

**Notat** TP98-316e

JKJ/AFJ, 16. december 1998

(BM 16.12.1998)

## **Netplan 1999**

**Omslag**

Ved at hænge ekstra systemer op på 400 kV-masterne kan der fjernes ledninger andre steder.

Billederne på forsiden viser arbejdet med ophængning af to 150 kV-systemer på den eksisterende masterække mellem Malling og Trige.

På bagsiden ses billeder af de 150 kV-ledninger, der skal fjernes. De går gennem boligområde vest for Århus og over Stilling Sø.

Foto:

Knud Nielsen

Per Allan Pedersen, SV

Eltra, arkivfoto

**Indhold:**

Resumé og indstillinger .....	1
1. Indledning og plangrundlag .....	4
2. Nordeuropæisk infrastruktur .....	6
2.1 Godkendelsen af netanlæg .....	6
2.2 Netstrukturen .....	7
2.3 Forbindelser til naboområdet .....	10
2.4 Markedets behov .....	12
2.5 Telekommunikationsnet .....	14
3. Saneringsplanlægning .....	15
3.1 Status .....	15
3.2 Økonomi .....	17
4. Dimensioneringsgrundlag .....	18
4.1 Dimensioneringsreglerne .....	18
4.2 Centrale kraftværker .....	19
4.3 Decentrale værker og vind .....	20
4.4 Import, eksport og transit .....	23
4.5 Forsinkelser og særlige driftshensyn .....	24
5. Vindmøller på havet .....	27
5.1 Demonstrationsfasen indtil år 2005 .....	27
5.2 Senere udbygning efter år 2005 .....	28
5.3 Ilandføring af effekten .....	29
5.4 Indpasning af havmølleeffekt i transmissionssystemet .....	30
6. Planer for netudbygningen .....	31
6.1 Gennemførte projekter .....	31
6.2 Netudbygning årene 1998-2005 .....	33
6.3 Netudbygning årene 2006-2015 .....	41
6.4 Perspektiver for netudbygningen .....	44
7. Økonomi .....	45

**Bilag:**

1. Struktur for langsigtet kombineret basisnet
2. Lysleder-stamnet Jylland-Fyn
3. Planlagt netudvikling til år 2005
4. Anlægspriser og betalingsfordeling indtil år 2005
5. Referenceliste

## **Resumé og indstillinger**

Rammerne for Eltra's systemansvarlige virksomhed er Lov 486. Igangværende reformarbejde kan give anledning til nye rammer.

Med oprettelsen af Eltra pr. 1. januar 1998 blev produktion og transmission adskilt. Den tilsvarende opdelingsproces er på vej i de regionale selskaber, hvorefter samarbejdet mellem Eltra og 150 kV-netselskaberne er reguleret af samarbejdsaftaler.

Ifølge "Retningslinier for Systemansvaret i det jysk-fynske område" udarbejder Eltra årligt en netplan, der forelægges Energistyrelsen. Netplan 1999 behandler en række emner, der har betydning for åbning af **elmarkedet** og implementering af EUs markedsdirektiv senest 1999.

### **Langsigtede mål**

Netplanens formål er fortsat at sikre et fleksibelt 400 kV- og 150 kV-transmissionsnet under hensyntagen til langsigtede mål, så strategiske og geografiske forudsætninger udnyttes bedst muligt. Det betyder, at udbygningen af 400 kV-nettet fortsættes, så der opnås den nødvendige driftssikkerhed og en økonomisk optimal udbygning.

Med indførelse af markedet og et øget miljø samarbejde over landegrænserne er det nødvendigt at se nettet som en del af en **nordeuropæisk infrastruktur**. Dimensioneringsgrundlaget for transmissionsnettet er derfor et vigtigt, grænseoverskridende emne. Netplan 1999 behandler nogle vigtige faktorer for systemsikkerheden også ved markedets transporter.

Handlingsplanen for kabel-luftledning fra 1995, der er baseret på "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg", medfører en planlægning, hvor 400 kV-nettet forventes færdigbygget i år 2010, se **bilag 1**. Det er dog usikkert, om dette mål kan nås før år 2015 på grund af forsinkelse af 400 kV-projekterne.

Et sammenhængende 400 kV-ringnet er også en af forudsætningerne for de omfattende saneringer, herunder skrotninger af visse, gamle 150 kV-ledninger.

Efter at sagsbehandlingen af 400 kV-anlæggene er sat i stå i nogle af amterne, har miljø- og energiministeren nedsat en ministeriel arbejdsgruppe, som har vurderet den **overordnede netstruktur**, jf. afsnit 2.2.

Som en del af gennemførelsen af Energi 21 har miljø- og energiministeren den 13. februar 1998 pålagt Elsam og Eltra i forening at opføre to demonstrationsanlæg for havmøller på i alt 300 MW ved Horns Rev og syd for Læsø, jf. afsnit 5.

Med pålægget har elselskaberne påtaget sig at **udvikle** det **koncept**, der skal til for at kunne bygge de store mængder havmøller og få dem ind i elsystemet på den mest effektive måde. Demonstrationsprogrammet skal være tilendebragt i år 2005 og indeholde driftserfaringer.

Det forventes, at der efterhånden opbygges et opsamlingsnet på havet som en del af transmissionsnettet. Investeringer til ilandføringerne indgår i denne netplan, jf. afsnit 7.

### Forsinkelser

Næsten to tredjedele af det planlagte 400 kV-net i Jylland-Fyn er bygget. For at åbne elmarkedet effektivt er det nødvendigt at færdiggøre 400 kV-nettet snarest.

400 kV-projekterne er **forsinkede**. 400 kV Vejen-Esbjerg er forsinket to år og kan formentlig være i drift i år 2001. Ombygningen af 400 kV-ledningen Kassø-Vejen er fire år forsinket og den kan tidligst stå færdig i år 2002. Ombygningen skulle efter planen være tilendebragt i 1998 forud for ikrafttrædelse af transitaftalen mellem Norge og Tyskland. Forsinkelsen kan betyde nedsat systemsikkerhed i ombygningsperioden.

Bygning af 400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige er forsinket syv år, og ledningen forventes tidligst idriftsat i år 2002. Forsinkelsen giver ændringer i renoveringsplanen for 400 kV- og 150 kV-ledninger. Ledningen er desuden en forudsætning for de omfattende oprydninger og for indpasning af vindmøller på havet.

Bygning af nye ledninger og ombygninger i eksisterende tracéer giver **længere byggetider** og nedsat systemsikkerhed, fordi dele af den nye ledning skal bygges, mens den gamle stadig er i drift. Under bygning af f.eks. 400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige, forventes der en periode på op til halvandet år med reduceret systemsikkerhed.

Forsinkelserne forhindrer i de nærmeste år en optimal udnyttelse af produktionsapparatet, både miljømæssigt og økonomisk. Den samfundsøkonomiske meromkostning ved forsinkelserne er af størrelsesordenen 30 mio. kr./år som følge af begrænsninger i nettet.

Elsystemet er særlig sårbart i de nærmeste år, hvor der er et stort renoveringsbehov, hvor 400 kV-nettet er forsinket, og hvor der alligevel foretages restrukturering og slankning af nettet. Det sker samtidig med, at markedet og nettene lukkes op, så det er nødvendigt, at **systemsikkerheden** får en særlig bevågenhed. Forsinket netudbygning har medført, at det ikke er muligt at overholde gældende netdimensioneringskriterier.

Renoveringsbehovene frem til år 2010 er opgjort til ca. 440 mio. kr. En væsentlig del af disse omkostninger kan spares, hvis restruktureringen og ombygningerne kan gennemføres planmæssigt. Forsinkelsen af 400 kV-anlæggene lægger dog begrænsninger på renoveringer og skrotninger.

Som en del af renoveringerne og opbygningen af det fælles telekommunikationsnet, se **bilag 2**, udskiftes en række jordledere til en særlig jordleder med lyslederkabel indeni. I 1998 er der installeret 365 km. NESA og Eltra har oprettet aktieselskabet Powercom til at håndtere alle kommercielle forhold omkring adgang til lysledernet for at sikre, at disse aktiviteter adskilles fra transmissionsnettets aktiviteter.

### **De planlagte anlæg**

Netplan 1999 indeholder status for tidligere godkendte anlæg. Netplanen indeholder **ikke indstillinger af nye netanlæg** i forhold til Netplan 97/98. Af afsnit 6 fremgår det, hvilke ændrede tidsplaner der er for de enkelte projekter.

Den elektriske Storebæltsforbindelse forventes etableret snarest og senest i år 2003. Investeringen indgår i denne netplans investeringer, selvom der forventes en separat beslutning i bestyrelsen.

Eltra's andele af betalingerne for de besluttede netanlæg fremgår af afsnit 7. Eltra's betalinger andrager i alt 1.523 mio. kr. i 1998-priser frem til år 2005.

**Bilag 3** viser idriftsættelsestidspunkt for de netanlæg, der er indstillet til bygning i tidligere planer. Bilaget viser også de 150 kV-strækninger, der forventes skrottet, og hvor tracéet nedlægges.

Handlingsplanen medfører, at 400 kV- og 150 kV-transmissionsnettet forventes bygget som **kombinerede luftledninger** med 400 kV og 150 kV ophængt på de samme mastesækker. Restruktureringer ved Kolding og Århus er gennemført planmæssigt i 1997-1998. Dermed er i alt 46 km 150 kV-ledning gennem boligområder fjernet ultimo 1998.

150 kV-luftledningen Hatting-Hørning, der går over Stilling Sø, har behov for nye jordledere. Denne jordlederudskiftning vil ikke blive foretaget, og de 31 km luftledning forventes skrottet i 1999, selv om det i saneringsplanlægningen har været forudsat, at den kunne holdes i drift til år 2005.

Med de restruktureringer, der er indstillet, forventes ca. 400 km gamle 150 kV-luftledninger fjernet. Det samlede luftledningsnet over 100 kV bliver med kabellægning i boligområder og de nuværende indstillinger ca. 250 km kortere i løbet af planperioden frem til år 2005. Det svarer til ca. 10 %.

## 1. Indledning og plangrundlag

Netplan 97/98 blev godkendt i Elsams bestyrelse den 18. december 1997 og i Eltra's bestyrelse den 7. januar 1998.

Med oprettelsen af Eltra den 1. januar 1998 er produktion og transmission blevet adskilt, og det er nu distributionsselskaberne i Jylland-Fyn, der ejer Eltra. En tilsvarende adskillellesproces er undervejs i de regionale selskaber.

Midtkraft består med virkning fra 1. januar 1998 af produktionsselskabet Midtkraft A/S, og netaktiviteterne for 60 kV og 150 kV er overdraget til **I/S Midtjyske Net**. På Skærbækværket er produktionen pr. 1. januar 1998 udskilt i et a.m.b.a. Netaktiviteterne for 150 kV ligger i **I/S Skærbækværket**, og 60 kV-nettet er udskilt i et selvstændigt selskab Sydøstjyske Net.

Vestkraft har besluttet, at der med virkning fra 1. januar 1999 vil ske en opdeling, hvor produktionen vil ligge i Vestkraft a.m.b.a. Netaktiviteterne på 150 kV og 60 kV udskilles i to regionale selskaber **I/S Vestjyske Net 150 kV** og **I/S Vestjyske Net**. Nordjyllandsværket har arbejdet med et forslag om, at produktionen udskilles i et selvstændigt aktieselskab Kraft A/S. **I/S Nordjyllandsværket** fortsætter som 150 kV-netselskab og moderselskab for aktieselskabet.

Fynsværket forventes inden årsskiftet at tage stilling til et forslag, der udskiller 60 kV- og 150 kV-nettene i et selvstændigt selskab **I/S Fynsnet**. Sønderjyllands Højspændingsværk forventes at udskille produktionen i et aktieselskab eller et a.m.b.a. 150 kV-netaktiviteterne forbliver i moderselskabet **Sønderjyllands Højspændingsværk An/S**. 60 kV-nettet er med virkning fra 1. januar 1998 udskilt i An/S SJ60kV.

Samarbejdet mellem Eltra og 150 kV-netselskaberne, der er juridisk uafhængige enheder, er reguleret af samarbejdsaftaler, da de regionale selskaber ikke længere ejer Eltra. Retningslinier for Systemansvaret for det jysk-fynske område [ref. 1] beskriver rammerne for samarbejdet mellem 150 kV-netejerne i området og den årlige netplan, der forelægges Energistyrelsen.

Rammerne for Netplan 1999 er Elforsyningsloven, Lov 486 [ref. 2], der fastlægger et overordnet neutralt systemansvar placeret hos Eltra for den vestlige del af Danmark. 150 kV-nettene stilles ifølge loven til rådighed for den systemansvarlige virksomhed.

En vigtig ramme er Transitdirektivet fra 1990, der indebærer, at der kan gives tilladelse til transit. Nettet skal ikke være udbygget, så der kan transiteres, men er der kapacitet, skal den kunne stilles til rådighed.

En anden vigtig ramme er gennemførelsen af det indre marked og **Markedsdirektivet**, der indebærer, at nettene skal åbnes senest februar 1999.

Det indre marked vil betyde større og mere uforudsigelige transporter på nettene. De vil først og fremmest være økonomisk bestemte og ikke optimerede med hensyn til miljø- og energipolitik. Åbning af markedet i Danmark skal ses i sammenhæng med de omgivende markeder. Her forventes Nord Pool at spille en vigtig rolle, jf. afsnit 2.3.

Netplan 1999 dækker en **planperiode** frem til år 2005. Denne forudsætning er fastholdt af hensyn til den tilsvarende horisont på integreret ressourceplanlægning IRP97 [ref. 7] og den store usikkerhed på de planlagte netanlæg og deres forsinkelser. Perspektivperioden for Netplan 1999 dækker år 2006-2015 og er også uændret.

Netplan 1999 har som plangrundlag resultatet af miljøministeriearbejdet 1995 [ref. 3], kabelhandlingsplanen [ref. 4] og Netudviklingsplan 1995's restrukturering af 400 kV- og 150 kV-nettet. I planlægningsgrundlaget indgår også netdimensioneringskriterierne [ref. 5] og basisplan for netudbygningen på langt sigt (**bilag 1**).

I grundlaget for Netplan 1999 er blandt andet følgende forudsætninger af væsentlig betydning for transmissionsnettet:

- Aftalen med Statkraft fra 1994 kan indebære import af 600 MW over Skagerrakforbindelserne med 1,5 TWh energi pr. år frem til år 2020. Importen erstatter produktion i Jylland-Fyn og indgår derfor som en dimensionerende forudsætning.
- Ifølge transitaftalen skal der kunne transiteres 400 MW mellem Norge og Tyskland fra 1. oktober 1998 i 25 år.
- Ifølge Elsam er der ingen konkrete planer om udbygning af produktionsapparatet på de centrale kraftværker i perioden frem til år 2005.
- Ifølge Elsam er der planer om skrotning af gamle anlæg i planperioden. Det er blandt andet Skærbækværket Blok 1 og Studstrup Blok 1, der skrottes. Desuden har Elsam en principbeslutning om, at en række 250 MW-anlæg efterhånden skal udgå af driften, herunder Vestkraft Blok 2.
- Den planlagte jævnstrømsforbindelse over Storebælt er forudsat bygget senest i år 2003.

Datagrundlaget til Netplan 1999 består af en række forudsætninger. Det detaljerede tekniske datagrundlag er ikke offentligt tilgængeligt, men et uddrag heraf er gengivet i TP98-512 "Plangrundlag til Netplan 1999" [ref. 6].

De notater, der er referencer til Netplan 1999, er offentligt tilgængelige og kan findes på Eltra's hjemmeside, adresse: [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk).

## 2. *Nordeuropæisk infrastruktur*

Transmissionsnettet bliver **rygraden** i elmarkedet, og dets vigtigste opgaver er:

- At være transportsystem for el fra produktionssteder til kunder.
- At give en sikker elforsyning.
- At medvirke til opfyldelse af dansk energi- og miljøpolitik.
- At give mulighed for import, eksport og transit.

Nettet i det jysk-fynske område skal have så megen teknisk styrke, at der kan tillades tredjeparts transporter oven i de indenlandske transporter, samtidig med at systemsikkerheden er tilstrækkelig høj.

Europæisk samarbejde er en vigtig forudsætning for gennemførelse af EU-markedsdirektivet, og det er nødvendigt at se dimensionering af nettene i en større **europæisk sammenhæng**. Her spiller miljøpolitikken en vigtig rolle. Med EUs grønne bog og et mål på 12 % vedvarende energi i Europa skal der under alle omstændigheder sikres en europæisk infrastruktur, da store mængder vedvarende energi på europæisk plan vil medføre grænseoverskridende transporter.

Hensynene til marked og miljø kan forenes, hvis der er sammenhæng mellem markedsudviklingen og de enkelte landes miljøpolitik. I virkeligheden har miljø og marked sammenfaldende interesser, idet en stærk infrastruktur med gode overføringsmuligheder er en nødvendig forudsætning for en effektiv miljøpolitik. Det er da også almindelig praksis, at de europæiske systemer kobles sammen for at udnytte de fordele, der er i samordning af driften og af kommercielle interesser.

Hvor elsystemet hidtil har været optimeret samlet ud fra tekniske, økonomiske og miljømæssige forhold gennem monopolet, bliver der nu stillet ændrede krav til nettet. Gældende dimensioneringskriterier kan kun delvis tage hensyn til europæiske forhold, ligesom det interne net ikke er fuldt udbygget til transporter på grænseforbindelserne.

I EU-sammenhæng er der ikke taget stilling til, hvilken systemsikkerhed der skal regnes med, når der transiteres oven i de normale effektransporter. Det fastlægges af parterne.

### 2.1 **Godkendelsen af netanlæg**

Netanlæg over 100 kV skal godkendes efter Elforsyningsloven. Der ses på behov, økonomi m.v., og det er således Energistyrelsen, der giver den overordnede godkendelse.



Efter indførelse af VVM-bestemmelserne (vurdering af virkning på miljøet) for luftledningsanlæg har Miljø- og Energiministeriet fastlagt en **godkendelsesprocedure**. Den er ikke lovbestemt, men administreres parallelt med Planloven.

Proceduren medfører, at et netanlæg først kan endeligt godkendes efter Elforsyningsloven, når placeringen af anlægget er fastlagt i amtet via VVM-redegørelsen. Proceduren medfører, at arbejdet med godkendelser af behov og linieføring for netanlæg skal køre parallelt med en dialog mellem amterne og Energistyrelsen i dette forløb.

