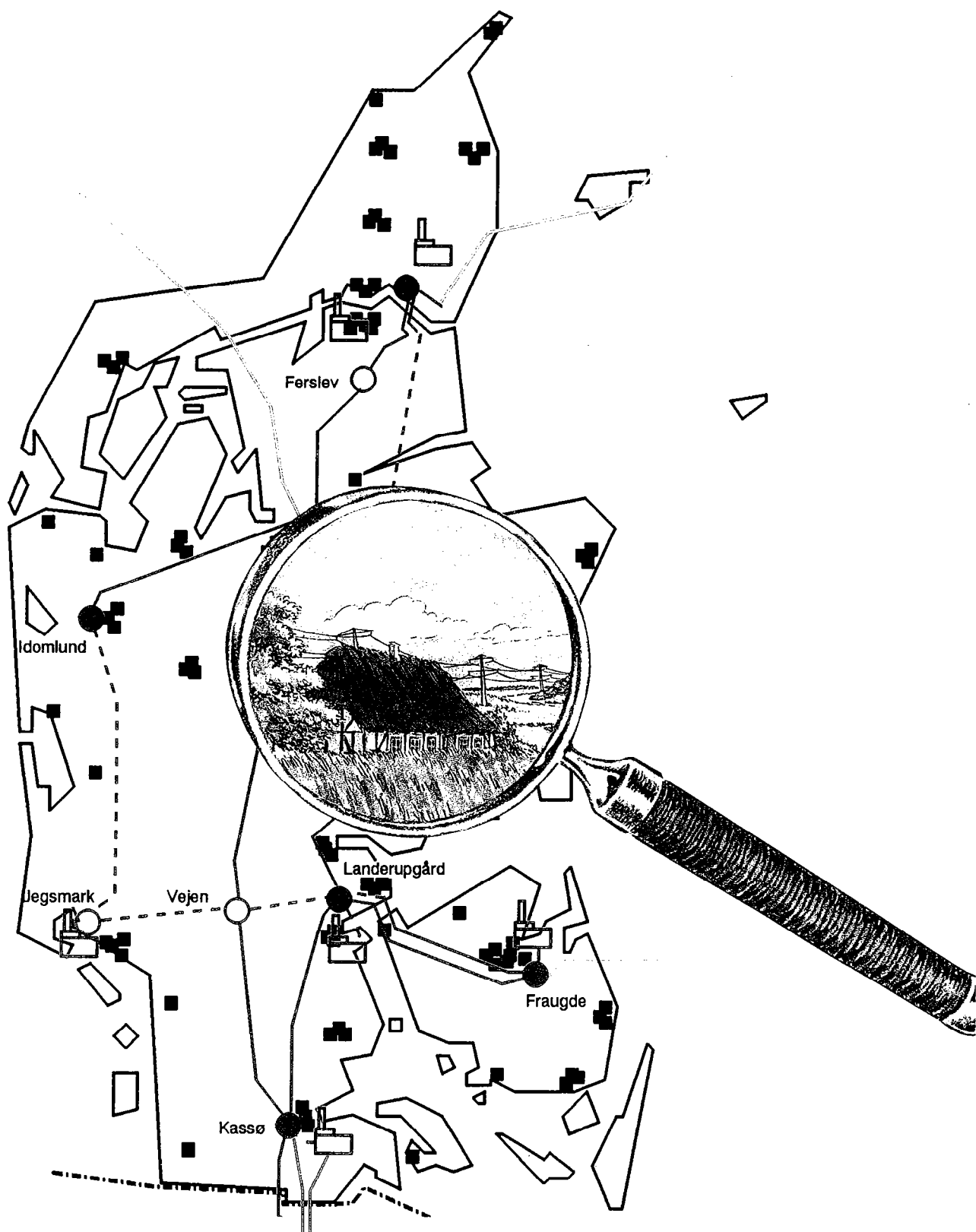


Netudvidelsesplan 1992



JKJ/BT

11. december 1992

(NU 29.10.1992)

(DU 26.11.1992)

(BM 10.12.1992)

NETUDVIDELESPLAN 1992

(NUP92)

Netudvidelsesplan 1992 behandler en række strategiske emner vedrørende transmissionsnettet.

NUP92 indeholder desuden en statusrapportering over tidligere besluttede anlæg samt indstillinger om nye anlæg.

Som underlag henvises til Datagrundlag til NUP92 (notat NP92-001).

INDHOLD:**SIDE:**

Resumé og indstilling	1
1. Indledning	5
2. Planlægnings- og datagrundlag	5
3. Langsigtet netudbygning	7
3.1 Strategi for netudbygningen	7
3.1.1 Distributionsopgaver	10
3.1.2 Strategiske planlægningsmetoder	10
3.2 Basisplan for 400 kV-nettet	11
4. Status for 50 Hz-magnetfelter og sundhedsrisiko	13
4.1 Status	14
4.2 Undersøgelser	16
4.3 Grænseværdier	19
5. Kabellægning	21
5.1 Kabler i et transmissionssystem	21
5.2 Magnetfelter ved 400 kV-kabler	24
6. Forskning og udvikling	25
6.1 F&U-politik og strategi	26
6.2 Indsatsområder	26
6.3 Igangværende opgaver	28
6.4 Afsluttede opgaver i 1992	29
7. Renovering af nettet	30
8. Telekommunikation	31
9. Reaktiv effekt	31
10. Nettetabenes betydning	33
11. Netudbygning til og med 1999	34
11.1 Tidligere indstillede anlæg	35
11.2 Anlæg der indstilles til bygning i denne NUP	39
11.3 Jord- og kortslutningsforhold	39

12. Netudviklingstendenser og perspektiver	40
12.1. Revurdering af netstrukturen	41
12.2. Elektrisk forbindelse under Storebælt, 1997	42
12.3 Forsyningsforhold	44
12.4 Vindkraft og decentrale værker	44
13. Økonomi og betalingsforhold	45
13.1 Økonomi	45
13.2 Betalingsforhold	48

- Bilag:**
1. Basisplan for 400 kV-nettet
 2. Nettet stadium 1992
 3. Netudvikling til 1999
 4. Langsigtet netudvikling
 5. Radiokædenettet
 6. Stationsforkortelser

- Appendix:**
1. Betalingsfordelinger
 2. Investeringsplaner

Resumé og indstilling

NUP92 er overvejende indrettet som en **strategisk** rapport. NUP92 er **temaopdelt** og behandler en række strategiske emner, der har betydning for den fremtidige netudbygning. Disse emner vil blive fulgt op og konkretiseret yderligere i kommende NUP'er.

Der er opstillet **elementer til en strategi** for den langsigtede udbygning af 400 kV- og 150 kV-transmissionsnettet. Det betyder blandt andet, at 400 kV-netudbygningen fortsættes, så der sikres en rimelig driftssikkerhed og en økonomisk attraktiv udbygning.

Målet for planlægningen er fortsat at kunne fremlægge den optimale plan for et robust og fleksibelt transmissionsapparat under hensyntagen til langsigtede mål samt sikre udviklingsmuligheder, der udnytter strategiske og geografiske forudsætninger med hensyn til transmission bedst muligt. For at nå disse mål arbejdes der i den kommende tid med en række scenarier til afprøvning af strategier. Disse scenarier gennemregnes blandt andet på sandsynlighedsbaserede planlægningsmetoder, hvor man erstatter netkriterierne med sandsynlige mangler af produktion og ledningsanlæg.

NUP92 er udarbejdet på et tidspunkt, hvor udbygning af nettet har haft meget stor **bevågenhed** både fra offentlighed, presse og politisk side. Interessen har først og fremmest taget udgangspunkt i miljøspørgsmål omkring netanlæggene.

Ressourcerne sættes ind der, hvor nyttevirkningen er størst. Det betyder, at både 400 kV- og 150 kV-transmissionsnettet bygges som **luftledninger**. Disse ledninger berører kun få menneskers nærmiljø, da der er tale om få km i forhold til ledninger med lavere spænding. 400 kV-ledningerne søges ført på god afstand af beboelse og bysamfund.

Hvis **vekselstrømskabler** skal være konkurrencedygtige i fremtiden på 150 kV og 400 kV, skal anlægspriserne være betydeligt lavere.

På de højeste spændingsniveauer kan man normalt ikke nøjes med at lægge ét kabel. På spændinger fra 60 kV og opefter lægges i dag enlederkabler, dvs. altid mindst **3 separate kabler** pr. trefaset system.

400 kV-vekselstrømskabler har en overføringskapacitet på 600–1000 MW pr. system. For at opnå den samme overføringskapacitet som for en tosystems 400 kV-luftledning skal der afhængigt af tværsnit lægges 12 eller 18 parallelle kabler, dvs. 4–6 systemer.

Som det fremgår af afsnit 5, er vekselstrømskabler for 400 kV i dag 12–20 gange dyrere end luftledning. Det forventes ikke, at hverken 400 kV- eller 150 kV-kabler bliver økonomisk overkommelige inden for 10–15 år. 400 og 150 kV-kabler kan derfor kun komme på tale ved meget korte delstrækninger.

Manglende driftserfaringer og betydelig længere udetider for kabler end for luftledninger gør kabler dårligt egnede til transmissionsanvendelse. Kabler i et 400 kV-system ville derfor nedsætte **forsyningsikkerheden**.

Den offentlige debat om magnetiske felter og en eventuel **sundhedsrisiko** giver på nuværende tidspunkt ikke grundlag for at ændre den hidtidige **netudbygningspolitik**. Dette bekræftes af udtalelse fra sundhedsminister Ester Larsen samt statusrapporter fra blandt andet den engelske NRPB (National Radiological Protection Board).

De danske og svenske epidemiologiske undersøgelser om børnecancer peger på en mulig sundhedsrisiko ved magnetiske felter på mere end 0,2–0,4 μ T. Grundlaget er imidlertid meget svagt og yderligere vurderinger er nødvendige, før en konklusion kan træffes.

Der er derfor heller ikke videnskabeligt grundlag for at indføre **grænseværdier** i Danmark. (jf. sundhedsministerens udtalelse side 14).

Netudvidelsesplan 1992 indeholder både **status for tidligere indstillede anlæg** og nye anlæg, der indstilles til bygning. Punkterne 3–8 indeholder anlæg, der er godkendt i tidligere netudvidelsesplaner.

Vendsysselværket-Trige antages at kunne idriftsættes med et halvt års forsinkelse – 1. marts 1996. Den konstaterede forsinkelse vil give anledning til ændringer i renoveringsplanen og en større ophobning af renoveringer efter 1996.

Punkterne 1–2 indeholder de **nye anlæg**, der indstilles til bygning i denne NUP – ombygning af 400 kV-strækningen Kassø-Vejen og fremrykning af 150 kV Hatting-Landerupgård.

Netanlæg i NUP'en godkendes altid i bestyrelsen med et **planlægningsbudget**. Når projektet kendes i detaljer (og senest når spaden sættes i jorden), erstattes dette budget af det egentlige **anlægsbudget**, som regnskabet skal holdes op imod.

Netbetalingsreglerne er i 1992 blevet revideret, således at kombineret fremføring som følge af samfundshensyn kan fremmes. Betalingsfordelingen for 400 kV Vendsysselværket-Trige er fastlagt under hensyntagen til de opdaterede Netbetalingsregler.

ELSAMs andele af betalingerne fremgår af *tabel 1*, side 4. Budgettallene er de inflationsregulerede anlægsbudgetter, dvs. den forventede pris på færdiggørelsestidspunktet. Tabellen viser for hvert anlæg, hvilke planlægningsbudgetter der er erstattet af anlægsbudgetter. Udgifter til tilslutning af de nye blokke til nettet indgår ikke i Netudvidelsesplanen, men i budgetterne for de enkelte blokprojekter.

Anlægsterminerne for transmissionsanlæg til og med 1996 er faste. Terminerne for anlæggene efter 1996 kan ændre sig ved ændrede forudsætninger. Dette vurderes løbende ved den årlige opdatering af Netudvidelsesplan og datagrundlag.

Bilag 3 viser med angivelse af idriftsættelsestidspunkt de anlæg, der er indstillet til bygning i denne og tidligere NUP'er.

Anlæg der indstilles til bygning

Det indstilles, at 400 kV-delstrækningen Kassø-Vejen af hensyn til den bedst mulige langsigtede udnyttelse af traceet ombygges til tosystemsledning i perioden 1996-98. Budgettet er på 206 mio.kr. Beløbet betales af ELSAM.

Det indstilles, at 150 kV-systemet Hatting-Landerupgård af hensyn til forsinkelse af Vendsysselværket-Trige og indpasning i de øvrige arbejder fremrykkes fra 1997 til 1994. Tabsbesparelser kan betale en overvejende del af omkostningerne til fremrykning. Budgettet er på 25,3 mio.kr. Heraf betaler Skærbækværket ca. 9,4 mio.kr., ELSAM betaler resten.

Indstillede/beslutede anlæg	Pkt. 1)	Godkendt NUP	Infl. reguleret budget medio '92		Forventes idriftsat	I alt 1.000 kr.
			Planlægn.- budget	Anlægs- budget		
INDSTILLEDE ANLÆG						
150 kV Hatting-Landerupgård ⁴⁾	1	1987	25.336		94.06.01	231.362
400 kV Kassø-Vejen	2		206.026		98.10.01	
TIDLIGERE BESLUTTEDE ANLÆG						
400 Kassø-Grænsen	3	Separat	13.104	12.896	92.07.15	
400 kV-felter i Kassø	4	1987	}	42.535{	92.09.25	
400 kV-transformer 2 i Kassø	4	Separat			92.09.25	
400 kV-felt i Landerupgård	4	1987	11.900	9.773	92.09.25	
400 kV-transformer 2 i Fraugde	5	1988	25.407	22.556	92.09.30	
400 kV Landerupgård-Bramdrup V.	4	1987	25.425	24.597	92.10.01	
400/150 kV Landerupgård-Børup ³⁾	6	Separat	20.473	19.928	93.11.01	
400 kV-felt i Landerupgård	6	Separat	8.587	7.826	93.11.01	
400 kV-felt i Fraugde	6	Separat	7.601	7.350	93.11.01	
400 kV-reaktor i Tjele ⁵⁾		1991	-	-	93.10.01	
400/150 kV Trige-Vendsysselværket ⁶⁾	7	Separat	303.345		96.03.01	
400 kV-krydsning Mariager fjord	7	Separat	23.080		96.03.01	
400 kV-felt i Trige	7	Separat	13.097		96.03.01	
400 kV-felt på Vendsysselværket	7	Separat	12.980		96.03.01	
150 kV Trige-(Hornbæk)-Ferslev demont.	7	-	7.029			
150 kV Ferslev-Vårst afgrening ⁷⁾	7	-	11.302		96.03.01	
400 kV-station Ferslev	8	1987	47.253		98.12.01	565.547
AFSLUTTEDE ANLÆG			REGNSKAB			
400 kV-station Fraugde		1987	} 39.436	{	91.03.01	
400 kV-felt i Fraugde		1987			91.10.01	
400 kV-felt i Landerupgård		1987			91.10.01	
150 kV-reaktor i Fraugde		1987			91.10.01	
150 kV Mosbæk-Tjele ⁷⁾		1987			91.12.01	
150 kV-samleskinnebeskyttelse MKS ²⁾		1989	3.306		92.03.01	
150 kV-anlæg Vendsysselværket ⁷⁾		1991	1.231		92.05.01	
150 kV Andst-Magstrup ⁷⁾		1987	10.975		92.07.15	
150 kV-transformerfelt i Kassø ⁷⁾		Separat	2.155		92.10.01	

1) Henvisning til kommentar i afsnit 13.

2) Fællesfinansieret anlæg.

3) SV betaler heraf ca. 6,6 mio.kr.

4) SV betaler heraf ca. 9,4 mio.kr. iht. Netbetalingsreglerne.

5) Indgår på Skagerrak 3-projektet.

6) MK betaler heraf ca. 21,0 mio.kr., NK betaler heraf ca. 12,9 mio.kr.

7) Anlægstilskud efter Netbetalingsreglerne.

Tabel 1: ELSAMs andele af anlægspriser samt tidsplaner for netanlæg, der betales helt eller delvist af ELSAM.
Udgifter til tilslutning af de nye blokke indgår i budgetterne for de enkelte blokprojekter og ikke i NUP'en. Beløbene angives i 1.000 kr.

1. Indledning

Forrige Netudvidelsesplan 1991, der omhandlede perioden frem til 1998, blev godkendt af bestyrelsen den 5. december 1991.

NUP92 er udarbejdet på et tidspunkt, hvor udbygning af nettet har haft meget stor bevågenhed både fra offentlighed, presse og politisk side. Interessen har først og fremmest taget udgangspunkt i miljøspørgsmål omkring netanlæggene.

NUP92 er overvejende indrettet som en strategisk rapport. NUP92 er **temaopdelt** og behandler en række emner, der har betydning for den fremtidige netudbygning. Disse emner vil blive fulgt op og konkretiseret yderligere i kommende NUP'er.

2. Planlægnings- og datagrundlag

I **planlægningsgrundlaget** indgår dels netdimensioneringskriterierne, dels basisplanen for netudbygningen på langt sigt (**bilag 1**). Netdimensioneringskriterierne med kommentarer findes i blåt notat S81/226a: Dimensioneringskriterier for net til 150 kV og højere spændinger.

NUP92 bygger på effektforudsætningerne i Udvidelsesplan 1992 (UP92) samt aftaler indgået på udlandsforbindelserne om udveksling af energi og effekt med naboerne.

- * I perioden indtil 1999 forudsættes der idriftsat en 436 MW-enhed på SVS og en 425 MW-enhed på NEV. Desuden regnes med fortsat udbygning af decentral kraftvarme og vindkraft. Jævnstrømsforbindelsen under Storebælt forventes idriftsat i 1997.
- * I perioden 2000-2005 regnes der med en 600 MW-enhed på Enstedværket. NUP92 giver en skitse for netudbygningen i denne periode med angivelse af det tidligste idriftsættelsestidspunkt for de enkelte netanlæg.

Det samlede **datagrundlag** til NUP92 fremgår af separat notat NP92-001 (Datagrundlag til NUP92). Belastningsprognosen ligger inden for aftalte tolerancer og er i overensstemmelse med Datagrundlag til UP92. Belastningen er ca. 1% lavere end i NUP91.

I elprognosen er der regnet med en besparelsesindsats svarende til 200 MW i 1998. Der er ikke undersøgt øgede behov for netudbygning i tilfælde af, at besparelsen udebliver.

I teksten tilstræbes alle navne på stationer skrevet helt ud første gang de forekommer, hvorefter forkortelser eventuelt anvendes. I **bilag 6** findes en forkortelsesliste for stationsnavne.

