

Notat ELT1999-416d

Netplanlægning

Dato: 15. december 1999

Sagsnr.: 530

Dok.nr.: 62898

Reference: JKJ/AFJ

Netplan 2000

Indholdsfortegnelse

1.	Indledning	5
1.1	Rammer for netaktiviteter	5
1.2	Miljørammer.....	6
1.3	Plangrundlag.....	8
2.	Det europæiske elmarked	9
2.1	Spotmarkederne og de internationale transporter.....	9
2.2	Åbning af elmarkedet i Jylland og på Fyn	10
2.3	Flaskehalse i det jysk-fynske net.....	11
2.4	Forbindelser til naboområderne	12
3.	Dimensionering	15
3.1	Dimensionering i markedet	16
3.2	Dimensionerende lavlastsituationer	16
3.3	Anvendelse af billeder i netdimensioneringen	18
3.4	Perspektiver i netudbygningen	19
4.	Opsamlingsnet på havet, offshorennet	22
4.1	Indpasning i transmissionssystemet	22
4.2	Demonstrationsanlæggene, årene 2002-2003	23
4.3	Havmølleudbygning efter år 2005.....	25
5.	Saneringsplanlægning	26
5.1	Saneringsaftaler	27
5.2	Restrukturering.....	27
5.3	Sanering i boligområder	28
5.4	Sanering i andre områder	28
6.	Planer for netudbygningen	29
6.1	Gennemførte projekter	29
6.2	Netudbygning indtil år 2003	29
6.3	Netudbygning årene 2004-2010	36
6.4	Netudbygning 2011-2020.....	40
7.	Økonomi.....	41
7.1	Investeringer	42
7.2	Betalingsfordelinger	43

Bilag:	1. Struktur for langsigtet kombineret basisnet
	2. Planlagt netudvikling til år 2003
	3. Planlagt netudvikling årene 2004-2010
	4. Anlægspriser og betalingsfordeling
	5. Referenceliste

Resumé og indstillinger

Netplan 2000 er udarbejdet på et tidspunkt, hvor Eltra har åbnet markedet og er et anmeldelsesområde i Nord Pool. Samtidig har mængden af decentrale kraftvarmeværker og vindmøller nået et niveau, hvor der er stor bunden elproduktion, der skal afsættes.

Netplanens formål er at sikre et fleksibelt transmissionsnet under hensyntagen til langsigtede mål, så strategiske og geografiske forudsætninger udnyttes. Transmissionsnettet skal således udbygges under samlet hensyntagen til økonomi, marked og miljø. Her spiller det en vigtig rolle, hvordan Lov 375's marked for vedvarende energi (VE) indrettes og dermed, hvor meget VE der skal indpasses i elsystemet.

Netplanen opererer med en opfølgningsperiode indtil år 2003, en planperiode til år 2010 og en perspektivperiode til år 2020. Det står nu klart, at restruktureringerne ikke kan være gennemført i år 2010, som det var forudset i kabelhandlingsplanen fra 1995. Det skyldes, at disse hænger sammen med godkendelser af nyanlæg på 400 kV.

Ifølge § 28 i Lov 375 udarbejder Eltra årligt en netplan. Netplan 2000 behandler en række vigtige temaer af betydning for netbehovet, herunder opbygning af opsamlingsnet på havet, flaskehalse i nettet, behov for forbindelser til naboområder, dimensionering under lavlast og nye økonomiske rammebetingelser.

Status

Siden Netplan 1999 har Eltra og 150 kV-netselskaberne modtaget godkendelser af følgende anlæg:

- 400 kV Vejen-Endrup med tilhørende 400/150 kV-station i Endrup og 150 kV-system Endrup-Lykkegård.
- 400/150 kV-station Kingstrup med tilhørende 150 kV-kabelforbindelse til Graderup.
- Ændring af den planlagte 150 kV-luftledning Mesballe-Åstrup til en tosystems 150 kV-kabelforbindelse.
- 150 kV-udbygning i Malling.

Der er stadig væsentlige forsinkelser på en række 400 kV- og 150 kV-anlæg:

- 400 kV Kassø-Vejen er forsinket mindst fem år. Sagsbehandlingen i Sønderjyllands Amt ligger fortsat stille.
- 150 kV-saneringerne ved Vejle er udskudt to-tre år.
- 400 kV Vendsysselværket-Trige er otte år forsinket. Sagsbehandlingen er i gang, og Energistyrelsen har udtalt, at der er behov for forbindelsen. Der forventes offentlig-hedsfase på forbindelsen i januar-februar år 2000.