Godkendelsesproceduren indeholder ikke tidsfrister og placerer ikke et overordnet ansvar hos en central myndighed. Proceduren er dog en vigtig forudsætning for planlægning af transmissionsnettet og har medvirket til forsinkelse af netanlæg.

Godkendelsesproceduren og den almindelige modvilje mod luftledninger betyder i praksis, at det tager længere tid at bygge en luftledning end et kraftværk. Det er en svaghed for indførelse af et effektivt markedssystem. Netselskaberne må derfor arbejde med en længere planlægningshorisont.

Det er nødvendigt at sikre, at godkendelsesprocedurer for net harmoniseres i de europæiske lande, så procedurerne ikke bliver til handelshindringer. I Danmark har det været praksis, at der kun godkendes netanlæg til **nationale behov**, og kun formaliserede import-/eksportaftaler indgår i godkendelse af netudbygninger - transit indregnes ikke. Det er ikke holdbart med en europæisk markedsudvikling.

Transitaftalen på 400 MW mellem Norge og Tyskland er i overensstemmelse med EU-transitdirektivet, men kan ikke umiddelbart medføre netudbygning, selv om den ses som et led i et nordeuropæisk samarbejde med de fordele, det indebærer.

Godkendelse af netanlæg er baseret på ansøgning om et konkret projekt. Energistyrelsen foretager ikke en samlet overordnet vurdering af netplanen, det overordnede net og de strategier, dimensioneringspraksis og forsyningsprincipper, der ligger til grund for netstrukturen.

## 2.2 Netstrukturen

Det samlede 400-150 kV- transmissionsnet forbliver et monopol, som ejes af elforbrugere, selv om elmarkedet åbnes, og der bliver konkurrence på produktionssiden.

En vigtig rolle for transmissionsnettet er at medvirke til opfyldelse af dansk miljø- og energipolitik. Nettet miljørolle har allerede i en årrække været central for indpasning af de store mængder decentral kraftvarme og vind, der allerede er i elsystemet.

Transmissionsnettet i Jylland-Fyn består af et samkørende 400 kV- og 150 kV-vekselstrømsnet med tilhørende forbindelser til naboområderne. Netstrukturen er overvejende baseret på luftledninger og har været under opbygning siden 1950'erne.

Som en overordnet strategi blev det i Netudvidelsesplan 1992 lagt fast, at der skal ske en optimal udnyttelse af de eksisterende tracéer til flersystemsledninger ved ombygning og restrukturering. Der vælges altid den maksimale overføringskapacitet på luftledningerne, 772 mm<sup>2</sup> duplex for 400 kV og 772 mm<sup>2</sup> simplex for 150 kV. Dette skal ses som en fleksibilitet og en rimelig fremtidssikring.

Et fleksibelt net giver mulighed for saneringer, en bedre lastfordeling af produktionen og dermed også mulighed for at reducere CO<sub>2</sub>-udledningen. Også reduktion af nettab vil i miljømæssig sammenhæng være interessant. Her har både 400 kV-udbygningen og den øgede decentrale produktion betydning.

Ved bygning af netanlæg, som jo har lang levetid, er fleksibilitet, effektivitet og fremtidssikring vigtige elementer. Den langsigtede netstruktur skal være robust og kunne tilfredsstille meget forskellige transportbehov. Der er således en række forhold, der har betydning for den langsigtede netstruktur, herunder hensyn til bunden elproduktion, integration af store mængder uforudsigelig havmølleeffekt, behov for kortslutningseffekt, behov for renovering m.v.

Som følge af at VVM-behandlingerne af 400 kV-netanlæg i amterne mere eller mindre har været sat i stå, har miljø- og energiministeren i 1997 nedsat en arbejdsgruppe til at vurdere den **langsigtede netstruktur**. Arbejdsgruppen har afsluttet sit arbejde med rapporten "Analyser af den langsigtede struktur for eltransmissionsnettet" [ref. 9].

Som baggrund for at vurdere netbehovet er der opstillet tre alternativer for udviklingen: A, B og C [ref. 10]. Disse alternativer ser på årene 2005, 2015 og 2030. Et robust og fleksibelt transmissionsnet er en nødvendig forudsætning, uanset om verdensbilledet er regeringens plan Energi 21 eller andre samfundsudviklinger.

Det nuværende elsystem, baseret på IRP97, repræsenterer et verdensbillede, der ligger mellem alternativerne B og C. Udvikling af systemet forventes at tage udgangspunkt heri, og alternativ A er derfor ikke nærmere beskrevet her.

**Alternativ B** er repræsentativt for **Energi 21** og en massiv udbygning med havplacerede vindmøller på 2.280 MW i år 2030. Sammen med den varmebundne produktion opstår der i alternativet situationer med stort produktionsoverskud. Udlandsforbindelserne er i høj grad optaget af såvel import i underskudssituationer som eksport i overskudssituationer. Der er således mange situationer, hvor der enten er begrænsede eller ingen muligheder for kommercielle udvekslinger.

Lavlastsituationerne har stor betydning for netbehovet, når der er stor bunden produktion med eloverskud til følge. Der skal derfor også sikres plads til transporter i sådanne situationer.

I alternativ B er den **styrke**, der i dag ligger i kortslutningseffekt fra de centrale værker, i stor udstrækning fjernet eller delvist flyttet til mindre robuste decentrale kraftvarmeværker. Vindmøllerne på havet forventes ikke at bidrage til denne styrke. Den manglende kortslutningseffekt vil være en begrænsning ved gennemførelse af Energi 21.

Der er et stort behov for regulerkapacitet, jf. afsnit 5.4. På langt sigt er dette behov af størrelsesordenen 1.200 MW, samtidig med at den forudsatte centrale kapacitet er lille. Produktionen fra de decentrale kraftvarmeværker kan ikke reguleres, det vil sige, at regulerkapacitet må transporteres på udlandsforbindelserne. Dette stiller store krav til transportkapacitet og en samordnet dimensionering med systemerne i Norge og Sverige. Nævnte driftsforhold i alternativ B er næppe acceptable uden justeringer.

**Alternativ C** repræsenterer et system, hvor forbrugs- og produktionsmønsteret er prognostiseret under delvis frie markedsforhold på basis af EUs **Forum-scenario**. Markedet er åbnet, men begrænset af miljø- og energipolitiske tiltag.

Produktionsapparatet frem til år 2030 forudsættes udbygget delvis med centrale produktionsanlæg, men også med havplacerede vindmøller ud over de pålagte demonstrationsanlæg. I år 2030 forudsættes der en central kapacitet på 5.704 MW og en havmøllekapacitet på 1.200 MW. Der er tilstrækkelige reserver og regulerkraft i systemet, og udlandsforbindelserne kan udnyttes fuldt ud af markedet uden væsentlige flaskehalse.

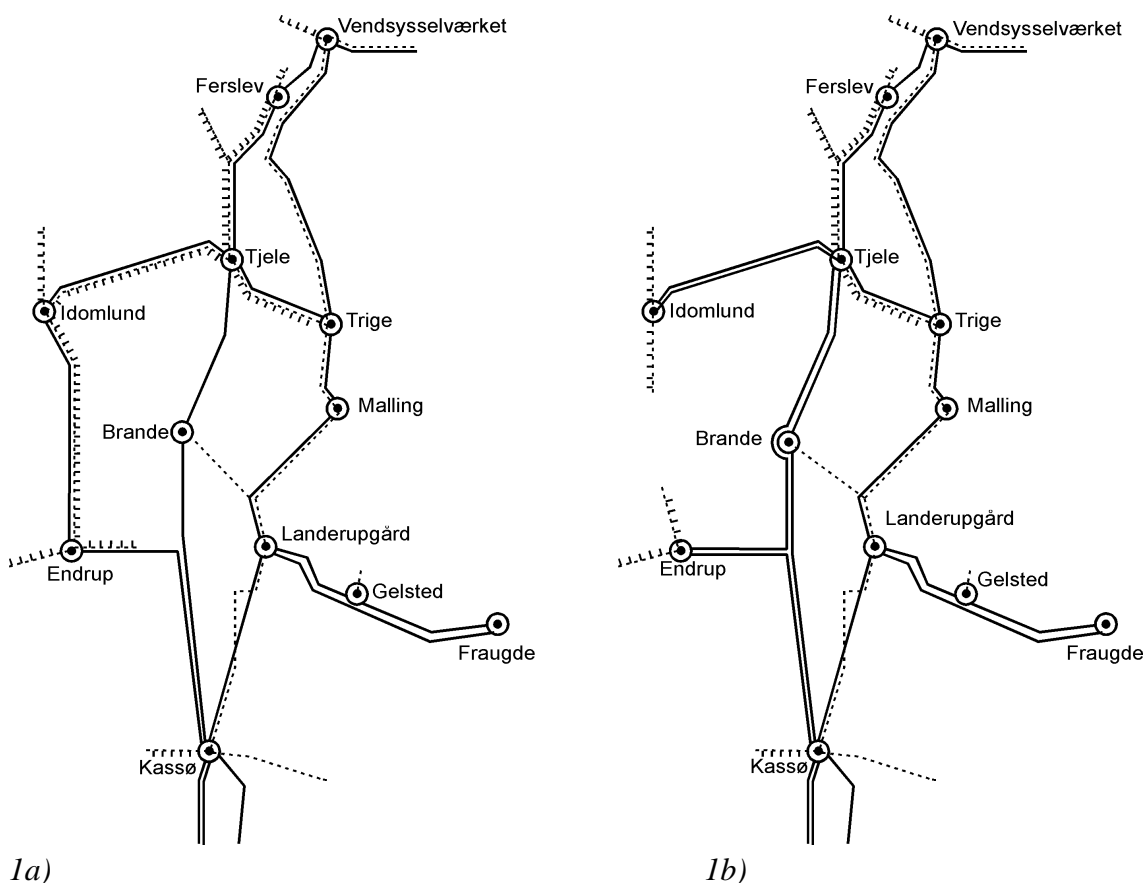
Mængden og placeringen af den centrale produktion og havmølleproduktionen har stor betydning for transportbehovet i nettet. I alternativet er der store koncentrationer af produktionskapacitet i Nord- og Vestjylland.

De nødvendige langsigtede netstrukturer i alternativerne B og C er principielt ens. Der er stor usikkerhed omkring udviklingen, og det er derfor nødvendigt at have en robust netstruktur [ref. 10], der kan rumme rimeligt tænkelige udviklinger og overføringsbehov. De enkelte **elementer** af den langsigtede struktur kan bygges, efterhånden som behovet opstår. Dermed opnås en fleksibilitet over for ændrede forudsætninger.

**Figur 1** viser en robust langsigtet 400 kV-netstruktur, der kan tilgodese **transportbehovet** i de tre undersøgte alternativer. Der er tale om to alternative muligheder, hvor den ene regner med et separat 400 kV-system Endrup-Idomlund (Figur 1a), og den anden regner med udnyttelse af de eksisterende 400 kV-tracéer (Figur 1b). Figuren viser ikke

de nødvendige udbygninger af udlandsforbindelserne. Dette kræver mere detaljerede analyser.

Der er ikke taget stilling til, hvilken af de to langsigtede netstrukturer, der bør vælges. Dette er en afvejning af økonomi og landskabelige fordele samt vurderinger ud fra detaljerede netanalyser. Drifts- og forsyningsikkerhedsmæssigt vil netstruktur, Figur 1a, være at foretrække. Landskabeligt har Figur 1b nogle fordele.



**Figur Fejl! Ukendt argument for parameter.** To mulige langsigtede robuste 400 kV-netstrukturer.

Hensynet til transit har ikke været en del af dimensioneringsgrundlaget. Det bør dog sikres, at de netløsninger, der vælges, indeholder muligheder både for udveksling med naboerområder og for transit i henhold til EU-direktiverne. Med netstrukturen i Figur 1 kan man i et vist omfang tilgodese dette.

### 2.3 Forbindelser til naboømråder

Der har været bygget forbindelser til naboømråderne fra 1929, hvor den første forbindelse til Tyskland blev bygget. I 1965 blev den første forbindelse til Sverige bygget. De tidligste forbindelser blev bygget for at forbedre forsyningsikkerheden. De senere forbindelser har primært haft det sigte at udnytte forskelle i produktionsapparatet.

I samarbejdet inden for **Nordel** har der været tradition for at betragte elsystemerne i de nordiske lande under ét, når der fastlægges behov for net over landegrænserne. Udbygningerne har været optimeret ud fra forventninger om fortjenester ved at udnytte forskelle i vandkraften og de termiske kraftværker.

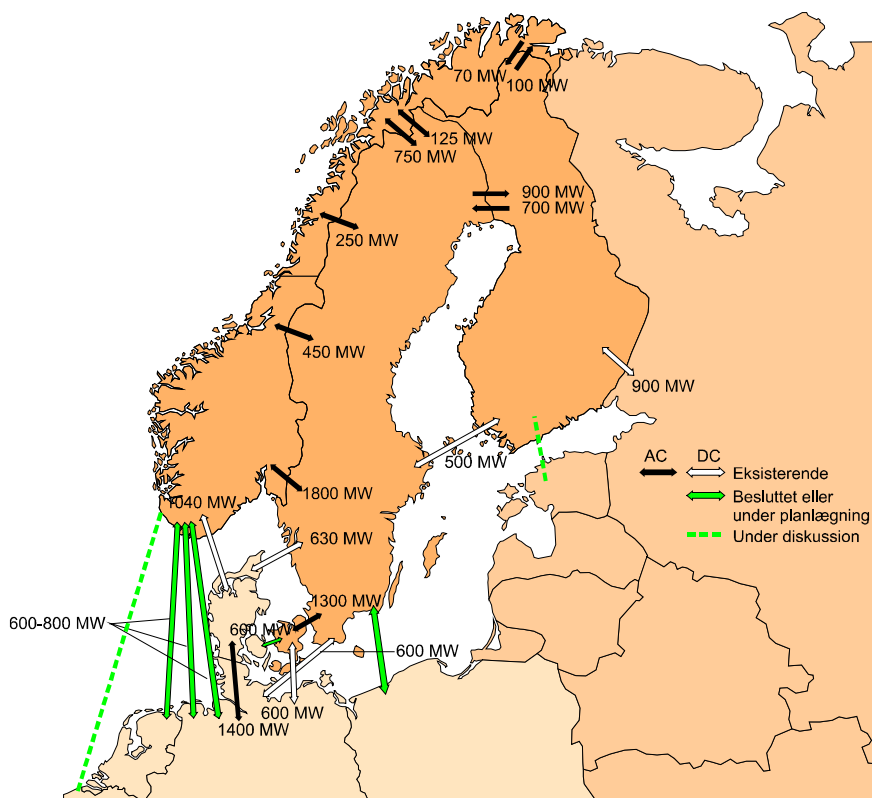
Det nordiske samarbejde har de seneste år udviklet sig i retning af marked og konkurrence. Med oprettelsen af **Nord Pool** er det ikke længere muligt at optimere Nordel-systemet som en samlet enhed. I stedet er det planlagt at ændre Nordel-samarbejdet til i højere grad at være et samarbejde mellem de systemansvarlige virksomheder.

Jylland-Fyn har relativt store overføringskapaciteter til nabosystemerne (**Figur 2**). Kapaciteten på de eksisterende udlandsforbindelser er ca. 3.000 MW. Medregnes Storebæltsforbindelsen på 600 MW, svarer overføringskapaciteten ud af området til omkring 90 % af områdets egen belastning. Det giver gode muligheder for at indgå i en **international infrastruktur** på tværs af landegrænserne.

Opbygning af markedsområder og implementering af Markedsdirektivet betyder, at forbindelser til naboømråder skal kunne indgå i markedet som alle andre ledninger. En effektiv udnyttelse af grænseforbindelserne nødvendiggør dog, at det interne jyskfynske transmissionsnet også er dimensioneret med en nordeuropæisk sammenhæng for øje. For nærværende er det ikke muligt at udnytte udlandsforbindelserne fuldt ud på grund af netbegrænsninger og stabilitetshensyn, jf. afsnit 4.4.

Med åbning af markedet i Jylland-Fyn skal transporterne på naboforbindelserne have en særlig bevågenhed. Konkret vil det betyde, at den fulde kapacitet på naboforbindelser skal kunne udnyttes under overholdelse af kriterium A, jf. afsnit 4.3.

I 1998 har Eltra i overensstemmelse med Elprisudvalgets anvisning afviklet grænsetarif-fen på alle udlandsforbindelser. Det er et vigtigt skridt mod et europæisk marked, at særtariffer på grænseforbindelserne ikke hindrer en effektiv børs.



*Figur Fejl! Ukendt argument for parameter. Eksisterende og planlagte forbindelser mellem Nordel-systemet og det europæiske UCPTE-system år 2003.*

Vekselstrømsnettet i Jylland-Fyn er en del af det europæiske **UCPTE-net** og er dermed også afhængigt af de aftaler og de reserver, der er indbygget heri. Spændingen og frekvensen i Jylland-Fyn er dermed helt afhængig af UCPTE-systemet.

Overføringskapaciteten mellem Jylland og Tyskland forventes øget til ca. 1.400 MW fra år 2003, når Vendsysselværket-Trige er bygget. Denne grænse er primært bestemt af stabilitetsforhold, jf. afsnit 4.4.

Den elektriske Storebæltsforbindelse på ca. 600 MW forventes idriftsat senest i år 2003. Storebæltsforbindelsen bliver et vigtigt led i at åbne markedet i Danmark på grund af konkurrencen og markedets prisdannelse. På dette tidspunkt er nettet på Fyn restruktureret, jf. side 35. I almindelig drift vil det ikke give begrænsninger.

## 2.4 Markedets behov

Transmissionsnettet er en del af den infrastruktur, der stilles til rådighed for markedsaktørerne. Markedet vil ikke være begrænset til et dansk elmarked, men kan være et nordisk marked i Nord Pool, eller et europæisk marked.

Netplanen skal iagttage krav til forsyningssikkerhed under hensyn til markedets behov, miljø, økonomi og deltagelse i en international infrastruktur. Dimensioneringen af nettet

ændrer sig fra at varetage system- og forsyningssikkerhed til også at sikre kapacitet til transportopgaver.

Der skal gives lige adgang for markedets aktører på baggrund af offentlige, gennemsigtige nettariffer, jf. afsnit 7. En af systemansvarets vigtigste opgaver bliver at sikre, at der er tilstrækkelig **netkapacitet** til, at markedet kan fungere. Netplanen skal derfor beskrive de netbegrænsninger, der bliver for markedsaktørerne og rimelige principper for, hvordan man håndterer flaskehalse i nettet.