Den planlagte udbygning med **decentrale kraftvarmeværker** på op til 300 MW indtil 1994 er af betydning for netudbygningen. Der ses bort fra anlæg under 5 MW, da deres betydning ses som en reduktion/usikkerhed på belastningen. Beslutede eller idriftværende anlæg større end 5 MW medtages som produktion i netplanlægningen. Primo 1992 er der ca. 230 MW decentrale kraftvarmeværker. Driftsmønsteret for disse værker følger ikke belastningen.

Ved fastlæggelse af netudbygningsbehovet er det nødvendigt at regne med, at ét større decentralt kraftvarmeværk er ude samtidigt med de øvrige kriteriemæssige mangler.

Primo januar 1992 er der 318 MW installeret **vindkraft** fordelt over ELSAM-området. Energiproduktionen for 1991 var på 575 GWh. Det svarer til ca. 3% af det totale energiforbrug.

På grund af driftsmønsterets uforudsigelighed udgør vindmøllerne en usikkerhed på belastningen. Ud over dette tillægges vindkraften ingen effektmæssig betydning i netplanlægningen. Den største vindmøllepark er på ca. 18 MW.

Eventuelle ændringer i NUP'en i forhold til datagrundlaget skyldes netundersøgelser eller ændringer i deltagernes forsyningsplaner i den forløbne periode. Disse ændringer indgår i næste års datagrundlag.

Elektrificeringen af DSBs togdrift i Jylland og på Fyn forventes startet i 1994, allerede før den faste forbindelse over Storebælt tages i drift. De 150 kV-stationer, der først bliver fødestationer for DSB, er Fraugde og Ryttergård.

Den samlede belastning fra DSBs elektriske togdrift forventes at blive:

1994:	35 MW
1995:	53 MW
1996:	53 MW
1997:	53 MW
1998:	60 MW
1999:	61 MW

Den gennemsnitlige belastning for DSBs togdrift pr. station er ca. 5 MW. DSB forventer elektrificeringen mod syd til Padborg gennemført til idriftsættelse 1995.

Elektrificeringen mod nord fra Fredericia til Århus gennemføres i 1998. I perioden til 1999 får elektrificeringen næppe større betydning for udbygningen af nettet. Man må dog forvente, at ekstrabelastningen får betydning på længere sigt.

3. Langsigtet netudbygning

3.1 Strategi for netudbygningen

Opgaverne for transmissionsnettet, der omfatter 400 og 150 kV-nettet, bliver også fremover at kunne sikre

- tilgængelighed af kraftværker
- stærke tilslutningspunkter for udlandsforbindelser
- en sikker forsyning af underliggende net
- transportkanaler for effekt og energi mellem kraftværksområderne
- udvekslingsmulighed for effekt og energi med nabolande
- transitkapacitet.

Under hensyntagen til udviklingen i EF, herunder liberalisering af energisektorerne og transitdirektiv, er nettets **grundlæggende opgave** fortsat at sikre forsyningen af forbrugere. Ud over at dække forbrugernes behov skal nettet også dimensioneres, så omverdenens behov kan dækkes, hvis der er en forretningsmæssig interesse i det.

400 og 150 kV-nettet planlægges og udbygges på en **for helheden optimal måde** under hensyntagen til totaløkonomi, forsyningssikkerhed, samfundskrav og forretningsmæssige interesser.

Målet for planlægningen er fortsat at kunne fremlægge den optimale plan for et robust og fleksibelt transmissionsapparat under hensyntagen til de langsigtede mål samt sikre udviklingsmuligheder, der udnytter strategiske og geografiske forudsætninger med hensyn til transmission bedst muligt.

Ved **udbygning** af transmissionssystemet skal der sikres den bedst mulige kombination af samarbejde og konkurrence med vore naboer.

Der skal sikres opretholdelse af et robust, pålideligt og effektivt transmissionssystem. Transmissionsnettet opfattes som et **serviceapparat**, der skal dække et transportbehov på en sikker og økonomisk fornuftig måde under hensyntagen til minimal miljøpåvirkning – f.eks. ved udnyttelse af traceer til kombineret fremføring samt ved minimering af uheldige visuelle indtryk.

Transmissionsnettet udbygges og drives, så sikkerheden i eget system i trængte net-situationer går forud for transitter. Nettet må under normale omstændigheder ikke være begrænsende for udnyttelse af produktionsapparat og udlandsforbindelser. Ud over at dække forbrugernes behov skal nettet også dimensioneres, så omverdenens behov kan dækkes, hvis der er en selskabsøkonomisk eller samfundsmæssig interesse i det. Det betyder, at al **udbygning af transmissionsnet** i ELSAM-området planlægges og foretages af ELSAM og værkerne med hensyntagen til usikkerheder og til andre aktørers behov.

Transmissionssystemet i ELSAM-området består af ringforbindelser, der sikrer en reserve og en overføringskapacitet, der er tilstrækkelig på længere sigt. Såvel 400 kV- som 150 kV-ledninger placeres, så det er muligt at anvende luftledninger.

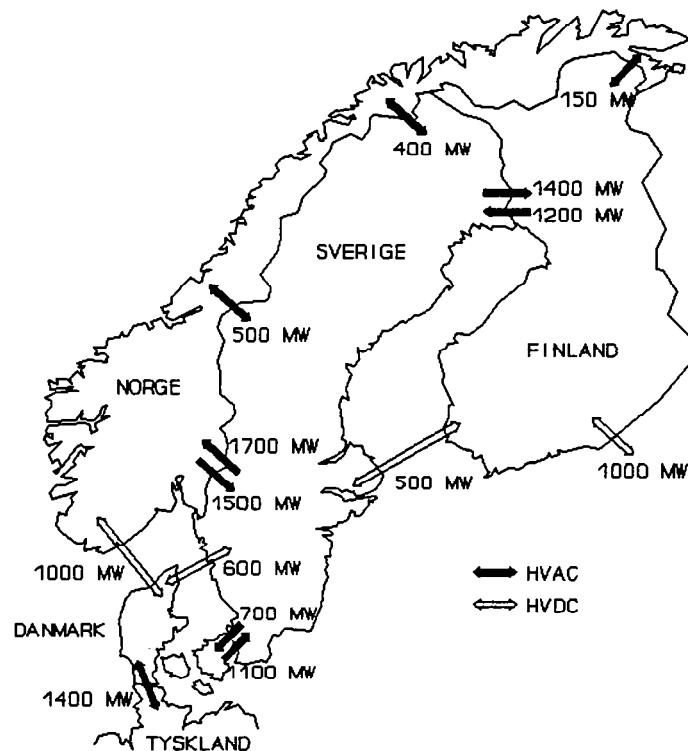
Planlægningen og udbygningen af 400 og 150 kV-anlæg **samordnes** og indrettes, så landskabsbelastningen og gener for lokalbefolkningen bliver mindst mulig. Planlægningen indrettes også, så det sikres, at ny teknologi kan indføres, når samfundshensyn kræver det, eller det er teknisk-økonomisk acceptabelt.

Optimal udnyttelse af **eksisterende traceer** sikres ved udskiftning og renovering af gamle ledninger. Af hensyn til udnyttelse af traceer bygges normalt flersystemsledninger. Der bygges ikke med mindre tværsnit end svarende til 772 mm² duplex for 400 kV og 772 mm² simplex for 150 kV ved ledninger af samarbejdsinteresset.

Udlandsforbindelser bygges både af hensyn til driftssikkerhed og kommercielle interesser. Udlandsforbindelser og det **tilstødende net** dimensioneres, så rimelige effekttransporter i begge retninger er mulige. Der skal være balance mellem den til enhver tid værende kapacitet på udlandsforbindelser og overføringskapaciteten i det interne net.

Af *figur 1* fremgår overføringskapaciteten fra 1993. Den er på 1000 MW til Norge, 600 MW til Sverige og ca. 1400 MW i alt til Tyskland. Som overføringselementer anvendes enten jævnstrøms- eller vekselstrømsforbindelser. For udveksling af havaristøtte er det afgørende, at forbindelserne indbyrdes er afbalancerede i størrelse.

Overføringskapaciteter 1993



Figur 1: Overføringskapaciteter mellem Nordel-landene og mod Tyskland.

220 kV-nettet er bygget i 1961 og valgt som sammenkobling af det danske og det tyske system, fordi det var et udbredt spændingsniveau i Tyskland. PreussenElektra har i en årrække erstattet 220 kV-ledninger med 400 kV og har planer om efterhånden helt at nedlægge 220 kV-niveaue.

På længere sigt påregnes de gamle 220 kV-forbindelser til Flensborg erstattet af en eller flere 400 kV-forbindelser. Om disse skal føres ind i station Kassø eller af hensyn til driftssikkerheden til en anden 400 kV-station afhænger blandt andet af produktionsapparatet.

En fremtidig udbygning af Tysklandsforbindelsen kan blive aktuel f.eks. ved bygning af eksportkraftværker. Tidspunktet for afvikling af 220 kV-nettet er ikke fastlagt, men vil afhænge både af produktionsapparat, PreussenElektras planer og af fremtidige transitforhold.

Den strategisk vigtigste transitvej i ELSAM-området er 400 kV-ledningen Kassø-Tjele fra 1965. Den sydligste strækning er indstillet til ombygning i denne NUP. Af hensyn til optimal udnyttelse af traceet bygges en tosystemsledning. Dette giver en

frihed til på længere sigt at disponere. Ledningen kan dermed udgøre en stor overføringskapacitet

- enten ved, at de to systemer drives sammenkoblet med deraf følgende stor overføringskapacitet mellem ELSAM-området og Tyskland.
- eller ved, at de to systemer udnyttes separat som selvstændige ledningssystemer i det formaskede net.

Transitkriterier omfatter sikkerhed og økonomi, og disse udarbejdes separat. Transiteringsprincipper for daglig handel opstilles og tilpasses EF-landene og Nordel-landene. Da nabolandene ikke umiddelbart kan stille krav om kapacitet til transit, men kan få adgang til den overskudskapacitet, som måtte være indbygget i nettet, opstilles en række scenarier til belysning af overføringskapacitet og begrænsninger. Ved store overførsler på ELSAM-nettet vil stabilitetsforholdene og følgerne af kommuteringsfejl på HVDC-forbindelserne blive dimensionerende.

3.1.1 Distributionsopgaver

Det vil med den nuværende netudbygning fortsat være svært at adskille transmission og distributionsopgaver. 150 kV-nettet vil derfor også i adskillige år udgøre en væsentlig del af transmissionssystemet.

Når 400 kV-nettet er "fuldt udbygget", overgår 150 kV-nettet til **forsyningsnet** og vil til daglig blive drevet som ø-net omkring 400 kV-stationerne. 150 kV-nettet vil derfor også udgøre en reserve for 400 kV-nettet, præcis som det i dag er tilfældet med 60 kV-nettets reserve for 150 kV-nettet.

150 kV-nettet mellem 2 naboknudepunkter i 400 kV-nettet udbygges derfor så stærkt, at hele det mellemliggende forsyningsområde på længere sigt kan forsynes fra en af de to 400 kV-stationer.

3.1.2 Strategiske planlægningsmetoder

Ved optimal planlægning og udbygning af transmissionssystemet tages der højde for de forandringer ved systemets omverden, som er realistiske på kort, mellemlangt og langt sigt.

Ved afprøvning af strategier opstilles en række **scenarier** – mulige **fremtidsbilleder**. Et vigtigt redskab til undersøgelse af scenarier er sandsynlighedsbaserede (probabilisti-

ske) planlægningsmetoder. Et probabilistisk planlægningsværktøj bygger væsentligst på oplysninger om rådighed for net og produktionsapparat samt på produktionsomkostninger.

De **deterministiske** planlægningsmetoder, som nettet hidtil er udbygget efter, er enkle og giver en god forståelse af betydningen af bestemte hændelser i systemet. I en foranderlig verden kan det være vanskeligt at sikre et robust system over for blandt andet belastningsniveau, produktionsapparat, udvekslinger med udlandet og hændelser. Det er endvidere vanskeligt at lave økonomiske sammenligninger af udbygningsstrategier, som tager hensyn til såvel driftsomkostninger, forsyningssikkerhed og tabsomkostninger.

Den **probabilistiske metode** kan give et godt estimat af de **årlige** omkostninger (drift, tab, mangel på leveret energi) og økonomisk sammenligning af forskellige planlægningsstrategier. Det er dog vanskeligere at undersøge rent tekniske problemer (f.eks. spænding og stabilitet), men metoden kan udpege de **svage steder** i systemet. Disse kan efterfølgende testes med de traditionelle værktøjer.

Probabilistiske metoder skal derfor ikke erstatte de hidtil anvendte netkriterier, men vil være et supplement og et væsentligt hjælpeværktøj ved **afprøvning af netstrategier** (teknisk og økonomisk) specielt på mellemlangt og langt sigt.

3.2 Basisplan for 400 kV-nettet

Basisplanen for det overordnede 400 kV-net fremgår af **bilag 1**, herunder også det resterende planlagte 400 kV-net.

400 kV-nettet – **elektricitetens motorveje** – er under kraftig udbygning. Midt i 90'erne har 400 kV-nettet overtaget den rolle, som 150 kV-nettet havde i 60'erne og 70'erne til større **energitransporter** mellem kraftværksområderne og til udvekslingen med naboerne.

400 kV-nettet opbygges som **ringforbindelser**, hvor ledningsstrækningerne udgør en reserve for hinanden. Nettet er opbygget, så der kan etableres transformeringspunkter nær ved de større byer. 400 kV-nettet skal sikre **samme forsyningssikkerhed** til et område, uanset om det ligger tæt på eller langt fra et kraftværk.

Valg af 400 kV spændingsniveau foretages som en **fremtidssikring** af nettet, både af hensyn til elsystemet og til den landskabelige påvirkning. Valget foretages også for at klare det aktuelle forbrug af elektricitet. Ledningstabene ved transport af energi er mindre ved højere spænding. I ELSAM-området er der ikke planer om at indføre højere spændingsniveauer end 400 kV.

En 400 kV-tosystemsledning (*figur 2*) har samme overføringskapacitet (3000–4000 MW) som 5–6 150 kV-tosystemsledninger (400–700 MW).

400 kV-vekselstrømsforbindelser vælges af **forskellige hensyn** bl.a. spændingsforhold og overføringskapacitet. Normalt anvendes tosystemsledninger. Overføringskapaciteten på en 400 kV-vekselstrømsluftledning kan være op til ca. 2000 MW pr. system, dvs. omkring 4000 MW på den normalt anvendte tosystemsledning. Hvor stor en del af denne kapacitet, der kan udnyttes i praksis, bestemmes af det øvrige system. Normalt vil det være en mindre del – typisk 500–1500 MW.



Figur 2: Bredden af et 400 kV tracé (deklarationsbredde) er 58 m. Seks 150 kV-ledninger vil tilsvarende beslaglægge af størrelsesordenen 200 m.

Den første 400 kV-ledning blev idriftsat i 1965. Man forventede dengang et fuldt udbygget net inden for en 20-års periode. Belastningen er steget mindre end forudset, og nettet derfor udbygget i en lavere takt. 400 kV-nettet forventes derfor først at være fuldt udbygget i år 2000–2020.

3.2.1 Forsyningssikkerhed

400 kV-ledningerne bygges grundlæggende af hensyn til **forsyningssikkerheden** i Jylland-Fyn. Når der er behov for forstærkning af nettet, bygges de enkelte strækninger af basisnettet. Derved opnås på længere sigt en optimal udbygning med så få masterækker som muligt.

Det er ELSAMs politik, at ledningerne **aldrig** bygges af hensyn til transit. Der kan dog blive tale om at **fremrykke** en ledning i en kort årrække i forhold til det tidspunkt, hvor den er nødvendig af hensyn til forsyningssikkerheden. Der er store **fordele** ved at kunne anvende eksisterende net, der er lagt ud med tilstrækkelig kapacitet til både forsyning og transit.

Med den dimensioneringspraksis, der har været anvendt i mange år, sikres, at **forsyningen** af forbrugerne og **import** af miljøvenlig vandkraft går forud for transitter.

Opbygning af ringforbindelser, hvor 400 kV-ledninger er gensidig reserve for hinanden, er afgørende for en **sikker drift** af ELSAM-systemet. Når 400 kV-ledningen mellem Århus og Aalborg (NEV-TRI) står færdig, er den østjyske **ring** sluttet.

3.2.2 Samarbejde med regionale og kommunale myndigheder

Når behovet for forstærkning er fastlagt, gives den overordnede godkendelse af nye ledninger af **Energistyrelsen**.

Fastlæggelse af linieføringen sker i amterne under hensyntagen til regionale og lokale interesser. Den overordnede godkendelse sker i Miljøministeriet.

Planerne for det fremtidige primære højspændingsnet, dvs. 400 kV-nettet, er optaget tidligt i **Regionplanerne**. Herved opnås, at ledningerne i samarbejde med blandt andet amterne og Skov- og Naturstyrelsen placeres i de områder, hvor de er **mindst belastende** for landskabet. I praksis har det hidtil betydet, at 400 kV-ledningerne stort set er ført gennem åbent land.

Denne del af elselskabernes planlægning foregår i tæt samarbejde med region- og kommunalplanlægningen. Offentligheden er som følge af **Planlovene** orienteret og har mulighed for at gøre indsigelser inden for lovens rammer.

Interessen i offentligheden for 400 kV-ledninger er stor. Det har f.eks. betydet en meget omfattende sagsbehandling af forslaget til ændring af regionplanreservationen for 400 kV NEV-TRI.

4. Status for 50 Hz-magnetfelter og sundhedsrisiko

I 1979 fremkom amerikanske forskere med en undersøgelse af børn i Denver, USA. Den antydede en statistisk sammenhæng mellem **magnetiske felter** og en forøget risiko

for at udvikle leukæmi. Mange europæiske forskere har siden gennemført tilsvarende undersøgelser.

Elselskaberne ønsker ikke at udsætte befolkningen for unødige sundhedsrisici. Det betyder blandt andet, at elselskaberne følger den internationale forskning, informerer offentligheden om relevante emner og igangsætter danske undersøgelser på et sagligt grundlag.

4.1 Status

På nuværende tidspunkt er der ikke grundlag for at ændre den hidtidige **netudbygningspolitik**. Således hedder det i en udtalelse af 5. august 1992 fra sundhedsminister Ester Larsen:

"Der er ikke afgørende videnskabelige holdepunkter for en sammenhæng mellem undersøgte sundhedsskader, herunder kræft, og udsættelse for magnetfelter nær elforsyningsanlæg. Sundhedsministeren fastholder dermed, at Sundhedsstyrelsens vurdering er helt klar, og at der i det foreliggende sundhedsvidenskabelige materiale heller ikke kan findes noget grundlag for fastsættelse af grænseværdier, hverken for udsættelse for magnetfelter eller for boligafstand til større elforsyningsanlæg".