Elsam har besluttet skrotning/langtidsreserve af 250 MW-blokkene. De blokke, der har betydning for nettet, er Vestkrafts blok 2 og Skærbækværkets blokke 1 og 2. Skrotning af Vestkrafts blok 2 giver nedsat forsyningssikkerhed i Vestjylland indtil år 2001, hvor 400 kV-ledningen forventes i drift. Skrotninger på Skærbækværket betyder, at sanering i Vejle-Horsensområdet tidligst kan gennemføres i år 2002, når 400/150 kV-station Brande er bygget.

Bilag 2 viser med angivelse af idriftsættelsestidspunkter den planlagte netudbygning indtil år 2003. **Bilag 3** viser tilsvarende idriftsættelsestidspunkter fra år 2004 til 2010.

Handlingsplanen fra 1995 skrider stort set planmæssigt frem. 110 km 150 kV-luftledninger er fjernet som følge af saneringer. Frem til år 2005 vil yderligere 250 km 150 kV-luftledning forsvinde. I samme periode vil der blive etableret 110 km ny luftledning som kombineret fremføring af 400 kV og 150 kV. I perioden 1995-2005 bliver der tale om en reduktion af luftledningsnettet over 100 kV på mere end 250 km svarende til godt 10 %.

De mange decentrale kraftvarmeværker og vindmøller har ført til store omkostninger i distributionsnettet uden tilsvarende besparelser i transmissionsnettet, jf. afsnit 7.1. Det har også ført til bundne elproduktioner, der skal føres bort fra lokalområder. Undersøgelser tyder på, at det ikke er markedet, der bestemmer behovet for netkapacitet, men afsætningen af eloverskud.

Elsystemet i Eltra's område har traditionelt været dimensioneret til sydgående transporter. Overskudssituationer sammenholdt med forventelige effektunderskud i de skandinaviske lande vil efterhånden også føre til nordgående transporter.

Netbehovene har tidligere været fastlagt i et optimeret elsystem, hvor en væsentlig del af produktionsapparatet var regulerbare kraftværker. Dimensioneringen vil fremover blive gennemført på en række repræsentative billeder, hvor en vigtig parameter er vindkraften. Der er opstillet billeder for højlastsituationer med og uden vind og for lavlast med vind, jf. afsnit 3.3. Billedteknikken vil blive videreudviklet i de kommende år.

Indstillinger

Ændring af produktionsapparatets sammensætning betyder, at der bliver behov for netudbygning i planperioden, jf. afsnit 6.3. På nuværende tidspunkt er det dog vanskeligt at konkretisere udbygningen fuldt ud, da mange forudsætninger endnu er uafklarede.

De eksisterende dimensioneringskriterier A, B, C og D er stadig anvendelige til at fastlægge udbygningsbehovene og fastholdes derfor, jf. afsnit 3. Det **indstilles**, at systemsikkerheden under markeds transporter sikres via det eksisterende kriterium A.

Det **indstilles** samtidig, at nettet udbygges, så det er den fulde kapacitet på udlandsforbindelserne, der kan udnyttes under kriterium A.

Der er behov for også at dimensionere elsystemet under hensyntagen til lavlastsituationer, hvor de største eloverskud findes som følge af bunden produktion. Det **indstilles**, at lavlastdimensionering inddrages i fastlæggelse af netbehov på lige fod med højlastsituationer. Det naturlige dimensioneringskriterium i lavlast er det eksisterende kriterium A.

Der er behov for yderligere analyser for at konkretisere, hvor stor en del af den bundne elproduktion under lavlast, der skal sikres net til.

Analyser har vist, at der er et stigende behov for forbindelser til naboområder, idet disse i lavlast efterhånden fyldes op med eloverskud, der skal afsættes i markedet. I perioden frem til år 2010 er der behov for nye forbindelser. Medregnes udbygning på Storebælt med 200 MW og erstatning af Konti-Skan 1 med Konti-Skan 3, der giver en forøget kapacitet på 90 MW, nedsættes behovet, men ikke tilstrækkeligt. Der er behov for at gennemføre yderligere analyser for at konkretisere behovet for forbindelser i år 2010.

Af hensyn til den stigende alder på nettet i Eltra's område og dermed behov for udetider til renovering skal der udvikles metoder til opgørelse af udetidsomkostninger, da disse bliver synlige i markedet, jf. afsnit 3. Udetidsomkostninger skal også anvendes til videreudvikling af dimensioneringsreglerne. Den tidligere beslutning om at omgalvanisere 400 kV-masterne fra Vejen til Tjele er revurderet i lyset af markedsåbningen og det forøgede pres på transportkapacitet. Det har ført til, at arbejderne bliver forceret med henblik på at være gennemført inden anlægsarbejderne på Vendsysselværket-Trige begynder. Ekstraomkostningerne hertil er begrænsede.