Der er ikke fastsat kriterier for leverancesikkerhed i markedet. Af hensyn til systemsikkerheden må det overordnede net som minimum forventes at skulle udbygges efter gældende netdimensioneringskriterier. Hensyn til transportopgaver i markedet må indføres og tilpasses, efterhånden som markedet udvikler sig, og sikres gennem kriterier, der både tager samfunds- og selskabsøkonomiske hensyn.

Et fornuftigt dimensioneringskriterium for systemsikkerheden i markedet er det eksisterende **kriterium A**, der handler om udnyttelse af produktionsapparat og udlandsforbindelser, jf. afsnit 4.1. Kriteriet er anvendeligt både til at sikre plads til den bundne elproduktion og til kommerciel udnyttelse af centrale kraftværker.

De store mængder af bunden produktion med forskellige egenskaber og produktionsmønstre skaber behov for transport af effekt. Med deltagelse af elselskaberne, Risø og Energistyrelsen er der gennemført en analyse [ref. 8]. Den belyser, hvordan markeds-mæssige betingelser for elproduktion og -salg spiller sammen med en markant udbygning med fluktuerende vedvarende energi, det vil sige vindmøller. Der er markeds-mæssige meromkostninger på grund af vindkraftens begrænsede forudsigelighed.

Hvad angår de tekniske muligheder for indpasning af dansk vindkraft i et markedsbaseret europæisk system, viser analysen et behov for udbygning med hurtigregulerende reserveeffekt og/eller særlige aftaler og regler nabosystemerne imellem. Derfor må transmissionsnettet tilpasses ændrede produktionsforhold, idet væsentlige flaskehalse i det indenlandske transmissionsnet og på samarbejdsforbindelserne kan forekomme.

Endelig ser analysen på mulighederne for reguleringsteknologier til at lette indpasningen af mange vindmøller og anførere, at gode forudsigelsesværktøjer, samt at markedet fungerer så tæt på driftstimen som muligt, er afgørende parametre. Beregninger viser, at blandt andet varmepumper besidder et reguleringspotentiale, som kan være interessant i et system med store mængder vindmøller.

En af udfordringerne i de kommende år bliver således at videreudvikle markedsmodeller, der kan prognosticere markedets behov for udlandsforbindelser såvel som interne transporter. Eltra har gennem en årrække anvendt Samkøringsmodellen til analyser på

det nordiske elsystem. Dette program er nu i **Samlast** suppleret med en netmodel, så de fysiske flow kan beregnes. Programmet kan blandt andet anvendes til at vurdere behovet for overføringskapacitet på udlandsforbindelser samt vurdere børspriserne i det nordiske elsystem. Disse kan eksempelvis efterfølgende anvendes som inddata ved probabilistisk netberegning med Mexico.

Et "færdigudbygget" transmissionsnet, som det er planlagt (**bilag 1**) med den større overføringsevne, vil give mulighed for større handel med naboområdet og dermed give bedre økonomisk udnyttelse af udlandsforbindelserne. Ligesom der ikke ville være væsentlige netbegrænsninger.

## 2.5 Telekommunikationsnet

Telekommunikationssystemet i Jylland-Fyn er opbygget af et radiokædesystem, optiske fibre suppleret med BfH på højspændingsledningerne og forbindelser lejet hos teleselskaberne.

Fremover vil udbygningen udelukkende ske med optiske fibre (lysledere). Disse vil blive installeret i forbindelse med nybygninger, restrukturering og sanering. For at få et sammenhængende net, vil det også blive nødvendigt med fibre på ledninger, som ikke er omfattet af restrukturering eller sanering. Det vil sige, at lysledere efterhånden bliver rygraden i Eltra's telekommunikationsnet, så der ikke bliver behov for at rejse nye radiokædemaster.

Liberaliseringen inden for telesektoren har stået på i flere år, og en af konsekvenserne er, at Forskningsministeriet og Miljø- og Energiministeriet er gået sammen om udarbejdelsen af et lovforslag, som skal sikre, at der ikke rejses overflødige master i naturen. Det betyder, at man skal deles om masterne. Loven er blevet udskudt flere gange, men forventes nu at træde i kraft 1. januar 1999.

Eltra har sammen med øvrige elselskaber taget forskud på den forventede lov, og der er flere steder sat mobiltelefonantennor på 400 kV- og 150 kV-masterne. Eltra har den politik, at teleoperatørerne skal have adgang til antennerne i 400 kV-masterne, og derfor er der monteret en særlig lejder og afskærmning mod faselederne.

Der er ikke regler i Stærkstrømsbekendtgørelsen for sådanne anlæg i master, og der er således givet dispensation til disse opsætninger. Det er en generel dispensation til den bestemte type af master og til den måde, opsætningen er foretaget på.

De lysledere, elselskaberne har lagt op i jordlederne eller sammen med dem til eget brug, har så stor kapacitet, at den uudnyttede del af kapaciteten kan stilles til rådighed for andre formål. Eltra og NESAs har i fællesskab oprettet aktieselskabet Powercom, der



skal stå for alle kommercielle forhold ved salg af telekommunikationsydelser til tredje-part.

De nærmeste år skal der opbygges et sammenhængende stamnet med lysledere i Jylland-Fyn, **bilag 2**. Dette består af lyslederfibre på jordlederne på luftledningsnettet og af separate lyslederkabler, der graves ned. Det færdige net vil udgøre ca. 900 km lyslederforbindelser. Opbygningen af stamnettet betyder en del afbrydelser i 400 kV- og 150 kV-nettet også 1999, der skal indpasses i de øvrige arbejder, jf. afsnit 4.3.

Med udgangen af 1998 var der installeret 480 km lysledernet. Dertil kommer en yderligere tilgang på 470 km i 1999. I forbindelse med restruktureringen omkring Vejle vil den eksisterende fiberforbindelse Skærbækværket-Knabberup-Hatting i år 2000 blive lagt over på 400 kV-ledningen Landerupgaard-Hatting.

Den senere drift og vedligeholdelse af lysledernet forventes ikke at begrænse brugen af transmissionsnettet.

### **3. Saneringsplanlægning**

Handlingsplanen for kabel-luftledning dækker en 20-års periode og prioriterer boligområder højt, så luftledninger søges fjernet inden for 5-10 år. Naturområderne er prioriteret lavere, idet luftledninger i særlige naturområder tilstræbes fjernet inden for 15 år.

Den del af handlingsplanen, der involverer samarbejdet med myndighederne, er baseret på "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" [ref. 11]. Af rapporten fremgår det:

*"... at elselskaberne i samarbejde med de regionale myndigheder bør tilrettelægge en samlet langsigtet planlægning med en nærmere prioritering af ændringerne i det eksisterende højspændingsnet og af den kommende udbygning med henblik på at nedbringe generne fra luftledninger mest muligt".*

Rapporten lægger op til, at der skal saneres, efterhånden som behovet for nye 400 kV- og 150 kV-anlæg opstår. Derfor fastholdes det lokale engagement og tanken om pakkeløsninger, hvor 400 kV-projekterne og restrukturering ved anvendelse af luftledninger er en forudsætning ved sanering.

#### **3.1 Status**

Samarbejdet med alle amterne om saneringsplanlægningen er i gang, men processen vil køre over de næste år [ref. 12]. Saneringsforpligtigelsen dækker spændingsniveauerne 60-150 kV og kræver altså samlede løsninger og koordinering blandt netejerne.

Med udgangen af 1997 er der demonteret i alt 177 km 60 kV-luftledning. Ultimo 1998 er der demonteret 47 km 150 kV-luftledning som følge af saneringsplanerne.

Saneringsplanerne for højspændingsnettet udarbejdes i samarbejde med amterne. Processen er imidlertid ikke lige langt fremme i alle amter. **Århus Amt** har godkendt et regionplantillæg som medfører, at:

- Der etableres nye 150 kV-luftledninger med en samlet længde på ca. 34 km.
- Der demonteres 150 kV-luftledninger med en samlet længde på ca. 62 km.
- Der demonteres 60 kV-luftledninger med en samlet længde på ca. 307 km.

Regionplanen indeholder derudover foreløbige arealreservationer til tre nye 400 kV-ledninger, som alle forudsættes gennemført ved ombygning af eksisterende 150 kV- eller 400 kV-ledninger, så der til den tid demonteres masterækker af tilsvarende længde.

**Fyns Amt** og Fynsværkets bestyrelse har aftalt, hvorledes saneringer i 60 kV- og 150 kV-nettene skal prioriteres frem mod år 2000. Aftalen indebærer, at der i perioden frem til år 2000 fjernes 13,5 km luftledning igennem boligområder, 23,5 km i øvrige byområder og 49 km i naturområder. Der er ikke udarbejdet et egentligt regionplantillæg.

Oprettelse af 400 kV-anlæg på Fyn indgår ikke som en formel del af aftalen, men det forventes dog at blive opfattet som en del af helheden.

**Ribe Amt** har udarbejdet et forslag til separat regionplantillæg (Regionplan 2004) for netudbygningen. Den samlede sanering frem til år 2010 omfatter 8,2 km 60 kV-luftledning og 13,5 km 150 kV-luftledning i boligområder samt ca. 24 km luftledning i særlige naturområder og øvrige byområder. Tidspunktet for en del af saneringsprojekterne er betinget af etableringstidspunktet for planlagte 400 kV-anlæg i forbindelse med Vejen-Esbjerg, der indebærer etablering af 31 km ny 400 kV-luftledning.

I **Vejle Amt** er der demonteret i alt 17 km 150 kV-luftledning og 43 km 60 kV-luftledning. Vejle Amt har udsendt forslag til regionplantillæg for sanering ved Vejle og Horsens, men da amtet på visse punkter fraviger de aftalte principper for etablering og sanering af højspændingsnettet [ref.11], er udførelse af planlagte saneringer i amtet foreløbig stillet i bero.

Eltra's, I/S Skærbækværkets og 60 kV-Sydøstjyllands planer for amtet omfatter demontering af yderligere ca. 110 km 60 kV-luftledning og 81 km 150 kV-luftledning. Det forudsætter etablering af nye 150 kV-luftledninger på i alt ca. 11 km.

**Sønderjyllands Amt** har udsendt et debathæfte "Fremtidens højspændingsnet i Sønderjylland", men der er ikke taget stilling til omfanget af saneringer. Arbejdet med en sam-

let saneringsplan for området er sat i bero, indtil der er fundet en løsning på Kassø-Vejen-sagen.

Amtsrådet forventer imidlertid, at der kan udarbejdes et forslag til regionplantillæg for sanering af højspændingsnettet på baggrund af Miljø- og Energiministeriets vurderinger af den langsigtede netstruktur.

**Nordjyllands Amt** har indledt forhandlinger med Nordjyllandsværket og distributions-selskaberne i området med henblik på at udarbejde en samlet saneringsplan for nettet i amtet. Dette er sat i bero, indtil der er fundet en løsning på Vendsysselværket-Trige-sagen

I sagsbehandlingen af 400 kV Vendsysselværket-Trige indgår en samlet saneringsplan for 150 kV-nettet i Aalborgområdet.

Eltra har tidligere givet tilsagn om at tage sagen med jævnstrømsledningen på Læsø op, når skæbnen for Konti-Skan 1-forbindelsen kendes.

Der har været kontakt til **Ringkøbing** og **Viborg amter** angående den samlede planlægning, men amterne har ikke påbegyndt et egentlig regionplansarbejde omkring saneringer af højspændingsnettet endnu.

Restruktureringerne i Jylland-Fyn er forudsat gennemført frem til år 2010. Forsinkelser gør det dog usikkert, om dette kan nås. Med de restruktureringer, der er indstillet, forventes ca. 400 km gamle 150 kV-luftledninger fjernet. Det samlede luftledningsnet over 100 kV bliver med kabellægning i boligområder og med de nuværende indstillinger ca. 250 km kortere i løbet af planperioden frem til år 2005. Det skal ses i forhold til den nuværende længde af luftledningsnettet på 2.400 km.

### 3.2 Økonomi

Økonomien i handlingsplanen fra 1995 er revurderet i lyset af kontakten med amterne og prisudviklingen for kabler.

Handlingsplanens oprindelige omkostninger på 3,9 mia. kr. ser ud til at være reduceret med ca. 1 mia. kr. siden 1995. Dette skøn er baseret på en revurdering af kabelpriserne på baggrund af aktuelle markedsforhold [ref. 14]. Det forudsætter, at:

- Handlingsplanen kun omfatter de anlæg, som oprindeligt var planlagt at indgå.
- 60 kV-kabelpriserne har fundet et stabilt leje.
- Prisfaldet på 150 kV-kabler er stabilt.
- Restruktureringsprojekter overflødiggyr nogle af de 150 kV-kabellægninger, som indgik i den oprindelige handlingsplan.

Det er imidlertid konstateret, at mængden af 60 kV-kabellægninger bliver større end først antaget i Handlingsplanen, hvorfor der må regnes med meromkostninger. Disse meromkostninger er i så fald med til at sikre en større kabellægning end oprindeligt forudset. Det betyder imidlertid også, at den samlede reduktion i Handlingsplanens omkostninger i praksis bliver mindre end 1 mia. kr.

Målet med Handlingsplanen er at afhjælpe en række konkrete problemer i luftledningsnettet, hvorfor afvigelser i forhold til de oprindeligt opgjorte omkostninger på 3,9 mia. kr. i princippet ikke er afgørende for gennemførelsen.

#### **4. Dimensioneringsgrundlag**

Netplanen skal både tage hensyn til forsynings sikkerhed, handelsmønstre og markedsaktørers egne planer om produktionsapparat. Dermed skal Netplanen koordineres med en række selvstændige planlægninger og med dansk miljø- og energipolitik.

##### **4.1 Dimensioneringsreglerne**

En vigtig del af dimensioneringsgrundlaget for transmissionsnet er formulerede netdimensioneringskriterier. Forsynings- og systemsikkerheden har hidtil været varetaget gennem et sæt deterministiske **netdimensioneringsregler** A, B, C og D [ref. 5], der fastlægger en nødvendig og tilstrækkelig styrke i nettet. Reglerne er baserede på erfaringer fra driften af nettet og på, at det samlede jysk-fynske elsystem er optimeret teknisk-økonomisk.

Som en naturlig del af dimensioneringsgrundlaget gennemføres der, jf. Netudvidelsesplan 1992, som supplement analyser baseret på driftsøkonomi og sandsynligheder for, at anlæg er ude af drift - såkaldte probabilistiske analyser. En vigtig del af grundlaget er transmissionssystemets rådighed (tilgængelighed), det vil sige den del af årets timer, hvor elsystemets komponenter er tilgængelige. Den beregnes på baggrund af fejlstatistikker m.v.

For Jylland-Fyn er der utilgængelighedsoplysninger for ledninger tilbage til 1970. Disse oplysninger er vigtige for udviklingen af de probabilistiske analyser og dermed også økonomiske kriterier.

På den måde beregnes der driftsøkonomiske besparelser ved en netudbygning og de tilsvarende forbedrede forsynings sikkerheder. Desuden kan man angive en størrelsesorden for den reduktion af CO<sub>2</sub>-udledningen, som den pågældende netudbygning repræsenterer - enten ved reduktion af nettabene eller ved en bedre mulighed for at producere på moderne, miljøvenlige blokke.

**Netkriterium C** har traditionelt været det mest anvendte netudbygningskriterium og handler om at kunne opretholde forsyningssikkerheden i de underliggende net i forbindelse med normalt forekommende driftssituationer med revision og havarier. I kriterium C sikrer man sig mod overbelastninger som følge af mangler i produktionsapparatet eller mangel af ledningssystemer. I analyser i henhold til netkriterium C tilgodeses kun den del af produktionsapparatet, der indgår i en traditionel økonomisk lastfordeling. Dette kriterium tilgodeser ikke markedsforhold.

Ved overgang til markedsbestemte transporter vil **netkriterium A** få en større betydning ved fastlæggelse af systemsikkerheden og nettets dimensionering. Kriterium A handler om, at udnyttelse af produktionsapparatet skal kunne ske fuldt ud, uden at der opstår overbelastninger i nettet ved mangel af en vilkårlig komponent. Kriterium A er anvendelig både til bunden produktion og til kommerciel udnyttelse af centrale kraftværker. Kriteriet er også anvendeligt, når der skal sikres plads til udnyttelse af udlandsforbindelserne.

**Kriterium D** dækker sjældnere forekommende hændelser. Konsekvensen af sådanne driftssituationer vurderes med henblik på at sikre styrke i nettet. Det er f.eks. situationer hvor der, ud over kriterium C-mangler, kan være en langvarig mangel som følge af, at en ledningsstrækning er ude til reovering.

Ændringer i elsystemets sammensætning kan føre til hyppigere anvendelse af kriterium D som dimensionerende netudbygningskriterium, specielt af hensyn til systemsikkerheden og store mængder bunden produktion. Med den store andel af kombineret fremføring, der er i nettet, når restruktureringerne er gennemført, vil der være en række begrænsninger i den daglige drift, der også kan føre til en øget brug af kriterium D, jf. afsnit 4.5.

Dimensioneringsreglerne er ændret i 1995, så det ikke længere er en dimensionerende kriterium C-hændelse [ref. 5] at mangle en hel flersystemsmasterække. Ændringen er en svækkelse af netudbygningskriterierne, men er samtidig en nødvendig konsekvens for at kunne sanere og restrukturere ved hjælp af 400 kV-tosystemsmaster.

Med åbning af markedet og nettene bliver det nødvendigt løbende at følge op og **revurdere** de tekniske netdimensioneringsregler og supplere med krav til tilgængelig overføringskapacitet og økonomiske kriterier, der tilgodeser markedsaktørernes behov.

## 4.2 Centrale kraftværker

Dimensioneringen af nettet har traditionelt været baseret på centrale kraftværker som basis. Den installerede effekt på de centrale kraftværker i Jylland-Fyn er 4.625 MW pr. 1. januar 1998.

Tilgangen af ny effekt hos markedsaktørerne vil have stor betydning for netplanerne. Denne produktionsplanlægning udføres helt separat, men skal respektere Retningslinier for Systemansvaret i det jysk-fynske område. God kontakt til markedsaktørerne og tidsfrister er af stor betydning for systemsikkerheden i et markedssystem på grund af de lange sagsbehandlingstider på netanlæg.