Der er således ikke dokumenteret en sammenhæng mellem magnetfelter og børnecancer. Alligevel forskes der fortsat internationalt med henblik på at afkræfte eller bekræfte en sammenhæng. Magnetfeltforskningen har stået på de sidste 15 år uden dermed at kunne be- eller afkræfte en sammenhæng.

Status for Holland, 1992

En hollandsk ekspertgruppe til vejledning af den hollandske minister for "Housing, Physical Planning and Environment" om den mulige risiko ved lavfrekvente felter har i 1992 konkluderet:

- * Der er ikke tilstrækkeligt videnskabeligt bevis for, at felter i bolig- og arbejdsmiljøer udgør en sundhedsrisiko.
- * Da store felter kan forekomme i visse industrier, anbefales det at udarbejde standarder f.eks. baseret på IRPA-Guidelines (jf. side 20).
- * Gruppen anbefaler revurdering af emnet om 5 år.

Status for England, 1992

En engelsk ekspertgruppe under NRPB (National Radiological Protection Board) har i 1992 udsendt en rapport, der blandt andet konkluderer:

- * Ved lave frekvenser giver undersøgelser ikke nogen grund til at antage, at en kræft-fremkaldende effekt overhovedet er sandsynlig. Sammen med andre faktorer kan felter muligvis være en medvirkende årsag.
- * I de 7 tilgængelige undersøgelser om børnekræft og de 29 om erhvervsmæssig risiko giver det svage bevismateriale ikke grund til at konkludere, om der er en sammen-hæng.
- * I fravær af utvetydige undersøgelsesresultater anses de hidtil opnåede resultater kun som tilstrækkelige til at formulere en hypotese for nærmere studier.

På den baggrund anbefaler gruppen yderligere forskning igangsat.

Status i Danmark vurderes også på dette område at være den samme som status for de lande, vi normalt sammenligner os med.

På det foreliggende grundlag kan man altså konkludere, at en eventuel **risiko** ved 50 Hz-magnetfelterne under alle omstændigheder er **meget lille**. Dette støttes af, at antallet af børnekræfttilfælde har været konstant siden 1943 – samtidig med at elforbruget er 40-doblet, vore hjem er blevet "elektrificerede", og langt de fleste af højspændings-ledningerne er bygget.

På det foreliggende grundlag kan man konkludere, at der heller **ikke** er grund til at indføre grænseværdier i Danmark. Hvis man alligevel vælger at gøre det, bør grænseværdierne bygge på IRPAs, da disse bygger på et videnskabeligt grundlag samtidig med, at de forventes at vinde udbredelse internationalt.

Det af sundhedsministeren nedsatte **ekspertudvalg** har fået til opgave at vurdere og forberede et lovgrundlag for hele det **ikke-ioniserende** område helt op til ultraviolet stråling ved omkring 10^{18} Hz.

Melatonin-studier

I de seneste 5 år er der igangsat en del studier af magnetfelters betydning for melatonin-sekretionen. Melatonin er et hormon, der udskilles i hjernen, og det har indflydelse på døgnrytme og humør.

Der har været store forventninger til denne type studier med hensyn til at finde nøglen til forståelse af en mekanisme, der kan forårsage sundhedsrisiko. En del studier er afrapporteret i 1992, men ingen af dem har vist en klar effekt på melatonin-sekretionen fra magnetfelterne. Det bedømmes derfor ikke at være attraktivt at igangsætte flere studier af denne type.

4.2 Undersøgelser

I 1991 rapporteres **John Peters epidemiologiske studie** fra Californien. Studiet på magnetfelter og børnecancer omhandler 232 tilfælde af børneleukæmi fra 1980-87 i Los Angeles-området. Peters finder **ikke** et klart mønster mellem målinger af magnetfelters størrelse og en overrisiko (dosisrespons).

Den sammenhæng, at større felter øger risikoen, er imidlertid en **nødvendig del af beviset** for at kunne sige, at der er en sammenhæng mellem magnetfelter og cancer. Peters finder en sammenhæng mellem tilstedeværelse af ledninger og en overrisiko på 2,5 gange for at få leukæmi, præcis som de to tidligere studier i Denver har vist.

Peters studie kan som de tidligere hverken afkræfte eller bekræfte en sammenhæng mellem magnetfelter og børneleukæmi. Peters har lige som tidligere amerikanske forskere gennemført studiet i et storbyområde. Studiet har den svaghed, at det omhandler få tilfælde og dækker en meget kort periode.

Cancerregisterets undersøgelse

Det danske epidemiologiske studie er gennemført i samarbejde mellem Cancerregisteret og DEFs magnetfeltudvalg.

Undersøgelsen omfatter alle de 1.707 danske børn, som i tidsrummet 1968-1986 har udviklet leukæmi, hjernecancer eller lymfekræft. Nærhed til højspændingsanlæg (400 kV - 50 kV) for disse børns bopæle sammenholdes med bopæle for en repræsentativ gruppe på 4.788 danske kontrolbørn. De 6.495 børn har tilsammen boet på i alt 16.000 adresser.

Det foreløbige resultat af den danske undersøgelse ses af tabel 4 og tabel 5b fra Cancerregister-rapporten.

Kræftform	0-0,09 μ T		$\geq 0,10 \mu$ T		
	n	RR	Cases	Kontroller	RR (95% sg)
Kombineret	1.697	1	10	20	1,4 (0,7-3,0)
Leukæmi	829	1	4	8	1,0 (0,3-3,3)
Hjernesvulst	621	1	3	9	1,0 (0,3-3,7)
Lymfom	247	1	3	3	5,0 (1,2-21)

Fra Cancerregister-rapporten (Tabel 4)

Relativ risiko (RR) og 95% sikkerhedsgrenser (95% sg) for leukæmi, hjernesvulster og lymfomer blandt børn ved eksponering for 0,1 μ T eller mere for højspændingsanlæg.

Magnetfeltudvalgets **fortolkning** af det resultat, der blev offentliggjort den 7. oktober, er:

"For alle kræftformer set under ét findes en ikke-signifikant relativ risiko på 1,4 (overrisiko på 40%).

Undersøgelsen viser endvidere, at risikoen for lymfekræft er forhøjet blandt børn med udsættelse for magnetfelter større end 0,1 mikrottesla (μ T). Resultatet er statistisk signifikant, men baseres alene på 3 tilfælde. På grund af de få tilfælde, som angivelsen af den relevante risiko på 5,0 baserer sig på, skal man ifølge Cancerregisteret ikke hæfte sig specielt ved faktoren 5,0. Den relative risiko kan faktisk variere imellem 1,2 og 21,0. For leukæmi og hjernesvulster ses ingen overrisiko".

For alle tre kræftformer tilsammen findes en forhøjet risiko ved eksponering over 0,4 μ T.

Eksponering (μ T)	Cases	Kontroller	RR (95% sg)
0-0,09	1.697	4.768	1
0,10-0,39	4	17	0,7 (0,2-2,0)
$\geq 0,40$	6	3	5,6 (1,6-19)
Total	1.707	4.788	

Fra Cancerregister-rapporten. (Tabel 5b)

Relativ risiko (RR) og 95% sikkerhedsgrenser (95% sg) for kræft blandt børn afhængig af eksponering for magnetfelt: ingen ($< 0,1 \mu$ T), moderat (0,1-0,39 μ T) og "meget højt" ($\geq 0,4 \mu$ T).

Den relative risiko i dette tilfælde er 5,6, det vil sige statistisk signifikant, men med et interval gående fra 1,6 til 19,0.

Endvidere angiver Magnetfeltudvalget:

"Der er tendens til, at børn med cancer har været udsat for større magnetfelter end kontrol-børnene, men der er ikke for nogen kræftformer bekræftet den dosis - responssammenhæng (større påvirkning = større sygdomseffekt), som den tilsvarende svenske undersøgelse opgiver. De offentliggjorte resultater er hovedresultater. Der udestår fortsat analyser over betydningen af den tid, børnene har boet tæt ved højspændingsanlæggene samt barnets alder i denne periode".

Den svenske epidemiologiske undersøgelse

Den svenske undersøgelse om børnecancer analyserer de to mest almindelige former - leukæmi og hjernekræft. I den svenske undersøgelse vises en relativ risiko på 2,7 for leukæmi. Resultaterne i den danske og svenske undersøgelse viser ikke samme mønster. Resultatet fremgår af tabel 4.1 fra Cancerregister-rapporten:

Diagnosis	0-0.9 μ T		0.1-0.19 μ T		0.2 μ T	
	n	RR	n	RR (95% CI)	n	RR (95% CI)
All cancer	117	1	12	1.5 (0.7-2.9)	12	1.1 (0.5-2.1)
Leukemia	27	1	4	2.1 (0.6-6.1)	7	2.7 (1.0-6.3)
Brain tumor	29	1	2	1.0 (0.2-3.8)	2	0.7 (0.1-2.7)
Controls	475		33		46	

Fra den svenske "Barncancer"-rapport. Table 4.1

Cancer risk in children in relation to calculated magnetic fields closest in time to diagnosis, cut-off points at 0.1 and 0.2 μ T.

Resultaterne baserer sig alene på 7 leukæmitilfælde. Den relative risiko er i et interval, som går fra 1,0 til 6,3.

Vurderinger

Jørgen Olsen, Cancerregisteret, understregede på pressemødet den 7. oktober 1992, at

"vi under alle omstændigheder har at gøre med et lille talmateriale, idet de undersøgte sygdomme heldigvis er sjældne. Hvis resultatet i den danske under-

søgelse er udtryk for en sand sammenhæng, så vil dette under alle omstændigheder være et mikroskopisk problem sammenlignet med andre risici, som børn er udsat for".

Magnetfeltudvalget vurderer ud fra de foreliggende resultater:

"Regner man på tallene med udgangspunkt i en relativ risiko på 5,6 for lymfekræft, så betyder det et ekstra tilfælde af lymfekræft hvert 5. år.

Overføres de svenske resultater til Danmark med en relativ risiko på 2,7 for leukæmi, så ville det betyde et ekstra tilfælde af leukæmi hvert tredje år i Danmark.

Disse beregninger skal ses i sammenhæng med, at der årligt konstateres ca. 10 tilfælde af lymfekræft og ca. 45 tilfælde af leukæmi.

Epidemiologiske undersøgelser har til formål at finde statistiske sammenhænge mellem forekomst af sygdom i relation til bestemte påvirkninger, f.eks. magnetfelter. En undersøgelse kan ikke stå alene. Det samme mønster må gentage sig i en række undersøgelser, før man kan drage endelige konklusioner.

Når man sammenligner resultaterne fra den danske og den svenske undersøgelse, fremgår der ikke noget mønster. Den danske undersøgelse understøtter altså ikke de svenske resultater".

Magnetfeltudvalget anbefaler derfor stadig, at der udføres en **samkøring af de nordiske undersøgelser**. På den måde kan man basere sig på et større datamateriale og derved opnå en større statistisk sikkerhed.

Elselskaberne ønsker på alle måder at bidrage til en afklaring af spørgsmålet om en eventuel sundhedsrisiko i forbindelse med magnetfelter.

4.3 Grænseværdier

I Danmark er der ingen lovbundne **grænseværdier** for elektriske og magnetiske felter, som skal overholdes, når der bygges elforsyningsanlæg. Den internationale organisation IRPA (International Radiation Protection Association) udgav i 1990 et sæt vejledende grænseværdier. De omhandler både felter i arbejdsmiljøet og felter over for offentligheden.

	Elektriske felter	Magnetiske felter
Offentlighed	5 kV/m vedvarende 5–10 kV/m i få timer	100 μ T vedvarende 100–1000 μ T i få timer
Arbejdsmiljø	10 kV/m vedvarende 10–30 kV/m 2,5–8 timer ¹⁾	500 μ T vedvarende 5000 μ T op til 2 timer ²⁾

¹⁾ Elektrisk felt gange varighed må ikke overstige 80 for en arbejdsdag

²⁾ Ved begrænsning til en enkelt legemsdel tillades op til 25000 μ T

Tabel 2: IRPAs vejledende grænseværdier fra 1990

IRPAs foreløbige retningslinier (Interim Guidelines on Limits of Exposure to 50/60 Hz Electric and Magnetic Fields) vedrørende grænseværdier for elektriske og magnetiske felter er først og fremmest opstillet på basis af etablerede effekter fra inducerede strømme fra eksterne felter, dog er der taget hensyn til kontakteffekten ved mikrochok.

IRPA-værdierne er blevet positivt modtaget i mange lande. I Italien og Australien er de indført som grænseværdier. Ingen af de nordiske lande har følt et behov for at indføre grænseværdier på det nuværende videnskabelige grundlag. Alle jysk-fynske elforsyningsanlæg overholder under alle omstændigheder IRPAs vejledende grænseværdier for magnetiske felter.

Offentligheden bør ifølge IRPA ikke udsættes for større felter end de i tabel 2 nævnte. Offentligheden omfatter her områder, hvor folk må forventes at tilbringe en betydelig del af dagen.

IRPAs guidelines angiver en grænse på 100 μ T for påvirkning af offentligheden. IRPA-Guidelines er nu også adopteret i Holland.

I det forberedende arbejde på EF-direktiv og CENELEC-norm forventes det, at IRPA-Guidelines vil blive lagt til grund. Direktoratet for arbejdstilsynet har en repræsentant i den aktuelle arbejdsgruppe.

På dette grundlag forventes det, at IRPA-Guidelines i de kommende år vil blive det internationalt accepterede grundlag for nationale standarder for ekstremt lavfrekvente påvirkninger 0–300 Hz.

En bygning i et elektrisk felt på 5 kV/m vil indendørs have et felt på mindre end 0,5 kV/m på grund af husets egen skærmende virkning. Direkte under 400 kV-ledninger kan der i visse tilfælde være op til 7 kV/m. Med få undtagelser overholder de jysk-fynske elforsyningsanlæg altså også IRPAs vejledende grænseværdier for elektriske felter.

De elektriske felter er kun relevante ved 400 kV-anlæg. På alle lavere spændingsniveauer er de elektriske felter små.

Verdenssundhedsorganisationen WHO angav allerede i 1987, at påvirkninger op til 500 mikrottesla (μT) ikke udgør en sundhedsrisiko. Påvirkninger på 500–5000 μT angives at have "en mindre biologisk virkning".

5. Kabellægning

Vekselstrømskabler i transmissionsnet for 150–400 kV er meget lidt udbredte, men anvendes til specielle formål som forsyning i storbyområder og ved krydsning af fjorde og bæltter med begrænset bredde. På 150 kV er der p.t. i ELSAM-området 21 km kabler, hvoraf 19,4 km er søkabel.

I ELSAM-området anvendes jævnstrømskabler for op til 400 kV til udveksling med nabosystemer ved lange søkabelstrækninger, og hvor jævnstrømsluftledninger er uigen-nemførlige.

Ved vekselstrømskabellægning har de lokale forhold væsentlig betydning for prisen. Hvis kabler skal blive **konkurrencedygtige** i fremtiden, skal selve kabelprisen dog også være betydelig lavere. Der findes kun få leverandører af 400 kV-kabler på markedet.

5.1 Kabler i et transmissionssystem

Det har i mange år været almindeligt at lægge lavspænding og 10–20 kV-ledninger som kabler. Den tekniske udvikling har gjort, at det nu også er blevet økonomisk overkommeligt, dvs. ca. kun dobbelt så dyrt at lægge nye 60 kV-ledninger som kabel i stedet for som luftledninger. Det giver sig udslag i, at andelen af kabler på de lavere spændingsniveauer i Danmark stiger støt og roligt. Denne udvikling vil sandsynligvis fortsætte til højere spændinger også. Det er dog ikke sandsynligt, at 400 kV og 150 kV-kabler bliver økonomisk acceptable inden for de første 10–15 år.

Meget korte **400 kV-vekselstrømskabler** findes adskillige steder i verden. Som landkabler anvendes de i særlige tilfælde f.eks. i storbyområder og ved kraftværkstilslutninger. Længere kabelstrækninger findes kun få steder. I søkabelforbindelsen mellem Sjælland og Sverige indgår der 1 km 400 kV-landkabel i Danmark.

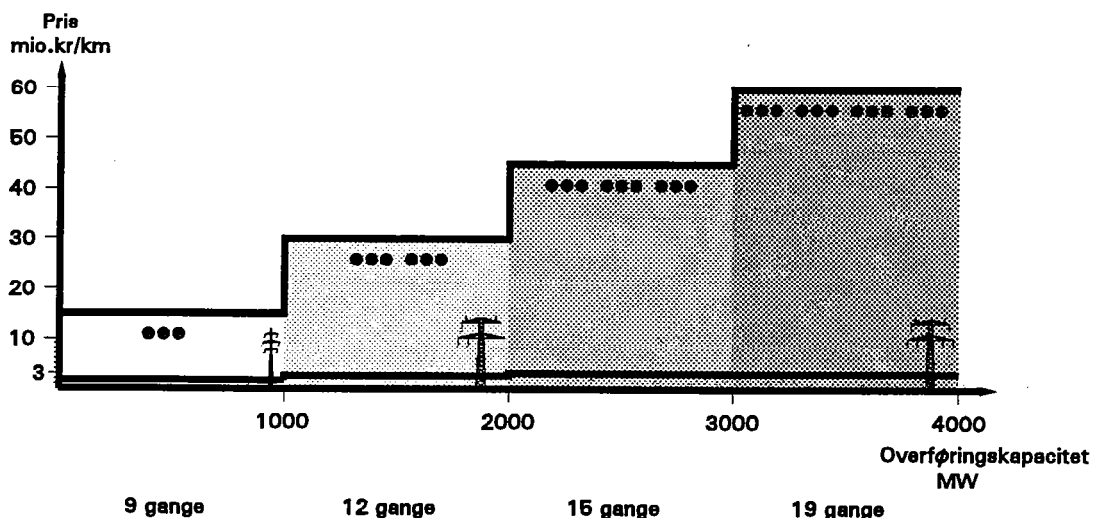
På de højeste spændingsniveauer kan man normalt ikke nøjes med at lægge ét kabel. På spændinger fra 60 kV og opefter lægges i dag enlederkabler, dvs. altid mindst **3 separate kabler** pr. trefaset system.

400 kV-vekselstrømskabler har en overføringskapacitet på 600–1000 MW pr. system. For at opnå den samme overføringskapacitet som for en tosystems 400 kV-luftledning skal der afhængigt af tværsnit lægges 12 eller 18 parallelle kabler, dvs. 4–6 systemer.

