tilknytning etableres på længere sigt, kan det imidlertid ikke forventes, at dette automatisk bevirker en forringelse af indkøbsmulighederne for fossilt eller nukleart brændsel, idet det synes at være svært for Fællesmarkedet at nå frem til en fælles energipolitik. Kerneenergiens begyndende konkurrencedygtighed og fundet af naturgas i Holland og andre steder giver desuden et stærkt incitament til en liberalisering af energisektoren.

Den vesteuropæiske industris ønske om rimelige energipriser vil iøvrigt støtte en liberalisering af brændselsmarkedet i hele området. En sådan liberalisering af de områder, der i dag er underkastet importrestriktioner for fossilt brændsel, specielt olie, vil naturligvis også have den virkning, at det nuværende overskud i produktionskapacitet, der præger olieindustrien, bedre vil kunne udnyttes. Den nuværende kapacitet er dog så stor, at en væsentlig stigning af efterspørgslen formentlig ikke vil påvirke prisen.

Sammenfatning

Brændselsgruppens konklusion er, at den nuværende pris for fossilt brændsel, 8 kr/Gcal, må antages at holde sig på uændret niveau gennem hele undersøgelsesperioden. Hovedargumentationen herfor er, at der må antages stadig at være en overskydende produktionskapacitet i olieindustrien, og at den liberale politik, Danmark traditionelt fører på energiområdet, ikke kan forventes ændret.

For nukleart brændsel har Brændselsgruppen angivet lidt højere priser for 1970, end der normalt kalkuleres med for de værker, der i dag er under bygning. Der regnes herefter med et fald på 3,5 % p.a. indtil 1984, hvor brændselsomkostningerne stabiliseres på et niveau, der er 60 % af 1970-niveauet. Stigningen i den nukleare industris volumen er den væsentlige forudsætning for denne reduktion.

Kapitel 3. ANLÆGSPRISER OG DRIFTSUDGIFTER

Det skal indledningsvis betones, at de i undersøgelsen benyttede anlægspriser ikke uden videre kan sammenlignes med aktuelle projekter. Der må korrigeres for prisniveau, og den i det aktuelle tilfælde gældende omsætningsafgift må adderes. Endvidere skal også omkostninger til primære højspændingsanlæg medtages, og variationer i lokale forhold og synspunkter på anlæggenes udformning og endelig forskelle i tillæg til administration og byggerenter kan give betydelige afvigelser mellem konkrete anlægs byggepriser.

KONVENTIONEL DAMPKRAFT

Når bortses fra importen af udenlandsk vandkraftenergi sker elproduktionen praktisk taget udelukkende på de primære elværker i konventionelle dampkraftenheder. Disses driftsøkonomi er stadig blevet forbedret gennem årene dels som følge af tekniske fremskridt, som har muliggjort anvendelsen af højere og højere tryk og temperaturer og mere raffinerede dampprocesser med regenerativ fødevandsforvarmning og genoverhedning og dels som følge af forøget enhedsstørrelse og højere grad af automatisering.

Varmeforbruget i kcal pr. produceret kWh er vist i fig. 10 som funktion af årstallet - dels som gennemsnitsforbrug for samtlige danske primær-eldværker og dels for den på et givet tidspunkt bedste enheds specifikke varmekonsum i bedstlastpunktet.

Til illustration af de gennem årene opnåede forbedringer i driftsøkonomi er i fig. 11 vist brændselsudgifter i øre pr. kWh netto - dels de virkelige og dels de til brændselsprisen 8 kr/Gcal omregnede. De samlede driftsudgifter inkl. administration, drift og vedligeholdelse m.m. er ligeledes indtegnet, og det fremgår af kurverne, at der gennem de seneste 10 år er opnået en forbedring i rene brændselsudgifter på ca. 1,0 øre/kWh - under forudsætning af, at brændselsprisen konstant havde været 8 kr/Gcal.

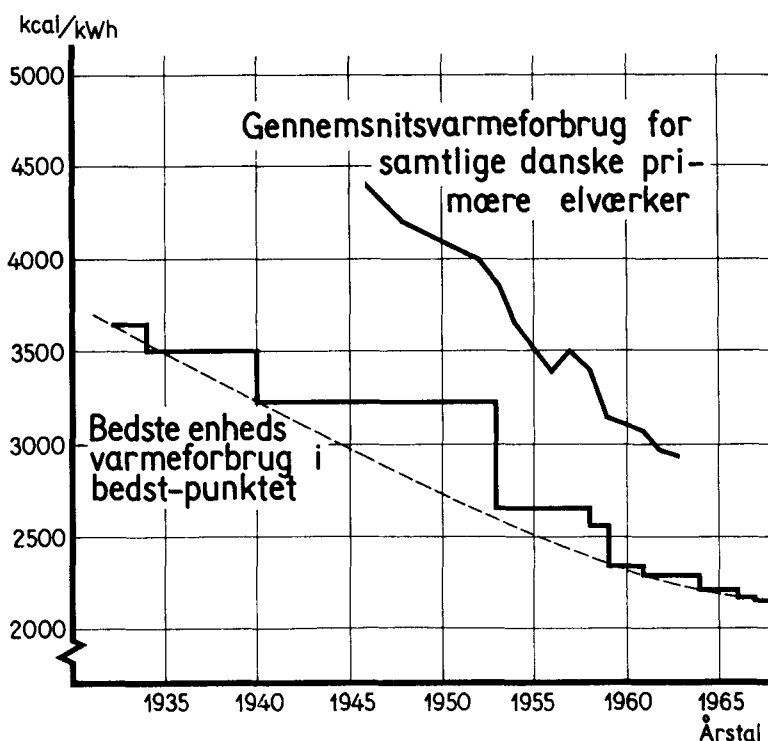


Fig. 10. Varmeforbrug i primære danske elværker

Størrelsen af de installerede enheder er vokset fra maks. 30 MW ved begyndelsen af anden verdenskrig over 60 MW og i hastigt tempo 75, 125, 140 til 235 MW enheder, hvoraf flere for øjeblikket er i ordre. At så relativt store enheder (15-20 % af total netbelastning) har kunnet installeres i ELSAM's og Kraftimports forholdsvis små områder, skyldes samarbejdet over kraftige forbindelses-

ledninger med store kraftnet i udlandet, og det har medført økonomiske fordele i form af stedse lavere pris pr. installeret kW. Fordelingskurver over den installerede effekts relative størrelse i 1970/71 er vist i fig. 12, hvor der til sammenligning med danske forhold er medtaget fordelingskurver for det tyske RWE i 1963 samt for Holland i 1970 og for det belgiske UEEB i 1964 og 1969.

Af fordelingskurven for hele Danmark kan aflæses, at ca. 25 % af den samlede produktionskapacitet vil være installeret i enheder, som hver er på 6 % af den totale installerede effekt. Ca. en trediedel af Kraftimports nettoeffekt vil være koncentreret i enheder, som hver er på omkring 11,5 % af Kraftimports totalt installerede effekt. I RWE var i 1963 halvdelen af effekten installeret som enheder, der hver udgjorde godt 2 % af total effekt, medens Holland vil have ca. 15 % af installeret effekt samlet i enheder på 2 å 3 % af den totale installerede effekt.

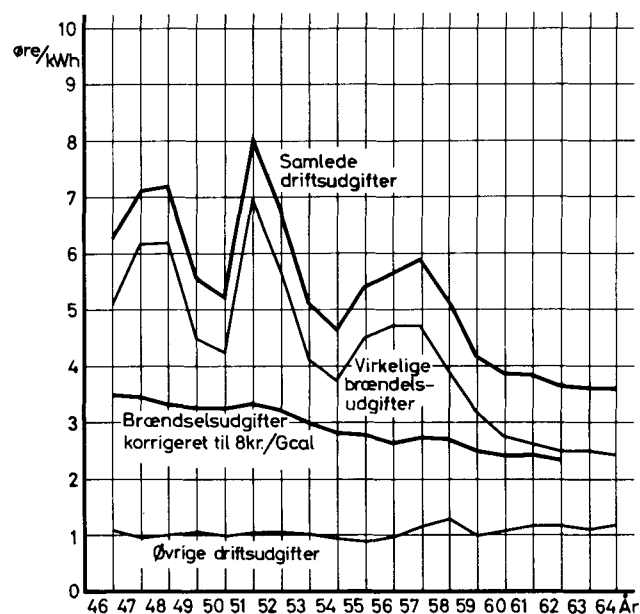


Fig. 11
Driftsudgifter i primære danske elværker

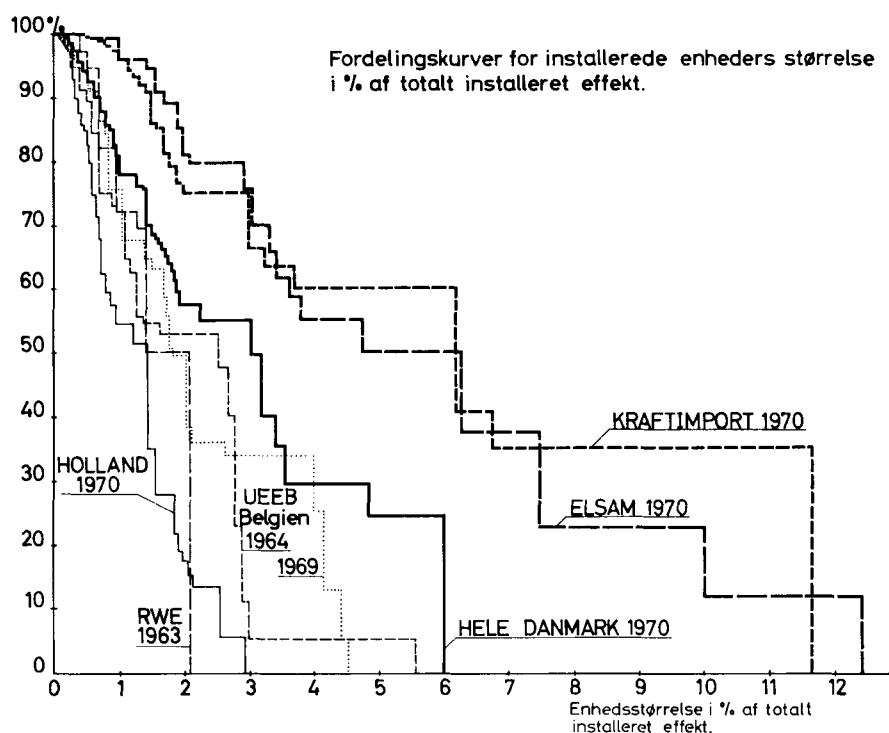


Fig. 12
Fordelingskurver for installerede enheders størrelse i procent af totalt installeret effekt

En fordelingskurve over den installerede effekts alder, fig. 13, viser, at over halvdelen af landets netto produktionskapacitet vil være under 6 år gammel i 1970/71.

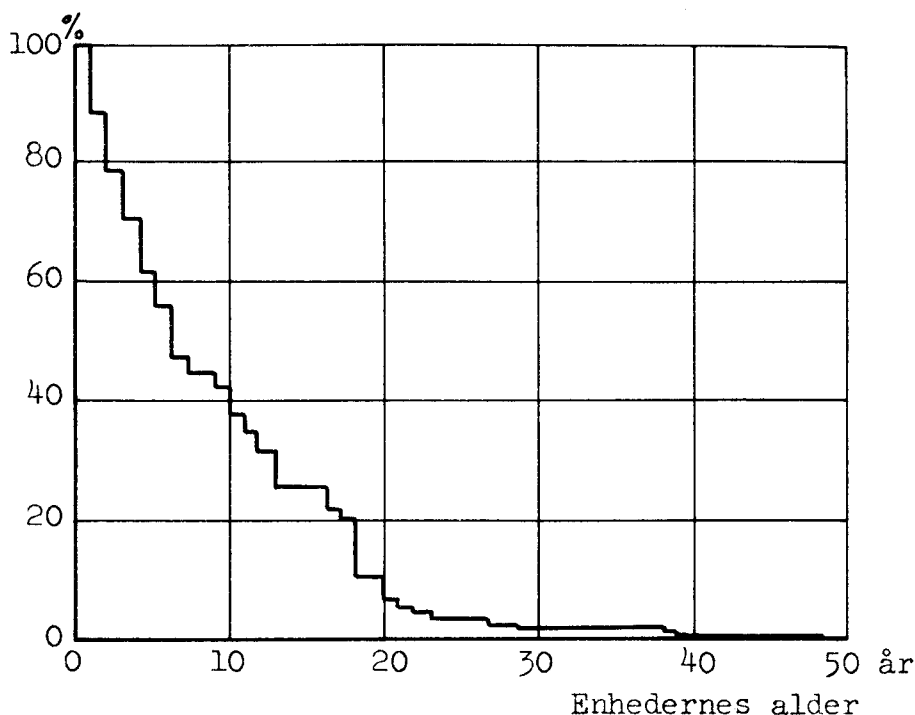


Fig. 13
Fordelingskurve for installeret
effekts alder i 1970/71

Anlægspriser for blokudvidelser med kombineret kul- og oliefyring

I Kraftværksgruppen er indsamlet oplysninger om alle idriftværende enheders specifikke og marginale varmemeforbrug, drifts- og vedligeholdelsesudgifter og udgifter til start. Endvidere er der foretaget et meget omfattende analysearbejde af anlægspriserne for alle danske kraftværksenheder på 100 MW og derover, som var i drift, under bygning eller på projekteringsstadiet i 1964. Alle priser er for sammenligningens skyld uden eventuel omsætningsafgift, og de er omregnet til 1963-prisindeks. De samlede anlægsudgifter er opdelt på ensartet måde og opstillet i en standard kontoplan. Der er ret store afvigelser mellem de forskellige kraftværkers udgifter til bygninger og fællesanlæg, og også priserne for kedelanlæg, turbiner, hjælpeanlæg og elektrisk udrustning viser nogen spredning. En række af afvigelserne har dog kunnet forklares ved forskelle i lokale forhold og anlægssynspunkter samt i markedsforholdene, og det er lykkedes kraftværksgruppen at nå frem til anlægspriser, som kan anses for repræsentative for konventionelle blokudvidelser her i landet. For enheder, der er større end de fra danske erfaringer kendte, er der indhentet oplysninger fra en række danske og udenlandske firmaer om enhedsstørrelser op til 800 MW.

Det er hovedsagelig blokudvidelser, som har interesse i den foreliggende undersøgelse, da der på de eksisterende kraftværker findes udbygningsmuligheder for en væsentlig del af den effekt, som skal installeres inden for den betragtede periode; der er kun forudsat to nye kraftværker bygget inden for perioden frem til 1985.

I de resulterende priser, der angives i "1963" kr/kW, er ikke medregnet tjenesteboliger, reservedele, inventar og primære højspændingsanlæg ud over generatortransformeren. Derimod er der på basis af de indsamlede oplysninger medtaget et tillæg på 4 % for administration og tilsyn under bygningen samt et yderligere tillæg på 10 % til byggerenter, kurstab, skat og forsikring i byggeperioden. Om-

sætningsafgifter er som nævnt ikke medregnet. Det er skønnet, at alene forbedringerne i produktionsteknikken - i form af rationalisering og konstruktionsforbedringer hos leverandørerne - vil give sig udslag i en stadigt faldende pris på 1 % pr. år i hele den betragtede periode og gældende alle enhedsstørrelser.

Herudover regnes det fortsat muligt at opnå lavere pris pr. installeret kW ved forøgelse af enhedsstørrelsen - i alt fald for enakslede enheder på op til 600 MW. Selv om en vis forbedring i varmekonsumet kan opnås ved forøgelse af tryk og temperatur og ved anvendelse af dobbelt genoverhedning, er det efter Kraftværksgruppens undersøgelse små besparelser, der kan opnås i forhold til den nødvendige merinvestering. Hertil kommer, at man ved olie-fyring af hensyn til driftssikkerheden bør begrænse damptemperaturen til 540°C for at undgå højtemperaturkorrosion. Da de i undersøgelsen benyttede brændselspriser er baseret på stort olieforbrug, har man i konsekvens heraf valgt at indskrænke undersøgelsen til at omfatte anlæg med enkel genoverhedning og dampdata 180 atø/540°/540°/540°C. For sådanne enheder er specifik anlægspris (normeret i forhold til en 200 MW enhed installeret i 1967) vist som funktion af blokstørrelsen i fig. 14 sammen med tilsvarende udenlandske kurver.

De ovenfor omtalte betragtninger har ført til en opstilling af specifikke anlægspriser i kr/kW netto for blokudvidelser på kombinerede kul- og oliefyrede dampkraftværker med forskellige enhedsstørrelser og varierende idriftsættelsesår. Enkelte eksempler herpå er medtaget i nedenstående tabel.

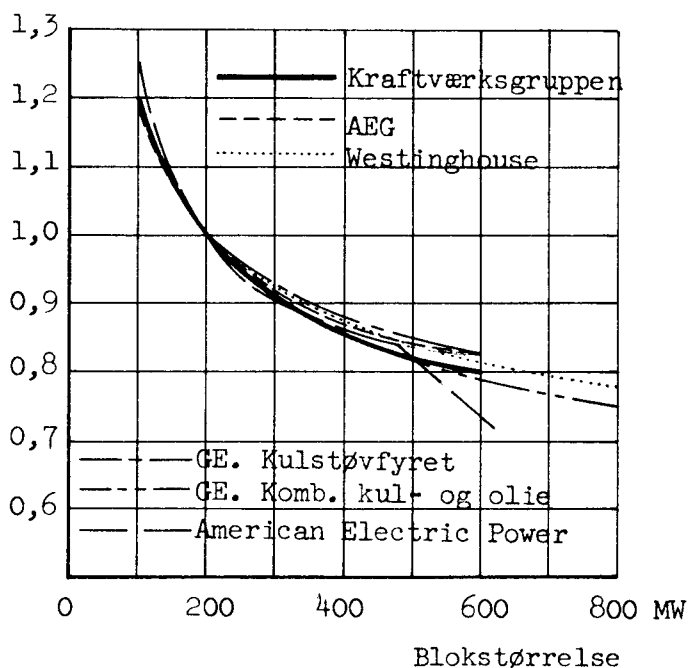


Fig. 14
Normerede specifikke anlægspriser

Idrift-sættel-sesår	BLOKEFFEKT - MW NETTO								
	150	190	235	300	370	470	600	750	940
1970	761	713	674	635	611				
1975	722	676	639	603	580	561	543		
1980		639	605	570	548	531	513	505	
1984			577	544	523	506	490	481	474

Det er i disse priser forudsat, at den tekniske minimumsbelastning er 30 % af fuldlast. Ved gennemførelsen af den i kapitel 6 omtalte simulering af driftsforholdene viste det sig imidlertid nødvendigt at forudsætte anlæggene udført med 20 % minimumslast, og der må derfor regnes med et tillæg til alle oven-

stående priser, et tillæg som Kraftværksgruppen har skønnet til 5 kr/kW. Værdierne ud over 600 MW er ekstrapolerede og må tages med større forbehold end de øvrige værdier. De anførte netto-enhedsstørrelser, som er benyttet i undersøgelsen, er valgt ud fra IEC's normrække for enhedsstørrelser:

200 - 250 - 320 - 400 - 500 - 640 - (800) - (1000) MW brutto

190 - 235 - 300 - 370 - 470 - 600 - (750) - (940) MW netto

En opdeling af anlægsudgifterne i hovedposterne giver for idriftsættelse i 1970:

	<u>235 MW</u> <u>netto</u>			<u>600 MW</u> <u>netto</u>		
Grund og jordarbejder..	(ikke medtaget ved blokudvidelser)					
Bygninger	108 kr/kW	18,3 %		82 kr/kW	16,4 %	
Kedelanlæg	202 "	34,2 %		192 "	38,4 %	
Turbineanlæg	188 "	32 %		160 "	32 %	
Hjælpeanlæg og rørledn.	65 "	11 %		55 "	11 %	
Diverse	26 "	4,5 %		11 "	2,2 %	
Direkte anlægsudgifter	589 kr/kW	100 %		500 kr/kW	100 %	
Med 4 % tillæg for ad- ministration	613 "			520 "		
Med 10 % tillæg for byggerenter	674 "			572 "		
Med tillæg for 20 % minimumslast	679 "			577 "		

Anlægspriser ved anlæg af helt nyt kraftværk

Ved bygning af et helt nyt kraftværk optræder der en række udgifter, som for størstedelens vedkommende må afholdes samtidig med første enheds idriftsættelse. Det drejer sig om fællesudgifter til: grund og opfyldning, vejanlæg, kloakering, eventuelt anlæg af jernbanespor, havneanlæg, kulplads, olietanke og askeplads. Det har ikke været muligt for Kraftværksgruppen at finde en rimelig fordelingsformel for disse anlægsudgifter til blokuafhængige anlæg på samtlige enheder frem til fuld udbygning, da lokale forhold vil spille afgørende ind.

I den foreliggende undersøgelse er forudsat, at summen af alle udgifter til blokuafhængige anlæg over den tid der går, fra værket påbegyndes, til det er fuldt udbygget, erlægges samtidig med bygningen af første enhed på et nyt kraftværk. Dette har været tilladeligt, da der kun regnes med to nye værker i undersøgelsen. Den benyttede tilnærmelse har derfor ikke haft større indflydelse på det økonomiske resultat - omend det må konstateres, at de specifikke anlægspriser derved er blevet lavere end i virkeligheden forventligt. For et nyt kraftværk med kombineret kul- og oliefyring og med mulighed for ialt 1600 MW effekt installeret anses omkostningerne til fællesanlæg på ca. 66 mill.kr for repræsentative her i landet. Der er herunder forudsat, at brændselslageret udbygges svarende til de af Handelsministeriet fastsatte krav.

Besparelser ved blokanlæg for ren oliefyring

Bygges et nyt kraftværk eller en blokudvidelse således, at der fra starten kun regnes med ren oliefyring, kan væsentlige besparelser opnås. På et nyt kraftværk spares således i fællesanlæg: kajanlæg, kullager og kultransportanlæg og til dels askeplads; til gengæld må bygges en oliepier, rørledninger og olietanke. De ovennævnte 66 mill.kr til fællesanlæg kan regnes reduceret til 32 mill.kr,

idet olietanke udbygges successivt og derfor er medregnet i prisen på en oliefyret blokudvidelse. For selve blokken vil der være besparelser i bygninger, hjælpeanlæg og navnlig i kedlen. Disse besparelser er analyseret i kraftværksgruppen for forskellige enhedsstørrelser. Som god middelværdi kan en total besparelse på ca. 9 % forventes. Hvis muligheden for senere ombygning til kombineret fyring ønskes bevaret, reduceres besparelsen ved blokudvidelsen til ca. 4 %. Såfremt den i foregående afsnit omtalte tilnærmelse ikke havde været nødvendig, ville besparelsen ved ren oliefyring over for kombineret kul/oliefyring være fundet noget større.

Varmeforbrug, drifts- og vedligeholdelsesudgifter

Som det er berørt ovenfor, kan der næppe ventes væsentlige forbedringer i konventionelle dampkraftenheders varmemeforbrug fremover. Der er i undersøgelsen set helt bort fra anvendelsen af overkritiske tryk og fra de muligheder, som fremtiden kan indebære i form af utraditionelle systemer som kombinerede gasturbine- og dampprocesser eller magneto-hydrodynamiske processer.

For nye enheder er antaget en ganske ringe forbedring i varmemeforbruget (nogle få kcal/kWh), og der er af Kraftværksgruppen givet normerede varmemeforbrugskurver, som med rimelighed kan antages at gælde for alle i undersøgelsen forudsatte, fremtidige, konventionelle enheder. Rent oliefyrede enheder skønnes at have et varmemeforbrug, som er ca. 1 % lavere end kombineret kul/oliefyrede enheders varmemeforbrug. De i undersøgelsen benyttede varmemeforbrug er idealiserede, idet der ikke har kunnet fremskaffes tilstrækkeligt pålidelige oplysninger om de tillæg, der kan ventes på grund af reguleringstab og lignende.

På basis af en analyse af bl.a. Kyndbyværkets og Asnæsværkets driftsregnskaber har Kraftværksgruppen fundet, at årsudgifterne til drift og vedligeholdelse af nye blokenheder med god tilnærmelse kan findes som summen af en energifhængig del på 0,23 øre/kWh (0,18 øre/kWh for rent oliefyrede enheder) og en effektafhængig del på $(\frac{100}{\sqrt{N}} + 5)$ kr/kW, hvor N er nettoeffekten i MW. Der er derigennem givet udtryk for den rationalisering, som følger med anvendelsen af stadig større enheder.

De udgifter, som er forbundet med start af anlæg fra varm eller kold tilstand, er vurderet og opdelt i direkte startudgifter til brændsel, vand og egetforbrug under starten og indirekte startudgifter, der kan henføres til forøget reparation som følge af starterne, og som derfor sættes proportionale med antallet af disse.

NUKLEARE KRAFTVÆRKER

Den civile anvendelse af kernekraftværker omfatter nu godt 5.000 MW nettoeffekt i drift. Mere end 10.000 MW er under bygning, og andre ca. 6.500 MW er kontraherede eller så vidt planlagt, at tilbud indhentes. I løbet af et ret kort åremål er denne nye energikilde udviklet så meget, at der nu kan afgives bindende tilbud med fuld garanti for overholdelse af pris, leveringstid og virkningsgrad. De idriftværende enheder er bygget på trods af, at konventionelle enheder utvivlsomt ville have givet en billigere produktion. Flertallet af de enheder, som er under bygning nu, er næppe heller konkurrencedygtige. Men de har medvirket til at fremme den tekniske udvikling af kernekraften, og disse tidlige værker har yderligere været stimulerende for udviklingen inden for konventionel kraftværksbygning og i USA for kulproduktion og -transport. I fremtiden må det dog forventes, at kernekraftens videre udbredelse vil være betinget hovedsagelig af økonomisk konkurrenceevne med de konventionelle former for elproduktion. I USA, hvor dette synspunkt ofte gøres gældende, forventes i 1980 godt 13 % af den installerede effekt at være kernekraft - hvilket svarer til ca. 70.000 MW.

Herhjemme har elværkerne ikke fundet det formålstjenligt at bygge et mindre forsøgskraftværk, men har været indstillet på at gå i gang med et nukleart

værk i fuld skala, når man på grundlag af bygge- og driftserfaringer med sikkerhed kan godtgøre, at et sådant værk kan blive konkurrencedygtigt i forhold til konventionelle anlæg. Idet der yderligere lægges vægt på, at kernekraftværker kan indgå på lige fod med de eksisterende værker også i henseende til fornøden driftssikkerhed, knyttes interessen blandt de danske elværker udelukkende til industrielt udviklede typer, som kan leveres af industrifirmaer med fornøden erfaring i organiseringen af projekteringen og opførelsen af nukleare værker.

I dag har af denne grund kun de amerikanske letvandskølede reaktorer PWR og BWR og den engelske gaskølede magnoxreaktor GCR interesse. På lidt længere sigt må den avancerede gaskølede reaktor AGR og de tungtvandsmodererede reaktorer HWR formodes at kunne gøre krav på interesse. På langt sigt må overgang til formeringsreaktorer og andre videreudviklede reaktortyper forventes.

Begrænsning til letvandskølet dampreaktor (BWR)

I kraftværksgruppen har man - bl.a. for at begrænse undersøgelsens omfang - fundet det naturligt at koncentrere sig om den letvandskølede type. Denne type må i dag anses for at have en bedre totaløkonomi og en i henseende til kapitalbehov gunstigere fordeling mellem anlægs- og driftsudgifter end den gaskølede type. De to letvandstyper: trykvands- (PWR) og damp- (BWR) reaktoren ligger i teknisk og økonomisk henseende meget nær op ad hinanden, og når undersøgelsen fortrinsvis har koncentreret sig om BWR reaktoren, har en medvirkende årsag været det større omfang af oplysninger, som har været tilgængelige om denne reaktortype.

For øjeblikket er syv større kernekraftværker af BWR typen i drift, deraf en 200 MW enhed siden 1959. Yderligere en halv snes værker er under bygning, hvorved den samlede installerede nettoeffekt fra BWR enheder i 1970 vil nå op i nærheden af 4.000 MW.

Analyse af eksisterende og kontraherede anlægs byggeomkostninger

For at fremskaffe et grundlag til vurdering af anlægspriser for nukleare kraftværker har Kraftværksgruppen indsamlet og analyseret et omfattende materiale om allerede byggede eller kontraherede større enheder. De betragtede omkostninger omfatter foruden de egentlige anlægsudgifter også byggerenter, administration og for enkelte værker også udviklingsomkostninger i et vist omfang, medens investering i brændsel og udgifter til primære højspændingsanlæg er udeladt. Anlægspriserne afhænger stærkt af såvel byggetidspunktet som enhedsstørrelsen. Analysen giver en gennemsnitlig reduktion i anlægsudgifter på ca. 4 % pr. år for alle enhedsstørrelser og en reduktion på 22 % i de specifikke anlægsomkostninger ved fordobling af enhedsstørrelsen. Der konstateres imidlertid så stor spredning i anlægspriserne, at det indsamlede materiale ikke kan danne tilstrækkelig basis for vurderingen af omkostningerne ved bygning af kernekraftværker i Danmark.

Opdeling af anlægsomkostninger

Der er derfor foretaget en omhyggelig gennemgang af de hovedposter, hvori anlægsomkostningerne kan opdeles under hensyntagen til danske forhold og baseret på erfaringer inden for Kraftværksgruppen fra dansk kraftværksbyggeri i almindelighed. Der betragtes to enhedsstørrelser idriftsat 1970: 235 MW og 600 MW, og som grundlag foreligger dels amerikanske tilbud til ELSAM og dels (for 600 MW enheder) detailoplysninger vedrørende de to amerikanske anlæg: Oyster Creek og Oswego. Kraftværksgruppen har anslået de direkte anlægsudgifter (på 1963-prisniveau) til:

	235 MW netto			600 MW netto		
Grund og jordarbejder	15 kr/kW	1,4 %		10 kr/kW	1,3 %	
Bygninger	153 "	14,0 %		110 "	14,1 %	
Reaktoranlæg	531 "	48,5 %		354 "	45,5 %	
Turbineanlæg	225 "	20,6 %		170 "	21,8 %	
Andet udstyr	151 "	13,8 %		124 "	15,9 %	
Diverse	19 "	1,7 %		11 "	1,4 %	
Direkte anlægsudgifter	1.094 kr/kW	100 %		779 kr/kW	100 %	

Udgifterne til grund og byggemodning er helt afhængige af beliggenheden. De er anslået til mindre end 1,5 % af de totale udgifter. I modsætning til konventionelle kraftanlæg er der ikke behov for havneanlæg ved nukleare værker.

Bygningsudgifterne udgør ca. 14 % af de samlede udgifter og er anslået efter detaljeret gennemgang af en tilbudsbeskrivelse. Det nødvendige bygningsvolumen er væsentligt mindre end i et konventionelt kraftværk - men til gengæld er prisen pr. m³ bygningsvolumen højere, bl.a. fordi der i afskærmningen om reaktoren indgår store mængder beton.

Hovedposten udgøres af selve reaktordelen, der omfatter knapt halvdelen af de samlede direkte udgifter. Heri indgår levering og opstilling af det nukleare udstyr foruden den nødvendige afprøvning og indkøring. De anslåede priser bygger på amerikanske tilbud og ren amerikansk levering.

Turbineanlægget omfatter rent konventionelt udstyr og udgør ca. 20 % af de samlede direkte udgifter. Det er anslået til 225 kr/kW baseret på europæiske leverancer efter sædvanlig praksis her i landet.

Posten "Andet udstyr" udgør ca. 15 % af totaludgiften og omfatter hovedsagelig hjælpemaskineri, rør, pumper, intern elektrisk udrustning etc. og herudover specielt udstyr for radioaktivt affald.

Under "Diverse" er anslået et beløb, som dækker ledelsen af hele projektet, udarbejdelse af sikkerhedsrapporter samt uddannelse af driftspersonalet.