Markedsaktørernes planer om **skrotning** af anlæg er ligeledes af stor betydning for netplanlægningen og systemsikkerheden. Retningslinier for Systemansvaret i det jysk-fynske område indeholder p.t. ikke veldefinerede tidsfrister for afmelding af gamle anlæg. Tilsvarende har Energistyrelsen heller ikke tidsfrister på ansøgninger om skrotning. Dette er en svaghed for et markedssystem og giver anledning til øgede usikkerheder på visse netanlægs idriftsættelsestidspunkter.

Det er tidligere konstateret, at dele af produktionsapparatet og udlandsforbindelserne ikke kan udnyttes frit på grund af netbegrænsninger, det vil sige en mere kommerciel udnyttelse af produktionsapparatet ved mangel af en vilkårlig netkomponent (kriterium A), jf. Netplan 97/98.

Det er især nordgående effekter og eksport til Norge og Sverige, der giver begrænsninger i nettet. Det hænger sammen med, at det traditionelt har været importer og sydgående effekter, som nettet i Jylland-Fyn er dimensioneret efter.

Som følge af den tidligere praksis, hvor der har været udbygget net efter kriterium C, er nettet ikke fuldt dimensioneret i forhold til produktionsapparatet. De svage steder i nettet, der er afdækket i henhold til analyser med netkriterium A, er beskrevet i Netplan 97/98. Disse begrænsninger vil på kort sigt også være begrænsninger i markedet.

Når 400 kV-ringforbindelsen er færdigbygget, forsvinder en væsentlig del af de nævnte begrænsninger. Andre begrænsninger kan blive mindre, når gamle produktionsenheder efterhånden skrottes.

### 4.3 Decentrale værker og vind

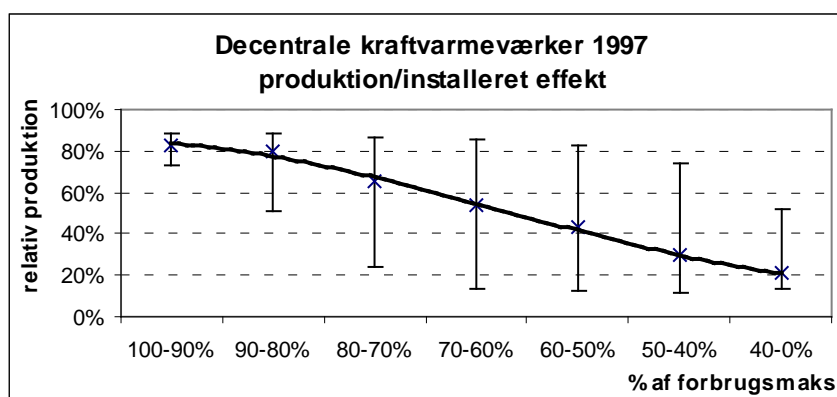
Dansk energi- og miljøpolitik har de seneste år ført til en kraftig forøget mængde af decentrale kraftvarmeværker og vindkraft i Eltra's område. Medio 1998 var der installeret 1.360 MW på decentrale kraftvarmeværker (eksklusive Herning og Randers Kraftvarmeværk) og 989 MW på vindmøller. På Eltra's hjemmeside: [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk) findes oversigter over den historiske udvikling i mængden af vindmøller og decentrale kraftvarmeværker.

Eltra har over en årrække registreret, hvordan de decentrale kraftvarmeværker og vindmøllerne producerer. Dette er en vigtig del af dimensioneringsgrundlaget for net, her især af effekterne og produktionsmønstrene for den decentrale produktion. Ifølge IRP97

forventes der i år 2003 at være 1.560 MW decentral kraftvarme og 1.200 MW landbase- ret vindkraft.

Driftsmønsteret for de **decentrale kraftvarmeværker** betyder, at produktionen kun delvis følger elbelastningen. De styres af varmebehovet i lokalområdet og en 3-tids- tarif, som belønner produktion på tidspunkter, hvor elsystemet har en stor belastning. Når fjernvarmebehovet er stort, vil værkerne normalt producere døgnet rundt, mens de i sommerhalvåret primært vil placere produktionen i spids- og højlastperioderne. Pro- duktionen kan kun påvirkes indirekte gennem prissignalet i afregningstariffen, og kun når varmebehovet ikke er maksimalt.

I **Figur 3** er vist, hvor stor effektproduktion de decentrale kraftvarmeværker statistisk set bidrager med i forhold til deres installerede effekt ved forskellige forbrugsniveauer for 1997. Kurven markerer den gennemsnitlige relative produktion. Det kan f.eks. aflæ- ses, at ved et forbrug på 80-90 % af årsmaksimum vil kraftvarmeværkerne i gennemsnit bidrage med en produktion på 80 % af den installerede kapacitet.



**Figur Fejl!** Ukendt argument for parameter. Produktion på decentrale kraftvarmevær- ker ved forskellige forbrugsniveauer for 1997.

Intervallet på hver observation angiver en lav og høj forventningsværdi (fraktil). Det lave intervalpunkt angiver den relative produktion, der som maksimum kan forventes i 1 % af tiden. Tilsvarende angiver det høje intervalpunkt den relative produktion, der maksimalt kan forventes i 99 % af tiden.

Dette kan eksempelvis ved et forbrug på 80 til 90 % af årsmaks omsættes til, at kraft- varmeværkerne i 1 % af tiden forventes at producere under 50 % og i 1 % af tiden over 88 % af den installerede effekt (henholdsvis det høje og lave intervalendepunkt).

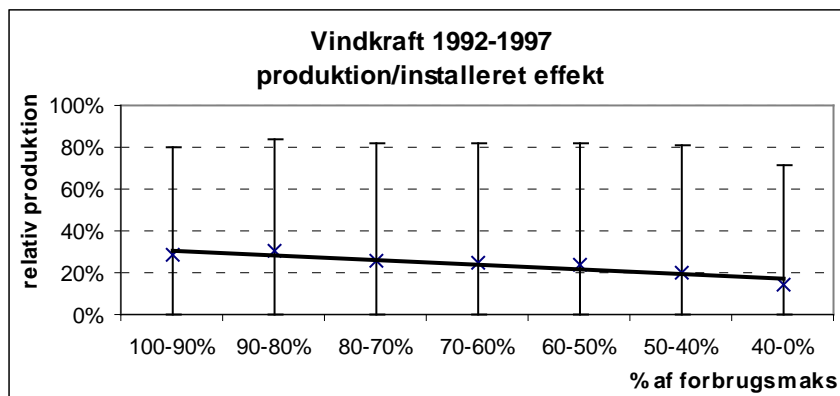
I **kriterium C**-beregninger er kraftvarmeværkerne hidtil indregnet med en relativ produktion på 75 % om vinteren og 50 % om sommeren, idet de dimensionerende situationer traditionelt er forekommet ved 100 % og 90 % af forbrugsmaks.

I mangelsituationer (kriterium C) er det den laveste produktionsværdi, som er dimensionerende. I **Figur 3** er den lave forventningsværdi ved 90-100 % og 80-90 % af forbrugsmaks. henholdsvis 73 % og 51 %, hvilket stemmer fint overens med den hidtidige praksis. Imidlertid viser figuren, at produktionen aftager kraftigt, når forbruget er lavere. Derfor kan de dimensionerende mangelsituationer forekomme ved lavere forbrugsniveauer. Det er af den årsag nødvendigt at operere med forskellige produktionsværdier afhængig af forbrugsniveaue.

Ovenstående betragtninger gælder på systemniveau, men der kan være store lokale forskelle. Således er det i mangelsituationer forudsat, at et decentralt kraftvarmeværk kan være ude samtidigt med de øvrige kriteriemæssige mangler.

I situationer med produktionsoverskud og transport væk fra området, jf. kriterium A, er det omvendt den høje forventningsværdi, der er dimensionerende. Her viser kurven, at den højeste produktionsværdi er ca. 90 %.

I mangelsituationer (kriterium C) indregnes **landmøller** som udgangspunkt ikke på grund af det uforudsigelige og fluktuerende produktionsmønster. I **Figur 4** er vist midelværdi samt høj og lav forventningsværdi for den relative vindproduktion opdelt på forbrugsniveauer. Den lave forventningsværdi er ikke interessant, da vindmøllerne her står stille.



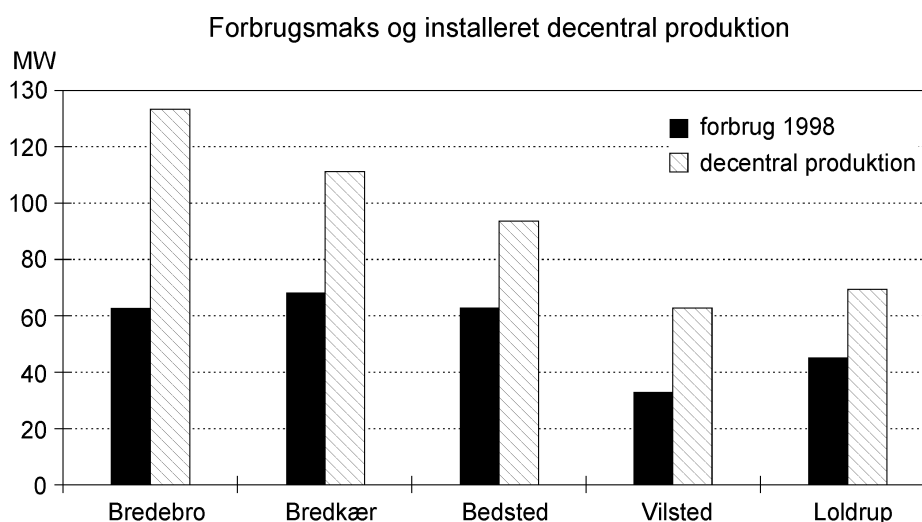
**Figur Fejl!** Ukendt argument for parameter. Produktionsværdi for vindmøller 1992-1997 ved forskellige forbrugsniveauer.

I kriterium A-beregninger kan vindmøllerne altså indregnes med minimum 80 %. Der er imidlertid store variationer fra år til år, og enkelte år har den høje forventningsværdi været oppe på 90 %.

Der er store lokale forskelle på den installerede decentrale produktion - specielt er vindkraften koncentreret langs Vestkysten. I **Figur 5** er vist eksempler på 150 kV-stationer, hvor der er stor decentral produktionskapacitet i forhold til elforbruget.



Navnlig kan stationerne Bredebro og Bedsted fremhæves, da stor vindproduktion kan forekomme på tidspunkter med lille elforbrug. Herved skal der transporteres betydelige effekter væk fra området, hvilket transmissionsnettet skal udbygges til at kunne klare.



*Figur Fejl! Ukendt argument for parameter. Eksempel på 150 kV-stationer med stor decentral produktion sammenlignet med belastningen.*

Den decentrale produktion udgør, sammen med den centrale kraftvarme, en **bunden produktion**, der ikke følger belastningskurven. Der er således på forskellige tidspunkter behov for betragtelige transporter. Specielt vil der i det jysk-fynske område være et stort overskud en kold, blæsende vinternat, hvor kraftvarmeværkerne og vindmøllerne producerer maksimalt.

I netdimensioneringskriterierne har det ikke hidtil været defineret, hvordan der tages hensyn til lavlastsituationen og den bundne produktion. Det statistiske grundlag bliver derfor et vigtigt redskab for dimensioneringen af transmissionsnettet og opdatering af dimensioneringsreglerne.

Kapaciteten på forbindelserne til naboområderne spiller også en vigtig rolle, idet overskuddet skal kunne afsættes, jf. afsnit 2.2.

#### 4.4 Import, eksport og transit

Udnyttelse af udlandsforbindelserne har kun i begrænset omfang været grundlag for udbygning af det interne transmissionsnet i Jylland-Fyn. Transporterne på udlandsforbindelserne bliver dog en endnu vigtigere del af dimensioneringsgrundlaget i elmarkedet. Derfor forventes **kriterium A** at blive anvendt som udbygningsbestemmende kriterium for den systemsikkerhed, der skal være ved import, eksport og transit, jf. afsnit 4.1.

**Transitaftalen** på 400 MW mellem Norge og Tyskland fra 1998 til 2023 har, jf. afsnit 2.1, ikke særskilt været anledning til udbygning af transmissionsnettet. Med de forsin-

kelser, der er i den ordinære udbygning, skal der fra 1998 til ca. år 2003 tages særlige hensyn i driften af elsystemet. Disse hensyn har været undersøgt med både nordgående og sydgående transitter.

Det nuværende net opfylder ikke kriterium C hverken ved fuld eksport eller import. Ved mangel af f.eks. 400 kV Kassø-Tjele er der situationer, hvor der kun er plads til transit på Norgesforbindelsen ved nordgående transport. Ved sydgående transport kan Norgesforbindelsen normalt udnyttes fuldt ud, mens der er begrænsninger ved import på Sverigesforbindelsen. Begrænsningen på import/eksport vil være elimineret, når 400 kV Vendsysselværket-Trige er bygget.

Forbindelserne til **Tyskland** består af vekselstrømsforbindelser på 400 kV og 220 kV. Den samlede overføringskapacitet over grænsen er blandt andet bestemt af belastningsfordelingen på forbindelserne og af stabilitetsforholdene. Den nuværende overføringskapacitet på ca. 1.200 MW er bestemt af interne begrænsninger i Jylland-Fyn og af 220 kV-forbindelserne. Begrænsningen vil gælde, indtil 400 kV-ringforbindelsen Vendsysselværket-Trige er etableret i år 2002.

Med de nuværende aftaler er 700 MW på forbindelsen forlods belagt med aftaler i sydgående retning. Det er derfor vurderet, at markedets behov berettiger til en øget overføringskapacitet, se side 43. For at sikre markedet en rimelig overføringskapacitet indtil år 2003 accepteres overføringsevnen ved **sydgående eksport** forøget til 1.400 MW, hvis der sker en hurtig automatisk nedregulering af jævnstrømsforbindelserne til Norge og Sverige ved visse fejl. Tilsvarende kan der tillades ca. 800 MW **nordgående importer** under hensyn til n-1 driftsikkerhedskriteriet. Disse grænser gælder under normale driftsforhold og skal stemmes af med de systemansvarlige i Norge, Sverige og Tyskland.

#### 4.5 Forsinkelser og særlige driftshensyn

Den første kombinerede 400/150 kV-ledning blev bygget i 1974 med såkaldte kombimaster, hvor 400 kV-systemet hænger øverst og 150 kV-systemet er ophængt nedenunder. Arbejdet på 400 kV-systemet kan derfor oftest kun udføres med 150 kV-systemet ude af drift. Denne binding er yderst uheldig, hvorfor mastetypen, der findes på østkysten af Jylland, ikke længere bygges.

De nyere masterækker med kombineret fremføring af 400 og 150 kV er udført med to-system 400 kV-master. Her er 400 og 150 kV-systemerne ophængt på hver sin side af masten. Afstanden mellem 400 og 150 kV-systemerne er da så stor, at vedligeholdelsesarbejder på det ene system kan udføres med det andet system i drift. Tilsvarende kan montage af et nyt system udføres, uden det eksisterende system skal tages ud af drift.

Vedligeholdelsesarbejder udføres oftest fra lift, hvor montørerne løftes op til faser/jordledere med en terrængående lift. Derfor er det vigtigt, at der er fornuftige arbejdsafstan-

de mellem masterækkerne. Eltra's standard tosystems 400 kV-mast er velegnet til den arbejdsform, da hvert system er tilgængeligt fra en lift placeret ud for systemet. Vedligeholdelse af to tæt placerede etsystemsledninger kan med denne arbejdsform være vanskeligere end at arbejde på to systemer placeret på én masterække.

Uanset hvilken type kombineret masterække, der er tale om, kan det være vanskeligt at opretholde den traditionelle driftsikkerhed n-1, når der i forvejen er anlæg ude til revision. Dette er især markant i områder, hvor der alene er kombinerede masterækker, og hvor produktionsapparatet eventuelt skrottes.

Da markedet er åbnet, og det interne transmissionsnet og udlandsforbindelserne i nogen grad disponeres markedsmæssigt, vil **netbegrænsningerne** blive centrale. Markedsåbningen sker samtidig med omfattende forsinkelser af netanlæg:

- Bygning af 400 kV Vendsysselværket-Trige er mindst 7 år forsinket.
- Bygning af 400 kV Vejen-Esbjerg er 2 år forsinket.
- Ombygning af 400 kV Kassø-Vejen er 4 år forsinket.

Forsinkelserne betyder, at nettet er sårbart. Med EU-direktivet forudsættes det, at der alligevel gives tredjepart **netadgang**. Som følge af forsinkelse af Vendsysselværket-Trige og dermed 400 kV-ringforbindelsen er der begrænsninger på det interne net og på udnyttelse af forbindelserne til Norge og Sverige.

Forsinket netudbygning har medført, at det i visse driftssituationer er umuligt at overholde gældende netdimensioneringskriterier. Dette er især kritisk for overholdelse af n-1 kriteriet, når ledninger er ude for revision, renovering eller ombygning.

Nettet er i nogen grad dimensioneret efter import på Konti-Skan- og Skagerrakforbindelserne, da disse forbindelser har været belagt med aftaler. Der er således ingen begrænsninger i import eller eksport på den enkelte forbindelse. Ved **samtidig udnyttelse** af forbindelserne til Norge og Sverige sætter det interne net en grænse ved ca. **1.200 MW**, selv om forbindelserne samlet har en kapacitet på over 1.600 MW. Begrænsningen gælder både ved import og eksport.

På grund af forsinkelse af Vendsysselværket-Trige er det besluttet at udbygge nettet mellem Vendsysselværket og Vester Hassing, jf. side 33, og dermed øge eksportkapaciteten. Når den udvidede eksportkobling er etableret, og 400 kV Vendsysselværket-Trige er bygget, jf. side 38, kan forbindelserne udnyttes fuldt ud.

Forsinkelserne betyder en vis begrænsning i udnyttelserne af forbindelserne til naboområdet, og dermed markante omkostninger ved netbegrænsninger. Eksempelvis koster

begrænsninger som følge af **forsinkelse** af 400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige mellem 20 og 25 mio. kr. pr. år.

Forsinkelse af ombygning af 400 kV Kassø-Vejen betyder, at ombygningen skal ske med transitaftalen mellem Norge og Tyskland i kraft. Udetider på Kassø-Tjele i en kortere eller længere periode vil betyde nedsat systemsikkerhed i denne periode og nedsat overføringskapacitet, jf. side 37.

