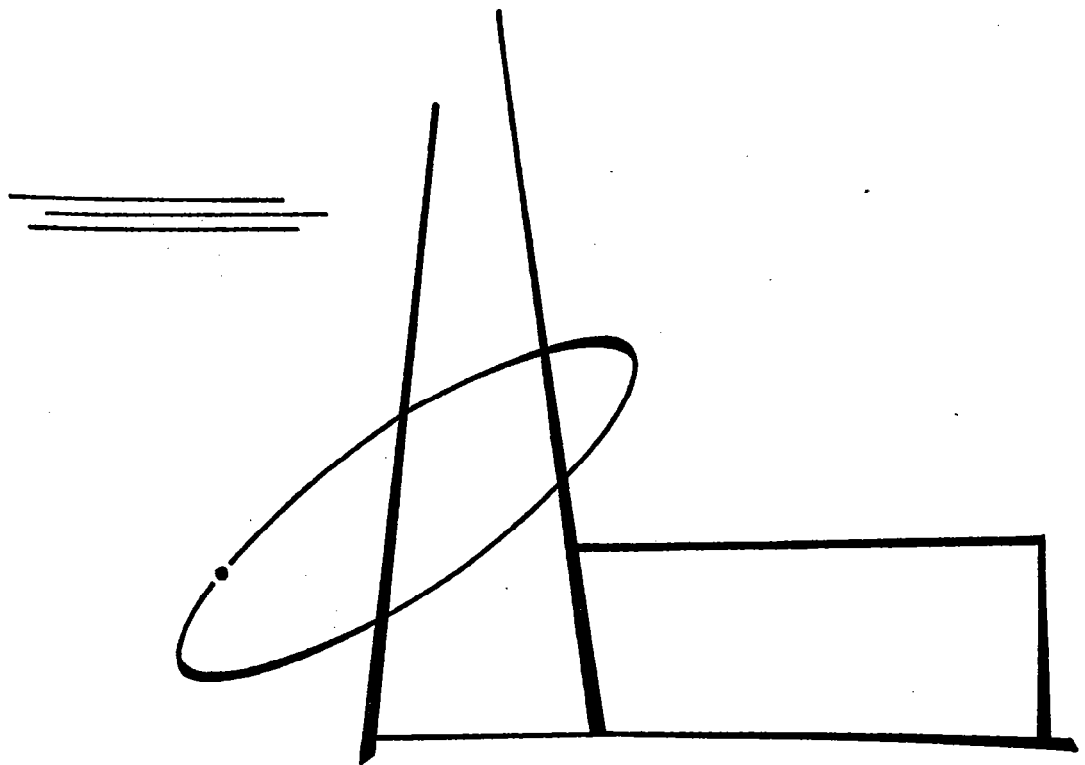


ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN

NOVEMBER 1965



J. Rich. Hansen

ELSAM-KRAFTIMPORT UNDERSØGELSEN

- EN ANALYSE AF

KRAFTVÆRKSUDBYGNINGEN i 1970erne

Undersøgelsen omfatter følgende rapporter:

KRAFTVÆRKSUDBYGNINGEN i 1970erne

KOORDINATIONSUDVALGET

PROGNOSEGRUPPEN

FJERNVARMETRUPPEN

EFFEKTGRUPPEN

KRAFTVÆRKSGRUPPEN

BRÆNDELSGRUPPEN

- For at forstå en ting,
må man se den udvikle sig
fra begyndelsen.

Aristoteles

FORORD

=====

Denne rapport udgør en del af den samlede ELSAM/KRAFTIMPORT undersøgelse vedrørende kraftværksudbygningen i 1970'erne. Den beskriver de økonomiske og tekniske beregninger, som er foretaget til belysning af, hvilke kraftværks typer - herunder specielt kernekraftværker - der bedst kan indpasses i den fremtidige udbygning af primærværkerne. Disse beregninger er udført af et udvalg, der tillige har varetaget den daglige koordinering af den samlede undersøgelse. Udvalget har haft følgende medlemmer:

Afdelingsingeniør H. Buhl, IFV
Afdelingsingeniør J. Ehlert, NESÅ (formand)
Civilingeniør S. Grove, Danatom (sekretær)
Civilingeniør J.U.S. Henriksen, ELSAM
Overingeniør J. Keller Jacobsen, DEFU
Direktør E.L. Jakobsen, ELSAM
Civilingeniør C.-E. Lundgren, Danatom
Civilingeniør B. Nielsen, DEFU
Overingeniør H.V. Tornøe, Københavns Belysningsvæsen.

Udvalget har afholdt 35 møder i 1964 og 1965.

Rapporten er opdelt i en tekstdel (I) og en bilagssamling (II).

INDHOLDSFORTEGNELSE =====

	<u>Side</u>
INDLEDNING	1
RESUMÉ OG KONKLUSION	2
KAPITEL 1 ARBEJDSGRUPPERNES RESULTATER	4
KAPITEL 2 UDBYGNINGSSTRUKTURER	6
Opstilling af udbygningsstrukturer	7
ELSAM	8
Kraftimport	9
Vurdering af produktionssikkerhed	9
KAPITEL 3 DE ANVENDTE REGNEMASKINEPROGRAMMER	11
Repræsentation af prioriteret effekt	12
Vandkraft	12
Modtryksproduktion hos KB	12
Modtryksproduktion i ELSAM-området	13
Valg af regnemaskineprogram	13
Oversigt over de anvendte programmer	14
Belastningsrepræsentation (program A og B)	15
Den årlige belastningsvariation	15
Den daglige belastningsvariation	16
Kontrol	16
Hovedprogram I	17
Hovedprogram II	17
Indgangsdata	18
Revisionsprogram	19
Udvælgelse af enheder til drift	19
Beregning af startudgifter	20
Produktionsfordeling	20
Årlige driftsudgifter	21
Kontrol af programmerne for beregning af driftsudgifter	21
Kapitaludgifter	22
Nogle tekniske resultater	22
Belastningsfaktor	22
Startantal og varmekonsum	24
KAPITEL 4 ØKONOMISKE FORUDSÆTNINGER FOR UNDERSØGELSEN	26
Valg af data	26
Valg af metoder	26
Valg af økonomiske parametre	28

KAPITEL 5	BEREGNING AF DISKONTEREDE PRODUKTIONSUDGIFTER FOR UDBYGNINGSSTRUKTURER	30
	Beregning af driftsudgifter	30
	Beregning af kapitaludgifter	31
	Kapitaliseret merværdi	31
	Totale produktionsudgifter	33
	Ændringer ved overgang til ren oliefyring	33
KAPITEL 6	INVESTERINGSUNDERSØGELSE FOR UDBYGNINGSSTRUKTURERNE	35
KAPITEL 7	BEREGNINGER FOR FØRSTE NUKLEARE ENHED	39
	Forudsætninger og data	40
	Årlige udgifter	41
	Genvindingsperiode	41
	Internrente	42
	Diskonterede udgifter	43
	Oversigt	43
KAPITEL 8	FORUDSÆTNINGERNES INDFLYDELSE PÅ BEREGNINGSRESULTATERNE	45
	De tekniske forudsætninger	45
	Prognosen	45
	Varmeforbrug	46
	Prioritering og minimum udetid	47
	Vandkraft, fjernvarme	49
	Revisioner, havarier	50
	Regnemaskinens beregningsmåde	50
	De teknisk-økonomiske forudsætninger	52
	Forudsætninger	52
	Resultater	53
	Analyse og vurdering	54
KAPITEL 9	VURDERING AF KERNEKRAFTVÆRKER	55
	Driftssikkerhed	55
	Overvejelser vedrørende det første danske kernekraftværk	56
	Tekniske forhold	56
	Økonomiske forhold	57
	Andre forhold	59
	Udbygningstempo	60
KAPITEL 10	VURDERING AF KONVENTIONELLE VÆRKER	62
	Typevalg	62
	Konventionelle grundlastanlæg	65
	Fyringsart	65
	Enhedsstørrelse	65
	Vurdering af en Store Bælts forbindelse	66

INDLEDNING

=====

ELSAM-KRAFTIMPORT undersøgelsens formål har været at undersøge og vurdere forskellige mulige udbygningsmønstre for de danske elværkers produktionssystem, herunder specielt kernekraftværkernes rolle. Undersøgelsen er blevet gennemført i en række udvalg bestående af en Styringskomité, et Koordinationsudvalg og de fem på titelbladet nævnte arbejdsgrupper.

Koordinationsudvalget har her haft en dobbelt opgave. Den første har været efter de af Styringskomiteen udstukne retningslinier at foretage en detaljeret tilrettelæggelse af hele undersøgelsen, at definere arbejdsopgaver og -omfang for de enkelte arbejdsgrupper og at varetage den nødvendige koordination af arbejdet under dettes fremadskriden.

Den anden opgave har været at foretage de samlende økonomiske beregninger og vurderinger på grundlag af resultaterne fra de enkelte arbejdsgrupper. Det er denne sidste del af Koordinationsudvalgets arbejde, der her skal aflægges rapport for.

Undersøgelsen blev indledt allerede i efteråret 1963 og på grund af særligt ønske herom fra Atomkraftudvalget startet med en præliminær undersøgelse af oversigtsmæssig karakter, for hvilken rapport blev fremlagt i januar 1964. Det egentlige arbejde kom derfor først igang foråret 1964 og var i det væsentlige afsluttet medio 1965.

De nedsatte grupper har omfattet 30 teknikere fra storelværkerne, DEFU og Danatom. Herudover har yderligere en række teknikere fra de involverede selskaber og institutioner været inddraget i større eller mindre udstrækning i undersøgelsen.

RESUME OG KONKLUSION

=====

Koordinationsudvalgets beregninger falder i fire grupper:

1. Opstilling af udbygningsstrukturer
2. Økonomiske beregninger for udbygningsstrukturerne
3. Økonomiske beregninger for enkelte enheder
4. Vurdering af beregningsresultaterne.

Der er opstillet ialt 14 udbygningsstrukturer for perioden 1969/70 - 1984/85, nemlig 6 for ELSAM, 6 for Kraftimport og 2 strukturer med koordineret udbygning i de to landsdelsområder, idet der her forudsættes tilstedeværelsen af en Store Bælts forbindelse. Et sådant antal er ikke tilstrækkeligt til at fastlægge en optimal udbygningsstruktur, og dette har da heller ikke været til sigtet. Tværtimod har det været tilstræbt at gøre disse så forskellige som muligt frem for straks at forsøge at ramme så nær det optimale som muligt og i senere strukturer skridtvis at nå frem til den bedst mulige udbygning.

Herved har man bedre kunnet opnå at belyse de mere principielle synspunkter, der kan anlægges for den kommende udbygning. Der er således opstillet strukturer udelukkende med konventionelle grundlastværker, strukturer med både nukleare og konventionelle grundlastværker og strukturer, hvor også forenklede konventionelle kraftværkstyper og gasturbiner er forsøgt indpasset, ligesom nogle strukturer er opstillet med ret små enheder, andre med store. Strukturerne er opstillet således, at de alle giver stort set samme forsyningssikkerhed; beregning heraf er udført af Effektgruppen under anvendelse af et selvstændigt udviklet regnemaskineprogram.

Den økonomiske behandling af udbygningsstrukturerne bygger på en meget detaljeret beregning af produktionsfordelingen mellem samtlige enkelte værker hveranden time i den 15 år lange undersøgelsesperiode. De nødvendige tekniske og økonomiske data for denne beregning er fremkommet som resultat af Brændselsgruppens, Fjernvarmegruppens og Kraftværksgruppens undersøgelser.

På basis af regnemaskinens beregninger af produktionsfordeling, herunder start-, drifts- og vedligeholdelsesudgifter, er der beregnet såvel diskonterede udgifter (kapitel 5) som internrente og genvindingsperiode (kapitel 6) ved sammenligning med strukturer taget to og to.

Den omstændelige beregning af produktionsomkostningerne har ikke kunnet gennemføres uden at anvende regnemaskiner. Der blev valgt et General Electric program, og beregningerne er udført af dette firma i USA.

Foruden de økonomiske resultater har strukturberegningerne givet en lang række oplysninger af teknisk karakter, herunder først og fremmest i relation til produktionsfordelingen. Vigtigst har det været at få fastslået, at medens den enkelte enhed i en struktur bestående alene af grundlastenheder af en enkelt type får en gennem levetiden stadig aftagende årsproduktion, så vil omvendt enhederne i en sammensat struktur kunne påregne en ret konstant årsproduktion igennem hele den tekniske levetid.

Dette forhold har været udnyttet til at foretage beregninger alene for den første nukleare enhed (kapitel 7). Baseret på strukturberegningerne har det nemlig været muligt med rimelig sikkerhed at vurdere enhedens produktion, gennemsnitlige varmekonsum, startantal med mere, således at en direkte sammenligning af en nuklear enhed over for en konventionel enhed har været mulig. Denne forenkling har muliggjort en bredere parametervariation, og der har derfor kunnet udregnes økonomiske resultater for mange enhedsstørrelser og idriftsættelsestidspunkter, ligesom virkningen af forskellige rentesatser, brændselspriser med mere har kunnet undersøges. Der er foretaget sammenligninger med både kul/oliefyrede og rent oliefyrede grundlastværker.

I kapitel 8 findes en vurdering af de forudsætninger, det har været nødvendigt at indføre, for at arbejdet ikke skulle svulme for meget op. Det er her konkluderet, at omend enkelte punkter ved fremtidige undersøgelser burde undersøges nærmere - her kan specielt nævnes betydningen af den prioriterede effekt og nettab m.m. - kan der ikke rejses indvendinger, der kan ændre hovedkonklusionerne. Det er endvidere forsøgt at vurdere den indflydelse, som ændrede økonomiske parametre vil få på de endelige resultater. Kun meget store ændringer i anlægs- eller brændselspriser i forhold til de antagne kan ændre undersøgelsens hovedresultater.

En sammenfattende vurdering af nukleare værker er givet i kapitel 9. Det er konkluderet, at kernekraftværker i såvel det sjællandske som det jyskfynske område kan opnå en så høj belastning gennem hele deres levetid, at værker på 400-500 MW omkring midten af 1970'erne kan blive økonomisk fordelagtige med de gjorte forudsætninger. De diskonterede udgifter er mindre for nukleare enheder i sådanne størrelser end for konventionelle grundlastværker, men der stilles betydelige finansieringsmæssige krav. Der er foretaget en række overvejelser vedrørende det forventelige udbygningstempo.

Tilsvarende vurderinger er for konventionelle værker foretaget i kapitel 10. Et hovedresultat er, at grundlastværker af den nu kendte type i den fremtidige udbygning vil komme til at spille en mindre rolle end hidtil. Der eksisterer en række forskellige muligheder for forenkling og billiggørelse af de konventionelle anlæg, først og fremmest anvendelse af ren oliefyring og overgang til lavere damptemperaturer. Det må forventes, at sådanne enheder vil finde plads i den kommende udbygning ved siden af grundlastværkerne. Undersøgelsen har ikke på helt tilfredsstillende måde kunnet behandle de egentlige spidskraftværker, men der synes at være argumenter, der taler til gunst også for bygning af sådanne værker i et vist omfang.

KAPITEL 1. ARBEJDSGRUPPERNES RESULTATER

=====

De økonomiske og tekniske data for de af undersøgelsen omfattede kraftværkstyper er indsamlet af en række arbejdsgrupper. Idet der for nærmere detaljer må henvises til disse rapporter, skal her kun anføres de resultater, der er benyttet i de af Koordinationsudvalget foretagne beregninger.

Prognosegruppen har blandt andet på grundlag af analyser af de enkelte forbrugssektorer opstillet en prognose for elektrisk energi, der er vist i bilag 1 sammen med den historiske udvikling af elektricitetsproduktionen i Danmark. Under antagelse af en uændret belastningsvarighedskurve og under hensyntagen til skønnede nettab er der på basis heraf opstillet en prognose for elektrisk effekt af primærværk som vist i bilag 2 opdelt mellem områderne vest henholdsvis øst for Store Bølt.

Fjernvarmegruppen har opstillet en prognose for fjernvarmetilslutningen. Den hertil svarende modtryksproduktion er skønnet, og på bilag 3 er vist modtryksproduktionens forventede størrelse om natten i Københavns-området.

Effektgruppen har indsamlet statistisk materiale for driftspålideligheden af kedler og turbiner og foretaget en række teoretiske overvejelser vedrørende forsyningssikkerhed. Sandsynligheden for, at et system ikke kan levere den påkrævede effekt, kan beskrives ved et enkelt tal, det såkaldte risikoindeks, som er udregnet for alle de udbygningsstrukturer, der indgår i undersøgelsen. Resultaterne herfra er vist i bilag 4 sammen med den til opnåelse af et vist risikoindeks svarende installerede reserve.

Kraftværksgruppen har fastsat en lang række tekniske og økonomiske data for de kraftværkstyper, der omfattes af undersøgelsen, nemlig nukleare værker af dampreaktortypen, konventionelle grundlastenheder med kombineret fyring eller ren oliefyring, forenklede dampkraftværker og spidskraftværker. Anlægspriserne er angivet i 1963-kr uden omsætningsafgifter, og de omfatter ikke primære højspændingsanlæg på værkerne m.m., som må formodes at koste omkring det samme pr. kW for alle anlægstyper og størrelser. De specifikke anlægspriser gældende for idriftsættelse 1970 er for alle typer vist på bilag 5. For de fossilt fyrede anlæg regnes med en årlig reduktion i anlægspriserne på 1 %. For nukleare værker er reduktionen 1,5 % pr. år for de store enheder og lidt mere for de mindre anlæg; de resulterende priser er angivet i bilag 6. Anlægspriserne for konventionelle værker ved senere idriftsættelse end 1970 bestemmes af den anførte procentiske reduktion og er i øvrigt givet i skemaform i Kraftværksgruppens bilag K-7.

Bilag 7 viser de af Kraftværksgruppen angivne drifts- og vedligeholdelsesudgifter for konventionelle og nukleare enheder samt varigheden af disses revisionsperioder. Oplysninger om varmeforbrug og direkte og indirekte startudgifter er vist i bilag 8 og 9.

Brændselsgruppen har indgående beskæftiget sig med det fossile og nukleare brændselsmarked. Herunder er opstillet prognoser for verdens energiforbrug op til år 2000, og der er indsamlet et omfattende statistisk materiale om handel med og produktion af fossilt brændsel, ligesom de globale brændselsreserver er vurderet. Om fossilt brændsel er det på grundlag heraf konkluderet, at der kan

regnes med stabile priser igennem hele undersøgelsesperioden på det nuværende ret lave niveau, 8 kr/Gcal. Som et højere alternativ foreslås 10 kr/Gcal, som er den pris, hvortil amerikanske kul formentlig vil kunne leveres i Europa, såfremt en større amerikansk eksport bliver aktuel.

Det nukleare brændselskredsløbs enkelte faser er diskuteret og de nødvendige prisfastsættelser foretaget. Der regnes med et ret kraftigt fald i de nukleare brændselspriser med tiden på grund af forventninger om større volumen i den nukleare industri, således at 1984-priserne skønnes til 60 % af 1970-priserne. Resultaterne er vist i bilag 10.

Efter 1984 er såvel fossile som nukleare brændselspriser antaget konstante og lig med 1984-niveauet.

KAPITEL 2. UDBYGNINGSSTRUKTURER

=====

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 medført så store forbedringer i varmeøkonomien, 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. Udbygningsstrukturerne omfatter den egentlige undersøgelsesperiode 1969/70 - 1984/85.

Af systematiske grunde havde det været det fordelagtigste kun at variere en enkelt parameter fra udbygningsstruktur til udbygningsstruktur. Dette ville dog have krævet et meget stort antal strukturer og have medført et større regnearbejde, end det var muligt at håndtere. Det har derfor været tilstræbt at koncentrere beregningerne om relativt få, men ret forskellige strukturer, således at de vigtigste problemer har kunnet belyses uden krav om at finde frem til en helt optimal udbygning.

Udgangspunktet for fastlæggelsen af sådanne udbygningsstrukturer er de opstillede effektprognoser for de to landsdelsområder, se bilag 2. Til brug for de økonomiske beregninger har man i alle tilfælde tilpasset strukturerne til den højeste af de belastningsstigninger, der er angivet af Prognosegruppen, således at undersøgelserne har kunnet koncentreres om indflydelsen af andre parametre. En kvalitativ vurdering af de konsekvenser, der vil følge af en lavere stigningstakt, er dog givet i kapitel 8.

For med rimelig sikkerhed at kunne imødekomme belastningskravet må der installeres reserveeffekt i passende omfang. På basis af erfaringer om dens størrelse under hensyntagen til værdien af udlandsforbindelserne kan forskellige udbygningsstrukturer da opstilles efter de principper, der ønskes undersøgt. Til kontrol af, at alle strukturer har den samme ønskede forsynings-sikkerhed udregnes som nedenfor omtalt det såkaldte risikoindeks, og om nødvendigt korrigeres den foreløbigt opstillede udbygningsplan, til den ønskede sikkerhed er opnået.

Opstilling af udbygningsstrukturer

Der er ialt opstillet 6 udbygningsstrukturer for hvert af de to landsdelsområder samt to strukturer, som forudsætter koordinering af udbygningen i ELSAM og Kraftimport. En oversigt over disse er givet nedenfor og på bilag 11.

Der er forudsat benyttet enheder med effekter svarende til IEC's (International Electrotechnical Commission) normrække:

	200 - 250 - 320 - 400 - 500 - 640 - (800) - (1000) MW brutto
eller	190 - 235 - 300 - 370 - 470 - 600 - (750) - (940) MW netto

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 (ELK) og dels med en del af grundlastenhederne som kernekraftenheder (ELN).

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 for Kraftimports vedkommende, 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 (SlK).

En struktur, som forudsætter koordinering af udbygningen i ELSAM og Kraftimport og derfor fordrer tilstedeværelsen af en Store Bælts forbindelse, er tænkt opbygget med grundlastenheder alene og med disse fordelt nogenlunde skiftevis mellem ELSAM og Kraftimport. Der er valgt enhedsstørrelser, som fører til en ny enhed pr. år, og der er taget hensyn til effektbesparelsen ved koordineringen i forhold til den separate udbygning under overholdelse af samme risikoindeks. Såvel konventionelle (DLK) som nukleare (DLN) grundlastenheder er betragtet.

Da Kraftværksgruppens undersøgelser har vist faldende specifikke anlægsudgifter med voksende enhedsstørrelse - navnlig for nukleare enheder - har det været naturligt at undersøge udbygning med enheder, der er væsentlig 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 (E2N).

For Kraftimports område er den tilsvarende struktur (S3K) 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. Denne struktur er også undersøgt med nukleare værker (S3N).

Alle ovennævnte strukturer forudsætter udbygning alene med grundlastenheder. Under forløbet af undersøgelsen blev det imidlertid klart, at strukturer, som hovedsagelig opbygges af nukleare grundlastenheder sammen med spidskraftenheder vil være så fordelagtige, at de kan tænkes mulige i fremtiden. I ELSAM's område er en sådan struktur (E8N) medtaget med grundlastenhederne fortrinsvis bygget som kernekraftenheder og med forenklede dampkraftenheder til at dække spidsbelastningen sammen med allerede eksisterende, ældre enheder. En lignende struktur for Kraftimport er også undersøgt (S8N). Her er fra 1974 alle grundlastenheder forudsat nukleare, og der er 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 mange 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 hvert af de to områder (E9K, E10N, S9K og S10N). E10N og S10N er opstillet efter, at beregningsresultater for de foregående forelå, og de er udarbejdet med henblik på at finde frem til den bedst mulige struktur.

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

- E1K Der føjes en ny enhed til hvert år som konventionel grundlastenhed
- E1N 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
- E10N Som E9K, men med nukleare enheder i 1973, 75, 78, 81 og 84 (5 stk a 470 MW)

Kraftimport

- S1K 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 gasturbiner og nukleare enheder i 1974, 76, 78, 80 og 83 (henholdsvis 470, 470, 470, 750, 750 MW)
- S9K Blandet struktur med konventionel grundlast, forenklede dampkraftenheder og gasturbiner
- S10N Som S9K, men med nukleare enheder i 1974, 80 og 83 (henholdsvis 470, 600, 600 MW)

Danmark

- D1K Der føjes en ny enhed til hvert år som konventionel grundlast
- D1N Som D1K, men med nukleare enheder i 1973, 76, 79, 81 og 83 (henholdsvis 470, 470, 750, 750, 750 MW)

Vurdering af produktionssikkerhed

For at belyse de opstillede udbygningsstrukturers produktionssikkerhed har Effektgruppen for hvert af de år undersøgelsen omfatter, beregnet det såkaldte risikoindeks, der angiver sandsynligheden for, at den disponible maskineffekt inden for et år er utilstrækkelig. Såfremt det tilstræbte risikoindeks på maks. $2 \cdot 10^{-4}$ ikke er opnået i første omgang, er udbygningsstrukturen blevet korrigeret, indtil den opnåede produktionssikkerhed har kunnet accepteres.

Som det fremgår af bilag 4, har det dog ikke været muligt nøjagtigt at ramme det tilstræbte risikoindeks i hvert år, og heller ikke ved undersøgelsesperiodens slutning har alle strukturer det samme risikoindeks. Dette følger blandt andet af, at der kun tilføjes enheder af visse bestemte standardstørrelser, og det betyder, at udbygningsstrukturernes ikke er helt identiske med hensyn til produktionssikkerhed.