Der etableres altid lyslederforbindelser på nye 400 kV- og 150 kV-luftledninger. Det **indstilles** desuden, at udbygningen af lysledernet på det eksisterende net fortsætter med henblik på færdiggørelse i år 2001. Omkostningerne er medtaget i investeringsplanen og udgør 53 mio. kr.

Det **indstilles**, at demonstrationsanlægget for havmøller ved Horns Rev som følge af pålæg af 18. marts 1998 tilsluttes på 150 kV vekselstrøm, ved at Eltra etablerer en 150/24 kV-offshoreopsamlingsstation. Desuden lægges der et 150 kV-kabel på mindst 53 km. Tilslutningspunktet i land er ikke fastlagt, men det bliver enten 150 kV Karlsgårde eller Endrup afhængig af yderligere analyser. Nettilslutningen af Horns Rev er medtaget i investeringsplanen og koster i alt ca. 324 mio. kr. Den kan blive dyrere, hvis kablet føres til Endrup.

Der er ikke taget stilling til tilslutningen af demonstrationsanlægget ved Læsø, da det blandt andet afventer F&U-projekter om anvendelse af nye jævnstrømsteknikker.

Der er heller ikke taget stilling til, hvordan de langsigtede offshorenets ved Horns Rev og Læsø indpasses i transmissionsnettet. Dette vil afhænge af udbygningstakt, indretning af VE-markedet og teknologiudviklingen, jf. afsnit 4.

Der er som en følgeomkostning detekteret behov for regulerkapacitet på ca. 75 MW for hvert af demonstrationsanlæggene. Omkostningerne hertil er markedsbestemte.

Økonomi

De samlede investeringer i transmissionsnettet for årene 2000-2003 er ca. 3.144 mio. kr. Dette beløb vil blive delvist lånefinansieret, afhængig af bekendtgørelsen til Lov 375. Indflydelsen på nettariffen vil således strække sig over en længere årrække end tidligere finansieringer. Fra år 2004 til år 2010 er investeringerne tilsvarende 5.000 mio. kr.

Af de samlede investeringer i perioden 2000-2010 udgør investeringer i forbindelser til naboområder ca. 2.500 mio. kr. og investeringer i offshorenettene ca. 1.900 mio. kr.

En aftale mellem Elsam's og Eltra's bestyrelser om deling af havmøllepålæggets forpligtelser mellem de to selskaber skal sikre, at Elsam har ansvar for produktionsanlægget og Eltra for ilandføringen. Samtidig fastlægges de økonomiske betingelser for at blive tilsluttet transmissionsnettet.

Omkostningerne til sanering på 150 kV- og 60 kV-nettene er opgjort til ca. 350 mio. kr. Det har været relativt dyrere at bortsanere 60 kV, da 60 kV-luftledninger er kabellagt, mens 150 kV-ledninger er overflødiggjort ved restrukturering med flere systemer på eksisterende masterækker.

Det vurderes, at de resterende kendte saneringsomkostninger af hensyn til kabelhandlingsplanen udgør ca. 1.100 mio. kr. En stor del af disse vil ligge efter år 2010. Beløbet kan blive større, jf. afsnit 7.1.

Eltra's andele af betalingerne har tidligere været reguleret af Netbetalingsreglerne. Med den nye lov, L375, hvor netselskaber reguleres via indtægtsrammer, er der behov for at ændre disse regler, ligesom der kan blive behov for en overgangsordning.

Netbetalingsreglerne er dog en del af de gældende samarbejdsaftaler og forudsættes under alle omstændigheder gældende for de anlæg, der idriftsættes i år 2000. **Bilag 4** viser med gældende betalingsregler anlægspris og betalingsfordelinger for netanlæg frem til år 2003.

1. Indledning

Netplan 2000 er udarbejdet på et tidspunkt, hvor Eltra har åbnet markedet og er et anmeldelsesområde i Nord Pool. Samtidig forventes den nye elforsyningslov, Lov 375 [ref. 1], at træde i kraft den 1. januar 2000. Med den får Eltra to bevillinger – en til systemansvar og en til transmission. Netplan 2000 omhandler begge hensyn.

Den systemansvarlige har det overordnede ansvar for forsyningssikkerheden i området. Lovens § 28 angiver systemansvarets opgaver, herunder at der årligt udarbejdes en netplan, der beskriver behov for transmissionsanlæg i området og forbindelser til naboområder. Som følge af loven har Eltra anmodet 150 kV-netejerne om, at det samlede 150 kV-net stilles til rådighed. Netplan 2000 omhandler således også udbygningen i disse net.