Kabellægning af transmissionsledninger er uforholdsmæssig dyr og kan kun komme på tale på meget korte strækninger. Manglende driftserfaringer og betydelig længere udetider for kabler end for luftledninger gør kabler dårligt egnede til transmissionsanvendelse. Kabler i et 400 kV-system ville derfor nedsætte **forsyningssikkerheden**.

For at undgå begrænsninger fra kablet i den daglige drift ville man ikke nøjes med ét system, men i mange tilfælde lægge 2 kabelsystemer, dvs. en **overføringskapacitet på 1000–2000 MW**. Med kabelstrækninger i et 400 kV-net ville en overføringskapacitet af denne størrelse være en acceptabel tilpasning af det fremtidige ELSAM-system, hvor transportopgaverne i løbet af 90'erne flyttes fra 150 kV til 400 kV, og hvor kapaciteten til nabosystemerne på 1000 MW til Norge, 600 MW til Sverige, 1400 MW til Tyskland og sandsynligvis 600 MW til Sjælland skal kunne udnyttes bedst muligt.

Af *figur 3* ses prisrelationen mellem en tosystems luftledning og tilsvarende kabelsystemer. Med en overføringskapacitet op til 2000 MW er kabellægning ca. 12 gange dyrere. Tilsvarende er kabellægning 20 gange dyrere ved en overføringskapacitet på 4000 MW.



Figur 3: Sammenligning af priser og overføringskapacitet mellem to systemers luftledninger for 400 og 150 kV og tilsvarende kabelsystemer.

Hvis man skal planlægge med længere kabelstrækninger, bliver der tale om et helt andet elsystem end med luftledninger. Den uforholdsmæssigt **dyre kabelpris** kan gøre det aktuelt at udbygge på et lavere spændingsniveau end optimalt og dermed udskyde 400 kV-udbygningen med deraf følgende flere ledninger i systemet. Desuden kan den resultere i, at der indbygges for små overføringskapaciteter.

Hvis man skulle lægge et 400 kV-kabel i dag, ville det blive et **oliefyldt kabel**. Den tekniske udvikling kan gøre kunststofisolerede kabler teknisk og økonomisk acceptable på langt sigt.

En kabeltromle med 400 kV-kabel kan leveres med en længde af højst 8-900 m pr. tromle. Det betyder, at et 400 kV-kabelsystem på f.eks. 10 km vil få 36 samlinger.

Et vekselstrømskabel fungerer som en **stor kondensator**. For at holde et kabel i drift kræves der en ladestrøm til kablet. For at kunne få **nyttestrømmen** frem gennem kablet skal ladestrømmen være begrænset. For et vekselstrømskabel ligger de kritiske kabel-længder omkring 70 km ved 400 kV og 140 km ved 150 kV.

På grund af ladestrømmen producerer et 400 kV-kabel reaktiv effekt, som optages af store højspændingsapparater, de såkaldte **reaktorer**. De placeres i enderne af kablet, eller ved at der indskydes et antal reaktorstationer langs med kablet. Reaktorstationer er nødvendige for hver 15-20 km. For at undgå spændingsspring, når et kabel kobles ind og ud, er det meget vigtigt, at reaktorernes størrelse er tilpasset kablet.

Belastbarheden af kabler afhænger af **afstanden** imellem kablerne. Hvis man skal kunne udnytte den maksimale overføringskapacitet af 400 kV-kabler, skal de ligge med ca. 1 meters afstand. I praksis må man nok lægge dem i lidt større afstand af hensyn til sammenmufning samt reparations- og gravearbejder. Det vil være naturligt at lægge kablerne i "bundter" med 3 og med en afstand af 5 m eller mere mellem bundterne. De lokale forhold er bestemmende for, hvordan kablerne lægges ned.

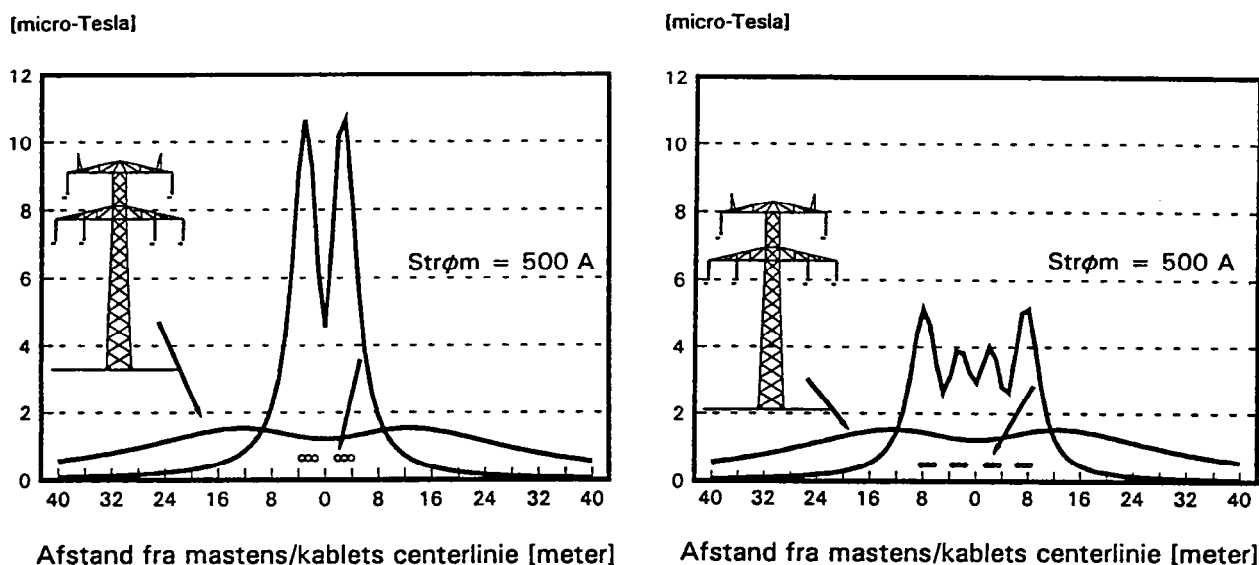
I byområder, hvor det kan være nødvendigt at lægge kablerne tæt sammen, falder belastbarheden af hvert enkelt kabel til ca. 75%. Det betyder flere eller større kabler og vil under alle omstændigheder betyde fordyrelser.

Når det gælder jævnstrøm, er sammenligningen mellem luftledninger og kabler enkel – både teknisk og økonomisk. Da der ikke er nogen ladestrøm på et spændingssat kabel er der tale om en veldefineret overføringskapacitet. Ved jævnstrømsforbindelser op til 1200 MW koster kabellægning 4–5 gange mere end en luftledning, nemlig 9–10 mio.kr. pr. km jævnstrømskabelsystem.

5.2 Magnetfelter ved 400 kV-kabler

Magnetfelterne omkring kabler afhænger af den afstand, kablerne er lagt i og dermed også bredden af kabeltraceet. Felterne aftager hurtigere med afstanden fra et kabel end fra en luftledning.

Magnetfelterne ved 400 kV-kabelsystemer er imidlertid betragtelige. Man kan altså grave ledningerne ned, men man kan ikke begrave felterne. *Figur 4* viser et eksempel på de magnetiske felter i nærheden af forskellige kabeltraceer.



Figur 4: Magnetfeltet i mikrottesla omkring et 400 kV-kabelsystem i forhold til en luftledning. Feltet er beregnet i 1 meters højde over jord.

Jo større afstand der er mellem faserne desto større overføringskapacitet. Dermed fås også de største magnetfelter. Ønsker man små magnetfelter, vil overføringsevnen til gengæld også blive begrænset.

6. Forskning og udvikling

Hvad angår transmission og den anvendte elteknik, har der ikke været tale om teknologiske omvæltninger i den grad, som det er tilfældet for f.eks. produktionsanlæg, men transmission har de senere år og specielt i den senere tid fået større opmærksomhed.

Såvel politiske som miljømæssige begrænsninger ved planlægning og bygning af transmissionsledninger kan føre til en meget højere udnyttelse af transmissionssystemet. For at kunne imødekomme dette skal systemet drives tættere ved de tekniske grænser, og der er derfor flere F&U-områder, som bør fremmes både af hensyn til økonomi og miljøforhold, men ikke mindst af hensyn til forsyningssikkerhed. Der kan nævnes følgende internationale udviklingstendenser.

- Probabilistiske planlægningsmetoder.
- Optimering af reaktiv effekt (minimering af tab).
- Stabilisering af systemet med aktive komponenter.
- Opgradering af komponenter generelt.
- Nye (miljøvenlige) transmissionslinje- og stationskoncepter.

- Anvendelse af optisk måleteknik og optisk kommunikation.
- Udnyttelse af computere mere intensivt (blandt andet diagnosticering).
- Levetidsforlængelse.
- Miljøforhold (magnetfelters biologiske virkning).

Udviklingsopgaver i forbindelse med kabler til transmission har af forskellige årsager ikke været højt prioriteret (jf. side 23).

6.1 F&U-politik og strategi

Netområdets F&U-politik er som fortolkning af den overordnede politik at:

- støtte produkt- og systemudvikling vedrørende transmission, herunder tekniske beregningsværktøjer og teoretisk elektroteknik.
- opbygge viden om teknisk-økonomisk optimal transmission i samspil med produktion.
- opbygge viden om transmissionsanlægs påvirkning af miljø og landskab.
- opbygge viden for indpasning af vindkraft og anden alternativ produktion i transmissionssystemet/distributionssystemet.

Strategien er blandt andet at fremme de emneområder, som også er i overensstemmelse med internationale udviklingstendenser.

Det er vigtigt at bibeholde og opbygge samarbejdet med internationale og nationale ligeværdige research-organisationer som f.eks. STRI (Swedish Transmission Research Institute), KEMA (Holland), samt de nordiske og danske elselskaber.

Det er intentionen, at der de kommende år vil blive udarbejdet en langsigtet handlingsplan for Netområdets F&U-aktiviteter, således at der opnås den bedst mulige kontinuitet i aktiviteterne og "målelige" resultater.

6.2 Indsatsområder

Inden for den overordnede målsætning har Netudvalget udvalgt de områder, der af hensyn til det fremtidige net bør fremmes, på kort og mellemlang sigt.

Kompleksiteten i elsystemet gør det nødvendigt at fremme udviklingen af detaljerede modeller, effektive metoder og **beregningsværktøjer** til tekniske beregninger. Forandringerne i omverdenen gør det nødvendigt at fremme udviklingen af beregningsværktøjer til **strategisk planlægning**.

Samarbejdsnettets alder og struktur gør det nødvendigt at fremme opgaver vedrørende **levetidsforlængelse**, herunder f.eks.:

- metoder til bestemmelse af restlevetid
- overfladebeskyttelse af stålkonstruktioner
- metode til enkel renovering.

Der er nedsat en arbejdsgruppe vedrørende kortlægning af mulighederne for en bedre **overfladebehandling** af stålkonstruktioner (metoder, stoffer, priser, levetid osv.).

Anvendelse af **nye teknikker** og komponenter i nettet bør fremmes, så de bliver rimelige, teknisk-økonomiske alternativer, herunder f.eks.:

- større anvendelse af traditionelle kabler på de højere spændingsniveauer
- nye koncepter for ledninger og stationer
- nye typer faseledere og indfedtning af disse
- metoder til reduktion af elektriske og magnetiske felter
- højere grad af automatisering i stationer.

Idet der forventes en stor udbygning med 60 kV-kabler er der nedsat en arbejdsgruppe, som skal undersøge behovet for udvikling af et system til termisk overvågning af **høj-spændingskabler**.

Et tættere samarbejde med **uddannelsesstederne** prioriteres for at sikre, at stærk-strømsingeniøruddannelsen bedst muligt kan tilpasses elforsyningens behov for specialisering og ekspertise. Det vurderes, i hvilken grad f.eks. DtH kan indgå i langsigtede F&U-forløb.

Som et tilbud udgives der hvert år et eksamensprojektkatalog med relevante opgaver fra Netområdet. Flere opgaver er blevet belyst af ingeniørstuderende til gavn for Netområdet.

F&U-opgaver om magnetfelter varetages af Magnetfeltudvalget under DEF.

6.3 Igangværende opgaver

Følgende opgaver, som er relevante for nettet, er p.t. i gang med støtte fra forskning og udviklingsmidler.

1. Udvikling af **supraledende kabler** ved NKT. Anvendelse forventes først aktuel i elektronikken.
2. Afprøvning af **komposite isolatorer** ved Chalmers Tekniske Højskole, Sverige. Projektet er et nordisk samarbejde.
3. Vurdering af muligheden for styring af det elektriske felt ved **tilsætning af additiver** (f.eks. titaniumoxider) ved fremstilling af PEX-isolation. Formålet er både at anvende PEX til jævnstrømskabler og at forbedre egenskaberne ved vekselstrømskabler for 150 og 400 kV-niveau.
4. Bestemmelse af **ældningstilstand** i isolation (ZnO_2 -afledere, transformere, kabler mv.) ved hjælp af overføringsfunktioner. Undersøgelsen udføres på Aalborg Universitetscenter og har til formål at undersøge muligheden for diagnostisk vedligeholdelse under drift.
5. **Saltforurenede højspændingsisolation** indeholder en videreførelse af Saltrapporten fra 1984 og en vurdering af senere resultater med henblik på at opstille en generel statistisk dimensioneringsmodel.
6. **Optiske måleværdigivere** er et erhvervsforskerprojekt i samarbejde med ELKRAFT. Formålet er at anvende fiberoptisk teknologi til måling af strømme og spændinger.
7. Udvikling af **apparat til måling af salt** på isolatorer, så spuling kan foretages på et passende tidspunkt.
8. **T-2 faseledere**. Formålet er at undersøge, om det teknisk kan lade sig gøre, og om det økonomisk kan betale sig at fjerne piskningsfejl på 150/400 kV-nettet ved hjælp af T-2 faseledere. Projektet inkluderer trådtrækning på en prøvestrækning.
9. **Måleprogram med dosimetre** til bestemmelse af befolkningsgruppers elektromagnetiske hverdag. Undersøgelsen bliver udført i samarbejde mellem DEF og Arbejdsmiljøinstituttet og har til formål at kortlægge, hvor store magnetfelter folk færdes i, og dermed eventuelt udpege potentielle risikogrupper.

Følgende nye opgaver er under forberedelse:

- A. **Færdiggørelse af det danske lynlokaliseringssystem.** Projektet er en videreførelse af den netop afsluttede opbygning af et dansk lynlokaliseringssystem. Formålet er at forbedre systemet og udarbejde analyseværktøjer samt at etablere og indkøre det nordiske on-line lyndata system.
- B. **Overfladebehandling af højspændingsmaster.** Projektet er en videreførelse af det netop afsluttede projekt "Metoder til overfladebehandling af nye stålkonstruktioner til højspændingsmaster". Formålet er at finde den bedste malemetode inkl. malingstype, rengøring af overflade og levetid.
- C. **Dynamisk fasekompensering af vindmøller.** Formålet er at undersøge en ny teknologi, hvor en nylig udviklet effektelektronisk komponent anvendes i statiske fasekompensatorer til dynamisk kompensering af vindmøller. Perspektiverne åbner mulighed for en generelt anvendelig kompensator til reaktiv effekt og overtoner i nettet (tabsminimering og spændingskvalitet).

ELSAMs budgetterede andel af udviklingsopgaverne er i alt:

1992	1,80 mio.kr.
1993	2,80 mio.kr.
1994	1,32 mio.kr.
1995	0,65 mio.kr.

6.4 Afsluttede opgaver i 1992

Følgende opgaver, som har været støttet med forskning og udviklingsmidler, er afsluttet i 1992:

1. Opbygning af et dansk **lynlokaliseringssystem** med 3 pejlestationer ved Tipperne (i bunden af Ringkøbing Fjord), Bunken (ved Skagen) og Nyord (ved Møn) og en hovedstation på DMI i København. Formålet var at udvide det forskningsmæssige kendskab til lynets natur (hyppighed, polaritet, strømstyrke, deludladninger).
2. Foreløbige resultater af epidemiologisk undersøgelse af **magnetfelter og børnecancer** i Danmark i samarbejde mellem Cancerregisteret og DEF er rapporteret. Undersøgelsen skulle vise, om børn, der bor tæt på højspændingsanlæg, hyppigere får leukæmi end andre børn. Det er hensigten, at projektet skal samkøres med de tilsvarende nordiske projekter.

3. Metoder til **overfladebehandling** af nye stålkonstruktioner, herunder f.eks. maling, belægning med Levasint m.m.

7. Renovering af nettet

Den ældste 150 kV-ledning er bygget i 1952. I perioden 1956-58 blev det gamle samarbejdskors opbygget. Den første 220 kV-ledning er bygget i 1961 og den første 400 kV-ledning i 1965. De gamle 150 kV-ledninger indgår stadig i samarbejdsnettet. **Begrænsningerne** i nettet i daglig drift såvel som ved udbygningsplanlægningen stammer overvejende fra de gamle ledninger med de små tværsnit. Den mindre **belastningsstigning** og produktionsapparatets sammensætning betyder, at det er økonomisk attraktivt at bibeholde en stor del af de gamle ledninger i samarbejdsnettet.

For at kunne bedømme, om **nettets struktur** fortsat er tidssvarende, er det nødvendigt at udvikle metoder til bestemmelse af restlevetid og til levetidsforlængelse af nettets komponenter.

Renoveringsbehov og -metoder er beskrevet i NUP91. For 90'erne er der planlagt renoveringer i 400-150 kV-nettet på i alt 300 mio.kr. Renoveringsbehovet vil få indflydelse på anlægstidspunktet for nye anlæg i 90'erne. Den samlede renoveringsplan vil ikke kunne afvikles på mindre end 10 år.

Masterrenovering må af hensyn til store udetider og af hensyn til driften af systemet minimeres. De principper, der lægges vægt på i prioriteringen af de enkelte ledningers renovering, er beskrevet i NUP91. Renoveringsbehovet er så stort, at udetiderne må koordineres meget nøje. Med bygning af 400 kV-ledningen NEV-TRI er det muligt at koncentrere en stor del renoveringer efter 1995. Forsinkelse af NEV-TRI gør det nødvendigt at fremrykke visse renoveringsarbejder.

De ledninger, der har det mest presserende renoveringsbehov, er de gamle ledninger med små tværsnit. I detailplanlægningen af renoveringerne undersøges det, hvorvidt disse gamle anlæg ud fra et teknisk-økonomisk og landskabsmæssigt synspunkt bør renoveres, skrottes eller om nye ledningsstrækninger bør etableres som alternativ.