Til de ovenfor stående direkte anlægsudgifter må lægges udgifter til administration og byggerenter. Da en del af projektering, tilsyn m.m. allerede er medtaget i de direkte udgifter, har gruppen skønnet et administrationstillæg på 2 % som rimeligt (mod 4 % ved konventionelle anlæg). Byggerenter afhænger af betalingsbetingelser og byggetid. Da det kan betragtes som rimeligt dokumenteret, at byggetiden ikke vil afvige fra de byggetider, som gælder for konventionelle værker, og da der ikke er fundet nogen motivering for at forudsætte væsentligt afvigende betalingsbetingelser for kernekraftværker, er 10 % byggerenter forudsat som for konventionelle kraftværker. Med ovennævnte tillæg bringes de totale anlægsudgifter op på henholdsvis 1.225 kr/kW og 873 kr/kW for de to anlæg på 235 MW og 600 MW, netto.

Anlægsprisens variation med størrelse og idriftsættelsesår

Den specifikke anlægspris er stærkt afhængig af enhedsstørrelsen - ca. 20 % reduktion ved fordobling er forudsat (for enheder større end 600 MW er dog kun regnet med 15 %). Endvidere må der fortsat ventes prisfald hidrørende fra den tekniske udvikling. Skønnet herover varierer stærkt i de forskellige udenlandske kilder, men i betragtning af, at letvandsreaktoren må siges at være relativt fremskreden, har Kraftværksgruppen skønnet en prisreduktion på 20 % over 10 år for den undersøgte 235 MW enhed og 15 % over 10 år for 600 MW enheden.

For andre enhedsstørrelser og idriftsættelsesår er ud fra disse to nøjere undersøgte enheder opstillet en liste over anlægspriser til brug i undersøgelsen, og i fig. 15 er de specifikke anlægspriser vist.

Kraftværksgruppen har skønnet, at besparelsen ved at bygge en ny nuklear enhed i et eksisterende kernekraftværk vil være 10 %.

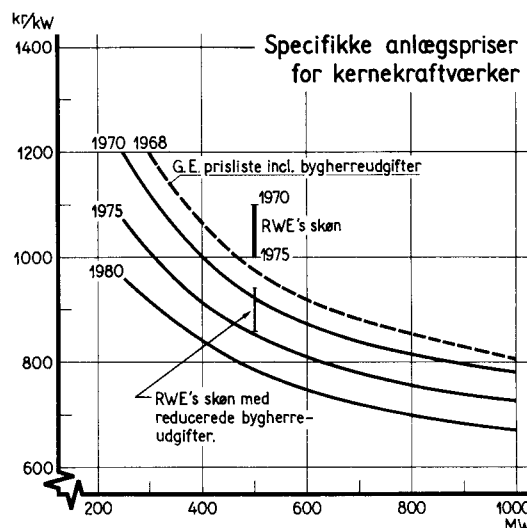


Fig. 15. Specifikke anlægspriser for kernekraftværker ekskl. første kerneladning

Sammenligning med andre skøn over anlægspriser

De af Kraftværksgruppen udarbejdede skøn over anlægspriser er sammenlignet med senere fremkomne informationer, hvorved en vis kontrol af skønnets pålidelighed har kunnet opnås. Af speciel interesse har den af General Electric Comp. i september 1964 udsendte prisliste været (jvf. fig. 15). Denne omfatter dels separate reaktoranlæg og dels "nøglefærdige" kernekraftværker. Efter prislistens fremkomst er der i USA kontraheret et 800 MW anlæg (Dresden 2) til en pris, som ligger under den i prislisten anførte specifikke anlægspris: 660-700 kr/kW afhængig af den opnåede effekt imod prislistens 760 kr/kW - begge uden tillæg for bygherrens omkostninger.

En udveksling af synspunkter med det tyske RWE (Rheinisch-Westphälische Elektrizitätsgesellschaft), der har forhandlet om anlægspriser til forskellig side, har vist god overensstemmelse mellem Kraftværksgruppens og RWE's skøn over et 500 MW anlæg, når der ses bort fra de væsentligt højere bygherreomkostninger, som RWE må regne med, hidrørende fra omsætningsafgifter og skatter. I fig. 15 er RWE's anlægspriser indsat til sammenligning med Kraftværksgruppens konklusioner, og med de af Kraftværksgruppen skønnede bygherreudgifter til grund, administration og byggerter findes god overensstemmelse.

Den af Oskarshamnverkets Kraftgrupp AB (OKAB) hos ASEA bestilte 400 MW BWR enhed til idriftsættelse i 1970 viser med sine ca. 1.170 kr/kW totaludgift ligeledes god overensstemmelse med Kraftværksgruppens skøn over anlægspriser, når disse korrigeres for omsætningsafgift og primære højspændingsanlæg på værket.

Sammenligning mellem nuklear og konventionel udbygning

Af størst interesse for denne undersøgelse er en direkte sammenligning mellem de på ensartet grundlag opstillede anlægspriser for konventionelle grundlastenheder og for kernekraftenheder. I fig. 16 er vist merudgiften i kr/kW ved

nuklear udbygning i stedet for udvidelse med konventionelle blokke for kombineret kul- og olie-fyring. Der er angivet tre bånd for henholdsvis 235 MW, 470 MW og 750 MW netto-enheder. Båndenes øvre grænse giver merudgiften til en nuklear førstehedsenhed i forhold til en konventionel blokudvidelse. Båndenes nedre grænse angiver merudgiften til en nuklear blokudvidelse i forhold til en konventionel blokudvidelse. I samme figur er vist en af den amerikanske Federal Power Commission udarbejdet tilsvarende sammenligning på ensartet grundlag mellem differenser i specifikke

kr/kW netto

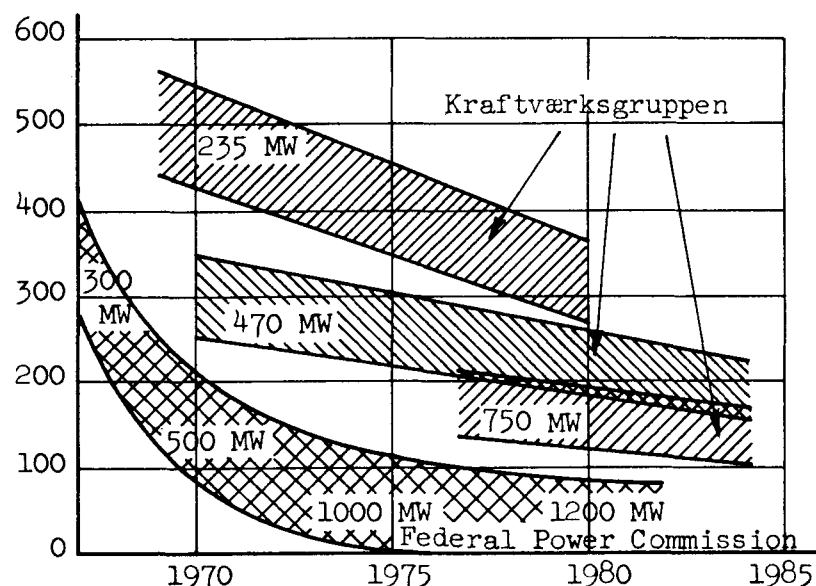


Fig. 16

anlægsomkostninger og angivet som funktion af dels tid og dels enhedsstørrelse. FPC angiver et bredt bånd under hensyn til usikkerhed f.eks. fra eventuel effektforøgelse eller forskelle mellem første og følgende enheder, og det ses, at dette bånd ligger under de af Kraftværksgruppen angivne bånd. Det må dog bemærkes, at FPC's undersøgelse ikke er umiddelbart sammenlignelig med Kraftværksgruppens resultater.

Varmeforbrug, drifts- og vedligeholdelsesudgifter

Det specifikke varmeforbrug i et kernekraftværk er højere end det på de nyere konventionelle grundlastværker opnåelige, medens brændselsudgifterne som helhed er lavere. Dette skyldes de hidtil mere forsigtigt valgte dampdata, og i undersøgelsen er der ikke taget hensyn til en eventuel forbedring af disse, idet der er regnet med et varmeforbrug på 2685 kcal/kWh i bedstlastpunktet og et marginalvarmeforbrug på 2.500 kcal/kWh uændret fra tomgang til fuldlast.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifter er skønnet at være de samme som i konventionelle kraftværker - dog med et tillæg på 1 kr/kW til dækning af særlige forsikringsudgifter.

SPIDSKRAFTENHEDER

Med den forbedring i varmeøkonomi, som hidtil har været opnået ved installation af nye enheder (jvf. fig. 10), har det været naturligt at lade disse overtage grundbelastningen, hvorved ældre grundlastenheder gradvist er blevet degraderet til at dække den del af belastningen, som kun optræder i kortere tidsrum.

Det fremgår af fig. 12 og 13, at der i 1970/71 endnu vil være en relativt stor andel af ældre og mindre enheder, der kan være velegnede som spidskraftenheder. Da der imidlertid ikke i den behandlede periode kan ventes væsentlige forbedringer i varmeforbruget for grundlastenheder installeret efter 1970, vil det ikke længere til den tid være så naturligt at forudsætte en gradvis degradering af disse til dårligere og dårligere benyttelsestid.

Der har i de senere år været en stadigt voksende interesse rundt i verden for specielle spidskraftenheder med så lave anlægsudgifter som muligt - på bekostning af brændselsudgifterne, der ikke er videre betydningsfulde ved de korte benyttelsestider, som disse enheder kan få. Korte starttider og lavest mulige drifts- og vedligeholdelsesudgifter søges opnået ved størst mulig automatisering af sådanne spidskraftenheder og ved forenklede konstruktioner i anlæggene.

Hvor der findes naturlige betingelser herfor, bygges i stor udstrækning pumpekraftværker, eller eksisterende vandkraft udnyttes som spidskraft, når dette er muligt. Herudover har gasturbiner og dieseldrevne enheder fundet anvendelse, og forenklede dampkraftværker er i søgelyset.

Kraftværksgruppen har til brug for undersøgelsen indsamlet og bearbejdet en række oplysninger om gasturbiner og forenklede dampkraftværker. Jetaggregatdrevne gasturbiner har lavere anlægsomkostninger end nogen anden type. De er i de allerseneste år beordret i ret stort antal bl.a. i England - og i størrelser op til 50-70-100 MW. Driftserfaringer foreligger kun for mindre anlæg (3-17 MW) i et ret begrænset antal timer. Vedligeholdelsesudgifterne bliver ret betydelige, ligesom brændselsudgifterne bliver meget høje. Jet-gasturbiners anvendelsesområde regnes at ligge inden for benyttelsestider på højst nogle få hundrede timer om året - altså hovedsageligt som stillestående reserver.

Industrigasturbiner har lidt højere anlægspriser, men mindre brændsels-, drift- og vedligeholdelsesudgifter end jet-drevne gasturbiner. De regnes velegnede for driftstider omkring 1.000 timer og for 5-700 starter pr. år. Idet de er forudsat placeret ved eksisterende kraftværker eller stationer, er anlægsprisen skønnet til 440 kr/kW, hvortil kommer et tillæg på 4 % til administration og et tillæg for byggerenter, som i betragtning af den korte byggetid (1 a 1,5 år) kan sættes til 3 %, hvorefter den samlede anlægspris bliver 470 kr/kW. I undersøgelsen er grupper på 50 MW forudsat benyttet. Drifts- og vedligeholdelsesudgifter er skønnet til 10 kr/kW. Som brændsel er forudsat let nafta til 14 kr/Gcal, og varmemeforbruget er skønnet til 3600 kcal/kWh ved fuldlast og 4300 kcal/kWh ved 50 % last. Startudgifterne kan skønnes til 0,15 Gcal/MW pr. start.

Forenklede dampkraftværker uden genoverhedning og for moderate tryk og temperaturer kan bygges billigere end grundlastværker, hvor jo den tilstræbte bedst mulige varmeøkonomi må betales med øgede anlægspriser. Kraftværksgruppen har på basis af offentliggjorte oplysninger og egne forespørgsler hos leverandører skønnet over de besparelser, som sådanne "skrabe" kraftværksenheder - der forudsættes bygget for ren oliefyring - kan indebære på bekostning af varmeøkonomien. Det er forudsat, at enhederne bygges med specielt henblik på hurtig start og en høj grad af automatisering, og det forudsættes endvidere, at enhedsstørrelser op til 235 MW_{netto} er mulige. Anlægsprisen i forhold til kombineret kul/olie fyrede enheder som hidtil almindeligvis udbygget kan regnes reduceret med 25 %, når varmemeforbruget 2500 kcal/kWh i bedstpunkt accepteres, og med 33 %, hvis besparelserne føres endnu videre med et varmemeforbrug på 2900 kcal/kWh som følge. Heraf skyldes ca. 9 % anvendelsen af ren oliefyring. Drifts- og vedligeholdelsesudgifter er skønnet til ca. 0,14 øre/kWh plus en effektafhængig del på $\left(\frac{80}{\sqrt{N}} + 4\right)$ kr/kW, hvor N er nettoeffekten i MW. Der er herunder forudsat så lave benyttelsestider, at kun 2-skifts drift er nødvendig. Startudgifterne kan ligeledes forudsættes væsentlig mindre end for grundlastenheder.

Forenklede enheder af den omhandlede type er endnu ikke leveret, og de forudsatte besparelser har ikke kunnet bekræftes, bortset fra at amerikanske tilbud ifølge Federal Power Commission er afgivet med data svarende til ovenstående konklusioner i Kraftværksgruppen.

OVERSIGT OVER ANLÆGSPRISER

De i ELSAM-KRAFTIMPORT undersøgelsen benyttede specifikke anlægspriser er vist i fig. 17 som funktion af netto-effekten og med idriftsættelse i 1970 som forudsætning.

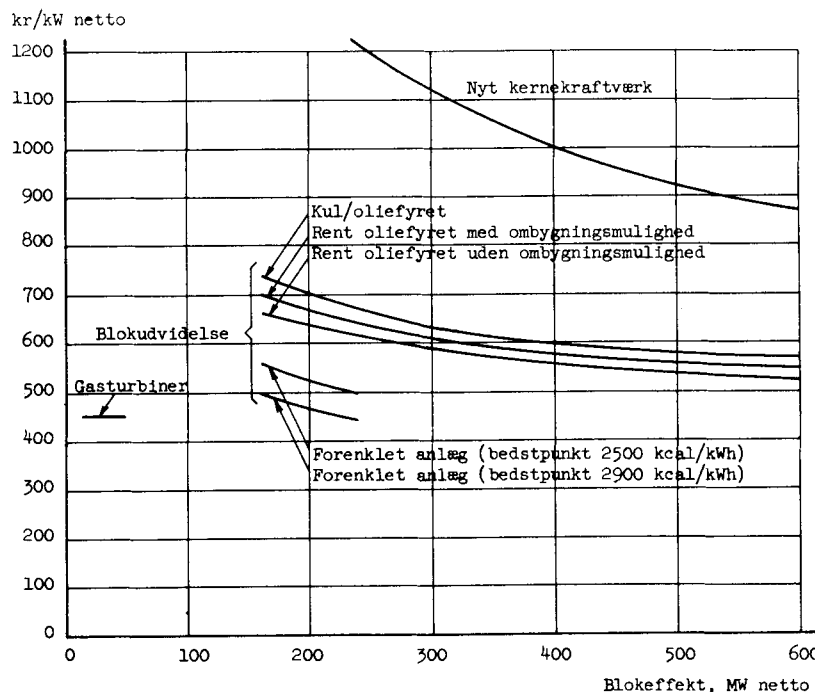


Fig. 17
Oversigt over anlægspriser for forskellige
enhedstyper idriftsat i 1970

Eksempler på anlægspriserne i 1970 og 1975 er vist i nedenstående tabel:

Idriftsættelsesår		1970			1975		
Type		Ydeevne MW netto			Ydeevne MW netto		
		235	470	600	235	470	600
Konventionelle grundlastblok-udvidelser	Kul/oliefyrede	674	592	572	639	561	543
	100 % oliefyrede med ombygningsmulighed til kulfyring	649	569	553	615	540	525
	100 % oliefyrede uden ombygningsmulighed	614	537	519	582	510	492
Nukleare grundlastanlæg med letvandsreaktorer. Første enhed på nyt værk		1225	942	873	1098	868	808
		Ydeevne MW netto			Ydeevne MW netto		
		15-50	150	235	15-50	150	235
Forenklete, oliefyrede blokanlæg (bedst punkt.: 2500 kcal/kWh)		-	571	505	-	542	480
Industrigasturbineanlæg (til nafta eller dieselolietyper)		456	-	-	433	-	-

Kapitel 4. EFFEKTRESERVER OG SAMKØRING

Indledning

For at sikre forbrugerne bedst muligt mod uønskede afbrydelser i elforsyningen må der til ethvert tidspunkt være adgang til større produktionskapacitet end svarende til belastningen. Ved tilrettelæggelsen af den daglige drift må der kunne disponeres over en vis "løbende reserve" til umiddelbar disposition ved uforudsete driftsforstyrrelser eller afvigelser fra time-for-time belastningsprognosen. Fastsættelsen af den løbende reserves størrelse er et driftsproblem, som ikke er behandlet nærmere i denne undersøgelse. Den afhænger af såvel enhedsstørrelse som samarbejde med andre kraftsystemer, og ved overvejelser over nye enhedsstørrelser eller samkøringsledninger indgår i høj grad hensynet til konsekvenserne af et pludseligt udfald af største enhed eller af en fuldlastet samarbejdsledning. I undersøgelsen er forudsat, at en løbende reserve på ikke under 4 % af belastningen sammen med eksisterende og kommende samarbejdsforbindelser giver tilstrækkelig sikkerhed mod pludselige driftsforstyrrelser.

Ved langtidsplanlægning af produktionssystemet må der tages hensyn til tre forhold, som påvirker den nødvendige installerede effekt:

- 1) Der er forbundet en vis usikkerhed med fastsættelsen af den om 4-5 år forventede maksimalbelastning, som danner grundlaget for valget af nødvendig reserveeffekt, når nye udbygninger skal besluttet. Ved reserveeffekt (eller effektreserve) forstås her og i det følgende differensen mellem produktionskapacitet og årsmaksimum. Reserveprocenten er denne differens udtrykt i procent af maksimalbelastningen.
- 2) Kraftværksenhederne må med visse mellemrum tages ud af drift for eftersyn.
- 3) Der eksisterer endelig en vis sandsynlighed for, at ikke al installeret effekt er disponibel under maksimale belastningsperioder på grund af uundgåelige havarier i kedler, turbiner, generatorer m.m.

Der er set bort fra den virkning, som eventuelle forsinkelser ved idriftsættelsen af nye enheder kunne tænkes at have på den nødvendige reserve. I undersøgelsen er forudsat, at alle kommende enheder er fuldt driftsklare pr. 1. oktober i installationsåret.

I Effektgruppen er der på basis af fig. 1 foretaget et skøn over den usikkerhed, som knytter sig til 5-års prognoser baseret på foregående års konstaterede værdier, og det er fundet, at der ved sådanne prognoser må regnes med en vis usikkerhed, der kan skønnes til $\pm 7\%$. Da ELSAM-KRAFTIMPORT undersøgelsen hovedsagelig har bygget på de af Prognosegruppen angivne øvre værdier for maksimalbelastning, er der imidlertid set bort fra den forøgelse af nødvendig installeret effekt, som kan begrundes i prognoseusikkerheden.

De i forvejen planlagte maskineftersyn foretages med henblik på at opretholde en god driftsøkonomi og den bedst mulige driftssikkerhed. De henlægges fortrinsvis til perioder, hvor belastningen er forholdsvis lav, således at der er tilstrækkelig reserveeffekt at tage af til erstatning for den maskineffekt, som er ude for eftersyn. Undersøgelsen har vist, at det i lighed med hidtidig praksis også fremover vil være muligt at henlægge størsteparten af alle maskineftersyn til lavlastperioder, således at kraftværksudvidelser fortsat bestemmes af maksimallastperioderne.

I konsekvens af det ovenfor nævnte bliver de uforudsete havarier afgørende for den effektreserve, som må være til disposition. For lidt reserveeffekt kan medføre stor risiko for svigtende elforsyning, således at det dagligt - i et tidsrum indtil havariet er afhjulpet - ikke vil være muligt at forsyne alle for-

brugere under maksimalbelastningstimerne. Heraf følger dels ulemper og tab for samfundet som helhed og dels tab for elforsyningsselskaberne i form af mistet salg og tabt goodwill. For megen reserveeffekt fører på den anden side til unødvendige udgifter, der belaster elpriser og kapitalmarked.

Hidtil anvendte metoder til fastlæggelse af nødvendig installeret effekt

Fastlæggelsen af den nødvendige reserve kan ske på flere måder. Rent empirisk kan reserveprocenten vælges til en værdi, som hidtil har vist sig at give tilstrækkelig forsyningspålidelighed (produktionssikkerhed). Metoden egner sig bedst i net med et meget stort antal maskiner. I mindre områder med relativt få enheder vil den nødvendige reserve for at opnå en ønsket driftssikkerhed afhænge for meget af enhedsstørrelser og pålideligheden af disse til, at den kan fastsættes som en bestemt procentværdi.

En anden metode består i at fastlægge den nødvendige reserve ud fra kravet om, at største enhed skal kunne undværes under maksimum uden konsekvenser for elforsyningen. På Sjælland har gennem adskillige år en praksis meget lig denne været fulgt, idet der dog er givet et tillæg på 5 % for usikkerhed i de prognoserede maksimalbelastninger, og idet en vis vurdering af reserven hidrørende fra samarbejdsledninger er medtaget.

I ELSAM benyttes for fastsættelsen af nødvendig reserve en beregning af sandsynligheden for at klare årets maksimalbelastning med den givne installerede maskinpark og under hensyntagen til samarbejdsledninger til udlandet. Som kriterium er valgt en sandsynlighed meget nær lig med 0,98 for at klare maksimalbelastningerne. Optræder disse f.eks. 10 dage om året, vil det sige, at sandsynligheden for ikke at klare maksimum er $0,02 \cdot 10 = 1/5$ dag, d.v.s. én dag hvert femte år. En given maskinpark kan med det valgte kriterium forsyne en belastning, hvis maksimalværdi bestemmes ved hjælp af sandsynlighedsregning på basis af maskinparkens sammensætning og de enkelte enheders sandsynlighed for at havarere. Denne maksimalværdi betegnes den "sikrede effekt", d.v.s. den effekt, som ud fra de givne forudsætninger om havarital vil kunne dækkes med en "sikkerhed" på 98 %. Når maksimalbelastningen i ELSAM forudses at overskride den sikrede effekt, må nye udvidelser foretages.

Fastlæggelse af nødvendig installeret effekt ud fra risikoindeks

I ELSAM-KRAFTIMPORT undersøgelsen har der været behov for en metode, som muliggør en kvantitativ sammenligning mellem forskellige udbygningsstrukturers (jvf. kapitel 5) forsyningspålidelighed, således at disse strukturers reserveprocenter kan fastlægges til at give så vidt muligt samme produktionssikkerhed.

Den i undersøgelsen valgte metode kan karakteriseres som en videreudvikling af den i ELSAM benyttede metode, og den (eller meget nært beslægtede metoder) benyttes i udstrakt grad i USA og i Europa i f.eks. Holland og Belgien, hvorfra væsentlige bidrag til metodens udvikling stammer. Den bygger på visse forudsætninger: Havari af enheder er tilfældige begivenheder, som optræder uafhængigt af hinanden; der kan kun forudsiges noget om gennemsnitsopførslen af en gruppe enheder over en lang periode; grundlaget for beregningerne er et over en årrække indsamlet statistisk materiale vedrørende adskillige maskinenheders havarital (defineret som forholdet mellem den tid, hvor enheden utilsigtet har været ude af drift, og summen af denne tid og den samlede driftstid).

Statistiske data indsamlet på ensartet basis er endnu for sparsomme herhjemme til at danne tilstrækkeligt grundlag for beregningerne. I Effektgruppen er derfor yderligere foretaget en indsamling og bearbejdning af udenlandske data, og det er konkluderet, at man for blokenheder kan anse havarital på 0,07 som rimelige at benytte. Erfaringerne i udlandet synes at indikere, at havaritallet er højere de første par år umiddelbart efter idriftsættelsen end senere. Endvi-

dere tyder erfaringerne på, at havaritallet er større for store enheder end for mindre. Det er dog valgt i denne undersøgelse at se bort fra sådanne, muligvis velbegrundede, variationer i havaritallet. For kedler såvel som for turbiner i anlæg med dampsamleskinne er det under hensyn til erfaringerne hos KB og inden for ELSAM valgt at anvende havarital på 0,05. For nukleare enheder foreligger endnu kun sparsomme statistiske data, men under indtryk af den omhu, der lægges for dagen ved planlægning og drift af disse værker, er der ingen rimelig grund til at vente en ringere pålidelighed end for konventionelle værker. Der har ikke været grundlag for at tage stilling til muligheden for en eventuel større pålidelighed af nukleare enheder, og havaritallet 0,07 er derfor forudsat.

Ved hjælp af sandsynlighedsregningens grundlæggende regler og på basis af de forudsatte havarital kan der nu for et givet system af blokenheder, kedler og turbiner - med hver sin nettoydelse - beregnes den til enhver mulig kombination af enheder svarende sandsynlighed for at have disse - og dermed en vis samlet effekt - til disposition.

Ved multiplikation af disse sandsynligheder med sandsynlighederne for samtidigt optrædende større belastninger fås efter summation over samtlige optrædende kombinationer et rent tal, der betegnes som risikoindeks.

Som et mål for sandsynligheden for belastninger større end eller lig med en given værdi benyttes varighedskurven for årets belastning.

Beregningerne er udført på cifferregnemaskine, og dette indebærer, at vilkårligt korte tidsperioder kunne være taget i betragtning. Det har dog ikke været praktisk gennemførligt at dele året op i f.eks. måneder og derved tage hensyn til den af eftersynene betingede varierende maskinbestand. Da det benyttede risikoindeks hovedsagelig er bestemt af maksimumsperioderne, har der iøvrigt ikke været noget større incitament til at forfine beregningerne ved opdeling i kortere perioder end ét år. Risikoindekset udtrykker risikoen for med den givne maskinpark at få svigtende elforsyning af den belastning, som er karakteriseret ved sin varighedskurve.

Det kvantitative udtryk for produktionssikkerheden, som risikoindekset giver, udtrykkes ofte som 1 dag hvert 10.år eller lignende udtryk for den del af tiden, hvor der vil være effektmangel. Det siger intet om varigheden af konkrete situationer med effektmangel eller om den gennemsnitlige hyppighed af sådanne situationer. I Effektgruppen er risikoindekset beregnet for en række forløbne år og sammenholdt med driftserfaringer fra de samme år, og det er derigennem fundet, at en værdi på $2 \cdot 10^{-4}$ må anses for et rimeligt kriterium, der ikke bør overskrides i denne undersøgelse. Først når et mere omfattende erfaringsmateriale foreligger, vil man kunne udarbejde mere definitive regler for valg af et acceptabelt risikoindeks.

Tilnærmede metoder til fastlæggelse af reserveeffekt

Effektgruppen har foretaget en analyse af sammenhængen mellem risikoindeks og forskellige parametre. Det har været uigennemførligt at basere analysen på ELSAM's eller Kraftimports virkelige maskinpark, og i stedet er betragtet idealiserede systemer, som med en vis tilnærmelse kan repræsentere de fremtidige strukturer.

Varighedskurvens andel i risikoindeksets størrelse er i overvejende grad bestemt af dens spids. Dette betyder, at man kan tage hensyn til maskineftersyn ved at forhøje belastningen svarende til den manglende maskineffekt, uden at dette får væsentlig betydning for risikoindekset - forudsat at dette tillæg til belastningen falder på den lavere del af varighedskurven, d.v.s. uden for maksimalbelastningsperioderne.

Den nødvendige reserve (i procent af maksimalbelastningen), som må være installeret for at holde risikoindekset $2 \cdot 10^{-4}$ i et system, hvor alle maskiner er ens, er i figur 18 optegnet som funktion af antal maskiner og i figur 19 som funktion af disses størrelse (udtrykt som procentisk andel af totalt installeret effekt). I begge figurer er der tegnet kurver med havaritallet som parameter. Det fremgår umiddelbart, at den nødvendige reserve for et fastholdt risikoindeks vokser nogenlunde lineært med havaritallet og med maskinstørrelsen. I et system med få maskiner bliver reserveprocenten høj, når et givet risikoindeks skal holdes. Såfremt alle maskiner forudsættes ens og hver på 5 % af den totalt installerede effekt (jvf. fig. 12), må reserveprocenten være 25 %, hvis havaritallet er 7 %. Kun i systemer med et overordentlig stort antal maskiner kan man nøjes med en reserveprocent få procent over havaritallet.

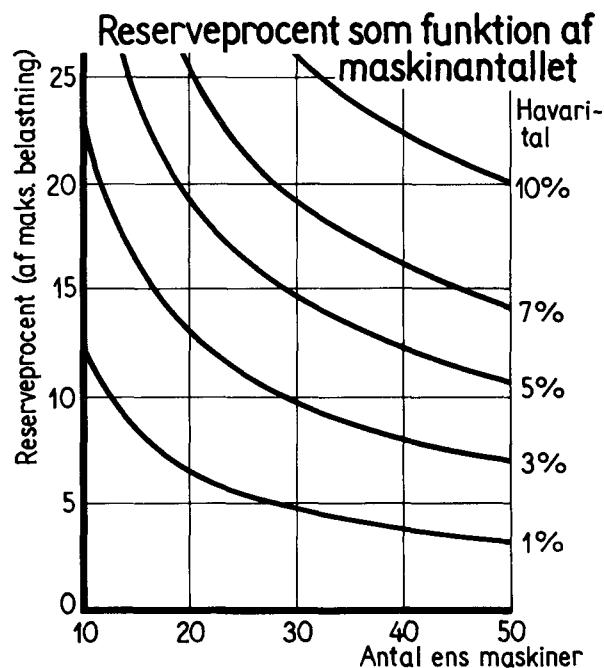


Fig. 18
Reserveprocent som funktion
af maskinantalet

Det er i Effektgruppens rapport vist, hvorledes man med god tilnærmelse kan beregne den nødvendige reserve ud fra fig. 19 også for systemer med vidt forskellige maskinstørrelser. Der beregnes i så fald en ækvivalent maskinstørrelse som kvadratsummen af alle maskinstørrelser divideret med total installeret effekt. Med den ækvivalente maskinstørrelse udtrykt i procent af totalt installeret effekt kan fig. 19 benyttes. Beregnes det tilsvarende ækvivalente antal maskiner som total installeret effekt divideret med den ækvivalente maskinstørrelse, kan fig. 18 benyttes.

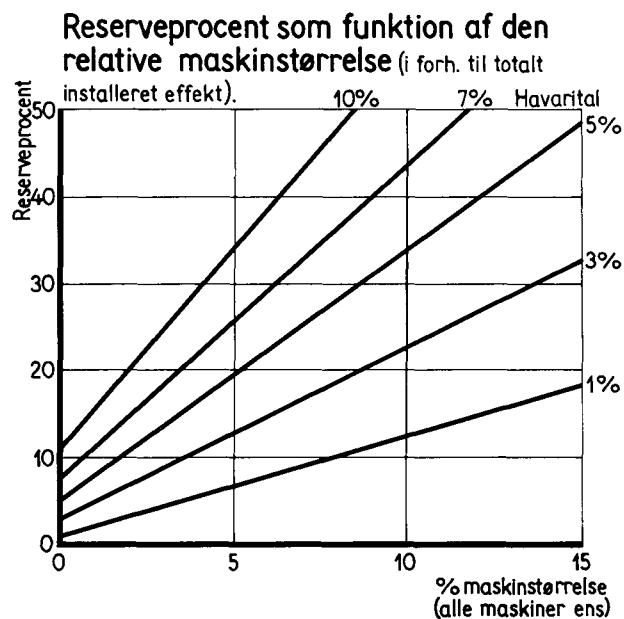


Fig. 19
Reserveprocent som funktion af
den relative maskinstørrelse

Vurdering af afvigelser fra et tilstræbt risikoindeks

Under fastlæggelsen af de i kapitel 5 omtalte udbygningsstrukturer for ELSAM, Kraftimport eller hele Danmark har Effektgruppen beregnet risikoindekset for den til ethvert tidspunkt forudsatte maskinpark. Da der i undersøgelsen opereres med standardenhedsstørrelser og givne maksimalbelastninger, kan et risikoindeks på eksakt $2 \cdot 10^{-4}$ ikke opnås hvert år og for alle strukturer. Det er så vidt muligt søgt holdt lavere end $2 \cdot 10^{-4}$ - og ved udvidelser med sådanne enhedsstørrelser, som dækker to års belastningstigning, vil det blive særlig lavt det første år, en sådan stor enhed er i drift.