Med Lov 375 er Markedsdirektivet og EUs indre marked for el implementeret i Danmark. Det skal ses i sammenhæng med de omgivende markeder, hvor Nord Pool spiller en vigtig rolle, jf. afsnit 2.2. Markedet tilrettelægges, så markedsaktørerne får mulighed for at fordele ressourcerne optimalt under hensyntagen til miljøbestemmelser og elsystemets sikkerhed. Dette er ikke altid muligt, og resultatet er, at flaskehalse i nettet og de dermed forbundne omkostninger synliggøres i højere grad end hidtil.

Netanlæg over 100 kV skal godkendes, og det er Energistyrelsen, der giver den overordnede godkendelse. Efter indførelse af VVM-bestemmelserne (Vurdering af Virkning på Miljøet) for luftledningsanlæg har Miljø- og Energiministeriet fastlagt en procedure, der medfører, at et netanlæg først endeligt godkendes efter Lov om elforsyning, når placeringen af anlægget er fastlagt via VVM-redegørelsen. Godkendelsesproceduren er en vigtig forudsætning og har medvirket til forsinkelse af netanlæg, til begrænsninger og til forlængelse af planperioden.

Internationaliseringen fortsætter, og Transitdirektivet fra 1990 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.

Referencer til Netplan 2000 kan findes på Eltra's hjemmeside, adresse: www.eltra.dk.

1.1 Rammer for netaktiviteter

Med oprettelse af Eltra er systemansvar og transmission adskilt fra produktion, og det er distributionsselskaberne i Jylland og på Fyn, der ejer Eltra. En tilsvarende adskilleelsesproces er nu stort set gennemført i de regionale selskaber. Pr. 1. januar 2000 forventes der at være seks regionale transmissionsselskaber. Eltra's transmission er en del af det samme firma som systemansvaret, men regnskabsmæssigt adskilt.

Midtkraft er opdelt i produktionsselskabet A/S Midtkraft, og netaktiviteterne for 60 kV og 150 kV er overdraget til I/S Midtjyske Net. På Skærbækværket er produktionen udskilt i SV Produktion a.m.b.a. Netaktiviteterne for 150 kV ligger hos I/S Skærbækværket, og 60 kV-nettet er udskilt i et selvstændigt selskab 60 kV Sydøstjylland. Vestkraft er opdelt, så produktionen ligger i Vestkraft a.m.b.a. Netaktiviteterne på 150 kV og 60 kV er udskilt i to selskaber I/S Vestjyske Net 150 kV og I/S Vestjyske Net.

Nordjyllandsværket har udskilt produktionen i et selvstændigt selskab NV Kraft A/S. I/S Nordjyllandsværket fortsætter som 150 kV-netselskab og moderselskab for aktieselskabet. Fynsværket har udskilt produktionen i A/S Fynsværket og 60 kV- og 150 kV-nettene i et selvstændigt selskab I/S FynsNet. SH Energi A/S forventes at udskille produktionen i et aktieselskab eller et a.m.b.a. 150 kV-netaktiviteterne kan blive sammenlagt med 60 kV-nettet i det eksisterende An/S SJ60kV. Det forventes, at der senere dannes et sønderjysk netselskab, der ejer net for 150 kV og derunder.

Ifølge Eltra's vedtægter kan der blive tale om overdragelse af 150 kV-nettene, så de sammenlægges med 400 kV i Eltra. Der er opstillet en handlingsplan for, hvordan en overdragelse kan ske. Eltra's bestyrelse har taget handlingsplanen til efterretning, og Eltra er parat til at påbegynde forhandlinger om eventuel overtagelse. Det er dog op til de enkelte netselskaber, om de ønsker at overdrage nettene.

Transmissionsselskaberne bliver fremover reguleret via bevillinger og indtægtsrammer. Samarbejdet mellem Eltra og de juridisk uafhængige 150 kV-netselskaber er desuden reguleret af samarbejdsaftaler. "Retningslinier for Systemansvaret for det jysk-fynske område" [ref. 2] beskriver også rammer for samarbejdet.

I forbindelse med implementeringen af Lov 375 er der truffet beslutning om, at produktionsselskaberne i Jylland og på Fyn arbejder hen mod en fusion af selskaberne.

1.2 Miljørammer

Dansk miljøpolitik spiller en vigtig rolle, da transmissionsnettet skal fungere og udvikles både under markedsvilkår og miljøhensyn. Regeringens plan Energi 21 har en række miljømål, herunder CO₂-reduktion og energibesparelser. Konsekvenserne er blandt andet en forventet stor udbygning med vindkraft og en tilsvarende udfasning af kulfyrede kraftværker. Opfølgning på Energi 21 [ref. 3] indeholder blandt andet et 131 MW højere elforbrug i Eltra's område i år 2005 og flere vindmøller end tidligere forudset.