I forbindelse med saneringsplanerne er det forudsat, at 400 kV-nettet primært kan færdigbygges ved anvendelse af **eksisterende tracéer**, hvor gamle luftledninger fjernes for at give plads til flersystemsledninger. Bygning af nye ledninger eller ombygning i eksisterende tracéer udgør et særligt problem, idet byggeaktiviteter skal koordineres, så en del af nyanlægget, f.eks. fundamentet, kan bygges, uden at den gamle ledning tages ud af drift.

Systemsikkerheden vil være reduceret under byggearbejderne, da den gamle ledning skal afbrydes i perioder, mens den nye bygges. Analyse af byggeperioden for 400 kV Vendsysselværket-Trige har vist, at der vil være udetider af størrelsesordenen halvandet år og dermed reduceret systemsikkerhed.

En sådan byggeproces kræver, at der stadig er tilstrækkelige driftsreserver i systemet, når den gennemføres. Disse reserver kan tilgodeses gennem det udvidede netkriterium C, hvor der tages hensyn til en ekstra ledningsmangel. På samme måde kan udetid på grund af renoveringer tilgodeses.

De ældste 150 kV-ledninger er bygget i 1950'erne, 220 kV-ledningen er bygget i 1961 og den første 400 kV-ledning i 1965. De gamle ledninger indgår stadig i transmissionsnettet og har et **renoveringsbehov**. En lille del af renoveringerne er gennemført, og andre er udskudt som følge af forsinkelse af nyanlæg og muligheden for at kombinere renoveringsbehovet med restrukturering og sanering, jf. Netplan 97/98. Med forsinkelse af 400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige er det først muligt at gennemføre den store del af renoveringerne efter år 2002.

Afbrydelsestiderne som følge af renoveringerne frem til år 2010 udgør ca. 465 uger, der er fordelt på 400 kV-, 220 kV- og 150 kV-anlæg. Det betyder, at ca. 35-40 ugers afbrydelsestid hvert år skal indpasses i driften sammen med de øvrige arbejder. Restruktureringsprojekterne vil, hvis de gennemføres, nedsætte renoveringsbehovet afgørende, da det typisk er gamle 150 kV-ledningsstrækninger, der i så fald fjernes.

Renoveringsbehovet på 400 kV-ledningen Kassø-Vejen-Tjele-Års fra 1965 udgør et **særligt problem**, fordi ledningen er lang og samtidig udgør ryggraden i 400 kV-nettet. Der er behov for renovering af masterne på hele strækningen i perioden 1999-2004.

Renovering kræver en række udetider over en periode på 5-6 år. Der er derfor opstillet en særskilt plan for ombygning henholdsvis masterrenovering af denne 400 kV-strækning, jf. side 42.

## 5. Vindmøller på havet

Ifølge regeringens plan, **Energi 21**, skal der frem til år 2030 udbygges med ca. 4.000 MW vindmølleeffekt på havet i Danmark. Havmøllehandlingsplanen [ref. 3], der blev afleveret til ministeren 1. juli 1997, udpeger de områder, hvor der forventes placeret havmøller.

Handlingsplanen peger på, at det primært er de kystfjerne områder, der ligger 20-80 km fra kysten, der skal udnyttes. Handlingsplanen nævner også, at der er en række miljømæssige forhold, der betyder, at man ikke anbefaler de kystnære placeringer. For Eltra's område skal der etableres havmøller ved Horns Rev, hvor der forventes at være plads til 800-1.000 MW og syd for Læsø, hvor der tilsvarende er plads til 1.400-1.500 MW.

På de to kystfjerne lokaliteter er der god plads og et potentiale for en endnu større udbygning, hvis man på sigt kan gå ud på større vanddybder eller bruge større møller.

Miljø- og energiministeren har den 13. februar 1998 pålagt Elsam og Eltra i forening at etablere to demonstrationsanlæg på i alt op til 300 MW inden år 2005 [ref. 13]. En vigtig del af pålægget er en række opgaver, der skal løses under forløbet.

Havmøller er ikke på nuværende tidspunkt konkurrencedygtige med anden produktion, og det vil næppe være muligt at udvikle konceptet på kommercielle vilkår. Elselskaberne har i denne sammenhæng påtaget sig en hovedrolle i at **udvikle det koncept**, der skal til for at opføre store mængder havmøller og få effekten ind i elsystemet.

### 5.1 Demonstrationsfasen indtil år 2005

En aftale mellem Elsams og Eltra's bestyrelser er under udarbejdelse. Den skal sikre en deling af pålæggets forpligtelser mellem de to selskaber. I første omgang bliver der tale om en udviklingsfase frem til år 2005, hvor der i Jylland-Fyn forventes bygget havplacerede vindmøller ved Horns Rev ud for Esbjerg og syd for Læsø, hver med en effekt på 150 MW. **Bilag 1** viser disse lokaliteter i forhold til transmissionsnettet.

Udredninger har vist, at prisen på vindenergi på havet bliver ca. 35 øre/kWh. Hertil kommer eventuelle omkostninger til regulerkapacitet og andre følgeomkostninger i elsystemet. I udviklingsfasen forventes omkostningerne for selve produktionsanlæggene for Jylland-Fyn på ca. 2,5 mia. kr. betalt af alle elforbrugere over elprisen, hvorimod omkostningerne til ilandføringerne er medtaget i netplanen.

Den første del af udbygningen bliver en fase med udvikling af teknologien, idet der bygges to demonstrationsanlæg. Der etableres en parksektion på Horns Rev i år 2002 og Læsø Syd i år 2003. Demonstrationsfasen strækker sig til ultimo år 2005 og indeholder også opsamling af driftserfaringer.

Ved udbygningen på havet gælder der særlige regler i henhold til statens højhedsret over havområderne. I udviklingsfasen foregår der et tæt samarbejde med de centrale myndigheder. Elsam og Eltra har 28. april 1998 indsendt fælles ansøgning til Energistyrelsen om principgodkendelse af det samlede projektet.

Et af formålene med udviklingsfasen er at afprøve, om **økonomien** holder, det vil sige, om det er rigtigt, at havmøllerne kan producere el til nogenlunde samme pris som møller på mellemgode pladser til lands. Der er således allerede nu igangsat bundundersøgelser i områderne og vindmålinger etableres primo 1999.

Et andet centralt formål med udviklingsfasen er at få klarlagt, om det er **miljømæssigt** forsvarligt at udnytte havområderne på denne måde. Det skal særlige måleprogrammer vise.

Et tredje formål er at udvikle det koncept, der skal til for at **føre effekten i land** og få den ind i elsystemet på den mest effektive måde.

Da havmølleparkerne vil være placeret 20-80 km fra transmissionssystemet er der flere muligheder for at føre effekten i land. Valget afhænger blandt andet af, hvilken udbygningsgrad og udbygningstakt der skal regnes med på de aktuelle pladser. Dette vil være et vigtigt resultat af igangværende samarbejde med de centrale myndigheder.

## 5.2 Senere udbygning efter år 2005

Den største del af havmølleudbygningen i Jylland-Fyn skal ifølge havmøllehandlingsplanen ske efter år 2005. På det tidspunkt forventes markedet at være åbnet, så der kan være flere **uafhængige producenter** på havet, der føder effekt ind i nettet. Det er derfor vigtigt, at indpasningen af vindproduktionen i elsystemet bliver gjort effektivt.

Økonomien i demonstrationsfasen er også grundlaget for at vurdere, om storskala-udbygning med havmøller med tiden kan gøre dem konkurrencedygtige over for andre produktionsteknologier.

Produktionen fra demonstrationsanlæggene vil indgå i den prioriterede produktion, da alle elforbrugere gennem betaling af offentlige forpligtigelser (PSO) har betalt til udviklingen. Det vil under alle omstændigheder være tilfældet, medmindre der aftales en anden betalingsform, eller værdien af parkerne opgøres ved eventuel overgang til markedsvilkår.

Når havmøllekonceptet er udviklet omkring år 2005, vil der blive åbnet, så større investorer og møllelaug kan investere i havmølleparker og deltage i udbygningen af dem på lige fod med kraftværksselskaberne. Udbygningen forudsættes så at ske på markedsvilkår, så strømmen fra havmølleparkerne ikke skal betragtes som prioriteret produktion, men indgå naturligt i VE-markedet (vedrørende energi).

Der kan tænkes flere modeller for indpasning af havmølleeffekt i markedet. En af dem er udbudsmodellen, hvor staten eller den systemansvarlige udbyder bestemte parkstørrelser og eventuelt giver tilskud til bygning. En anden model er certifikatmodellen, hvor der udstedes grønne certifikater, der styrer udbygningen afhængigt af elforbruget. Valg af model vil både afhænge af markedsudviklingen i Jylland-Fyn og i resten af Europa.

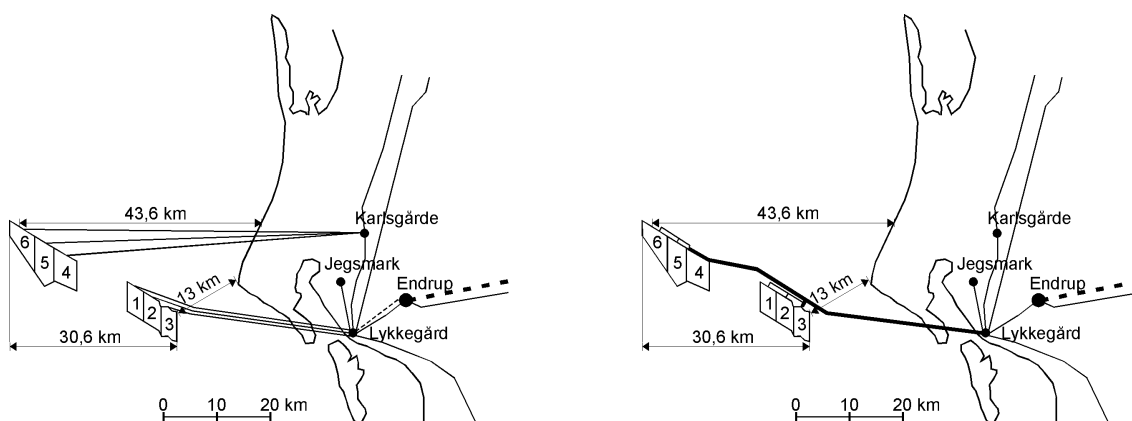
Der forudses også i denne kommercielle fase behov for et tæt samarbejde mellem Energestyrelsen og den systemansvarlige virksomhed om successiv åbning af pladser på havet.

### 5.3 Ilandføring af effekten

Der skal udarbejdes en langsigtet plan for, i hvilken rækkefølge delområderne på havet (**bilag 1**) skal åbnes, samt en plan for, hvordan ilandføringen og nettilslutningen løbende kan etableres. En af den systemansvarliges roller bliver at sikre **lige adgang** til at bygge møller og opstille regler for markedsaktørerne på en sådan måde, at forsynings-sikkerheden i elsystemet samtidig er tilstrækkelig høj.

Det er et principielt spørgsmål, om ilandføringen vil blive betragtet som en naturlig del af transmissionsnettet (offshorennet), eller den er en del af det enkelte produktionsanlæg (generatorfødeledning), **Figur 6**.

Der er undersøgt en række principielt forskellige langsigtede løsninger, der strækker sig fra 400 kV-vekselstrøm, 150 kV-vekselstrøm til jævnstrømsteknikker. For at muliggøre en storskala-udbygning på de forskellige pladser forudses det, at der gradvist bliver etableret et **opsamlingsnet**, også kaldet offshorennet, på havet. Nettet består af et kabelnet, offshore-transformeringsstationer, serviceplatforme m.v. På den måde kan der bygges modnes, så der bliver en række offshore-"stik", hvor de fremtidige parksektioner kan tilsluttes.



*Figur Fejl! Ukendt argument for parameter. Eksempel på generatorfødeprincip og et offshoreprincip ved Horns Rev.*

Der er endnu ikke taget stilling til den tekniske løsning for ilandføringen til demonstrationsanlæggene. Dette vil afhænge af en række langsigtede tekniske, økonomiske og markedsmæssige hensyn.

Valg af løsning for ilandføring af effekten afhænger blandt andet af den forventede udbygningstakt på de enkelte lokaliteter. Overvejelser om, hvordan opsamlingsnettet bygges og kobles sammen med transmissionsnettet, vil indgå som en del af udviklingsfasen, men det langsigtede mål skal afklares, inden den tekniske løsning for demonstrationsanlægget lægges fast.

#### 5.4 Indpasning af havmølleeffekt i transmissionssystemet

Store havmølleparker, som der her er tale om, betragtes som produktionsanlæg med de særlige krav, det stiller til mølleparkerne og til elsystemet. Derfor tilsluttes parkerne transmissionsnettet på 400-150 kV.

De store mængder af bunden elproduktion vil allerede i år 2005 give anledning til et eloverskud, der skal afsættes på et marked. Det betyder også forøget transportbehov på transmissionsnettet og efterhånden behov for udbygning af udlandsforbindelserne. Dette behov vil afhænge af produktionsapparatets sammensætning.

Tilslutningsbetingelserne er under udarbejdelse og vil indeholde krav til kompensering, frekvensforhold, spændingsforhold, reguleringsforhold m.v.

Med de store havmølleparker forventes størstedelen af den fremtidige udbygning med vindkraft at ske på havet. Den store andel af vedvarende energi, der indgår i Energi 21, stiller krav til **regulerkraft**, styrke i transmissionsnettet og forbindelserne til naboområdet, jf. afsnit 2.2. Behovet afhænger af, hvordan det øvrige elsystem udvikler sig.



Regulerkapaciteten skal enten være til stede i elsystemet eller kunne transporteres på transmissionsnettet. Den nødvendige regulerstyrke, der skal være tilgængelig, er skønsmæssigt  $\pm 0,5$  MW pr. MW installeret havmølleeffekt. En væsentlig del af denne skal findes på kraftværker. Behovet for regulerkapacitet svarer til 150 MW i demonstrationsfasen og op mod 1.000 MW på langt sigt. Dette skøn er baseret på erfaringer fra Tunø, Hanstholm og Rejsby. Der er dog stor usikkerhed på disse størrelser, og derfor skal vindmåleprogrammer medvirke til at forbedre disse skøn.

Det forventes, at der i løbet af de nærmeste år vil være etableret et nordisk regulermarked.

Teknologien peger på nuværende tidspunkt på, at de mest robuste generatorer er asynkrongeneratorer, men de bidrager ikke til kortslutningseffekten og styrken i nettet. Derfor skal tilslutningen ske til et stærkt transmissionsnet. Ved anvendelse af asynkrongeneratorer kompenseres der for reaktiv effekt på anden vis. Det kan efterhånden blive aktuelt at introducere andre teknologier som f.eks. nye HVDC-koncepter.

## **6. Planer for netudbygningen**

Der gennemføres en række restruktureringer af 400 kV- og 150 kV-nettet ved anvendelse af kombinerede luftledninger. Det sker i takt med færdiggørelse af 400 kV-nettet, så det restrukturerede net også er det færdigbyggede vekselstrømsbasisnet (**bilag 1**).

Desuden indgår de såkaldte 400 kV-ministationer, hvor dette er attraktivt for at kunne fjerne gamle 150 kV-luftledninger eller begrænse udbygningen af 150 kV-nettet. Mini-stationer er forenklede stationer, der udlægges til at kunne forsyne et mindre område, og spiller ikke den samme rolle som de større, almindelige 400/150 kV-stationer.

Restruktureringerne er forudsat gennemført frem til år 2010. Forsinkelser gør det dog usikkert, om dette kan nås. Med de restruktureringer, der er indstillet, forventes ca. 400 km gamle 150 kV-luftledninger fjernet. Det samlede luftledningsnet over 100 kV bliver med kabellægning i boligområder og de nuværende indstillinger ca. 250 km kortere i løbet af planperioden frem til år 2005.

### **6.1 Gennemførte projekter**

#### **Tilslutning af Nordjyllandsværkets Blok 3, 1998**

Nordjyllandsværkets Blok 3 er idriftsat i 1998. Blokken er tilsluttet 400 kV-nettet direkte på 400 kV-station Vendsysselværket via en 300 meter luftledning. 400 kV-station Vendsysselværket er desuden udbygget til tobryderstation i 1997.

**400/150 kV-station Ferslev, 1998**

Af hensyn til udnyttelse af Nordjyllandsværkets blok 3 er 400 kV-station Ferslev oprettet i 1998. Der er installeret en 400 MVA 400/150 kV-transformer. Denne har dog været forsinket på grund af fejl ved prøvningen. 400 kV-station Ferslev er en udvidelse af den allerede eksisterende 150 kV-station.

Overbelastningen af 400/150 kV-transformeren på Vendsysselværket er dog først afhjulpet effektivt, når 400 kV Vendsysselværket-Trige er bygget, jf. side 38.

**Klim vindmøllepark, 1998**

For tilslutning af Klim vindmøllepark på 21,6 MW er der i januar 1998 etableret en 150 kV-station på stedet. Denne er tilsluttet via en 500 meter luftledning, som en T-afgrening på 150 kV-ledningen Frøstrup-Fredensdal.

**Bølling Sø, 1998**

400 kV-ledningen Kassø-Tjele er fremført over en tidligere Bølling Sø, som ønskes reetableret. Inden søen reetableres, er 400 kV-ledningen ombygget i 1998 på 1,7 km fra en etsystems 400 kV-masterække til en tosystems 400 kV-masterække med 1 system op-hængt.

Ombygningen er primært udført for at sikre masterne over det kommende vandspejl. På den måde er masterækkerne forberedt til en senere ombygning af strækningen til tosystems 400 kV. Da masterne står i den kommende sø, vil de i fremtiden kun være tilgængelige med båd.

Ombygningen er udført i nært samarbejde med Skov- og Naturstyrelsen, som forestår naturgenopretningsprojektet.

**Østkysten, Hørning-Århus, 1998-1999**

Mellem Trige og Malling blev der i 1980 udbygget med 400 kV-tosystems-master for at sikre fremføring af to 400 kV-systemer omkring Århus, jf. Netudviklingsplan 1995.

Restrukturering mellem Trige og Malling er gennemført i 1998. Der er hængt to 150 kV-systemer op på 400 kV-masterækken Trige-Ormslev. Samtidig er 400 kV-system to på delstrækningen Ormslev-Malling opdelt i to 150 kV-systemer. Desuden er der i 1998 bygget en 3 km tosystems 150 kV-stikledning fra station Hørning til 400 kV-ledningen.