Den nøjagtige værdi af installeret effekt, som skal til for at opretholde en forsyningssikkerhed på netop $2 \cdot 10^{-4}$, kunne opnås ved at forudsætte en ikke-standardstørrelse af den senest installerede enhed. På basis af således fundne afvigelser mellem de benyttede standard-enhedsstørrelser og idealiserede enhedsstørrelser er der foretaget en økonomisk vurdering af de uundgåelige afvigelser mellem forskellige strukturers reserveeffekt. Sættes marginaletteffektprisen til 500 kr/kW, bliver den største afvigelse i ét tilfælde (ved diskontering med 7 % til 1964) ca. 2,5 % af de totalt diskonterede beløb svarende til 80 mill.kr. I de øvrige undersøgte tilfælde er afvigelserne væsentlig mindre.

En økonomisk vurdering på analog måde af ændringer i kravet om risikoindeks viser, at en skærpelse til $1 \cdot 10^{-4}$ vil medføre en forøgelse på ca. 1,5 % af de totalt diskonterede beløb. En yderligere skærpelse af kravet til $0,5 \cdot 10^{-4}$ medfører yderligere ca. 1,5 %, og ved en lempelse fra $2 \cdot 10^{-4}$ til $4 \cdot 10^{-4}$ formindskes de til 1964 diskonterede beløb med ca. 1,5 %.

Samkøring

To områder, der hver for sig tilstræber en forsyningssikkerhed karakteriseret ved et risikoindeks på $2 \cdot 10^{-4}$, kan blive enige om at koordinere udbygningsprogrammerne og "dele reserverne", således at de tilsammen holder det tilstræbte risikoindeks. Der vil derved kunne spares effektreserver. Det er en grundlæggende forudsætning, at samkøringsledningerne er tilstrækkeligt kraftige og driftssikre nok til at muliggøre en sådan koordineret udbygning. De teoretisk mulige effektbesparelser kan let beregnes ud fra fastsatte værdier for risikoindeks - eller ved den tidligere omtalte beregning af sikret effekt, der, som det f.eks. er tilfældet i ELSAM, kan bygge på sandsynligheden 0,98 for at klare maksimalbelastningerne.

I praksis vil udbygningen med standard-enhedsstørrelser medføre, at der som regel er større effektreserve i begge områder end netop svarende til den krævede produktionssikkerhed. Den i praksis mulige effektbesparelse ved koordinering af udbygningsprogrammerne må derfor findes ved først at forudsætte en vis udbygning i hvert område for sig og herunder tage hensyn til såvel enhedsstørrelser som allerede eksisterende samarbejdsledninger. Derefter udarbejdes en koordineret udbygning, som ligeledes tager hensyn til enhedsstørrelser og samarbejdsledninger til tredje eller fjerde områder.

Fordelene ved koordinering af udbygningen og etablering af samkøringsledninger er forholdsvis størst, når der er tale om områder med forholdsvis få maskiner. Dette fremgår umiddelbart af fig. 18. At fordelene bliver relativt mindre, jo større de betragtede områder er, skyldes, at i områder med mange maskiner er hovedparten af den "udligning af havarier", som kan opnås, allerede til stede - der kan kun opnås en relativt beskeden yderligere "udligning".

ELSAM's kraftige udlandsforbindelser til Tyskland og Sverige (overføringsevne ca. 250 MW for hver af de to linier) og Kraftimports til Sverige (overføringsevne 350 MW) medfører, at den ønskede produktionssikkerhed hos såvel ELSAM som Kraftimport kan opretholdes med mindre reserveeffekt i egne installerede maskinenheder, end det ville være nødvendigt at have uden de gennem udlandsforbindelserne skabte forhold.

I Effektgruppen er foretaget en vurdering af den besparelse i ELSAM's reserveeffekt, som skyldes samarbejdet med det europæiske kontinent og med Sverige. Hvis maskinparken i det udland, som ELSAM er tilknyttet, kunne betragtes som uendelig stor og af samme karakter som ELSAM's, ville en reserveprocent svarende til havaritallet være tilstrækkelig overalt. Det er i stedet forudsat, at der er ca. 100 gange mere effekt i udlandet end i ELSAM, hvorefter følger, at der ved beregningen af ELSAM's sikrede effekt fås et tillæg, som kan fastlægges kvantitativt og udnyttes som en besparelse i installeret maskineffekt. I 1971/72 er denne besparelse af størrelsesordenen 250 MW, altså svarende til én af de to udlandsforbindelsers overføringsevne.

For Kraftimports vedkommende er den effektreserve, som opnås fra samarbejdet med Sverige, beregnet ud fra et i fællesskab fastlagt risikoindeks. Den er af størrelsesordenen halvdelen af Øresundsforbindelsernes overføringsevne. Tilsvarende størrelsesorden findes, hvis samme beregningsmetode som i ELSAM anvendes. I Effektgruppens beregninger er Øresundsforbindelserne derfor repræsenteret ved en maskinenhed med havaritallet nul og med en kapacitet på halvdelen af overføringsevnen.

Selv om samarbejdet med udlandet således medfører betydelige effektmæssige besparelser for de danske el-selskaber, er det karakteristisk, at dette ikke sker på de udenlandske samarbejdspartneres bekostning; tværtimod har disse også en effektmæssig fordel af forbindelserne.

Kapitel 5. MULIGE STRUKTURER AF DET FREMTIDIGE PRODUKTIONSSYSTEM

Fastlæggelsen af kraftværksudvidelser eller af nye kraftværker må ske ca. 5 år før den planlagte idriftsættelse af hensyn til den nødvendige projekterings- og byggetid. Ved undersøgelsens begyndelse var udvidelser til idriftsættelse før maksimum 1969/70 fastlagt, og i den tid undersøgelsen har stået på, er beslutninger for 1970/71 truffet. Herudover gør man sig visse præliminære forestillinger for en lidt længere periode, og hvert år - efter det overståede årsmaksimum - tages disse op til fornyet overvejelse for at skaffe beslutningsgrundlag for yderligere et års byggeprogram.

Planlægning er en kontinuert proces, hvor de væsentlige spørgsmål hidtil har været at fastlægge tidspunkt, størrelse og beliggenhed af den næste enhed. Tidspunkt og størrelse har været bestemt af belastningsprognosen i forbindelse med overføringsevnen af samarbejdsledninger til udlandet, og beliggenheden er blevet afgjort efter regler, som er opstillet af partnerne i ELSAM og Kraftimport. Om typen af de nye kraftværksenheder har de væsentlige problemer været afgørelse af dampdata og fyringsart. Nye enheder har tidligere - som vist i fig. 10 - medført så store forbedringer i varmekonkurrencen, at de naturligt har kunnet overtage grundbelastningen og fortrænge de ældre. Som angivet af Kraftværksgruppen kan dette ikke længere forventes at blive tilfældet fremover, og da yderligere kernekraftværkernes økonomiske konkurrenceevne er blevet stærkt forbedret i de seneste år, og nye typer som gasturbiner og forenklede dampkraftværker er kommet ind i billedet, er problemstillingen blevet mere kompliceret.

For at kunne træffe beslutning om nye enheders type må man se dem som elementer i den fremtidige struktur. Ved valget må anlægspriserne sammenholdes med de løbende udgifter over enhedernes hele levetid, idet der her tages hensyn til de driftsforhold, som kan forventes i samarbejde med de øvrige enheder i systemet. Udbygningen af produktionssystemet sker ved en række på hinanden følgende beslutninger og ikke ved at følge et langtidsudbygningsprogram, som man én gang for alle har fundet optimalt. Det er dog af væsentlig interesse at foretage en analyse af forskelligartede strukturer for derigennem at søge at fastslå den sammensætning af de forskellige enhedstyper, som på langt sigt må tilstræbes.

I ELSAM-KRAFTIMPORT undersøgelsen er der opstillet forskellige mulige udbygningsstrukturer med disse to formål: at skabe baggrund for valget af type for en given enhed i et givet år og at sammenligne langtidsplaner opstillet ud fra forskellige grundlæggende tankegange, hvor specielt indpasningen af kernekraften i produktionssystemet har interesse.

Det har været naturligt at begynde med sådanne strukturer, som kan siges at være en naturlig fortsættelse af hidtidig praksis. I ELSAM har enhedsstørrelsen været gradvist voksende gennem årene, nogenlunde i takt med belastningsstigningen, og en sådan struktur, som forudsætter udvidelser hvert år udelukkende med grundlastenheder af jævnt voksende størrelse, er derfor undersøgt, dels med udelukkende konventionelle enheder og dels med en del af grundlastenhederne forudsat som kernekraftenheder.

I Kraftimports område har man hidtil fulgt princippet at fordoble enhedsstørrelsen med en årrækkes mellemrum, og strukturer, som bygger på en fortsættelse af denne tankegang, er derfor medtaget i Kraftimport, idet enhedsstørrelsen 235 MW er bibeholdt, indtil den ikke rækker til for at klare belastningsstigningen ved én årlig tilføjelse af en ny grundlastenhed; derefter er enhedsstørrelsen fordoblet.

En struktur, som forudsætter koordinering af udbygningen i ELSAM og Kraftimport under forudsætning af en Store Bælts forbindelse, er forudsat opbygget med grundlastenheder alene og med disse fordelt nogenlunde skiftevis mellem ELSAM og Kraftimport. Der er valgt enhedsstørrelser, som fører til én ny enhed pr. år,

og der er taget hensyn til effektbesparelsen ved koordineringen i forhold til den separate udbygning under overholdelse af samme risikoindeks i begge tilfælde. Såvel konventionelle som nukleare grundlastenheder er betragtet.

Da Kraftværksgruppens undersøgelser har vist faldende specifikke anlægsudgifter med voksende enhedsstørrelse - navnlig for nukleare enheder, har det været naturligt at undersøge strukturer, som forudsætter udbygning med enheder, der er væsentligt større end den af den årlige belastningsstigning betingede enhedsstørrelse.

I ELSAM's område er valgt en sådan struktur, hvor enhedsstørrelsen af de forudsatte grundlastenheder fører til en ny enhed ca. hvert andet år.

For Kraftimports område er den tilsvarende struktur opbygget med grundlastenheder af størrelsesordenen 15-20 % af årsmaksimum (13-15 % af totalt installeret effekt). Til overholdelse af risikoindekset behøves en ny enhed hvert andet år fra midten af 1970'erne.

Der er ikke under opstillingen af nogen struktur gjort forudsætninger vedrørende de forskellige enheders geografiske placering, hvilket indebærer, at der ikke i undersøgelsen har kunnet tages hensyn til nettabenes indflydelse.

Under forløbet af undersøgelsen er det blevet klart, at strukturer, som opbygges af hovedsagelig nukleare grundlastenheder sammen med spidskraftenheder, kan tænkes mulige i fremtiden. I ELSAM's område er en sådan struktur medtaget med grundlastenhederne fortrinsvis bygget som kernekraftenheder, og hvor der er regnet med forenklede dampkraftenheder til (sammen med allerede eksisterende, ældre enheder) at producere den del af energien, som har dårligst benyttelsestid. En lignende struktur for Kraftimport er også undersøgt. Her er fra 1974 alle grundlastenheder forudsat nukleare, og der er forudsat installeret en række spidskraftenheder fra 1975 i form af gasturbiner. Disse to strukturer er medtaget i undersøgelsen for at belyse en meget kraftig nuklear udbygningsstruktur.

Udbygningsstrukturer indeholdende blandinger af de forskellige enhedstyper kan tænkes opbygget på et utal af forskellige måder med varierende procentdele grundlast- (konventionel eller nuklear) og spidskraftenheder (forenklede dampkraftenheder eller gasturbiner) og med varierende enhedsstørrelser eller varierende tidspunkter for introduktionen af kernekraftenheder. Af hensyn til omfanget af undersøgelsen er kun to strukturer af denne art medtaget i de to områder.

For ELSAM's område er en blandet struktur opbygget af grundlastenheder - konventionelle eller nukleare - på 470 MW med iblanding af forenklede dampkraftenheder og gasturbiner, og i Kraftimports område er en tilsvarende blandet struktur medtaget.

De i undersøgelsen betragtede strukturer er samlet i oversigten nedenfor og vist grafisk i bilagene 2-10. I benævnelsen af strukturerne står det første bogstav for området:

S: Sjælland m.v. (Kraftimport)

E: Området vest for Store Bælt (ELSAM)

D: Danmark (forudsætter en Store Bælts forbindelse)

Tallet i benævnelsen refererer til strukturens nummer, og sidste bogstav oplyser, om der forekommer nukleare grundlastenheder (N), eller om der er tale om en rent konventionel udbygning (K).

Oversigt over behandlede strukturer

ELSAM

- ElK Der føjes en ny enhed til hvert år som konventionel grundlastenhed
- ElN Ny enhed hvert år med nukleare enheder i 1973, 75, 78, 81 og 84 (henholdsvis 235, 235, 370, 370, 600 MW)
- E2N Der føjes en ny enhed til hvert andet år - nuklear i 1971, 75 og 81 (henholdsvis 470, 470, 750 MW)
- E8N Blandet struktur med nukleare enheder i 1973, 76, 79 og 82 (henholdsvis 470, 600, 750, 940 MW)
- E9K Blandet struktur med konventionel grundlast, forenklede dampkraftenheder og gasturbiner
- ElON Som E9K, men med nukleare enheder i 1973, 75, 78, 81 og 84 (5 stk á 470 MW)

Kraftimport

- SlK Udbygning med 235 MW pr. år indtil 1979. Derefter 470 MW enheder
- S3K Udbygning med enheder af størrelsen 15-20 % af årsmaks. som konventionelle grundlastenheder
- S3N Som ovenfor, men med nukleare enheder i 1975 og 81 (henholdsvis 470, 750 MW)
- S8N Blandet struktur med nukleare enheder i 1974, 76, 80 og 83 (henholdsvis 470, 470, 750, 750 MW) og med gasturbineenheder
- S9K Blandet struktur med konventionel grundlast, forenklede dampkraftenheder og gasturbiner
- SlON Som S9K, men med nukleare enheder i 1974, 80 og 83 (henholdsvis 470, 600, 600 MW)

Danmark

- DIK Der føjes en ny enhed til hvert år som konventionel grundlast -
- DI N eller med nukleare enheder i 1973, 76, 79, 81 og 83 (470, 470, 750, 750 MW).

I bilagene 2-10 er dels vist den prognoserede maksimalbelastning (i form af en kontinuert kurve gennem hvert års belastningsværdi) og dels den installerede effekt: totalt i form af en trappekurve, og de årlige udbygninger (og afskrivninger af ældre enheder) som blokke over (og under) abskisseaksen. De forskellige enhedstyper er antydnet ved hver sin signatur.

Indsat i bilagene er vist den for hvert af de betragtede år gældende procentiske fordeling mellem i dag eksisterende enheder (disse er delt efter bedst-lastvarmeforbrug i to kategorier større eller mindre end 2500 kcal/kWh) og nye enheder af forskellig type.

De opstillede udbygningsstrukturer har som nævnt haft særligt sigte imod en bedømmelse af nukleare kraftværkers indpasning i produktionssystemet. Yderligere undersøgelser med henblik på en bedømmelse af den optimale mængde spidskraft, som bør installeres, eller til belysning af en koordineret udbygning i ELSAM og Kraftimport under forudsætning af en blanding af flere enhedstyper kunne være ønskelige, men har ikke kunnet rummes inden for rammerne af undersøgelsen.

Det var ved undersøgelsens begyndelse tanken at medtage sådanne strukturer, som svarer til den af Prognosegruppen givne lave belastningsstigning. I stedet for at undersøge en række strukturer, baseret på en langsom stigningstakt, er i kapitel 8 forsøgt en vurdering af den virkning på resultaterne, som kan skønnes at komme herfra.

For de betragtede strukturer er gennemført en række detaljerede beregninger som kort omtalt i det følgende, og der er i Koordinationsudvalget foretaget en samlet økonomisk bedømmelse af strukturerne.

Kapitel 6. SIMULERING AF FREMTIDIGE DRIFTSFORHOLD

Til fastlæggelse af de med energiproduktionen forbundne omkostninger til brændsel, til starter samt til drift og vedligeholdelse er der foretaget en simulering af alle enheders driftsforhold to timer ad gangen i hele det betragtede tidsrum fra 1. oktober 1969 frem til 1. oktober 1985 og for samtlige udbygningsstrukturer omtalt i kapitel 5. Denne detaljerede beregningsmetode har forudsat anvendelsen af et færdigudviklet regnemaskineprogram. Udvalget vedrørende ciffermaskinprogrammer indsamlede og vurderede oplysninger om anvendelige programmer, samtidig med at der blev aflagt besøg hos en række el-selskaber og firmaer i USA, og det besluttedes i maj 1964 at bruge General Electrics' program.

På basis af tre års time-for-time belastning er på ciffermaskinen udarbejdet syntetiske døgnkurver repræsenterende ialt 104 døgn pr. år og med døgnet opdelt i to-timers intervaller. Disse døgnbelastningskurver er forudsat at bevare uændret form gennem alle de betragtede år. For såvel ELSAM som Samkøringen og KB blev timebelastningerne registreret i tidsrummet 1.10.60 - 30.9.63 (ialt 78.840 værdier). Herudfra bestemtes yderligere varighedskurver for KB, Samkøringen, Kraftimport, ELSAM og hele Danmark med stor nøjagtighed, og det konstateredes, at samtidighedsfaktoren mellem ELSAM's og Kraftimports maksimalbelastning er praktisk taget én, hvilket utvivlsomt skyldes de ensartede livsvaner øst og vest for Store Bælt; der er i undersøgelsen set helt bort fra udligningen mellem de to områders belastning.

Ud fra Kraftværksgruppens data for eksisterende og fremtidige enheder og på basis af Fjernvarmegruppens oplysninger har Koordinationsudvalget udarbejdet alle nødvendige skemaer for beregningerne, herunder en prioritetsliste for alle enheder efter brændselsforbrug i bedstpunktet (eller nødvendig kørsel for fjernvarmeproduktion). Endvidere har Koordinationsudvalget - på basis af oplysningerne om startudgifter for hver enhed - i alle år bestemt den mindste udetid, som af økonomiske grunde må forudsættes for en given enhed under simuleringen af driftsforholdene. Herunder er startudgifterne sammenlignet med den brændselsbesparelse, der kan opnås ved at stoppe enheden og køre andre enheder tilsvarende op. Under driftsimuleringen på cifferregnemaskinen undersøges, om der inden for en fastlagt udetid atter vil blive behov for en enhed, som ellers af hensyn til belastningsforholdene kunne tages ud af drift; hvis der bliver behov for enheden, beholdes den i drift under simuleringen. Under forløbet af undersøgelsen har det vist sig hensigtsmæssigt - i lys af de forudsatte startudgifter og de deraf betingede ret lange udetider - at forudsætte et minimumslastpunkt på 20 % af fuldlast for alle nye enheder.

Da der for den undersøgte periode, der som nævnt er valgt til 1.10.69 - 1.10.85, idet udbygningsprogrammet ved undersøgelsens begyndelse lå fast frem til 1969, kun er usikre forudsigelser om den eventuelle import af vandkraftenergi - der dog under alle omstændigheder må regnes at blive beskeden - har man valgt at se helt bort fra den. Overslagsmæssige beregninger viser, at denne forenkling ikke spiller nogen væsentlig rolle for undersøgelsens resultater. Virkningerne af udlandsforbindelserne afspejler sig derimod effektmæssigt i risikoindekset og driftsmæssigt i den tidligere (side 28) omtalte forudsætning om mindst 4 % løbende reserve.

For at tage hensyn til de nødvendige eftersyn, der er forudsat at omfatte fire uger hvert år - dog 6 uger hvert tredje år for nye enheder - tilrettelægges disse under simuleringen på en sådan måde for de enkelte enheder, at der opnås størst mulig reserve hele tiden. Der er til de planlagte eftersyn ud over de ovennævnte tidsrum adderet to uger hvert år for at tage et vist hensyn til tilfældigt optrædende havarier, der ikke kan simuleres. Den foretagne simulering af eftersyn og havarier har - i bestræbelserne for at holde summen af maksimalbelastning og effekt til eftersyn konstant - ført til, at de fleste eftersyn er henlagt til sommerhalvåret i god overensstemmelse med normal praksis.

Under simuleringen er der hveranden time i hvert af de ovennævnte 104 døgn pr. år og hvert år fra 1969 - 1985 foretaget en udvælgelse (efter prioritetsliste og minimal udetid) af nødvendig idriftværende maskineffekt ud fra den til ethvert tidspunkt disponible. Derefter er foretaget en belastningsfordeling mellem disse under forudsætning af optimal drift, d.v.s. samme marginalproduktionspris for alle enheder. Da enhedernes geografiske placering i nettet ikke er behandlet, har der som nævnt måttet ses bort fra den indflydelse, som nettabene eventuelt kunne have på belastningsfordelingen. Overslagsmæssige beregninger har vist, at eventuelle forskelle i nettab mellem forskellige strukturer er så små, at de ikke nævneværdigt påvirker de økonomiske sammenligninger.

Resultatet af den foretagne simulering fremkommer som årlige oversigter, hvoraf et eksempel er vist i bilag 11. For ELSAM's og Kraftimports områder angives hver enkelt enheds eftersynstidspunkt, antal starter og driftstimetotal. Endvidere er hver enheds nettoproduktion beregnet, og belastningsfaktoren - defineret som nettoproduktionen divideret med nettoeffekt og med 8760 timer - er angivet. Gennemsnitsvarmeforbruget er udregnet, idet der dog ikke har kunnet tages hensyn til ekstratab hidrørende fra reguleringer, og de samlede brændselsudgifter er fundet under forudsætning af 8 kr/Gcal for fossilt brændsel. De nukleare brændselsudgifter er beregnet på basis af de side 11 givne forudsætninger som et fast årligt beløb pr. kW, afhængigt af enhedsstørrelsen, plus et energiafhængigt beløb, ligeledes afhængigt af enhedsstørrelsen. Der er under beregningerne taget hensyn til det forudsatte fald på 3,5 % pr. år i de gennemsnitlige nukleare brændselspriser. Startudgifterne er beregnet som en sum af et fast beløb pr. start og et beløb, som afhænger af den tid, enheden har stået stille før starten. Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne er angivet med deres energiafhængige og effektafhængige beløb. De totale løbende udgifter er summeret og for hvert år diskonteret tilbage til 1964.

Foruden de i bilag 11 viste resultater er der for enkelte år udskrevet en fuldstændig belastningsfordeling hveranden time en uge igennem. I de strukturer, der forudsætter en Store Bælts forbindelse, er driftsforholdene simuleret under antagelse af fuldstændig koordinering af såvel vedligeholdelsesprogram som belastningsfordeling (stadigvæk dog uden hensyntagen til nettabenes indflydelse). Energiudvekslingen gennem Store Bælts forbindelsen er udskrevet således, at en fordelingskurve herover har kunnet optegnes.

Ud over produktionsudgifterne fremkommer under ciffermaskinberegningerne de årlige kapitaludgifter under forudsætning af 7 % rente og 20 års levetid (9,44 % ydelse p.a.). Omregning til en fossil brændselspris på 10 kr/Gcal eller anvendelse af andre kalkulationsrente-værdier er gennemført i Koordinationsudvalget og detaljeret præsenteret i dettes rapport.

De først gennemregnede simuleringer blev gennemført under noget varierende forudsætninger vedrørende startudgifter (specielt de indirekte), minimumudetider, minimumslast som procent af fuldlast, varmeforbrugskurvens udseende og fjernvarmebetinget produktion i ELSAM. Virkningen af ændringer i disse parametre viste sig at være uden væsentlig indflydelse på resultaterne (mindre end 1 % ifølge kapitel 8), og det besluttedes på basis heraf at se helt bort fra den af fjernvarmen betingede minimumsproduktion i ELSAM's område, idet der her ønskedes en vurdering af produktionsudgifterne uden den for helhedsresultatet lille reduktion, som kan opnås ved fordeling af fjernvarmefortjenesten mellem elforsyning og fjernvarmelevering. Ved sammenligning mellem de for forskellige strukturer opnåede resultater spiller repræsentationen af fjernvarmeproduktionen ingen væsentlig rolle, da den er ens i alle strukturer.

Ud fra de resultater, som bilag 11 viser et eksempel af, kan der redogøres for en lang række driftsforhold af interesse for undersøgelsen. Her skal især belastningsfaktoren nærmere omtales.

Der er i bilag 12 og 13 vist et par eksempler på, hvorledes belastningsfaktoren for to maskinenheder, der nu er under opførelse: Asnæsværkets blok 3 og

den første enhed på Vendsysselværket, NEFO 1, kan påvirkes at det fremtidige systems struktur.

I strukturer med konventionelle grundlastenheder alene vil belastningsfaktoren være høj ved idriftsættelsen og derefter aftagende gennem årene til en ganske lille værdi ca. 15 år senere (jvf. E1K og S1K). Udbygges en del af grundlastenhederne som kernekraftenheder, vil disse bevirke, at de øvrige grundlastenheders belastningsfaktor formindskes hurtigere og ender på lavere værdier end uden kernekraft (E2N og S3N).

I en udbygningsstruktur med en vis andel spidskraft og forenklede dampkraftenheder som i E9K og S9K vil de to betragtede enheder opretholde en forholdsvis høj belastningsfaktor gennem hele den betragtede periode. Dette gælder også, når en del af grundlastenhederne forudsættes bygget som nukleare enheder. Disse vil dog - som venteligt - formindske belastningsfaktoren noget for de øvrige, konventionelle grundlastenheder, men blandingen med forenklede enheder og spidskraftenheder opretholder dog en forholdsvis høj belastningsfaktor som for NEFO 1 og ASV 3 vist i E10N og S10N.

En meget kraftig udbygning med kernekraft som forudsat i E8N og især i S8N vil dog tvinge belastningsfaktoren ned for de to betragtede enheder.

Ved en blandet udbygning med nukleare og konventionelle grundlastenheder, forenklede dampkraftenheder og spidskraftenheder kan opnås ret konstante belastningsfaktorer gennem årene for hver enkelt enhedstype som f.eks. vist i bilag 14. De nukleare grundlastenheder vil kunne holde en belastningsfaktor på ca. 0,8, d.v.s. 7.000 timers benyttelsestid, medens de konventionelle, eksisterende værker med god varmeøkonomi vil få belastningsfaktorer omkring 0,6, og de forenklede dampkraftværker vil ligge mellem 0,1 og 0,4. De i undersøgelsen forudsatte spidskraftenheder har fungeret som reservcenheder og har ikke under simuleringen af driftsforholdene bidraget til elproduktionen.

Under simuleringen blev der opnået større klarhed over sammenhængen mellem grundlastenhedernes minimumslast og antallet af starter og stop, og det kunne beregnes at være mest fordelagtigt at forudsætte det tidligere omtalte 20 % minimumslastpunkt frem for at stoppe og starte store grundlastenheder hyppigt. I sammenhæng hermed skønnedes det økonomisk motiveret at forudsætte en ret flad specifik varmemeforbrugskurve for kommende enheder.

Ud over det i rapporterne benyttede materiale indeholder de gennemførte simuleringer en mængde information, som kun delvis er bearbejdet, men som kan være af værdi ved fremtidige undersøgelser.

Kapitel 7. ØKONOMISK BEARBEJDNING AF DE FUNDNE RESULTATER

Indledning

Idet hovedformålet med undersøgelsen har været at foretage en sammenligning mellem alternative udbygningsmuligheder og ikke en bestemmelse af de absolutte beløb til investering og produktion, er der som allerede nævnt udeladt en række faktorer, som i det væsentlige kan skønnes uafhængige af den valgte struktur. Der er set bort fra ledningsnettets udformning - herunder de primære højspændingsanlæg på kraftværkerne - og virkningen af nettab. Endvidere er udeladt virkningen af omsætningsafgifter og af inflation.

Det må dog betones, at udformningen af ledningsnettet ikke i alle tilfælde vil være uafhængig af den valgte udbygningsstruktur. Dette gælder især ved sammenligning mellem strukturer med meget store enheder jävnført med mindre enheder eller ved sammenligning mellem koordineret eller separat udbygning øst og vest for Store Bælt. Ved sammenligninger mellem strukturer, der har nukleare eller konventionelle grundlastenheder af samme størrelse, kan nettets udformning have en vis indflydelse, idet kriterierne for værkernes placering ikke er ens, f.eks. med hensyn til krav om besejlingsdybde.

Levetiden af de betragtede anlæg er for alles vedkommende forudsat at være 20 år. Adskillige eksisterende enheder har været i drift i en længere år-række: 30-35 år, men deres andel i produktionen er i mange tilfælde blevet ubetydelig, længe før 20 års alderen er opnået. I andre lande vurderes levetiden i forbindelse med økonomiske beregninger højst forskelligt varierende fra 15 til mere end 30 år, men da resultaterne ikke påvirkes synderligt af den valgte levetid, når denne er 20 år eller derover, er de 20 år anset for et rimeligt beregningsgrundlag.

Efter indgående diskussioner er valgt en række forskellige metoder til præsentation af de fundne resultater. Forløbet af samtlige årlige udgifter frem til 1984/85 er bestemt for hver enkelt struktur under forudsætning af brændselspriserne 8 kr/Gcal eller 10 kr/Gcal og med afskrivning over 20 år og forrentning 6 %, 7 % eller 8 % p.a. Endvidere er samtlige udgifter til anlæg og drift for de betragtede strukturer diskonteret til året 1964 - ligeledes med 6 %, 7 % og 8 % kalkulationsrente og med de to forskellige brændselspriser. Herudover er til bedømmelse af de investeringsmæssige krav foretaget en række direkte sammenligninger mellem nukleare og konventionelle udbygningsalternativer med henblik på bestemmelsen af internrenten af den med nukleare enheder forbundne merinvestering - eller genvindingsperioden (pay-back tiden) for denne merinvestering.

Et eksempel på den skemamæssige opstilling af udgifterne forbundet med en given udbygningsstruktur er vist i bilag 15.

Årlige udgifter

I bilag 16 og 17 er afbildet forløbet af de i bilag 15 og tilsvarende skemaer, kolonne 10, viste totale årlige udgifter for de behandlede strukturer i ELSAM og Kraftimport. Det fremgår heraf, at forskellene mellem de forskellige strukturer først vil vise sig klart om 10-15 år, d.v.s. når karakteren af strukturerne er blevet tydeligt fastslået efter en vis opbygningsperiode. Strukturer indeholdende nukleare enheder er tydeligt de økonomisk fordelagtigste specielt i de tilfælde, hvor der ud over nukleare grundlastenheder er forudsat udbygget med spidskraft og forenklede dampkraftenheder. Der kan ikke ud fra kurverne sluttes noget afgørende med hensyn til valget af enhedsstørrelse.

I bilag 18 er vist de tilsvarende forløb af årlige udgifter ved koordineret udbygning for hele landet med konventionelle eller nukleare grundlastenheder.

En ændring af rentefoden fra den benyttede 7 % til 6 % eller 8 % forrykker ikke billedet, hvorimod en ændring af brændselsprisforudsætningen fra 8 kr/Gcal

til 10 kr/Gcal medfører en betydelig større spredning mellem de konventionelle og de nukleare strukturer.

Der er i bilag 18 yderligere indtegnet en kurve, som viser de totale årlige udgifter for hele landet, såfremt der forudsættes en separat udbygning øst og vest for Store Bælt med enheder svarende nogenlunde til den årlige belastningsstigning i hvert område. Forskellen mellem de årlige udgifter ved separat og koordineret udbygning er afbildet særskilt og er uafhængig af brændselspriser.