Det er et ret kompliceret spørgsmål, om man bør forsøge at korrigere herfor, og om man i givet fald kan gøre det på tilfredsstillende måde. Det har været overvejet at forøge eller formindske en strukturs samlede produktionsudgifter med anlægsprisen for den effekt, der i 1984/85 skulle tilføres eller fjernes for at regulere risikoindekset i det år til nøjagtigt $2 \cdot 10^{-4}$. Såfremt man vil tillægge det en - positiv eller negativ - værdi at have bedre eller dårligere produktionssikkerhed i de enkelte år end tilsigtet, kunne en sådan fremgangsmåde også bringes i anvendelse med årlige korrektioner.

Imidlertid er det en kendsgerning, at man med visse udbygningsmønstre, f.eks. udelukkende store enheder, har vanskeligere ved at ramme et bestemt risikoindeks end ved andre strukturer. Kravet om at undgå et for stort risikoindeks fører nemlig automatisk til, at en sådan struktur med store enheder nødvendigvis i gennemsnit må have et temmelig lavt risikoindeks, og det er på sin vis ulogisk at give bonus for en ekstra effekt, der tvangsmæssigt er til stede. Man kunne da bedre tænke sig at forsøge en økonomisk vurdering af fordelene ved en bedre forsyningssikkerhed. Dette er dog meget vanskeligt, da det mere drejer sig om de samfundsmæssige gener ved afbrydelse af energileveringen end blot og bart om et produktionstab.

På grund af de nævnte vanskeligheder ved at tilvejebringe en retfærdig korrektion har man efter indgående overvejelser besluttet ikke at foretage nogen korrektion af de økonomiske resultater af denne grund. Det må dog være på sin plads at gøre opmærksom på, at dette ikke kan anses for fuldt tilfredsstillende, da korrektioner efter de ovenfor antydede principper ville give ret kraftige reguleringer. Korrigeres blot for manglende eller overskydende effekt ved undersøgelsesperiodens slutning, varierer korrektionen fra 5 til -18 mill.kr i de forskellige strukturer; i et enkelt tilfælde udgør den endda -55 mill.kr, hvilket er ca. 2 % af de samlede produktionsudgifter i undersøgelsesperioden. Korrektion for hvert år ville gøre disse tal ca. 1,5 gange større.

Som det senere vil fremgå, er disse korrektioner dog ikke så store, at de på nogen måde kan anfægte undersøgelsens hovedresultater. Ved en vurdering af strukturernes økonomi må man dog erindre sig, at produktionssikkerheden ikke er helt den samme for alle.

KAPITEL 3. DE ANVENDTE REGNEMASKINEPROGRAMMER

=====

De totale produktionsudgifter er udregnet for hver enkelt udbygningsstruktur år for år gennem hele undersøgelsesperioden 1969/70 - 1984/85. Disse udgifter omfatter:

1. Kapitaludgifter, d.v.s. udgifter til anskaffelse af nye produktionsanlæg
2. Driftsudgifter, omfattende alle andre udgifter til produktion af elektricitet og bestående af:
 - A. Brændselsudgifter
 - B. Øvrige driftsudgifter, der omfatter:
 - a. Startudgifter, dækkende direkte og (delvis) indirekte udgifter i forbindelse med start og stop af anlæg
 - b. Drifts- og vedligeholdelsesudgifter, dækkende reparation og vedligeholdelse af anlæg, lønninger, skat og forsikring, administration m.m.

Af disse udgifter er kapitaludgifterne uden større anstrengelse tilgængelige for manuel beregning. Dette er derimod ikke tilfældet for driftsudgifternes vedkommende. For at opnå den ønskede nøjagtighed kræves nemlig et detailleret kendskab til hvert enkelt anlægs produktionsforhold gennem perioden, herunder årlig produktion, gennemsnitligt varmeforbrug, antal starter med mere. Opgaven falder derfor i to tempi: først foretages en fuldstændig produktionsfordeling mellem anlæggene, og derefter udregnes de til denne produktionsfordeling svarende driftsudgifter. De hertil knyttede beregninger er så omstændelige, at det straks fra undersøgelsens begyndelse var klart, at det var nødvendigt at tage en cifferregnemaskine til hjælp.

Det blev herefter undersøgt, hvilke regnemaskineprogrammer der var anvendelige, og om det eventuelt var muligt at udarbejde et selvstændigt program. Efter overvejelser herom valgtes sluttelig et General Electric program skrevet i FORTRAN II og beregnet til kørsel på IBM 7090/94, dog således, at et dansk delprogram, der blev udarbejdet til formålet, kunne overtage en del af beregningerne.

Der skal i det følgende gøres nærmere rede for valget af dette program og for dets principielle opbygning. Først skal det dog omtales, hvorledes import af vandkraft og den med fjernvarmeproduktionen forbundne elektricitetsproduktion er repræsenteret i undersøgelsen.

Repræsentation af prioriteret effekt

Vandkraft

De hidtidige vandkraftleverancer fra Sverige har været afregnet til en pris, der ligger under marginalproduktionsomkostningerne for de danske værker. Den effekt, der har kunnet stilles til rådighed, har derfor været "prioriteret" i den forstand, at den så vidt muligt har været udnyttet på bekostning af produktionen fra egne værker.

Marginalproduktionsprisen for nukleare værker ligger omkring eller lidt under afregningsprisen for vandkraftleverancer, og bygning af sådanne enheder vil derfor kunne skabe en ny situation for vandkraften, såfremt begge energikilder samtidigt er til rådighed i stort omfang.

Imidlertid har man i undersøgelsen valgt helt at se bort fra fremtidig vandkraftlevering. De nuværende aftaler løber til begyndelsen af 1970'erne, men det er højst usikkert, hvor stor levering der kan regnes med derefter. Selv om en vis levering af vandkraft muligvis vil finde sted også i 1970'erne, vil dens relative indflydelse være beskeden og uden større betydning for de danske grundlastværkers produktion.

Som andet sted omtalt medregnes dog udlandsforbindelsernes reserve-mæssige værdi ved opstilling af udbygningsstrukturerne og vurdering af deres produktionssikkerhed.

Modtryksproduktion hos KB

Københavns Belysningsvæsen påregner i hele undersøgelsesperioden at have en vis fjernvarmeproduktion fra kraft-varmeverkerne med en dertil knyttet elektricitetsproduktion, kaldet modtryksproduktion. Der må ved produktionsfordelingen mellem værkerne ideelt set tages hensyn hertil, således at kraft-varmeverkerne mindst får den til modtryksproduktionen svarende belastning.

Fjernvarmegruppen har udarbejdet en prognose for fjernvarmeleveringen og den tilsvarende modtryksbelastning. For årsmaksimum udgør modtryksbelastningen i 1964/65 84,5 MW stigende til 254 MW i 1984/85. Den faktiske belastning er dog stærkt svingende både over året og over døgnet. Det anvendte regnemaskine-program kan imidlertid ikke tage hensyn til den daglige belastningsvariation, men kræver et fastholdt minimum inden for hver 14 dages periode.

Efter nogen overvejelse om konsekvenserne heraf blev det besluttet som minimumbelastning at anvende periodens modtryksbelastning om natten, da det er på dette tidspunkt, hvor belastningen er lav, at modtryksproduktionen har størst indflydelse på grundlastenhedernes produktion. Specielt for kernekraftværkerne er denne tilnærmelse uden betydning, da de under alle omstændigheder vil kunne udnyttes fuldt ud i dagtimerne.

En række af KB's mindre kraft-varmeenheder er ens eller næsten ens, og det har derfor været formålstjenligt at slå dem sammen i grupper, der beregningsmæssigt indgår som enkeltenheder. Resultatet af disse overvejelser fremgår af bilag 3, der viser modtryksbelastningen om natten i afhængighed af måned og år for de 3 enheder, der tilsammen repræsenterer KB's kraft-varmeverker. Til yderligere forenkling er maskine 2's prioriterede effekt i regnemaskineberegningerne overført til maskine 3.

Belastningen er fastlagt under hensyntagen til det erfaringsmæssige forhold mellem natbelastning og tilslutningsværdi for fjernvarme, og det bemærkes, at der ikke er regnet med indskrænkninger i modtryksproduktionen på grund af eventuel nuklear produktion. Der er altså i forudsætningerne ikke taget hensyn til den situation, der vil opstå, såfremt kommende nukleare enheder viser sig at få lavere marginalomkostninger end modtryksenhederne.

Modtryksproduktion i EISAM-området

Indledende beregninger for det jysk/fynske område viste belastningsfaktorer for kraft-varmeværkerne, der måtte skønnes at være for høje. Der blev følgelig overvejet forskellige beregningstekniske fremgangsmåder, der kunne råde bod herpå. På grund af de begrænsninger det valgte regnemaskineprogram satte, var det imidlertid ikke muligt at finde en helt tilfredsstillende form, og det blev da besluttet ikke at tage hensyn til modtryksproduktionen, men i stedet repræsentere kraft-varmeværkerne ved deres tekniske data i ren kondensationsdrift. Resultatet af beregningerne kan i en vis udstrækning retfærdiggøre denne tilsyneladende yderligtgående løsning, idet kraft-varmeværkerne i vintermånederne, hvor fjernvarmeleveringen er størst, selv uden prioritering får en vis produktion. Eksempelvis er produktionen på VK 6, FV 4 og MK 11 i januar 1982 betydelig (jvf. bilag 52, side 2), medens dog andre af fjernvarmaskinerne er ude af drift.

Der er dog også andre grunde til ikke at tage hensyn til modtryksproduktionen, herunder blandt andet at det i sig selv har interesse at konstatere, hvad produktionen ville koste uden fjernvarmens tilstedeværelse. Endvidere er det usikkert, om man ved nuklear udbygning fortsat skal regne med fjernvarmeproduktion i modtryksdrift om natten, da dette måske ikke vil kunne svare sig. Endelig er de varmekonsum, der findes af beregningerne, umiddelbart forståelige, idet de ikke kræver korrektion for omfang og art af fjernvarmeproduktionen.

Den besparelse, der kan opnås ved modtryksproduktion, kan i øvrigt relativt let beregnes som en korrektion til de fundne produktionsomkostninger. Dette er imidlertid ikke gjort, da korrektionen ville blive ret nær ens for alle strukturer, dog noget mindre for nukleare strukturer end for rent konventionelle.

Valg af regnemaskineprogram

Ved indledningen af undersøgelsen blev der foretaget en litteraturundersøgelse og en studierejse til USA for at skaffe oplysninger om regnemaskineprogrammer, der kunne anvendes til bestemmelse af udbygningsstrukturernes driftsudgifter gennem undersøgelsesperioden. Det stod nemlig klart, at en selvstændig udvikling af et fuldstændigt program ikke lod sig gennemføre inden for de fastsatte terminer, omend delprogrammer af interesse for fremtidige undersøgelser kunne overvejes.

De videre undersøgelser samlede sig hurtigt om tre programmer, der alle ville kunne anvendes:

1. Program udarbejdet af General Electric Co., USA (GE)
2. Program udarbejdet af Westinghouse i samarbejde med Iowa Power Pool (W1)
3. Program udarbejdet af Westinghouse i samarbejde med Ohio Edison Co. (W2)

De to førstnævnte programmer, GE og W1, er delprogrammer hidrørende fra et større programkompleks til beregning af udbygningsstrukturer for kraftværker. Det sidstnævnte programs (W2) hovedopgave er at være et hjælpemiddel ved fastlæggelse af det årlige budget.

Den største forskel mellem programmerne ligger i belastningsrepræsentationen. For W1's vedkommende arbejdes med en ret grov repræsentation, idet

et års belastning repræsenteres ved 13 ulige store intervaller, hvor belastningen gives ved en ugevarighedskurve bestemt ved otte punkter. Da det antages, at døgnmaksima følger en normalfordeling hen gennem ugens løb, bestemmes længden af intervallerne således, at spredning og middelværdi i den betragtede periode ikke varierer for meget.

W2-programmet gengiver belastningen uge for uge, hver indeholdende fem karakteristiske døgnkurver, som er repræsenteret ved 12 to-timers værdier.

GE-programmet repræsenterer belastningen på tilsvarende måde som W2 med den indskrænkning, at intervalantallet er begrænset til 26 (mod W2's 52), og at hvert interval repræsenteres ved fire karakteristiske døgnbelastningskurver (mod W2's 5).

Til udarbejdelse af data til belastningsrepræsentationen findes i tilknytning til W1 et program, som - ud fra timebelastninger i indtil 10 år for indtil 10 delområder - kan udarbejde data til belastningsmodellen, som så udarbejder ovenstående belastningsrepræsentation. For GE-programmets vedkommende findes ligeledes et program, som ud fra historiske døgnkurver bestemmer belastningsrepræsentationen. Derimod findes et sådant program ikke i forbindelse med W2.

Alt i alt syntes belastningsrepræsentationen at kunne lykkes bedst under anvendelse af GE-programmet. Dette viste sig desuden at være det mest fleksible, idet det til en vis grad kunne opfylde særønsker vedrørende prioriteret produktion, startudgifter med mere, og det var som nedenfor omtalt muligt at samordne programmet med et dansk program til beregning af produktionssikkerheden udtrykt ved det såkaldte risikoindeks. Da GE-programmet endvidere viste sig at være lidt billigere end de øvrige programmer, valgtes følgelig dette program. Det har været interessant at konstatere, at et sådant samarbejde har kunnet gennemføres gnidningsløst og uden forsinkelser, og uden at det har været nødvendigt for danske teknikere at bistå ved indkodning eller kørsel på regnemaskinen.

Oversigt over de anvendte programmer

På bilag 12 er vist en skematisk oversigt over de anvendte programmer, som er:

1. Eget program til beregning af risikoindeks
2. GE-program A til beregning af maksimalbelastningen i hvert af årets 2-ugers beregningsintervaller som procent af årets maksimalbelastning
3. GE-program B til beregning af 2-timers værdier for døgnbelastningskurverne i 4 repræsentative døgn for hver 4-ugers belastningsperiode
4. GE-hovedprogram I til beregning af 2-timers værdier for belastningen i MW gennem hele undersøgelsesperioden.
5. GE-hovedprogram II til beregning af produktionsfordelingen mellem de enkelte værker samt driftsudgifter for hvert år i undersøgelsesperioden
6. GE-program for kapitaludgifter.

Disse seks programmer tilsammen tillader bestemmelse af de opstillede udbygningsstrukturers produktionssikkerhed og samlede produktionsudgifter. Til yderligere belysning af økonomien er disse beregninger - som det vil fremgå af

senere kapitler - suppleret med håndregninger, således at udbygningsstrukturerens finansielle forhold også har kunnet belyses.

Sagt meget kort bestemmer det selvstændigt udviklede program en udbygningsstrukturs risikoindeks år for år på basis af den årlige belastningsvarighedskurve og de enkelte enheders driftspålidelighed. I de få tilfælde, hvor en udbygningsplan har vist sig ikke at give tilfredsstillende forsyningssikkerhed, er den blevet omarbejdet, indtil et tilfredsstillende resultat er konstateret ved fornyet gennemregning. For nærmere detaljer herom må henvises til Effektgruppens rapport.

Program A og B bearbejder for hvert område 3 års statistiske oplysninger om timebelastningen og udarbejder på grundlag heraf en gennemsnitlig belastningsvarighedskurve. Endvidere udarbejdes der som nærmere beskrevet nedenfor sådanne oplysninger om belastningsfordelingen, at hovedprogram I kan beregne belastningen i MW i enhver af årets timer alene ud fra oplysning om årets maksimalbelastning.

De ovenfor fundne informationer udnyttes af hovedprogram II, som ligeledes forsynes med de nødvendige tekniske og økonomiske data for de enkelte enheder i udbygningsstrukturerne. Heraf fastlægger hovedprogram II år for år et revisionsprogram og bestemmer, hvilke enheder der skal være i drift på et hvert tidspunkt. Programmet fortsætter derefter med beregning af den optimale lastfordeling mellem værkerne og udregner sluttelig de årlige driftsudgifter. Kapitaludgifterne beregnes af et særligt program, såvel direkte summeret som tilbagediskonteret.

De 5 GE-programmer omtales mere udførligt nedenfor.

Belastningsrepræsentation (program A og B)

Til beregning af produktionsomkostningerne på cifferregnemaskine er der opbygget en talmæssig model, som kan simulere de fremtidige døgnbelastningsvariationer.

Hvert år er opdelt i 26 beregningsintervaller, som hvert består af 2 hele uger, der regnes identiske i belastningsmæssig henseende. Året regnes således at bestå af $26 \times 2 \times 7 \times 24 = 8736$ h, hvorved et døgn lades ude af betragtning. Hver uge repræsenteres ved 4 karakteristiske døgnbelastningskurver, som i regnemaskinens nomenklatur er: dag 1 = lørdag, dag 2 = søndag, dag 3 = spidsbelastningshverdag og dag 4 = almindelig hverdag (forekommende 4 gange i en uge). Modellens døgnbelastningskurver opgives som 2-timers værdier i kronologisk orden.

Program A bestemmer den årlige og program B den daglige belastningsrepræsentation. Indgangsmaterialet er i begge tilfælde oplysninger om belastningen i ELSAM- og Kraftimportområdet time for time i 3-årsperioden 1960/61 - 1962/63. De fremkomne resultater er naturligvis anvendelige for alle udbygningsstrukturer.

Den årlige belastningsvariation

Af de indlæste belastningsdata udsorterer program A først maksimalbelastningerne i hvert af de tre basisårs 26 beregningsintervaller. Disse data er vist på bilag 13, hvor årsmaksimum tillige er markeret. For at finde modellens intervalværdier kan man ikke blot danne et simpelt middeltal for hvert interval, idet der da vil opstå vanskeligheder ved middelværdidannelsen for den daglige belastningsvariation. I stedet gennemgås belastningsvariationerne for alle hverdage, og passende vejede gennemsnit for de enkelte intervalmaksima

beregnes. Resultatet heraf er vist i bilag 14, der angiver modellens maksimalværdier i de 26 beregningsintervaller i forhold til årsmaksimum. Da årsmaksimum i de tre basisår viste sig ikke at falde i samme beregningsinterval, traf man til brug for undersøgelsen det valg at lade årsmaksimum falde i perioden 10. - 23. december.

I bilag 14, side 2, er de samme data vist i grafisk form for begge områder. Den kalendermæssige placering af beregningsintervallerne og de nedenfor omtalte belastningsperioder fremgår også af bilaget. Kurverne skal forstås sådan, at i et beregningsinterval er maksimalbelastningen som angivet; selve maksimumværdien optræder naturligvis kun i én 2-timers periode.

Den daglige belastningsvariation

Udregningen af de ovenfor nævnte fire repræsentative døgnbelastningskurver foregår ved hjælp af det andet belastningsprogram - program B.

For at have et tilstrækkeligt beregningsgrundlag for statistisk at kunne beregne disse fire døgnbelastningskurver, har man ladet døgnbelastningskurverne i fire på hinanden følgende uger (2 beregningsintervaller á 2 uger) af hvert af de tre basisår ligge til grund for beregningen. En sådan fire ugers periode benævnes en belastningsperiode og repræsenteres ved ét sæt på fire repræsentative døgnbelastningskurver. Undtaget herfra er tiden omkring jul (interval nr. 7 og 8), hvor kun en 2-ugers periode ligger til grund for beregningen af et sæt på fire døgnbelastningskurver, således at en belastningsperiode her er identisk med et beregningsinterval. Belastningsperiode nr. 4 og 5 indeholder således hver et beregningsinterval, medens de øvrige tolv belastningsperioder (1-3 og 6-14) hver indeholder to beregningsintervaller.

Bestemmelsen af døgnbelastningskurvernes 2-timers værdier foretages ud fra varighedskurven. Der udarbejdes på grundlag af data fra de tre basisår varighedskurver for hvert enkelt døgn inden for de nævnte 4 dag-typer, der skal udregnes belastningskurver for. Disse døgnvarighedskurver samarbejdes til én varighedskurve for hver af de fire grupper. Ud fra disse fire kurver opbygges nu de resulterende uordnede døgnbelastningskurver ved omplacering af belastningerne, således at maksimalbelastningen henføres til det 2-timers interval, hvor den med størst sandsynlighed forekommer; dernæst sættes næststørste 2-timers belastning på plads og så fremdeles.

Den mere umiddelbare metode til bestemmelse af døgnbelastningskurvernes 2-timers værdier ved beregning af belastningsmiddelværdier for de pågældende 2-timers intervaller i de dage, der omfattes af belastningsperioden, oplyses fra General Electric's side at ville give for stor udjævning af døgnbelastningskurverne og anvendes derfor ikke.

Andre helligdage (julen dog undtaget) end søndage er trukket ud af beregningen, således at de fire karakteristiske døgnkurver ikke influeres af tilstedeværelsen af sådanne tilfældige i belastningsmæssig henseende misvisende dage.

Som eksempel på de fremkomne resultater er på bilag 15 vist to sæt døgnbelastningskurver for ELSAM henholdsvis for en vinterbelastningsperiode (periode 5) og en sommerbelastningsperiode (11). På bilag 16 er vist de tilsvarende kurver for Kraftimports vedkommende. Belastningen er angivet i forhold til den pågældende belastningsperiodes maksimum, hvilket vil sige det største af de to beregningsintervallers maksima i de belastningsperioder, der omfatter to beregningsintervaller.

Kontrol

På baggrund af de historiske data har regnemaskinen udskrevet årsvarighedskurverne for de tre basisår for hvert af områderne ELSAM og Kraftimport,

for Samkøringen og KB hver for sig og for hele Danmark under ét. Til kontrol på rigtigheden af den af regneprogrammet opstillede model er endvidere udskrevet varighedskurver for ELSAM- og Kraftimportområdet på grundlag af de beregnede repræsentative døgnkurver. Varighedskurverne for timebelastningerne i de tre basisår og ud fra belastningsmodellens data er vist i bilag 17 og 18 for henholdsvis ELSAM og Kraftimport. Af bilag 19 fremgår den samlede energiproduktion bestemt ud fra time-værdierne i de tre basisår og de tilsvarende tal fra ELSAM's og Kraftimports statistikker. Værdierne for Kraftimport i 1962/63 er ikke medtaget i gennemsnittet på grund af en datafejl i årsmaksimumpunktet (materialet for Kraftimport i 1962/63 er dog medtaget ved udformningen af belastningsrepræsentationen, idet man har nøjedes med at tage hensyn til formen af belastningskurverne for dette år).

Afvigelsen mellem årsforbruget udregnet på grundlag af de til regneprogrammet opgivne timeværdier og det af ELSAM opgjorte forbrug synes umiddelbart uforklarlig. Den tilsvarende forskel for Kraftimports vedkommende synes mere rimelig og kan forklares som kombinationen af måleunøjagtighed i MWh-registreringen og den tilnærmelse, der ligger i anvendelsen af MW-timeværdier.

Hovedprogram I

I de her gennemførte beregninger er hovedprogram I meget primitivt. Indgangsdata er resultaterne fra program A og B og årsmaksimum i MW for hvert enkelt år i undersøgelsesperioden. Program I udfører da følgende beregning:

$$\begin{aligned} & \text{Årsmaks.} \times \frac{\text{Belastningsperiodemaks.}}{\text{Årsmaks.}} \times \frac{\text{Beregningsintervalmaks.}}{\text{Belastningsperiodemaks.}} \\ & \times \frac{\text{To-timers værdier for fire dagtyper}}{\text{Beregningsintervalmaks.}} \end{aligned}$$

hvor andet og tredje led kommer fra program A (tredie led er i beregningsinterval 7 og 8 og ellers hveranden gang lig 1) og fjerde led fra program B. Resultatet angiver belastningen i MW i hver to-timers periode igennem alle undersøgelsesårene og udskrives på bånd, der benyttes som indgangsdata for hovedprogram II.

I sin oprindelige form er hovedprogram I noget udvidet, idet indregning af vandkraft og pumpekraftværker i det samlede programkompleks foretages her. For selve udbygningsstrukturerne er der imidlertid som tidligere omtalt ikke regnet med import af vandkraft, hvorfor denne del af programmet er udgået. Der er dog i et enkelt tilfælde udregnet produktionsfordeling for årene 1964/65 - 1968/69 under forudsætning af en vis vandkraftimport. Indregningen foregår på den måde, at de ovenfor beregnede to-timers værdier for belastningen reduceres med vandkrafteffekten.

Hovedprogram II

Hovedprogram II's opgave er at beregne den optimale produktionsfordeling mellem enhederne og udregne de årlige driftsudgifter opdelt efter art. De beregninger, det foretager, er i skematisk form angivet på bilag 20.