I forbindelse med bygning af 400 kV NEV-TRI er det på baggrund af amternes ønske planlagt at skrotte 150 kV-strækningen TRI-HNB-THØ-FER.

Renoveringsplanen med rækkefølge og udetider er lagt fast for perioden 1992-95 og fremgår af separat notat. Renoveringsplanen holdes løbende ajour. Renoveringer for perioden efter 1995 fastlægges, når idriftsættelsestidspunktet for NEV-TRI kendes med sikkerhed.

8. Telekommunikation

Telekommunikationssystemet i ELSAM-området består i dag af et radiokædesystem, optiske fibre suppleret med BfH på højspændingsledningerne samt lejede korer. Kapaciteten og frekvenserne på BfH er utilstrækkelige, og opgaverne bliver derfor overtaget af radiokæde.

Radiokædesystemet er bygget op i perioden fra 1983. Af **bilag 5** fremgår det eksisterende og det fremtidige radiokædesystem, der sammenkæder kommunikationen mellem 400 kV-stationerne.

På nuværende tidspunkt forventes det, at radiokædesystemet er tilstrækkeligt til ELSAM-områdets kortsigtede kommunikationsopgaver. Dog forventes systemet ikke udbygget ud over det i **bilag 5** viste.

Udviklingen har betydet, at det nu er muligt uden tekniske vanskeligheder at lægge **lysledere i jordlederen** og dermed øge kapaciteten. Prisforskellen mellem lysledere og radiokæde reduceres hele tiden. I dag er der en merpris på lysledere på 80.000 kr/km i forhold til en normal jordleder.

Den internationale tendens går i retning af, at der etableres flere og flere lyslederstrækninger.

I forbindelse med de renoveringer, der forestår, vil der være et stort behov for udskiftning af jordledere i 90'erne. I den forbindelse kan det være aktuelt at lægge lysledere op i de nye jordledere. Dermed øges kommunikationskapaciteten betragteligt.

Der er igangsat en vurdering af, om ELSAM-området bør anvende lysledere i stor udstrækning. I den forbindelse udarbejdes en overordnet struktur for et **muligt fremtidigt lysledernet** som supplement til radiokædesystemet eller eventuelt til afløsning af dette.

9. Reaktiv effekt

Den reaktive effektbalance vurderes og søges opretholdt i henhold til vedtagne retningslinier for dimensionering og afregning af reaktiv effekt (Mvar-ordningen S82/190c). Mvar-ordningen har sidst været opdateret i 1982.

I den mellemliggende periode er forudsætningerne ændret på flere punkter. 400 kV netudbygningen har betydet, at den reaktive effektbalance er gået fra en **underskuds-**

situation i 80'erne med dominerende 150 kV-net til en **overskudssituation** med transporterne lagt over på 400 kV-nettet. Det betyder også, at kravet til tgø på dagtid og dermed kondensatorbatterier ikke længere er dominerende. Derimod er lavlastsituationen på nat tid og dermed kravet til reaktorer blevet dominerende.

Det har hidtil betydet, at der som følge af 400 kV omlægningerne er installeret 490 Mvar reaktorer på 150 kV. I forbindelse med udbygning af Skagerrakforbindelsen installeres der en 400 kV-reaktor på 140 Mvar i TJE. Ud over at regulere jævnstrømsforbindelsens Mvar-forbrug skal den også kunne optage den ekstra generering fra 400 kV-forbindelsen NEV-TRI, der er planlagt idriftsat primo 1996.

Kravet til tgø på dagtid har været 0,25 siden 1985. De seneste år har kravet været opfyldt med store marginaler. Kravet på 0,25 har været et generelt krav over hele nettet ab 150 kV. På de lavere spændingsniveauer har kabellægning m.v. betydet et ændret behov for kompensering. Derfor er det aktuelt at revurdere den nuværende **kompenseringsfilosofi** og dermed også kravet til tgø på dagtid.

Forstyrrelser af følsomt udstyr som følge af generering af **overtoner** og **transienter** fra kobling med reaktiv effekt som følge af de stigende mængder vindkraft, energisparepærer m.v. gør det aktuelt at revurdere anvendelsen af traditionelle kondensatorbatterier på alle spændingsniveauer. Derfor undersøges muligheden for anvendelse af de endnu ikke kommercielt tilgængelige **dynamiske shunt-kompensatorer** på særlige steder.

Fordelene ved disse kompensatorer forventes både ved minimering af nettab, forbedret spændingskvalitet og ved kompensering af faseubalance ved elektriske tog. Disse dynamiske shunt-kompensatorer kan inden for deres reguleringsområde kontinuert regulere den reaktive effekt og dermed fastholde en spænding.

Ved installation af reaktorer til regulering af Mvar-balancen har disse ud fra et økonomisk synspunkt hidtil været placeret på 150 kV-niveau. Udbygning af 400 kV-nettet vil gøre det aktuelt på længere sigt at installere reaktorerne direkte på 400 kV, hvor overskuddet produceres.

På nuværende tidspunkt vil f.eks. MKS B4 i normale driftssituationer køre undermagnetiseret med deraf følgende mindre stabile driftspunkter. Det betyder, at det på længere sigt kan blive nødvendigt at installere en reaktor på 400 kV-niveau i station TRI.

De samme driftssituationer vil sandsynligvis også gælde de enheder, der fremtidigt tilsluttes 400 kV-nettet. Betydningen af dette vurderes ved opdatering af Mvar-ordningen.

Krav til **belastningens maksimale tgø** er 0,25. Der er installeret kobbelbar effekt på både 10 kV og 60 kV-niveau. Belastningens **minimale tgø** gøres større end nul ved kun at installere kobbelbare batterier til overholdelse af kravet til maks. tgø. Den samlede kondensatoreffekt på 60 kV-niveau er i 1992 364 Mvar.

Kontrollen med belastningens tgø sker ved gennemførelse af ordinære vinter- og sommermålinger. Målingerne i 1989, 90 og 91 har i gennemsnit for hele området givet følgende værdier for tgø:

	Sommer-nat	Vinter-dag
1989	0,13 (-0,02)	0,21 (0,24)
1990	0,10 (-0,12)	0,20 (0,23)
1991	0,15 (0,00)	0,22 (0,25)

Værdierne i parentes er "dårligste" deltager-værdi. Den reaktive effektbalance i perioden 1989-91 har været god med **rimelige margener** til kravet til både maks. tgø og min. tgø.

Efter installation af de 240 Mvar som følge af 400 kV-omlægningerne på østkysten er den samlede reaktoreffekt på 150 kV-niveau oppe på 490 Mvar fordelt med 170 Mvar i KAS og 80 Mvar på NEV, TJE, LAG og FGD.

Mvar-ordningen vil i den kommende tid blive revurderet ud fra de ændrede forudsætninger, herunder f.eks. den øgede kabellægning på lavere spændingsniveauer, udbygning af 400 kV-nettet, behov for udskiftning af PCB-holdige kondensatorer m.v.

10. Nettabenes betydning

I takt med de mindre reserver på produktionapparatet og stigende vanskeligheder med at udbygge nettet får nettabene større og større betydning. Nettabene varierer meget afhængigt af blandt andet import og eksport. De samlede transmissionstab i 400 og 150 kV-nettet er af størrelsesordenen 150.000 MWh om året svarende til gennemsnitligt 18-26 MW på dagtid.

Tabenes betydning har været fulgt i perioden 1986-92, hvor der har været **målt månedsvis** på 10 udvalgte gamle ledningsstrækninger med små tværsnit. Formålet er både at give et bedre grundlag for **kapitalisering** af nettab og at undersøge, om aflastning af disse gamle ledninger kan retfærdiggøre **fremrykning af netudbygning**.

I perioden 1989-92 har omlægningen af 400 kV-ledninger til 400 kV driftspænding betydet en markant aflastning af f.eks. BIL-STR og HAT-HØN. De samlede nettab i perioden 1986-92 er ikke faldet, men fordelingen er ændret blandt andet som følge af udvekslinger med udlandet.

For 1991 er de fem 150 kV-ledninger med størst tab:

1991		
Ledning	Samlede tab	% af totale tab
1. TRI-TAN	13.146 MWh	8,5%
2. SVS-KNA	5.864 MWh	3,8%
3. FER-THØ	2.537 MWh	1,6%
4. SØN-ABS	2.410 MWh	1,6%
5. STR-BIL	2.293 MWh	1,5%

Hvis man f.eks. kunne halvere tabene i TAN-TRI ved netudbygning, vil kapitalisering af tabsbesparelserne beløbe sig til ca. 15 mio.kr. Dette beløb er tilstrækkeligt til en eventuel fremrykning på 5-10 år af 400 eller 150 kV-netforstærkning til 40-60 mio.kr.

150 kV SVS-KNA har også store tab. Idriftsættelsen af 150 kV-systemet HAT-LAG i 1997 vil aflaste denne ledning. Fremrykning af HAT-LAG 3 år til idriftsættelse i 1994 koster ca. 3,5 mio.kr. Tabsbesparelsen ved fremrykning af HAT-LAG kan værdisættes til ca. 3 mio.kr.

Tabsbesparelserne er dermed af samme størrelse som fremrykningsprisen. Dermed kan man retfærdiggøre en fremrykning af ophængning af 150 kV-systemet på kombistrækningen LAG-HAT fra 1997 til 1994.

11. Netudbygning til og med 1999

Bilag 2 viser 400 og 150 kV-nettet med udgangen af 1992.

Bilag 3 viser, med angivelse af idriftsættelsestidspunktet, de anlæg, der er indstillet til bygning i denne og tidligere NUP'er.

Indstillingerne bygger på netundersøgelser i henhold til netkriterium B, C og D samt vurdering af tabenes betydning. I forbindelse med separat vurdering af transit- og importmuligheder vil nettet blive undersøgt i henhold til kriterium B.

Jævnstrømsluftledningen Tjele-Bulbjerg bygges om i 1992/1993 i forbindelse med udbygningen af Skagerrak-forbindelsen. Udgifterne til ombygningen indgår ikke i NUP'en, men er med i budgettet for Skagerrak pol 3.

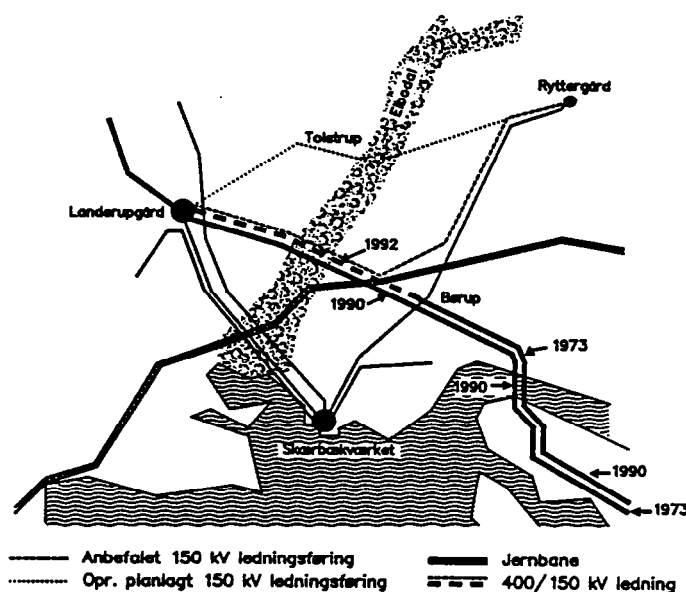
11.1 Tidligere indstillede anlæg

400 kV BØP-LAG, 1993

SV har planlagt en 150 kV-forbindelse fra Landerupgård til Ryttergård i 1992 til forbedring af forsyningssikkerheden for Fredericia.

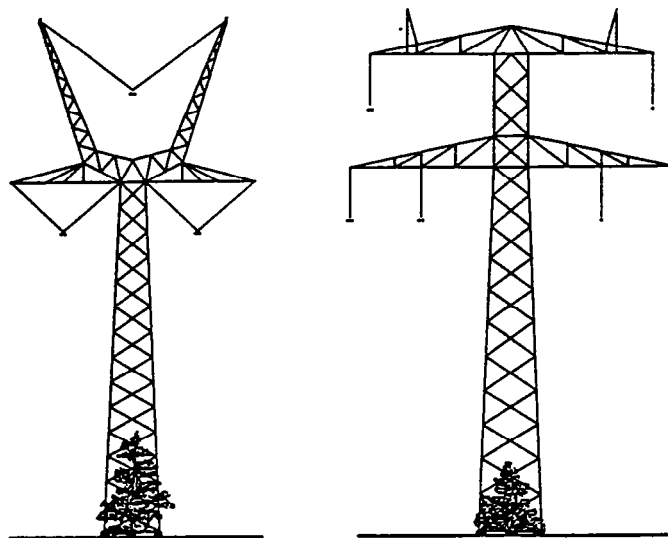
På baggrund af en vurdering af den landskabelige påvirkning af området ved Elbodalen blev der i Regionplantillæg fra 1985 fastlagt en parallel ledningsføring af de to 400 kV-ledninger på ens masterækker (NUP85). Forudsætningen for denne planlægning var, at 150 kV-ledningen LAG-RYT skulle føres separat. Ledningen var planlagt til at krydse Elbodalen ved Tolstrup (figur 5).

Under regionplanbehandlingen af 150 kV-ledningen har Vejle Amt meddelt, at man under hensyn til de fremtidige byudviklingsmuligheder i området vest for Elbodalen ikke vil godkende en separat ledningsføring. I stedet anbefales 150 kV-strækningen ført på ELSAMs kommende 400 kV-master som kombineret 400/150 kV-fremføring fra LAG til jernbanen vest for BØP.



Figur 5: Den foreslåede ledningsføring mellem Landerupgård og Børup.

På bestyrelsesmødet den 7. november 1991 blev 400 kV-strækningen BØP-LAG besluttet fremrykket til 1992 og bygget som en dobbelt 400 kV-ledning med 150 kV på den ene side (figur 6).



Figur 6: Parallelføringen fra Landerupgård over Elbodalen til Børup med to forskellige mastetyper.

Af hensyn til det visuelle indtryk hænges isolatorerne på 150 kV-siden af masten så langt ned, at 150 kV-faselederne hænger i højde med 400 kV-lederne.

Ledningen LAG-BØP-RYT er forsinket og kan næppe stå færdig til idriftsættelse før efteråret 1993.

I henhold til netkriterium C er 400 kV-ledning nr. 2 LAG-FGD nødvendig i 1998, når FVO T4 udgår af effektdisponeringen. Bygges ledningsstrækningen af hensyn til amtets ønsker, kan tabsbesparelserne alene betale en fremrykning af 400 kV-felterne til 1992.

Det er derfor tidligere indstillet, at 400 kV-ledningen drives ved 400 kV-spænding fra starten, idet der bygges et 400 kV-tobryderfelt i FGD og et i LAG. Dermed afvikles den eksisterende T-afgrening i BØP også i 1993.

Tilslutning af SVS31 (B3 436 MW), 1997/98

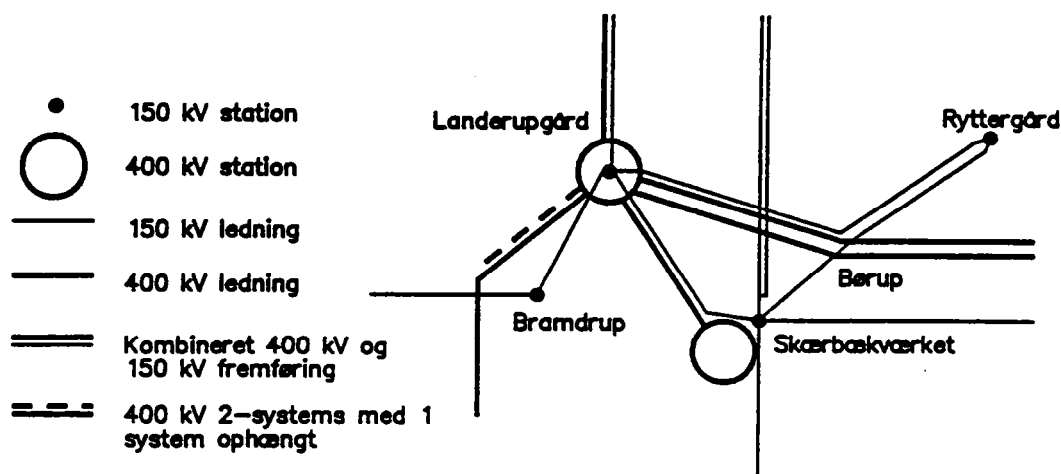
SVS31 forventes idriftsat ved årsskiftet 1997/98. Produktionen føres direkte til station LAG på 400 kV, idet de to 150 kV-systemer på kombiledningen SVS-LAG sammenlægges til et 400 kV-system og anvendes til generatorfødeledning. Samtidig hænges 150 kV-systemet op mellem SVS-LAG. Udgifterne indgår alle på blokprojektet.

Aflastningen af SVS-KNA er nødvendig, når SVS31 idriftsættes. 150 kV-systemet LAG-HAT hænges op på kombimasten senest i 1997. Der vælges ledere med tværsnit-tet duplex 454 mm² SA.

Med forsinkelse af NEV-TRI og den deraf følgende koncentration af arbejder er der af driftssikkerheds- og ressourcensyn inden for anlægssiden et ønske om fremrykning af HAT-LAG.

Tabsbesparelser kan stort set betale en fremrykning. Det indstilles, at ledningen hænges op i 1994 i stedet for i 1997 af hensyn til andre arbejder i nettet.

Figur 7 viser netkoblingen omkring Landerupgård i 1998, efter omlægningerne er gennemført, og SVS31 er bygget.



Figur 7: Nettet omkring Landerupgård og Skærbækværket fra 1998

Tilslutning af NEV3 (B3 455 MW), 1998/99

NEV3 forventes idriftsat ved årsskiftet 1998/99. Blokken tilsluttes 400 kV-nettet direkte på 400 kV-station NEV.

Udnyttelse af Konti-Skan 2, 1995

Når NEV B3 er idriftsat, vil der i en række driftssituationer være en begrænsning på samtidig udnyttelse af NEV B3 og Konti-Skan 2. I NUP87 blev det indstillet, at nettet af hensyn til udnyttelsen af NEV B3 og Konti-Skan 2 udbygges med sikkerhed mod mangel af en enkelt komponent (SMEK).

I NUP87 blev det derfor også indstillet, at **400 kV-ledningen NEV-TRI** bygges samtidig med NEV B3, og at den drives ved 400 kV-driftsspænding fra starten.

På bestyrelsesmødet den 26. september 1991 blev det godkendt, at 400 kV NEV-TRI fremrykkes og bygges til idriftsættelse i 1995 af hensyn til renoveringsbehov, tabsbesparelser og den svenske transitret (jf. side 30).