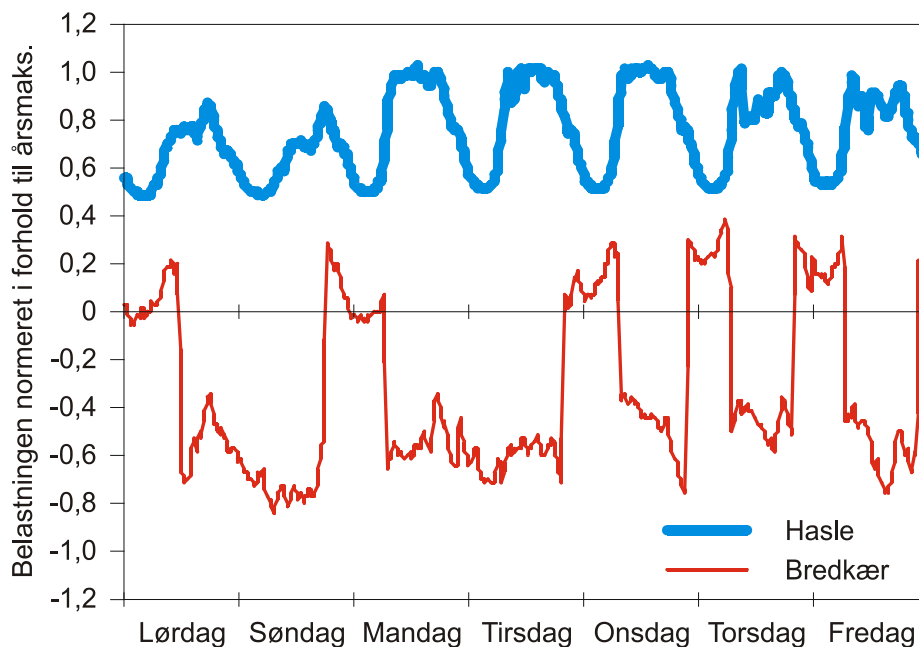
En omstilling af produktionsapparatet stiller store krav til ny teknik og krav om kapacitet til effektregulering og tilstrækkelig kortslutningseffekt for at sikre stabil spænding. Den første store udfordring er udbygning med vindmøller på havet, jf. afsnit 4.1.

Energi 21 medfører store transportbehov, idet elproduktionen og elforbruget følger meget forskellige mønstre. Store mængder VE kræver under alle omstændigheder grænseoverskridende løsninger, idet Danmark er for lille til udligning af vindkraftens variationer. Kombination af f.eks. vindkraft og vandkraft er derimod optimal.

Europæisk samarbejde er en vigtig forudsætning for at se dimensionering af nettene i en europæisk sammenhæng. Med EUs mål på 12 % VE i Europa skal der under alle omstændigheder sikres en europæisk infrastruktur.

Transmissionsnettets miljørolle er central for opfyldelse af dansk miljø- og energipolitik og indpasning af de store mængder decentral kraftvarme og vindkraft, der er i elsystemet. Det har ført til, at 150 kV-stationerne nu har flere roller – både en forsyningsrolle for de underliggende net og en rolle til opsamling af decentral produktion, der skal føres videre i transmissionsnettet. Det er især udpræget i Nord- og Vestjylland.

Figur 1 viser et eksempel på målte nettobelastninger i 150 kV-stationer. Hasle er en traditionel station med lille decentral produktion. Bredkær har en installeret decentral produktion, der er ca. 75 % større end maksimalbelastningen. Det giver en tilsyneladende negativ belastning (overproduktion), der skal transporteres bort fra lokalområdet.



Figur Fejl! Ukendt argument for parameter. Eksempel fra 1998 på målte nettobelastninger over en uge for 150 kV-stationerne Hasle og Bredkær.

De store transportbehov er også baggrund for de i finanslovsforliget og i regeringens energipolitiske redegørelse erkendte behov for 400 kV-ledninger.

1.3 Plangrundlag

For elsystemet i Jylland og på Fyn er perioden til år 2020 kendetegnet ved en stadig stigning i den bundne produktion. Elproduktion fra vindmøller og varmebunden elproduktion fra decentrale og centrale kraftvarmeværker udgør i år 2000 ca. 15 TWh. I år 2020 vil den udgøre ca. 22 TWh pr. år. Stigningen skyldes stort set udbygning med vindkraft. Den bundne produktion svarer dermed til mellem 85 % og 100 % af det årlige elforbrug i år 2020 afhængig af den fremskrivningsmodel, der vælges.