Indgangsdata

Først indlæses de nødvendige indgangsdata, som er de af hovedprogram I beregnede to-timers værdier for belastningen samt tekniske og økonomiske data for enhederne og systemet som helhed. Bilag 21 viser et eksempel på den form, hvori oplysninger om enhederne er sendt til General Electric. Der angives:

- Maksimum nettoydelse i MW.
- Revisionsskema. Revisionstiderne omfatter et tillæg på en 14-dages periode til havarier og anden ikke forudset udetid. Revisionstiderne kan godt variere fra år til år, men programmet fordrer en 6-årig cyklus. Med det nævnte tillæg og under anvendelse af Kraftværksgruppens data er revisionstiderne for alle enheder sat til 3 - 3 - 4 - 3 - 3 - 4 14-dages perioder i den seksårige cyklus. Det lange eftersyn er forskudt mellem de enkelte enheder i en udbygningsstruktur.
- Varmeforbrug. Det specifikke varmeforbrug angives ved minimumbelastningen, som for nukleare værker er 10 % af den maksimale ydelse, for gasturbiner er 50 % og for øvrige konventionelle enheder 20 % af maksimal ydelse. Endvidere angives marginalvarmeforbruget ved minimum og maksimum effekt samt højst 3 mellemliggende effekter. Imellem de angivne punkter interpoleres marginalvarmeforbruget, og regnemaskinen udregner på basis af disse oplysninger selv det specifikke varmeforbrug ved de effekter, der bliver aktuelle efter foretagne produktionsfordeling.
- Startomkostninger. Disse er delt i direkte og indirekte startomkostninger, og for de direkte angives udgifterne både ved kold og varm start. En start foretaget 6 timer efter nedlukning anses for en varm start, og start efter "uendelig lang" nedlukning karakteriseres som kold start. For andre nedlukningstider udregner regnemaskinen selv startudgifterne ved at antage et eksponentielt forløb mellem de to forannævnte bestemmelsespunkter.
- Drifts- og vedligeholdelsesudgifter. Kraftværksgruppen har delt disse i en effektafhængig og en energiafhængig del.
- Brændselspriser. For konventionelle enheder angives brændselsprisen i kr/Gcal. For nukleare enheder er den opdelt i to komponenter: kr/Gcal og kr/kW · år. Den sidste komponent omfatter udgifter til finansiering af brændselskredsløbet. Medens den fossile brændselspris forudsætningsvis holdes konstant i hele undersøgelsen, antages den nukleare brændselspris at ville falde med 3,5 % p.a. Dette er angivet ved den såkaldte "fuel cost inflation factor".
- Programmet åbner mulighed for yderligere at angive en straffaktor, som skal udjævne eventuelle forskelle i nettab mellem de forskellige enheder. Da nettab ikke er inddraget i undersøgelsen, er denne overalt sat til 1.

Herudover får programmet opgivet krav til løbende reserve og art og omfang af samarbejde med andre systemer. I alle strukturer er den løbende reserve sat til min. 4 %, og "samarbejde" omfatter kun oplysning om, hvorvidt der forudsættes en Store Bælts forbindelse, og hvor stor denne i givet fald er. Det er med andre ord ikke forsøgt i programmet at indføre betingelser vedrørende samarbejde mellem de enkelte værker. De fundne resultater forudsætter derfor optimalt samarbejde mellem elsekskaberne på landsdelsbasis - eller med Store Bælts forbindelse på landsbasis - og de forudsætter ligeledes, at ledningsnettet er udbygget således, at det muliggør den fundne produktionsfordeling.

Endelig opgives til programmet en prioritetsliste for idriftsættelse af enhederne samt minimum udetid for samtlige enheder. Disse emner vil blive nærmere omtalt nedenfor i afsnittet om udvælgelse af enheder til drift.

Revisionsprogram

Regnemaskinen fastlægger først et revisionsprogram ud fra revisions-tiderne for hver enkelt enhed hvert enkelt år. Revisionsperioderne kan variere fra år til år, men de skal være et helt antal beregningsintervaller á 14 dage, og de skal være sammenhængende. Af denne grund har den forventede havaritetid måttet indføres som en forlængelse af revisionstiden.

Programmet udtager først de store enheder og lægger i overensstemmelse med normal elværkspraksis revisionerne af disse i sommermånederne, hvor belastningen er lav. I øvrigt lægges revisionerne successivt på de tidspunkter, hvor der er "bedst plads", det vil sige det tilstræbes at holde summen af belastningskrav og effekt til revision konstant.

Udvælgelse af enheder til drift

Programmet ved nu, hvilke enheder der til enhver tid står til rådighed, hvilket belastningskrav de skal tilfredsstille, og hvor meget løbende reserve der er forlangt. Det næste skridt bliver da at udvalge de enheder, der i fællesskab skal dække denne belastning.

Dette gøres på grundlag af en i forvejen opstillet prioritetsliste, der er indlæst i maskinen, og fra hvilken enhederne udtages fra toppen, indtil det maksimale belastningskrav i en vis tidszone (+ løbende reserve) er dækket. Prioritetslisten ændres hver gang nye enheder installeres, men er altid konstant inden for et driftsår. Øverst på prioritetslisten står den såkaldte prioriterede effekt, nemlig vandkraft og modtrykseffekt, såfremt en sådan er til stede. Derefter følger enhederne i rækkefølge svarende til faldende driftsøkonomi. De valgte tidszoner er af 8 timers varighed, og udvælgelsesprocessen gentages altså 3 gange i hvert døgn af undersøgelsesperiodens 15 år. En sådan fremgangsmåde er i det væsentlige overensstemmende med normal praksis og indebærer ikke andre problemer end behandlingen af den prioriterede effekt, hvilket er beskrevet tidligere.

Der tages i programmet hensyn til det uønskede i at standse en enhed, hvis den alligevel skal idriftsættes inden for en vis tid, den såkaldte minimum-udetid. Principielt kan denne findes som den tid, en mere økonomisk enhed skal overtage minimumbelastningen for den enhed, der overvejes taget ud af drift, for at give en besparelse, der netop er lig med den betragtede enheds startomkostninger. En sådan økonomisk bestemt minimumudetid vil altså være afhængig af "modholdet", hvorved forstås den effekt, der er parat til at overtage belastningen.

I den daglige produktionsfordeling er modholdet i praksis veldefineret, og det er derfor en ret enkel sag i en given belastningssituation at afgøre, om det kan betale sig at standse en maskine. Regnemaskinen kan imidlertid ikke overveje modholdets art, og da den også lægger andre bånd på minimum-udetid, har det været et problem at finde en acceptabel repræsentation, og en helt tilfredsstillende løsning er ikke fundet.

De økonomisk betingede udetider er relativt lange, og prøvekursler på regnemaskinen viste, at såfremt man benyttede disse, førte det til, at så mange enheder skulle holdes i drift under lav belastning, at deres totale minimumbelastning ville overstige effektkravet. De benyttede indgangsdata bliver således selvmodsigende. Hvis den omtalte situation indtræffer mange gange, kan regnemaskineprogrammet ikke håndtere opgaven, og indtræffer den kun et begrænset antal gange, vil regnemaskinen tage den dårligste enhed ud, men ikke senere medregne startudgifter for at sætte den i drift igen.

Denne del af problemet om minimumudetider er ikke alene et regnemaskinespørgsmål, men afspejler et reelt driftsproblem, idet ekstra udgifter vil blive nødvendige, enten i form af øgede startudgifter eller som anlægsudgifter til udstyr, der tillader en sænkning af minimumbelastningen på produktionsenhederne. Indledende beregninger på regnemaskinen viste, at startantallene blev meget store, når man forudsatte en mindste belastning på 30 % af fuld ydeevne, og at startudgifterne kunne reduceres så meget ved 20 % som teknisk minimumbelastning, at dette godt og vel opvejede udgifterne til installation af ekstra pumper med mere, som kunne muliggøre drift ved 20 % af fuld belastning. Alle beregninger er derfor udført under antagelse af 20 % som minimumbelastning for konventionelle enheder, idet anlægspriserne efter Kraftværksgruppens anvisning er forøget til at kunne dække også det nødvendige lavlastudstyr.

Selv om denne i sig selv økonomisk begrundede beslutning også mindskede regnemaskinens problem, eliminerede den det ikke. Konsekvensen heraf blev, at de minimumudetider, der blev afgivet til programmet, måtte gøres mindre end de økonomisk berettigede udetider. Da programmet også krævede, at minimumudetider skulle følge prioritetslisten i den forstand, at en hvilken som helst enhed ikke måtte have mindre udetid end enheder, der stod lavere på prioritetslisten, gik man frem på følgende måde ved fastsættelse af minimumudetid:

Ved analyse af indledende beregninger på regnemaskinen var det muligt at skønne den fordeling af minimumudetider, programmet uden besvær kunne acceptere. De højst prioriterede enheder blev givet udetider på 48 timer, hvilket indebærer, at de ikke kan tages ud i weekend'er. Dernæst anvendtes kontinuert faldende udetider ned gennem prioritetslisten med 4 timer for de dårligste enheder. Alle udetider blev fastlagt så højt som muligt af hensyn til regnemaskinen.

Som tidligere nævnt er de benyttede udetider mindre end de økonomisk udregnede. Dette fremgår af bilag 22, hvor der som eksempel er anført udetider for nogle enkelte år for udbygningsstruktur SLON. Til sammenligning er anført de af Kraftværksgruppen angivne økonomiske udetider.

Det skal til slut nævnes, at programmet ser fremad i tiden for at undersøge, hvorvidt en enhed skal tages ud af drift eller ikke. Der er således ingen problemer ved overgang fra en tidszone til den næste. Faktisk fastlægges hvilke enheder, der skal være i drift, for et helt 14-dages beregningsinterval ad gangen.

Beregning af startudgifter

Startudgifterne beregnes i virkeligheden ikke særskilt, men simultant med den foran beskrevne udvælgelse af de enheder, der skal deltage i produktionen. For hver af de implicerede enheder beregnes produktsummen af starter og startudgifter, idet startudgifterne som tidligere omtalt varierer med den tid, enhederne er ude af drift.

Produktionsfordeling

For hver 8-timers tidszone er det nu bestemt, hvilke enheder der skal deltage i produktionen. En fordeling foretages hveranden time baseret på marginalprisprincippet. Efter dette opnås den økonomisk optimale produktionsfordeling, når alle enheder har samme marginale produktionsomkostninger. Var dette nemlig for to enheders vedkommende ikke tilfældet, ville en forbedring kunne opnås ved at flytte en del af produktionen fra enheden med højest til den med lavest marginalpris.

Beregningen foretages iterativt, idet marginalforbruget hæves i små spring, indtil den fordrede belastning netop kan efterkommes.

I tilfælde af fælles udbygning mellem de to landsdele overvejes på dette trin af beregningerne, om Store Bælts forbindelsen er overbelastet. Er den det, hæves marginalforbruget i det ene område og sænkes i det andet, indtil Store Bælts forbindelsen netop udnyttes med fuld kapacitet, idet der samtidigt sørges for, at den krævede belastning stadigvæk dækkes.

Årlige driftsudgifter

Med den fundne produktionsfordeling og de opgivne indgangsdata kan driftsudgifterne findes ved simple operationer. For hvert år skrives de fundne driftsudgifter ud for hvert område for sig. Bilag 23 viser et eksempel på et sådant udskriftsblad.

For hver enhed oplyses revisionsperiode, antal driftstimer, belastningsfaktor, gennemsnitligt varmekonsum, energiproduktion, brændselsudgifter, startudgifter, drifts- og vedligeholdelsesudgifter og totale driftsudgifter.

For samtlige enheder er hver af disse poster angivet summeret, ligesom den til 1964 tilbagediskonterede værdi findes angivet. De totale udgifter fra undersøgelsesperiodens første år er også anført, såvel absolut som tilbagediskonteret.

Kontrol af programmerne for beregning af driftsudgifter

Til kontrol af de anvendte regnemaskineprogrammers pålidelighed og hensigtsmæssighed har der været foretaget en prøvekørsel for driftsåret 1962/63, for hvilket statistik forelå ved beregningernes start. For ELSAM's vedkommende gav dette følgende resultat:

	<u>Beregnet</u>	<u>Målt</u>
Total produktion, MWh netto	3 150 646	3 174 383
Brændselsudgifter, mill.kr	81,549	84,550
Andre udgifter, mill.kr	29,372	32,731
Udgifter ialt, mill.kr	110,922	117,281

Der kan således konstateres god overensstemmelse med hensyn til den totale produktion, indikerende at belastningsrepræsentationen er i orden. De beregnede brændselsudgifter er ca. 3 % lavere end de aktuelle, selv om de er beregnet med de konstaterede brændselspriser. Dette skyldes formentlig, at afregningsprisen for modtryksproduktionen er betydeligt højere end indsat i programmet, hvilket skønsmæssigt betyder 3-4 mill.kr.

Produktionens fordeling mellem de enkelte enheder viste ret stor afvigelse fra den faktisk konstaterede, idet fjernvarmeenhederne ifølge beregningerne havde produceret uforholdsvist meget, hvilket i overvejende grad skyldtes, at der ikke var regnet med eftersyn af disse enheder. Dette var et medbestemmende argument for at udelade fjernvarmeproduktionen for det jysk-fynske område, hvad der tidligere er gjort rede for.

For Sjællands vedkommende viste beregningerne, at Samkøringen havde fået en meget væsentlig andel af KB's belastning, og desuden var de beregnede brændselsudgifter ca. 15 % mindre end de målte. Disse to forhold hænger naturligvis sammen, idet produktionen i beregningerne er overtaget af Samkøringens værker, netop fordi de i beregningerne indgår med lavere produktionsomkostninger, og fordi reservekørsel og nettab ikke er taget i betragtning.

Tilsyneladende kan alle afvigelser mellem målte og beregnede værdier forklares ved den omtalte overflytning af energiproduktion fra KB til Samkøringen. Den totalt producerede energi stemmer således udmærket, ligesom tilfældet var for ELSAM's vedkommende.

Ud fra sine forudsætninger arbejder programmet således hensigtsmæssigt, men det er netop på dette sted et ømtåleligt punkt, at nettab, overføringsmuligheder og samarbejdsaftaler ikke har kunnet medtages i beregningerne. I det pågældende år har KB købt en ret betydelig energimængde af Samkøringen, men en større energiudveksling end den stedfundne har på grund af de nævnte begrænsninger ikke kunnet lade sig gennemføre.

Der kunne derfor have været god grund til at forsøge beregningerne gennemført efter opdeling i 3 områder: ELSAM, Samkøringen og KB.

Det benyttede program kan imidlertid ikke håndtere mere end to indbyrdes forbundne områder, ligesom formuleringen af samarbejdsmulighederne ville have voldt vanskeligheder.

Det blev derfor besluttet i de videre beregninger at se bort fra den begrænsning af undersøgelsesresultaternes anvendelighed for produktionsfordelingen i det sjællandske område, som for den undersøgte periode må skønnes at være af underordnet betydning. Resultaterne angiver da den produktionsfordeling, der ville fremkomme ved optimalt samarbejde mellem alle el-selskaberne og under forudsætning af, at nettet kan overføre den fundne energitransport. Endelig forsætter resultaterne som for ELSAM's område, at forskellige nettab fra de enkelte enheder ikke vil indvirke væsentligt på resultaterne.

Sluttelig skal det nævnes, at der også på regnemaskinen er udført visse indledende beregninger, hvis resultater ikke vil blive gengivet her, idet de i det væsentlige blot har tjent det formål at angive retningslinier for, hvorledes problemer som modtryksproduktion, minimumudetid, minimumbelastning med mere skulle behandles.

Kapitaludgifter

Det sidste af de anvendte GE-programmer har beregnet udbygningsstrukturernes kapitaludgifter. Indgangsdata til dette program har naturligvis været udbygningsstrukturerne selv og specifikke anlægspriser for de benyttede enheder. Programmet beregner de af de årlige investeringer flydende kapitaludgifter ved 7 % p.a. rentefod og 20 års bogholderimæssig afskrivning. Desuden beregnes de fra beregningens begyndelse akkumulerede investeringer og kapitaludgifter såvel absolut som tilbagediskonteret med 7 % p.a. til 1964. Beregningerne er ganske simple og behøver ingen nærmere forklaring.

Dette program er egentlig et led i et mere omfattende program, der tillader fastlæggelse af en udbygningsstruktur og beregning af dennes produktionssikkerhed ud fra oplysninger om anlægstyper og udbygningsprincipper med mere. Da dette arbejde imidlertid er udført herhjemme, blev programmet i det store og hele overflødigt, men delprogrammet for kapitaludgifter er altså anvendt.

Nogle tekniske resultater

Belastningsfaktor

Når man kender den produktion, en bestemt enhed kan opnå år for år gennem sin levetid ved samkøring med de øvrige primærværker, kan dens økonomi

umiddelbart bedømmes, og det er derfor af primær interesse at studere den produktionsfordeling, der fremkommer som et resultat af regnemaskineberegningerne. De almene konklusioner, der herved måtte fremkomme, kan danne baggrund for mere simple økonomiske beregninger.

I bilag 24 er vist en række eksempler på den variation af belastningsfaktoren, som udbygningsstrukturernes enkelte enheder underkastes igennem deres levetid. På side 1 er optegnet resultaterne for struktur ELK, hvor der er foretaget årlige udbygninger med konventionelle grundlastværker af stigende enhedsstørrelse. Det karakteristiske forløb er, at en enhed ved idriftsættelsen starter med en høj belastningsfaktor (ca. 0,8), hvorefter den gradvis degraderes, når nye enheder kommer til, for efter omkring 15 års forløb at ende som reserveenhed med yderst lav produktion. På denne måde får alle enheder den samme "levetidskurve". Dette forløb er fremkommet ved at nyindsatte enheder altid har lidt bedre driftsøkonomi end samtlige ældre enheder.

Dette billede ændres i nogen grad, når nukleare enheder inkorporeres, hvilket vil fremgå af bilag 24, side 2, der viser forholdene for udbygningsstrukturen ELN. Denne indeholder nukleare enheder idriftsat 1973, 75, 78, 81 og 84, men er ellers identisk med ELK. Selv ældre nukleare enheder vil have en bedre driftsøkonomi end nye konventionelle værker, og deres belastningsfaktor ændres derfor meget mindre i løbet af levetiden og ligger i øvrigt noget højere end de tilsvarende i ELK.

Det kernekraftværk, der idriftsættes 1973, har det første år en belastningsfaktor på 0,88, hvilket praktisk taget er det teoretisk mulige, når hensyn tages til revisions- og havariperioder. I det elvte driftsår - undersøgelsesperiodens sidste - er belastningsfaktoren kun sunket til 0,7, hvor den tilsvarende konventionelle i ELK allerede er faldet til 0,5. I 1984/85 har kun de nukleare enheder opnået en belastningsfaktor over 0,55, i gennemsnit efter enhedsstørrelse 0,8. De konventionelle enheder viser derimod som før et stadigt aftagende forløb.

Ved at vælge en enhedstype, der er specielt egnet til en bestemt produktionsopgave, kan man altså opnå, at belastningsfaktoren holdes ret konstant gennem hele levetiden. At dette ikke alene gælder for grundlastens vedkommende fremgår ganske klart af bilag 24, side 3. Her er vist udbygningsstruktur ELON, der er opbygget af nukleare og konventionelle grundlastværker, forenklede konventionelle værker og gasturbiner. Ligesom de konventionelle værkers ringere driftsøkonomi som ovenfor nævnt holdt de nukleare værkers belastningsfaktor oppe, holder nu de forenklede enheders endnu højere driftsudgifter de konventionelle grundlastværkers belastningsfaktor oppe. Tilsvarende gælder for forholdet mellem forenklede enheder og gasturbiner, der slet ikke kommer i drift.

Det kan således ved en passende udbygning med de forskellige enhedstyper opnås på forhånd at fastsætte og senere at fastholde en ny enheds belastningsfaktor. På denne måde kan hver enkelt enhed optimeres for netop den produktionsopgave, den skal løse. At den gunstigste totaløkonomi faktisk opnås ad denne vej fremgår af de senere refererede økonomiske resultater.

De samme karakteristiske træk kan for Sjællands vedkommende aflæses af bilag 24, side 4-6. Kun lægger man mærke til, at kraftvarmeværkerne (UNIT 1 og 3) på grund af den bundne fjernvarme- og modtryksproduktion får deres særlige livsforløb.

Nukleare værkers særlige forhold er specielt behandlet i bilag 24, side 7. Fra en række forskellige strukturer er her for en række karakteristiske år udtaget belastningsfaktorer, som er afbildet som funktion af den nukleare effekts relative andel af den ialt installerede effekt. Det fremgår heraf, at de nukleare anlægs gennemsnitlige belastningsfaktor aftager med stigende nuklear andel. Skønsmæssigt svarer en nuklear andel på 25 % af den installerede effekt

til en belastningsfaktor på 0,8, 40 % til 0,7 og 50 % til 0,6. De fluktuationer, der konstateres, er ikke store; de skyldes først og fremmest forskelle i enhedsstørrelse og installeret reserve.

Når nogle af "levetidskurverne" for nukleare værker viser et svagt faldende forløb, skyldes det først og fremmest, at den nukleare udbygning fortsættes til større relativ andel. Faldet ledsages af inkorporering af nukleare enheder med endnu højere belastningsfaktor, således at det vejede gennemsnit falder i det på side 7 viste bånd. For strukturernes økonomi er det ret ligegyldigt, hvorledes produktionen fordeler sig mellem de nukleare enheder indbyrdes, da deres driftsøkonomi er forudsat ens.

Startantal og varmemeforbrug

Den fundne produktionsfordeling er naturligvis præget af de benyttede indgangsdata, herunder specielt de relativt små minimumudetider og den lille løbende reserve (4 %). Den daglige produktionsfordeling bliver derfor karakteriseret ved, at de producerede enheder i de fleste timer arbejder ved fuld effekt, samtidigt med at en meget stor del af den installerede effekt slet ikke sættes i drift. I bilag 52 og 53 er vist forskellige eksempler på den fundne driftsform.

Også de gennemsnitlige varmemeforbrug afspejler denne driftsform, idet de kun ligger ubetydeligt over bedstpunktet. Som typiske værdier (se også bilag 23) kan anføres:

	<u>Varmeforbrug i bedstpunkt</u>	<u>Typiske årsværdier for gennemsnitligt varmemeforbrug</u>
Nukleare enheder	2685	2690-2720
Konventionelle grundlastenheder	2145	2150-2180
Forenklede konventionelle anlæg	2500	2505-2515

Over året koncentrerer produktionen også på de bedste enheder. For udbygningsstruktur SLON er eksempelvis for 1984/85 fundet, at 58 % af den totalt installerede effekt producerer 90 % af energien. Yderligere 5 % produceres af de prioriterede fjernvarmeenheder (UNIT 1 og 3), og de sidste 5 % produceres af 15 % af den samlede maskinpark, således at omkring 25 % af effekten står i reserve året rundt.

Den konsekvente udnyttelse af de bedste enheder til dækning af grundbelastningen fremgår også af, at disse enheder kun får 1 eller 2 starter pr. år, hvilket for SLON's vedkommende er vist i bilag 25. Side 2 af dette bilag viser, at der er en vis grov sammenhæng mellem startantal og belastning, således at høj belastningsfaktor svarer til et lavt startantal. Dette gælder naturligvis kun de producerende enheder; reserveeffekten (gasturbiner) har nemlig belastningsfaktoren nul og startantallet nul. Ligeledes har et ringe antal enheder lav belastning og lavt startantal, visende at de har været indsat til delproduktion nogle få gange i løbet af et år.

Kernekraftenhederne ligger med belastningsfaktorer mellem 0,7 og 0,8 og har 1 eller 2 starter pr. år. De øvrige af de enheder, der producerer grundbelastningen, har belastningsfaktorer omkring 0,5 og årlige startantal mellem 25 og 75, svarende til at de standses i en del weekend'er.

Området mellem knapt 100 og godt 200 starter pr. år forekommer slet ikke. Dette skyldes, at enheder med minimumudetider, der overhovedet muliggør standsning om natten, faktisk også i overvejende grad kommer til at arbejde i toskiftdrift. Startantallene kommer derved op på 250-350.

På side 3 i bilag 25 er vist en anden afbildningsform for udbygningsstruktur SLK. Her er udvalgt tre enkelte enheder, for hvilke startantal og belastningsfaktor er fulgt hen gennem undersøgelsesperioden. Den pågældende struktur er fremkommet ved årlig udvidelse med en konventionel grundlastenhed til dækning af belastningsstigningen. I en sådan struktur får alle enheder som tidligere påvist omtrent det samme livsforløb, idet belastningsfaktoren starter højt og bliver gradvis mindre. For de årlige startantal medfører dette et klokkeformet forløb. I begyndelsen, hvor enheden drives som grundlastværk, bliver antallet af starter meget lille; derefter følger en periode, hvor enheden går over til toskiftsdrift, og startantallet bliver stort, og til sidst ender enheden som reserve uden starter.

Betragtes modsætningsvis bilag 25, side 1, findes dette forløb slet ikke eller i hvert fald langt mindre udtalt. Dette hænger sammen med, at enhederne i en "blandet" udbygningsstruktur som SLON i langt højere grad fastholdes til en bestemt produktionsopgave gennem hele levetiden, hvilket også er påvist tidligere.

KAPITEL 4. ØKONOMISKE FORUDSÆTNINGER FOR UNDERSØGELSEN

=====

En lang række forudsætninger har været nødvendige for at kunne gennemføre en økonomisk sammenligning mellem de forskellige udbygningsstrukturer og anlægstyper. Disse er knyttet til følgende tre hovedproblemer:

- Valg af data
- Valg af metode
- Valg af økonomiske parametre

Valg af data

De tekniske og økonomiske data, der er anvendt i undersøgelsen, er opstillet af de enkelte arbejdsgrupper, og forudsætninger og forbehold må søges i kapitel 3 og 10 og i de respektive rapporter. Her skal det blot betones, at undersøgelsen stiler mod en sammenligning af udbygningsmulighederne og ikke mod en nøjagtig bestemmelse af de totale produktionsudgifter. Som et eksempel herpå - hentet fra Kraftværksgruppens arbejde - kan nævnes, at de opstillede anlægspriser ikke inkluderer udgifter til omsætningsafgifter, værkets primære højspændingsanlæg m.m. En omsætningsafgift i form af den nu diskuterede merværdiomsætningsafgift vil ikke forrykke den indbyrdes konkurrencedygtighed mellem de enkelte typer.