Ledningen er optaget i regionplanen for 1980, og den er her planlagt til at **krydse Mariager Fjord ved Dania**. En arbejdsgruppe mellem amterne og elselskaberne har anbefalet i stedet at bygge en **kombineret fjordkrydsning ved Katbjerg** i nærheden af den gamle 150 kV-krydsning. Vælger man dette, vil krydsningen blive lavere og 400 kV-ledningen blive billigere end i det planlagte tracé. Den eksisterende 150 kV-krydsning kan i så fald fjernes. Samtidig blev muligheden for at føre ledningen **vest om Hobro** langs den nye motorvej vurderet for dermed helt at undgå fjordområderne. Nordjyllands Amt vurderede ikke denne løsning som attraktiv.

Regionplantillæg har været til offentlig høring med deraf følgende indsigelser. Den endelige politiske vedtagelse af linieføringen forventes tidligst ultimo 1992. Forslag til Regionplantillæg indeholder kombineret krydsning af Mariager Fjord ved Katbjerg. Desuden har amterne ønsket 150 kV-strækningerne HNB-Mariager Fjord og Mariager Fjord-FER fjernet. Det betyder, at 150 kV-ledningen ved Rold Skov og Madum Sø fjernes.

Desuden har ELSAM givet tilsagn om, at 150 kV-tosystemsledningen TRI-HNB kan fjernes, hvis den nye 400 kV-ledning kan bygges som en 400/150 kV kombineret ledning i dette tracé.

Ledningen NEV-TRI forventes derfor bygget som en kombineret 400/150 kV-ledning på stort set hele strækningen. Ved valg af den kombinerede Katbjerg-løsning er der tale om en merudgift for elselskaberne på ca. 23 mio.kr. Tabsbesparelserne ved den kombinerede fremføring kan kapitaliseres til 10-13 mio.kr.

400/150 kV-station FER, 1998/99

På det tidspunkt NEV blok 3 idriftsættes er der i henhold til netkriterierne behov for øget transformeringskapacitet i Nordjylland.

I NUP87 blev det indstillet, at 400 kV-station FER på dette tidspunkt oprettes med 400/150 kV transformering.

11.2 Anlæg der indstilles til bygning i denne NUP

Ombygning af 400 kV Kassø-Vejen (VJN), 1996-98

400 kV KAS-TJE er bygget i 1965 med deraf følgende behov for masterrenovering i 1998-2005.

Det **indstilles**, at 400 kV-strækningen fra KAS-VJN af hensyn til den bedst mulige langsigtede udnyttelse af traceet ombygges til 400 kV tosystemsledning på Donau-master. Ombygningen forventes at kunne ske i årene 1996-98. Det endelige tidspunkt afhænger dels af idriftsættelse af 400 kV NEV-TRI dels af indpasning af de øvrige arbejder.

Foretages ombygningen, vil der frigøres gamle master, som efter omgalvanisering eventuelt kan anvendes ved renovering af strækningen VJN-TJE. Stillingtagen til, hvorvidt VJN-TJE skal renoveres eller ombygges, afventer blandt andet langsigtede undersøgelser af netstrukturen på østkysten af Jylland og i Vestjylland (jf. side 41).

Fremrykning af 150 kV HAT-LAG, 1994

Tabbesparelser ved fremrykning af LAG-HAT fra 1997 til 1994 vil kunne betale meromkostningen af denne fremrykning (jf. side 34). Af hensyn til forsinkelse af NEV-TRI og indpasning i de øvrige arbejder **indstilles** ophængningstidspunktet ændret fra 1997 til 1994.

11.3 Jord- og kortslutningsforhold

Jording af højspændingsnettet udføres i overensstemmelse med praksis, beskrevet i blåt notat S79/62a - "Jordingspraksis".

Afbrydere udskiftes løbende, efterhånden som brydeevnen bliver for lille, eller antallet af koblinger giver anledning til for hyppige revisioner.

Ved stigende kortslutningsstrømme installeres der efter behov reaktorer i stjernepunktet på 150/60 kV- eller 400/150 kV-transformere.

Størrelsen af jord- og kortslutningsstrømmene har ikke givet anledning til særlige problemer.

12. Netudviklingstendenser og perspektiver

Udviklingstendenserne er dels beskrevet generelt dels ved en perspektivperiode.

Perspektivperioden dækker perioden år 2000–2010. Der regnes ikke med nye byggepladser inden for den aktuelle tidshorisont. Med de udbygninger og renoveringer, der er planlagt, bliver effekten på de eksisterende kraftværker opretholdt gennem 90'erne.

SHE – 600 MW forventes først idriftsat efter år 2000. Enheden tilsluttes 400 kV-nettet i KAS via en 400/150 kV-kombiledning. Den bygges i det ene af de to eksisterende 150 kV-traceer mellem SHE og KAS ved nedrivning af den ældste 150 kV-ledning. 400 kV-systemet på kombiledningen skal anvendes som generatorfødeledning. Der vil så også fremover være to 150 kV-systemer mellem SHE og KAS. Med de nuværende forudsætninger er der ikke behov for yderligere netforstærkning i forbindelse med SHE-600 MW. En afvikling af 220 kV-nettet kan afhængigt af tidspunktet koordineres med idriftsættelsen af SHE – 600 MW.

Afhængigt af udviklingen omkring transitter inden for EF, Nordelsamarbejde m.v. forventes det, at **visse gamle 150 kV-ledninger** vil blive **skrottet** inden for perspektivperioden. Skrotningerne afhænger blandt andet af de faktiske renoveringsomkostninger. Ledningstraceerne vil enten blive brugt til nye ledninger eller nedlagt.

Af hensyn til **spændingsforholdene i Vestjylland** bliver det nødvendigt at bygge 400 kV-ledningen Landerupgård-Vejen-Jegsmark omkring år 2000 (**bilag 4**). Med de nuværende forudsætninger er det tidligste idriftsættelsestidspunkt 2002.

Hidtil har der været installeret én 400 MVA-transformer i hver 400 kV-station. I 1992 er transformer 2 installeret i KAS af hensyn til driftssikkerheden under eksporter og i FGD af hensyn til forsyningssikkerheden.

Med de stigende transporter på 400 kV-niveau vil der på længere sigt blive behov for forøget transformerkapacitet i visse 400 kV-stationer, f.eks. TRI, NEV og TJE. Tidspunktet er ikke fastlagt, men kan afhænge af blandt andet driftssikkerhed og udvekslingen med udlandet.

12.1. Revurdering af netstrukturen

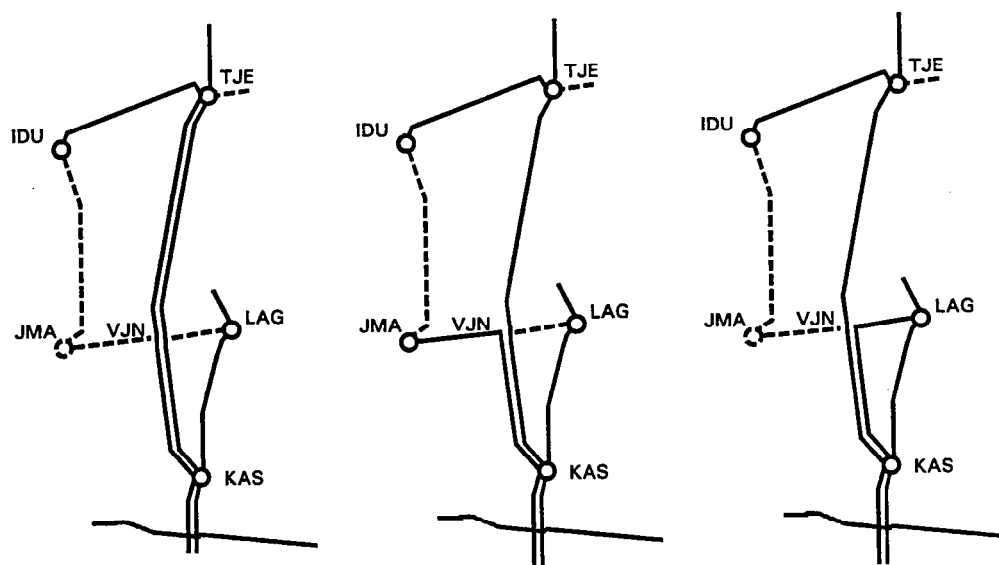
På **østkysten** mellem TRI og KAS er der behov for revurdering af den nuværende netstruktur. Der er igangsat arbejde, der skal belyse behovet for ophængning af system 2 på 400 kV MAL-TRI. Tidspunktet for dette system kan få indflydelse på 150 kV udbygningen mellem MAL og TRI. På nuværende tidspunkt ser det ud til, at overføringsbehovet på 150 kV gør det attraktivt på længere sigt at ombygge den gamle ledning HAT-HØN til et større tværsnit. Ombygningen kan blive aktuel allerede i 1996-97.

På **vestkysten** mellem IDU og JMA er der ligeledes behov for en nøjere vurdering af etableringstidspunktet for 400 kV-strækningen IDU-JMA og af placeringen af station JMA.

400 kV-ledningen KAS-TJE spiller en stor rolle i transporten af elektricitet fra Skagerrakforbindelsen. KAS-TJE, der er bygget i 1965, har et stort masterenoveringsbehov i 1998-2005. I denne NUP er det indstillet, at den sydlige tredjedel KAS-VJN ombygges til tosystemsledning i perioden 1996-98.

Med ombygningen af KAS-VJN skabes der langsigtede udviklingsmuligheder for enten at ombygge hele strækningen til TJE eller at renovere den resterende del og føre det ene system på tosystemsmasterækken videre mod vest til JMA eller til LAG.

Figur 8 viser nogle af de principielt forskellige langsigtede udviklingsmuligheder for KAS-VJN-TJE sammen med de eksisterende og de fremtidige 400 kV-strækninger. Om resten af strækningen VJN-TJE også skal ombygges afhænger blandt andet af revurderingen af netbehov på østkysten og på vestkysten.



Figur 8: Skitse-mæssige udviklingsmuligheder for udnyttelse af 400 kV KAS-VJN-TJE sammen med de eksisterende (—) og de fremtidige (--) 400 kV-strækninger

12.2. Elektrisk forbindelse under Storebælt, 1997

Ved folketingsbeslutning marts 1992 blev det pålagt ELSAM og ELKRAFT at træffe beslutning om etablering af en elektrisk forbindelse under Storebælt.

Der er således indgået en aftale om at bygge en jævnstrømsforbindelse på 500–600 MW i sin første udbygning. Forbindelsen planlægges rent teknisk, så den eventuelt senere kan udbygges til det dobbelte.

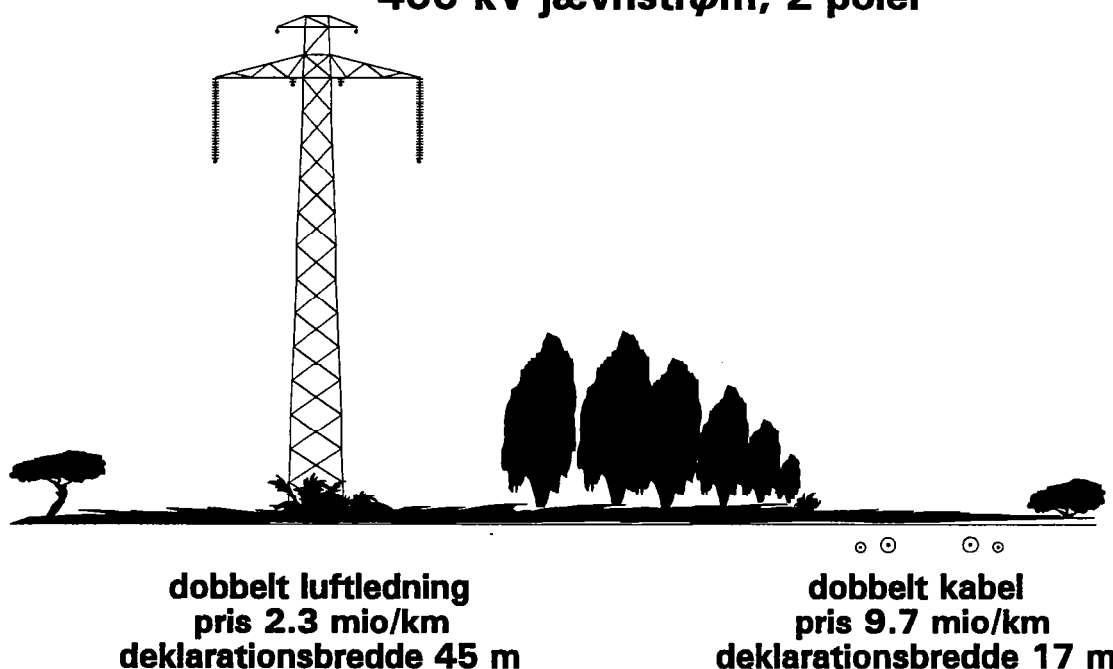
Forbindelsen udføres for jævnstrøm, da de to systemer ELSAM og ELKRAFT ligger i hver sit synkrone system. En vekselstrømsforbindelse over Storebælt vil ikke kunne koble de to store synkrone blokke sammen.

Idriftsættelsestidspunktet for Storebæltsforbindelsen er fastsat til 1997. Storebæltsforbindelsen udføres som en separat jævnstrømspol uden direkte sammenkobling til øvrige jævnstrømsforbindelser.

Søkabelforbindelsen under Storebælt er ca. 30 km lang. Det forventes, at forbindelsen, i modsætning til de tidligere jævnstrømsforbindelser, vil blive udført med metallisk retur i stedet for retur i jorden. Den metalliske retur anvendes først og fremmest af hensyn til nærføring med gasrøret i Storebælt.

De tekniske specifikationer er endnu ikke lagt fast. Tilslutning til det jysk-fynske transmissionsnet vil dog ske direkte på 400 kV-niveau i Fraugde.

400 kV jævnstrøm, 2 poler



Figur 9: Jævnstrømsmast for 400 kV som tænkes anvendt på land ved Storebæltsforbindelsen.

Kabellægning af jævnstrømsforbindelsen på land ville koste 2 gange så meget som luftledning i sin første udbygning og 4 gange så meget i sin maksimale udbygning.

Der er ikke indgået udvekslingsaftaler på forbindelsen. Derfor kan de driftsmæssige forhold for jævnstrømsforbindelsen i forhold til de to systemer heller ikke fastlægges. I forbindelse med nord-/sydgående transitter over ELSAM-systemet alene vil tabene i vekselstrømsnettet andrage ca. 9 MW ved 250 MW transport – mindre end ved andre transportveje.

Til sammenligning vil alene omsætningen ved 250 MW fra vekselstrøm til jævnstrøm og tilbage igen løbe op i 2–3 MW. Dertil kommer så tab i selve jævnstrømsforbindelsen på 1,5 MW. Som alternativ til en direkte vekselstrømstransportvej vil en jævnstrømsforbindelse altid være en omvej.

Analyser har da også bekræftet, at Storebæltsforbindelsen ikke er den naturlige transportvej, da de normale transportbehov er nord-/sydgående og ikke øst-/vestgående.

De samlede tab i en Storebæltsforbindelse udgør ca. 11 MW ved 600 MW transport (ca. 2%). Ved nord-/sydgående transporter over Storebælt kan disse i normale situationer betragtes som mertab.

12.3 Forsyningsforhold

De nye 150 kV-forsyningsstationer, der forventes bygget inden 2005, fremgår af bilag 4. Desuden fremgår det tidligste idriftsættelsestidspunkt for de fremtidige 400 kV-samarbejdsledninger.

Selv om 400 kV-netudbygningen nu muliggør et **generationsskift i tilslutning af nye blokke og større effekttransporter på 400 kV**, vil det underliggende 150 kV-net i en årrække fortsat udgøre en væsentlig del af transmissionssystemet. I takt med udviklingen i elforbruget vil en stor del af 150 kV-nettet inden for perspektivperioden enten overgå til forsyningsformål eller blive renoveret eller evt. erstattet af nye ledninger med større overføringskapacitet.

Når FGD-LAG 2 er omlagt til 400 kV-driftspænding er der dobbelt 400 kV-forsyning af Fyn. Fra ca. 2005 kan det blive aktuelt at lade 150 kV-nettet på Fyn **overgå til ødrift** så SVS-GRP og ABS-SØN overgår til **reserveledninger**, der under normale driftsforhold vil være udkoblede.

Tidspunktet for overgang til ødrift vil afhænge af nettab, driftssikkerhed og behovet for at belaste 400 kV-ledningerne ud over det, paralleldriften i dag tillader.

12.4 Vindkraft og decentrale værker

Vindkraftens betydning for netudbygningen kendes ikke på nuværende tidspunkt. Pr. 1. januar 1992 findes 318 MW-vindkraft installeret i ELSAM-området fordelt på vindmølleparker og enkeltmøller.

Med den nu godkendte vindmølleaftale vil det betyde, at der i ELSAM-området må forventes en så stor tilgang af vindmøller, at den samlede effekt i 90'erne vil nå op over 500 MW. En så stor vindkraftandel kan give driftsmæssige problemer. En kraftigt øget vindkraftudbygning kan resultere i et behov for tyristorregulerede reaktive netelementer og en egentlig netregulator med direkte regulering af kraftværkerne.

Den store andel af decentrale værker og vind øger kravet til lastregulering på de store kraftværksblokke. Der er igangsat udredningsarbejde til belysning af disse problemstillinger og konsekvenser. Den enkleste måde at løse problemet på er at begrænse udbygningen med decentrale værker og vind i 90'erne. Alternativt kan der blive behov for f.eks. forbrugsstyring, bygning af gasturbiner eller lastplaner for decentrale værker.

13. Økonomi og betalingsforhold

Netanlæg godkendes altid i bestyrelsen med et **planlægningsbudget**. Når projektet kendes i detaljer (og senest når spaden sættes i jorden), erstattes dette budget af det egentlige **anlægsbudget**, som regnskabet skal holdes op imod.

13.1 Økonomi

13.1.1 Anlæg der indstilles til bygning

1. Senest på det tidspunkt, hvor der installeres ny effekt på Skærbækværket, er det nødvendigt at aflaste 150 kV Skærbækværket-Knabberup. 150 kV-systemet **Landerupgård-Hatting** hænges op på kombistrækningen.

Tabbesparelser kan stort set betale en fremrykning. Det **indstilles**, at ledningen hænges op i 1994 i stedet for i 1997 af hensyn til andre arbejder i nettet.

Budgettet er på 25,3 mio.kr. SV betaler for ophængning af en enkeltledning 772 mm² SA mellem Høgsholt og Hatting ca. 9,4 mio.kr. og ELSAM resten, 15,9 mio.kr.