Totale diskonterede udgifter

For at neutralisere tidsforskelle mellem afholdelsen af forskellige udgifter er disse henført til 1964 med kalkulationsrentefoden 6 %, 7 % eller 8 %. I princippet betragtes for hver struktur samtlige enheder installeret i den behandlede periode frem til 1984/85 i hele deres levetid. Da der imidlertid kun er simuleret driftsforhold frem til oktober 1985, er driftsudgifterne derefter kun medtaget, for så vidt der kan skønnes at være forskelle imellem dem i de forskellige strukturer. Driftsudgifter i strukturer uden nukleare enheder er skønnet at være så ens, at eventuelle forskelle efter 1985 er uden betydning for sammenligningen. I strukturerne med kernekraftenheder er det ud fra simuleringsresultaterne skønnet, hvilken gennemsnitlig belastningsfaktor disse enheder vil få i deres resterende levetid, og hvor stort det gennemsnitlige varmeforbrug vil blive. Herved kan de fremtidige nukleare brændselsudgifter beregnes. Samtidig er beregnet de udgifter, som vil optræde ved produktion af samme energimængde i konventionelle grundlastenheder (gennemsnitligt varmeforbrug 2.180 kcal/kWh). Forskellen mellem disse løbende udgifter er tilbagediskonteret til 1964 og godskrevet de nukleare strukturer som disses kapitaliserede merværdi. De relativt små forskelle mellem start-, drifts- og vedligeholdelsesudgifter er behandlet på tilsvarende måde.

Bilag 19 viser en samlet oversigt over diskonterede totale udgifter med 7 % p.a. kalkulationsrente, og i nedenstående tabeller er samlet slutresultaterne fra alle de foretagne diskonteringsberegninger i forbindelse med udbygningsstrukturerne. Samtlige diskonterede beløb er i mill.kr.

Brændsels- pris	Rente % p.a.	ELSAM					
		ELK	ELN	E2N	E8N	E9K	ELON
8 kr/Gcal	6	3988	3644	3678	3316	3814	3308
	7	3542	3276	3305	2995	3388	2988
	8	3155	2949	2978	2708	3018	2702
10 kr/Gcal	6	4470	3848	3856	3419	4309	3415
	7	3969	3476	3478	3110	3824	3108
	8	3535	3142	3143	2830	3408	2827

Brændsels- pris	Rente % p.a.	Kraftimport						Danmark	
		S1K	S3K	S3N	S8N	S9K	S1ON	D1K ^{*)}	D1N ^{*)}
8 kr/Gcal	6	3720	3694	3402	3146	3609	3224	7343	6639
	7	3315	3296	3065	2861	3218	2915	6527	5972
	8	2964	2950	2766	2601	2878	2639	5821	5379
10 kr/Gcal	6	4153	4127	3644	3191	4046	3403	8255	7075
	7	3699	3681	3293	2927	3606	3093	7336	6391
	8	3306	3293	2979	2680	3223	2811	6540	5778

*) Prisen for Store Bælts forbindelsen og tilhørende netforstærkninger er ikke medregnet.

Det ses, at i ELSAM er den totale diskonterede fordel ved at vælge de bedste nukleare strukturer frem for konventionelle strukturer med spidskraft og forenkede enheder af størrelsesordenen 500 mill.kr respektive 400 og 300 mill.kr ved henholdsvis 6 %, 7 % og 8 % kalkulationsrente og forudsat 8 kr/Gcal. De tilsvarende fordele i Kraftimport er lidt mindre. Med brændselsprisen 10 kr/Gcal bliver fordelene ca. 80 % større. Det bemærkes, at en væsentlig del af disse diskonterede fordele hidrører fra forventede besparelser i brændselsudgifter fra perioden efter 1985 (som vist i bilag 19 under "kapitaliseret merværdi"). Disse forventede besparelser må medtages i bedømmelsen for at modsvare de investeringer i store kernekraftenheder, der forudsættes i årene op mod 1985, og som i fuldt omfang er tilbagediskonteret.

En beregning af de diskonterede besparelser, som kan opnås ved bygning af enheder for ren oliefyring frem for kombineret kul- og oliefyring viser sig at være af størrelsesordenen 100 mill.kr hovedsageligt hidrørende fra den ca. 9 % lavere anlægspris, som er forudsat.

Sammenligning mellem konventionelle og nukleare grundlastenheder

De mange simuleringer af driftsforhold frem til oktober 1985 har som vist i kapitel 6 fastslået, at grundlastenheder kan påregnes at få benyttelsestider på 7.000 timer pr. år - eller endog højere i visse tilfælde. Dette gælder også enheder på 470 MW installeret før midten af 1970'erne. I en blandet struktur med en del af den fremtidige maskineffekt installeret som spidskraft- og forenkede dampkraftenheder beregnet for korte benyttelsestider og mange starter kan grundlastenhedernes høje benyttelsestid opretholdes i en lang årrække, jvf. bilag 14.

Det er endvidere vist, at gennemsnitsvarmeforbruget i en hel struktur er praktisk taget uafhængigt af, om størrelsen af produktionen sker på nogle få enheder eller fordeles over flere. Dette betyder, at en direkte sammenligning mellem forskellige typer af grundlastenheder for høj benyttelsestid kan gennemføres, uden at driftsøkonomien for de øvrige samkørende værker påvirkes synderligt.

Ved valget mellem typen af grundlastenheder: kernekraft eller konventionel dampkraft kan man derfor foretage en økonomisk sammenligning gældende for en enkelt enhed installeret i et givet år. Gælder overvejelserne den første nukleare enhed, kan det være rimeligt at basere disse på en benyttelsestid omfattende 7.000 timer i de første 10 leveår og derefter - når der antagelig er kommet yderligere nukleare enheder i drift - 6.300 timer i de sidste 10 leveår.

Til sammenligning kan anføres, at Jersey Central Power and Light Company i sine økonomiske overvejelser vedrørende Oyster Creek værket har lagt en levetid på 30 år til grund og herunder forudsat benyttelsestider på: 7.700 timer i 15 år, 7.260 timer i de følgende 5 år, derefter 5.850 timer og 4.900 timer i de to sidste 5-års perioder. I USA er benyttelsestiden i almindelighed højere end her (jvf. side 7), hvorfor de ovennævnte 7.000 timer forekommer rimelige.

Som eksempel kan betragtes valget mellem en konventionel blokudvidelse (for blandet kul- og oliefyring) og en ny nuklear grundlastenhed på 470 MW til idriftsættelse i året 1975. Anlægspriserne vil være:

Ny kernekraftenhed	868 kr/kW, d.v.s.	408 mill.kr	(ekskl. første kerne)
Konventionel blokudvidelse	566 " , "	266 "	(ekskl. brændselslager)
Differens	302 kr/kW, d.v.s.	142 mill.kr	

Brændselsudgifterne for den konventionelle enhed vil udgøre:

$$7000 \cdot 470 \cdot 10^3 \cdot 2150 \cdot 10^{-6} \cdot 8 \cdot 10^{-6} = 56,6 \text{ mill.kr/år (1,72 øre/kWh)}$$

i de første 10 år og 51,2 mill.kr/år i de sidste 10 år under forudsætning af en brændselspris på 8 kr/Gcal og et varmeforbrug på 2150 kcal/kWh i de første 10 år

og 2160 kcal/kWh i den resterende levetid. Ved idriftsættelsen må regnes med en engangsinvestering i brændselsslager svarende til 1500 fuldlasttimer, d.v.s. 12,1 mill.kr. Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne, der dels er faste - afhængige af størrelsen - og dels er proportionale med energiproduktionen, vil udgøre 12,1 mill.kr/år i de første 10 år og 11,3 mill.kr/år i de sidste 10 år.

For kernekraftenheden kan brændselsprisen ifølge Brændselsgruppens undersøgelse angives som gennemsnitlige, jævnt faldende priser over levetiden - dog konstante fra 1984/85 (jvf. fig. 9). De vil i det betragtede eksempel falde fra 1,13 øre/kWh til ca. 0,85 øre/kWh. Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne vil udgøre 12,6 mill.kr/år i de første 10 år og derefter 11,8 mill.kr/år.

De årlige udgifter - omregnet til øre/kWh - og omfattende forrentning og afskrivning (7 %, 20 år), brændsels-, drifts- og vedligeholdelsesudgifter er vist i fig. 20, hvoraf fremgår, at besparelsen ved kernekraft frem for konventionel blokudvidelse er af størrelsesordenen 0,2-0,5 øre/kWh.

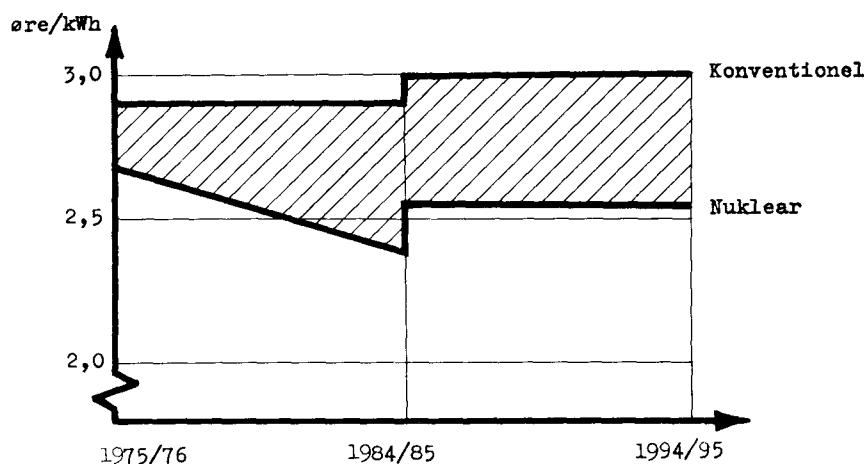
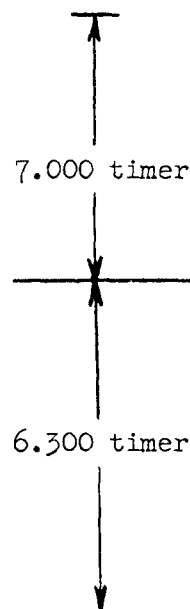


Fig. 20

Produktionspris i øre/kWh forudsat
7.000 timer benyttelsestid 1975-1985 og
6.300 " " " 1985-1995

Udgifterne til nukleart brændsel kan også angives ved de årlige beløb, som skal erlægges, første gang til første kerneladning og derefter hvert år til udtagning og fornyelse af en vis brøkdel af brændselelementerne. For en 470 MW enhed idriftsat i 1975 fås eksempelvis følgende beløb:

Ny kerne ved idriftsættelsen	145,1	mill.kr
2. driftsår	25,7	"
3. "	24,7	"
4. "	23,7	"
5. "	22,8	"
6. "	21,9	"
7. "	21,2	"
8. "	20,4	"
9. "	19,7	"
10. "	19,0	"
11. "	17,1	"
16. "	17,1	"
17. "	13,7	"
18. "	10,3	"
19. "	6,8	"
20. "	3,4	"
Tilbageværende brændsel efter nedlukning	- 14,8	"



I stedet for at forudsætte anlægsudgifterne fordelt ligeligt over levetiden kan de aktuelle beløb, som må erlægges årligt, betragtes.

I overensstemmelse med almindelig praksis vil anlægsudgifterne være fordelt over byggeperioden og - for en del af anlæggets vedkommende - også ofte i nogle få år efter idriftsættelsen. Udgifterne er forudsat fordelt med følgende procentiske beløb af anlægsprisen (inkl. byggerenter) i årene omkring idriftsættelsesåret x:

År	x-4	x-3	x-2	x-1	x	x+1	x+2	x+3	x+4
Procentandel af totalbeløb	8	11	18	33	10	5	5	5	5

Denne fordeling antages at gælde for såvel konventionelle udvidelser som nukleare kraftværker. Den indebærer i realiteten, at byggerenten bliver 17 % og ikke de 10 %, som Kraftværksgruppen har forudsat.

Alle udgifter til anlæg, brændsel, drift og vedligeholdelse er i undersøgelsen regnet forfaldne ved slutningen af det pågældende driftsår.

Ved diskontering af samtlige udgifter til idriftsættelsesårets slutning fås, når 7 % kalkulationsrente benyttes:

Konventionel blokudvidelse.....	470 MW i 1975	1.051,5 mill.kr
Nyt kernekraftværk	470 " i 1975	918,5 "
Total gevinst ved nuklear frem for konventionel udbygning		133,0 mill.kr

Denne diskonterede gevinst udgør i forhold til de samlede diskonterede udgifter ved konventionel udbygning $\frac{133}{1051,5} \cdot 100 = 12,6 \%$.

En række tilsvarende beregninger for andre idriftsættelsesår og andre enhedsstørrelser er gennemført og resultatet vist i fig. 21.

Beregninger med 6 % og 8 % kalkulationsrente i stedet for 7 % viser, at den procentiske gevinst forøges med ca. 3 % ved kalkulationsrenten 6 % og formindskes med ca. 2 % ved 8 % kalkulationsrente.

En fossil brændselspris på 10 kr/Gcal i stedet for 8 kr/Gcal forøger gevinsten væsentlig som vist i fig. 21. Med 8 kr/Gcal vil et 235 MW kernekraftværk idriftsat i 1973 eller tidligere ikke give nogen gevinst.

En grafisk fremstilling af differenserne mellem de årlige beløb, som skal erlægges til anlæg, brændsel, drift og vedligeholdelse til henholdsvis et nukleart og et konventionelt anlæg, er vist i fig. 22.

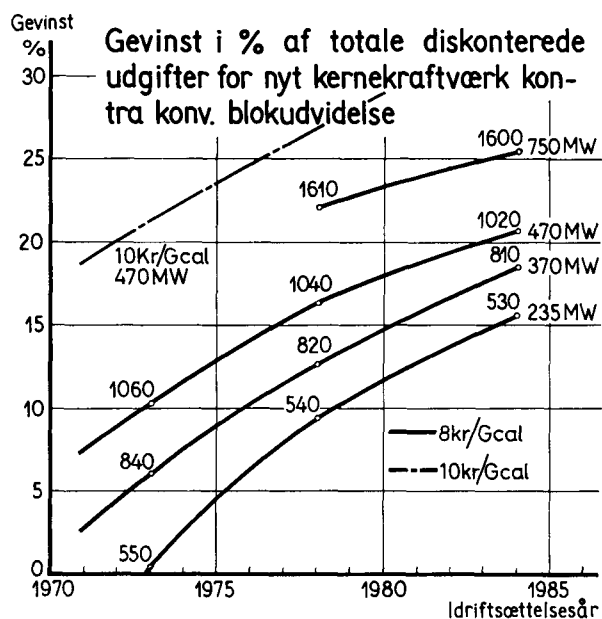


Fig. 21

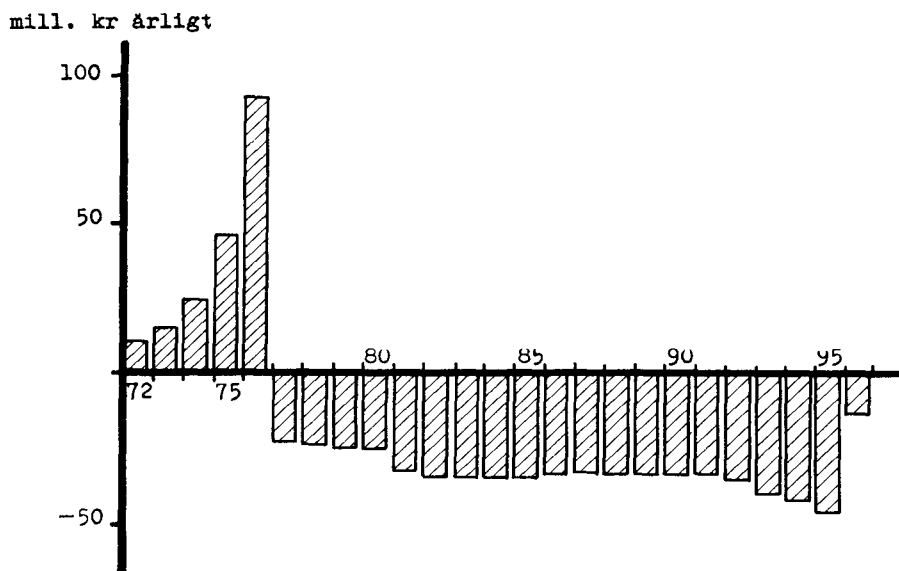


Fig. 22

Merudgifter ved bygning af et 470 MW nukleart værk i 1975 i stedet for en konventionel blokudvidelse for kul/oliefyrring

De akkumulerede differenser er vist i fig. 23, og her kan det tidspunkt umiddelbart aflæses, hvor merinvesteringen i kernekraftværket er opvejet af dets mindre brændselsudgifter i forhold til den konventionelle blokenhed, d.v.s. genvindingstiden, der i eksemplet er 7 år efter idriftsættelsestidspunktet.

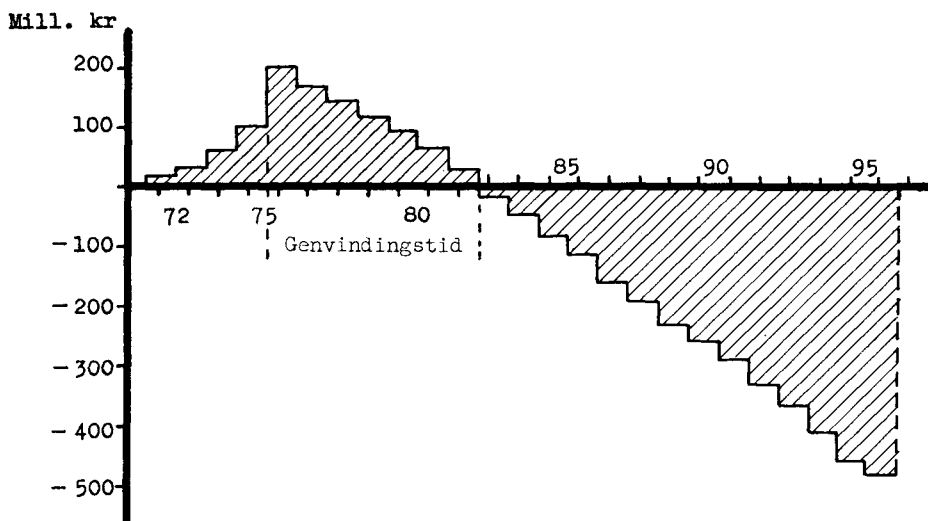


Fig. 23

Akkumulerede merudgifter ved bygning af et 470 MW kernekraftværk i 1975 fremfor en konventionel blokudvidelse for kul/oliefyrring

Maksimalværdien af den akkumulerede merinvestering kan aflæses til ca. 190 mill.kr i det viste eksempel.

Tilsvarende beregninger er gennemført for andre idriftsættelsesår og andre enhedsstørrelser, og resultaterne vedrørende genvindingstid er vist i fig. 24.

Ud fra differenserne i de årlige udgifter som vist i fig. 22 kan der findes en rentefod, som anvendt såvel til diskontering af alle merudgifter til idrift-

sættelsestidspunktet som til diskontering af alle brændselsbesparelser over levetiden netop gør disse to størrelser lige store. Dette vil være den "interne rente" eller afkastningsprocenten af merinvesteringen i kernekraftværket. I det hidtil behandlede eksempel: en 470 MW enhed idriftsat i 1975 bliver den interne rente under de givne forudsætninger 13 %.

Den interne rente ved sammenligning mellem andre enhedsstørrelser og andre idriftsættelsesår er vist i fig. 25.

Den interne rente kan sammenlignes med den forrentning, man eventuelt kan opnå ved anden form for værdifast investering.

Internrenten beregnes ud fra den forudsatte levetid (i denne undersøgelse: 20 år). I fig. 26 er vist, hvorledes internrenten vil variere, hvis forudsætningen om 20 års levetid ikke holder stik. En levetid netop svarende til genvindingstiden vil give internrenten nul, og en levetid omkring 20-30 år vil give en intern rente, som ikke er meget forskellig fra den værdi, der modsvarer uendelig lang levetid.

I bilag 20 er givet en oversigt over samtlige resultater ved den direkte sammenligning mellem en konventionel blokudvidelse og et nyt nukleart værk.

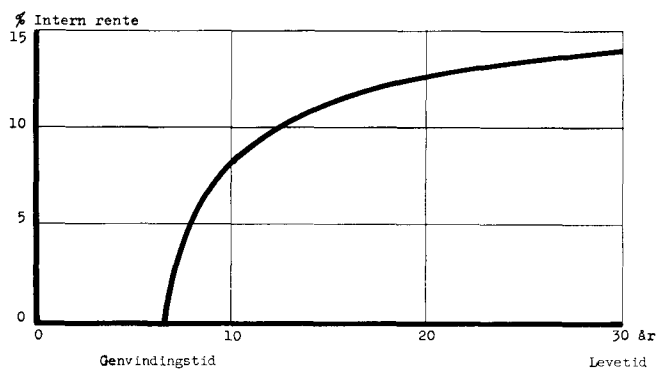


Fig. 26

Intern rente som funktion af levetid

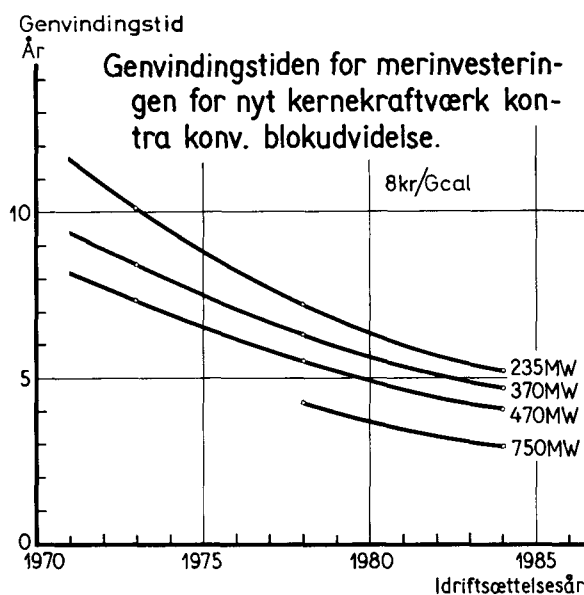


Fig. 24

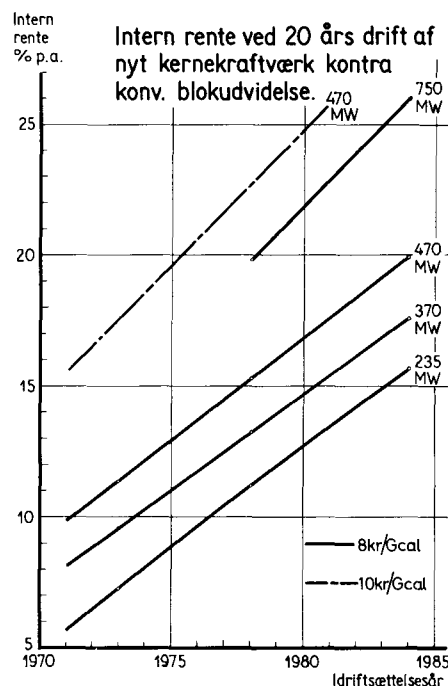


Fig. 25

Sammenligning mellem konventionelle og nukleare strukturer

En række af de opstillede strukturer er opbygget ens med hensyn til enhedsstørrelse og idriftsættelsesår og adskiller sig kun ved, at visse grundlast-enheder i den ene (N) er forudsat nukleare og i den tilsvarende (K) konventionelle.

Dette gælder strukturerne: ELN - ELK
 ELON - E9K
 S3N - S3K
 S1ON - S9K
 D1N - D1K

For disse strukturer er der til bedømmelse af merinvesteringen i de nukleare alternativer foretaget ganske analoge beregninger til de i foregående afsnit omtalte.

De årlige udgifter, som skal erlægges til betaling af alle strukturens anlæg, er fordelt efter samme procentregel som givet side 44. Hertil er lagt årlige udgifter til brændsel, drifts- og vedligeholdelsesudgifter i den totale levetid for samtlige enheder i strukturen. Brændselsudgifterne er fundet ud fra driftssimuleringen, idet dog de nukleare brændselsudgifter er beregnet som investering i første brændselsladning plus udgifter til årlige udskiftninger af brændsel som eksempelvis anført side 43.

For perioden fra oktober 1985 indtil udløbet af levetiden for de betragtede enheder er forskellene mellem de årlige udgifter i et nukleart og det tilsvarende konventionelle alternativ beregnet, idet der er skønnet en belastningsfaktor på 0,76 for de alternative enheder. Denne belastningsfaktor kan regnes opretholdt, forudsat der ikke udbygges væsentligt mere nuklear effekt end omkring den trediedel, som eksisterer ved undersøgelsesperiodens afslutning i 1984/85. Brændselsudgiften for konventionelle enheder er beregnet på basis af et gennemsnitligt varmeforbrug på 2.180 kcal/kWh.

De samlede årlige udgifter vil naturligvis være størst for de nukleare alternativer i de første år, hvor de større kapitaludgifter afholdes. Besparelsen i driftsudgifter medfører imidlertid, at de nukleare alternativer efter en forholdsvis kort årrække - regnet fra idriftsættelsen af den første nukleare enhed - får lavere årlige udgifter end de konventionelle. De summerede forskelle mellem samlede årlige udgifter får en maksimalværdi nogle få år efter første nukleare enheds idriftsættelse. Efter en årrække - genvindingsperioden - skifter denne differens fortegn, d.v.s. merinvesteringen er indtjent, og de fremtidige besparelser i driftsudgifter er de nukleare alternativets gevinst.

I bilag 21 er vist et eksempel på dette forløb ved sammenligning mellem ELON og E9K, hvor nukleare enheder på 470 MW er forudsat installeret i 1973, 1975, 1978, 1981 og 1984. Allerede ved den tredje enhed er merinvesteringen i det nukleare alternativ kun ringe, idet den kompenseres af driftsbesparelsen fra de to først installerede enheder.

Resultaterne af sammenligningen mellem de ovennævnte strukturer og herudover også mellem andre nukleare strukturer og passende valgte konventionelle strukturer er samlet i bilag 22. I fire tilfælde er her desuden vist resultatet af en sammenligning mellem nukleare og rent oliefyrede strukturer.

På tilsvarende måde som vist i fig. 26 kan der ved diskontering af driftsbesparelserne til et bestemt år over en given årrække findes en rentefod, som netop gør disse diskonterede besparelser lig med den diskonterede merinvestering. Sådanne beregninger er foretaget med varierende antal år for diskonteringen, og en række kurver analoge til fig. 26 er bestemt. I bilag 22 er som "internrente" angivet den rentefod, som på denne måde findes efter udløbet af den senest installerede nukleare enheds levetid.

Der er endelig i bilag 22 angivet den totale besparelse, som opnås efter genvinding af merinvesteringen - dels direkte summeret og dels tilbageført til 1964 med 7 % rentefod.

Det fremgår af de fundne resultater, at merinvesteringen i de undersøgte nukleare strukturer varierer mellem ca. 200 og ca. 400 mill.kr afhængigt af det tempo i den nukleare udbygning, som er forudsat. Denne merinvesteringspukkel, som illustreres i bilag 21, er endvidere hovedsagelig knyttet til de første nukleare enheder. Disses lavere driftsudgifter vil i en total strukturbetragtning dække merinvesteringen ved senere nukleare enheders bygning.

Den maksimale merinvestering indtræffer nogle få år efter idriftsættelsen af den første nukleare enhed i en struktur, og den genvindes over en årrække på 7-11 år. Efter genvindingstiden er besparelsen - under de benyttede forudsætninger, bl.a. 8 kr/Gcal for fossilt brændsel - så stor, at merinvesteringen i løbet af anlæggets levetid ikke alene genvindes, men også forrentes med 12-19 % p.a. Den diskonterede besparelse vil som nævnt side 42 være af størrelsesordenen 250-500 mill.kr.

Ved en fossil brændselspris på 10 kr/Gcal bliver de nukleare strukturer yderligere særdeles attraktive, hvorimod en jævnføring med konventionel udbygning, der forudsætter ren oliefyring, giver den nukleare udbygning en skærpet konkurrence.

Sammenlignes således et 470 MW kernekraftværk bygget i 1975 med en ren oliefyret blokudvidelse, findes den diskonterede besparelse til 90 mill.kr (mod 133 mill.kr ved sammenligningen med kombineret kul/oliefyring).

Den interne rente bliver 11 % (imod 13 %), og genvindingstiden bliver forøget fra de 7 år i eksemplet med kombineret kul/oliefyring til 11 år.

Kapitel 8. VURDERING AF FORUDSÆTNINGERNES INDFLYDELSE PÅ DE FUNDNE RESULTATER

Indledning

Hele undersøgelsen bygger på en lang række forudsætninger af teknisk og økonomisk art som nærmere uddybet i kapitel 1-4. Det er derfor naturligt at foretage en vurdering af den indflydelse på de fundne resultater, som kan fremkomme ved ændringer i de grundlæggende forudsætninger, og der er med henblik herpå foretaget en række beregninger i Koordinationsudvalget.

I det følgende skal omtales bl.a. virkningen af en langsommere vækst i forbruget end den forudsatte øvre grænse for stigningen. Virkningen af en alternativ højere brændselspris for fossilt brændsel - 10 kr/Gcal i stedet for de forudsatte 8 kr/Gcal - er allerede omtalt, men også betydningen af en udebliven af det forventede fald i nukleare brændselspriser er undersøgt.

Afvielser fra de i fig. 16 illustrerede forskelle mellem nukleare og konventionelle anlægspriser er tænkelige, ligesom også det første kernekraftværks anlægsomkostninger kan tænkes højere end forudsat. Betydningen heraf for resultatet er overvejet, ligesom en afvigelse fra de forudsatte 20 års levetid er berørt.

Den på regnemaskine gennemførte simulering af driftsforholdene i fremtiden har nødvendiggjort en lang række forenkende forudsætninger vedrørende fjernvarmens indflydelse, vandkraftimport, opstillede regler for idrifttagning og kørsel af enhederne og forudsætninger om disses tekniske egenskaber. De fundne driftsforhold er ikke nødvendigvis de ideale, som må tilstræbes; de er stort set defineret i og med, at forudsætningerne er fastlagt. Det er imidlertid vigtigt at fastslå, om ændringer i forudsætningerne kan føre til væsentlige afvielser fra de fundne resultater.

Endelig er der som allerede berørt foretaget detaljerede undersøgelser af virkningen af ændringer i kalkulationsrenten.

Langsommere vækst i forbruget end forudsat

En afsvækkelse i forbrugsstigningen vil medføre et tilsvarende langsommere tempo i kraftværksudbygningen - enten ved at muliggøre længere mellemrum mellem nye enheders idrifttagning eller ved at foranledige udvidelser med mindre enhedsstørrelser end ellers muligt.

En afvigelse fra den her anvendte øvre grænse for prognosen kan tidligst sætte sig spor i de enheder, som skal gå i drift i årene henimod midten af 1970'erne. Hvis en afsvækket stigning skulle indtræde i de nærmeste år, vil disse enheder dog højst kunne udskydes i 1 å 2 år, selv med den af Prognosegruppen angivne nedre grænse for forbrugsstigningen. Resultaterne angivet i det foregående kapitel af en direkte sammenligning mellem et første kernekraftværk og en konventionel grundlast-blokudvidelse vil derfor kunne benyttes direkte, idet dog tidspunktet, hvor de største enheder kan indpasses i nettet, forskydes nogle få år længere ud i fremtiden.

Ved sammenligning mellem forskellige udbygningsstrukturer tilpasset en langsommere vækst vil strukturer med nukleare værker af samme størrelse som forudsat ved høj prognose, men med senere idriftsættelsesår, give disse strukturer en tilsvarende eller større økonomisk konkurrencedygtighed end angivet i kapitel 7; dette skyldes forudsætningen om de med tiden faldende anlægspriser.

Strukturer med mindre enhedsstørrelse - bedre svarende til en langsom vækst - vil derimod ved sammenligning mellem konventionel og nuklear udbygning give den sidstnævnte en 20-30 % mindre besparelse end opnåelig ved høj stigningstakt, og "internrenten" vil reduceres, ligesom genvindingsperioden forøges. Dette skyldes først og fremmest de med enhedsstørrelsen stærkt faldende specifikke anlægspriser for nukleare enheder.

Generelt kan siges, at en langsommere stigningstakt end forudsat i undersøgelsen højst kan forsinke bygningen af det første kernekraftværk med nogle få år, og at opbygningen af et produktionssystem med en ønskelig andel af kernekraft i systemet derefter vil ske over en noget længere årrække end ellers muligt under de benyttede forudsætninger.