Opmærksomheden må ligeledes henledes på, at netundersøgelser ikke er inddraget i beregningerne, da det næppe ville være muligt at fastsætte placeringen af samtlige værker idriftsat inden for undersøgelsesperioden og ej heller at gennemføre den nødvendige netplanlægning. Følgelig har det heller ikke været muligt at tillægge hvert enkelt værk en "straffaktor", der kunne diskriminere mellem dem ud fra deres afstand til belastningstyngdepunktet.

Prognosen inkluderer dog et tillæg til dækning af nettabene, således at de hertil svarende kWh'er bliver produceret på primærværkerne, men udgifter til etablering og vedligeholdelse af højspændingsledninger indgår ikke i udgiftsberegningerne.

Den belastningsfordeling, der vil blive tilstræbt i praksis, vil derfor muligvis afvige lidt fra den af regnemaskineprogrammet fastlagte, men den herved introducerede usikkerhed i driftsudgifter skønnes ikke væsentlig, da værkerne har omtrent samme økonomi og er ret jævnt fordelt over landet.

Valg af metoder

En økonomisk sammenligning mellem alternative investeringsmuligheder kan foretages på mange måder. De vigtigste af disse metoder har været diskuteret i Koordinationsudvalget, blandt andet på grundlag af en kritisk metodegen-

nemgang fremlagt i en FN-rapport^{*)}, hvori er samlet oplysninger fra 20 lande, om hvilke metoder der anvendes ved investeringsanalyser inden for elforsyningen i de pågældende lande.

Metoder, der bygger på kendskab til de enkelte alternativets indtjeningsmuligheder gennem undersøgelsesperioden, var på forhånd udelukket, alene fordi det må skønnes at være en uløselig opgave at opstille en realistisk takstpolitik for så lang en periode, som der her er tale om. Da endvidere indtjeningsmulighederne må formodes stort set at være uafhængige af den anvendte produktionsteknik, er metoder, der ikke kræver kendskab til de fremtidige indtægter, fuldt ud lige så anvendelige.

I den ofte anvendte annuitetsmetode fordeles kapitaludgifterne ved hjælp af en annuitetsfaktor over levetiden, og de totale udgifter beregnes for et enkelt år under antagelse af repræsentative driftsforhold og driftsudgifter. I indeværende undersøgelse, hvor både driftsforhold og driftsudgifter antages at variere med tiden på kendt måde, repræsenterer diskonteringsmetoden en logisk udvidelse af annuitetsmetoden.

Ved diskonteringsmetoden henføres alle udgifter - såvel kapital som driftsudgifter - til samme år ved hjælp af en renteberegning. Den anvendte rentefod betegnes kalkulationsrenten og vil blive diskuteret i næste afsnit. Ved addition af de tilbageførte udgifter fra hele anlæggets levetid findes de totale diskonterede udgifter.

Den omtalte FN-rapport anbefaler i øvrigt diskonteringsmetoden som det bedste vurderingsgrundlag ved fastlæggelse af udbygningen. En af hovedfordelene ved denne metode er netop, at den tager hele den økonomiske levetid i betragtning samtidig med, at der - på grund af tilbageføringen - lægges mindre og mindre vægt på udgifterne, jo senere disse afholdes. Diskonteringsmetoden giver desuden det mest overskuelige grundlag for den økonomiske vurdering, og under forudsætning af rigtige prognoser og korrekt ansat levetid og kalkulationsrente giver den desuden et eksakt udtryk for den driftsøkonomisk mest fordelagtige investering.

Det stod derfor fra undersøgelsens begyndelse klart, at diskonteringsmetoden skulle anvendes som en vigtig del af de økonomiske undersøgelser.

Diskonteringsmetoden har imidlertid den store svaghed, at den ikke giver mange oplysninger om investeringsforløbet. To projekter med samme diskonterede totaludgifter kan således stille helt forskellige investeringsmæssige krav. Specielt for elselskaberne er denne mangel af væsentlig betydning, fordi kapitaludgifterne udgør en meget større del af den samlede produktionsværdi, end tilfældet er for langt de fleste andre produktioner.

For at tilgodese dette forhold har man suppleret de økonomiske undersøgelser med beregning af internrenten og genvindingsperioden (= pay-back eller pay-off tiden).

Undersøges kun et enkelt projekt, kan internrenten defineres som den rentefod, for hvilken summen af de diskonterede fortjenester (indtægter - driftsudgifter) i et projekts levetid bliver lig med summen af de diskonterede kapitaludgifter, altså den rente, der netop giver "økonomisk balance". Når indtægterne, som tilfældet er her, ikke kendes, kan man ved sammenligning mellem to alternativer med forskellige investeringskrav og driftsudgifter tale om internrenten for merinvesteringen i det mest kapitalkrævende alternativ. Internrenten kan da opfattes som den kalkulationsrente, der giver samme diskonterede udgifter (driftsudgifter + kapitaludgifter) over de to projekters levetid.

*) Economic methods and criteria used in the selection of investments in the electric power industry, United Nations, Genève 1963, ST/ECE/EP/21.

Levetiden for de to projekter skal da være den samme, men hvis denne eventuelt er vanskelig at definere, kan internrenten udregnes for forskellige levetider og afbildes som funktion af levetiden. Sådanne internrentekurver er udregnet både for udbygningsstrukturerne og for visse sammenligninger mellem enkelte enheder.

Ved økonomiske sammenligninger efter internrentemetoden undgår man det vanskelige valg af kalkulationsrente - til gengæld melder problemet sig i fuldstændig tilsvarende grad ved en vurdering af de fremkomne resultater.

Genvindingsperioden er den tid, besparelsen i driftsomkostninger vil være om at genvinde merinvesteringen uden forrentning af denne. Den er ligeledes udregnet både for udbygningsstrukturerne og for visse sammenligninger mellem enkelte enheder. Genvindingsperioden må i sig selv betragtes som en dårlig økonomisk målestok, idet den overhovedet ingen hensyn tager til de økonomiske forhold i de betragtede projekters resterende levetid. Den må derfor betragtes som et supplement til de øvrige økonomiske undersøgelser og tjener nærmest likviditetsmæssige overvejelser.

Genvindingsperioden vil i øvrigt fremgå af den ovenfor omtalte internrentekurve som dennes skæringspunkt med levetidsaksen. Der kan også drages en sammenligning mellem internrentekurven og diskonteringsberegningerne, idet en internrente, som er lig den ved diskonteringsberegningerne anvendte kalkulationsrente, modsvarer den levetid, der netop ville gøre de to alternativer lige lønsomme efter diskonteringsmetoden.

Beregning af genvindingsperiode og internrente kræver opstilling af et kasseregnskab, som viser den årlige kapitalbevægelse. Der er derfor for samtlige sammenligninger mellem udbygningsstrukturer eller enkelte enheder udarbejdet en kurve visende tilbagebetalingsforløbet for merinvesteringen.

Det er Koordinationsudvalgets skøn, at de økonomiske beregninger foretaget som ovenfor skitseret - bestemmelse af diskonterede udgifter, internrente og genvindingsperiode - tilsammen giver et ret nuanceret billede af de undersøgte alternativets økonomiske struktur, og man har derfor ikke fundet det nødvendigt at udstrække beregningerne til også at omfatte andre af de i litteraturen angivne metoder. Derimod har det ikke været muligt at præcisere, hvilken af de tre anvendte metoder der ved den endelige vurdering bør tillægges den største prioritet. Dertil spiller de enkelte elværkers økonomiske tradition og finansieringsforhold for afgørende en rolle. Endelig vil de specifikke økonomiske forudsætninger ofte variere fra det ene beslutningstidspunkt til det næste.

Valg af økonomiske parametre

Til bestemmelse af de diskonterede udgifter kræves kendskab til anlæggenes økonomiske levetid, og en kalkulationsrente skal fastsættes.

Levetiden for konventionelle enheder sættes herhjemme normalt til 15-20 år, selv om det er en kendsgerning, at adskillige enheder i dag har været i drift i 30-35 år. Man kan sige, at der herved til en vis grad tages hensyn til, at produktionen på de ældre enheder er meget ringe, idet de er blevet degraderet i prioritet, efterhånden som nyere, mere økonomiske enheder er blevet opført. Som omtalt andetsteds i denne rapport må det imidlertid forventes, at den mest økonomiske produktion på længere sigt vil opnås ved en udbygning af produktionsapparatet med en kombination af spidskraftværker og grundlastværker. Disse sidste vil da for så vidt kunne opnå en længere økonomisk levetid end de anførte 20 år, men til gengæld foreligger der ikke driftserfaringer for grundlast over så mange år. I England og USA anvendes i tilsvarende beregninger oftest en levetid på 25 eller 30 år, medens 15-17 år er set anvendt i franske og

tyske undersøgelser. Som det vil fremgå af beregningerne, er resultatet dog ikke særlig følsomt over for variationer i levetiden, når denne er 20 år eller derover. Det er på dette grundlag besluttet at anvende en levetid på 20 år for alle konventionelle kraftværkstyper. På trods af den mindre omfattende driftserfaring med nukleare værker antages levetiden også her at være 20 år. Dels er nemlig en væsentlig del af udstyret helt analogt med tilsvarende konventionelt, dels underkastes selve reaktordelen meget rigoristiske kvalitetsspecifikationer, og endelig synes de hidtil vundne driftserfaringer ikke at stride mod en sådan antagelse.

Kalkulationsrenten har til opgave at neutralisere tidsforskelle mellem afholdelsen af de forskellige udgifter. Det er ikke hidtil lykkedes at finde et alment anerkendt kriterium for fastsættelsen af kalkulationsrenten. Dette skyldes, at kalkulationsrenten må tage hensyn både til den nuværende og fremtidige rente af fremmedkapital og til den på langt sigt opnåelige forrentning af egenkapitalen.

For kalkulationsrenten i investeringsundersøgelser er det i reglen praksis at anvende den på langt sigt forventede rentefod for fremmedkapitalen, svarende til markedsbetingelserne for fremskaffelse af denne, og den repræsenterer samtidig en rentabilitetsundergrænse, idet en faktisk forrentning under denne værdi ikke vil gøre investeringen lønsom. For egenkapitalens vedkommende må denne rentefod betragtes som et minimum, der helst skal overskrides. Jo mere den effektive forrentning af egenkapitalen forlanges at skulle overstige lånerenten, jo mere skal den valgte kalkulationsrente overstige lånerenten.

En jævn inflation kan naturligvis tages i beregning ved år for år at forøge alle indtægter, investeringer og driftsudgifter med en efter inflationen afstemt procent. Beregningsteknisk opnås det samme resultat imidlertid lettere ved at gennemføre beregningerne under antagelse af konstante priser og derefter foretage en mindre "hård" tilbagediskontering, d.v.s. vælge en mindre kalkulationsrente. Dette vil favorisere de kapitalkrævende anlæg, hvilket en generel inflation jo også gør. Forventes inflationen at gøre sig ulige stærkt gældende for investeringer og driftsudgifter, bliver forholdene mere komplicerede.

Under hensyntagen til de faktorer, som ifølge ovenstående har indflydelse på valget af kalkulationsrente, har Styringskomité og Koordinationsudvalg fundet, at området 6-8 % p.a. vil være af primær interesse. For at få et indtryk af de økonomiske resultaters følsomhed over for kalkulationsrenten, er alle beregningerne udført både for 6, 7 og 8 % p.a.

KAPITEL 5. BEREGNING AF DISKONTEREDE PRODUKTIONSUDGIFTER FOR UDBYGNINGSSTRUKTURER

=====

Det er hensigten i dette kapitel ret detaljeret at beskrive, hvorledes de diskonterede totaludgifter for de 14 udbygningsstrukturer er beregnet på basis af regnemaskineprogrammets resultater og de af arbejdsgrupperne afgivne økonomiske data. Det er medtaget af hensyn til de læsere, der måtte interessere sig for den manuelle tilrettelæggelse af beregningerne. For beregningernes resultater henvises til bilag 29 og 30; en vurdering heraf findes i senere kapitler.

På grund af beregningernes omfang er det ikke muligt at medtage dem alle, men der vil i det følgende som eksempel blive vist behandlingen af en enkelt udbygningsstruktur, nemlig ELON.

Beregning af driftsudgifter^{*)}

I bilag 23 er vist en udskrift af resultaterne for et enkelt år, driftsåret 1976/77. For hver enkelt enhed angives blandt andet gennemsnitligt varmebrug, årsproduktion, brændselsudgifter, startudgifter, drifts- og vedligeholdelsesudgifter og totale udgifter ekskl. kapitaludgifter. Desuden er for hver enkelt udgiftskategori anført summen af alle enheders udgifter det pågældende år og denne sums værdi tilbageført til 1964 med 7 % p.a. Endelig findes også angivet de summerede udgifter fra 1968/69 til og med det pågældende driftsår.

Alle disse udgifter er som detaljeret gennemgået i kapitel 3 udregnet på basis af belastningsprogrammets resultater, der sammen med de enkelte enheders økonomiske data udgør de nødvendige indgangsdata til den foretagne beregning af produktionsudgifterne. Principielt skulle de totale produktionsudgifter direkte kunne udtages af regnemaskineudskriften ved blot at supplere dennes tal med kapitaludgifterne. Blandt andet fordi de nukleare brændselspriser er indgået i regnemaskineprogrammet med foreløbige tal, er dette dog ikke helt tilfældet.

I bilag 26, side 6, er vist et beregningsblad for beregning af diskonterede produktionsudgifter for alternativ ELON. I kolonne 6 og 7 er brændselsudgifterne i hvert enkelt år inden for undersøgelsesperioden vist både for 8 og for 10 kr/Gcal for konventionelt brændsel. 1964-værdien er udregnet ved tilbageføring med 7 % p.a.

De konventionelle værkers brændselsudgifter er udtaget direkte fra regnemaskineudskriften. Ifølge bilag 23 udgør de totale brændselsudgifter f.eks. for året 1976/77 ialt 200,934 mill.kr. Herfra går brændselsudgifterne for de to nukleare værker (34 og 37) 39,753 + 38,240 mill.kr, ialt altså 122,941 mill.kr for 8 kr/Gcal. Ved en fossil brændselspris på 10 kr/Gcal er dette tal 25 % større: 153,626 mill.kr.

^{*)} Se definition side 11.

De nukleare værkers brændselsudgift findes af regnemaskinens udskrift af effekt, energiproduktion og gennemsnitligt varmekonsum for hver enhed af denne type, idet de af Brændselsgruppen angivne nukleare brændselspriser direkte benyttes; der udregnes både en energi- og en effektafhængig andel. Disse udregninger er anført i bilag 27. For driftsåret 1976/77 findes eksempelvis 72,07 mill.kr, hvorved de totale brændselsudgifter i dette år bliver 195,0 mill.kr ved 8 kr/Gcal og 225,7 mill.kr ved 10 kr/Gcal. Kun disse sidste tal findes angivet i bilag 26.

Startudgifterne i bilag 26, kolonne 8, er udtaget direkte fra regnemaskineudskriften og udgør eksempelvis i 1976/77 for ELON ialt 3,6 mill.kr eller 1,6 mill.kr tilbageført til 1964, hvilket også fremgår af bilag 23.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne er i regnemaskineprogrammet opdelt i en energiafhængig og en effektafhængig del. Totalbeløbet er indført i bilag 26 som kolonne 9.

Beregning af kapitaludgifter

Kapitaludgifterne beregnes manuelt ud fra de af arbejdsgrupperne opstillede økonomiske data. Bilag 26's kolonne 3 angiver således Kraftværksgruppens anlægspriser for de respektive enhedstyper som angivet i bilag 5 og 6 suppleret med 5 kr/kW for ekstra udstyr til lavlastkørsel, jvf. side 20. 1964-værdien er stadig fremkommet ved tilbageføring med 7 % p.a.

Idet det forudsættes, at de allerede etablerede stationer udbygges til 1600 MW, vil det inden for undersøgelsesperioden kun være nødvendigt at åbne én ny byggeplads på hver side af Store Bælt. For de rent konventionelle udbygningsstrukturer er merudgiften hertil medregnet med 66 mill.kr i følgende år:

Udbygningsstruktur	ELK	SLK	S3K	E9K	S9K	D1K
Ny station år	1983	1980	1979	1983	1980	1982 og 1983

I nukleare udbygningsstrukturer er åbning af ny byggeplads foretaget samtidig med første kernekraftværk, idet anlægspriser for "nyt kernekraftværk" er benyttet. For senere kernekraftværker er prisen for blokudvidelse anvendt.

Kolonne 4 angiver investeringen i lager af fossilt brændsel. En tilsvarende udgift for nukleart brændsel er ikke medtaget direkte, da den allerede indgår i de udjævnedes nukleare brændselspriser.

De årlige kapitaludgifter (kolonne 5) fremkommer om 9,44 % - svarende til en kalkulationsrente på 7 % p.a. og en afskrivningstid (= levetid) på 20 år - af den fra undersøgelsesperiodens begyndelse investerede kapital (anlæg + fossilt brændselslager). I bilaget er udgifterne til brændselslager kun vist for en fossil brændselspris på 8 kr/Gcal.

Kapitaliseret merværdi

1984/85 er det sidste driftsår, der indgår i undersøgelsesperioden og er altså det sidste år, for hvilket detaillerede beregninger for belastningsfordeling med mere foreligger. Der eksisterer imidlertid et betragteligt incitament til at følge de i undersøgelsesperioden idriftsatte enheder også i deres resterende levetid. Dette skyldes først og fremmest, at den op til 1984/85 ialt investerede kapital og de forventelige fremtidige driftsudgifter varierer meget

betydeligt fra den ene udbygningsstruktur til den anden. F.eks. betyder mange kernekraftværker i en struktur stor investeret kapital og små (fremtidige) driftsudgifter, medens mange spidskraftværker har den modsatte virkning.

Man kunne nøjes med at tage hensyn til dette ved kun at medregne kapitaludgifterne i form af de i undersøgelsesperioden afholdte årlige udgifter til forrentning og afskrivning. En af manglerne herved er, at man på den måde kun medregner en del af den i perioden investerede kapital. En anden og væsentlig ulempe er, at de principielle forskelle mellem udbygningsstrukturerne først manifesterer sig ret sent, og at deres indflydelse på resultatet derfor ville blive mindre end deres reelle indflydelse på produktionsudgifterne set på længere sigt.

Da alle udbygningsstrukturer nødvendigvis må starte med den sammensætning af produktionsapparatet, der med sikkerhed kan forudsiges for 1969-70, og det tager en vis tid at ændre sammensætningen i ønsket retning, er nemlig kun undersøgelsesperiodens sidste del i egentligste forstand repræsentativ for den struktur, der ønskes undersøgt. Det er i højere grad opbygningsfasens økonomi, der behandles i undersøgelsen, end økonomien af den færdige "struktur".

Med ovenstående motivering er derfor til slut medtaget den i 1984/85 ikke afskrevne kapitalværdi af den i undersøgelsesperioden investerede kapital tilbageført til 1964. Dette giver for kapitaludgifterne præcis samme tilbageførte værdi, som man havde fået ved at indregne den fulde anskaffelsesudgift for anlæggene og brændselslagrene i det år, de blev idriftsat, og tilbageføre hver af disse værdier til 1964. For struktur ELON udgør den tilbageførte værdi af den ikke afskrevne kapitaludgift 496,7 mill.kr, hvilket fremgår af kolonne 5 i bilag 26, side 6. Derved bliver summen af totalbeløbene i kolonne 3 og 4 lig med totalbeløbet i kolonne 5.

Når anlægskapitalen medregnes fuldt, kan der kun etableres et økonomisk sammenligningsgrundlag mellem de mere og mindre kapitalkrævende udbygningsstrukturer ved også at indføre de fremtidige driftsomkostninger i beregningerne. I dette tilfælde er det ret vanskeligt at skønne over de totale driftsudgifter for enhederne i deres resterende levetid, og man har derfor indskrænket sig til at vurdere forskelle mellem de forskellige udbygningsstrukturer.

Udbygningsstrukturer alene med konventionelle grundlastværker vil indbyrdes udvise så ringe forskelle i driftsudgifter, at de unddrager sig korrektion. Strukturer, der desuden indeholder forenklede dampkraftværker og/eller spidskraftværker, vil derimod principielt få noget højere driftsudgifter. En overslagsberegning for den mest outrerede struktur (E9K) viser, at denne vil have ca. 4 % større brændselsudgifter, men til gengæld noget mindre udgifter til de øvrige driftsomkostninger. Alt i alt vil driftsudgifterne antagelig være knap 2 % større, og de totale produktionsudgifter omkring 1 % større end for strukturer udelukkende med konventionelle grundlastværker. Da dette må anses for at ligge inden for beregningernes usikkerhed, er der ikke foretaget korrektion i dette tilfælde.

Der er således kun behov for en vurdering af udbygningsstrukturer med nukleare værker. Sådanne strukturer vil have så meget lavere brændselsudgifter, at hensyntagen hertil er nødvendig for at få et sammenligningsgrundlag.

For hvert enkelt sådant alternativ er det på basis af regnemaskineprogrammets resultater vurderet, hvor stor en gennemsnitlig belastningsfaktor de nukleare værker kan forventes at få i deres resterende levetid, og hvor meget det gennemsnitlige varmemeforbrug andrager. Herved kan de fremtidige nukleare brændselsudgifter beregnes. Samtidig beregnes udgifterne til produktion af samme energimængde med konventionelle grundlastenheder. Forskellen herimellem tilbage diskonteres til 1964 og indgår som en merværdi for det pågældende alternativ. Et eksempel på en sådan beregning er vist i bilag 28. Merudgiften beløber

sig til -300,1 mill.kr, et beløb, der også er indført på bilag 26 i den række, der er benævnt "85/86-ophør". Besparselsen er naturligvis større ved en fossil brændselspris på 10 kr/Gcal, og den nøjagtige værdi kan udregnes på tilsvarende måde.

Udbygningsstrukturer med nukleare enheder har noget større startudgifter og drifts- og vedligeholdelsesudgifter end tilsvarende konventionelle. Forskellen i startudgifter kan ikke udregnes nøjagtigt. I undersøgelsesperioden varierer den mellem +0,5 og +1,5 mill.kr om året ret uafhængigt af antallet af nukleare enheder. Der er taget hensyn hertil ved et skønsmæssigt tillæg på 1 mill.kr/år.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne angives af Kraftværksgruppen til 1 kr/kW år mere end for konventionelle værker. Denne korrektion er anvendt også for årene efter 1984/85, og udgifterne er som de øvrige udgifter tilbageført til 1964, se i øvrigt bilag 28 og bilag 26.

Den totale kapitaliserede merværdi for ELON udgør summen af de ovenfor anførte beløb, ialt ca. 200 mill.kr. For den tilsvarende konventionelle struktur E9K medtages kun de resterende kapitalbeløb, ca. 440 mill.kr.

Totale produktionsudgifter

For struktur ELON er alle de udgifter, der er behandlet i de foregående afsnit, vist i bilag 26, side 6, såvel for hver enkelt år i undersøgelsesperioden som for perioden fra 1984/85 til enhederne endeligt går ud af drift. Endvidere er de totale produktionsudgifter angivet. For alle øvrige udbygningsstrukturer er tilsvarende beregninger foretaget, og en oversigt over de fremkomne resultater er vist i bilag 29, side 2, der dækker alle udbygningsstrukturer for en kalkulationsrente på 7 % p.a. De totale diskonterede udgifter er af størrelsesordenen 3 milliarder kr og udgør f.eks. for de her betragtede strukturer ELON og E9K henholdsvis 2988 mill.kr og 3388 mill.kr ved en fossil brændselspris på 8 kr/Gcal.

Ganske tilsvarende beregninger er udført for kalkulationsrenterne 6 og 8 % p.a., og resultaterne er angivet i bilag 29, side 1 og 3. En oversigt over samtlige resultater er givet i bilag 30.

En vurdering af de behandlede udbygningsstrukturers økonomi vil blive givet i et senere kapitel.

Ændringer ved overgang til ren oliefyring

Som angivet af Kraftværksgruppen kan anlægsprisen for konventionelle grundlastenheder nedsættes med ca. 9 % i forhold til de priser, der er anvendt i de foran beskrevne beregninger, hvis enhederne bygges til ren oliefyring uden mulighed for senere ombygning til kombineret fyring.

For en økonomisk vurdering af udbygningsstrukturer med sådanne enheder behøves ingen særskilte beregninger af belastningsfordelingen, idet disse anlæg i øvrigt har næsten samme tekniske egenskaber som de tilsvarende anlæg for kombineret fyring. Varmeforbruget må dog antages at være 1 % lavere end for anlæg bygget til kombineret fyring. Der er ikke taget hensyn hertil i beregningerne, idet den heraf følgende besparelse er lille i forhold til besparelsen i anlægsudgifter. Ved fuld udbygning med oliefyrede værker er den totale beregnede besparelse således ca. 135 mill.kr, medens de ikke medtagne brændselsbesparelser kun udgør ca. 10 mill.kr, begge tal anført som tilbageført værdi.