150 kV-luftledningen Hasle-Trige, som går i tæt bebygget område i Århus, skrottes i 1999. Samtidig skrottes 150 kV-strækningen gennem Hørning by. Strækningen fjernes helt frem til Årslev, hvor ledningen på en delstrækning er parallelført med 400 kV-masterækken.

150 kV-ledningen Hatting-Hørning, der går over Stilling Sø og et boligområde ved Gedved, er forudsat fjernet senest i år 2005. Revurdering af renoveringsbehovet har ført til, at skrotning af Hatting-Hørning fremrykkes til 1999.

## 6.2 Netudbygning årene 1998-2005

**Bilag 3** viser, med angivelse af idriftsættelsestidspunkt, de anlæg, der er indstillet til bygning i tidligere planer. Tidsplanerne er revideret i forhold til myndighedssamarbejdet med videre.

### 150 kV Enstedværket-Kliplev, 1999

Sønderjyllands Højspændingsværk omlægger driften af 60 kV-forbindelsen mellem Enstedværket og Stadtwerke Flensburg til 150 kV-drift i 1999. Dette gøres ved at omlægge det eksisterende 150 kV-system på 220 kV-masterækken fra Enstedværket mod Kliplev til 150 kV og derfra på en separat eksisterende 150 kV-masterække, som forlænges med 1,4 km og afsluttes i 2 km 150 kV-kabel i Flensburg.

Projektet indgår ikke i investeringsplanen, da omkostningen dækkes af Stadtwerke Flensburg.

### 150 kV Vendsysselværket-Vester Hassing, år 2000

Udnyttelse af Konti-Skan-forbindelserne til Sverige er begrænset af nettet i Aalborgområdet. Der er begrænsninger både ved import og ved eksport.

Af hensyn til markedsåbningen og byggefasen for 400 kV Vendsysselværket-Trige minimeres begrænsningen ved at sætte top på den 3 km lange 400 kV-Donaumasterække mellem Vendsysselværket og Vester Hassing. Der ophænges et 150 kV-system, så overføringsevnen på strækningen øges. Projektet er planlagt udført i år 2000.

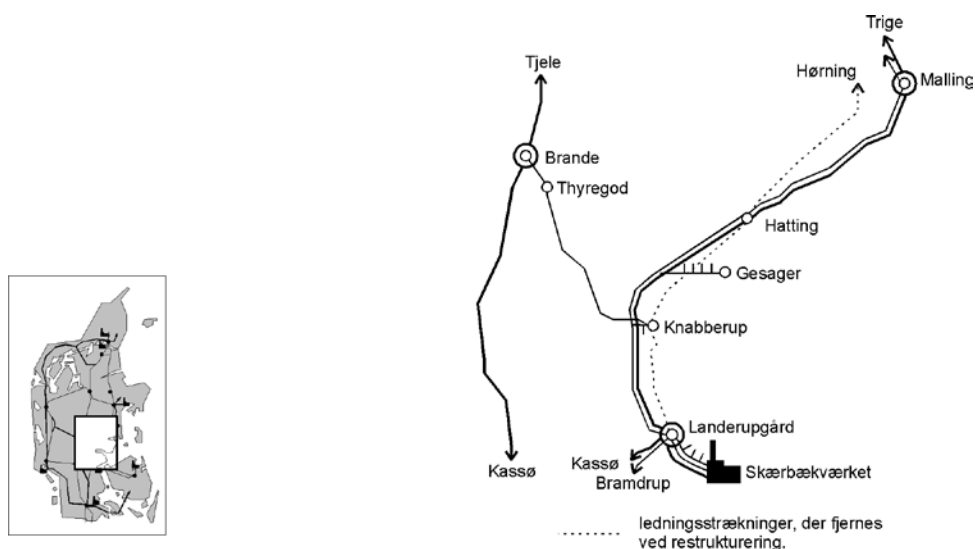
### Sanering Vejle-Horsens, årene 2000-2002

Nettet i Horsens-Vejle-området er besluttet saneret ved restrukturering i 1998. Forsinkelse af projektet betyder, at der tidligst bliver restruktureret i år 2000.

Saneringsprojektet omfatter indsløjfning af 150 kV-station Knabberup på kombimasterækken Landerupgård-Malling via en ny 150 kV-luftledning på 1 km. Projektet muliggør demontering af 41 km 150 kV-tosystemsluftledning fra 1957, som passerer gennem flere bolig- og naturområder, se **Figur 7**.

Saneringsprojektet forudsætter endvidere, at den planlagte 150/60 kV-station i Gesager i år 2000 kan sløjfes ind på kombimasterækken via en ny 150 kV-tosystemsluftledning på 5,5 km. **Figur 7** viser det samlede sanerede net i år 2002.

Desuden etableres der en 400/150 kV-ministation i Brande og en ca. 6 km lang luftledning mellem Brande og Thyregod i år 2002.



**Figur Fejl!** Ukendt argument for parameter. Sanering af nettet i Vejle-Horsens-området.

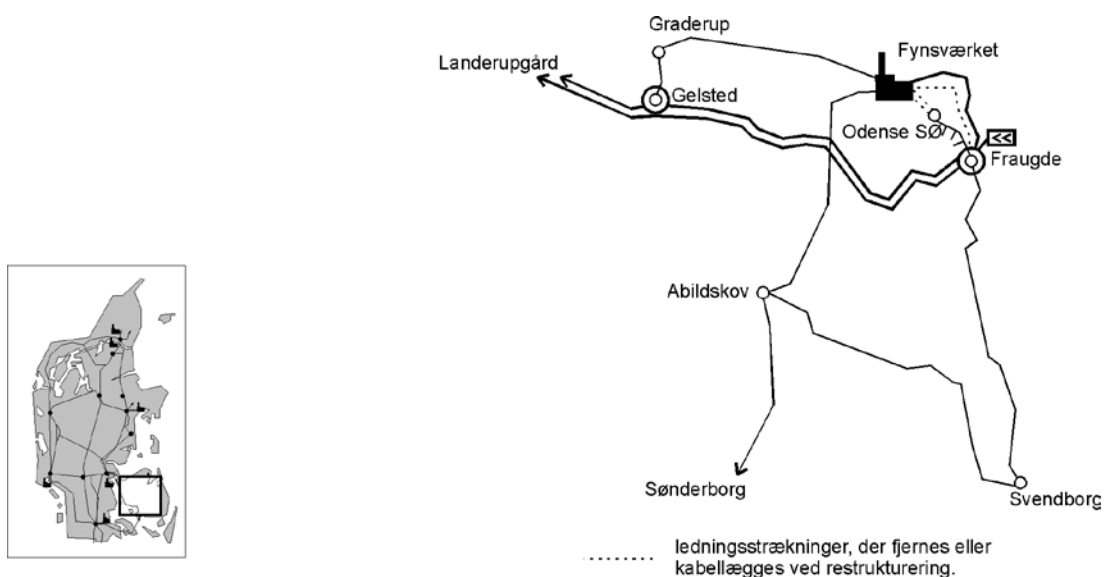
### Fyn, årene 1998-2000

Sanering af nettet på Fyn indebærer, at der som følge af handlingsplanen lægges et 150 kV-kabel mellem Fynsværket og Odense sydøst i 1998. Dermed fjernes 150 kV-luftledningen Fynsværket-Odense sydøst, i alt 6 km. I år 2000 lægges yderligere et kabel mellem Fynsværket og Odense sydøst. Dermed fjernes luftledningen mellem Fynsværket og Fraugde, i alt 13 km, se **Figur 8**.

Restrukturering af nettet på Fyn indebærer også oprettelse af en 400/150 kV-ministation i år 2000. Den mest hensigtsmæssige placering for ministationen er ved Gelsted.

Oprettelse af 400/150 kV-station Gelsted med en transformer på ca. 200 MVA og bygning af en ny 150 kV-luftledning Gelsted-Graderup er nødvendig senest i år 2004 af hensyn til forsyningsikkerheden på Vestfyn. Af hensyn til oprydningen i Odense fremrykkes oprettelse af Station Gelsted og 150 kV-ledningen Gelsted-Graderup til år 2000. 150 kV-forbindelsen Gelsted-Graderup-Fynsværket vil fungere som bagindføding til Odense og er en forudsætning for oprydningen.

150 kV Fynsværket-Graderup kan ikke fjernes på kort sigt.



**Figur Fejl!** Ukendt argument for parameter. Restruktureringsplan for Fyn.

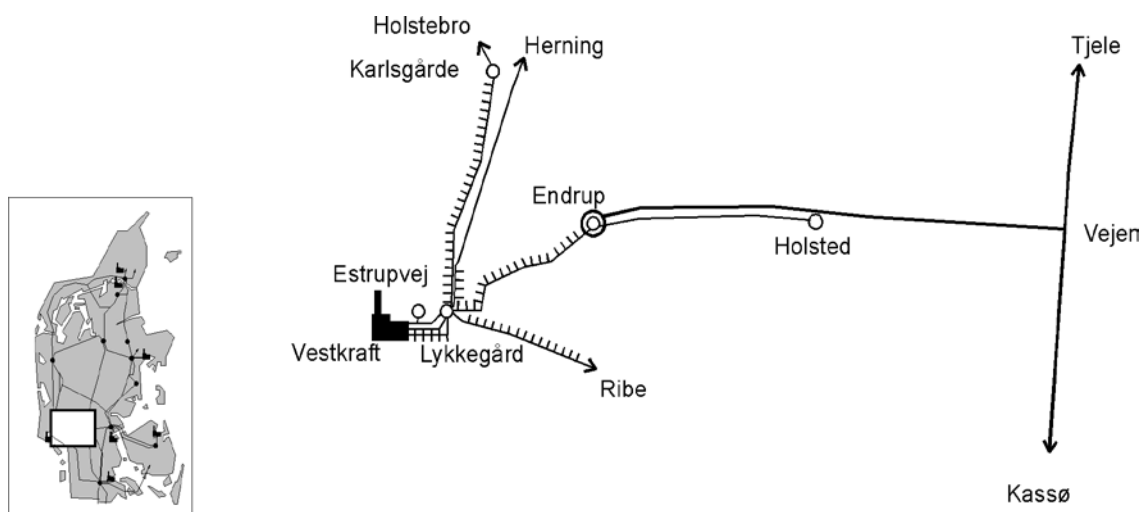
### Esbjergområdet, årene 2001-2005

I henhold til netdimensioneringskriterium C er det nødvendigt at forbedre spændingsforholdene i Esbjergområdet og aflaste 150 kV-ledningsstrækninger i Vestjylland i perioden 1999-2003. Vestkrafts Blok 2 levetidsforlænges ikke og skal under alle omstændigheder skrottes. Vestkrafts Blok 2 udgår af driftsdisponeringen i 1999. Herefter er blokken ikke til rådighed for nettet. Energistyrelsen har vurderet, at der er behov for forstærkning af nettet.

Den eneste effektive aflastning på længere sigt af disse netkomponenter er 400 kV-ledningen Vejen-Esbjerg med 400/150 kV-transformering i Esbjergområdet.

I Netudviklingsplan 1995 blev det indstillet, at 400 kV-ledningen Esbjerg-Vejlen idriftsættes i 1999. Ledningen bygges med tosystems 400 kV-master hele vejen. Det ene system anvendes til 400 kV, og det andet system udnyttes på kort sigt til 150 kV-fremføring på en delstrækning mellem Holsted og stationen i Esbjergområdet. Som vist på **Figur 9** er stationsplaceringen forudsat ved Endrup (Omme).

På den måde fjernes den eksisterende 150 kV-ledning Holsted-Lykkegård på en delstrækning, hvor tracéet reguleres og anvendes til fremføring af 400/150 kV-ledningen. Når 400/150 kV-station i Esbjergområdet oprettes, hænges der samtidig 150 kV-system nummer to op på den eksisterende 150 kV-masterække mod Lykkegård.



**Figur Fejl!** Ukendt argument for parameter. 400 kV-udbygningen til Esbjerg er to år forsinket og ventes fuldført i år 2001.

Projektet er forsinket to år og kan formodentlig være færdigt i år 2001. Igangværende behandling af VVM-redegørelsen, og dermed placering af anlæggene, forventes afsluttet i Ribe Amt primo 1999.

I perioden til år 2001 er der nedsat forsyningsikkerhed og dermed større risiko for driftsforstyrrelser. En række forskellige afværgeforanstaltninger er undersøgt. Blandt andet etableres nu automatisk spændingsregulering på transformeren i Idomlund, hvorved risikoen for spændingskollaps i området reduceres.

Restruktureringsmulighederne i Esbjerg i perioden 2001-2005 afhænger blandt andet af placering af 400/150 kV-stationen i Esbjergområdet, som er beskrevet i Netudviklingsplan 1995. Saneringerne og restruktureringsmulighederne for Ribe Amt er ikke færdigbehandlet.

400 kV-ledningen er forudsat sluttet til det ene system på 400 kV Kassø-Vejen, så den fremtidige 400 kV-station i Vejen kun etableres som et afgreningspunkt. Kassø-Vejen er dog også forsinket, jf. side 37, og det kan blive nødvendigt at revurdere denne forudsætning.

Med de nyeste planer om vindmøller på havet ved Horns Rev i år 2002 kan der blive behov for ekstra anlæg i området og for koordinering, jf. afsnit 5.

#### **400 kV-reaktor i Landerupgård, år 2001**

Den 150 kV-reaktor, der findes i 400/150 kV-station Landerupgård, påregnes flyttet til 400/150 kV-station Endrup, når denne oprettes i år 2001.

I stedet installeres der en 140 Mvar 400 kV-reaktor i station Landerupgård. Udbygningsgraden af 400 kV-nettet i Landerupgård-området medfører, at kompenseringen med reaktiv effekt gøres mere optimal direkte på 400 kV-niveau.

### **Elektrisk Storebæltsforbindelse, årene 2000-2003**

Den elektriske Storebæltsforbindelse forventes bygget som en 600 MW HVDC-forbindelse, der tilsluttes transmissionsnettet i Jylland-Fyn på 400 kV-niveau i station Fraugde via jævnstrømskabel.

Storebæltsforbindelsen er et vigtigt led i at åbne markedet i Danmark. Bestyrelsen har da også besluttet, at forbindelsen skal etableres snarest. Tidspunktet er ikke endelig fastlagt. Eltra planlægger, så forbindelsen kan idriftsættes årene 2000-2003.

Ifølge Lov 486 kan miljø- og energiministeren pålægge Eltra og Elkraft at bygge en elektrisk Storebæltsforbindelse. Som ramme for IRP97 skulle forbindelsen planlægges idriftsat senest år 2003.

I IRP97 er der beskrevet, hvilke begrænsninger der må forventes på import og eksport som følge af interne begrænsninger i nettet i Jylland-Fyn. Disse begrænsninger vil under normalt forekommende driftssituationer være elimineret, når 400 kV Vendsysselsværket-Trige er bygget.

### **Ombygning af 400 kV Kassø-Vejen, år 2002**

400 kV Kassø-Tjele er bygget i 1965 med deraf følgende behov for omfattende maste-renovering i 1998-2004. Den sydlige tredjedel, nemlig 400 kV-strækningen fra Kassø til Vejen er i stedet besluttet ombygget til en 400 kV-tosystemsledning på Donaumaster med to 400 kV-systemer ophængt. Det sker af hensyn til den bedst mulige langsigtede udnyttelse af tracéet.

Ombygningen af Kassø-Vejen var oprindeligt planlagt gennemført, inden ikrafttræden af transitaftalen mellem Norge og Tyskland den 1. oktober 1998. Ombygningen er imidlertid forsinket og kan næppe være gennemført før tidligst år 2002.

Der bygges samtidig et 400 kV-tobryderfelt i Kassø i år 2002, idet det ene 400 kV-system på Kassø-Vejen skal føres mod vest til Esbjerg.

Når 400 kV Kassø-Vejen er idriftsat efter ombygningen, vil de gamle 150 kV-luftledningsstrækninger fra 1959 fra Rødekro til Magstrup og fra Tyrstrup til Skærbækværket blive fjernet. Dette forventes at ske i år 2003. Med denne omlægning vil station Tyrstrup blive ombygget til 60 kV-station og dermed nedlagt som 150 kV-station.

Sagsbehandlingen og udarbejdelse af VVM-redegørelsen for ombygningen til 400 kV-tosystemsledning har ført til en henvendelse fra Sønderjyllands Amt til miljø- og energiministeren, der har nedsat en arbejdsgruppe til at vurdere den overordnede netstruktur, jf. afsnit 2.2. Ministeren har dog skriftligt anmodet Sønderjyllands Amt om at udarbejde VVM-redegørelsen parallelt med arbejdsgruppens arbejde.

Det er for nærværende ikke afklaret, i hvilken grad ledningen skal føres i det gamle tracé. Derfor kan de nødvendige udetider i byggeperioden heller ikke opgøres.

### **220 kV-ledningen ved Bov, år 2002**

Ifølge Netplan 97/98 flyttes 220 kV-luftledningen gennem et erhvervsområde ved Bov ud til motorvejen på en strækning på 6 km. Flytningen gennemføres i år 2002 efter ombygning af 400 kV Kassø-Vejen. Ledningen har flere gange været forhøjet af hensyn til at overholde højderne for byggeriet under den. Ledningen lægger begrænsninger på Bov Kommunes udnyttelse af erhvervsarealerne.

220 kV-ledningen er på længere sigt planlagt ombygget til en 400 kV-ledning som en del af forbindelsen til Tyskland, blandt andet fordi 220 kV-spændingsniveauet langsomt nedlægges i Tyskland. Flytningen er altså første etape i ombygningen af 220 kV-forbindelsen til Tyskland til 400 kV, jf. side 43.

Flytningen af 220 kV-ledningen gøres på nye master, der er dimensioneret som 400 kV-master, men som stort set er magen til 220 kV-masterne, jf. Netplan 97/98. Med flytningen sikres der et fornuftigt placeret, fremtidigt luftledningstracé for en 400 kV-ledning Kassø-Flensborg i erhvervsområdet.

### **Vindmøller på havet, årene 2002-2003**

Demonstrationsanlæggene ved Horns Rev og Læsø syd, hver på 150 MW, skal bygges i perioden 2002-2003 og tilsluttes transmissionsnettet.

Det er ikke fastlagt, hvordan ilandføringen for disse havmøller skal udføres og tilsluttes nettet. Det forventes af hensyn til åbning af markedet, at der skal disponeres, så der efterhånden etableres et offshorenät til opsamling af havmølleeffekten, jf. afsnit 5.3.