Gennemførte beregninger

For at illustrere virkningen af de nedennævnte ændringer i forudsætningerne på det samlede økonomiske resultat er foretaget en række beregninger. De to strukturer E9K og E10N, der kun adskiller sig ved, at en række grundlastenheder er konventionelt bygget i E9K, medens de tilsvarende i E10N er forudsat at være nukleare, er sammenholdt uden og med ændrede forudsætninger. På tilsvarende måde er den direkte sammenligning mellem en konventionel og en nuklear enhed på 470 MW i 1975 udført uden og med ændrede forudsætninger.

Nedenstående tabel giver en oversigt over de fundne resultater, som yderligere kommenteres i det følgende:

	E10N/E9K				470 MW i 1975			
	Besparelse		Intern rente		Besparelse		Intern rente	
	Absolut værdi %	Relativ ændring %	Absolut værdi %	Relativ ændring %	Absolut værdi %	Relativ ændring %	Absolut værdi %	Relativ ændring %
Med oprindelige forudsætninger	11,8	-	15,9	-	12,6	-	13,0	-
Med ændrede forudsætninger:								
25 % højere fossil brændselspris	18,9	+60	22,3	+40	23,9	+90	19,5	+50
Konstant nuklear brændselspris (1,15 øre/kWh)	6,5	-45	14,3	-10	6,3	-50	11,7	-10
Yderligere 200 kr/kW forskel i anlægsudgifter	5,9	-50	10,3	-35	3,1	-75	7,8	-40
Højere engangsudgifter for nukleare første enhed (100 kr/kW)	11,2	- 5	15,1	- 5	8,2	-35	10,4	-20
Alle anlægspriser forhøjes med 10 %	10,6	-10	15,1	- 5	10,7	-15	11,7	-10
Den tekniske levetid ændres fra 20 til 15 år	9,4	-20	15,1	- 5	9,5	-25	11,7	-10
Benyttelsestiden formindskes med 15-20 % for nukleare enheder	7,7	-35	12,7	-20	6,3	-50	9,8	-25
Rentefod 6 % p.a. i stedet for 7 % p.a.	13,0	+10	15,9	-	15,1	+20	13,0	-
Rentefod 8 % p.a. i stedet for 7 % p.a.	10,6	-10	15,9	-	10,1	-20	13,0	-

Ændringer i fossil brændselspris

En så kraftig stigning i brændselspris som 25 % fra 8 kr/Gcal til 10 kr/Gcal vil omtrent fordoble de diskonterede besparelser og hæve den interne forrentning af merinvesteringen med et tillæg på 6-7 % (til 20 å 22 % mod 13-16 % ved 8 kr/Gcal). Genvindingstiden for merinvesteringen vil blive afkortet fra 8 år til 5 år.

Konsekvenserne af en lavere fossil brændselspris vil være, at den diskonterede gevinst og internrenten bliver lavere.

Intet fald i nuklear brændselspris fra midten af 1970'erne

Forudsættes prisen 1,15 øre/kWh at holde sig uændret, vil dette stort set betyde en halvering af de fundne diskonterede besparelser. Internrenten vil blive reduceret til ca. 0,9 gange den værdi, som er fundet ved det forudsatte fald i nuklear brændselspris frem til 1984/85.

Ændringer i anlægspriser

Såfremt forskellen i anlægspris mellem et nyt kernekraftværk og en konventionel blokudvidelse skulle blive væsentlig større end forudsat, vil dette influere stærkt på resultatet. En forskel på 200 kr/kW - f.eks. svarende til en fordyrelse af en 470 MW kernekraftenhed i 1975 med 23 % i forhold til den side 42 omtalte pris - vil reducere den diskonterede besparelse til ca. en fjerdedel af den i fig. 21 viste værdi, og internrenten bliver da kun 7,8 % imod 13 %. Forudsættes de 200 kr/kW forskel bevaret for alle nukleare enheder, vil den diskonterede besparelse i en nuklear struktur som vist blive halveret.

Anlægsudgifterne til det første nukleare værk, som bygges herhjemme, kan meget vel tænkes at blive højere end de i undersøgelsen benyttede gennemsnitspriser. Dette kan skyldes ekstra udgifter til oplæring af personale, til særlige krav i forbindelse med beliggenheden eller til garantier, forsikring m.m. Såfremt disse forøgede anlægsudgifter sættes til 100 kr/kW og begrænses til det første kernekraftværk, vil indflydelsen på en hel struktur kun blive relativt ringe (i de blandede ELSAM strukturer E9K - ELON en formindskelse på 5 % af besparelse og internrente), men de vil naturligvis forringe lønsomheden for det første kernekraftværk. I det gennemregnede eksempel reduceres den diskonterede besparelse med en trediedel, og internrenten bliver ikke 13 %, men kun 10,4 %.

En generel forhøjelse af alle anlægspriser under bibeholdelse af uændrede driftsudgifter vil ligeledes forringe de nukleare alternativets lønsomhed. Forøges anlægspriserne eksempelvis med 10 % (f.eks. hidrørende fra en omsætningsafgift), vil besparelsen for en 470 MW nuklear enhed i 1975 falde med 15 %, og internrenten vil ændres fra 13 % til 11,7 %. En merværdi-omsætningsafgift omfattende såvel kapital- som driftsudgifter vil derimod ikke påvirke sammenligningen mellem forskellige alternative strukturer eller enkelte anlæg.

Ændret levetid

En formindskelse af levetiden fra de forudsatte 20 år til 15 år vil forringe nukleare værkers lønsomhed. Den diskonterede besparelse af en 470 MW enhed installeret i 1975 går ned med en fjerdedel, og internrenten ændres fra 13 % til 11,7 %. Tilsvarende mindre lønsomhed afspejler sig i de nukleare strukturer. Bliver levetiden længere end forudsat, f.eks. 25 år, vil lønsomheden naturligvis blive større - dog ikke med den samme relative størrelse, som den forringes ved korte levetid, idet virkningerne ligger længere ud i fremtiden.

Ændrede driftsforhold

Som nævnt side 37 er der ikke under simuleringen af driftsforholdene forudsat nogen import af vandkraft. Skulle en sådan blive aktuel, vil driftsforholdene blive anderledes end forudsat i undersøgelsen. Vandkraftlevering om dagen vil først

og fremmest reducere produktionen på de mindst økonomiske enheder. Ved levering af vandkraft under lavlastperioder vil dog også de mere økonomiske enheder få lavere produktion, og selv en reduktion af nukleare kraftværkers produktion kan ikke udelukkes - afhængig naturligvis af den pris, hvortil vandkraftimporten kan ske. En import af samme størrelsesorden som den nuværende vil dog kun bevirke forholdsvis små ændringer i benyttelsestiden for grundlastenheder, og da vandkraftimporten indgår ens i alle strukturer, vil den være uvæsentlig ved sammenligningen mellem nukleare og konventionelle strukturer eller enheder.

Tilsvarende overvejelser gælder for den prioriterede fjernvarmeproduktion, der kan medføre en noget lavere benyttelsestid end beregnet uden hensyntagen til fjernvarmen. På Sjælland er der under driftssimuleringen taget hensyn hertil, medens dette ikke er gjort i ELSAM's område. Fjernvarmen spiller dog i det hele taget kun en mindre rolle for de beregnede energiproduktioner og bliver derfor uden større indflydelse på de fundne resultater.

Under driftssimuleringen på cifferregnemaskinen har ganske klare regler for prioritetsrækkefølgen af maskinerne måttet opstilles, gældende for et helt år ad gangen. Den minimale økonomiske udetid, som er medbestemmende for startantallet, har måttet fastlægges i sammenhæng med prioritetslisten. Et nøjere studium af den måde, hvorpå kørslen er simuleret, har vist, at denne ikke kan siges fuldt ud at modsvare den kørsel, man ville tilstræbe i praksis, hvor f.eks. prioritetsrækkefølgen kan ændres i enhver given situation, således at f.eks. gasturbineenheder kan indsættes kortvarigt på spidsbelastninger, selv om de varmeforbrugsmæssigt står nederst på prioritetslisten.

I undersøgelsens indledende faser drøftedes disse forhold indgående, og der blev efter de første beregninger i USA ændret ret kraftigt i en række af forudsætningerne: minimumslastpunktet blev ændret fra 30 % til 20 % af mærkelast, den minimale udetid ændredes, varmeforbrugskurven blev forudsat mere fladt forløbende, og de indirekte startudgifter blev underkastet fornyet vurdering. Beregningerne blev derefter gentaget med disse ændringer, hvorved det viste sig, at forskellene i det økonomiske resultat var mindre end 1 %. Det kan altså konkluderes, at usikkerheden i forbindelse med simuleringen af driftsforholdene er uvæsentlig for en sammenlignende bedømmelse af resultaterne.

De under simuleringen forudsatte varmeforbrugskurver er idealiserede, idet der ikke har kunnet gives tillæg for de tab, der fremkommer under regulering. De beregnede brændselsudgifter vil derfor være lavere end de i virkeligheden kan opnås. I de i kapitel 7 foretagne økonomiske vurderinger er der set bort herfra.

Repræsentationen af havarier i form af en forlængelse af revisionsperioden på en 14-dages periode må betragtes som værende lidt for optimistisk for grundlastenhedernes vedkommende, såfremt disse forudsættes at have et havarital på 7 %. Et højere havarital specielt for nukleare værker vil forringe disses konkurrenceevne.

Til bedømmelse heraf - samt til bedømmelse af andre ændringer i driftsforholdene - er beregnet ændringer i besparelse og intern rente ved 15-20 % nedsættelse af nukleare enheders benyttelsestid. Den diskonterede besparelse i en nuklear struktur formindskes derved med en trediedel og internrenten med en femtedel. For en 470 MW enhed i 1975 vil den nukleare besparelse halveres, og internrenten vil ændres fra 13 % til 9,8 % ved i stedet for benyttelsestiderne 7.000 timer i 10 år og 6.300 timer i de følgende 10 år at forudsætte 6.000 timer henholdsvis 5.000 timer.

Oversigt

Yderligere oversigt over de ovennævnte ændrings indflydelse på beregningsresultaterne er givet i nedenstående skema, der omfatter samme eksempler som skemaet side 50, og som bl.a. kan tjene til at illustrere, hvordan forskellige ændringer kan sammenlignes indbyrdes, idet de hver især giver samme virkning på resultatet.

De på basis af undersøgelsens forudsætninger fundne værdier er anført, og der er derefter foretaget sådanne ændringer i forudsætningerne, at besparelsen og internrenten formindskes med 10 % ved hver af disse ændringer.

	Enhed	E10N/E9K		470 MW i 1975	
		Bespa- relse	Intern rente	Bespa- relse	Intern rente
Med oprindelige forudsætninger	%	11,8	15,9	12,6	13
Med nedenstående ændringer:	%	10,6	14,3	11,3	11,7
Prisen for fossile brændsler formindskes med	kr/Gcal	0,3	0,5	0,2	0,4
Den nukleare brændselspris holdes gennem årene konstant på	øre/kWh	1,00	1,15	1,00	1,15
Forskellen mellem anlægspriser for nukleare og konventionelle værker forøges med	kr/kW	40	60	30	50
Anlægsprisen for første nukleare enhed forhøjes med	kr/kW	200	200	30	50
Alle anlægspriser forhøjes med	%	10	20	5	10
Den tekniske levetid formindskes med	år	3	7	2	5
Benyttelsestiden for nukleare enheder formindskes med	h/år	300	500	200	400
Rentefoden forøges fra 7 % med	%	1	-	0,5	-

De i kolonnerne angivne værdier giver et billede af de enkelte forudsætningers relative indflydelse på resultatet, idet f.eks. en ændring i forskellen mellem nuklear og konventionel anlægspris på 50 kr/kW svarer til en ændring i fossil brændselspris på 0,4 kr/Gcal eller en ændring i benyttelsestid på 400 timer pr. år.

Kapitel 9. UNDERSØGELSENS RESULTATER

Resultaterne af denne første landsomfattende analyse af den fremtidige kraftværksudbygning består dels i arbejdsgruppernes detaljerede analyse af forudsætningerne og dels i de vurderinger, som herudfra kan foretages af produktionsapparatets fremtidige struktur - specielt tidspunkt for og muligt omfang af kernekraftens indpasning i produktionssystemet. Resultaterne kan ikke betragtes som endegyldige. Undersøgelsen må tværtimod forventes taget op til kritisk revision med jævne mellemrum fremover, og der kan peges på mere detaljerede undersøgelser, som må iværksættes forud for beslutninger i aktuelle situationer.

I løbet af de kommende fem år vil der her i landet blive idriftsat nye kraftværksenheder med en samlet installeret effekt svarende omtrent til hele den effekt, som allerede findes i dag. Herudover skal der inden for de nærmeste 15 år træffes afgørelser om en installeret effekt af størrelsesordenen 7-8.000 MW, d.v.s. dobbelt så megen effekt som besluttet indtil dato gennem alle de år, der er forløbet, siden elforsyningen påbegyndtes i Danmark. En afsvækning af forbrugsstigningen til et noget langsommere tempo end forudsat i undersøgelsen kan højst udsætte disse afgørelser i nogle få år.

Det skønnes mest sandsynligt, at brændselspriserne i denne kommende år-række vil kunne fastholdes på nogenlunde uændret niveau for fossilt brændsels vedkommende, og at nukleart brændsel vil være jævnt faldende i pris på trods af forventede stigninger i uranoxyd-priser.

En af forudsætningerne for en fortsættelse af det hidtil konstaterede stadige fald i produktionsudgifter vil dermed være til stede. En vigtig forudsætning hidtil: den stadige forbedring i dampkraftværkernes varmekøkonomi, kan derimod ikke ventes opfyldt i samme omfang i fremtiden. En anden forudsætning: den aftagende specifikke anlægspris ved voksende enhedsstørrelse, må fortsat anses for gyldig ikke mindst for nukleare kraftværkers vedkommende, og der kan ligeledes forudses et vist prisfald foranlediget af det stadigt voksende marked for el-produktionsanlæg.

Undersøgelsen har vist, at selv så store enheder som 400-500 MW med rimelighed kan indpasses i såvel ELSAM's som Kraftimports område omkring midten af 1970'erne, forudsat at disse områders samarbejdsledninger med naboområderne udbygges tilstrækkeligt kraftigt. Benyttelsestiden for sådanne enheder vil kunne blive omkring 7.000 timer årligt, og den vil kunne opretholdes høj i en lang år-række, navnlig hvis der jævnsides med grundlastværkerne bygges enheder specielt egnede for kortere benyttelsestid og til udpræget spidslast- og reservedrift.

Det har hidtil været karakteristisk for det danske elproduktionssystem, at maskinstørrelsen er stor udtrykt i procent af totalt installeret effekt som vist i fig. 12. Ved en fortsat udbygning med konventionelle dampkraftenheder er der ikke fundet nogen afgørende økonomisk motivering for fremover at vælge større enheder end svarende nogenlunde til den af den årlige belastningsstigning betingede tilvækst. Fordelene ved meget store enheders lavere specifikke anlægspris opvejes til dels af et større krav til den installerede reserve og af kravene om forstærkede samarbejdsforbindelser, for at vedvarende eller pludselige udfald af en stor enhed ikke skal føre til afbrydelser i elforsyningen. Ved en udbygning med konventionelle enheder bliver således også andre faktorer end de i undersøgelsen inddragne afgørende for valget af enhedsstørrelsen. Herunder kan især nævnes hensynet til driftssikkerhed, aftaler med samarbejdspartnere og udbygning af ledningsnettet; endelig kan de fysiske muligheder for udvidelser på de eksisterende kraftværker spille ind ved overvejelser over valget af enhedsstørrelse.

Med henblik på størrelsen af og tidspunktet for det første kernekraftværks bygning har undersøgelsen tydeligt vist, at enhedsstørrelser mindre end 250 MW må anses for at være for små til at kunne overvejes, hvorimod enheder af størrelsen 400-500 MW vil være lønnende - d.v.s. give en diskonteret gevinst -

i såvel ELSAM's som Kraftimports område henimod midten af 1970'erne, når sådanne størrelser med rimelighed kan indpasses. Dette gælder ved en brændselspris af samme størrelse som den nuværende på ca. 8 kr/Gcal, men afhænger naturligvis af endelige, bindende pristilbud og nukleare brændselspriser af samme størrelsesorden som forudsat. Undersøgelsen bekræfter således, at der også her i landet - i lighed med hvad der offentligt er givet udtryk for i andre lande, bl.a. Sverige - vil være basis for at indpasse nukleare grundlastværker på konkurrencedygtig måde, når enhederne kan vælges tilstrækkeligt store.

Bygningen af det første kernekraftværk vil kræve en betydelig merinvestering i anlæg og brændsel til første kerneladning. Der vil blive tale om en ekstrakapital ca. dobbelt så stor som den gennemsnitlige årlige investering i konventionelle anlæg henimod midten af 1970'erne i det jysk-fynske eller det sjællandske område.

Særlige udgifter til oplæring af personale, specielle krav til beliggenhed, garantier, forsikring m.v. kan som tidligere nævnt fremkomme i forbindelse med det første nukleare værk. En genvindingstid for merinvesteringen på 7-8 år kan påregnes, og den interne forrentning af merinvesteringen vil derefter afhænge af brændselspriserne - d.v.s. forholdet mellem fossile og nukleare brændselspriser - om 15-30 år. Der kan blive tale om så betydelige besparelser i de løbende udgifter, at merinvesteringen genvindes op til to gange i løbet af levetiden.

Når der skal tages stilling til bygningen af det første kernekraftværk, er forhold som driftsøkonomi, finansiering og driftssikkerhed af væsentlig betydning, og der er i denne undersøgelse skabt grundlag for at vurdere disse faktorer i sammenhæng.

Idet udbygningen af elproduktionssystemet sker ved en række på hinanden følgende beslutninger, må fortsættelsen af den nukleare udbygning, når denne først er begyndt, bedømmes i hvert enkelt tilfælde ud fra de da eksisterende situationer. Selv om de foretagne strukturundersøgelser hovedsagelig har tjent til at belyse de nærmest kommende enheders forventede forhold under hele levetiden, giver de dog også en antydning om det omfang, kernekraften kan tænkes at få i produktionssystemet. Det har ikke været tilstræbt at bestemme den optimale sammensætning af nukleare og konventionelle grundlastenheder, forenklede dampkraftenheder og spidslastenheder, men resultaterne tyder dog på, at en udbygning med omkring 30 % nukleare grundlastenheder (i forhold til den samlede installerede effekt) kan være økonomisk fordelagtig.

Dette indebærer, at omkring halvdelen af den effekt, som der i de nærmeste 15 år skal træffes beslutning om - d.v.s. 2.000-4.000 MW - skal udbygges som kernekraft. Dette kan med størst økonomisk fordel ske i nogle få store kraftværker.

Andre forhold end rent økonomiske kan øve indflydelse på tempoet og omfanget af kernekraftens udbygning. Ønsket om at indhente erfaringer fra bygningen og eventuelt driften af det første, førend det næste påbegyndes, kan blive en forsinkende faktor. Heroverfor kan eventuelt voksende krav om formindsket luftforurening eller ønsket om et vist energiberedskab i nukleart brændsel virke fremskyndende på tempoet.

Sammenfattende må siges, at introduktionen af kernekraft i den danske elforsyning på ingen måde vil virke revolutionerende. Elproduktionsprisen kan forventes reduceret jævnt og langsomt også fremover. Såvel finansiering som bygning af værkerne bør kunne ske efter nogenlunde samme retningslinier som nu, idet dog spørgsmålet om beliggenhed og antal af nye kernekraftværker må finde en løsning.

Det har ikke været muligt at inddrage overvejelser over de kommende enheders placering og over ledningsnettets udformning i undersøgelsen. Samarbejdsledninger til udlandet er forudsat udbygget svarende til de krav, som valget af

maskinstørrelse medførere, men hvorvidt en sådan udbygning er mulig i hele den betragtede periode har ikke været nærmere undersøgt.

Der er tidligere i anden anledning foretaget undersøgelser vedrørende bygningen af en Store Bælts forbindelse. Disse har ikke hidtil kunnet give nogen motivering for at etablere en forbindelse mellem landsdelene øst og vest for Store Bælt ved de spændinger og effekter, som har været overvejet.

De her foretagne undersøgelser i forbindelse med en fuldstændig koordinering af hele landets udbygning - under forudsætning af en meget kraftig og pålidelig forbindelse over Store Bælt - har vist, at udligningen mellem ELSAM's og Kraftimports belastning kun kan give en ringe effektbesparelse. Der kan spares nogen effekt ved den deling af risikoen for havarier, som derved opnås, navnlig ved en koordineret udbygning med store enheder frem for en tilsvarende separat udbygning; men ikke mindst kan man ved koordineret udbygning spare anlægsudgifter ved en skiftevis udvidelse vest og øst for Store Bælt med enheder dobbelt så store som rimelige i områderne hver for sig. En Store Bælts forbindelse kan medvirke til at fremskynde tidspunktet for store kernekraftværkers etablering i det samlede danske system og kan muliggøre større enheders indpasning mere uafhængigt af samarbejdsforbindelserne til udlandet.

Undersøgelsen kan dog kun betragtes som rent indledende på dette område. Den synes at vise, at mere detaljerede studier, hvori inddrages overvejelser over nettets udformning, bør tages op af ELSAM og Kraftimport i fællesskab. Ved en direkte, dansk forbindelse via Store Bælt - ud over den indirekte forbindelse, som allerede eksisterer via Konti-Skan linien - synes de økonomiske fordele at opveje udgifterne til en sådan forbindelse plus nødvendige netforstærkninger, og der er derigennem et stærkt incitament til at afveje de fordele, en fuldstændig koordinering kan frembyde, imod mulighederne for at opnå tilsvarende fordele på anden og eventuelt billigere måde ved udbygning af det eksisterende samarbejde med Sverige og Tyskland.

Det kan forventes, at driftsøkonomien for konventionelle grundlastværker ikke vil blive væsentlig bedre i den årrække, som har interesse, end for de højøkonomiske enheder, som i dag er i drift eller under bygning. Den merinvestering, som skulle foretages med henblik på yderligere sænkning af varmekonsumet pr. produceret kWh (indførelse af dobbelt genoverhedning og specielle materialer egnet for meget høje temperaturer), vil ikke være rentabel med de gældende brændselspriser.

Under disse betingelser vil det ikke længere som hidtil være fordelagtigt uden videre at lade nye enheder overtage grundbelastningen og dermed degradere ældre enheder til at dække de mere kortvarige belastninger. Et antal enheder bør i stedet vælges blandt de billigst mulige typer specielt bygget med henblik på hurtig start og relativ kort benyttelsestid og med størst mulig automatisering af start og drift, hvorved grundlastenhederne bevarer en høj benyttelsestid gennem størstedelen af levetiden. Når en yderligere forbedring af konventionelle grundlastenheders varmekonsum ikke forventes, vil det være naturligt at bygge nye enheder med henblik på en bestemt - gennem levetiden fastholdt - produktionsopgave.

Det har, som nævnt, ikke i undersøgelsen været tilstræbt at nå frem til en optimal sammensætning af de forskellige anlægstyper. Hertil kræves mere detaljeret kendskab til de i undersøgelsen forudsatte spidskraftenheder: forenklede dampkraftenheder uden genoverhedning og gasturbineenheder. Undersøgelsen tyder dog på, at forenklede enheder er fordelagtige ved benyttelsestider inden for området 1.000-3.000 timer, og endvidere at spidskraft- og reserveenheder i noget større omfang end undersøgt vil være berettigede. De i undersøgelsen forudsatte gasturbiner har udgjort en så lille andel af det samlede produktionsapparat, at de udelukkende har tjent som reserveenheder. Det kan skønnes, at ca. 10 %, d.v.s. mindst 500-1000 MW af den effekt, som skal besluttes her i landet inden for de nærmeste 15 år, med fordel kan bygges som udpræget spidskrafteffekt til supplerende og delvis erstatning af den effekt, der hidtil er dækket af ældre, degraderede værker. Også på dette område giver undersøgelsen en bekræftelse af, at tilsvarende resultater som fundet i andre lande også har gyldighed herhjemme.

Til de fordele, som knytter sig til forenklede dampkraftenheder og gasturbiner - og hvortil for den sidstes vedkommende må føjes muligheden for placering i særligt egnede områder af nettet - kan lægges den finansieringsmæssige fordel, som kan få interesse ikke mindst i forbindelse med kernekraftenheders bygning. Gennem en forudgående investering i billigst mulige anlæg, som supplerer de gennem de senere år byggede højøkonomiske grundlastværker, kan der spares en vis kapital.

Som et vigtigt resultat af undersøgelsen skal endelig nævnes den forøgede viden, som er samlet gennem de mange deltageres arbejde i undersøgelsen. Arbejdet med at underbygge prognoserne for elforbruget har medført detaljerede analyser, som nu fortsættes og udvides. En række oplysninger om danske kraftværksenheders tekniske og økonomiske data er indsamlet, og der eksisterer nu et forum, hvor dette kan fortsætte på systematisk og ensartet grundlag. Der er taget nye metoder i anvendelse til kvantitativ vurdering af nødvendig reserve, og nødvendigheden af den systematiske indsamling af erfaringsmateriale vedrørende driftssikkerheden af anlæggene, som ELSAM og Kraftimport har igangsat, er understreget. Cifferregnemaskinens værdi som et instrument til at give dybere forståelse af driftsproblemer er fastslået, og udarbejdelsen af egne programmer til brug ved kommende undersøgelser er i fuld gang.

Endelig er det allerede eksisterende samarbejde mellem de danske elværker blevet yderligere bestyrket gennem den fælles indsats i undersøgelsen, og linierne for det fortsatte samarbejde mellem ELSAM og Kraftimport om nye fælles opgaver tegner sig.

AFSLUTTENDE BEMÆRKNINGER

Idet undersøgelsen peger hen imod midten af halvfjerdserne som det sandsynlige tidspunkt for store kernekraftværkers bygning her i landet, kan det blive aktuelt at påbegynde projekteringen om nogle få år. Forud herfor må problemer om mulige beliggenheder og herunder myndighedernes sikkerhedskrav belyses i detaljer. Dette arbejde søges taget op i umiddelbar fortsættelse af denne undersøgelse.

Ligeledes agter ELSAM og Kraftimport i fællesskab at fortsætte undersøgelsen med henblik på at klarlægge i detaljer, hvorledes en Store Bælts forbindelse kan influere på udbygningsplanerne - specielt i forbindelse med de første kernekraftværkers bygning - men også med henblik på den fremtidige udbygning af egne ledningsnet og af samarbejdslinierne til udlandet.

Opbygningen af et mere nuanceret produktionsapparat med enheder tilpasset forud bestemte opgaver fører til, at forenklede dampkraftenheder og gasturbiner tages under overvejelse ved de nærmest forestående beslutninger om kraftværksudvidelser.

Elværkerne vil fortsat nøje følge udviklingen inden for det nukleare kraftværksområde, således at mulighederne for andre typer end den for øjeblikket mest lovende dampreaktor bliver taget under overvejelse. Her kan bl.a. tænkes på den avancerede gaskølede reaktor. Iøvrigt vil en nøje kontakt med dansk industri og forskning blive tilstræbt med henblik på størst mulig dansk deltagelse i den fremtidige kraftværksudbygning.

	ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-1, side 1
	Liste over deltagere i arbejdet	Styringskomiteen
		15. november 1965

Koordinationsudvalget

Afdelingsingeniør H. Buhl, IFV
Afdelingsingeniør J. Ehlert, NESA (Formand)
Civilingeniør S. Grove, Danatom (Sekretær)
Civilingeniør J.U. Henriksen, ELSAM
Direktør E.L. Jakobsen, ELSAM
Overingeniør J.Keller Jakobsen, DEFU
Civilingeniør C.-E. Lundgren, Danatom
Civilingeniør Bent Nielsen, DEFU
Overingeniør H.V. Tornøe, KB

Prognosegruppen

Underdirektør E. Galatius, SEAS
Civilingeniør J.U. Henriksen, ELSAM
Overingeniør J.Keller Jakobsen, DEFU (Formand)
Afdelingsingeniør O.L. Jested, NESA
Civilingeniør J.G. Kurø, KB
Civilingeniør Bent Nielsen, DEFU (Sekretær)
Direktør J. Oksen, EASV
Afdelingsingeniør E.Brockendorff Pedersen, Odense Kommunale Elforsyning

Fjernvarmegruppen

Civilingeniør J.G. Kurø, KB
Overingeniør G. Lund-Jensen, I/S Vestkraft
Civilingeniør Bent Nielsen, DEFU (Sekretær)

Kraftværksgruppen

Driftsingeniør M. Christophersen, Kyndbyværket (Sekretær)
Overingeniør J.C. Clausen, Skærbækværket
Overingeniør K. Fischer, Sønderjyllands Højspændingsværk
Civilingeniør S. Grove, Danatom) Redaktører
Civilingeniør S.L. Kruse, IFV)
Civilingeniør B. Rasmussen, I/S Vestkraft
Afdelingsingeniør S. Seidler, IFV (Formand)
Overingeniør H.V. Tornøe, KB

	ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-1, side 2
	Liste over deltagere i arbejdet	Styringskomiteen
		15. november 1965

Brandselsgruppen

Kontorchef J. Bergquist, KB
Overingeniør S. Friis, IFV (Formand)
Civilingeniør S. Grove, Danatom (Sekretær)
Civilingeniør S.L. Kruse, IFV
Direktør B. Sandorff, Skærbækværket

Effektgruppen

Afdelingsingeniør H. Buhl, IFV
Afdelingsingeniør J. Ehlert, NESA
Direktør E.L. Jakobsen, ELSAM (Formand)
Civilingeniør P.F. Bach Jensen, ELSAM (Sekretær)
Civilingeniør S. Kruse, IFV
Civilingeniør C.-E. Lundgren, Danatom
Overingeniør H.V. Tornøe, KB

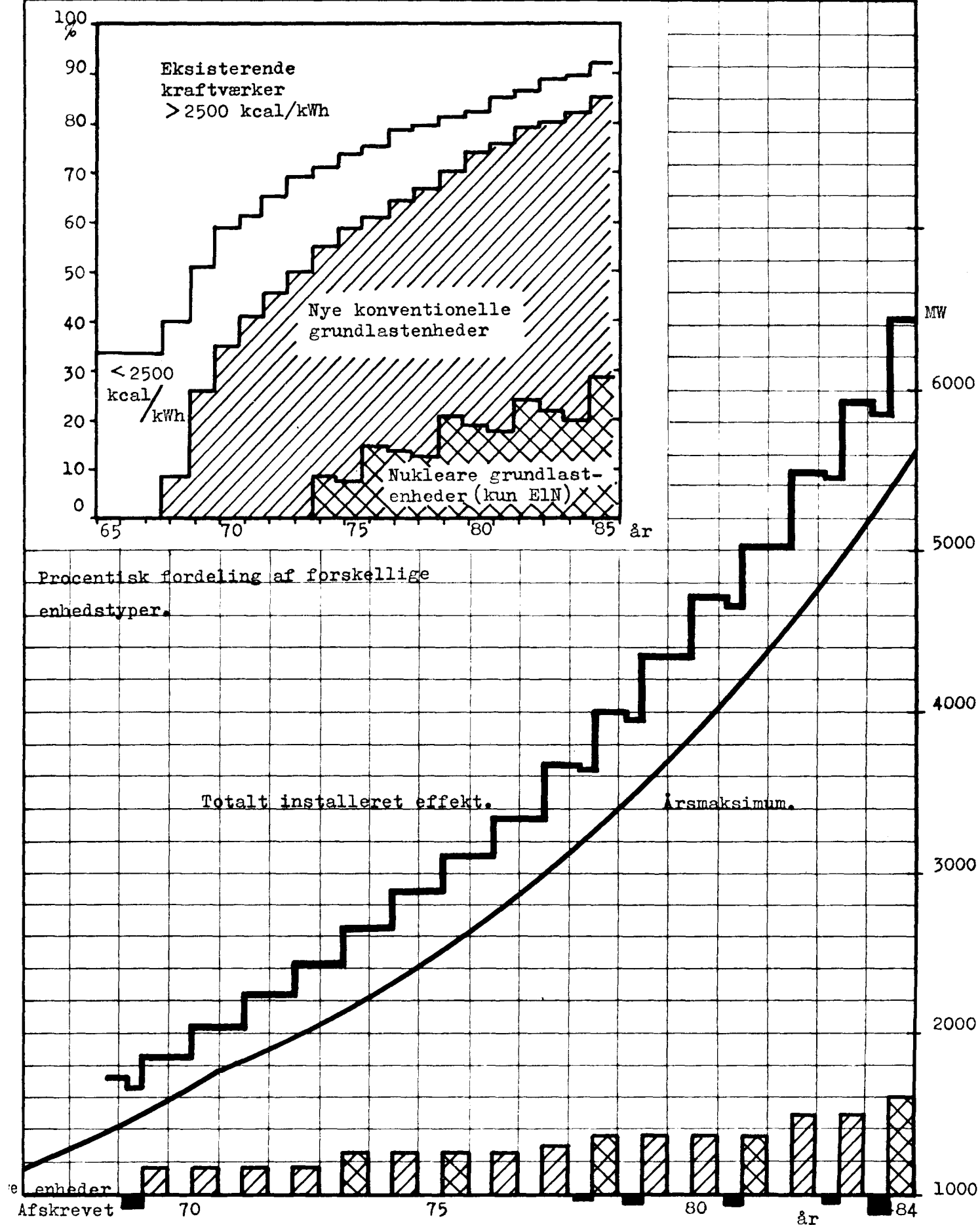
Udvalget vedrørende ciffermaskin-beregninger

Civilingeniør J. Richard Hansen, NESA (Formand)
Civilingeniør P.F. Bach Jensen, ELSAM
Civilingeniør E. Lassen, Danatom
Civilingeniør P. Mygind, IBM
Civilingeniør B. Nielsen, DEFU
Driftsbestyrer J. Roos, KB

Udvidelser hvert år i ELSAM. Med udelukkende konventionelle enheder (ElK) eller med såvel konventionelle som nukleare enheder (ElN).