Beregning af diskonterede udgifter for udbygningsstrukturer indeholdende rent oliefyrede værker er derfor blot foretaget ved passende korrektioner af de foran beskrevne beregninger. Den vigtigste ændring er som nævnt de lavere anlægsudgifter (jvf. bilag 5). Herudover er merudgifterne for første enhed på en nyetableret station indregnet med 37 mill.kr i stedet for de 66 mill.kr, der gælder for anlæg bygget til kombineret fyring.

Endelig har Kraftværksgruppen fundet, at de energiafhængige drifts- og vedligeholdelsesudgifter er noget mindre, nemlig 1,77 kr/MWh mod 2,30 kr/MWh for anlæg, der også kan fyres med kul.

I bilag 31 er vist de udbygningsstrukturer med rent oliefyrede værker, der er behandlet. De økonomiske resultater er vist i bilag 32. Det fremgår, at besparelsen ved udbygning alene med oliefyrede værker er omkring 100-130 mill.kr i forhold til udbygning med værker for kombineret fyring.

KAPITEL 6. INVESTERINGSUNDERSØGELSER FOR UDBYGNINGSSTRUKTURERNE

Beregningen af diskonterede udgifter giver kun mulighed for at vurdere forskelle i udbygningsstrukturernes totale produktionsudgifter regnet over hele levetiden, men kan ikke give tilstrækkelige oplysninger om forskelle i kapitalkrav. I særlig grad skiller udbygningsstrukturer med nukleare enheder sig i denne henseende ud fra de øvrige udbygningsstrukturer, idet de har et langt større kapitalkrav på grund af større anlægsomkostninger og stor investering i første brændselsladning. Til belysning heraf er for alle nukleare udbygningsstrukturer udregnet merinvesteringsforløbet i forhold til den tilsvarende rent konventionelle struktur. På basis heraf er endvidere internrente og genvindingstid beregnet for denne merinvestering. Disse beregninger er gennemført i følgende tilfælde:

E1N - E1K [*]	S3N - S3K [*]
E2N - E1K	S8N - S9K
E8N - E9K	S10N - S9K [*]
E10N - E9K [*]	

D1N - D1K

For de fleste af disse sammenligninger er der tale om helt identiske udbygningsstrukturer, hvor blot visse enheder udføres som konventionelle grundlastenheder i den "konventionelle" struktur, men som nukleare enheder i den "nukleare" struktur. For enkelte af de nukleare strukturer findes dog ingen helt identisk konventionel, og man har i disse tilfælde sammenlignet med den mest økonomiske konventionelle struktur. Dette gælder sammenligningerne E2N-E1K, E8N-E9K og S8N-S9K.

I overensstemmelse med gældende praksis vil betaling af et kraftværksbyggeri være spredt ud over byggeperioden og for en del af anlæggets vedkommende 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 alle anlægstyper. Ved at antage en sådan fordeling af betalingerne har man fejlagtigt afvejet fra Kraftværks-

* I disse tilfælde er det nukleare alternativ tillige sammenlignet med det tilsvarende konventionelle alternativ under den ændrede forudsætning, at de konventionelle enheder, der modsvarer kernekraftenheder, udføres som rent oliefyrede anlæg. Der bliver her tale om en noget større merinvestering, idet de rent oliefyrede anlæg er billigere end konventionelle anlæg for kombineret fyring.

gruppens skøn over byggerenternes størrelse, idet fordelingen medfører, at byggerenterne medregnes med 17 % af anlægsudgifterne i stedet for med 10 % som angivet af Kraftværksgruppen. Alle beløb antages at forfalde i slutningen af de respektive driftsår.

Brændselsudgifterne for nukleare værker har udgjort et særligt problem, idet de af Brændselsgruppen opstillede nukleare brændselspriser er baseret på en udjævning af investeringen i første kerne over anlæggets levetid, hvorfor der samtidig er medtaget et finansieringsbidrag. Det har derfor været nødvendigt at omarbejde Brændselsgruppens data til en form, der er egnet til en investeringsundersøgelse. Dette er gjort ved først at udregne investeringen i første brændselsladning + reserveelementer under anvendelse af de af Brændselsgruppen angivne priser for beriget uran, fabrikation og transport. Herefter er udgifterne til de årlige udskiftninger af brændsel beregnet under hensyntagen til de af Brændselsgruppen fundne enhedspriser. De herved fremkomne årlige udgifter er udregnet som funktion af enhedsstørrelse og idriftsættelsesår; som eksempel er i bilag 33 angivet brændselsudgifterne for en 470 MW enhed ved forskellige idriftsættelsesår.

Som ELSAM strukturerne E9K og ELON er i bilag 34 og 35 vist de årlige investeringer i anlæg udregnet efter ovenstående fordeling på basis af de i bilag 26, side 6, anførte investeringer. Da der kun er medtaget anlæg, der idriftsættes i løbet af undersøgelsesperioden, inkluderer kun årene 1973-1980 anlægsudgifter i fuldt omfang. Dette er ingen mangel ved sammenligninger mellem udbygningsstrukturerne indbyrdes, men tallene tillader altså ikke en opgørelse af undersøgelsesperiodens totale kapitalkrav.

Endvidere er i bilag 34 og 35 medtaget udgifter til investering i brændselslager og de årlige udgifter til brændsel, start, drift og vedligeholdelse. De nukleare brændselsudgifter er beregnet efter bilag 33, idet der er taget hensyn til de enkelte enheders produktion ifølge regnemaskineresultaterne. F.eks. bliver de samlede variable brændselsudgifter i 1976/77 lig med $122,9 + 25,5 + 25,6 = 174,0$ mill.kr. i modsætning til de 195,0 mill.kr. anført i bilag 26, side 6, idet finansieringsbidraget til nukleart brændsel er erstattet med investeringerne 158,0 mill.kr. i 1973 og 145,1 mill.kr. i 1975. Alle øvrige udgifter, d.v.s. udgifter til brændselslager, start, drift og vedligeholdelse er de samme, som indgår i beregning af diskonterede udgifter (kapitel 5). Når de konventionelle værker tages ud af drift, frigøres den i brændselslageret bundne kapital. Der er imidlertid ikke taget hensyn hertil, idet beløbene er små, og tilbagediskonteringen yderligere reducerer størrelsen.

Ved udløbet af undersøgelsesperioden repræsenterer en udbygning med - i det væsentlige betalte - nukleare enheder en langt større værdi end en tilsvarende konventionel. På samme måde som ved beregningen af diskonterede udgifter er det derfor nødvendigt at vurdere denne merværdi ved at opføre de kommende års driftsbesparelser. Dette er gjort i bilag 36. De nukleare brændselsudgifter er opgjort for hver enkelt enhed på basis af bilag 33, idet belastningsfaktoren er skønnet til 0,76, som er den værdi, der gennemsnitligt kan opnås, hvis udbygningen med nukleare værker ikke øges væsentligt ud over de ca. 35 %, der i disse strukturer er installeret i undersøgelsesperiodens slutning. Brændselsudgifterne for de tilsvarende konventionelle enheder i E9K er beregnet ud fra samme belastningsfaktor og et gennemsnitligt varmemeforbrug på 2180 kcal/kWh, hvilket kun er lidt mere end det marginale varmemeforbrug, 2150 kcal/kWh.

Herudover medtager bilag 36 de resterende kapitaludgifter for værker idriftsat mellem 1981 og 1984, men ikke kapitaludgifter til anlæg bygget efter 1984. Endelig er øvrige driftsudgifter vurderet på lignende måde som omtalt under diskonterede udgifter.

I bilag 37 er de totale årlige udgifter for de to udbygningsstrukturer samlet. Produktionen og produktionsprisen er også anført; den sidste er dog kun angivet for 1973-1980, idet de første og sidste år ikke har medtaget kapitaludgifter i fuldt omfang. Den årlige forskel i produktionsudgifter og den summerede forskel er ligeledes angivet. Det fremgår, at den nukleare udbygningsstruktur har de største udgifter i de første år, hvor der skal afholdes store kapitaludgifter, men at besparelsen i driftsudgifter hurtigt vender billedet, således at det nukleare alternativ har de laveste produktionsudgifter allerede 2-3 år efter idriftsættelsen af den første enhed. Yderligere 7 år senere skifter den summerede forskel fortegn som tegn på, at merinvesteringen nu er indtjent, og at de fremtidige besparelser i driftsudgifter repræsenterer en gevinst, som de lavere konventionelle anlægspriser ikke kan udbalancere.

Genvindingsperioden, der er defineret som den tid, det tager at indtjene merinvesteringen, er i dette tilfælde altså ca. 9 år, nemlig fra 1973/74, hvor den første nukleare enhed idriftsættes til 1982/83, hvor den summerede forskel mellem de to alternativer bliver negativ. Såfremt den til merinvesteringen nødvendige kapital skal hentes på lånemarkedet, kan det være af interesse at videreføre den summerede forskel med den relevante rentefod. Dette er vist for 6, 7 og 8 % i bilag 37's tre sidste kolonner. Virkningen på den summerede forskel er, at fortegnsskiftet optræder lidt senere, og at den sluttelige gevinst bliver større.

En grafisk fremstilling af tilbagebetalingsforløbet af merinvesteringen er vist i bilag 38, hvor den fuldt optrukne kurve viser den summerede forskel uden rentetillæg. Merinvesteringstoppen er 340 mill.kr og indtræffer ved idriftsættelsen af den anden nukleare enhed. Det er interessant at bemærke, at allerede merinvesteringen i den tredje nukleare enhed næsten ikke formår at gøre sig gældende, idet den udkompenseres af driftsbesparelserne på de to først byggede enheder. Ud fra en mere langsigtet betragtning bliver der altså ikke tale om en investeringspukkel hver gang, der skal opføres et kernekraftværk, men om en engangsforeteelse, hvis virkning fortaber sig efter bygningen af de to første anlæg.

På grundlag af de foran beskrevne beregninger kan internrentekurven (jvf. side 27) for merinvesteringen bestemmes; denne er vist i bilag 39. Punkterne ved 0, 6, 7 og 8 % p.a. kan udtages direkte fra bilag 37 som de årstal, hvor der optræder fortegnsskifte i de fire sidste kolonner. Den egentlige internrente fremkommer ved udløbet af anlæggenes levetid og udgør i det behandlede tilfælde ca. 16 %. Da kurven er ret flad i de sidste år, spiller det ikke nogen større rolle for resultatet, om levetiden sættes til 15, 20 eller 25 år.

Tilsvarende beregninger er som nævnt side 35 foretaget for alle nukleare udbygningsstrukturer sammenlignet med tilsvarende konventionelle strukturer og i fire tilfælde desuden sammenlignet med konventionelle strukturer med rent oliefyrede konventionelle enheder til erstatning af de nukleare enheder. Resultatet af disse beregninger er i oversigtsform vist i bilag 40.

Det fremgår, at merinvesteringen i de nukleare alternativer varierer mellem ca. 200 og ca. 400 mill.kr alt efter, hvor hurtigt udbygningen med nukleare værker foretages. Disse beløb kan ses i forhold til en totalinvestering på ca. 2600 mill.kr i en typisk struktur med konventionelle værker. Denne maksimale merinvestering indtræffer nogle få år efter idriftsættelsen af den første nukleare enhed og genvindes i løbet af 7-11 år. Besparelsen i driftsudgifter efter genvindingen er så stor, at merinvesteringen i løbet af hele levetiden ikke alene genvindes, men også forrentes med 12-19 % p.a. Den totale besparelse kan udtrykkes som forskellen mellem to strukturers diskonterede udgifter, og den udgør 250-500 mill.kr på en samlet produktionsudgift på godt 3 000 mill.kr.

Sammenlignes de nukleare udbygningsstrukturer med strukturer, hvor de konventionelle enheder udføres til ren oliefyring, er besparelsen noget mindre,

internrenten lidt mindre (12-15 % p.a.) og genvindingsperioden noget længere (8-12 år), se bilag 40.

Sammenlignes derimod med de almindelige konventionelle strukturer under forudsætning af en fossil brændselspris på 10 kr/Gcal, bliver de nukleare udbygningsstrukturer særdeles fordelagtige. Resultaterne, som er anført i bilag 41, viser internrenter på op til 27 % p.a. og genvindingsperioder på ned til 3 år.

KAPITEL 7. BEREKNINGER FOR FØRSTE NUKLEARE ENHED

=====

Tidligere danske beregninger af kernekraftværkers økonomi i forhold til konventionelle værkers har alle været baseret på en sammenligning enhed for enhed under antagelse af samme energiproduktion. En sådan sammenligning bygger på to forudsætninger, nemlig at en realistisk benyttelsestid kan skønnes for hele levetiden, og at den herved postulerede driftsform ikke indvirker ugunstigt på de øvrige samarbejdende elværkers økonomi.

Da der kan herske tvivl om, hvorvidt disse forudsætninger altid kan opfyldes, må det ses som en af fordelene ved indeværende undersøgelse, at den behandler hele udbygningsstrukturen og bestemmer desamlede udgifter for alle primærværkernes produktion under forudsætning af optimal samkøring.

Resultaterne fra disse beregninger giver imidlertid baggrund for at gennemføre en enhed-for-enhed sammenligning med fornøden sikkerhed. Først og fremmest viser belastningsfordelingen, at et kernekraftværk kan få en høj belastningsfaktor gennem hele sin levetid. Dernæst fremgår det, at også rent konventionelt udbyggede strukturer opbygget af forskellige anlægstyper indeholder enheder, der ved optimal lastfordeling opnår høj benyttelsestid og bevarer denne i en lang årrække. Disse er altså helt ækvivalente med nukleare strukturer. For strukturer opbygget alene af konventionelle grundlastværker er det af betydning, at der ikke kan påregnes væsentlige reduktioner i varmekonsumet for fremtidige konventionelle enheder. Dette bevirker, at sådanne strukturer vil have praktisk talt samme gennemsnitlige varmekonsum og dermed produktionsudgifter uafhængigt af, om den største del af produktionen samles på enkelte enheder eller fordeles over flere. En direkte sammenligning mellem et nukleart værk med høj benyttelsestid og et konventionelt værk med samme benyttelsestid kan derfor gennemføres, uden at der opstår skævheder på grund af en forskellig økonomisk indvirkning på de øvrige samkørende primærværker.

Ovenstående kommentarer motiverer således, at en sammenligning enhed for enhed kan gennemføres med rimelig tiltro, når man udnytter de erfaringer om opnåelig benyttelsestid, der er vundet ved gennemførelsen af de mere komplicerede strukturberegninger. Opmærksomheden må dog henledes på, at der kan være nuancer, blandt andet med hensyn til forskellig størrelse af startomkostningerne, som på denne måde negligeres. I en struktur med nukleare værker vil såvel startomkostningerne som de konventionelle værkers gennemsnitlige varmekonsum være en anelse større end for en tilsvarende rent konventionel struktur. Der kunne tages hensyn hertil, f.eks. ved en beregningsmæssig reduktion af de konventionelle værkers varmekonsum, men da der næppe kan findes en for alle forhold gældende korrektion, og da denne ifølge ovenstående vil være lille, er det ikke fundet nødvendigt og formålstjenligt at medtage en sådan.

Fordelene ved at betragte enkeltenheder i stedet for hele strukturer er, at sammenligningen ikke sløres af, at den enkelte enheds indflydelse sammenkobles med alle de øvrige enheders, og at man på grund af den simplere beregningsform står friere med hensyn til undersøgelse af forskellige parametres indflydelse, først og fremmest enhedsstørrelse og idriftsættelsestidspunkt.

Forudsætninger og data

Som nævnt i kapitel 4 har man gennemført enhed-for-enhed sammenligningen efter samme mønster som de økonomiske beregninger for udbygningsstrukturerne; det vil sige, at der er foretaget beregning af diskonterede udgifter, internrente og genvindingsperiode. Som for udbygningsstrukturerne er anvendt anlægspriser som fastsat af Kraftværksgruppen (se bilag 5 og 6 med tillæg af 5 kr/kW for lavlastudstyr) og nukleare og fossile brændselspriser som angivet af Brændselsgruppen. Alle beregninger er gennemført både for 8 kr/Gcal og 10 kr/Gcal for fossilt brændsel og såvel for kalkulationsrenten 6 % p.a. som for 7 og 8 % p.a.

Der er foretaget sammenligning af:

Nyt kernekraftværk kontra konventionel blokudvidelse for kombineret fyring

Nyt kernekraftværk kontra konventionel blokudvidelse for ren oliefyring.

Dette er det mest realistiske sammenligningsgrundlag for den første nukleare enhed, idet der ikke i mange år vil være behov for påbegyndelse af nye konventionelle kraftværker, da der er gode udbygningsmuligheder på de allerede eksisterende og under etablering værende værker. De efterfølgende nukleare enheder vil være mere konkurrencedygtige, idet anlægsprisen forventes at blive 10 % lavere ved blokudvidelser. På det tidspunkt - omkring 1978 - hvor opførelsen af et helt nyt kraftværk skønnes under alle omstændigheder at skulle påbegyndes, vil de økonomiske betingelser for det nukleare værk altså være bedre end påvist nedenfor.

Beregningsresultaterne er udtrykt som funktion af enhedsstørrelse og idriftsættelsestidspunkt.

De vigtigste data og forudsætninger er:

- a. Benyttelsestiden er ansat til 7000 h/a i de første 10 driftsår og 6300 h/a de sidste 10 driftsår. Belastningsfordelingsberegningerne for udbygningsstrukturerne viser, at 7500 fuldlasttimer pr. år kan opnås, så længe der kun findes et nukleart kraftværk i systemet, og at omkring 6500 fuldlasttimer pr. år kan påregnes i gennemsnit for et antal nukleare værker, der tilsammen udgør 30-35 % af den samlede installerede effekt.

- b. Anlægsomkostningerne tænktes som for de tidligere beregninger (se side 35) i investeringsundersøgelserne betalt efter følgende fordelingsplan:

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

Som for de tidligere beskrevne beregninger af udbygningsstrukturer er det enkelte driftsårs anlægs-, brændsels- og driftsudgifter alle henført til driftsårets slutning. Hvad angår investeringsundersøgelserne kan dette siges at være til gunst for de nukleare anlæg som de mest kapitalkrævende. I modsat retning trækker dog, at fordelingsskemaet medfører, at byggerenter indregnes med 17 % i stedet for 10 %, jvf. side 35.

- c. Det nukleare værks gennemsnitlige varmeforbrug er sat til 2700 kcal/kWh. Dette svarer til de af regnemaskineprogrammet fundne gennemsnitlige varmeforbrug for nukleare værker med en benyttelsestid på omkring 7000 fuldlasttimer pr. år.

- d. Det konventionelle værks gennemsnitlige varmekonsum er sat til 2150 kcal/kWh i de første 10 driftsår og 2160 kcal/kWh i de sidste 10 driftsår. Dette er ret lavt for konventionelle anlæg bygget for kombineret fyring, idet sådanne anlægs bedstpunkt-varmekonsum ligger ved 2150 kcal/kWh, men regnemaskinresultaterne viser, at de gennemsnitlige varmekonsum kun er uvæsentlige højere ved benyttelsestider på over 7000 timer. I øvrigt henvises til side 47, hvor der er redegjort for vikningen af, at reguleringstab ikke er taget i betragtning. For oliefyrede enheder er det derimod nok lidt for højt, idet bedstpunktets varmekonsum her er skønnet til 2130 kcal/kWh.
- e. For konventionelle værker medtages investering i brændselslager med et beløb svarende til brændselsforbruget i 1500 fuldlasttimer.
- f. Investering i nukleart brændsel behandles som tidligere, jvf. side 35 og bilag 33.
- g. Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne benyttes som angivet af Kraftværksgruppen, nemlig for den kW-afhængige del $\frac{100}{\sqrt{N}} + 5$ kr/kW år for konventionelle enheder og $\frac{100}{\sqrt{N}} + 6$ kr/kW år for nukleare enheder, hvor N er effekten i MW. For begge anlægstyper er den energiafhængige komponent 2,3 kr/MWh.
- h. Startudgifter medtages ikke.

Beregningerne følger i øvrigt nogenlunde samme metodik som for udbygningsstrukturernes vedkommende, hvilket vil fremgå af de nedenfor omtalte beregningsblade.

Årlige udgifter

I bilag 42 er med en 470 MW kernekraftenhet som eksempel vist de årlige udgifter opdelt i anlægsudgifter, brændselsudgifter og udgifter til drift og vedligeholdelse. De totale udgifter henført til idriftsættelsesåret med 7 % p.a. er også angivet. Beregningerne er foretaget for 3 forskellige idriftsættelsesår. Bilag 43 viser ganske tilsvarende udgifter for en 470 MW konventionel blokudvidelse for kombineret fyring ved en fossil brændselspris på 8 kr/Gcal. Samme beregninger er udført for alle de i undersøgelsen behandlede enhedsstørrelser, for 8 og 10 kr/Gcal for fossilt brændsel og for kalkulationsrenterne 6, 7 og 8 % p.a. Endelig er også anlæg bygget for ren oliefyring behandlet på samme måde. Kun slutresultaterne fra disse beregninger er anført i de nedenfor beskrevne bilag.

I bilag 44 er foretaget en sammenligning mellem de to værktyper behandlet i bilag 42 og 43.

Såvel den årlige forskel i totaludgifter som den summerede forskel er fundet år for år. Den summerede forskel viser f.eks. for en 470 MW enhed idriftsat 1973, at merinvesteringen i det nukleare værk tilbagebetales i driftsåret 8/9 (hvilket er 7-8 år efter maksimalmerinvestering), og at den over levetiden summerede forskel er 447 mill.kr i det nukleare værks favør. Denne besparelse kan sammenlignes med de summerede totaludgifter for det konventionelle værk, ca. 1600 mill.kr eller med merinvesteringen i det nukleare værk 210 mill.kr.

Genvindingsperiode

I det beskrevne eksempel er genvindingsperioden som her defineret (samtlige årsudgifter henført til slutningen af driftsåret) altså 7-8 år. Genvin-

dingsperioden er beregnet for en lang række tilfælde, hvor idriftsættelsesår, enhedsstørrelse, brændselspris og konventionel anlægstype er varieret. Resultaterne er angivet i bilag 45, side 1-4. På side 1 anføres resultaterne for 8 kr/Gcal for fossilt brændsel ved sammenligning mellem et nukleart anlæg og en konventionel grundlastenhet udført for kombineret fyring. Den vandrette akse angiver idriftsættelsesåret, og der er optegnet en kurve for hver enhedsstørrelse.

Da de beregningsmæssige forudsætninger blandt andet er, at de nukleare brændselspriser falder med tiden, og at de nukleare anlægspriser reduceres kraftigere end de konventionelle anlægspriser, øges de nukleare anlægs konkurrencedygtighed med tiden, hvilket giver sig udslag i aftagende genvindingsperioder. Man lægger endvidere mærke til, at det har stor betydning for de nukleare anlægs relative økonomi, at enhedsstørrelsen vælges så stor som mulig. F.eks. vil et 470 MW anlæg idriftsat 1976 have en genvindingsperiode på ca. 6 år, mens et 235 MW anlæg idriftsat samme år eller et 470 MW anlæg idriftsat 5 år tidligere har en genvindingsperiode på ca. 8 år.

I bilag 45, side 2, er angivet resultaterne fra tilsvarende beregninger for 10 kr/Gcal for fossilt brændsel. Genvindingsperioderne bliver her ca. 2 år mindre. Side 3 og 4 giver resultater for sammenligning med rent oliefyrede konventionelle værker. Da disse har lavere anlægspriser end tilsvarende anlæg for kombineret fyring, er de nukleare værkers konkurrencedygtighed her dårligere, hvilket giver sig udtryk i større merinvesteringer og længere genvindingsperioder. Forøgelsen af genvindingsperioden er 1-2 år.

Internrente

I bilag 44 er et 470 MW nukleart anlæg sammenlignet med et konventionelt anlæg bygget for kombineret fyring og af samme størrelse, og den summerede forskel mellem de årlige totaludgifter er anført. Hvis den summerede forskel hvert år videreføres med en vis rentefod, vil man udskyde det tidspunkt, hvor merinvesteringen er genvundet, idet man nu tillige fordrer en forrentning af denne. Afstemmes rentefoden således, at merinvesteringen netop genvindes i løbet af levetiden (20 år), benævnes denne rentefod som omtalt i kapitel 4 internrenten.

Denne er bestemt for alle de tidligere omtalte tilfælde, og resultaterne er afbildet grafisk i bilag 46, side 1-4. Nogle typiske resultater er:

Konventionel anlægstype	Enhedsstørrelse MW	Idriftsættelsesår	Konventionel brændselspris kr/Gcal	Internrente % p.a.
Kombineret fyring	235	1975	8	9
	470	1975		13
	750	1978		20
Ren olie-fyring	235	1975	8	7
	470	1975		11
	750	1978		16
Kombineret fyring	470	1973	8	11
		1975		13
		1978		15
Kombineret fyring	470	1973	10	17
		1975		20
		1978		23

Det fremgår atter, at de nukleare værker er fordelagtigst - d.v.s. medfører stor internrente - i store enheder, og at gevinsten bliver større for de enheder, der idriftsættes på et sent tidspunkt. Overgang til rent oliefyrede værker forbedrer omvendt de konventionelle værkers konkurrencedygtighed, men internrenten for merinvesteringen i nukleare anlæg formindskes dog kun med nogle få procent p.a. Denne reduktion ophæves fuldstændig, dersom den fossile brændselspris skønnes at blive 10 kr/Gcal i stedet for 8 kr/Gcal.