En tilsyneladende årlig energibalance mellem bunden elproduktion og elforbrug dækker dog over store effektmæssige ubalancer. Den bundne produktion vil i perioder medføre et eloverskud på op til 2.000 MW i år 2000 voksende til 4.000 MW i år 2020. I andre perioder vil der være tale om betydelige elunderskud i Eltra's område. Ubalancerne stiller derfor krav til stærke forbindelser til nabosystemer ikke mindst af hensyn til ubalancer på uge- og sæsonniveau.

Tidshorisonterne for Netplan 2000 er fastsat som følger:

- Perioden indtil år 2003 er en **opfølgningsperiode**. Perioden indeholder primært netanlæg, der tidligere er besluttet. Perioden er domineret af skrotninger af 250 MW-blokkene, etablering af Storebæltsforbindelsen, saneringsplaner m.v.

Skrotning af 250 MW-blokkene har i nogen grad betydning for forsyningssikkerheden, ligesom den reducerer regulerkapaciteten i området og regulerstyrken under driftsforstyrrelser.

I perioden er der behov for nye 150 kV-stationer i Åstrup, Gesager og Jegsmark.

- Perioden indtil år 2010 er **planperioden**. Tidshorizonten for bygning af netanlæg er længere end tidligere blandt andet på grund af VVM-reglerne. I perioden indtil år 2010 er det muligt at udarbejde og gennemføre planer for netanlæg. Perioden forventes at være domineret af indpasning af vindkraft, saneringsplaner, færdiggørelse af 400 kV-nettet ved restrukturerings og udbygning af forbindelser til naboområder.
- Perioden indtil år 2020 er **perspektivperioden**, hvor der ikke er faste planer. I denne periode er det ifølge Energi 21 indpasning af vindkraften og udfasning af kul, der bliver centrale. Her vil anvendelsen af ny teknik også blive central.

Detaljerede tekniske data er ikke offentligt tilgængeligt, men vigtige forudsætninger for netplanlægningen er gengivet i et bredere plangrundlag [ref. 4]. I dette redegøres der for de forventede ændringer i elforbrug og produktionsapparat frem til år 2020.

2. *Det europæiske elmarked*

Transmissionsnettet er rygraden i elmarkedet. En stærk infrastruktur med gode overførimuligheder er en nødvendig forudsætning for et marked med effektiv miljøpolitik.

2.1 *Spotmarkederne og de internationale transporter*

EU har i en lang årrække arbejdet på at få etableret et indre marked for elektricitet. Indsatsen er mundet ud i et transitdirektiv og et markedsdirektiv. EU har desuden fulgt op med to harmoniseringsrapporter i 1998 og 1999 og lægger vægt på, at de nationale elmarkeder kan kobles sammen til et europæisk marked. Det kræver en vis ensartethed, men det kræver også, at landene er forbundet med et net af tilstrækkelig styrke. Endelig kræver det, at alle markedsaktører får effektiv adgang til nettet på lige vilkår.

Jylland og Fyn har relativt store overføringskapaciteter til nabosystemerne. Kapaciteten på de eksisterende forbindelser er ca. 3.000 MW. Det giver gode muligheder for at indgå i en **international infrastruktur**.

Eltra's beliggenhed betyder, at Jylland og Fyn siden 1965 har udgjort en bro mellem vandkraften i Norge og Sverige og de store energisystemer på Kontinentet. Det har givet store danske fordele i form af gunstige udvekslingsmuligheder. Det vil imidlertid også give større transporter i det jysk-fynske transmissionsnet, end der er dimensioneret for ud fra rent forsyningsmæssige kriterier.

Kapaciteten på forbindelserne mod nord voksede fra 250 MW i 1965 til 1.600 MW i 1991, da Skagerrak 3 blev taget i drift. Siden er der idriftsat forbindelser fra Norden til andre områder, nemlig Baltic Cable og KONTEK på i alt ca. 1.200 MW. Yderligere er to-tre kabelprojekter i Nordsøen fra Norge til Tyskland og Holland under forberedelse og kan få betydning for markedets funktion.

Åbne handelspladser vil efterhånden afløse og supplere tidligere regime med langtidskontrakter mellem lokale monopoler. Organiserede markeder er allerede etableret i Skandinavien og Holland (Nord Pool og APX). Efterhånden som der indføres flere organiserede spotmarkeder i Europa, vil det blive synligt, om net og marked fungerer effektivt. Store forskelle i spotpriserne fra land til land og inden for landene er tegn på alvorlige flaskehalse i nettet.