Styringskomitéen

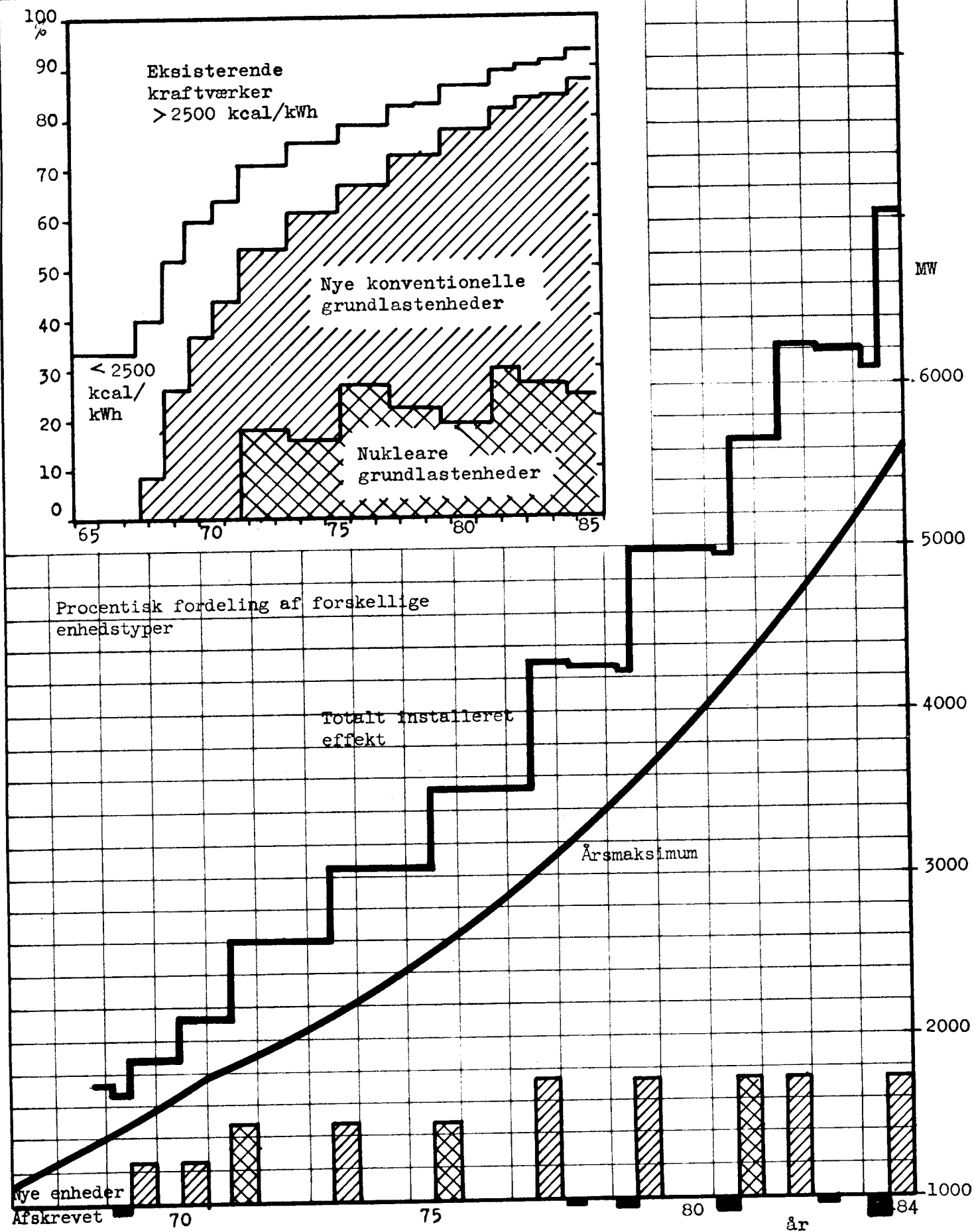
25. oktober 1965



Udvidelser ca. hvertandet år i ELSAM med
nukleare enheder i 1971, 75 og 81 (E2N)

Styringskomitéen

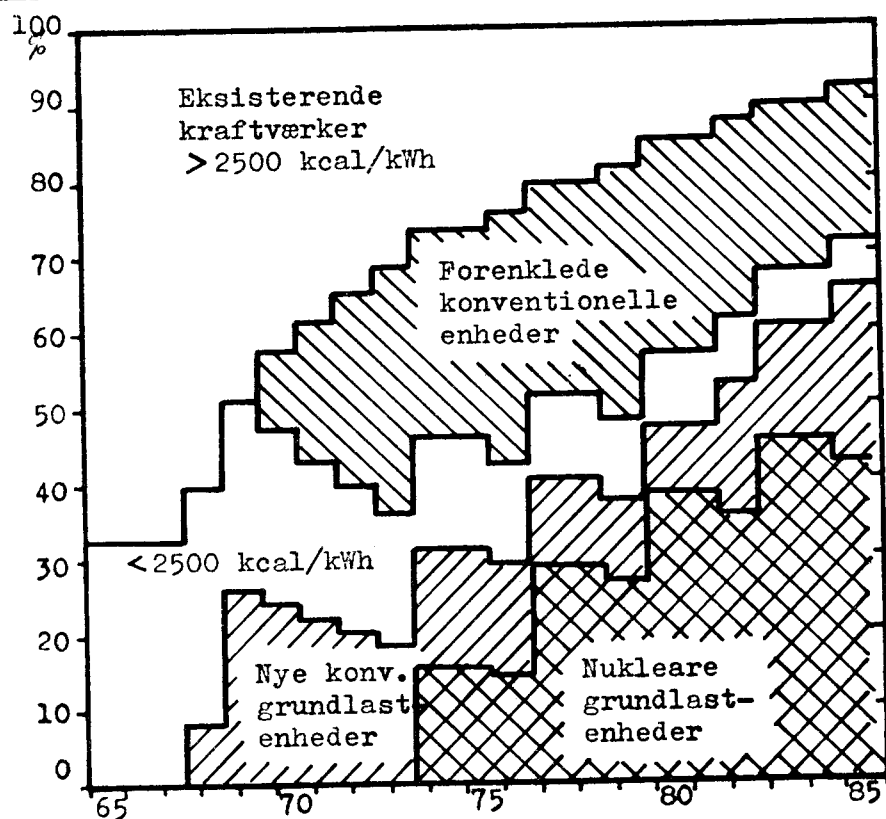
25. oktober 1965



Udvidelser i ELSAM med forenklede enheder, kon-
ventionel grundlast og nukleare enheder (E8N)

Styringskomitéen

25. oktober 1965



Procentisk fordeling af forskellige enhedstyper

Totalt installeret effekt

Årsmaksimum

Nye enheder

Afskrevet

70

75

80

år

84

MW

6000

5000

4000

3000

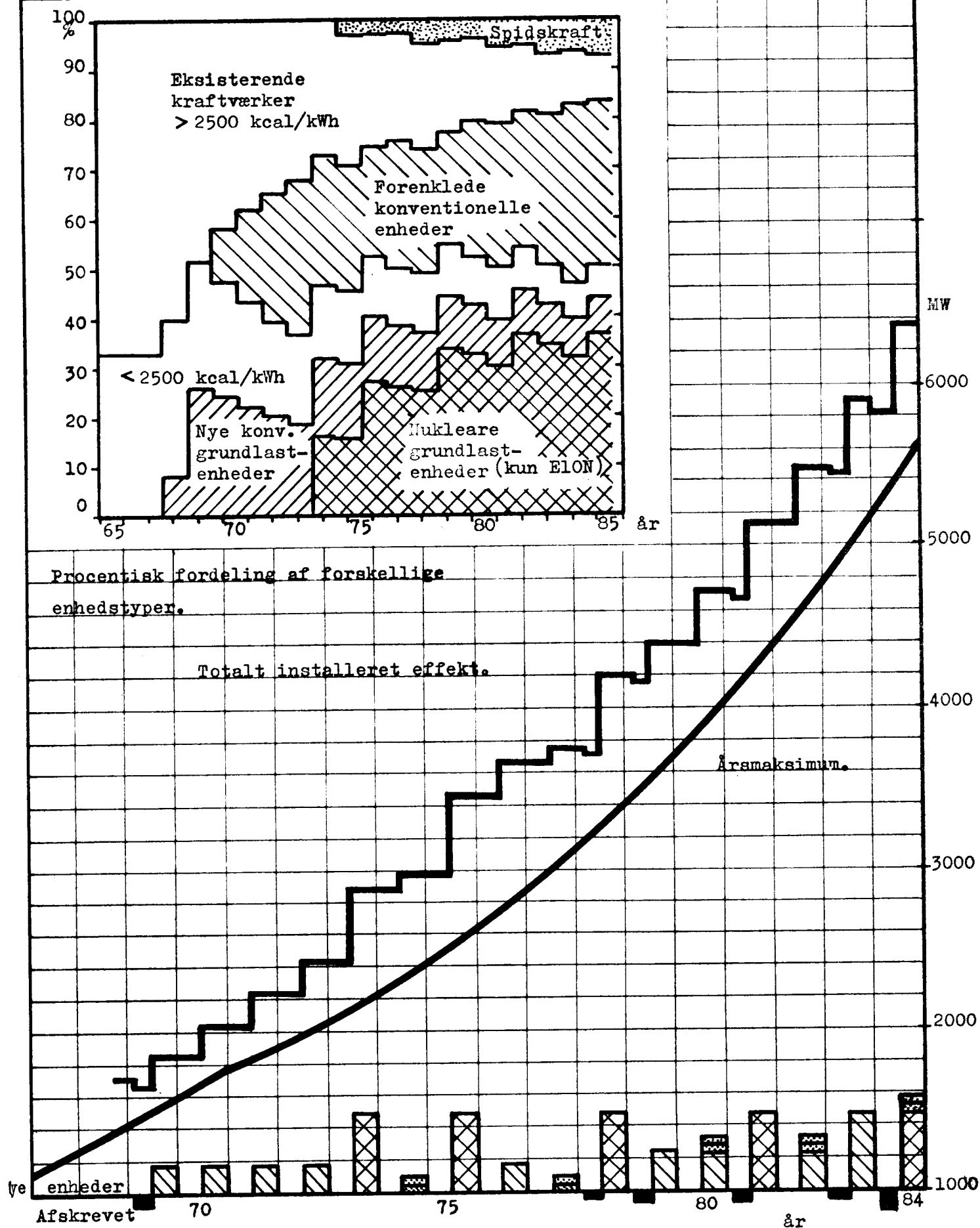
2000

1000

Udvidelser i ELSAM med spidskraft,
forenklede enheder og grundlastenheder:
konventionelle (E9K) eller nukleare (E10N).

Styringskomitéen

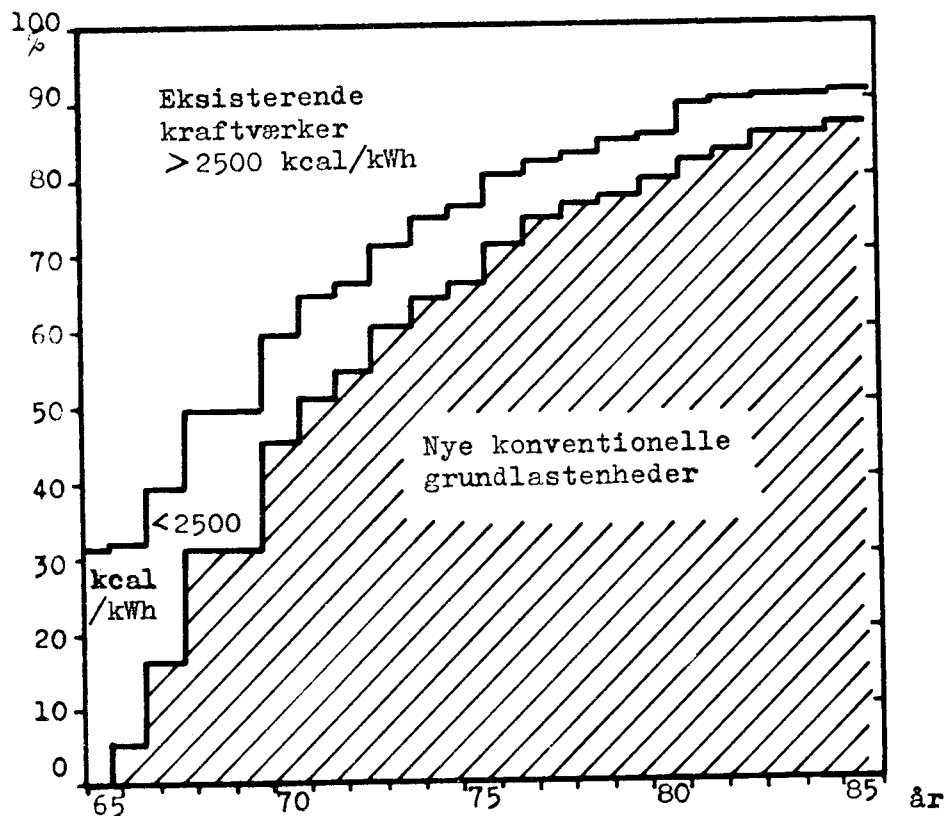
25. oktober 1965



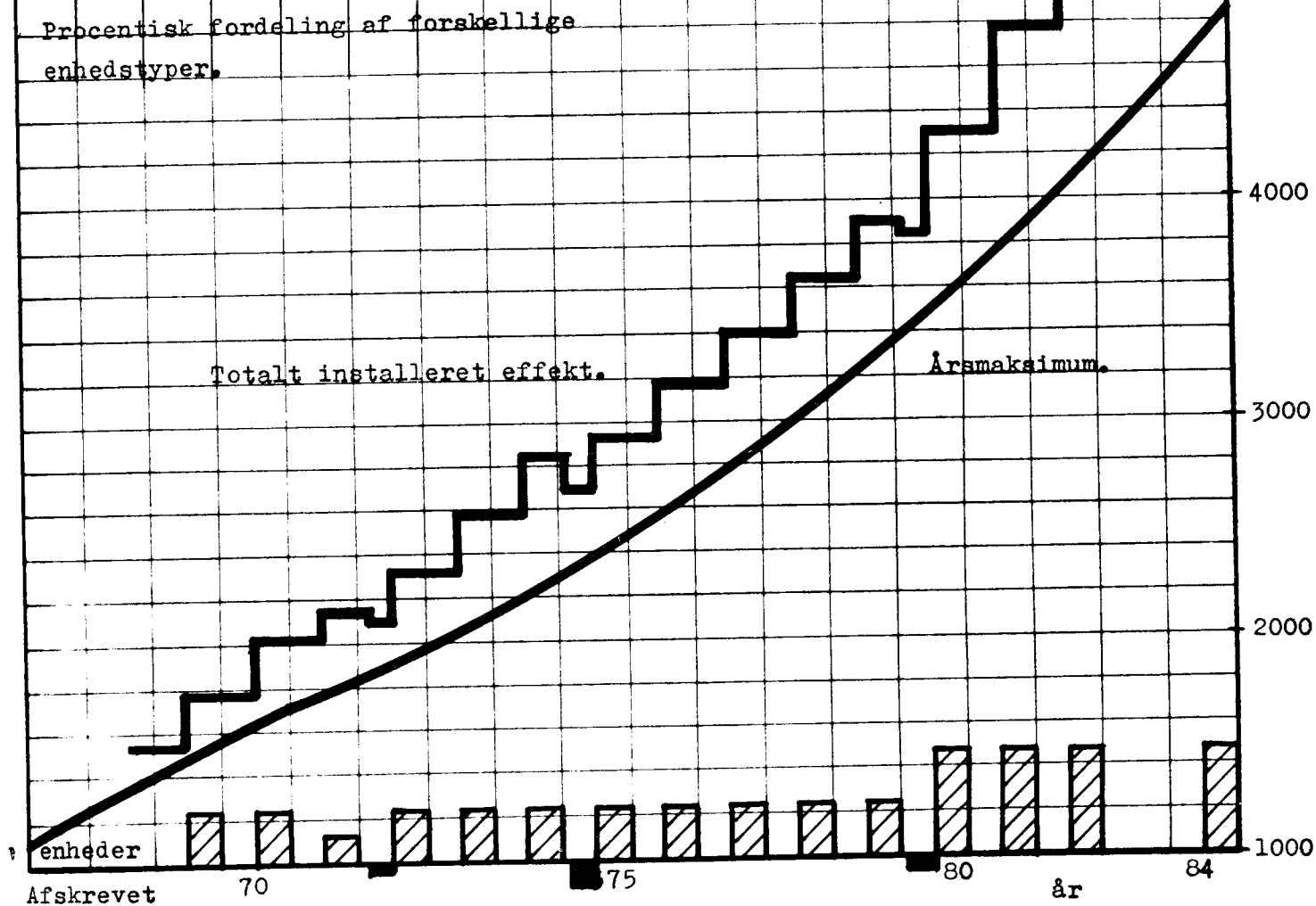
Udvidelser hvert år på Sjælland med
udelukkende konventionelle grundlastenheder.

Styringskomitéen

25. oktober 1965



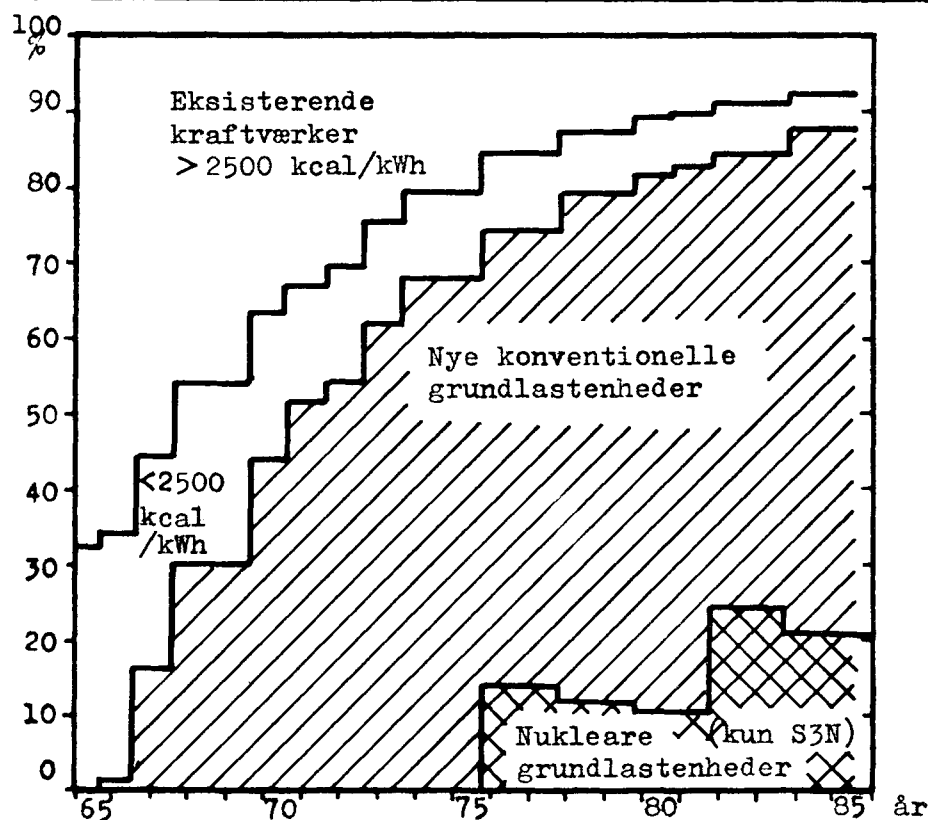
Procentisk fordeling af forskellige
enhedstyper.



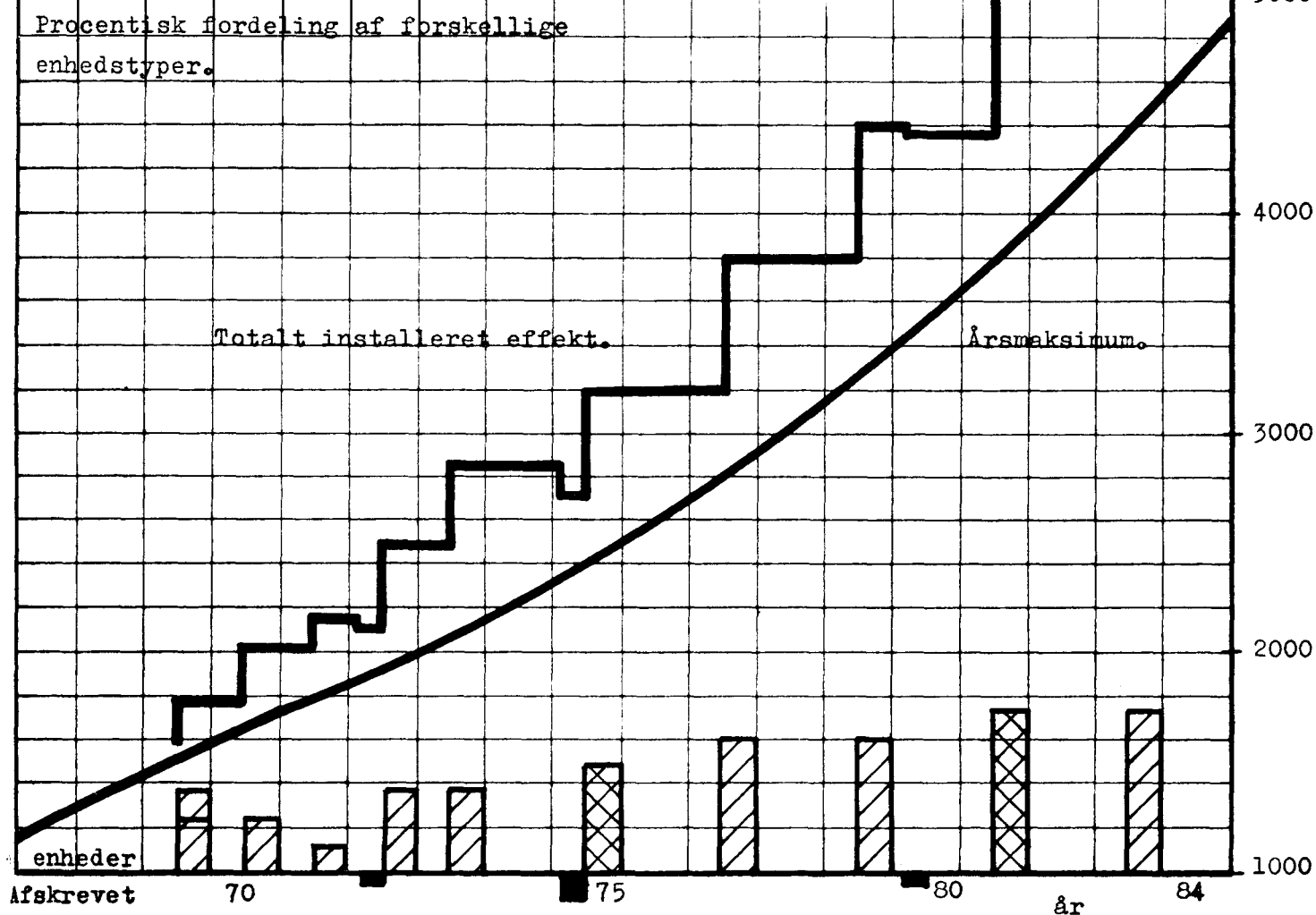
Udvidelser på Sjælland med store enheder.
Enten konventionel grundlast (S3K) eller med
såvel konventionel som nuklear grundlast (S3N).

Styringskomitéen

25. oktober 1965



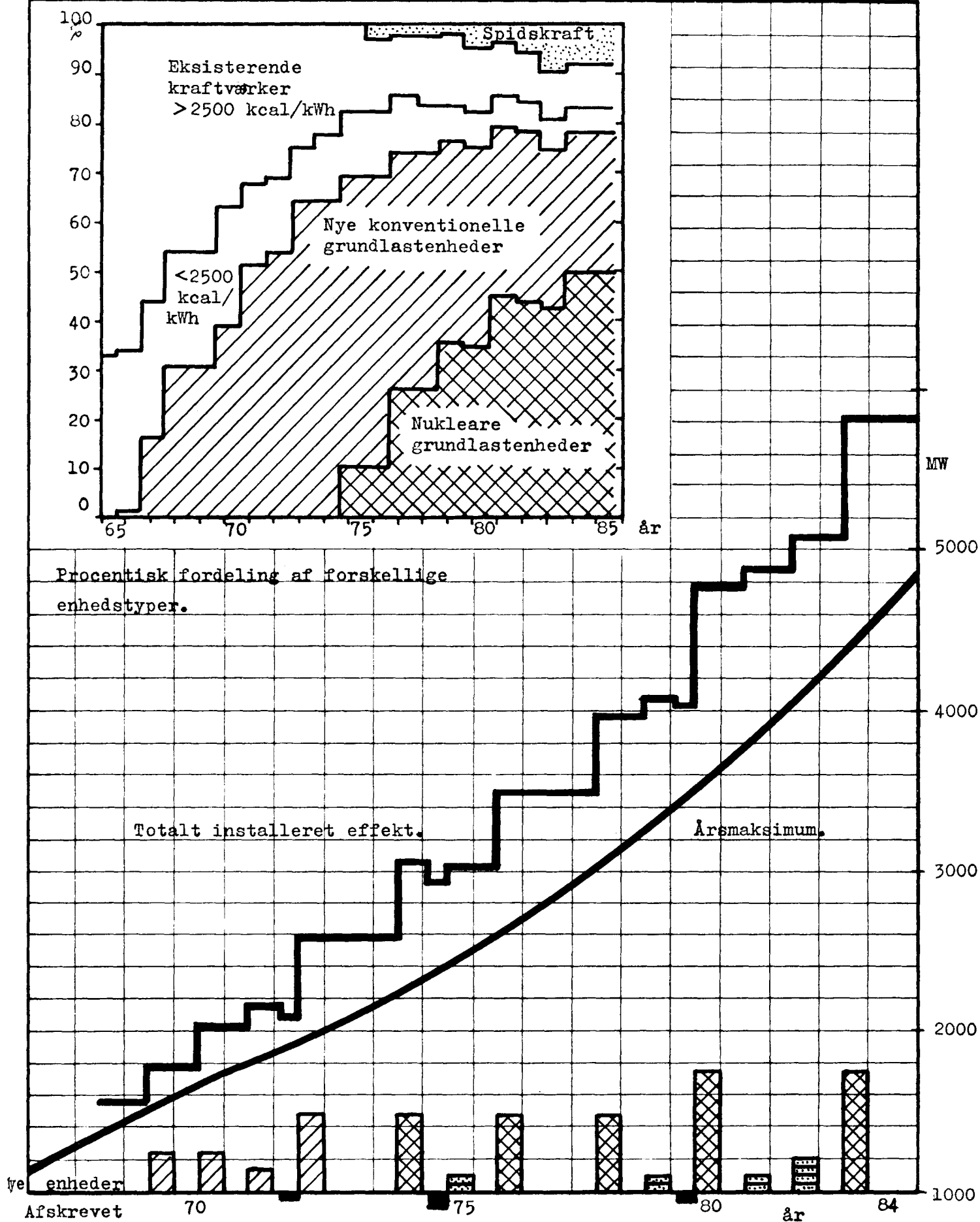
Procentisk fordeling af forskellige enhedstyper.



Udvidelser på Sjælland med spidskraft,
enkelte konventionelle samt et stort
antal nukleare grundlastenheder (S8N).