Diskonterede udgifter

Der er beregnet diskonterede udgifter for et stort antal kombinationer af anlægstype, enhedsstørrelse, idriftsættelsesår, konventionel brændselspris og kalkulationsrente. Som eksempel er på bilag 42 og 43 vist beregningerne for to tilfælde. Ved sammenligning af de diskonterede udgifter for nukleare værker og konventionelle værker viser det sig, at de nukleare værker giver de laveste diskonterede udgifter undtagen for den mindste enhedsstørrelse ved meget tidlig idriftsættelse (1973).

Den besparelse, der kan opnås ved at bygge nukleart i stedet for konventionelt, er sat i relation til det konventionelle anlægs totale diskonterede udgifter, således at den procentiske gevinst ved at bygge nukleart bestemmes. Disse procentiske gevinster er vist i bilag 47, side 1-8 som funktion af idriftsættelsestidspunkt og med enhedsstørrelsen som parameter. Samtidigt er på kurverne anført de konventionelle værkers totale diskonterede udgifter i mill.kr, således at de procentiske gevinster let kan omregnes til mill. kr.

Således angiver bilag 47, side 2, resultaterne for sammenligning med et konventionelt værk bygget for kombineret fyring ved en brændselspris på 8 kr/Gcal og en kalkulationsrente på 7 % p.a. Det fremgår f.eks. heraf, at et 235 MW nukleart anlæg slet ikke er konkurrencedygtigt ved idriftsættelse før 1973, men at et 470 MW anlæg i kraft af sin lavere specifikke anlægsudgift i samme år vil give en besparelse på 10,2 % af et totalbeløb på 1060 mill.kr. Bsparelsen kan blive meget stor mod slutningen af den betragtede periode, hvor denne virkning bedre kan udnyttes, og den andrager eksempelvis godt 25 % for et 750 MW anlæg idriftsat i 1984. Det er dog den første halvdel af 1970'erne, der påkalder sig den største interesse, og på dette tidspunkt vil større enheder end 470 MW ikke kunne opnå den forudsatte benyttelsestid.

I 1975 vil en 470 MW enhed udvise en besparelse på ca. 13 %, men hvis den nukleare enhed sammenlignes under lignende betingelser med et konventionelt anlæg bygget for ren oliefyring, er besparelsen med 8 kr/Gcal for fossilt brændsel kun knapt 9 %, hvilket fremgår af bilag 47, side 7.

Som det fremgår af de øvrige sider i bilag 47, bliver besparelsen størst for store enheder, sent idriftsættelsestidspunkt, lav kalkulationsrente og høj konventionel brændselspris.

Oversigt

En oversigt over resultaterne fra enhedssammenligningen er givet i bilag 48 og 49. Det første resumerer resultaterne fra sammenligning med konventionelle anlæg bygget for kombineret fyring; det sidste angiver resultaterne for sammenligning med rent oliefyrede anlæg.

Som det fremgår, er der kun foretaget sammenligninger baseret på nyt kernekraftværk imod konventionel blokudvidelse, hvilket som tidligere nævnt vil

være den sandsynligste kombination for første nukleare enhed. Afvigelse fra disse forudsætninger vil give forøget fordel for de nukleare værker, idet en nuklear blokudvidelse antages at have 10 % lavere anlægspris end første enhed, og et nyt konventionelt værk antages at koste 66 mill.kr mere end en blokudvidelse. Såfremt en påtænkt konventionel blokudvidelse kræver udbygning af de bestående fællesanlæg, medfører dette også større fordel for det nukleare alternativ.

KAPITEL 8. FORUDSÆTNINGERNES INDFLYDELSE PÅ BEREGNINGSRESULTATERNE

Af regnemaskineresultaterne er stort set kun fordelingen af produktionen på de enkelte enheder anvendt i de økonomiske beregninger, og det kan derfor være rimeligt at undersøge, hvordan den fundne fordeling påvirkes af:

1. De tekniske forudsætninger
2. Den af regnemaskinen anvendte metode
3. De teknisk-økonomiske forudsætninger.

I bilag 50 er vist en af de behandlede udbygningsstrukturer (ELON), som indeholder alle de i undersøgelsen repræsenterede kraftværkstyper. I den øverste figur er for hvert år vist den procentuelle fordeling af den ialt installerede effekt, ligesom totaltallet er anført.

Det kan nu have interesse at undersøge, hvorledes produktionen af energi fordeler sig på de enkelte enhedstyper, og dette er også vist i bilag 50. Det bemærkes, at grundlastværker i almindelighed - og nukleare enheder i særdeleshed - tegner sig for en større andel af den samlede energiproduktion end svarende til deres effekt, og at omvendt de udprægede spidskraftværker - herunder en del af de nu eksisterende, ældre anlæg - slet ikke producerer energi. Endelig kan man se, at også de forenkede anlæg må overlade en stor del af deres mulige produktion til grundlastværkerne.

Grunden til disse forhold skal naturligvis søges i de forskellige typers driftsegenskaber, således som de kommer til udtryk i de forudsatte varme-forbrug, startudgifter og pålidelighedstal, men også i den måde, hvorpå disse kendsgerninger registreres og bearbejdes af regnemaskinen.

De tekniske forudsætninger

Prognosen

Alle beregninger er udført under antagelse af, at elektricitetsforbruget falder i overkanten af det prognosticerede område, idet dette anses for overvejende sandsynligt. Såfremt elektricitetsforbruget vokser langsommere end antaget for de opstillede udbygningsstrukturer, vil man med alle udbygningsmønstre naturligvis få færre nyinstallationer og lavere produktionsomkostninger. Ligeledes generelt vil en lav prognose føre til en langsommere øgning af enhedsstørrelsen med deraf følgende højere specifikke anlægspriser.

Ved sammenligning med udbygningsstrukturer for høj prognose kunne man umiddelbart forestille sig to ændringer: enten at bygge samme enhedsstørrelser som før og sætte det første nukleare anlæg i drift samme år, men bygge de senere med større mellemrum, eller at proportionere den til den høje prognose svarende udbygningsstruktur ned ved at bygge mindre enhedsstørrelser, men beholde deres installationsår.

Effektgruppens beregninger af risikoindeks for de førstnævnte strukturer har vist, at der i dette tilfælde kræves højere reserveprocent - og dermed relativt flere MW installeret - for at opnå den fornødne produktionssikkerhed.

Ved bygning af mindre enheder kan produktionssikkerheden bevares med samme reserveprocent, men til gengæld vil kernekraftværkernes relative fordel blive mindre, da skalaeffekten er større for nukleare end for konventionelle enheder.

Til belysning af sidstnævnte alternativ er der foretaget en overslagsmæssig beregning under antagelse af samme udbygningstempo som i struktur ELON, men med 5 x 370 MW nukleare enheder i stedet for 5 x 470 MW. Dette svarer nogenlunde til en omproportionering fra høj til lav prognose, og beregningen viser for denne udbygningsform 20-30 % formindskelse i den diskonterede besparelse og en internrente på ca. 14 % i stedet for knapt 16 %.

Tænker man sig derimod de nukleare enheder bygget som i det første alternativ, d.v.s. i samme enhedsstørrelser som ved den høje prognoses strukturer, men med hele det nukleare program således forskudt, at de valgte enheder kan accepteres i nettet uden krav om større reserveprocent, da bliver de nukleare værkers konkurrencedygtighed snarere noget bedre end tidligere beregnet på grund af deres med tiden faldende anlægspriser.

Da der på forhånd har været næret tiltro til, at udviklingen vil bekræfte den høje prognose, er der ikke blevet udført detaljerede beregninger af produktionsudgifterne for strukturer passende til den lave prognose. Men ovenstående bemærkninger godtgør, at en lav stigningstakt højst kan forsinke bygningen af nukleare enheder nogle få år, men ikke vil påvirke disses konkurrenceevne, efter at et passende højt belastningsniveau er nået.

Varmeforbrug

Det er forudsat i undersøgelsen, at de nybyggede enheder af hver type alle har stort set samme varmeforbrug, men at disse er vidt forskellige for de forskellige typer. Da der også regnes med forskellige brændselspriser, vil det i denne sammenhæng være rigtigt at betragte de variable brændselsudgifter pr. produceret kWh, som er:

For nukleare enheder	< 1,0 øre/kWh
" modtryksproduktion	ca. 1,0 "
" konventionelle grundlastenheder ..	- 1,7 "
" konventionelle, forenklede enheder	- 2,0 "
" konventionelle, ældre enheder	- 2,4 "
" spidskraftenheder (gasturbiner) ..	- 5,5 "

Ovenstående tal giver et tydeligt indtryk af, hvorfor man har fået den i bilag 50 viste fordeling af energiproduktionen.

Det må dog bemærkes, at der ikke er forudsat nogen bestemt placering af anlæggene, og man derfor ikke har kunnet tage hensyn til de individuelle nettab, således at man ikke nødvendigvis har fået den helt rigtige fordeling af produktionen på de enkelte enheder.

I en rent konventionel struktur vil dette dog være af underordnet betydning for de samlede brændselsudgifter, idet de enheder, der i undersøgelsesperioden vil komme til at bære den væsentligste del af produktionen, alle har meget nær samme brændselsudgifter. En omplacering af produktionen fra én enhed til en anden vil derfor kun i meget ringe grad forrykke det samlede resultat.

For konventionelle strukturer må man således konkludere, at produktionsfordelingen er usikker og økonomien stort set korrekt. For de nukleare strukturers vedkommende er forholdene anderledes, idet afstanden i marginalpris

op til den næst højere gruppe er så stor, at selv et betydeligt større nettab end det gennemsnitlige ikke kan tvinge en nuklear enhed til at afgive produktion. For den resterende produktion, der sker på konventionelle enheder af samme typer som før, vil der derimod kunne ske omplaceringer som ovenfor, men af endnu mindre økonomisk virkning.

Produktionsfordelingen i de nukleare strukturer vil derfor medføre lidt større nettab end for rent konventionelle strukturer. Da denne forskel først og fremmest manifesterer sig i perioder med lav belastning, hvor nettabene er meget små, vil indvirkningen på de økonomiske resultater dog være meget ringe.

Ovenstående argumentation kan derfor retfærdiggøre den påstand, at en nøjagtig indregning af nettabene ikke ville forrykke undersøgelsens økonomiske resultater nævneværdigt. Det bemærkes, at dette også gælder for konventionelle strukturer sammensat af spidskraftværker og grundlastværker.

Det skal endelig noteres, at de fundne brændselsudgifter ikke må tages for bogstaveligt, idet de er baseret på idealiserede varmemeforbrugskurver, der ikke tager hensyn til de tab, der fremkommer ved regulering. De virkelige gennemsnitlige varmemeforbrug og brændselsudgifter vil derfor ligge noget over de beregnede, hvilket dog er uden væsentlig betydning for sammenligninger som her foretaget.

Prioritering og minimum udetid

Den belastningsfaktor, en bestemt enhed opnår i samarbejde med de øvrige, afhænger af den prioritetsrækkefølge, hvori de blev opstillet ved beregningen af driftsudgifterne, jvf. kapitel 3. De nyeste grundlastenheder står først for at blive belastet, da de dels har det laveste varmemeforbrug (omend det kun drejer sig om forskelle på få kcal/kWh) og dels er så kostbare at starte igen efter en standsning, at man foretrækker at holde dem i produktion døgnet rundt.

Dette sidste finder udtryk i "den minimale udetid", som derfor får betydning for den gennem året akkumulerede driftstid og energiproduktion for en enhed. Den minimale udetid defineres som det antal timer, hvori enheden mindst skal ligge stille, før den på ny startes, og den er baseret på, at startudgiften skal være mindre end den driftsbesparelse, der i denne tid kan opnås ved at flytte enhedens minimale produktion til en anden enhed med lavere driftsudgifter.

Der blev i kapitel 3 gjort opmærksom på, at man ikke har anvendt de på ovenstående grundlag beregnede minimale økonomiske udetider ved gennemførelsen af regnemaskineberegningerne, men har måttet formindske dem passende for at undgå vanskeligheder under beregningen af produktionsfordelingen.

Dette er gjort på grundlag af en foreløbig analyse af de mulige driftsformer ved forskellige valg af udetider, der viste følgende:

Udetid større end 35 timer:	Ingen standsning mulig
Udetid mellem 22 og 35 timer:	Standning i weekend mulig
Udetid mellem 6 og 22 timer:	Standning om natten mulig
Udetid mellem 4 og 6 timer:	Standning om middagen mulig.

Det bemærkes, at 4 timer er den af tekniske årsager mindste tilladte udetid, men kan have for konventionelle anlæg.

For alle de nyinstallerede grundlastenheder er den minimale udetid over 50 timer, og som følge heraf vil de end ikke blive standset i weekend'er. Sådanne enheder får dermed den højst mulige driftstid, nemlig årets 8760 timer (i regnemaskinen repræsenteret som 52 uger $\times$ 7 dage $\times$ 24 timer = 8736 h/a) minus revisions- og havaritiden på tre 14-dages perioder = 1008 timer, ialt altså ca. 7700 h/a eller 88,5 % af det mulige antal. Sammenhængende hermed opnår enhederne belastningsfaktorer på omkring 70 %.

Imidlertid er det ikke muligt at opretholde sådanne forhold for alle grundlastenheder, efterhånden som produktionsapparatet fornyes, og en stadig større relativ energiproduktion sker på de nyeste enheder. Selv om disse kan arbejde kontinuert ved så lav belastning som 20 % af mærkeeffekten for konventionelle enheder med specielt lavlastudstyr og 10 % for nukleare enheder, så vil der dog være tidspunkter af døgnet og året, hvor de nødvendigvis må standses. Skønt det ikke har været muligt at behandle lavlastproblemet i alle detaljer, synes de foreløbige resultater dog at vise, at det er nødvendigt at bygge i hvert fald en del af de kommende enheder således, at drift ned til 20 % af fuldlasten muliggøres, idet man i modsat fald vil blive tvunget til natnedlukning af store enheder med deraf følgende store startudgifter.

Der er taget hensyn til lavlast-problemet ved regnemaskineberegningerne, idet den minimale udetid er formindsket, når enhederne kommer over en vis alder. Dette resulterer i, at de får flere starter, mindre driftstid og lavere belastningsfaktor. Af beregningsresultaterne ser man klart, hvilken indflydelse den minimale udetid har, idet de ovennævnte størrelser ændrer sig skarpt ved overgang til en anden, lavere udetid.

Således er i ét eksempel antallet af starter for en bestemt enhed ændret fra 1 om året ved 48 timers udetid til 150-200 ved 12 timers udetid, medens driftstid og belastningsfaktor er ændret fra henholdsvis 7700 h og 60 % til 4000 h og 35 % ved de to nævnte udetider. Imidlertid viser følgende eksempel, at det ikke er muligt med sikkerhed at udtale sig om den minimale udetids indflydelse:

ELON	1972/73			1973/74		
	Minimum udetid timer	Driftstid timer pr. år	Belastningsfaktor	Minimum udetid timer	Driftstid timer pr. år	Belastningsfaktor
FV 3	16	7392	0,573	10	6764	0,457
SV 11	21	7728	0,802	10	7096	0,631
VK 6	39	7728	0,765	18	7392	0,584
MK 10	4	2192	0,189	4	408	0,033
SH 7	21	7728	0,809	10	7520	0,659
NEFO 1	21	7392	0,757	10	7648	0,650
FV 4	45	7392	0,818	18	7728	0,714
MK 11	39	7728	0,843	18	7392	0,666

Det ses, at en ændring af udetiden - i forbindelse med ændring af totalproduktionen fra et år til det næste og forøgelsen af den ialt installerede effekt med en ny kernekraftenhet - forårsager helt uberegnelige ændringer af de enkelte enheders produktion. Den almindelige tendens er dog naturligvis, at mindre minimumudetid giver mindre belastningsfaktor, men også rækkefølgen på prioritetslisten er af stor betydning.

Omvendt har der været gennemført beregninger med åbenbart for små udetider for mange enheder, idet man fik et urealistisk højt antal starter for disse og dermed meget høje samlede startudgifter.

Regnemaskinens krav om relativt små minimumudetider må betyde, at der under produktionsfordelingen forekommer situationer, hvor det også i praksis vil være nødvendigt at standse enkelte enheder på trods af, at der bliver behov

for dem igen inden udløbet af deres økonomiske minimumudetid. I disse tilfælde afspejler regnemaskinens vanskeligheder et reelt driftsproblem, og den løser det på samme vis som nødvendigt i praksis.

Da minimumudetiderne fastholdes for et år ad gangen, risikerer man imidlertid, at de små udetider udnyttes til at standse maskiner også i situationer, hvor det i praksis hverken er nødvendigt eller lønsomt. Herved vil regnemaskinen finde for store startudgifter og for små varmekonsum, ialt resulterende i for høje driftsudgifter. Fejlen vil imidlertid være lille i forhold til de fundne startudgifter, og da disse i forvejen kun udgør omkring 1 % af de samlede udgifter, medfører dette forhold ingen væsentlige økonomiske konsekvenser.

Det havde dog været bedre, om regneprogrammet havde været således indrettet, at afgørelsen om standsning eller videre kørsel på minimal belastning blev truffet af regnemaskinen selv på grundlag af mere fleksible data end en minimal udetid, som holdes konstant et helt år.

Dette ville formentlig forlænge regnetiden og kræve mere nøjagtige oplysninger om enhedens varmekonsum ved minimalbelastning og om dens startudgifter, end der har stået til rådighed i denne undersøgelse. Til gengæld ville man opnå en produktionsfordeling og et startantal, som kunne anvendes uden korrektioner.

Vandkraft, fjernvarme

Som tidligere omtalt er der ikke regnet med import af vandkraft i undersøgelsesperioden 1969-1984. Dersom dette alligevel skulle vise sig muligt, må man naturligvis forudse, at produktionen på fossilt fyrede anlæg fortrænges. Om de nukleare anlæg kan beholde deres andel vil afhænge af den marginalpris, som vil komme til at gælde for vandkraftindkøb.

For at få et skøn over vandkraftens indflydelse på fossilt fyrede enheder af forskellig kvalitet har man i et enkelt tilfælde beregnet produktionsfordelingen i årene 1964-1968, hvor udbygningen er fastlagt, under forudsætning af en vis, stedse aftagende import af vandkraft, dog uden hensyntagen til de krav til reserve og overføringskapacitet, som anvendes i virkeligheden.

	1964/65		65/66		66/67		67/68		68/69	
Vandkraft	0	24,3	0	14,9	0	12,8	0	10,9	0	9,3
ASV 3							28,4	27,6	26,1	25,8
STV 1					19,1	18,1	15,8	13,8	15,3	13,8
UNIT 1	12,5	9,6	12,8	10,6	10,1	8,6	7,0	6,2	7,5	6,8
ASV 1-2	40,1	35,7	37,3	35,4	32,3	30,0	25,0	23,1	23,4	21,7
MØV 4	11,7	8,9	10,4	8,9	9,3	8,0	7,1	5,9	6,6	5,9
HCØV 5	8,4	5,1	8,5	6,4	6,6	4,9	4,4	3,3	4,7	3,8
KYV 11-13	18,1	12,1	17,9	14,9	14,3	11,9	10,0	7,8	10,9	8,9
Rest	9,2	4,3	13,1	8,9	8,3	5,7	2,3	1,4	5,5	3,8
	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100%

De enkelte enheder må afgive forskellige andele af deres produktion i nogenlunde overensstemmelse med deres bonitet, således at de bedste anlæg afgiver mindst og de dårligste anlæg mest. Det er dog ikke muligt at angive disse

forhold i entydige tal, idet de dårligere anlæg også må afgive til gode, senere installerede enheder.

Hvad der her er beskrevet for vandkraftens vedkommende gælder også i store træk den prioriterede fjernvarmeproduktion, men begge kategorier spiller en mindre rolle i den beregnede energiproduktion og indgår ydermere på omtrent samme måde i alle udbygningsstrukturer.

Revisioner, havarier

Som omtalt i kapitel 3 planlægger regnemaskinen automatisk et revisionsprogram under hensyntagen til, at der til ethvert tidspunkt skal være en passende effekt til rådighed. Som det ses af bilag 51, er denne reserve eksempelvis for struktur ELON i driftsåret 1976/77 altid mindst 600 MW, i den største del af tiden 700-800 MW og i enkelte perioder 1000 MW, medens den ialt installerede effekt i samme år er 3657 MW.

De til regnemaskinen opgivne længder af revisionsperioderne (3-4 14-dages perioder) tænkes også at omfatte havaritiden, endskønt denne jo er tilfældigt fordelt og altså strengt taget ikke kan lægges til den fastlagte revisionsperiode. Da revisionerne imidlertid bliver spredt nogenlunde jævnt ud over året, således som det fremgår af bilag 51, så må denne forenkende antagelse skønnes ikke at have væsentlig indflydelse på de fundne økonomiske resultater.

Som omtalt i kapitel 3 er revisionsperioden i beregningerne blevet forøget med en 14-dages periode til dækning af havarier og andre uforudsete driftsstandsninger. Dette stemmer for enheder med middellang benyttelsestid godt med Effektgruppens anbefaling af et havarital på 7 %, medens repræsentationen for rene grundlastværker muligvis er lidt optimistisk. Bliver havaritiden for disse enheder større end den medregnede 14-dages periode, fører dette til mindre belastningsfaktor for grundlastværkerne, hvilket gør nukleare værker noget mindre fordelagtige, se side 53 og bilag 54, side 2. Bliver havaritiden også større end de 7 %, der er lagt til grund for beregningen af risikoindeks, stiger kravet til installeret reserve, hvilket atter medfører større kapitaludgifter i alle strukturer og som før mindre belastningsfaktorer for grundlastenhederne.

Regnemaskinens beregningsmetode

Det blev fremhævet ovenfor under afsnittet om den minimale udetid, at denne øver indflydelse på den enkelte enheds årlige produktion. Det samme gør den af regnemaskinens program fordrede prioritetsliste for alle installerede enheder, som gør beregningen hurtig, men til gengæld unøjagtig.

I regnemaskinen bliver enhederne taget i drift i overensstemmelse med deres forud givne placering på prioritetslisten med det resultat, at f.eks. gasturbinerne aldrig kommer i drift, hvilket de i praksis utvivlsomt ville, omend med en beskeden produktion. I praksis sker udvælgelsen efter mere fleksible kriterier, idet f.eks. prioritetslisten kan ændres efter behov.

På grundlag af detailoplysninger for alle enheders drift er det imidlertid muligt at skønne over, hvorvidt dette forhold øver nogen væsentlig indflydelse på den nu fundne belastningsfordeling og de på denne baserede driftsudgifter. De nævnte resultater er for en gennemsnitlig hverdag i perioden 7. - 20. januar 1982 vist grafisk i bilag 52, side 1, for strukturen EL0. Det bemærkes, at de fire store nukleare enheder i EL0 hver går glip af ca. 10 % af deres mulige energiproduktion, ialt ca. 4,8 GWh, og at andre prioriterede værker kører igennem om natten med en samlet produktion på ca. 1,2 GWh. Tilsvarende forhold gælder i struktur E9, se bilag 52, side 2. Derimod standses de forenkede 190 og 235 MW enheder om natten og - for 190 MW enhedernes vedkommende - også om

dagen. I det hele taget udnytttes disse enheder kun sporadisk og sparsomt og gasturbinerne slet ikke. Imidlertid fremgår det af resultaterne, at den fundne belastningsfordeling er rimelig i betragtning af, at forskellen mellem gasturbinernes og de forenklede enheders startudgifter ikke kan kompenseres af forskellen mellem disse typers varmekonsum, hvorfor de forenklede enheder bliver foretrukket; som man ser, medfører det dog en særdeles stødvis indsats.

For ugens mindst krævende dag, søndag, kan man studere forholdene i bilag 52, side 3 og 4. De nukleare enheders belastning reduceres noget i forhold til hverdagen, og de tilsvarende konventionelle endnu mere: 190 MW enhederne kommer overhovedet ikke i drift, og de øvrige værker dækker ved stødvis indsats det varierende effektbehov; den eneste nævneværdige forskel mellem struktur E9 og E10 er, at de nukleare enheder i E10 tager så meget af natbelastningen, at det har været økonomisk forsvarligt at standse nogle af de øvrige, mindre enheder om natten.

Endelig er for samme periode optegnet driften af enhederne i struktur E10 den hverdag, hvor den nævnte periodes maksimalbelastning optræder mellem kl. 8 og kl. 10, se bilag 52, side 5. Den hovedsagelige ændring fra de almindelige hverdagsdiagrammer er, at de forenklede enheder belastes fuldt under spidsen, og at en af dem (E10-69) får tre gange så stor energiproduktion, samt at en række eksisterende enheder, som normalt ellers står i reserve resten af året, kortvarigt indsættes. Derimod forbliver gasturbinerne ude af drift.

Hvad der ovenfor er bemærket for E9 og E10 gælder også i vid udstrækning for S9 og S10, jvf. bilag 52, side 6 og 7, der viser driften på en gennemsnitlig hverdag i perioden 7.-20. januar. Kun skal det nævnes, at den store kernekraftenhed i S10 løber omtrent fuldlastet døgnet rundt, medens til gengæld de to 470 MW enheder (hvoraf den ene er nuklear) må afgive mere natbelastning end de tilsvarende enheder i S9, hvis store konventionelle enhed da også har mindre natbelastning. Disse forhold er medvirkende til, at nogle enheder standses om natten i S10, men kører igennem i S9. Som omtalt ovenfor indsættes de forenklede 190 MW enheder stødvis og gasturbinerne slet ikke.