2. Det **indstilles**, at 400 kV-delstrækningen **Kassø-Vejen** i stedet for at blive renoveret ombygges til tosystemsledning i perioden 1996-98. Budgettet er på 206 mio.kr. Beløbet betales af ELSAM.

13.1.2 Afsluttede anlæg

Østkysten mellem Trige og Kassø er nu omlagt til 400 kV over en periode fra 1989 til 1992.

I 1991 er Fraugde-Landerupgård 1 omlagt til 400 kV-driftspænding ved oprettelse af 400/150 kV-station **Fraugde** med transformering. Det samlede budget for transformering og omlægning af ledningen er på 45,9 mio.kr. inkl. et halvt og et helt 400 kV-felt i Landerupgård. Regnskabet er på 48,6 mio.kr. Beløbet er betalt af ELSAM.

For tilslutning af FVO7 i 1991 er der bygget en 400 kV-generatorfødeledning fra Fynsværket til Fraugde. Budget og regnskab indgår i blokprojektet.

I 1991 er der installeret en 150 kV-reaktor i **Fraugde**. Budgettet er på 7,2 mio.kr. Regnskabet er på 6,6 mio.kr. Beløbet er betalt af ELSAM. Reaktoren er den sidste af

en serie på i alt 240 Mvar, der af hensyn til omlægning af østkysten blev indstillet til bygning i NUP87.

SH har af hensyn til tabsbesparelsen hængt 150 kV-systemet **Kassø-Magstrup** op i 1992. SH har betalt systemet i henhold til Netbetalingsreglerne.

150 kV **Mosbæk-Tjele** er idriftsat i 1991 til aflastning af den gamle 150 kV-ledning Hornbæk-Tinghøj-Ferslev. Budgettet var på 72,8 mio.kr. inkl. 150 kV-felt i Mosbæk. Det foreløbige regnskab er på 47,9 mio.kr. Der er ydet 70% tilskud til MK og NK til ledningen og 70% tilskud til NK til feltet i Mosbæk. ELSAMs andel af beløbet er på 33,5 mio.kr. Ledningen er dermed blevet betydelig billigere end budgetteret.

For **tilslutning af VKE8** i 1992 er der bygget en 150 kV-generatorfødeledning til Lykkegård. Der er etableret SF₆-koblingsanlæg ved blokken. Budget og regnskab indgår i blokprojektet.

I 1991 har MK idriftsat **samleskinnebeskyttelse** på 150 kV-station Studstrup. Budgettet er på 3,3 mio.kr., og regnskabet er på 3,3 mio.kr. Dette er betalt som et fællesfinansieret anlæg.

MK har installeret en forenklet **samleskinnebeskyttelse** på 150 kV-station Hasle i 1992. MK har betalt hele udgiften.

SV har installeret **samleskinnebeskyttelse** på 150 kV-station Malling i 1991. SV har betalt hele udgiften.

150 kV Vester Hassing-Vendsysselværket-Aalborg Ø er i 1992 af hensyn til udnyttelsen af Konti-Skan-forbindelsen sløjfet ind på **Vendsysselværket** ved bygning af et **150 kV-felt**. Budgettet er på 1,6 mio.kr. Regnskabet er på 1,8 mio.kr. ELSAM har betalt 1,2 mio.kr. tilskud til feltet.

SV og SH har bygget 150 kV-ledningen **Bramdrup-Andst-Magstrup** som 150 kV-reserve til Bramdrup. Budgettet for strækningen i SHs område er på 14,5 mio.kr. Regnskabet er på 15,7 mio.kr. Heraf har ELSAM betalt ca. 11,0 mio.kr. SH betaler resten. SV har betalt alle udgifter i eget område.

SH har fået tilskud til forstærkning af 150 kV-feltet i Magstrup. ELSAM har betalt 0,6 mio.kr., SH betaler resten.

SH har fået tilskud til 150 kV-transformerfeltet i Kassø. Regnskabet er på 3,1 mio.kr. ELSAM har betalt 2,2 mio.kr. og SH resten.

13.1.3 Tidligere besluttede anlæg

Nedennævnte anlæg er indstillet til bygning i tidligere NUP'er. I listen indgår også anlæg, der er gået i drift, men ikke regnskabsafsluttede.

3. I 1992 er system 2 på **400 kV Kassø-Grænsen** hængt op. Anlægsbudgettet er på 12,9 mio.kr. Anlægget er idriftsat, men regnskabet er ikke afsluttet. Beløbet betales af ELSAM.
4. I 1992 er **Landerupgård-Kassø** omlagt til 400 kV ved bygning af den manglende del af 400 kV-ledningen **Landerupgård-Bramdrup vest** i 1992. Anlægsbudgettet er på 24,6 mio.kr. for ledningen.

Anlægsbudgettet for 400 kV-felter i Landerupgård er 9,8 mio.kr. Beløbet betales af ELSAM.

I 1992 installeres 400/150 kV-transformer 2 i Kassø. Der bygges et 400 kV-felt i Kassø. Det samlede budget for anlæg i Kassø er på i alt 42,5 mio.kr. Beløbet betales af ELSAM.

5. **400/150 kV-transformer 2 i Fraugde** er fremrykket til 1992. Budgettet er på 22,6 mio.kr. Beløbet betales af ELSAM. Derudover har FV bygget og betalt 150 kV-transformerfeltet. Anlæggene er idriftsat, men ikke regnskabsafsluttede.
6. **400 kV-strækningen Børup-Landerupgård** fremrykkes til 1992/93 og bygges som en 400 kV-dobbeltledning med et 150 kV-system på den ene side. Anlægsbudgettet er på 34,9 mio.kr. inklusive 400 kV-felter i Fraugde og Landerupgård. Heraf betaler SV ca. 6,6 mio.kr. og ELSAM resten.
7. **400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige** bygges til idriftsættelse i marts 1996, og ledningen drives ved 400 kV-driftspænding fra starten. Ledningen forventes således ca. et halvt år forsinket, idet tillæg til Regionplanen med den kombinerede krydsning ved Katbjerg endnu ikke er endelig godkendt af Nordjyllands- og Århus amter. Budgettet for ledningen er på 344,8 mio.kr., inklusive ophængning af 150 kV-system. Betalingsfordelingen for 150 kV-systemerne i henhold til Netbetalingsreglerne fremgår af appendix 1.

NK betaler ca. 12,9 mio.kr. og MK tilsvarende ca. 21,0 mio.kr.

400 kV-stationsanlæg i Trige og på Vendsysselværket er budgetteret til i alt 26,1 mio.kr. Beløbet betales af ELSAM.

8. 400 kV-station Ferslev oprettes samtidig med NEV3 i 1998/99 med 400/150 kV-transformering. Budgettet er på ca. 47,3 mio.kr., som betales af ELSAM. Transformertfeltet på ca. 3,6 mio.kr. betales af NK.

Tabel 1, side 4 viser budgetter og ELSAMs andele af besluttede og foreslåede anlæg samt regnskaber for afsluttede anlæg.

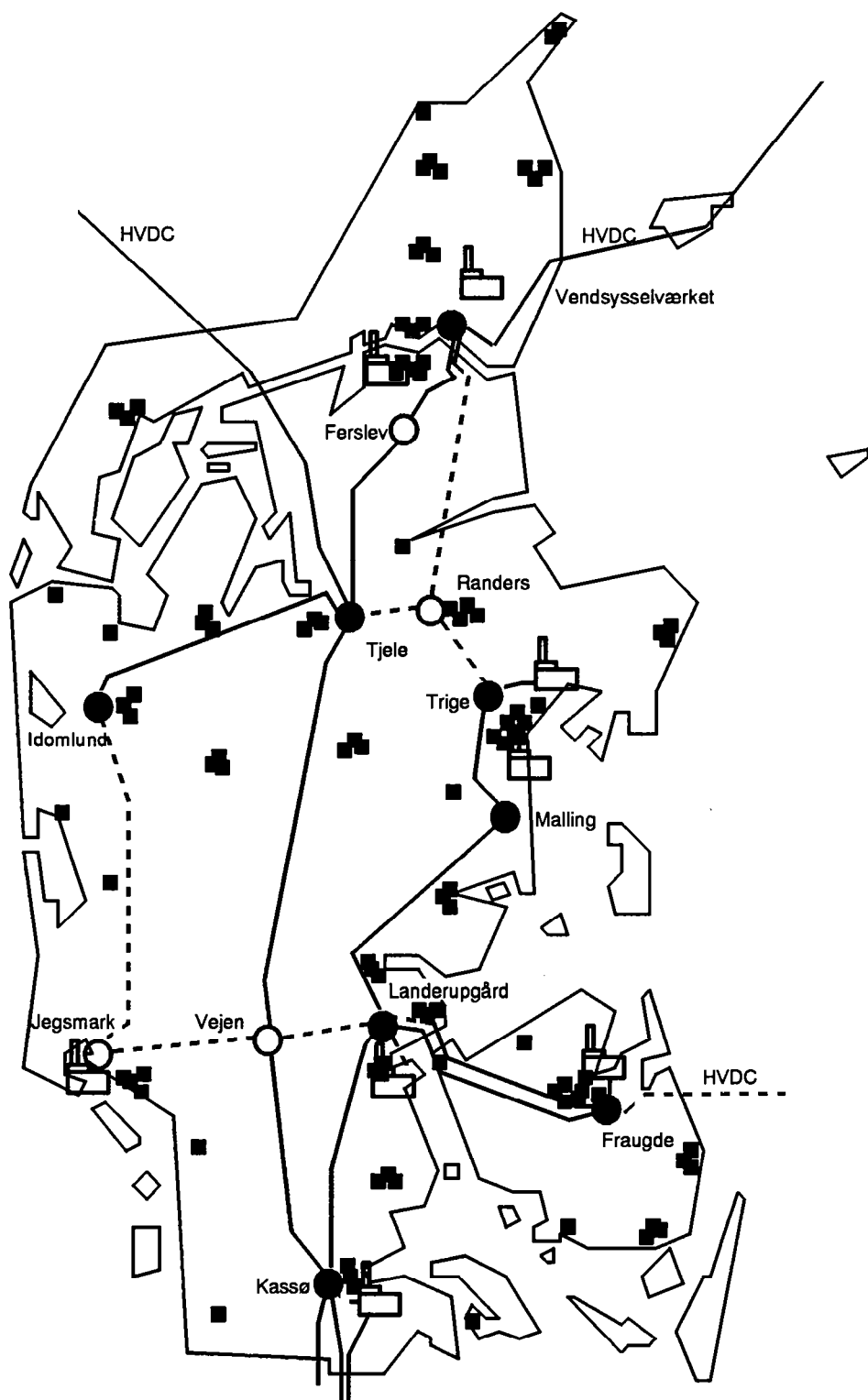
13.2 Betalingsforhold

Deltagerne har overtaget 150 kV-andelen af alle eksisterende kombistrækninger efter gældende Netbetalingsregler.

Netbetalingsreglerne er i 1992 revideret, således at kombineret fremføring som følge af samfundshensyn kan fremmes. Betalingsfordelingen for 400 kV NEV-TRI er fastlagt under hensyntagen til de opdaterede Netbetalingsregler.

Appendix 1 beskriver betalingsfordelinger for eksisterende og kommende anlæg.

Appendix 2 viser investeringsplaner for anlæg for 60 kV og højere spændinger i 1992-priser. For 60 kV-anlæggenes vedkommende kun de anlæg, som deltagerne betaler og ejer.

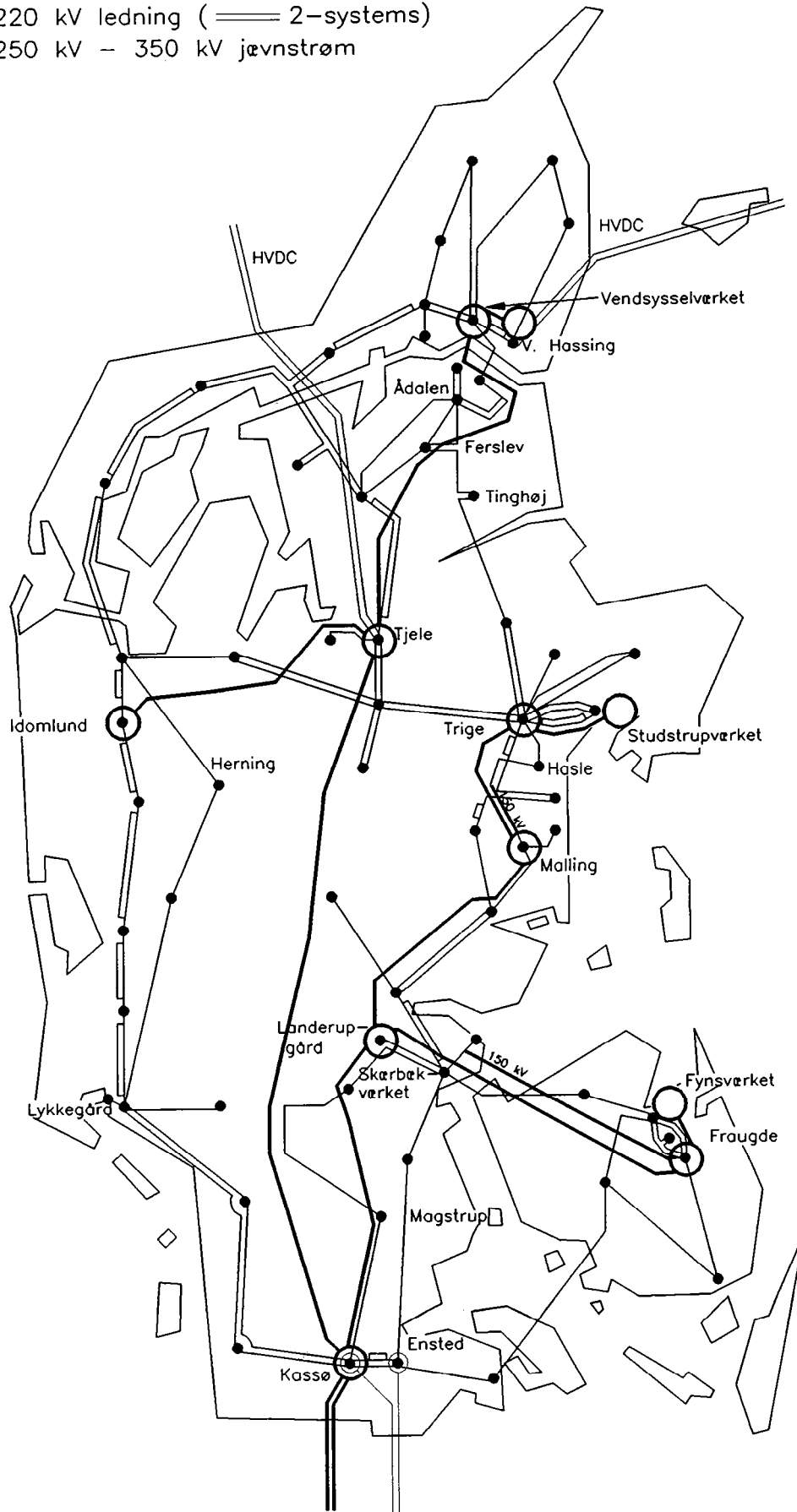


- — Eksisterende 400 kV-station, ledning ultimo 1992
- - - - Fremtidig 400 kV-station, ledning
- 220 kV-forbindelser
- Jævnstrømsforbindelser
- - - Fremtidig jævnstrømsforbindelse

Ultimo 1992

Bilag 2
NUP 92

- 150 kV station ⊙ Transformering 400/150 kV ⊙ 220/150 kV
- 400 kV station
- 150 kV ledning (== 2-systems)
- 400 kV ledning (== 2-systems)
- 400+150 kV kombiledning
- 400 kV ledning, 2-systems m. 1 400 kV system og 2 150 kV systemer
- 220 kV ledning (== 2-systems)
- 250 kV – 350 kV jævnstrøm

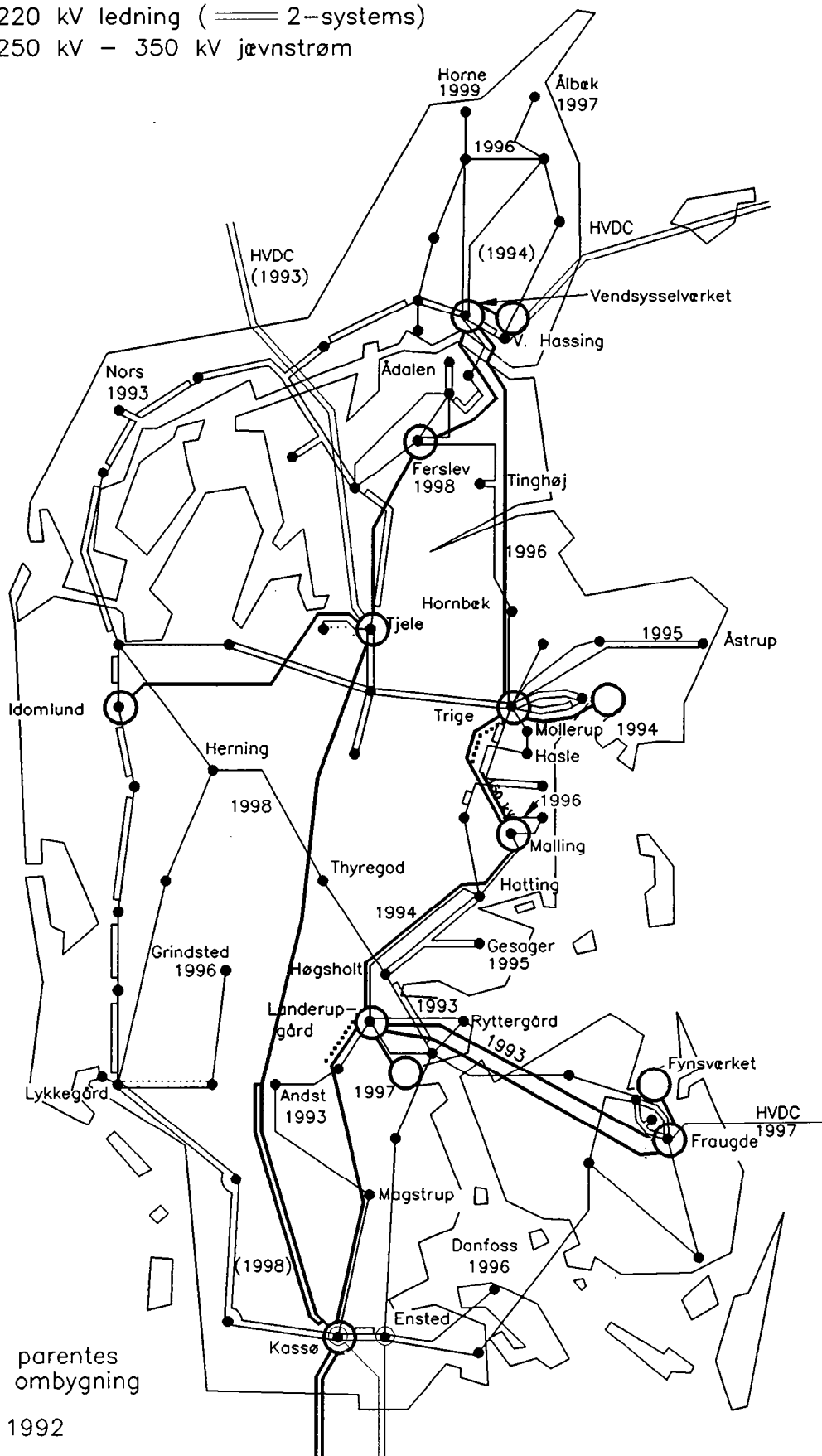


Planlagt netudvikling til 1999

Indstillede anlæg og planlagte forsyningsanlæg

Bilag 3
NUP 92

- 150 kV station ⊙ Transformering 400/150 kV ⊙ 220/150 kV
- 400 kV station
- 150 kV ledning (== 2-systems) (----- 1 system ophængt)
- 400 kV ledning (== 2-systems) (----- 1 system ophængt)
- == 400+150 kV kombiledning
- == 400 kV ledning, 2-systems m. 1 400 kV system og 2 150 kV systemer (----- 1 150 kV system ophængt)
- 220 kV ledning (== 2-systems)
- == 250 kV – 350 kV jævnstrøm