L375 fastlægger åbning af elmarkedet for kunder med forbrug over 100 GWh årligt (engrosmarked). Desuden skal detailmarkedet være åbent for alle elforbrugere med udgangen af år 2002. Lovgivningen i Danmark har således banet vejen for, at markedsaktører (producenter og forbrugere) kan træffe deres egne valg, og samtidig fastlagt, at systemansvarlige virksomheder er ansvarlige for systemets sikkerhed og effektivitet.

På denne måde vil der ske en gradvis omlægning fra en central til en decentral styring af elsystemet. De systemansvarlige virksomheder skal i den forbindelse lægge sådanne rammer [ref. 2], at markedsaktører i egen interesse medvirker til den optimale drift af elsystemet.

2.2 Åbning af elmarkedet i Jylland og på Fyn

Med åbning af spotmarkedet i Jylland og på Fyn 1. juli 1999 og med det løbende samarbejde med PreussenElektra Netz har Eltra taget de nødvendige skridt til at sikre danske markedsaktører den bedst mulige adgang til det europæiske elmarked. Der er gode muligheder for at beregne virkningen af forskellige netudbygninger.

På kort sigt er det Eltra's vigtigste mål at sikre stabil prissætning og effektive handelsmuligheder. I lyset af Nordsøprojekterne er det ikke på tale at udbygge med henblik på yderligere transit gennem Jylland og Fyn.

Transmissionsnettet skal opfylde markedsaktørernes transportbehov, men under hensyntagen til forsyningssikkerheden. Aktørernes frie valg er en af markedets hovedkvaliteter, og netdimensioneringen i Eltra's område skal vurderes i et nyt lys.

På kort sigt ser de interne flaskehalse i nettet ud til at være det mest påtrængende problem og udgør en risiko for, at der dannes separat prisområde for Jylland-Fyn. Markedets behov for transport på nettet vil i højere grad blive baseret på egentlige markedsanalyser. Der udestår dog her et udviklingsarbejde.

En stabil prisdannelse kræver et marked af en vis størrelse. **Nord Pool** er den fælles nordiske handelsplads for el, og prisinformationer er børsens vigtigste ydelse. Elbørsen har også den rolle at sikre den bedst mulige udnyttelse af nettet på steder, hvor der optræder flaskehalse. Håndtering af flaskehalse sker i Vestdanmark ved modkøb, hvor Eltra ved begrænsninger i nettet (om muligt) kan købe ydelser, der mindsker begrænsningen. Disse omkostninger bliver synlige.

Erfaringen viser, at det giver en dårlig udnyttelse af nettet, hvis markedsaktører kan reservere kanaler, som de ikke behøver at udnytte. Det er altså vigtigt, at så meget som muligt af overføringskapaciteten mellem områderne frigøres fra gamle aftaler og kan stilles til rådighed for Nord Pools spotmarked. Afvikling af grænsetariffer på udlandsforbindelser er et vigtigt skridt mod et europæisk marked, så særtariffer ikke hindrer en effektiv prisdannelse.

Markedsåbningen i Eltra's område er startet ved, at Jylland og Fyn er et separat anmeldelsesområde i Nord Pool. Ved åbning af markedet i Eltra's område var der en prisforskel på 5-6 øre/kWh i forhold til Norge og Sverige. Prisforskellen er markant reduceret.

Ifølge L375 skal der i Danmark etableres et marked for VE. Dette marked skal i princippet fungere fra 1. januar 2000 og forventes baseret på grønne certifikater (VE-beviser) i overensstemmelse med den tendens, der også ses i EU. VE-markedet forventes at blive en del af et europæisk marked.

2.3 Flaskehalse i det jysk-fynske net

Godkendelsesproceduren for netanlæg og den almindelige modvilje mod luftledninger betyder, at det tager lang tid at bygge en luftledning. Det er en svaghed i et effektivt markedssystem og medfører flaskehalse i nettet. Forsinkelser af netanlæg betyder, at elsystemet i Jylland og på Fyn i de nærmeste år er sårbart. For at undgå virkningen af de interne flaskehalse som følge af forsinkelse af Vendsysselværket-Trige og dermed 400 kV-ringforbindelsen begrænses udnyttelsen af forbindelserne til Norge og Sverige.

Forbindelserne til naboområderne er belagt med forskellige prioriteter, f.eks. er der prioriteret op til 1.000 MW i sydgående retning og 400 MW i nordgående retning på Skagerrakforbindelsen. Det er normalt muligt at importere fuldt ud på **Skagerrakforbindelsen** (1.000 MW) uden flaskehalse. Eksportmulighederne kan dog være begrænsede til 700 MW. På **Konti-Skan**-forbindelsen (630 MW) er der begrænsninger i begge retninger. Importmulighederne er ofte begrænsede til 150-300 MW og eksportmulighederne til 400 MW.