Til sammenligning er der i bilag 53, side 1 og 2, for strukturerne E9 og S9 tegnet tilsvarende diagrammer for en gennemsnitlig hverdag i perioden 24. juni - 7. juli 1969. De tilsvarende diagrammer for E10 og S10 er - da såvel maskinbestykning som belastning er de samme - identiske med henholdsvis E9 og S9, hvilket viser, at regnemaskinens resultater er reproducerbare, også med hensyn til revisionsprogrammet. De store enheder i S9 kører fuldlastet igennem og tager praktisk taget hele natbelastningen, idet der kun overlades en smule til en fjernvarmeenhed og til en kondensationsenhed med 16 timers udetid. De øvrige enheder indsættes stødvis efter behov. Stort set de samme bemærkninger gælder for E9.

Endelig er der i bilag 53, side 3, for E9K (identisk med E10N) optegnet søndagsdøgnbelastningen i den ovenfor anførte periode, 24. juni - 7. juli 1969, hvor belastningen er lille. Diagrammet giver ikke anledning til andre bemærkninger, end at MK 10's indsats i tidsrummet 20-22 kunne være undgået, dersom regnemaskinen ikke havde opfattet kravet om 4 % løbende reserve så stringent, som den nødvendigvis må; uden MK 10 (68 MW) ville den løbende reserve være 0,06 MW for lille! Lignende observationer kan man gøre på andre diagrammer.

Sammenfattende kan man således konstatere, at

- a) der er ikke nævneværdig forskel mellem belastningsfordelingen i en konventionel (E9, S9) og en nuklear (E10, S10) struktur;
- b) de store enheder udnytttes kraftigt;
- c) de forenklede enheder udnytttes sparsomt og sporadisk;
- d) gasturbinerne udnytttes slet ikke.

De to sidste punkters relevans lader sig diskutere, men en anden og større udnyttelse af disse enheder på bekostning af sandsynligvis de eksisterende, ældre enheder kan ikke forventes at påvirke de samlede beregningsresultater nævneværdigt, da en eventuelt "flyttet" energiproduktion ville kræve stort set samme udgifter. På grundlag af disse detailresultater kunne der derimod være grund til at underkaste data for de to sidstnævnte anlægstyper en dyberegående overvejelse med henblik på at fremskaffe mere detaljerede oplysninger om deres andel i den optimale udbygning; dette ville dog ligge uden for nærværende undersøgelses rammer.

Det skal sluttelig nævnes, at der er blevet udført indledende økonomiske beregninger for strukturerne E1K, E1N, E2N, S1K, S3K og S3N. Der blev her anvendt andre data for minimumlast, minimumudetid, varmekonsum, indirekte startomkostninger, tidsvariation for konventionelle enheders anlægspris og skønnede straffaktorer. Forskellen mellem disse resultater og de her gengivne var små i forhold til forskellene mellem de enkelte udbygningsstrukturer, hvilket bekræfter, at enhedstype og -størrelse er de afgørende parametre, og at beregnings- og repræsentationsusikkerhed for de øvrige parametre spiller en betydelig mindre rolle.

De teknisk-økonomiske forudsætninger

De økonomiske beregninger er som nævnt foretaget på grundlag af de data, der er fremkommet fra de enkelte arbejdsgrupper. Da den betragtede periode imidlertid strækker sig så langt ud i fremtiden, vil disse data nærmest være at betragte som sandsynlige middelværdier behæftet med en vis usikkerhed.

Hensigten med dette afsnit er at give et indtryk af variationsbredden for de økonomiske resultater ved ændrede indgangsdata. For at illustrere dette på enkel vis er valgt at sammenholde E1N og E9K for strukturberegningerne og en 470 MW konventionel henholdsvis nuklear enhed idriftsat 1975 som repræsentant for enhedssammenligningerne.

Det er i denne forbindelse ikke de absolutte værdier som f.eks. de diskonterede udgifter, der har krav på den største interesse, men de ændringer, som sker i forholdet mellem nukleare og konventionelle enheder, når de vigtigste parametre varieres. Som passende talværdier til belysning af dette er valgt den procentiske besparelse i de diskonterede udgifter mellem de to udbygningstyper (i det følgende blot kaldt "besparelse") samt internrenten.

Forudsætninger

De nedennævnte ændringer i indgangsdata er til dels vilkårligt valgt, men skønnes at dække et rimeligt variationsområde.

- a. Anlægspriser. Forskellen mellem de nukleare og de konventionelle værkers anlægspriser forhøjes med 200 kr/kW. Denne større difference kan opfattes som resultatet af en fordyrelse af de nukleare værker eller som en billiggørelse af konventionelle værker eller som en kombination af begge dele. I øvrigt gælder de fundne procentiske ændringer i besparelse og internrente med god tilnærmelse også, dersom forskellen bliver mindre end oprindeligt forudsat.
- b. Nukleart brændsel. Prisen for kernekraftbrændsel forbliver konstant på 1,15 øre/kWh svarende til den af Brændselsgruppen angivne pris midt i 1970'erne, hvilket indebærer, at der ikke opnås nogen forbedring og billiggørelse af det nukleare brændsel på længere sigt.
- c. Fossilt brændsel. Virkningen af ændringer i prisen for det fossile brændsel er undersøgt tidligere, idet man har gennemført alle beregninger med såvel

8 kr/Gcal som den 25 % højere pris, 10 kr/Gcal, svarende til den af Brændselsgruppen opgivne alternative pris.

- d. Første kernekraftværk. Anlægsudgifterne for det første nukleare anlæg forøges med 100 kr/kW. Ud over de beløb, der allerede er medregnet, kunne man for det første nukleare anlæg tænke sig, at der kommer ekstra udgifter til oplæring af personale, og fordi der stilles strenge krav til beliggenhed, garantier, forsikring m.m. Det bemærkes, at de her nævnte udgifter i givet fald skulle afholdes ved bygningen af den første enhed, men at de må regnes at falde bort for de følgende, da man så vil have opnået tilstrækkelig erfaring til at undgå sådanne "usikkerhedstillæg".
- e. Rentefod. Variationen i de økonomiske resultater ved at ændre rentefoden er tidligere omtalt, idet man har gennemført alle beregninger for 6, 7 og 8 % p.a.
- f. Driftstid. Som eksempel på driftstidens indflydelse er der for 470 MW enheden gennemført beregninger med en udnyttelse svarende til 6 000 fuldlasttimer pr. år i de første 10 år og 5 000 fuldlasttimer pr. år i de sidste 10 år. De tidligere beregninger er baseret på 7 000 h/a i 10 år og 6 300 h/a i den resterende levetid. Endvidere er der for struktur ELON gennemført en beregning under antagelse af, at de nukleare enheder kun opnår en udnyttelse svarende til 6 000 henholdsvis 5 000 h/a i stedet for den beregnede, hvorefter den til denne ændring svarende energiproduktion er overflyttet til konventionelle enheder, der har en brændselsudgift på 17,20 kr/MWh. På denne måde belyses virkningen af, at regnemaskinprogrammet måske ikke har fundet den helt rigtige lastfordeling under hensyntagen til de gjorte forudsætninger om prioriteret effekt, nettab etc.
- g. Omsætningsafgift. Indtræder en generel, ikke inflatorisk prisforhøjelse på alle komponenter, vil de nukleare værkers konkurrencedygtighed ændres i nedadgående retning, da de er mest kapitalkrævende. Eksempelvis er alle anlægspri- ser gjort 10 % større, hvilket kan tjene som illustration af de ændringer, der vil optræde, dersom kapitaludgifterne belægges med en eller anden form for omsætningsafgift, medens driftsudgifterne forbliver uændret. En merværdiomsætningsafgift, som omfatter både kapital- og driftsudgifter, vil ikke influere på den relative økonomi, idet såvel den procentiske besparelse som internrenten ikke berøres deraf.
- h. Levetid. Den tekniske levetid af alle anlæg ændres med 5 år, således at den bliver 15 år. For kernekraftværkernes vedkommende kan dette kun tænkes at forekomme, dersom der - trods al nuværende viden og omhyggelig fabrikation - skulle optræde så store fejl i anlægget, at det ikke vil være økonomisk forsvarligt at udbedre dem. Derimod kan ældre kernekraftenheder ikke tænkes at blive fortrængt af nyere før udløbet af deres tekniske levetid, da deres marginale produktionsudgifter altid vil ligge så meget under konventionelle værkers, at de med sikkerhed bliver belastet højt i hele deres levetid.

Resultater

I bilag 54, side 1, er anført de besparelser i diskonterede udgifter og den internrente, man opnår ved struktur ELON i forhold til E9K resp. en nuklear 470 MW enhed i 1975 i forhold til en konventionel.

Der er dels givet tallene ud fra de oprindelige forudsætninger og dels ændringerne af disse tal, når forudsætningerne varieres som i punkt a - h.

Endelig er der på bilag 54, side 2, til sammenligning vist, hvilke ændringer under punkt a - h der vil forårsage 10 % dårligere resultat i besparelse og intern rente.

Analyse og vurdering

Sammenlignes de viste resultater i vandret retning, bemærkes at ændringerne i besparelsen ikke er så kraftigt udtalt for strukturernes vedkommende som for 470 MW enheden, hvilket skyldes, at hele det øvrige nets enheder er medregnet under ELON/E9K, og at 470 MW enheden er dyrere end flertallet af de nukleare enheder i ELON, da den alene anskaffes til den høje pris for en første enhed. Endvidere ses, at internrenten ikke er så følsom over for ændringer i forudsætningerne som de diskonterede besparelser. Dette kan forklares ved, at internrenten dækker området fra 0 % p.a. og derved, medens besparelserne regnes fra 7 % og op efter. For eksempel vil 100 % mindre besparelse for en 470 MW enhed i 1975 svare til en internrente på 7 % eller en formindskelse på 45 % i forhold til det oprindelige tal.

Betragtes resultaterne i lodret retning, ses at de ændringer, der kun omfatter enten de konventionelle eller de nukleare enheder (punkt a, b og c), som forventet gennemgående giver de største ændringer i de økonomiske resultater.

Der kan være grund til at fremhæve, at den interne rente er udsat for forholdsvis større ændringer, når forandringerne allerede viser sig på et tidligt tidspunkt i værket's levetid. Det ses således, at konstant nuklear brændselspris ikke giver store udslag i internrenten, da denne forskel først bliver af betydning på et ret sent tidspunkt. For den diskonterede besparelse, hvor der regnes med en væsentlig lavere rente, bliver ændringen dog betydningsfuld.

Der er ikke foretaget gennemregning af eksempler med en forhøjelse af anlægsprisen med samme beløb for nukleare og konventionelle værker, svarende til, at f.eks. primære højspændingsanlæg inkluderes, da dette ikke giver sig tydeligt udtryk i de økonomiske resultater. Differensen mellem nukleare og konventionelle værker ændres således ikke, hvorfor den procentiske besparelse kun forringes uvæsentligt på grund af, at den totale diskonterede sum forøges. Da internrenten kun behandler forskelle mellem nukleare og konventionelle værker, ændres den ikke.

KAPITEL 9. VURDERING AF KERNEKRAFTVÆRKER

=====

Historisk set kan den civile udnyttelse af kerneenergien betragtes som et biprodukt af en fra starten rent militær forskning. Dog har muligheden for at fremskaffe billig energi i store mængder været erkendt lige fra opdagelsen af de fundamentale processer, og der er i årenes løb ofret betydelige summer i de store lande på at realisere disse muligheder.

De først opførte kernekraftværker har haft karakter af eksperimentale og demonstrationsværker, og de har ikke kunnet konkurrere økonomisk med fossilt fyrede anlæg. Såvel anlægs- som brændselspriser er imidlertid blevet kraftigt reducerede, og i dag regnes kerneenergien for konkurrencedygtig i visse dele af verden. Således angiver de amerikanske elselskaber Jersey Central og Commonwealth Edison, at Oyster Creek henholdsvis Dresden 2 er valgt bygget som kernekraftværker af rent økonomiske grunde. Også det svenske Oskarshamn anlæg forventes at kunne producere til samme pris som et konventionelt elværk.

Der er i dag ca. 23 000 MW i drift (6000 MW), under bygning (10 000 MW) eller i ordre (7000 MW), og selv om dette i procent af den totalt installerede effekt er et meget beskedent tal, kan det dog konstateres, at langt de fleste teknisk udviklede lande er med i denne udvikling.

Økonomisk konkurrenceevne afhænger dog af mange forhold, der kan variere fra land til land. Af væsentlig betydning er naturligvis prisen for fossilt brændsel, men nettets størrelse og struktur, belastningsforhold med mere spiller også en rolle. Det er netop en af denne undersøgelses primære formål at belyse kerneenergiens økonomi under de forhold, der er aktuelle for den danske elektricitetsforsyning.

I en erklæring af 22. februar 1963 udtalte Danske Elværkers Forening, at "man lægger afgørende vægt på, at der foreligger tilstrækkelig erfaring for:

1. at anlægget har den fornødne driftssikkerhed, så det kan indgå i elproduktionen på lige fod med de eksisterende værker,
2. at man på grundlag af bygge- og driftserfaringer med sikkerhed kan godtgøre, at værket bliver konkurrencedygtigt i forhold til konventionelle anlæg".

Driftssikkerhed

Tilgængelige driftsstatistikker for nukleare værker er endnu sparsomme. Dog anfører Effektgruppen følgende rådighedstal (%):

	<u>1957</u>	<u>1958</u>	<u>1959</u>	<u>1960</u>	<u>1961</u>	<u>1962</u>	<u>1963</u>	<u>1964</u>
Calder Hall	77	61	85	86	89	92	93	92
Chapelcross			77	85	87	93	94	92
Shippingport		60	45	50	62	70	Ombygning	
Dresden						79	76	81
Yankee					89	68	78	89

For Dresden og Yankee bemærkes specielt, at brændselsudskiftningen er blevet stærkt rationaliseret, således at den nu kan gennemføres inden for den 4 ugers periode, der normalt afsættes til et hovedeftersyn, se også bilag 55. Konstruktive forbedringer vil yderligere nedsætte den nødvendige tid til brændselsudskiftning for de letvandsreaktorer, der i dag er under bygning og i ordre.

De sidste to år har Dresden kørt efter et dagligt og ugentligt belastningsprogram, der kun fordrer fuld effekt i hverdagens dagtimer. Middeffekten som anført i oversigtsdiagrammet på bilag 55 er derfor kun omkring 70 % af mærkeeffekten.

Det fremgår også af bilag 55, at Yankee's kerne mod slutningen af sin levetid ikke har reaktivitet nok til at kunne give fuld effekt. Denne virkning er langt mindre for Dresden, og den vil i øvrigt altid kunne undgås ved passende afstemning af berigelse og udskiftningstidspunkt. Det vides ikke med bestemthed, hvilken fremgangsmåde der er at anbefale ud fra en økonomisk betragtning, men de af Brændselsgruppen benyttede parametre menes at tillade fuld effekt til brændselsudskiftningen skal påbegyndes.

Selv om disse data indlysende nok ikke kan give sikkerhed for, at en tilstrækkelig høj rådighedsfaktor kan opnås, synes de allerseneste års driftserfaringer dog ret gunstige, og i betragtning af den omhu, der udvises ved konstruktion og bygning af kernekraftværker, kan man have begrundet tiltro til, at rådighedstallet ikke bliver ringere end for konventionelle værker. I denne forbindelse skal det også nævnes, at det er en almindelig erfaring fra konventionelt kraftværksbyggeri, at rådighedstallet for nye typer er lavere for de første anlæg end for de senere, og at rådighedstallet for et bestemt værk er lavere i de første par år end i de følgende. Det er herefter fundet rimeligt at gennemføre de økonomiske beregninger under antagelse af samme rådighedstal og pålidelighedstal som for konventionelle værker. Til hovedeftersyn samt planlagt og ikke planlagt reparationsarbejde er derfor afsat ialt tre 14-dages perioder pr. år, dog hvert tredje år fire 14-dages perioder.

Overvejelser vedrørende det første danske kernekraftværk

Tekniske forhold

En væsentlig teknisk parameter for et kernekraftværks rentabilitet er den belastningsfaktor, værket kan opnå gennem sin levetid. Denne er atter delvis afhængig af enhedsstørrelsen, idet belastningsfaktoren, alt andet lige, vil aftage med voksende enhedsstørrelse, såfremt nettet ikke er meget stort.

Der har tidligere hersket tvivl om, hvorvidt et stort nukleart værk kan opnå en tilstrækkelig høj belastning. De gennemførte beregninger af belastningsfordelingen viser dog med stor tydelighed, at det første kernekraftværk i de første driftsår opnår en belastning svarende til over 7 000 fuldlast driftstimer pr. år (belastningsfaktor 0,8) over et vidt spektrum af idriftsættelsesår og enhedsstørrelse. I nogle tilfælde opnås endda helt op til 7 700 fuldlast driftstimer pr. år, hvilket med de forudsatte eftersyns- og reparationsperioder er det maksimalt mulige.

Mest markant demonstreres dette i udbygningsstrukturen E2N, hvor en 470 MW nuklear enhed idriftsættes allerede i 1971. Denne enhed opnår i de tre første driftsår belastninger svarende til 7237, 6999 og 7375 fuldlasttimer. Enkelte udbygningsstrukturer indeholder endnu større enheder. Således har E8N en 940 MW nuklear enhed, der idriftsættes 1982. De tre første driftsår opnår denne meget store enhed belastninger svarende til 7657, 7361 og 7704 fuldlasttimer; i denne struktur er der tidligere idriftsat ialt 1820 MW nuklear effekt.

Det stod ved undersøgelsens begyndelse ikke klart, om en høj belastningsfaktor kunne opnås i hele levetiden. Selv om belastningsfordelingsberegningerne kun er gennemført op til 1984, d.v.s. 14 års drift eller mindre, fremgår det dog tydeligt, at de nukleare værker gennem hele deres levetid vil blive belastet som rene grundlastværker. Årsagen til dette forhold, der ikke er i harmoni med de hidtidige erfaringer med konventionelle værker, er at de nukleare værker gennem hele levetiden vil have en marginalproduktionspris, der ligger langt under det forventelige for fremtidige konventionelle enheder.

Der er naturligvis en grænse for, hvor stor en del af primærværkerne der kan opnå en egentlig grundbelastning, og det første kernekraftværks nøjagtige belastning i den sidste del af levetiden vil derfor være noget afhængig af udbygningsgraden for nukleare værker. Det er imidlertid tilstrækkeligt her at konstatere, at en meget høj belastningsfaktor kan opnås ved moderat udbygning, og at en kraftig udbygning jo kun foretages, såfremt dette er endnu mere attraktivt.

I praksis vil man på grund af reservekørsel, hensyn til fordelingsnettet m.v. måske ikke opnå fuldt så høj en benyttelsestid som ovenfor angivet, men dette vil dog ikke have afgørende indflydelse på undersøgelsens slutresultater.

Det bør i øvrigt betones, at alle ovenstående bemærkninger om belastningsfordelingen direkte kan overføres på andre strukturer, der er opbygget som en kombination af grundlastenheder og mere eller mindre udtalte spidskraftenheder, f.eks. strukturer med konventionelle højøkonomiske grundlastenheder, forenklede konventionelle enheder og gasturbiner.

Der er i dag både øst og vest for Store Bælt en del prioriteret effekt, der skal belastes før grundlastenhederne, nemlig den til fjernvarmeproduktionen hørende elektricitetsproduktion og importen af billig vandkraft. Der er i beregningerne taget hensyn til fjernvarmeproduktionen øst for Store Bælt, men ikke vest for Store Bælt, se side 12 og 13. En sammenligning mellem belastningen af grundlastværkerne i de to områder viser, at fjernvarmeproduktionen ikke medfører nogen væsentlig belastningsreduktion. For vandkraftens vedkommende må det antages, at dens relative andel i den danske elforsyning vil aftage i løbet af undersøgelsesperioden.

Det har ofte været fremført, at en høj belastning for enkelte, udvalgte værker kun kan effektueres på bekostning af driftsøkonomien for de øvrige samkørende værker. Undersøgelsen har vist, at dette kun i meget begrænset omfang eller overhovedet ikke er tilfældet. Dette er nærmere begrundet på side 39, og argumentationen skal derfor ikke gentages her.

Sammenfattende kan det siges, at eventuelle kernekraftværker i såvel det sjællandske som det jysk-fynske område kan opnå en høj belastning gennem hele deres levetid, og at det er muligt at acceptere 470 MW enheder allerede i begyndelsen af 1970'erne og 750 MW enheder i slutningen af tiåret.

Økonomiske forhold

De økonomiske beregninger er tidligere beskrevet i detaljer i kapitlerne 4 - 7. For udbygningsstrukturernes vedkommende er hovedresultaterne samlet i bilag 30 og 40, og resultaterne af de udførte beregninger for første enhed er samlet i bilag 48 og 49.

De diskonterede udgifter viser en væsentlig besparelse ved bygning af kernekraftværker, når man undtager små enheder bygget tidligt. Eksempelvis kan følgende resultater udtages fra de nævnte oversigtsskemaer ved sammenligning med konventionelle anlæg for kombineret fyring:

		Struktur		Enkelt enhed			
		E10N (37 % nukl.)	S3N (21 % nukl.)	235 MW 1973	470 MW 1973	470 MW 1978	750 MW 1978
Procentisk besparelse i diskonterede udgifter ved	6 %	14	8	3	13	18	24
nuklear udbygning	7 %	12	7	0	10	16	22
og en rentefod på	8 %	11	6	-2	8	14	20
Forrentning af merinvesteringen ved							
nuklear udbygning		16	19	7	11	15	20

I de valgte strukturer er udbygningen med kernekraftværker ved slutningen af undersøgelsesperioden 37 % henholdsvis 21 % af den totalt installerede effekt, hvorved opnås de angivne relativt store besparelser i de totale udgifter ved produktion af hele den i undersøgelsesperioden nødvendige elektriske energi. Vurderes kun den enkelte enhed, kan væsentlig større besparelser findes.

To forhold er iøjnefaldende ved betragtning af disse resultater, nemlig skalaeffekten og variationen med idriftsættelsesår.

Skalaeffekten er også af betydning for konventionelle værker, men den er kraftigere for nukleare værker og til dels afgørende for deres rentabilitet. Dette fremgår klart ikke alene af de her fundne resultater, men også af de beslutninger om bygning af kernekraftværker, der er truffet rundt omkring i verden. I 1965 er værker på 6-800 MW under bygning og 1200 MW enheder er på planlægningsstadiet. Størrelser under ca. 250 MW er antagelig ikke konkurrencedygtige i dag - og rimeligvis unødvendige at overveje i fremtiden. Også i strukturberegningerne kan skalaeffekten registreres; her modvirkes besparelserne ved bygning af store enheder af højere reservekrav for at bibeholde samme forsynings-sikkerhed, men på trods heraf findes noget lavere diskonterede udgifter for E2N end E1N. Disse to udbygningsstrukturer indeholder omtrent lige meget nuklear effekt, men fordelt i større enheder i E2N. E2N har oven i købet en lille disfavør ved tidligere påbegyndelse af nuklear udbygning.

Tidseffekten skyldes dels antagelsen om svagt faldende nukleare anlægspriser, dels - og navnlig - antagelsen om et årligt fald på 3,5 % i nukleare brændselspriser. En forudsætning for den resulterende ret kraftige forbedring i de nukleare anlægs totaløkonomi er derfor, at Brændselsgruppens prognose for nukleare brændselspriser holder stik. Den væsentligste forudsætning herfor er, at den nukleare industris volumen kan forøges i betydelig grad eller med andre ord, at den kommercielle udnyttelse af kerneenergien realiseres i et omfang nogenlunde svarende til det i dag forventelige. At der imidlertid er en udpræget realitet i disse forventninger ses f.eks. af den brændselskontrakt, der blev tilbudt Central Electricity Generating Board til Dungeness B i forbindelse med BWR-tilbuddet. Ifølge denne kontrakt skulle brændselsfabrikationsprisen for den anden kerne reduceres til 75 % af prisen for første kerne.

Det må her bemærkes, at prisen for fossilt brændsel næsten er mere afgørende end de nukleare brændselspriser, der allerede i dag er lave. Udregningerne for en brændselspris på 10 kr/Gcal viser klart, at dette giver et meget kraftigt økonomisk incitament til bygning af nukleare enheder.

Det fremgår endvidere af den viste tabel, at en forøgelse af kalkulationsrenten reducerer den diskonterede gevinst ved udbygning med nukleare værker, dog ikke mere end at en positiv gevinst kan noteres op til kalkulationsrenter på 10-20 %.

I en tid med høj rente og store nødvendige investeringer i de danske primærværker og distributions- og transmissionsanlæg kan de diskonterede udgifter alene ikke anses for afgørende, idet likviditets- og finansieringsmæssige overvejelser ofte vil være af større betydning. Til belysning heraf er som tidligere omtalt udregnet internrenter og genvindingsperioder både for udbygningsstrukturerne og enhed-for-enhed sammenligningerne. Fra bilag 40 og 48 citeres således:

	Struktur		Enkelt enhed			
	ELON/E9K	S3N/S3K	235 MW 1973	470 MW 1973	470 MW 1978	750 MW 1978
Genvindingsperiode, år	11	7	10	7	6	4
Internrente, % p.a.	14	19	7	11	15	20

Enkelte resultater fra strukturundersøgelserne er ligeledes anført for at belyse virkningen af introduktion af kernekraftværker også på længere sigt.