Årstal i parentes
angiver ombygning

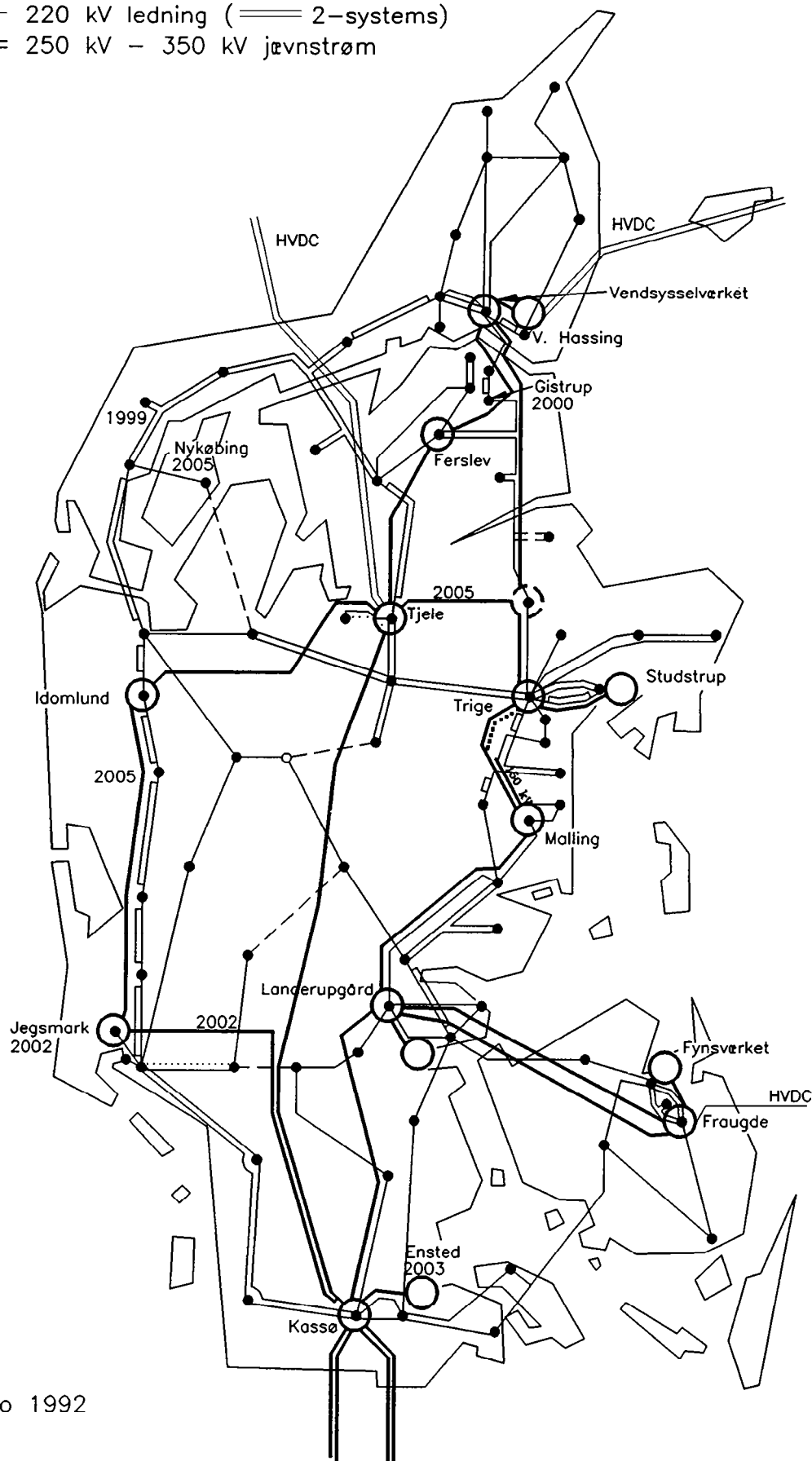
Ultimo 1992

Forventet langsigtet netudvikling

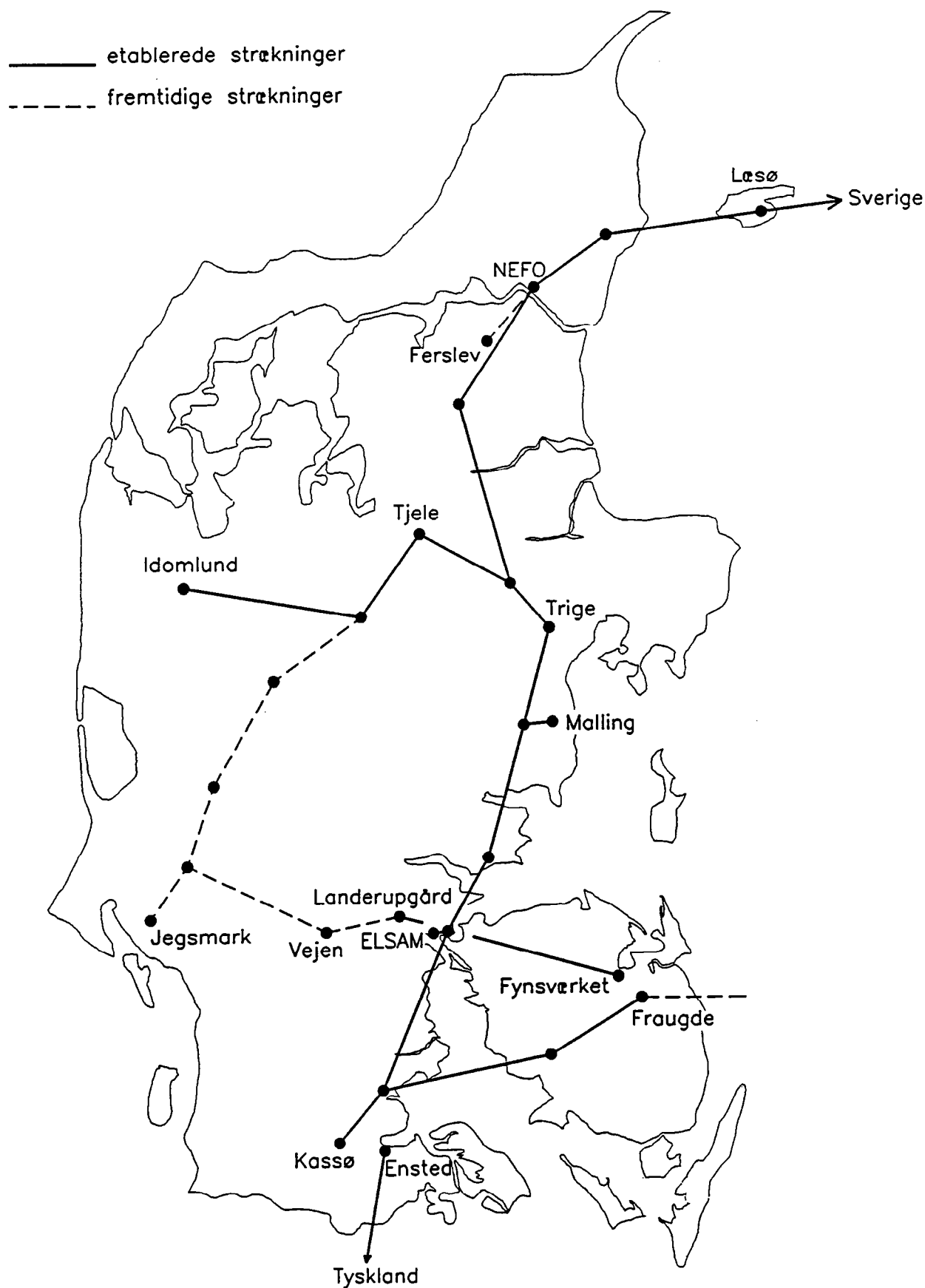
Bilag 4
NUP 92

Tidligste idriftsættelsestidspunkt

- 150 kV station ○ planlagt ○ 400 kV station
- ⊙ Transformering 400/150 kV ⊙ 220/150 kV
- 150 kV ledning (== 2-systems) (----- 1 system ophængt) (--- planlagt)
- 400 kV ledning (== 2-systems) (----- 1 system ophængt)
- == 400+150 kV kombiledning
- == 400 kV ledning, 2-systems m. 1 400 kV system og 2 150 kV systemer (----- 1 150 kV system ophængt)
- 220 kV ledning (== 2-systems)
- == 250 kV – 350 kV jævnstrøm



ELSAMs radiokædesystem



Stationsforkortelser

400 kV-stationer, kraftværker og afgreningspunkter

AUD	AUDORF	KAS	KASSØ	TJE	TJELE
FER	FERSLEV	LAG	LANDERUPGÅRD	TRI	TRIGE
FGD	FRAUGDE	MAL	MALLING	VHA	VESTER HASSING
FVO	FYNSVÆRKET	MKS	STUDSTRUP	VJN	VEJEN
IDU	IDOMLUND	NEV	VENDSYSSELVÆRKET		
JMA	JEGSMARK				

220 kV-stationer, kraftværker og afgreningspunkter

AUD	AUDORF		
FLE	FLENSBORG	SHE	ENSTEDVÆRKET
KAS	KASSØ		

150 kV-stationer, kraftværker og afgreningspunkter

ABS	ABILDSKOV	HØN	HØRNING	RIB	RIBE
ADL	AADALEN	IDU	IDOMLUND	RSL	ROSLEV
AND	ANDST	JMA	JEGSMARK	RYT	RYTTERGÅRD
BBR	BREDEBRO	KAE	KARLSGÅRDE	SBA	STARBAKKE
BDK	BREDKÆR	KAS	KASSØ	SDL	SINDAL
BDR	BRAMDRUP	KIS	KISTRUPHEDE	SFE	SDR. FELDING
BED	BEDSTED	KNA	KNABBERUP	SHE	ENSTEDVÆRKET
BIL	BILSTRUP	KRU	KRUSÅ	SKA	SKANSEN
BJH	BJØRNHOLT	LAG	LANDERUPGÅRD	SKG	SKAGEN
BØP	BØRUP	LOL	LOLDROP	SKR	SKRILLINGE
DNF	DANFOSS	LYK	LYKKEGÅRD	SRP	SMORUP
DYB	DYBVAD	MAG	MAGSTRUP	STR	STRUER
EST	ESTRUPVEJ	MAL	MALLING	STS	STOVSTRUP
FER	FERSLEV	MAN	MANSTRUP	SVB	SVENDBORG
FGD	FRAUGDE	MES	MESBALLE	SVS	SKARBÆKVÆRKET
FRD	FREDENSDAL	MKA	MIDTKRAFT	SØN	SØNDERBORG
FRT	FRØSTRUP	MKS	STUDSTRUP	TAN	TANGE
FRÆ	FRÆR	MLP	MOLLERUP	THY	THYREGOD
FVO	FYNSVÆRKET	MLU	MOSELUND	THØ	TINGHØJ
GES	GESAGER	MOS	MOSBÆK	TJE	TJELE
GRI	GRINDSTED	MSL	MÅRSLET	TRI	TRIGE
GRP	GRADERUP	NEV	VENDSYSSELVÆRKET	TYS	TYRSTRUP
GST	GISTRUP	NKA	NK KRAFTVÆRK	VHA	VESTER HASSING
HAS	HASLE	NOG	NORDBORG	VID	VIDEBÆK
HAT	HATTING	NOT	NOTMARK	VIL	VILSTED
HER	HERNING	NSP	NIBSTRUP	VKE	VK ESBJERG
HIR	HIRSHALS	NYK	NYKØBING	ÅBK	ÅLBÆK
HNB	HORNBÆK	OSV	ODENSE SYDVEST	ÅBV	ÅLBORG VEST
HOD	HOLSTED	OSØ	ODENSE SYDØST	ÅBØ	ÅLBORG ØST
HOE	HORNE	QGS	GRÅSTEN	ÅSP	ÅSTRUP
HSK	HØSKOV	QNG	NORDBORG		
HVO	HVORUPGÅRD	RHT	RØRHOLT		
HVV	HÅNDVÆRKERVEJ				

Betalingsfordelinger for netanlæg

ELSAM har betalingspligt og ejendomsret på alle 400 kV-anlæggene, udlandsforbindelser ≥ 150 kV samt 150 kV-anlæg til regulering af den reaktive effektbalance.

Deltagerne har betalingspligt og ejendomsret på alle 150 kV-anlæggene (ekskl. reaktiv effekt og de til udlandsforbindelserne benyttede) samt 150 kV-andelen på eksisterende kombistrækninger.

Betalingsfordeling for anlæg fra og med 1. januar 1993

- a. I 1993 bygges kombineret 400/150 kV-ledning fra **Landerupgård** over Elbodalen til **Børup**. SV betaler en andel svarende til en enkeltledning med 772 mm² SA fra LAG til jernbanen vest for BØP. ELSAM betaler resten.
- b. I 1996 bygges kombineret 400/150 kV-ledning **Vendsysselværket-Trige**. Den endelige ledningsføring afventer amternes godkendelse af Regionplantillæg. MK og NK betaler svarende til en enkeltledning med 772 mm² inden for eget område.

ELSAM yder et tilskud til 150 kV-masteandelen for begge strækninger på 70% af anlægsudgiften, svarende til 10 års fremrykning. For 150 kV-ledersystemet til Trige-Hornbæk yder ELSAM et tilskud til MK på 10%.

For 150 kV-ledersystemet til Hornbæk-Tinghøj-Ådalen yder ELSAM et tilskud til NK og MK på 85%.

MK betaler for indsløjfning i station HNB. ELSAM yder 70% tilskud til indsløjfning i FER, NK betaler resten.

ELSAM betaler alle omkostninger til fjernelse af de gamle 150 kV-ledninger.

- c. 150 kV-systemet på **kombiledningen LAG-HAT** hænges op i 1994. SV har tidligere betalt for strækningen LAG-Høgsholt. SV betaler for ophængningen svarende til en enkeltledning 772 mm² SA på Høgsholt-Hatting. ELSAM betaler resten.
- d. I 1998 oprettes 400 kV-station **Ferslev** med transformering. NK betaler 150 kV-transformerfeltet, ELSAM resten.

ELSAMs betalingspligt for ledninger og felter for eksisterende anlæg fremgår af notat, som Netudvalget løbende opdaterer. Det bemærkes, hvis ejendomsforhold, driftsledelse eller erstatningsansvar (forsikringspligt) ikke følger betalingspligten. Erstatningsansvaret følger ejendomsforholdene.

Investeringsplan for fordelingsanlæg
Alle beløb er angivet i 1992 priser excl. byggerenter (kk.), excl. inflation
Udskrevet den 06 NOV 92.

Regnskabsår									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
60 kv anlæg									
60 kv FV ialt	2418	900	4700	8500	3900	1000	0	3800	
60 kv MK ialt	41700	10100	11800	8900	3100	8000	8000	8000	
60 kv NE ialt	0	0	0	0	0	0	0	0	
60 kv NK ialt	0	250	0	1310	0	0	0	0	
60 kv SH ialt	10900	10900	10900	10900	14250	10900	10900	10900	
60 kv SV ialt	3429	8790	6100	9172	26050	6650	0	5600	
60 kv VK ialt	46000	48000	37000	31000	33000	37000	36000	20000	
i alt	104447	78940	70500	69782	80300	63550	54900	48300	

Regnskabsår									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
150 kv anlæg									
150 kv FV	1050	0	0	0	14000	0	7000	0	
150 kv MK	6400	43100	37500	41400	230	0	0	0	
150 kv NE	3648	42872	42060	16503	36693	17906	5400	8116	
150 kv NK	5000	15850	7010	31270	24654	14950	6110	2500	
150 kv SH	7020	0	0	9520	21810	0	0	0	
150 kv SV	38003	38400	11408	32280	20900	14500	36000	0	
150 kv VK	14256	0	5000	36150	31150	0	0	0	
Deltagerne i alt 150 kv	75377	140222	102978	167123	149437	47356	54510	10616	
60 kv	104447	78940	70500	69782	80300	63550	54900	48300	
Deltagerne i alt	179824	219162	173478	236905	229737	110906	109410	58916	
ELSAM	71159	91626	125674	133500	58898	76000	66858	0	
i alt	250983	310788	299152	370405	288635	186906	176268	58916	

Regnskabsår									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
FORDELING									
400 kv ledningsanlæg	22069	68013	123700	128600	60610	65000	40108	0	
400/150 kv stationsanlæg og trf.	49090	14496	6800	14000	2538	11000	26750	0	
150 kv ledningsanlæg	22878	60437	66792	91877	86833	39456	26900	10616	
150/60 kv stationsanlæg og trf.	52499	88902	31360	66146	58354	7900	27610	0	
60 kv anlæg	104447	78940	70500	69782	80300	63550	54900	48300	
i alt	250983	310788	299152	370405	288635	186906	176268	58916	

n	kV	FER-Klarup	96.03.01	10204 ELSAM		600	4000	4600	1004
150	kV	THØ-HNB-TRI	demont.	96.03.01	6200 ELSAM			5000	1200

[illegible]