### **400 kV Vendsysselværket-Trige, år 2002**

Udnyttelsen af Nordjyllandsværkets Blok 3 og Konti-Skan 2 skal, jf. NUP87, kunne klares med sikkerhed mod mangel af en enkelt komponent (kriterium A). Det medfører, at 400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige bygges.

I 1991 blev det godkendt i bestyrelsen, at 400 kV Vendsysselværket-Trige fremrykkes og bygges til idriftsættelse i 1995 af hensyn til forventede udetider ved reovering,



tabsbesparelser og den daværende svenske transitret. Ledningen er på nuværende tidspunkt syv år forsinket. Den kan derfor tidligst stå færdig til idriftsættelse i år 2002.

Nordjyllandsværkets Blok 3 er gået i kommerciel drift i 1998. Denne enhed kan ikke udnyttes fuldt ud på grund af begrænsninger i nettet.

Importer fra Norge og Sverige er begrænset af nettet i Nordjylland, jf. afsnit 4.5. Begrænsninger vil være til stede indtil Vendsysselværket-Trige er idriftsat.

Med åbning af elmarkedet er der på kort sigt begrænsninger for udnyttelsen af forbindelserne til Sverige. Aktørernes ønsker om at købe el i Sverige har vist et behov for en overføringsevne, der overstiger mulighederne med det eksisterende net. Eltra har derfor set sig nødsaget til at begrænse reservationerne i de nærmeste år.

Meromkostningerne ved begrænsningerne er store og udgør skønsmæssigt 20-25 mio. kr./år. Når 400 kV Vendsysselværket-Trige og 400 kV-ringforbindelsen er idriftsat vil begrænsningerne forsvinde.

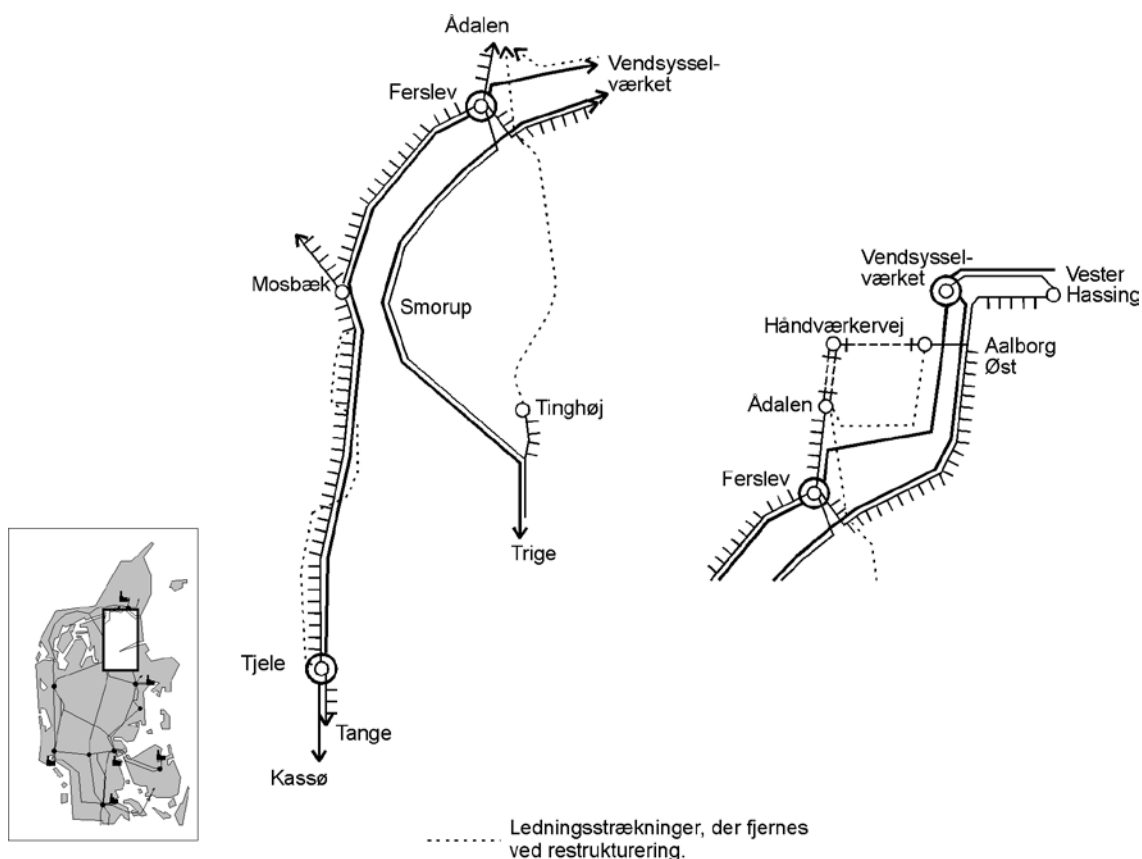
Ledningen Vendsysselværket-Trige forventes bygget som en kombineret 400/150 kV-ledning på hele strækningen. Linieføringen er ikke fastlagt. På mødet med Eltra i juni 1998 har miljø- og energiministeren givet udtryk for, at der er behov for at stramme op på sagsbehandlingen og har taget initiativ til afklaring af linieføringen.

Det har været vurderet, om linieføringsalternativer gennem Vesthimmerland og Viborg Amt skal indgå i VVM-redegørelsen. Disse løsninger er dog blevet fravalgt.

Ifølge **alternativ D** i regionplanforslaget forventes linieføringen i Århus Amt at følge den eksisterende 150 kV-ledning fra Trige til Mariager Fjord (**Figur 10**). I Nordjyllands Amt er der peget på en vestlig linieføring, hvor der skal bygges ny luftledning fra Mariager Fjord til Smorup vest om Rold Skov. Herfra ombygges den eksisterende 400 kV-ledning mod Ferslev til kombineret ledning ved at sætte top på masterækken.

I de nuværende investeringsplaner er der af hensyn til nationale naturinteresser regnet med, at krydsning af Mariager Fjord sker med kabel, både på 400 kV og på 150 kV. Amterne har ønsket de eksisterende 150 kV-strækninger Hornbæk-Mariager Fjord og Mariager Fjord-Ferslev fjernet. Det betyder, at 150 kV-ledningen ved Rold Skov og Madum Sø i så fald fjernes.

Ud over de nævnte strækninger er der givet tilsagn om, at 150 kV-tosystemsledningen Trige-Hornbæk kan fjernes, hvis den nye 400 kV-ledning kan bygges som en 400/150 kV kombineret ledning i dette tracé.



**Figur Fejl!** Ukendt argument for parameter. Linieføringsalternativ D for 400 kV Vendsysselværket-Trige.

Nærmere beskrivelse af bygningen af delstrækningerne Vendsysselværket-Trige fremgår af Netplan 97/98 og af nedennævnte.

#### 400 kV Smorup-Ferslev, år 2001

Mellem Smorup og Ferslev kan der sættes top på den eksisterende 400 kV-masterække, så den kan indgå i 400 kV Vendsysselværket-Trige.

I regionplanens alternativ D for 400 kV Vendsysselværket-Trige forudsættes det, at den separate 150 kV-strækning Mosbæk-Ferslev fjernes for at give plads til en ny kombineret 400/150 kV-ledning med to 150 kV-systemer, som vist på **Figur 10**. Ledningen bliver så en del af Tjele-Ferslev.

Bygning af den vestlige, kombinerede strækning i det gamle tracé Ferslev-Mosbæk-Smorup er indstillet i Netplan 97/98 og forventes gennemført som en del af Vendsysselværket-Trige i år 2001, jf. side 38. Af hensyn til de øvrige arbejder skal denne ombygning ligge mindst et år tidligere end hovedstrækningerne for Vendsysselværket-Trige.

Den resterende 400 kV-delstrækning Tjele-Smorup er fra 1965 og har et renoveringsbehov i planperioden. Den forventes således ombygget, jf. side 42.

### Saneringer i Aalborg, årene 2003-2010

Når 400 kV Vendsysselværket-Trige er bygget, er der muligheder for at sanere i 150 kV-nettet i Aalborg, **Figur 10**.

Den nye kombinerede ledning fra Tjele til Ferslev i alternativ D muliggør nedrivning af 150 kV-ledningen ved Svenstrup, hvor den blandt andet går gennem et boligområde. Desuden kan ca. 3 km 150 kV-tosystemsledning fra Ferslev mod Ådalen ophænges på den eksisterende 400 kV-masterække fra Ferslev og 2 km mod nord.

Den kombinerede ledning Vendsysselværket-Trige giver mulighed for at nedrive 150 kV Ådalen-Tinghøj og Ådalen-Aalborg Øst. Ved fjernelse af to ud af tre eksisterende ledninger til Ådalen opstår der et behov for en ny uafhængig forbindelse til Ådalen.

Der forventes etableret en 150 kV-ring omkring Aalborg, der forsynes fra Ferslev og Aalborg Øst. Ringen sluttet med et nyt 150 kV-kabel mellem Håndværkervej og Aalborg Øst (Figur 10). 150 kV-forbindelserne til Ådalen, Håndværkervej og Aalborg Øst vil da ikke længere have transmissionsopgaver, men alene tjene forsyningsformål. 150 kV-systemerne fra Tinghøj og Vester Hassing sløjfes ind i Ferslev, så der bibeholdes en sammenmasket 150 kV-netstruktur i Vendsyssel og Himmerland.

### 6.3 Netudbygning årene 2006-2015

Perspektivperioden for Netplan 1999 går frem til år 2015. Der regnes ikke med kraftværksenheder på nye pladser inden for den aktuelle tidshorisont. I perioden må det dog forventes, at visse kraftværker vil blive udbygget med ny kapacitet, og andre vil få reduceret effekt. Det vil afhænge af markedsudviklingen og af miljøhensyn.

Transmissionsnettet forventes færdigbygget med luftledninger i årene 2010-2015 afhængig af blandt andet myndighedsarbejdet og saneringer. Der er ikke taget stilling til, hvilken af de i **Figur 1** viste netstrukturer, der skal vælges. Det betyder, at den i bilag 1 viste langsigtede netstruktur indtil videre fastholdes.

Med markedsåbningen og de stigende transporter på 400 kV-niveau vil der i perspektivperioden blive behov for forøget **transformerkapacitet** i flere 400 kV-stationer. Behovet peger på blandt andet Landerupgård, Trige og Tjele.

Selv om 400 kV-netudbygningen muliggør et generationsskift i tilslutning af nye blokke og større effekttransporter på 400 kV, vil 150 kV-nettet udgøre en væsentlig del af transmissionssystemet.

Tidspunktet for nedennævnte anlæg vil blandt andet være afhængig af valg af netstruktur, markedets behov og renoveringer.

**Viborg-Holstebro, år 2006**

Som et restruktureringsforslag indgår ombygning af 400 kV-ledningen Idomlund-Tjele fra 1989 til kombineret 400/150 kV-ledning i kabelhandlingsplanen. 400 kV-ledningen kan ved montage af en topsektion på masterne udbygges med to 150 kV-systemer. Samtidig kan 150 kV-ledningsstrækningerne Tange-Lånium og Bilstrup-afgrening-Struer fjernes. Ca. en tredjedel af disse strækninger går gennem bevaringsværdige naturområder.

I Netudviklingsplan 1995 blev projektet indstillet til bygning i år 2002. Med de øvrige forsinkelser af 400 kV-netanlæg kan dette ikke opretholdes, og ombygningerne kan først ske, efter at der er ført 400 kV frem til Esbjerg.

Ombygningen til kombineret 400/150 kV-ledning er hidtil set som et naturligt led i opbygning af det kombinerede basisnet og i en langsigtet, optimal udnyttelse af tracéet. Om projektet skal gennemføres i den tidligere forudsatte form afhænger blandt andet af, hvilken overordnet netstruktur der vælges, jf. afsnit 2.2.

Ombygningen forventes tidligst at kunne ske i år 2006.

**Kassø-Tjele-Smorup, årene 2007-2010**

400 kV Kassø-Tjele-Smorup er bygget i 1965 efter det daværende Stærkstrømsreglement. Ledningen har et stort masterrenoveringsbehov inden år 2004. En renovering af masterne på hele strækningen på ca. 200 km vil tage ca. 6 år, hvis arbejdet udføres etapevis med afbrydelser og indsættelse af reservemaster. Renovering ville koste ca. 100 mio. kr.

Som en overordnet **masteplan** er det besluttet, jf. Netplan 97/98, at 400 kV Kassø-Tjele-Smorup ombygges til tosystems 400 kV-ledning i perioden frem til år 2010 (**bilag 1**). Dermed sikres en optimal udnyttelse af tracéet.

Den sydlige strækning af **Kassø-Vejen** er tidligere besluttet ombygget. Dette sker mest sandsynligt i år 2002, jf. side 37. Dermed undgås renoveringer på denne delstrækning.

Restrukturering af strækningen **Tjele-Smorup** er vist på Figur 10. På denne strækning forventes der bygget en kombineret 400/150 kV-luftledning på 400 kV-master omkring år 2007 som erstatning af de to separate masterækker i området.

Med de store transporter, der forventes på kort sigt, kan ombygning af strækningerne **Tjele-Brande** og **Brande-Vejen** først gennemføres i 2008 og 2010, samtidig med der er behov for renovering af jord- og faseledere. Det er nødvendigt at foretage en delvis renovering til ca. 60 mio. kr. af strækningen.

Om strækningen skal ombygges afhænger blandt andet, hvilken overordnet netstruktur der vælges, jf. afsnit 2.2.

#### **Esbjerg-Holstebro, årene 2007-2015**

400 kV-strækningen mellem **Esbjerg** og **Holstebro** forventes inden for perspektivperioden at lukke den vestlige 400 kV-ring. Der er to muligheder for at oprette en 400 kV-strækning mellem Esbjerg og Holstebro, jf. afsnit 2.2. Den ene mulighed er, at ledningen bygges som en kombineret 400/150 kV-ledning fra Esbjerg til Herning i det gamle 150 kV-tracé. Videre fra Herning til Idomlund forventes det allerede reserverede 150 kV-tracé anvendt (jf. **bilag 1**). Den gamle 150 kV-ledning fra Esbjerg over Herning til Struer kan så fjernes, når 400 kV-ledningen Esbjerg-Idomlund bygges.

Den anden mulighed for at etablere strækningen er at anvende 400 kV-tosystemsmasterækkerne på Esbjerg-Vejen-Tjele-Idomlund, jf. **Figur 1**.

Tidspunktet for etablering af Esbjerg-Holstebro forventes at være årene 2005-2015. Der kan blive behov for fremrykning af ledningen helt eller delvis, da den gamle 150 kV-ledning Herning-Struer går gennem boligområder med deraf følgende kabellægningskrav i henhold til kabelhandlingsplanen.

Der kan også blive behov for strækningen af hensyn til havmølleudbygningen ved Horns Rev, jf. afsnit 6.2.

#### **Tjele-Trige, årene 2008-2015**

Når der bliver behov for at bygge 400 kV-forbindelsen mellem **Tjele** og **Trige**, forudsættes det at ske ved anvendelse af de gamle 150 kV-tracéer Tjele-Tange og Tange-Trige. Der forventes bygget en kombineret 400/150 kV-forbindelse med 400 kV op-hængt på den ene side af masten og to 150 kV-systemer på den anden side, jf. **Figur 1**.

Strækningen forventes bygget inden år 2015. Der kan blive behov for at fremrykke den, blandt andet af hensyn til udnyttelse af forbindelsen til Norge eller til de meget store tab, der er i 150 kV-strækningen Trige-Tange.

#### **Tysklandsforbindelsen, årene 2006-2015**

220 kV-nettet er bygget i 1961 som sammenkobling af det danske og det tyske system, fordi 220 kV var et udbredt spændingsniveau i Tyskland. På længere sigt påregnes de gamle 220 kV-forbindelser erstattet af en eller flere 400 kV-forbindelser, jf. **bilag 1**. Der er ikke taget stilling til, om der på denne ledning er behov for et eller to 400 kV-systemer.

Tidspunktet for afvikling af 220 kV-nettet er ikke fastlagt, men vil afhænge både af produktionsapparat, PreussenElektras planer og af transitforhold.

Af hensyn til driftsikkerheden er der også på langt sigt behov for flere separate forbindelser over grænsen. Der gennemføres for tiden en separat analyse af overføringsforholdene i grænseområdet med henblik på at fastlægge udbygningsbehovene. Den ser på perioden frem til år 2015.

Restruktureringsmulighederne i grænseområdet afhænger af, hvornår 220 kV-ledningerne skal erstattes af 400 kV. En kortsigtet restruktureringsmulighed er at forlægge 220 kV-forbindelsen mellem Ensted og Kliplev, da den betragtes som belastende for området ved Hostrup Sø. Der er ikke taget stilling til dette.

En fuldstændig afvikling af 220 kV-spændingsniveauet på Enstedværket bliver næppe aktuel, så længe produktionen på Enstedværkets Blok 3 føder ind på 150 kV-nettet. Der kan blive tale om at opretholde 220 kV fra Enstedværket til Flensborg frem til år 2014.

#### 6.4 Perspektiver for netudbygningen

Perspektivering af netudbygningen dækker både de kortsigtede perspektiver og mulighederne i perioden 2016-2030. Udfordringerne i tilpasning af transmissionsnettets udbygning til det 21. århundredes behov vil afhænge af de transportbehov, der skal dækkes i et øget internationalt samarbejde og af de relevante infrastrukturopgaver.

Med færdigbygning af 400 kV-nettet, som det fremgår af **Figur 1**, vil hele elsystemets overføringsevne være forøget, da de gamle traditionelle flaskehalse er fjernet. På det tidspunkt forventes der ikke at være behov for flere 400 kV-luftledninger. Med et stærkt luftledningsnet som det centrale vil der være en række teknikker, der derefter vil kunne forbedre sikkerheden og overføringsforholdene.

Når fleksibiliteten er sikret ved luftledningerne kan udbygningsbehovet på det lange sigt enten fastholdes som kombineret fremføring, eller man kan vælge at "lade systemet vokse" og dermed øge overføringsevnen ved at anvende begge systemer på 400 kV-tosystemsmasterne til 400 kV. Dette må så ske ved, at 150 kV-systemer kabellægges.

Indpasning af ny teknik vil blandt andet afhænge af de forskellige transportbehov, der skal dækkes. De mest interessante teknikker for transmission i det 21. århundrede er:

- Dynamiske kompensatorer.
- Nye HVDC-koncepter.
- Effektelektronik.
- 400 kV-kabellægninger.