En udskydelse af idriftsættelsestidspunktet for første enhed påvirker ikke de produktionsbesparelser, der kan opnås for senere værker, men bevirker alene, at man går glip af de produktionsbesparelser, der ville kunne opnås for et tidligt værk. Overvejes eksempelvis som første enhed en 470 MW blok idriftsat i 1973 eller alternativt i 1975, viser resultaterne fra enhedssammenligningerne, at man mister en mulig produktionsbesparelse på 106 mill.kr i diskonteret værdi. På grund af merinvesteringens størrelse opnås denne gevinst ved tidlig idriftsættelse dog først i løbet af de sidste 12 driftsår (1981-92), hvor den årlige besparelse i produktionsudgifter ifølge bilag 44 er ca. 35 mill.kr.

Sammenfattende kan det siges, at undersøgelsen har vist, at den første kernekraftenhed skal være forholdsvis stor, f.eks. 470 MW, og at der er et økonomisk incitament til nærmere at undersøge muligheden for idriftsættelse af en sådan enhed i begyndelsen eller midten af 1970'erne.

Andre forhold

Som tidligere nævnt har der for de fleste af de kernekraftværker, der i dag er i drift, været lagt andre synspunkter til grund for opførelsen end rent økonomiske, og det kan have en vis interesse at se lidt nærmere på disse ud fra en umiddelbar betragtning mere sekundære motiver, idet dog de militære aspekter ikke skal omtales.

Et argument, der i mange lande er hørt fra elværksside, er at man har ønsket på et så tidligt tidspunkt som muligt at få tilstrækkelige bygge- og driftserfaringer, således at man står så godt rustet som muligt, når og hvis en

mere massiv udbygning bliver aktuel. Dette synspunkt er også af betydning med henblik på uddannelse af driftspersonale.

En række forskelligartede samfundsmæssige aspekter kan komme i betragtning i forbindelse med opførelsen af nukleare værker. Opbygningen af en nuklear industri af et vist omfang på et rimeligt tidligt tidspunkt må således anses for at være af betydning for et teknisk udviklet lands økonomi. De høje krav, der stilles til udførelsen af nukleart udstyr, har også vist sig at spille en rolle for industriens teknologiske udvikling og har derved en gunstig indflydelse på det industrielle niveau.

Det drejer sig her om forhold, hvis betydning ikke umiddelbart kan vurderes, men som alligevel i mange lande uden tvivl har haft en betydelig indflydelse på beslutningerne.

Udbygningstempo

Da udbygningen af produktionssystemet i praksis sker ved en række på hinanden følgende beslutninger, har især resultaterne for den første enhed interesse, og udbygningsstrukturerne har i denne forbindelse tjent det formål at simulere driftsforholdene for den første enhed i et realistisk miljø. Dog har det i den kontinuerte udbygningsproces også en vis interesse at have det fremtidige udbygningsmønster for øje, således at der under hensyntagen til finansieringsmæssige og organisatoriske problemer m.m. i tide kan etableres en langtidsplanlægning. Spørgsmålet om det sandsynlige omfang af den kommende nukleare udbygning skal derfor kort belyses.

I overvejende grad er dette naturligvis et økonomisk spørgsmål. Specielt for de første værker kan dog en række andre forhold komme til at spille en væsentlig rolle. De manglende hjemlige bygge- og driftserfaringer med denne nye type kraftværker, begrænsninger i de udenlandske oplysninger herom og andre lignende argumenter taler imod en alt for hurtig udbygning med nukleare værker.

At gennemføre et nukleart byggeri vil antagelig kræve et par års forberedelse og 4 års byggetid. Såfremt man af ovennævnte grunde skulle ønske at lade erfaringerne fra det første værk komme de følgende til gode, ville der altså opstå en temmelig lang pause mellem første og andet værk.

Betragtes de opstillede udbygningsstrukturer i dette lys, forekommer det vanskeligt at realisere en udbygning som S8N, hvor samtlige enheder på nær nogle få gasturbiner er nukleare. Den er da også kun opstillet for at undersøge en helt ekstrem udbygning, hvorimod E10N og S10N er fremkommet gennem et skøn over de realistiske muligheder. Disse to strukturer repræsenterer en udbygning af nukleare værker, svarende til 30-35 % af den ialt installerede effekt ved periodens slutning.

De udførte beregninger for udbygningsstrukturerne viser, at produktionsomkostningerne målt ved de diskonterede udgifter stort set synker med stigende nuklear andel i slutningen af den betragtede periode:

Struktur	E2N	E1N	E10N	E8N	S3N	S10N	S8N
Nuklear andel, % af installeret effekt i 1984	24	28	37	42	21	29	50
Mill.kr ved 7 % p.a.	3305	3276	2988	2995	3065	2915	2861

Der er dog her tale om mange samvirkende faktorer, som kun vanskeligt kan adskilles, idet f.eks. de lave produktionsomkostninger i strukturerne 8 og 10 ikke alene skyldes kernekraftværkernes ret høje andel, men også indførelsen af forenklede dampkraftanlæg og gasturbiner. Man kan delvis tage hensyn hertil ved kun at sammenligne jævnbyrdige strukturer, hvorved der fremkommer følgende relative tal:

Struktur	E2N	E1N	E10N	E8N	S3N	S10N	S8N
Nuklear andel, % af installeret effekt i 1984	24	28	37	42	21	29	50
Diskonterede udgifter i procent af den anførte konventionelle strukturs	93,3	92,5	88,2	88,4	93,0	90,6	88,9
	E1K		E9K		S3K	S9K	

En grafisk afbildning af dette materiale viser en kurve med et fladt minimum ved 30-50 % nuklear effekt i forhold til den ialt installerede effekt. Der kan imidlertid rettes principielle indvendinger mod på dette punkt at drage for håndfaste konklusioner på basis af udbygningsstrukturerne.

For det første er den nukleare andel i gennemsnit over undersøgelsesperioden meget mindre end andelen i 1984, og for det andet varierer de økonomiske parametre hen gennem perioden, hvilket bevirker en tidsmæssig afhængighed, der ikke fremgår af en sådan betragtning. Det skal i denne sammenhæng også betones, at den optimale andel af nuklear effekt er betydelig mere følsom over for variationer i de økonomiske parametre end de fleste af undersøgelsens øvrige resultater.

Imidlertid fremgår det direkte af belastningskurvernes udseende, at nuklear konkurrencedygtighed ud fra rent økonomiske kriterier hurtigt tillader udbygning til omkring 30 %. De tidligere bemærkninger i tilknytning til strukturerne S10N og E10N viser tillige, at denne udbygningsgrad kan opnås ved slutningen af undersøgelsesperioden selv med en passende forsigtig udbygningstakt; i strukturen S10N er der således forudsat 6 år mellem idriftsættelsen af første og anden nukleare enhed. På endnu længere sigt vil en udbygning ud over de 30 % måske være mulig.

Det har endvidere været overvejet, om finansielle forhold kunne tænkes på længere sigt at forsinke udviklingen. Beregninger over investeringsforløbet for udbygningsstrukturerne viser imidlertid, at den merinvestering, der fremkommer ved udbygningen af nukleare værker, allerede efter det tredje værk vil være dækket af de driftsbesparelser, som de i drift værende anlæg medfører.

Hvis man betragter forholdene i udlandet, så viser offentligt tilgængelige oplysninger om nukleare udbygningsprogrammer et stort variationsområde, hvilket forklares af de varierende forudsætninger med hensyn til prisniveauet for fossilt brændsel, tilstedeværelse af naturlige energikilder, forskellig vurdering af atomkraftens politiske og industrielle aspekter m.v. Det er dog et karakteristisk træk, at selv lande med de mest ambitiøse og omfattende atomkraftprogrammer (f.eks. England, USA og til dels Sverige) ikke regner med at udbygge til mere end højst ca. 30 % nuklear kraft inden for den nærmeste 15-20 års periode.

KAPITEL 10. KONVENTIONELLE VÆRKER

Der skal i dette afsnit gøres rede for de erkendelser, der gennem undersøgelsen er nået for konventionelle værkers vedkommende, først og fremmest angående det generelle typevalg og enhedsstørrelse med mere for grundlastværker.

Typevalg

En af de konklusioner, der kan trækkes af undersøgelsen, er at en videre udbygning med konventionelle grundlastværker efter samme mønster som hidtil, ikke vil være hensigtsmæssig for enheder, der skal idriftsættes i 1970'erne. Baggrunden for den traditionelle udbygningsform skal derfor kort beskrives.

Den væsentligste forudsætning for en vedblivende udbygning med konventionelle grundlastværker som hidtil gennemført har været, at den tekniske udvikling har muliggjort en stadig forbedring af varmemeforbruget. Omkring 1920 var driftsøkonomien karakteriseret ved et varmemeforbrug på ca. 5000 kcal/kWh, i 1930 var varmemeforbruget for de nye værker sunket til 4000 kcal/kWh og i 1940 til 3000 kcal/kWh; i dag er de nyeste værker nede på 2100-2200 kcal/kWh. Denne udvikling har været muliggjort gennem anvendelsen af stadig større tryk og temperatur og indførelsen af genoverhedning, hvilket alt sammen har bidraget til at hæve anlæggenes totalvirkningsgrad.

Under disse omstændigheder har det været mest økonomisk at installere nye højøkonomiske værker til dækning af grundlasten, når belastningsstigningen har gjort ny effekt nødvendig. Samtidig er de ældre enheder blevet degraderet i prioritetsfølgen, således at deres årlige energiproduktion er stadig faldende gennem levetiden, og de til sidst ender som rene spidskraft- og reserveenheder.

Ifølge Kraftværksgruppen er der imidlertid nu tegn på, at udviklingen af de konventionelle grundlastværker nærmer sig slutfasen. Større tryk og temperatur kan kun opnås under samtidig udstrakt anvendelse af austenitisk stål i kedler og turbiner, og dette medfører så væsentlige stigninger i anlægspriserne, at det udbalancerer den driftsøkonomiske gevinst, der kan hentes gennem en sænkning af varmemeforbruget. De relativt lave priser for fossilt brændsel bidrager naturligvis i høj grad til udfaldet af en sådan vurdering af totaløkonomien. Her til kommer yderligere, at hel eller delvis oliefyring tillader knapt så høje driftstemperaturer som ren kulfyring.

Om dobbelt genoverhedning har Kraftværksgruppen konkluderet, at den eventuelle gevinst er lille, og at sådanne anlæg har en mindre driftsfleksibilitet end anlæg for enkelt genoverhedning.

Man må således forvente, at driftsøkonomien for fremtidige konventionelle grundlastenheder ikke vil blive nævneværdigt bedre end de højøkonomiske enheder, der i dag er i drift og under bygning. Da der ifølge sagens natur ikke kan skaffes grundbelastning til hele maskinparken, bliver det naturligt at se sig om efter kraftværkstyper med lavere anlægspris til dækning af spidsbelastningen.

Besparelser på anlægsprisen fremkommer først og fremmest ved reduktion af dampens tryk og temperatur tillige med forøgelse af kondensatortrykket, omend overgangen til ren oliefyring som nævnt nedenfor i sig selv giver anledning til besparelser. Eksempelvis behandler Kraftværksgruppen et anlæg med dampdata 90 ato/495°C og kondensatortryk 0,08 ata mod grundlastværkernes 180 ato/540°C/540°C og kondensatortryk 0,03 ata. Såvel på kedelanlæg som turbiner findes en besparelse på omkring 30 %, og også på bygninger og hjælpemaskiner kan opnås væsentlige prisreduktioner, således at den samlede besparelse bliver på 27 %; varmemeforbruget stiger samtidigt fra 2150 til 2740 kcal/kWh.

Sådanne anlæg er egnet til mellemstore benyttelsestider. I virkeligheden udgør disse forenkledede dampkraftenheder ikke en veldefineret type, idet mange kombinationer af anlægspris og varmemeforbrug er mulige, dog således at mindre anlægspris naturligvis kun opnås ved at acceptere et højere varmemeforbrug, se Kraftværksgruppens bilag K-15. Det vil altså være muligt at tilpasse de fremtidige enheder efter en ganske bestemt produktionsopgave. Hvor man tidligere år for år indpassede produktionsopgaven efter det enkelte værks variable relative værdi, må man altså i fremtiden tænke sig, at man i stedet bygger de nye enheder til en bestemt - gennem hele levetiden fastholdt - produktionsopgave, som man på byggetidspunktet i særlig grad har brug for.

Den størst mulige forenkling opnås for de egentlige spidskraftanlæg, blandt hvilke undersøgelsen særlig har interesseret sig for den enkle industri-gasturbine til forbrænding af let benzin (nafta). Anlægsprisen er her kun ca. 60 % af grundlastværkernes, men varmemeforbruget er højt, og det anvendte brændsel dyrt. Der er imidlertid et behov også for denne anlægstype som reserveenheder med en meget lille årlig produktion. En yderligere fordel er, at de ikke behøver nævneværdige kølevandsmængder og at de kan udføres med automatisk, fjernbetjent startanordning og derfor ikke stiller store personalekrav; derfor kan de placeres ude omkring i nettet, hvad der af hensyn til belastningsfordelingen altid vil være gunstigt. Dette særlige aspekt har dog ikke kunnet tilgodeses i undersøgelsen, da netproblemer ikke er behandlet.

Af de ovenfor anførte grunde må en struktur opbygget som en blanding af forskellige anlægstyper anses for fordelagtig, hvilket også tydeligt fremgår af de økonomiske resultater:

Struktur	E1K	E9K	S1K	S3K	S9K
Type	Grundlast 1 enhed/år	Blandet	Grundlast 1 enhed/år	Grundlast Store enheder	Blandet
Diskonteret totaludgift i mill.kr	3542	3388	3315	3296	3218
Relativt	1,00	0,96	1,00	1,00	0,97

Ingen af de her refererede strukturer indeholder nukleare værker. E9K og S9K er opbygget som en blanding af konventionelle grundlastenheder, forenkledede dampkraftanlæg og spidskraftenheder, hvorimod de øvrige kun består af konventionelle grundlastanlæg, for S3K's vedkommende af meget store enheder. Tilbage-diskonteret til 1964 med 7 % p.a. udviser de blandede strukturer en besparelse i totaludgifterne på 100-150 mill.kr eller 3-4 %. Andre rentesatser eller brændselspriser ændrer ikke dette forhold.

En sammenligning med de nukleare strukturer viser, at større besparelser kan forventes ved overgang til kernekraftværker end ved blandet udbygning.

Det må dog for en sådan vurdering betones, at besparelserne i de to tilfælde hentes ad helt forskellige veje. Kernekraftenhederne giver lavere driftsudgifter, men er mere kapitalintensive, medens de blandede konventionelle strukturer giver næsten uændrede driftsudgifter, men mindre anlægsudgifter. Ud fra et finansieringsmæssigt synspunkt er derfor den besparelse, der opnås ved blandet udbygning, den mest værdifulde. I øvrigt er der ikke tale om et valg mellem de to besparelser, idet begge kan opnås samtidigt, hvilket fremgår klar af de yderst lave produktionsudgifter for de nukleare strukturer med forenkede dampkraftværker og gasturbiner, ELON og SLON.

Det er i øvrigt karakteristisk for den fundne produktionsfordeling, hvor hovedparten af produktionen samles på et ret begrænset antal enheder, at brændselsudgifterne ikke forøges væsentligt ved introduktion af de "dårligere" enheder i de blandede strukturer. Sammenlignes således E9K med E1K og S9K med S1K er besparelsen ifølge bilag 29 side 2 sammensat således:

Besparelse ved blandet udbygning	E9K/E1K	S9K/S1K
Investering i anlæg og brændselslager	177 mill.kr	107 mill.kr
Brændselsudgifter, 8 kr/Gcal	-42 "	-20 "
Startudgifter	- 7 "	2 "
Drifts- og vedligeholdelsesudgifter..	26 "	8 "
Samlet besparelse	154 mill.kr	97 mill.kr

Forøgelsen i brændselsudgifter er størst for E9K, hvor forenkede dampkraftenheder + spidslastenheder ved undersøgelsesperiodens slutning udgør godt 40 % af den installerede effekt eller ca. 47 % af årsmaksimum, hvor de tilsvarende tal for S9K kun er knapt 30 % og ca. 35 %. E9K udviser dog en større samlet besparelse både absolut og relativt end S9K.

Ved opstilling af udbygningsstrukturerne er det bevidst tilstræbt at gøre dem ret forskellige, så de mere principielle forhold kan komme til udtryk. Der er således ikke ofret detaljerede beregninger for mange strukturer for at fastlægge den absolut mest fordelagtige udbygning, og det kan derfor heller ikke afgøres nøjagtigt hvor stor en relativ andel af de enkelte typer, der bør være til stede ved optimal udbygning.

En overslagsmæssig beregning viser imidlertid, at de forenkede dampkraftværker med varmemeforbrug 2900 kcal/kWh er konkurrencedygtige over for 470 MW grundlastværker for kombineret fyring ved benyttelsestider på op til 2000 timer om året. For anlæg med 2500 kcal/kWh ligger balancepunktet endnu højere. Dette tillader en anseelig udbygning med den forenkede type, hvilket jo også fremgår af resultaterne for struktur E9K.

En præcis fastlæggelse af balancepunktet mellem de enkelte anlægstyper under de antagne økonomiske forhold er dog ikke så vigtig, idet den fundne benyttelsestid er meget afhængig af variationer i anlægspriserne, der er mindre end de forskelle, der konstateres fra elselsskab til elselsskab og mindre end den usikkerhed, der må regnes at være på anlægsprisen for forenkede enheder, for hvilke der ikke foreligger byggeerfaringer her i landet.

Den almene konklusion, at de forenkede dampkraftenheder og egentlige spidskraftenheder vil finde plads i den fremtidige udbygning, synes dog ikke at kunne forrykkes.

Konventionelle grundlastanlæg

Selv om en væsentlig del af den kommende udbygning koncentrerer om nukleare værker og forenkledede dampkraftanlæg af den ene eller anden type, vil de konventionelle grundlastanlæg dog ikke skulle opgives. Tværtimod synes alt at tale for en så nuanceret udbygning som muligt med alle anlægstyper repræsenteret. Det kan derfor have interesse at se lidt nærmere på de konventionelle grundlastenheder, for hvilke to spørgsmål skal fremdrages: Fyringsart og enhedsstørrelse.

Fyringsart

Medens grundlastværkerne traditionelt er blevet bygget for kombineret fyring med kul og olie, berettiger den gunstige forsyningssituation for olie i dag at overveje anlæg bygget udelukkende for oliefyring. To værker af denne type er for tiden under opførelse i Danmark.

Der kan i så fald spares kulplads, kultransportanlæg, kulmøller og askeudskillere, men der optræder samtidig en ekstra udgift til bygning af lagertanke for olie. Besparelsen bliver størst for anlæg, der udføres uden mulighed for senere ombygning til kulfyring, og er i dette tilfælde af Kraftværksgruppen opgjort til 50-60 kr/kW (ca. 9 %) for blokudvidelser og 34 mill.kr for de blokuaafhængige udgifter. Fordelingen mellem blokafhængige og blokuaafhængige besparelser er præget af den ret arbitrære fremgangsmåde, at brændselslageret (kulplads og/eller olietanke) for de oliefyrede værker er henført til blokafhængige udgifter, hvorimod det omvendt er henført til blokuaafhængige udgifter for anlæg til kombineret fyring. Fordeles de blokuaafhængige udgifter derfor på de 1600 MW, det regnes muligt at udbygge et værk til, bliver den samlede besparelse 70-80 kr/kW.

Brændselsgruppen forudser for hele undersøgelsesperioden en stabil oliepris, i det væsentlige baseret på antagelsen om en vedvarende overforsyning. Såfremt man efter nærmere handelspolitiske overvejelser tør tage den fulde konsekvens heraf, kan ret betydelige besparelser opnås uden at gøre driftsøkonomien ringere.

En sådan udbygning vil i betydelig grad indskrænke det område, hvor forenkledede dampkraftenheder er økonomisk interessante. Således fandt vi i forrige afsnit for disse enheder et balancepunkt ved en benyttelsestid på ca. 2000 timer pr. år. Under i øvrigt samme forhold formindskes denne benyttelsestid til ca. 1000 timer pr. år, når sammenligningen foretages med grundlastenheder for ren oliefyring.

Også nukleare enheder får en hårdere konkurrence, men der er her mere at give af. En sammenligning mellem bilag 48 og 49 viser, at internrenten synker et par procent, genvindingsperioden stiger 1 til 2 år, og besparelsen målt ved de diskonterede totaludgifter synker ligeledes nogle procent. En 470 MW enhed idriftsat 1975 udviser dog stadig en internrente på 10,5 % og en total diskonteret besparelse (7 % p.a.) på 8,6 %.

Enhedsstørrelse

Som påpeget af Kraftværksgruppen synker de specifikke anlægsudgifter betydeligt med stigende enhedsstørrelse, hvilket fremgår af følgende relative tal:

Enhedsstørrelse, MW	235	470	600	750
Specifik anlægspris, relative tal	1,00	0,88	0,85	0,83

Det har derfor været naturligt at undersøge strukturer med store enhedsstørrelser. Ulemperne ved disse er, at der skal installeres flere MW for at opnå samme forsyningssikkerhed, og at en kraftigere udbygning af ledningsnettet er nødvendig. Med en kalkulationsrente på 7 % p.a. findes af bilag 30 følgende diskonterede udgifter:

Struktur	SlK	S3K (store enheder)
Udgifter, mill.kr	3315	3296
MW installeret 1984/85	5700	5850

De to strukturer har i de fleste år ret nær samme forsyningssikkerhed, men S3K er dog lidt ringere ved periodens slutning, en forskel der kan rådes bod på ved installation af 70 MW ekstra, hvilket i diskonteret værdi svarer til ca. 10 mill.kr.

De to strukturer har altså meget nær samme totaludgifter, idet besparelsen i specifik anlægspris for S3K opvejes af kravet om ekstra effekt til opnåelse af den nødvendige produktionssikkerhed. Der er altså ikke som for nukleare værker et afgjort incitament til bygning af store enheder, og først en undersøgelse, der også inkluderer udbygningen af ledningsnet og samarbejdslinier vil kunne afgøre, hvad der er fordelagtigt. Det skal dog betones, at bygning af en Store Bælts forbindelse uvægerligt vil forøge den økonomiske interesse for bygning af store enheder.

Vurdering af en Store Bælts forbindelse

Ved koordineret udbygning i de to landsdelsområder kan man opnå en formindskelse af anlægsudgifterne enten ved nedsættelse af reserveeffekten eller ved forøgelse af enhedsstørrelsen, eventuelt en kombination af begge dele. Derimod vil der næppe blive tale om driftsmæssige gevinster, idet de nye værkers varmemeforbrug bliver praktisk talt ens, og da disse under alle omstændigheder vil tegne sig for den væsentligste del af produktionen.

I Effektgruppens rapport er det vist, at overvejelser over produktionssikkerheden for driftsåret 1971/72 fører til det resultat, at der uden hensyntagen til udlandsforbindelserne vil kunne spares ca. 280 MW ved fælles udbygning. Under hensyntagen til de krav, der i de enkelte tilfælde vil kunne stilles til udlandsforbindelserne og under overholdelse af mindstekrav om sikret effekt inden for landets grænser, reduceres denne besparelse imidlertid til ca. 100 MW.

Koordinationsudvalgets beregninger for udbygningsstrukturer med koordineret udbygning har givet følgende resultater:

Kalkulationsrente		6 %	7 %	8 %		7 %
Investering	ELK + SLK	2828	2526	2263	E2N + S3N	2783
	D1K	<u>2518</u>	<u>2245</u>	<u>2007</u>	D1N	<u>2402</u>
	Differens	310	281	256	Differens	381
Brændsel 8 kr/Gcal	ELK + SLK	3550	3148	2800	E2N + S3N	2386
	D1K	<u>3541</u>	<u>3140</u>	<u>2793</u>	D1N	<u>2400</u>
	Differens	9	8	7	Differens	- 14
Start, drift og vedlige- holdelse	ELK + SLK	1330	1183	1055	E2N + S3N	1201
	D1K	<u>1284</u>	<u>1143</u>	<u>1021</u>	D1N	<u>1170</u>
	Differens	46	40	34	Differens	31
Totale udgifter 8 kr/Gcal	ELK + SLK	7708	6856	6118	E2N + S3N	6370
	D1K	<u>7343</u>	<u>6527</u>	<u>5821</u>	D1N	<u>5972</u>
	Differens	365	329	297	Differens	398

Det fremgår som allerede nævnt, at kun anlægsudgifterne giver anledning til væsentlige besparelser, og at nuklear udbygning giver noget større gevinst end en ren konventionel udbygning.

Over for de fundne besparelser på 329 og 398 mill.kr skal dog stilles udgifterne til etablering af en kraftig og pålidelig samkøringsledning, idet disse udgifter ikke er medtaget i de gennemførte beregninger. For en 400 MW jævnstrømsforbindelse over Store Bælt er udgifterne skønsmæssigt anslået til 150 mill.kr eller omkring 100 mill.kr tilbageført til 1964. Herudover kommer udgifter til nødvendige udvidelser af transmissionsnettene i begge områder.

Det må dog betones, at undersøgelsen ikke på dette punkt er nøjagtigt nok til at nå til en fast konklusion, men de gennemførte beregninger synes at give et kraftigt incitament til en mere detaljeret undersøgelse af mulighederne for en Store Bælts forbindelse - særligt i tilknytning til en nuklear udbygning.