Styringskomitéen

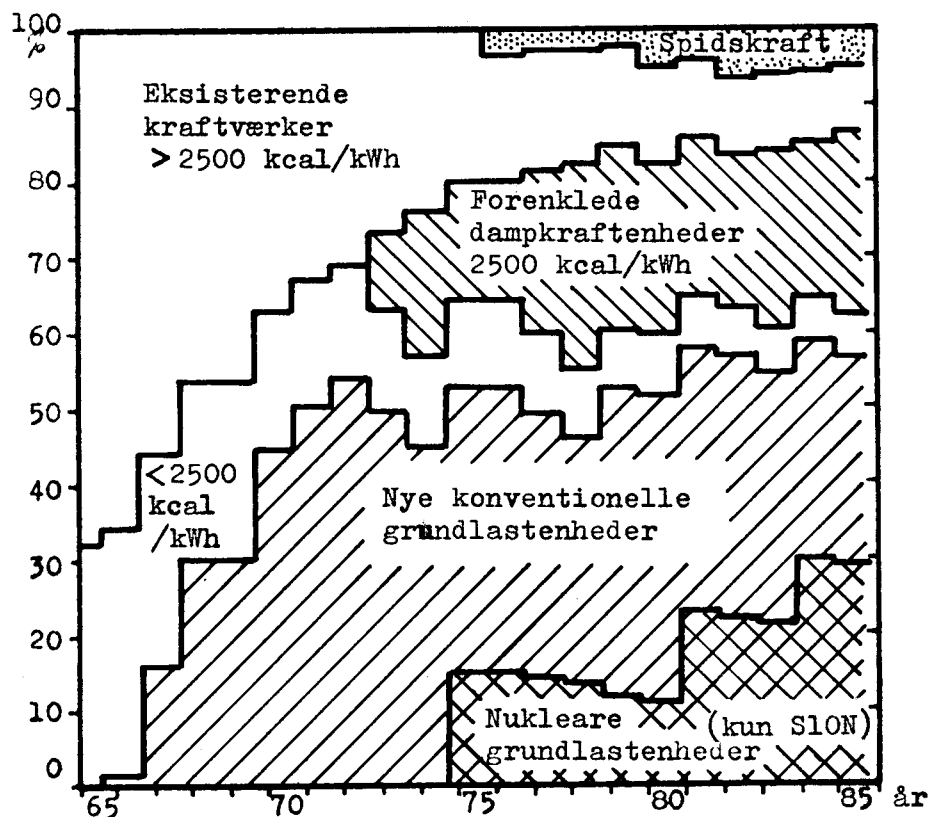
25. oktober 1965



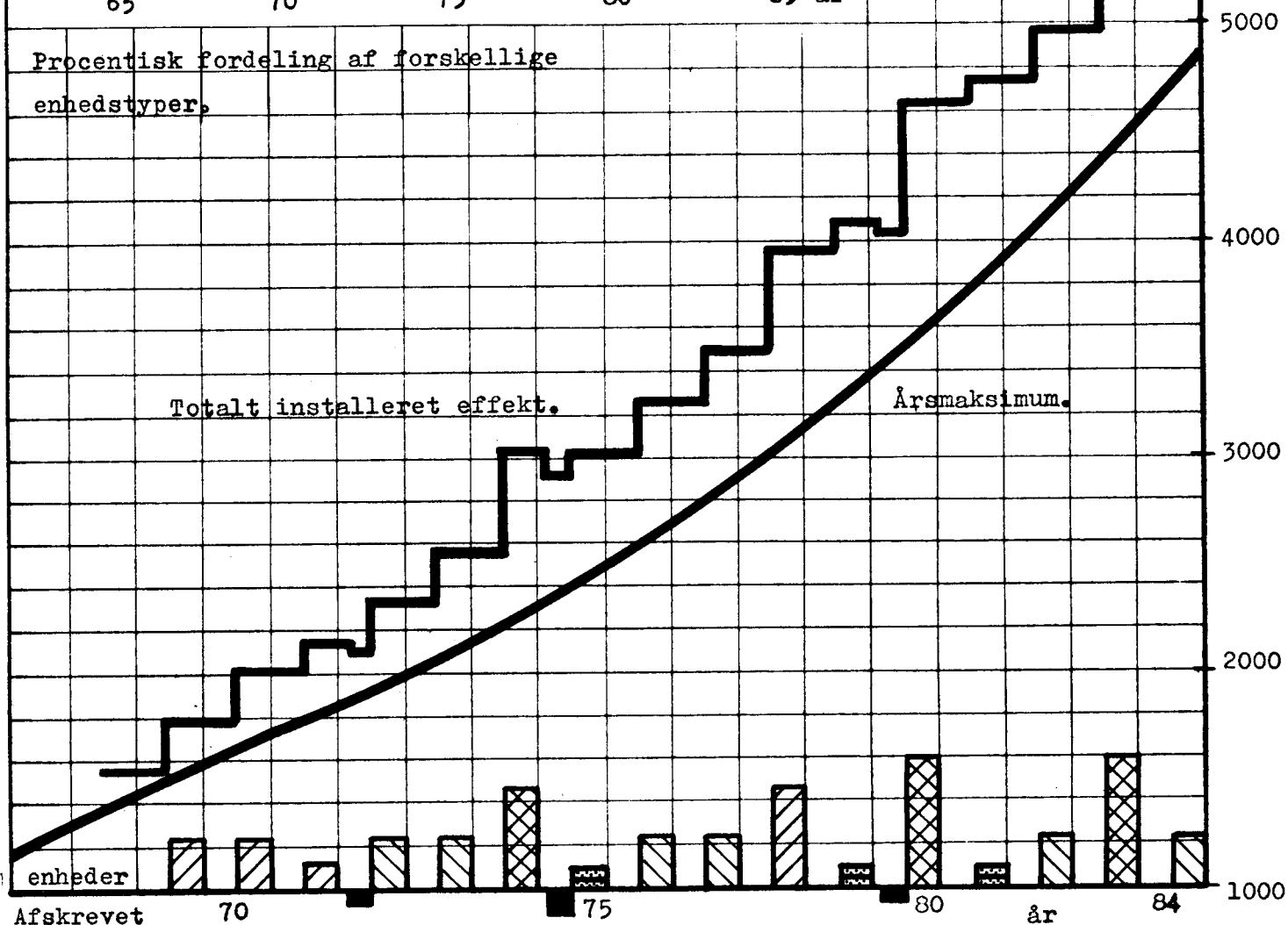
Udvidelser på Sjælland med spidskraft,
forenklede enheder og grundlastenheder:
konventionelle (S9K) eller nukleare (S10N).

Styringskomitéen

25. oktober 1965



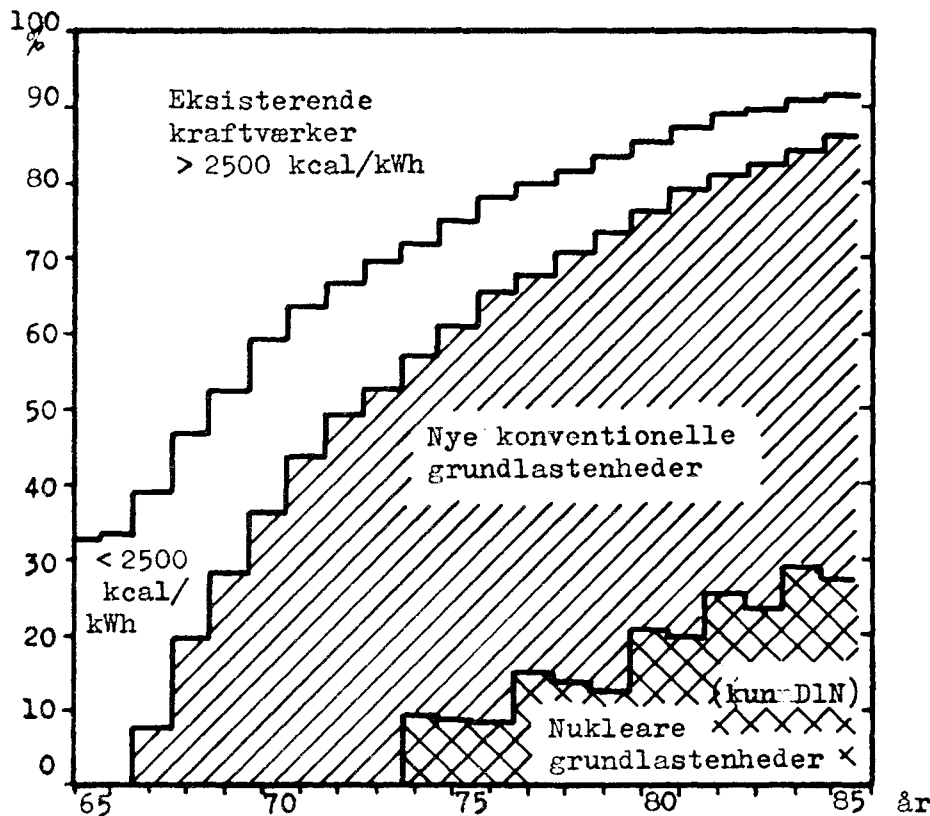
Procentisk fordeling af forskellige
enhedstyper.



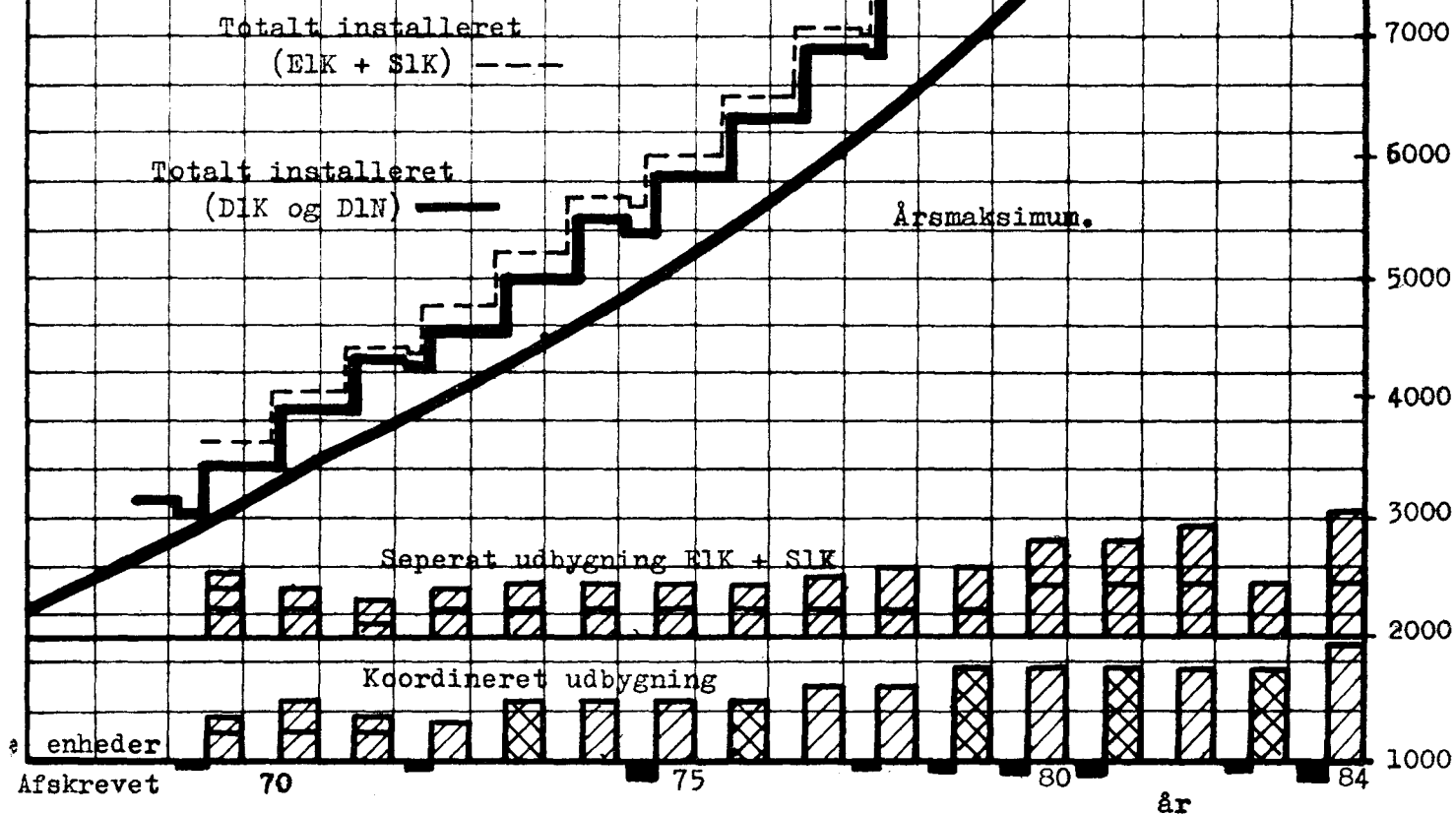
Koordineret udbygning for hele Danmark med ny enhed hvert år. Med udelukkende konventionelle enheder (D1K) eller med såvel konv. som nukleare enheder (D1N).

Styringskomitéen

25. oktober 1965



Procentisk fordeling af forskellige enhedstyper.



ELSAM-KRAFTIMPORTUNDERSØGELSEN 1964/65

Bilag S-11

Eksempel på regnemaskinudskrift af
produktionsomkostningsberegninger

Styringskomiteen

29.april 1965

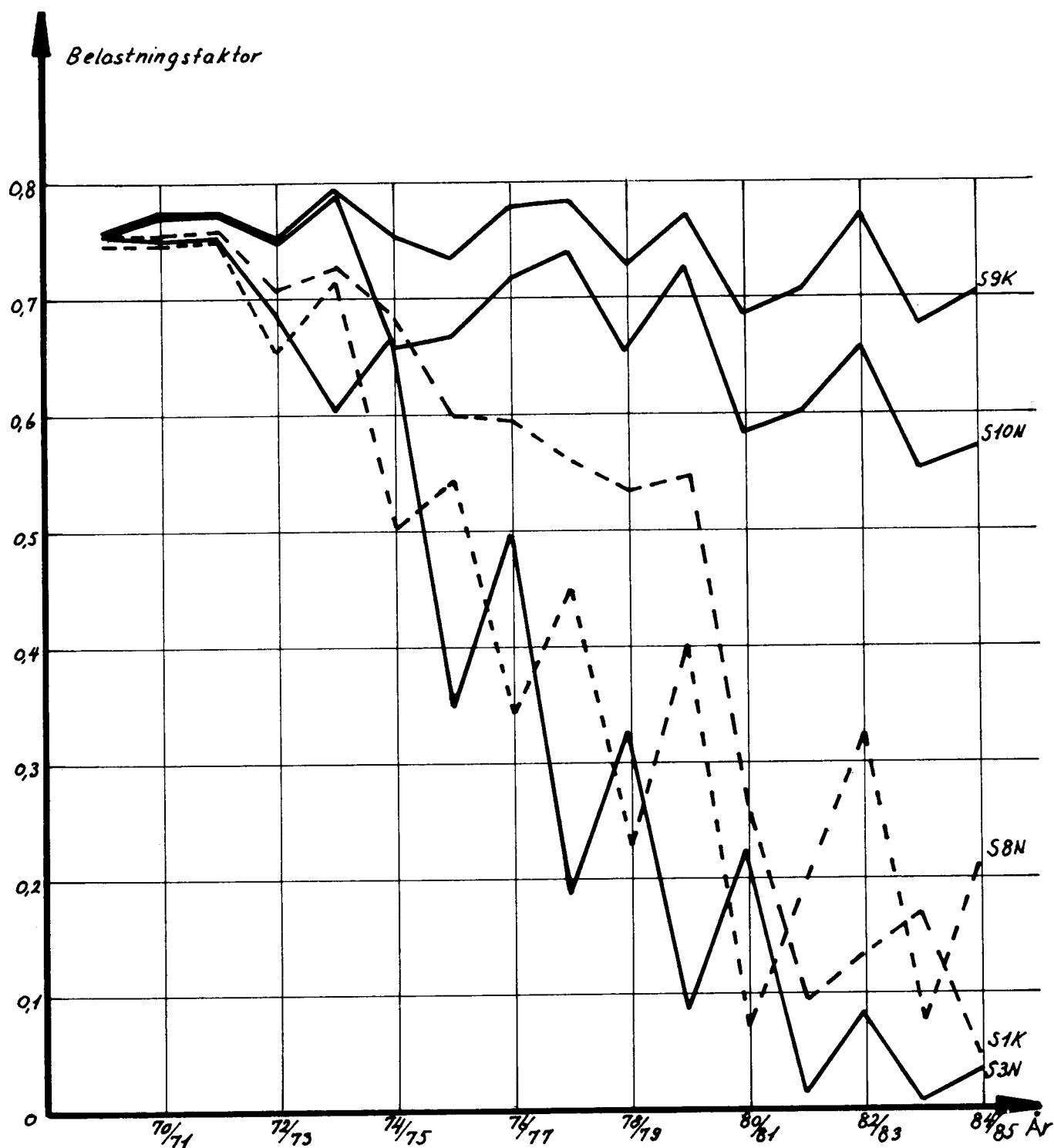
GENERAL ELECTRIC CO. EUCO PROGRAM E-PC1													
PRODUCTION COST EVALUATION - AREA SUMMARY													
ELSAM-KRAFTIMPORT - DECEMBER 2, 1964 - ALTERNATE THREE-A (3A)													
ELSAM SYSTEM A/AREA 1													
YEAR 1970													
AREA PEAK LOAD = 1585.00 MW													
PRESENT WORTH INTEREST RATE = 0.0700													
OPERATION AND MAINTENANCE INFLATION FACTOR = 0													
ALL COSTS GIVEN IN MILLIONS OF KRONER													
UNIT	TYPE	CAP.	NO.	MAINT.	HRS.	CAP.	AVG.	ENERGY	FUEL	STARTUP	OPER. + MAINT.	TOTAL	
			ST.	LIMITS	ON	PAC.	HEAT	OUTPUT	COST	COST	COSTS BASED ON	COST	
					LINE		RATE	(MW-HR)			MW-HR		
1	NK 3	101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	NK 4	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	NK 2	31	13	0	15	17	0	0	0	0	0	0.260	0.260
4	NK 1	30	28	0	1	2	0	0	0	0	0	0.274	0.274
5	NK 8	29	19	32	1	4	64	0.067	1144	1216	0.011	0.084	0.189
6	NK 9	28	42	49	23	25	96	0.105	3399	1884	0.049	0.088	0.881
7	VK 4	27	34	2	9	10	4	0.000	3309	193	0.003	0.001	0.697
8	SV 2	26	31	0	16	17	0	0	0	0	0	0.635	0.635
9	SV 3	25	33	0	5	7	0	0	0	0	0	0.635	0.635
10	SV 5	24	32	24	7	8	48	0.002	3436	716	0.020	0.004	0.758
11	VK 3	23	17	0	0	11	0	0	0	0	0	0.348	0.348
12	NK 6	22	18	2	25	26	0	0	0	0	0	0.369	0.369
13	NK 7	21	18	34	17	19	0	0	0	0	0	0.369	0.369
14	FV 2	20	32	0	12	21	0	0	0	0	0	0.758	0.758
15	FV 1	19	37	0	21	23	0	0	0	0	0	0.758	0.758
16	NK 5	18	38	108	15	17	236	0.022	2745	7461	0.164	0.037	1.022
17	NK 0	17	63	164	22	23	636	0.060	2824	36178	0.817	0.134	2.423
18	SV 3	16	59	254	10	12	2360	0.083	3459	42681	1.181	0.180	2.793
19	VK 5	15	61	266	4	5	2824	0.177	2937	94215	2.214	0.109	4.181
20	NK 0	14	56	250	1	2	1588	0.118	2382	57897	1.892	0.285	2.562
21	NK 9	13	68	74	15	16	5768	0.107	2658	190124	3.871	0.911	6.006
22	FV 3	12	74	45	12	15	6148	0.122	2475	22112	3.399	0.920	6.380
23	SV 1	11	103	12	24	26	7454	0.097	2279	55493	0.895	0.033	1.524
24	VK 0	10	123	1	1	3	7728	0.577	2291	620178	11.365	0.003	1.607
25	NK 0	9	68	59	11	12	6180	0.323	2660	101839	4.083	0.023	1.394
26	SV 7	8	141	1	13	15	7728	0.667	2274	82123	14.445	0.004	1.895
27	NK 0	7	120	1	18	21	7392	0.618	2280	689410	11.847	0.004	1.696
28	FV 4	6	150	1	12	15	7392	0.785	2438	117010	20.446	0.006	2.692
29	NK 1	5	141	1	22	24	7728	0.698	2418	859808	15.253	0.004	1.677
30	FV 5	4	235	2	20	22	7728	0.764	2153	1609934	27.733	0.010	3.703
TOTALS		1902						7,174961	130,512	0,420	16,904	31,034	181,379
PRESENT WORTH OF TOTALS									93,053	0,662	13,478	22,127	129,321
CUMULATIVE TOTALS								38,677643	593,391	7,354	180,872	146,387	850,084
CUMULATIVE PRESENT WORTH OF TOTALS									454,126	4,319	85,246	123,612	709,302

GENERAL ELECTRIC CO. EUCO PROGRAM E-PC1													
PRODUCTION COST EVALUATION - AREA SUMMARY													
ELSAM-KRAFTIMPORT - DECEMBER 2, 1964 - ALTERNATE THREE-A (3A)													
ELSAM SYSTEM A/AREA 2													
YEAR 1970													
AREA PEAK LOAD = 1562.00 MW													
PRESENT WORTH INTEREST RATE = 0.0700													
OPERATION AND MAINTENANCE INFLATION FACTOR = 0													
ALL COSTS GIVEN IN MILLIONS OF KRONER													
UNIT	TYPE	CAP.	NO.	MAINT.	HRS.	CAP.	AVG.	ENERGY	FUEL	STARTUP	OPER. + MAINT.	TOTAL	
			ST.	LIMITS	ON	PAC.	HEAT	OUTPUT	COST	COST	COSTS BASED ON	COST	
					LINE		RATE	(MW-HR)			MW-HR		
1	YIE	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	KYV 3	54	39	20	18	18	60	0.002	3960	590	0.017	0.021	0.499
3	KCOV 6	53	34	0	16	32	0	0	0	0	0	1.530	1.530
4	KOV 2	52	23	0	21	23	0	0	0	0	0	0.345	0.345
5	KOV 3	51	23	2	13	13	0	0.000	4244	28	0.003	0.001	0.345
6	KYV 2	50	30	16	5	5	32	0.001	3541	327	0.009	0.013	0.499
7	KCOV 7	49	34	0	14	14	0	0	0	0	0	1.530	1.530
8	KYV 1	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	KOV 3	47	38	4	24	26	0	0.000	4181	95	0.003	0.004	0.578
10	NR UN2	46	96	204	21	23	636	0.039	2871	32932	0.756	0.132	3.840
11	NR UN2	45	35	58	1	3	136	0.012	2799	3594	0.079	0.062	1.408
12	KYV 13	44	60	272	16	18	1324	0.114	2657	59744	1.246	0.401	0.999
13	KYV 12	43	60	336	18	21	1600	0.179	2809	91541	1.913	0.439	0.999
14	NR UN2	42	60	346	13	15	2248	0.241	2642	126160	2.636	0.410	0.999
15	KCOV 4	41	62	199	24	24	3636	0.301	2682	162771	3.393	0.652	2.468
16	KOV 4	40	75	73	1	3	5568	0.455	2471	298048	5.893	0.142	1.125
17	ASV 1	39	125	25	10	21	7084	0.588	2591	609137	11.854	0.086	1.401
18	ASV 2	38	125	7	12	14	7510	0.629	2303	686889	12.544	0.028	1.825
19	UNIT 1	37	188	0	0	0	8736	0.338	1630	319052	4.160	0	4.320
20	SV 1	36	135	3	23	25	7680	0.716	1630	843066	14.894	0.053	8.044
21	ASV 3	35	235	1	19	27	7392	0.747	2154	1533808	26.434	0.008	3.528
22	UNIT 3	7	110	1	0	0	8736	0.759	1784	782274	11.164	0	3.129
23	S 3-69	64	235	2	15	17	7728	0.781	2154	1604237	27.646	0.010	3.490
TOTALS		1741						7,155182	124,503	2,351	19,668	37,055	183,577
PRESENT WORTH OF TOTALS									88,769	1,676	14,023	26,420	130,868
CUMULATIVE TOTALS								38,613622	567,520	16,789	94,401	176,033	894,759
CUMULATIVE PRESENT WORTH OF TOTALS									471,442	14,275	78,866	147,567	712,150

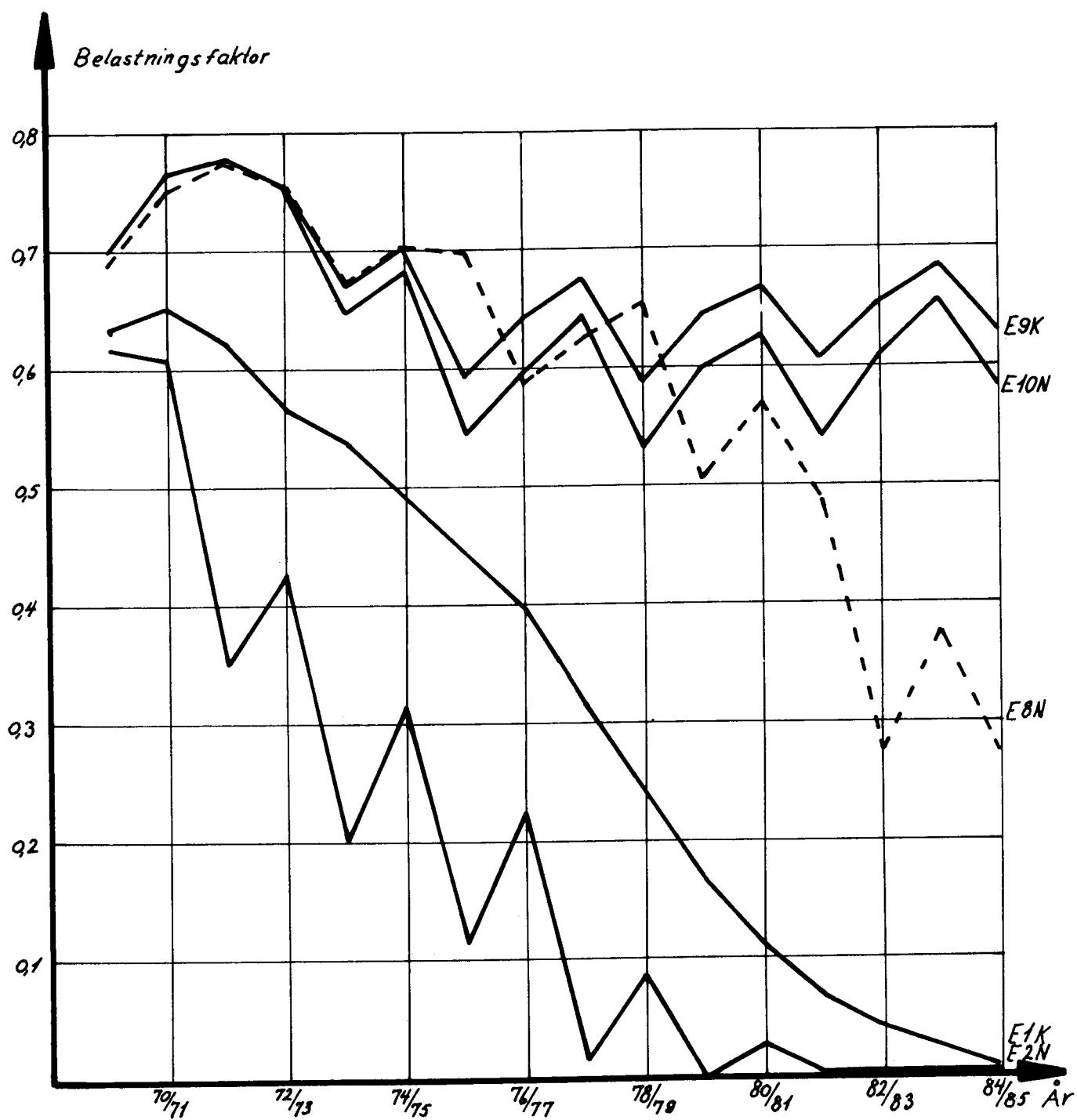
Belastningsfaktorens variation for Asnæsværkets
blok 3 i forskellige udbygningsstrukturer

Styringskomiteen

15. november 1965



ELSAM-KRAFTIMPORT undersøgelsen 1964/65	Bilag S-13
Belastningsfaktorens variation for Vendsysselværkets blok 1 (NEFO 1) i forskellige udbygningsstrukturer	Styringskomiteen
	15. november 1965



1	2	3		4		5		6		
År	MW	Investering		Brandselslager ved 8 kr/Gcal *)		Årlige kapital- udgifter (7 %, 20 år)		Brandselsudgifter		
		Årlig	1964- værdi	Årlig	1964- værdi	Årlig	1964- værdi	8 kr/Gcal	1964- værdi	10 kr/Gcal
1969/70	190	103,4	73,7	3,8	2,7	10,1	7,2	132,7	94,6	165,9
1970/71	190	102,4	68,3	3,8	2,5	20,1	13,4	149,3	99,5	186,6
1971/72	190	101,4	63,1	3,8	2,4	30,1	18,7	162,3	101,1	202,9
1972/73	190	100,2	58,3	3,8	2,2	39,9	23,2	177,0	103,0	221,3
1973/74	470N	421,9	229,5			79,7	43,3	167,6	91,2	198,9
1974/75	2x50	43,7	22,2	1,0	0,5	83,9	42,6	184,4	93,7	220,6
1975/76	470N	367,2	174,5			118,6	56,3	177,4	84,3	202,0
1976/77	190	96,1	42,7	3,8	1,7	128,0	56,8	195,0	86,6	225,7
1977/78	2x50	42,3	17,6	1,0	0,4	132,1	54,8	213,4	88,6	249,1
1978/79	470N	348,4	135,1			165,0	64,0	208,5	80,9	235,8
1979/80	235	108,8	39,4	4,7	1,7	175,7	63,7	231,5	84,0	265,5
1980/81	2x50	40,9		1,0						
	235	101,7	50,4	4,7	1,9	190,3	64,5	252,5	85,5	292,1
1981/82	470N	329,7	104,4			221,4	70,1	250,8	79,4	283,7
1982/83	2x50	40,0		1,0						
	235	105,1	42,9	4,7	1,7	235,7	69,7	278,8	82,5	319,7
1983/84	2x235	207,8	57,5	9,4	2,6	256,2	70,8	308,2	85,2	357,2
1984/85	2x50	29,5		1,0						
	470N	310,9	90,4		0,3	289,3	74,8	308,6	79,7	352,0
1985/86- ophør							496,7		-300,1	
			1270,0		20,6		1290,6		1119,7	

*) Ved en brandselspris på 10 kr/Gcal multipliceres med $\frac{10}{8}$.

ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-15
Diskonterede kapital- og driftsudgifter	Styringskomiteen
Udbygningsstruktur ELON 7 % p.a.	15. november 1965

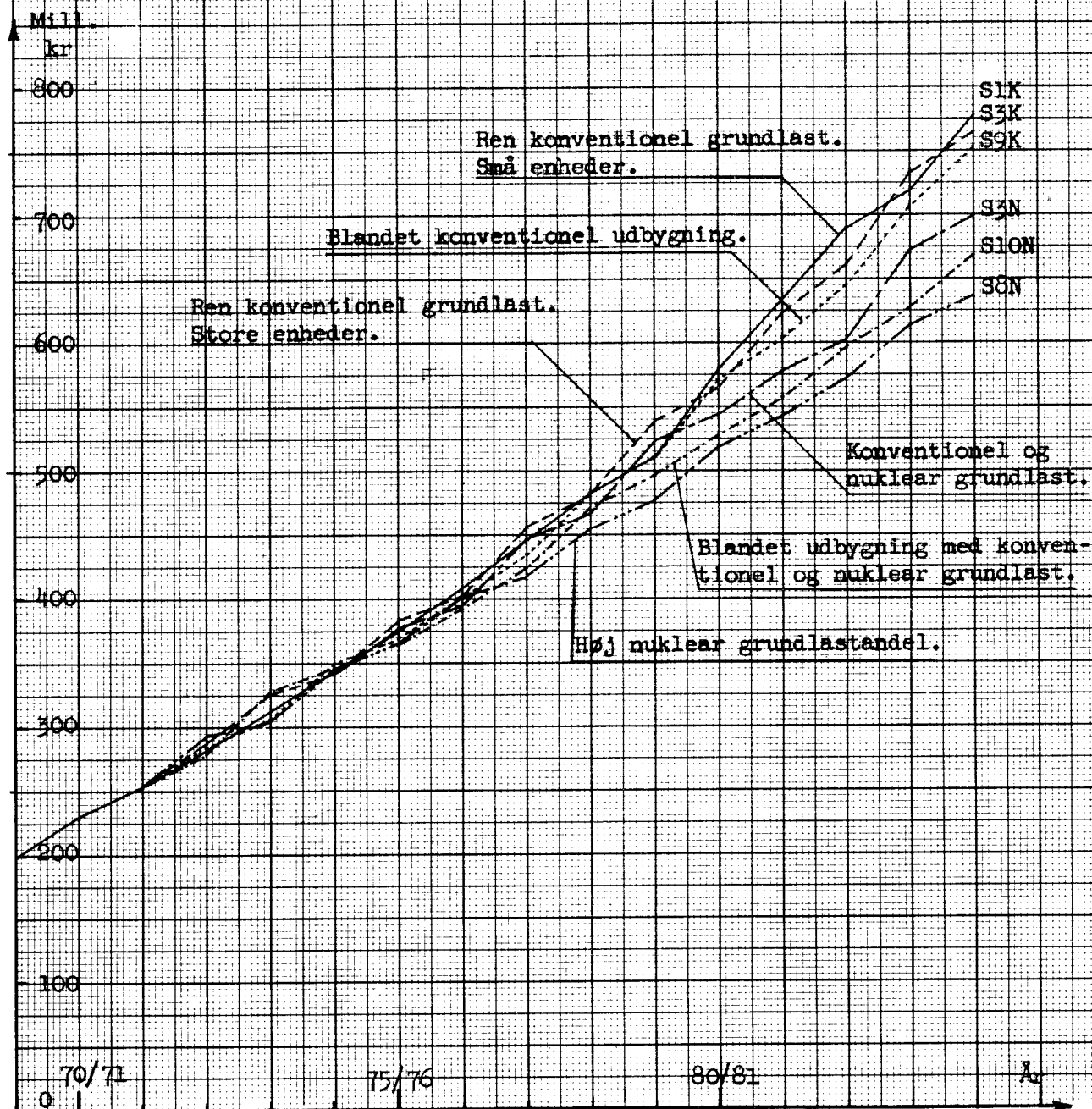
7	8		9		10		11	
/Gcal	Startudgifter		Drifts- og ved- ligeholdelses- udgifter		Totale årlige udgifter			
					8 kr/Gcal		10 kr/Gcal	
1964- værdi	Årlig	1964- værdi	Årlig	1964- værdi	Årlig	1964- værdi	Årlig	1964- værdi
118,3	1,9	1,4	48,8	34,8	193,5	138,0	226,8	161,8
124,4	2,5	1,7	51,8	34,5	223,7	149,1	261,2	174,1
126,4	2,9	1,8	54,1	33,7	249,4	155,3	290,3	180,8
128,9	3,3	1,9	56,6	33,0	276,8	161,1	321,5	187,3
108,2	2,9	1,6	63,7	34,7	313,9	170,8	345,6	188,1
112,1	3,2	1,6	66,7	33,9	338,2	171,8	374,8	190,4
96,4	3,1	1,5	74,2	35,2	373,3	177,3	399,3	189,6
100,2	3,6	1,6	78,0	34,6	404,6	179,6	435,8	193,5
103,4	4,0	1,6	81,3	33,8	430,8	178,8	467,0	193,8
91,4	3,9	1,5	89,2	34,6	466,6	181,0	494,4	191,7
96,2	4,6	1,7	93,0	33,7	504,8	183,0	539,4	195,4
98,9	5,4	1,8	97,5	33,0	545,7	184,8	586,0	198,4
89,8	5,2	1,7	106,6	33,7	584,0	184,9	617,6	195,5
94,6	6,3	1,9	112,7	33,3	633,5	187,4	675,2	199,8
98,8	7,4	2,0	119,3	33,0	691,1	191,0	741,1	204,9
91,0	7,5	1,9	128,3	33,2	733,7	189,6	778,2	201,2
-444,7		2,7		5,3		204,6		61,5
1234,3		29,9		548,0		2988,2		3107,9

Årlige udgifter for udbygningsstrukturer i Kraftimport, omfattende: forrentning og afskrivning (7 %, 20 år), brændsels-, drifts- og vedligeholdelsesudg.