Eltra's F&U-politik for transmissionen er da også koncentreret om indpasning af nye teknikker mere end på grundforskning.

Den særlige jævnstrømsteknik HVDC Light er under afprøvning i forbindelse med tilslutning af vindmøller. Dette kan også, efterhånden som erfaringerne opbygges, føre til anvendelse ved andre tilslutninger og eventuelt også i transmissionsnettet.

En af de store udfordringer frem til år 2030 bliver at opbygge offshorenettene til opsamling af effekt fra store havmølleparker på en effektiv og økonomisk fornuftig måde.

Netdimensioneringskriterierne skal videreudvikles, så de indeholder både tekniske og økonomiske hensyn. De skal desuden kunne håndtere hensyn til bunden produktion og hensyn til markedets behov og transit. Også her er der behov for gode modeller til beregninger.

## **7. Økonomi**

Monopolet for 150-400 kV-transmissionsnettet forventes fortsat baseret på "hvile i sig selv"-princippet og dermed også på, at der kan forhåndshenlægges til netanlæg.

Med opdelingen i produktion og net er der behov for, at der med Netplan 1999 fastlægges økonomiske forpligtigelser netselskaberne imellem. De hidtidige Netbetalingsregler er videreført i det nye samarbejde. De fastlægger betalingsfordelingen for de 400 og 150 kV-anlæg, der bygges af hensyn til fælles behov, idet 400 kV-anlæg fortsat betales af Eltra og 150 kV-anlæg af 150 kV-netselskabet.

Netbetalingsreglerne er revideret i 1992 med hensyntagen til en øget anvendelse af kombineret 400/150 kV-fremføring. Eltra kan give tilskud til 150 kV-anlæg på op til 70 %. Dette gælder også for 150 kV-systemer på 400 kV-masterækker. Tilsvarende ydes tilskud, hvor gamle ledninger fjernes for at give plads til nye 400 kV-ledninger.

Handlingsplanens restruktureringsprojekter med 400 kV-anlæg eller med kombineret fremføring betales i princippet af Eltra. Hvor disse indeholder ophængning af 150 kV-systemer på 400 kV-masterækker, ydes der tilskud, og netselskabet betaler et fiktivt beløb på normalt 30 % af en tilsvarende 150 kV-ledning.

Som følge af Netbetalingsreglerne betales alle handlingsplanens 60 kV-kabellægninger af de regionale netselskaber (i Nordjylland af distributionen) og 60 kV-investeringer indgår ikke længere i Netplanen.

Investeringerne for netanlæg kan opdeles i investeringer hørende til planlagte/besluttede netanlæg frem til år 2005 og på investeringer til forventede netanlæg.

**Tabel 1** viser en oversigt over de planlagte/beslutede investeringer i perioden 1999-2005. Disse er fordelt på nyanlæg, restrukturering og kabellægning som følge af saneringsaftalen. De samlede investeringer for Eltra og 150 kV-netejerne udgør her 2.172 mio. kr. (i 1998-priser) inklusive havmølletilslutningerne. De projekter, som Eltra er involveret i helt eller delvist, er angivet på bilag 4. Den samlede investering for disse projekter udgør 1.709 mio. kr.

	<b>400 kV- og 220 kV-anlæg</b>	<b>150 kV-anlæg</b>
<b>Nyanlæg</b>	816	861
<b>Restruktureringer</b>	128	76
<b>Kabellægning</b>	0	291
<b>I alt</b>	944	1.228

*Tabel Fejl! Ukendt argument for parameter. Oversigt over anlægsinvesteringer i perioden 1999-2005 (i mio. kr.)*

De forventede netinvesteringer for Eltra frem til år 2005 udgør 2,3 mia. kr., herunder Storebælt m.fl. I perioden 2006-2011 forventes de samlede investeringer til netanlæg at udgøre ca. 3,9 mia. kr. Heraf forventes det, at investeringer til ilandføring af havmølle-effekt udgør 1,2 mia. kr.

Netadgangen i Eltra's område reguleres via offentliggjorte **tariffer** og vilkår for brugen af transmissionsnettet. Tariffen er opdelt i en systemtarif og to nettariffer.

Systemtariffen betales af alt forbrug og dækker de omkostninger, som Eltra afholder på elforsyningens vegne for at sikre forsyningssikkerheden i det jysk-fynske område.

Nettariffen for 400 kV-nettet betales af alt forbrug, produktion og import/eksport. Den dækker omkostninger til anlæg, drift og vedligehold af 400 kV-nettet samt de samlede nettab i 400 kV- og 150 kV-nettet. Nettariffen for 150 kV-nettet fastlægges af det enkelte 150 kV-netselskab og dækker anlæg, drift og vedligehold af 150 kV og betales af alt forbrug i det pågældende 150 kV-netområde.

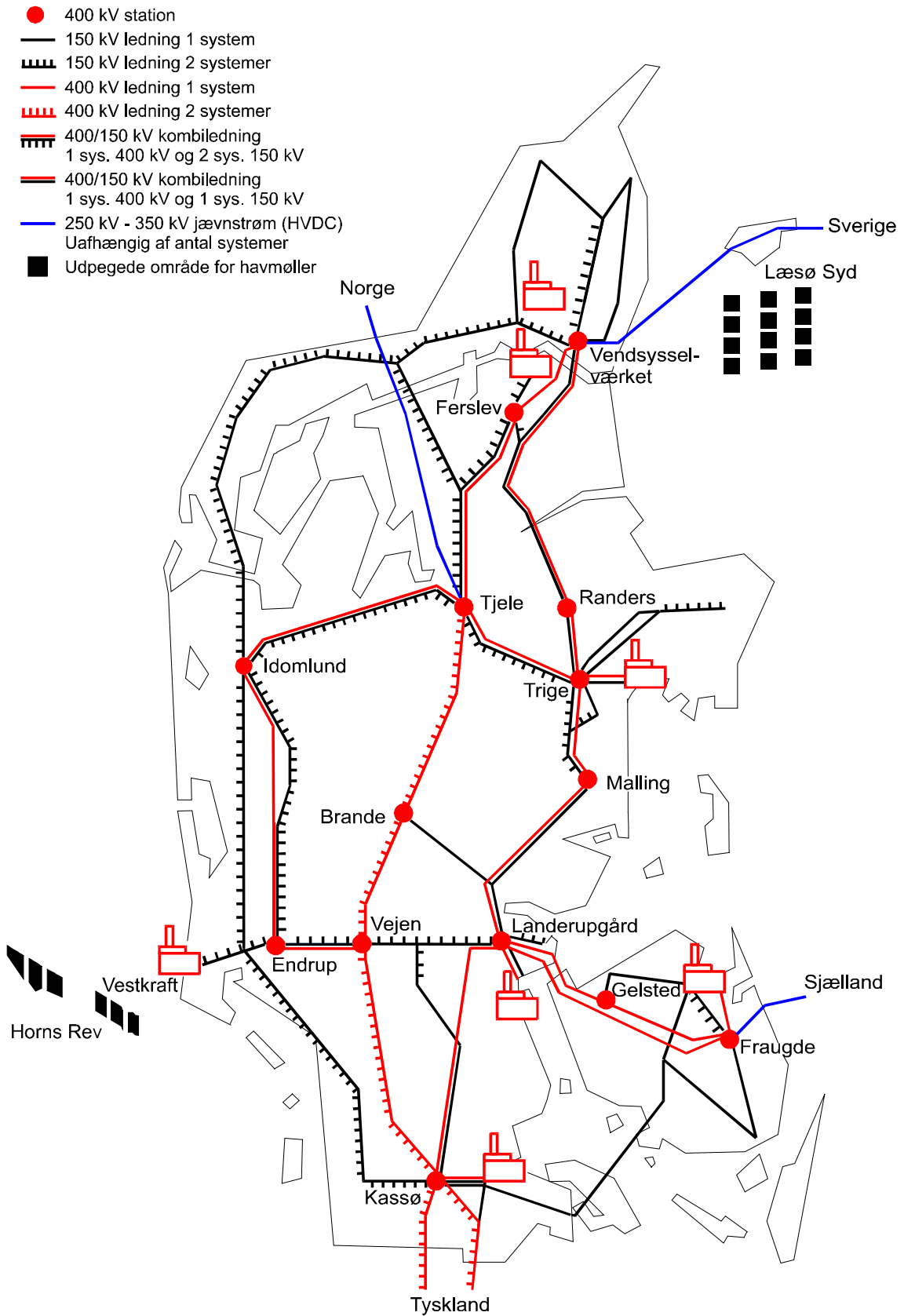
Systemtariffen og nettariffen fastlægges normalt for ét år ad gangen eller efter behov. Aktuelle priser findes på Eltra's hjemmeside: [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk).

**Bilag 4** viser forventet idriftsættelsestidspunkt og omkostningsfordelingen mellem Eltra og eventuelt det regionale selskab for de tidligere indstillede netanlæg. De tidligere aftalte betalingsfordelinger er fastholdt for disse anlæg.



**Renoverings**omkostningerne i perioden frem til år 2010 udgør desuden ca. 440 mio. kr. Ca. en tredjedel af disse omkostninger kan spares, hvis restruktureringer og nybyggeri gennemføres.

## Struktur for langsigtet kombineret basisnet



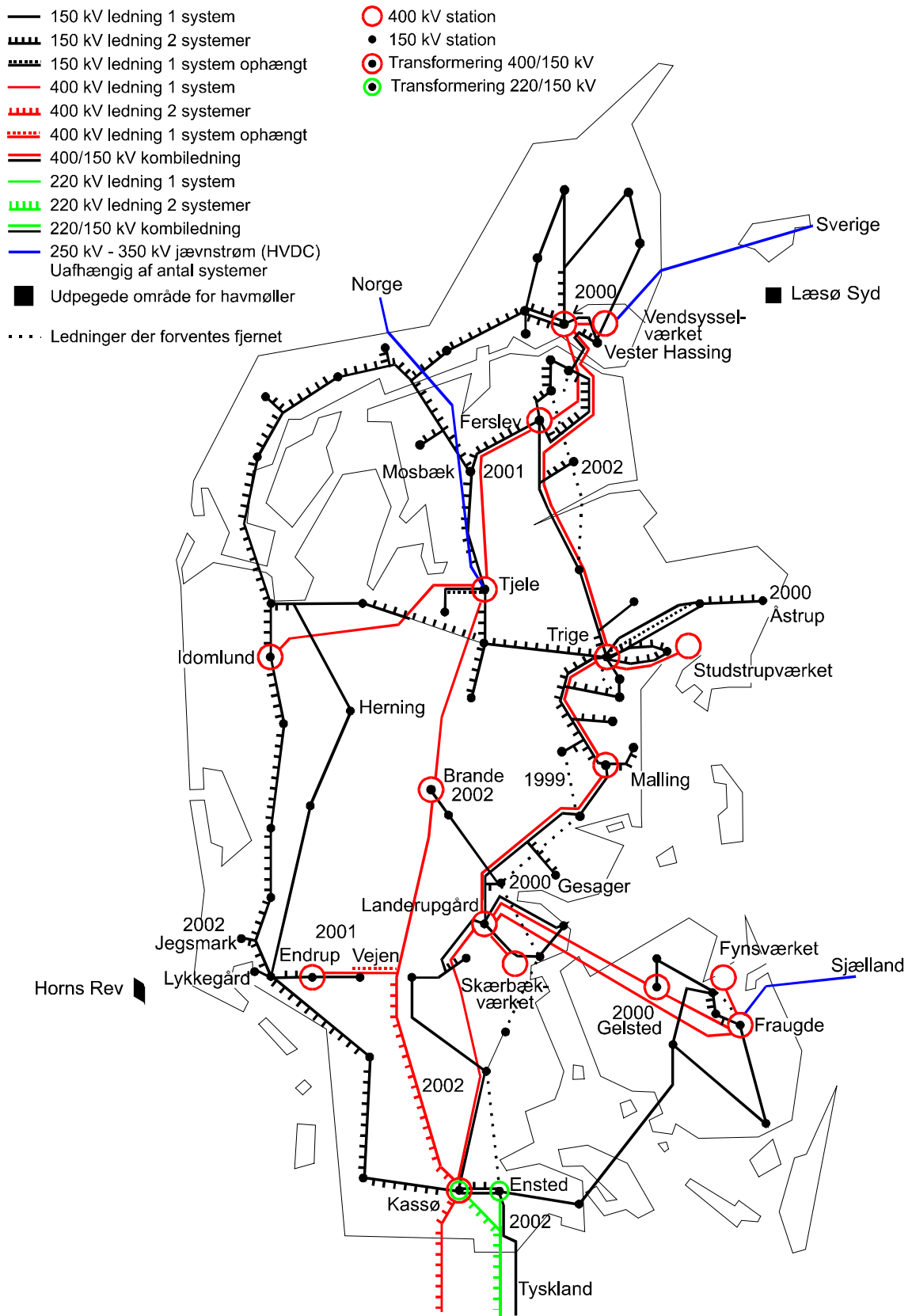
Det langsigtede kombinerede vekselsstrømsbasisnet fra 1995.

## Lysleder-stamnet Jylland-Fyn

- Etableret på højspændingsnettet pr. 1.1.1999
- Etableret på højspændingsnettet pr. 1.1.2000
- Senere forbindelser etableret på højspændingsnettet
- Andre forbindelser



### Planlagt netudvikling til 2005



## Anlægspriser og betalingsfordeling indtil år 2005

Indstillede/besluttede anlæg	Godkendt Netplan	Budget ultimo 1998 (1.000 kr.)		Forventes idriftsat
		Total omkostning	Eltra-andel	
<b>Østkysten, Hørning Århus</b>				
150 kV-ophængning Trige-Ormslev-Malling	1993	21.700	13.500	1998.10.01
150 kV Enslev-Hørning	1995	8.400	6.000	1998.10.01
Tilknyttede projekter <sup>1)</sup>	-	27.800	15.500	1998.10.01
<b>400 kV st. Gelsted</b>				
400/150 kV-station Gelsted	1995	34.500	31.400	2000.10.01
150 kV Gelsted-Graderup	1995	13.000	9.100	2000.10.01
<b>Sanering Vejle-Horsens</b>				
150 kV indsløjfning af Station Knabberup	Separat	10.500	2.200	2000.10.01
Tilknyttede projekter <sup>1)</sup>	-	41.200	0	2000-2002
<b>Esbjergområdet</b>				
400 kV Vejen-Endrup	1995	100.500	100.500	2001.10.01
400/150 kV-station Endrup	1995	34.000	34.000	2001.10.01
400 kV-reaktor, Station Endrup	1997/1998	18.900	18.900	2001.12.01
Tilknyttede projekter <sup>1)</sup>	-	23.000	3.000	2001.10.01
<b>Ombygning af 400 kV Kassø-Vejen</b>				
400 kV Kassø-Vejen, ombygning	1992	196.900	196.900	2002.05.01
400 kV-felt i Kassø	1995	8.100	8.100	2002.05.01
<b>400 kV Vendsysselværket-Trige</b>				
400 kV Smorup-Ferslev	1997/1998	93.400	76.600	2001.12.01
400/150 kV Trige-Vendsysselværket	Separat	319.300	270.100	2002.12.01
400/150 kV-krydsning Mariager fjord	Separat	112.700	109.700	2002.12.01
400 kV-felt i Trige	Separat	8.600	8.600	2002.12.01
400 kV-felt på Vendsysselværket	Separat	8.100	8.100	2002.12.01
150 kV-indsløjfning af Tinghøj	1995	7.800	5.500	2002.12.01
Tilknyttede projekter <sup>1)</sup>	-	9.700	8.400	2002.12.01
<b>400 kV st. Brande</b>				
400/150 kV-station Brande	1997/1998	43.900	40.500	2002.10.01
150 kV Brande-Thyregod <sup>1)</sup>	-	8.600	6.000	2002.10.01
Tilknyttede projekter <sup>1)</sup>	-	22.100	0	2002.10.01
<b>Ilændføringsanlæg, havmøller</b>				
Nettilslutning af møllepark på Horns Rev	Pålæg	250.000	250.000	2002.10.01
Nettilslutning af møllepark ved Læsø Syd	Pålæg	250.000	250.000	2003.10.01
<b>Øvrige projekter</b>				
400/150 kV-station Ferslev	1987	42.600	38.600	1998.10.01
Lyslederprojekt	-	97.700	97.700	1998-1999
150 kV Vendsysselværket-Vester Hassing <sup>1)</sup>	1997/1998	13.100	7.500	2000.07.01
220 kV-ledningen ved Bov	1997/1998	15.500	12.500	2002.10.01
<b>I alt 1998</b>		132.500	105.600	
<b>I alt 1999-2005</b>		1.709.100	1.523.300	
<b>AFSLUTTEDE ANLÆG</b>		<b>REGNSKAB</b>		
400 kV-tobryderfelt Vendsysselværket	1995	10.270	5.708	1997.12.01

<sup>1)</sup> Betalingsfordelingen/anlægstilskuddet er ikke endeligt fastlagt.

*Anlægspriser og betalingsfordeling indtil år 2005 for projekter Eltra er involveret i helt eller delvis. Beløbene angives i 1.000 kr. med prisbasis i 1998. Idriftsættelsestidspunkterne er revideret i forhold til Netplan 97/98.*

## Referenceliste

1. Notat S97-001e: "Retningslinier for Systemansvaret i det jysk-fynske område".
2. Elforsyningslov, Lov 486.
3. Miljø- og Energiministeriet, Havmøllehandlingsplanen.
4. Notat NP94-640d: "Handlingsplan for kabel/luftledning".
5. Blå notat NP95-861a: "Dimensioneringskriterier for 400-150 kV-samarbejdsnettet".
6. Notat TP98-512: "Plangrundlag til Netplan 1999".
7. IRP97.
8. Risø-studiet "Fluktuerende vedvarende energi i el- og varmforsyningen - det mellem-lange sigt".
9. Energistyrelsen, "Analyser af den langsigtede struktur for eltransmissionsnettet".
10. Notat TP98-353e "En robust netstruktur".
11. Miljø- og Energiministeriet: "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg".
12. Notat TP98-047d "Status for saneringsplaner for højspændingsnettet i Jylland-Fyn.
13. Havmøllepålægget af den 13. februar 1998.
14. Notat TP98-494b "Kabelpriser opstillet på baggrund af de aktuelle markedsforhold".
15. Notat TP98-490b "Dimensionering af transmissionssystemet i Jylland-Fyn".