Styringskomiteen

5. maj 1965

Brændselspris: 8 kr/Gcal

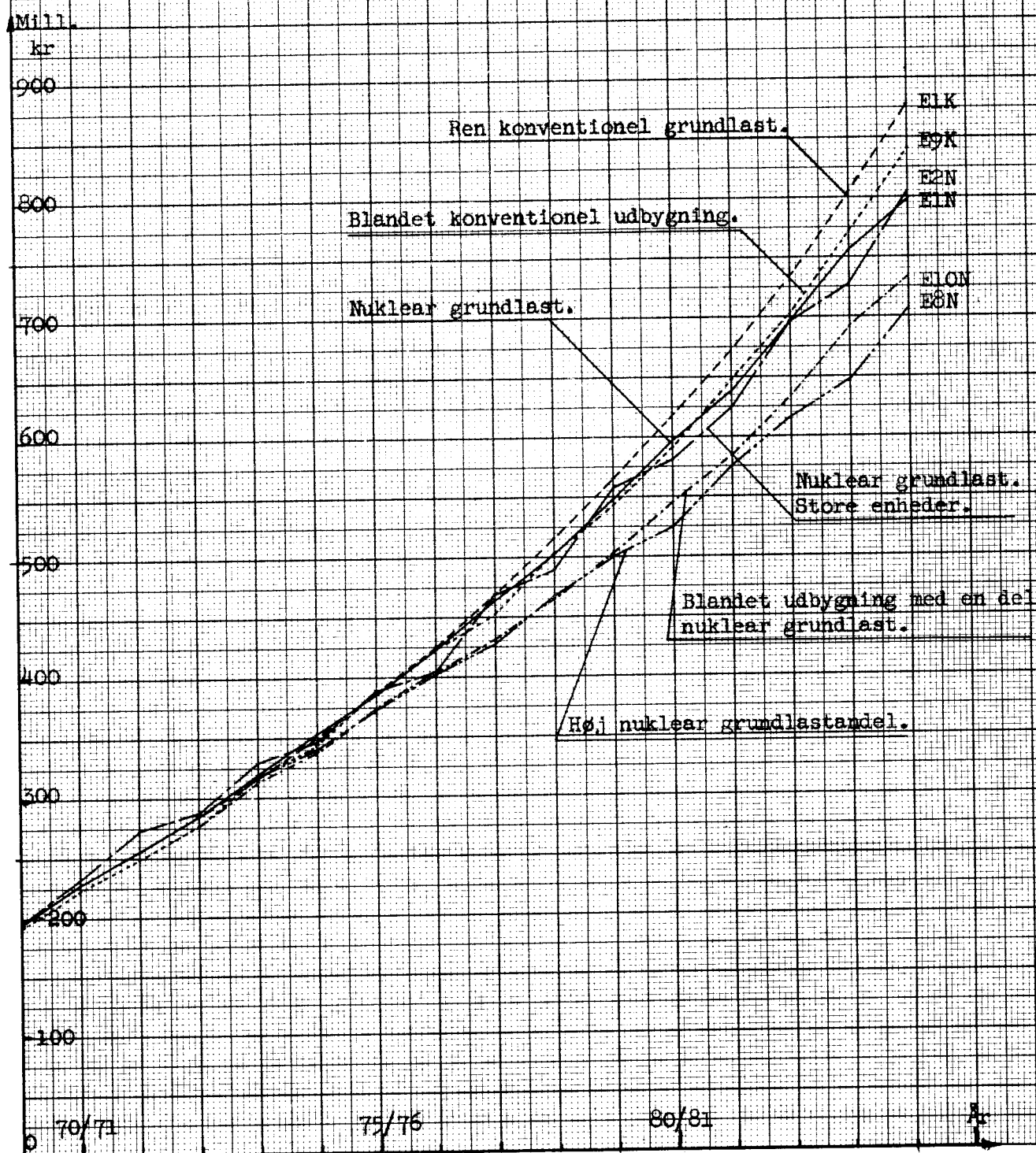


Årlige udgifter for udbygningsstrukturer i ELSAM, omfattende: Forrentning og afskrivning (7 %, 20 år), brandsels-, drifts- og vedligeholdelsesudgifter.

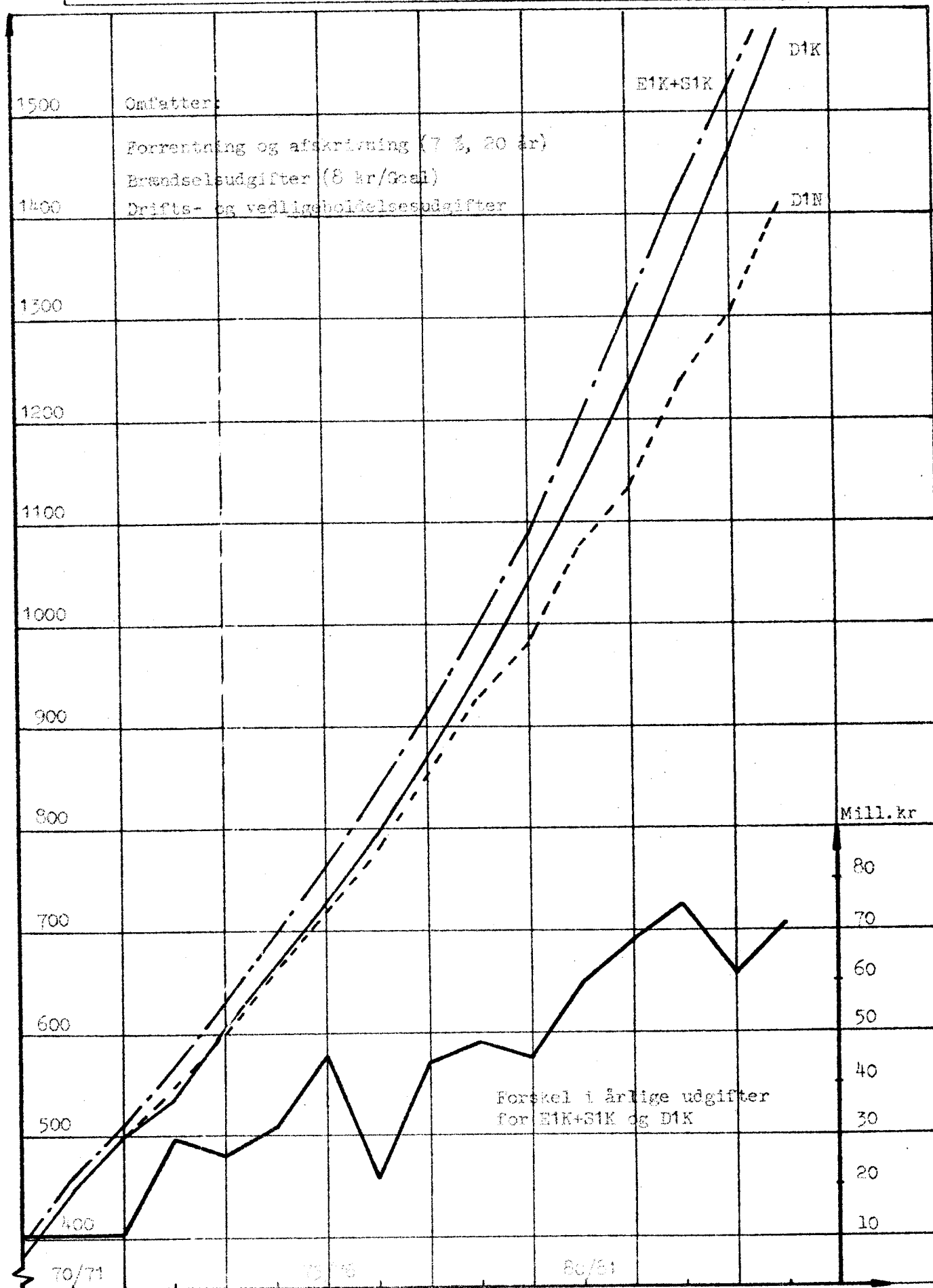
Styringskomiteen

5. maj 1965

Brandselspris: 8 kr/Gcal



ELSAM-KRAFTIMPORTUNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag 3-18
Årlige udgifter for konventionel og nuklear koordineret udbygning i ELSAM og Kraftimport	Styringskomiteen
	29. april 1965



Alle beløb i mill. 1964-kr.

ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag 19
Diskonterede udgifter Samtlige udbygningsstrukturer 7 % p.a.	Styringskomiteen 8. september 1965

Struktur	Investering i anlæg og brændselslæger				Start-udgifter	Drifts-og vedligeholdelsesudg.	Kapitaliseret merværdi				Totale udgifter	
	Brændselsudgifter						Brændselsudg.		Start-udg.	Drifts-og vedl.-h.udg.	8 kr/Gaal	10 kr/Gaal
	8 kr/Gaal	10 kr/Gaal	8 kr/Gaal	10 kr/Gaal								
E L S A M												
E 1 K	1301,2	1314,2	1658,6	2072,9	18,9	563,2	-	-	-	-	3541,8	3969,1
E 1 N	1439,2	1448,0	1479,5	1789,7	22,6	566,6	-239,1	-357,6	2,7	4,2	3275,7	3476,2
E 2 N	1510,5	1520,5	1388,8	1642,1	21,5	568,2	-190,0	-280,6	2,4	3,5	3304,9	3477,6
E 3 N	1276,1	1282,4	1406,6	1658,3	24,7	569,7	-290,6	-433,3	2,5	6,1	2995,1	3110,4
E 9 K	1123,7	1134,7	1700,8	2125,5	26,2	537,3	-	-	-	-	3388,3	3825,9
E 10 N	1290,6	1295,9	1419,8	1679,0	27,2	542,7	-300,1	-444,7	2,7	5,3	2988,2	3107,9
K R A F T I M P O R T												
S 1 K	1224,5	1236,3	1489,5	1862,1	18,9	581,9	-	-	-	-	3314,8	3699,2
S 3 K	1213,5	1226,0	1488,7	1860,7	14,8	579,3	-	-	-	-	3296,3	3680,8
S 3 N	1272,1	1281,7	1346,9	1640,9	18,6	581,8	-159,9	-235,8	2,4	2,9	3064,8	3292,5
S 8 N	1333,9	1338,6	1202,2	1409,9	22,2	584,9	-291,4	-438,3	2,6	6,9	2861,3	2926,8
S 9 K	1117,8	1128,9	1509,3	1886,1	16,8	574,3	-	-	-	-	3218,2	3606,1
S 10 N	1206,2	1213,4	1335,5	1617,4	21,4	576,8	-232,2	-342,6	2,6	3,8	2914,8	3095,1
D a n m a r k												
D 1 K *)	2244,8	2268,4	3139,7	3925,0	40,7	1102,0	-	-	-	-	6527,2	7336,1
D 1 N *)	2401,5	2417,7	2790,0	3382,8	48,5	1109,5	-390,3	-579,7	4,9	7,7	5971,8	6391,4

*) Prisen for Storebæltsforbindelsen er ikke medregnet.

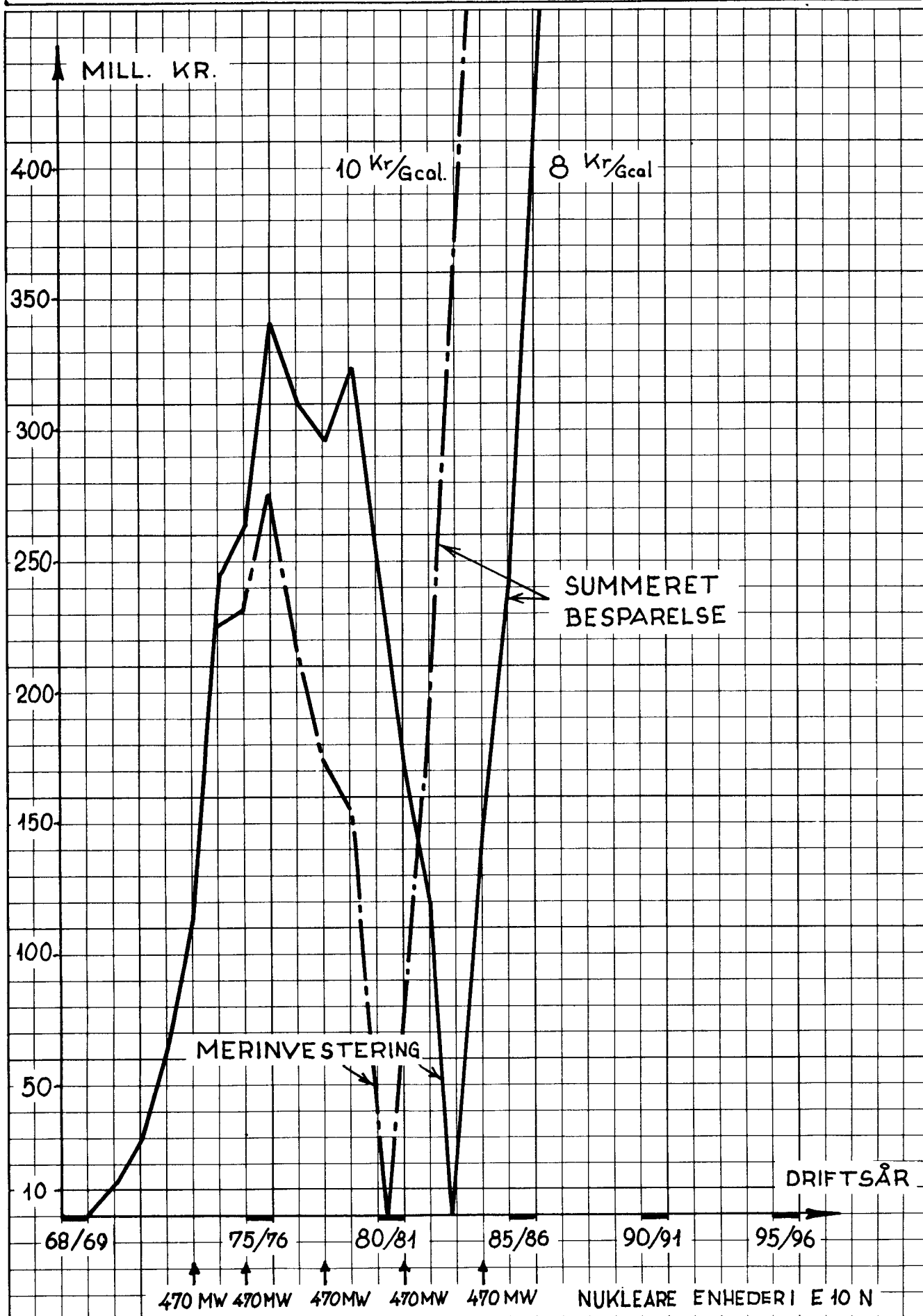
ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-20
Oversigt over økonomiske beregninger Nyt nukleart værk, kul-oliefyret blokudvidelse	Styringskomiteen
	15. november 1965

Brænd- sels- pris	Idrift- sættel- sesår	MW	Maks. merinve- stering	Genvin- dings- periode	Intern rente	Besparelse i dis- konterede udgifter		
						6 % p.a.	7 % p.a.	8 % p.a.
kr/Gcal			mill.kr	år	% p.a.	%	%	%
8	1973	235	141	10	7	3	0	-2
		370	185	8	10	9	7	4
		470	210	7	11	13	10	8
	1978	235	106	7	11	12	10	7
		370	148	6	13	16	13	11
		470	168	6	15	18	16	14
		750	213	4	20	24	22	20
	1984	235	75	5	16	18	16	14
		370	109	5	18	20	18	16
		470	125	4	20	23	21	19
		750	151	3	26	27	26	24
10	1973	235	132	7	12	15	13	10
		370	171	6	15	21	19	16
		470	193	5	17	24	22	19
	1978	235	97	5	17	23	21	18
		370	134	4	20	27	25	22
		470	151	4	23	29	27	25
		750	182	2	33	37	35	33
	1984	235	67	3	23	29	27	25
		370	93	3	26	31	29	27
		470	107	2	29	33	31	30
		750	121	1	42	40	38	37

Tilbagebetaling af merinvestering
ELON-E9K

Styringskomitéen

20. september 1965



ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-22
Oversigt over investeringsundersøgelser Samtlige strukturer 8 kr/Gcal	Styringskomiteen
	15. november 1965

Udbygnings- strukturer	Maks. merinvestering			Genvin- dingspe- riode	Intern rente (levetid 20 år)	Total besparelse efter genvindingen af merinvesteringen	
	Opsumme- ret uden forrent- ning	Optræ- der i drifts- året	År efter l.kerne- kraften- heds i- driftsæt- telsesår			Direkte summeret	Tilbage- ført til 1964 med 7% p.a.**)
	mill.kr	år	år	år	% p.a.	mill.kr	mill.kr
E1N-E1K	292	78/79	5	11	14	2106	261
E2N-E1K	385	75/76	4	11	11	1844	237
E8N-E9K	405	79/80	6	10	16	2746	393
E10N-E9K	341	75/76	2	9	16	2776	400
S3N-S3K	186	75/76	0	7	19	1478	232
S8N-S9K	431	78/79	4	9	14	2728	357
S10N-S9K	199	74/75	0	9	18	2075	303
D1N-D1K	352	76/77	3	10	17	3610	551
E1N-E1K ^{*)}	351	78/79	5	12	12	1855	192
E10N-E9K ^{*)}	413	78/79	5	10	13	2459	307
S3N-S3K ^{*)}	209	75/76	0	8	15	1303	181
S10N-S9K ^{*)}	221	74/75	0	10	15	1845	238

*) Oliefyrede konventionelle enheder, der modsvarer kernekraftenheder.

**) Forskelle i "Totale udgifter" fra bilag 29, side 2 og 32. Kan også findes ud fra "Forskel i årlige udgifter" i bilag 37 ved tilbagediskontering til 1964 med 7 % p.a., hvilket dog giver en smule lavere tal på grund af byggerendernes forskelli-ge behandling, jvf. side 62.

	ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-23, side 1
	Betegnelser, definitioner og noter *	Styringskomiteen
		29. oktober 1965

AFRA-raten (Average freight rate assessment) udregnes halvårsvis af The London Brokers Tankers Panel som en gennemsnitsfragtrate gældende for sejlene tank-skibe over 15.000 tons dw, som enten er sluttet for en enkeltrejse (spotrate) eller flere på hinanden følgende rejser (konsekutive rejser) eller sejler på langtidskontrakt (timecharter).

AGR, Advanced Gascooled Reactor er en videreudvikling af de engelske magnoxreaktorer. Der anvendes beriget uran som UO_2 i rustfaste stålrør.

API-Gravity (American Petroleum Institute Gravity) er en amerikansk massefyldeenhed for petroleumprodukter.

$$API-Gravity = \frac{141,5}{\text{Specific Gravity } 60/60^{\circ}F} - 131,5$$

ATRS (American Tanker Rate Schedule) er en amerikansk tankskibsfragtrate i lighed med den britiske Intascale.

Barrel, 1 US barrel = 42 US gallon = 159 liter.

Belastningsfaktoren er benyttelsestiden divideret med 8760 timer.

Benyttelsestid for et anlæg er nettoårsproduktionen i kWh divideret med installeret nettoeffekt i kW. Benyttelsestiden for en belastning er den aftagne energimængde divideret med årets effektmaksimum. For en forbruger er det årligt energiforbrug i kWh divideret med effektbehovet i kW.

Beriget uran er uran med større indhold af den fissile (spaltelige) uranisotop U-235 end 0,711 %, der findes i naturligt uran.

Breeder, se formeringsreaktor.

BTU, forkortelse for "British Thermal Units". 1 BTU = 0,252 kcal.

BWR, Boiling Water Reactor benævnes på dansk dampreaktor eller kogende-vandsreaktor. Den er udviklet i USA og anvender beriget uran som brændsel og kogende let vand som moderator og kølemiddel.

cf (cost, freight) angiver vareprisen inkl. fragt.

cif (cost, insurance, freight) angiver vareprisen inkl. forsikring og fragt.

Crude oil, råolie.

Dampreaktor, se BWR.

Diffusionsanlæg benyttes til fremstilling af beriget uran ved gasfasediffusion af uranhexafluorid (UF_6). Sådanne anlæg findes i USA, England, Frankrig (under opførelse), USSR og muligvis Kina.

Diskonterede udgifter angiver udgifternes værdi frem- eller tilbageført til et referenceår ved rentesberegning.

* Se også Effektgruppens rapport side IV-V og Prognosegruppens rapport side 64-68.

	ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-23, side 2
	Betegnelser, definitioner og noter	Styringskomiteen
		29. oktober 1965

Effektenheder: kW = kilowatt
MW = megawatt = 1000 kW

Energienheder: kWh = kilowatt-time
MWh = 1000 kWh
GWh = 1000 MWh = 1 million kWh
TWh = terawatt-time = 1000 GWh = 1 milliard kWh

Fertile isotoper er isotoper, der ved kerneprocesser kan omdannes til fissile isotoper. Naturligt forekommende er U-238 og Th-232, der kan omdannes til Pu-239 og U-233 henholdsvis.

fio (free in and out), fragtkontrakten inkluderer ikke lastning og losning.

Fissile isotoper er sådanne isotoper, der kan undergå kernespaltning under energiuudvikling. U-235 er den eneste naturligt forekommende isotop med denne egenskab. Kunstigt skabte fissile isotoper er U-233 og Pu-239 og Pu-241.

Fissionsprodukter, se spaltprodukter.

fob (free on board), salgskontrakten inkluderer lastning.

Formeringsreaktor (breeder) er en reaktor, der producerer mere fissilt (spalteligt) materiale, end den forbruger, idet den under driften omdanner fertilt materiale til fissilt. Sådanne reaktortyper er endnu ikke industrielt udviklet.

Gasdiffusion eller gasfasediffusion, se diffusionsanlæg.

Genvindingsperiode (pay-back time) er den tid, det uden rentetillæg tager at indtjene en investering.

Havaritallet er forholdet mellem den tid, hvor en maskinenhed er havareret eller til reparation og summen af disse tider og driftstiden.

HWR, Heavy Water Reactor eller tungtvandsreaktor. Anvendes her som fællesbetegnelse for reaktorer modereret med tungt vand. Der kan anvendes let eller tungt vand som kølemiddel, og dette kan være under tryk eller kogende. Canada og Sverige har disse reaktortyper under udvikling.

Indicated and inferred reserves anvendes for geologisk eller på anden måde indicerede kulreserver, der ikke kan anses for sikkert påvist.

Intascale, Internationalt fastsat fragttarif; de enkelte fragtrater angives som procent af denne tarif.

Internrenten er den rentefod, ved hvilken en foretagen investering netop kan genvindes i løbet af projektets levetid.

IPC står for Iraq Petroleum Company.

Kalkulationsrenten er den rentefod, der vælges til frem- eller tilbageføring af udgifter og indtægter ved rentesberegning til et referenceår.

Kapsling. Da intet nukleart brændsel er tilstrækkeligt korrosionsstabilt, indkapsles det i et metallisk hylster, f.eks. rør af rustfast stål eller zircaloy.

	ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-23, side 3
	Betegnelser, definitioner og noter	Styringskomiteen
		29. oktober 1965

Kulækvivalent. 1 kg kulækvivalent defineres her at indeholde 6500 kcal = 25800 BTU. Brændselolie og råolie indeholder 1,54 kg kulækvivalent/kg (10.000 kcal/kg), naturgas indeholder 1,38 kg kulækvivalent/m³ (9000 kcal/m³), og brunkul indeholder 0,31 kg kulækvivalent/kg (2000 kcal/kg). For vandkraft henvises til "Ækvivalent varmeforbrug". (I litteraturen ses ofte andre definitioner af kulækvivalentet. En del af de medtagne statistiske oplysninger er ikke korrigeret herfor).

Letvandsreaktor anvendes til tider modsætningsvist til tungtvandsreaktorer. Begrebet dækker de amerikanske reaktortyper BWR og PWR.

Locopris, den stedlige varepris, frit leveret.

Long ton, 1 long ton = 2240 pounds = 1016 kg.

Marginalforbruget defineres som hældningen af totalnettoforbrugskurven - det specifikke nettovarmeforbrug ganget med den tilhørende effekt - og er altså lig med varmeforbruget for den næste kWh, der kan produceres.

Measured reserves anvendes for sikkert påviste kulressourcer.

Modtryksproduktion. I kraftvarmeværker produceres samtidigt elektricitet og fjernvarme. Den til fjernvarmeproduktionen svarende elproduktion benævnes modtryksproduktion.

Oparbejdning, "reprocessing" af brugt brændsel. Herved forstås en proces, hvorved uran og plutonium udvindes fra brugte brændselelementer.

OPEC, The Organization of Petroleum Exporting Countries.

Platts Oil Gram. Et amerikansk tidsskrift, der daglig bringer olieselskabernes posted prices på Crude oil og Crude oil produkter fra de forskellige produktionssteder.

Plutonium. Et ikke naturligt forekommende grundstof, der kan dannes i en reaktor af U-238. Pu-239 og Pu-241 er fissile.

Posted Price. De forskellige olieselskabers officielle priser, som i henhold til amerikansk lov kræves offentliggjort.

Primære højspændingsanlæg. Friluftstation.

Primærenergiforbrug. Herved forstås forbruget af energiråstoffer inkl. vandkraft. Det inkluderer altså ikke forbruget af elektrisk energi, men i stedet den til elektricitetsproduktionen anvendte termiske energi.

Primær olieproduktion defineres i reglen som den olie, der kan bringes frem til jordens overflade enten ved sit eget naturlige tryk eller ved pumpning. Terminologien er dog ret uklar.

Prioriteret effekt anvendes som fællesbetegnelse for modtrykseffekt og vandkraft-effekt, idet de lave løbende udgifter for energi fra disse kilder giver dem en fortrinsstilling frem for produktion på andre værker.

Published proved oil reserves angiver den del af olien i jorden, som er sikkert påvist ved boring, og som ved nuværende udvindingsteknik kan bringes frem til salg til nugældende pris.

	ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-23, side 4
	Betegnelser, definitioner og noter	Styringskomiteen
		29. oktober 1965

PWR. Pressurized Water Reactor eller trykvandsreaktor er en amerikansk reaktor-type, der anvender beriget uran som brændsel og let vand under tryk som moderator og kølemiddel. Dampproduktionen sker i et sekundært kredsløb.

Pålidelighedstal $p = 1-h$, hvor h er havaritallet.

Q. $1 \text{ Q} = 10^{18} \text{ BTU} = \text{ca. } 40.000 \text{ mill.ton kulækvivalent.}$

Risikoindekset er et mål for produktionssikkerheden og angiver den gennemsnitlige sandsynlighed for, at den disponible maskineffekt er utilstrækkelig.

Råkoncentrat. Uran forhandles på verdensmarkedet som et "råkoncentrat" U_3O_8 , der på engelsk benævnes "yellow cake" eller blot "raw material"; det indeholder 85 % uran.

Sekundær olieproduktion defineres i reglen som den ekstra olie, der kan bringes frem til jordens overflade ved en forbedret teknik, såsom indpumpning af vand eller gas. Terminologien er dog ret uklar.

Separationspotential Φ er en termodynamisk størrelse, der er af betydning ved beregning af separationsprocesser (fremstilling af beriget uran). Den defineres ved:

$$\Phi = (2x - 1) \ln \frac{x}{1 - x}$$

hvor x er koncentrationen af U-235.

Separativt arbejde (separative work), E er et kvantitativt mål for den "mængde" separation, der skal udføres for at gennemføre en given separationsproces, i hvilken produktet er beriget uran. $E = M_i \cdot \sum \Phi_i$, hvor M_i er de mængder (regnet med fortegn), der tilføres eller udtages, og Φ_i er separationspotentialerne. E måles i kg. (Se brændselsgruppens rapport, side 60).

Spaltprodukter. Ved fission (spaltning) af tunge atomkerner dannes blandt andet to lettere atomkerner; disse benævnes spaltprodukter. Da de er stærkt radioaktive og virker hemmende på kædeprocessen, må de fjernes fra det brugte nukleare brændsel, inden det resterende uran og dannede plutonium kan genanvendes.

Short ton. 1 short ton = 2000 pounds = 907 kg.

Spot-fragter. Fragtkontrakter indgået fra gang til gang betegnes spot-fragter i modsætning til fragter dækket af langtidskontrakter.

Trykvandsreaktor, se PWR.

Udarmet uran (depleted uranium) er uran med mindre indhold af U-235 end naturligt forekommende uran (0,711 %). Det er et (affalds-)produkt fra diffusionsanlæggene.

Udbrænding, se varmeudbytte.

UKAEA, den engelske atomenergikommission.

Ultimate oil reserves er den oliemængde, det ialt skønnes muligt at producere fra såvel kendte som ukendte forekomster. Inkluderer også de allerede producerede oliemængder.

	ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN 1964/65	Bilag S-23, side 5
	Betegnelser, definitioner og noter	Styringskomiteen
		29. oktober 1965

Urاندioxid eller urاندioxyd UO_2 finder i sintret form anvendelse som brændselsmateriale i mange reaktortyper, f.eks. BWR, PWR, HWR, AGR.

Uranhexafluorid UF_6 er den eneste kendte uranforbindelse med lavt kogepunkt. Den anvendes i diffusionsanlæggene, hvori der fremstilles beriget uran.

USAEC, den amerikanske atomenergikommission.

Varreenheder: kcal = kilokalorie
Mcal = 1000 kcal
Gcal = 1 million kcal

Varmeudbytte. Det opnåelige varmeudbytte for nukleart brændsel angives almindeligvis i MWd/kg, som angiver det antal termiske megawattdøgn, der kan udvindes af 1 kg uran, inden brændslet må udtages til oparbejdning. Der er stor forskel på det gennemsnitlige og det maksimale varmeudbytte; hvor andet ikke anføres, tænkes på gennemsnitsværdien.

Zircaloy er en zircon-legering med små mængder af tin og aluminium.

Ækvivalent varmeforbrug. For elenergi, der ikke produceres ved forbrænding af fossilt brændsel (vandkraft, kernekraft), defineres et ækvivalent varmeforbrug i kcal/kg. Dette kan atter omsættes til kg kulækvivalent af 6500 kcal. Det ækvivalente varmeforbrug varierer mellem 1900 og 2550 kcal/kWh i afhængighed af årstal og geografisk område. Der henvises til Brændselsgruppens rapport side 86-87.