Nettet er heller ikke dimensioneret til fuld og samtidig udnyttelse af Skagerrak- og Konti-Skan-forbindelserne. Ved samtidig udnyttelse sætter det interne net en grænse ved 1.000-1.200 MW, selv om forbindelserne samlet har en kapacitet på over 1.600 MW. Begrænsningen afhænger af driftssituationen, og der kan være situationer, hvor kapaciteten er over 1.200 MW, men flere hvor den vil være lavere end 1.000 MW.

Når 400 kV Vendsysselværket-Trige er bygget, jf. side 34, kan forbindelserne udnyttes fuldt ud til import. Samtidige eksporter vil i visse situationer også på længere sigt være begrænset til ca. 1.000 MW. Denne begrænsning sættes af nettet i den sydlige del af Eltra's område.

Forbindelserne til **Tyskland** består af vekselstrømsforbindelser på 400 kV og 220 kV. Den samlede overføringskapacitet er blandt andet bestemt af belastningsfordeling og stabilitet, og overføringskapaciteten er således varierende. Der opereres med forskellige overføringskapaciteter: En systemgrænse, en markedsmæssig kapacitet og en grænse gældende for det enkelte driftsdøgn.

Med de nuværende aftaler er der prioritet på 700 MW på forbindelsen i sydgående retning. Eltra arbejder på at ophæve de gældende renomineringsaftaler, så uudnyttet kapacitet kan stilles til rådighed for markedet. Den systemmæssige grænse ligger på ca. 1.400-1.600 MW, og den markedsmæssige værdi er lavere, idet der skal tages hensyn til

prioriteter og til automatisk effektstøtte som følge af udfald. Den markedsmæssige overføringskapacitet fra Jylland mod Tyskland er sat til 1.200 MW, men øges til ca. 1.400 MW fra år 2003, når Vendsysselværket-Trige er bygget.

Der tillades ca. 800 MW import fra Tyskland under hensyn til n-1 driftsikkerhedskriteriet. Denne grænse er kritisk for prisdannelsen i Nord Pool og må således øges, jf. side 15, så den ikke begrænses af de interne net. Her spiller udetider på 400 kV Kassø-Tjele en vigtig rolle.

Begrænsningerne på udlandsforbindelserne gælder under normale driftsforhold og skal stemmes af med de systemansvarlige i Norge, Sverige og Tyskland. Aktuelle værdier for overføringskapacitet kan ses på Eltra's hjemmeside: www.eltra.dk.

Transitaftalen på 400 MW mellem Norge og Tyskland til år 2023 har ikke været anledning til udbygning af transmissionsnettet. Med de forsinkelser, der er i den ordinære udbygning, skal der indtil år 2003 tages særlige hensyn til driften af elsystemet. Ombygning af 400 kV Kassø-Vejen skal ske med Transitaftalen i kraft. Udetider i en kortere eller længere periode vil betyde nedsat systemsikkerhed og nedsat overføringskapacitet, jf. side 36.

Interne flaskehalse i 150 kV-nettet opstår som følge af mangler af 400 kV-anlæg. Forstærkningsbehov som følge af netkriterierne fremgår af afsnit 6.

2.4 Forbindelser til naboområderne

Vekselstrømsnettet i Jylland og på Fyn er en del af det europæiske UCTE-net og er afhængigt af de reserver, der er indbygget heri, ligesom spændingen og frekvensen er helt afhængige af forbindelser til UCTE-systemet. Desuden er der et sæt regler, herunder effektstøtte og driftskriterier (n-1), der skal overholdes i hele det synkrone område.

Det nordiske samarbejde har udviklet sig til et markedssystem – Nord Pool – der dækker flere lande. Det bliver herefter en udfordring at optimere transmissionsnettene samlet på tværs af nationale hensyn. Det betyder, at forbindelser til naboområder skal kunne indgå i markedet som andre ledninger og opfylde samme dimensioneringskriterier.

Udnyttelse af forbindelserne til naboområderne har kun i begrænset omfang været begrundelse for udbygning af det interne transmissionsnet i Jylland og på Fyn. Transporterne på disse forbindelser bliver dog en vigtig del af dimensioneringsgrundlaget, og i markedet skal den **fulde kapacitet** på naboforbindelser kunne udnyttes under overholdelse af kriterium A.

På forbindelserne til naboområder skal der være overføringskapacitet til forskellige tjenester. Ud over kapacitet til marked og prioriteter skal der være en vis ledig kapacitet til

køb af regulerkapacitet, til udglatning af vindkraftens ubalancer og til systemtjenester som effekt- og frekvensstøtte.

En effektiv udnyttelse af grænseforbindelserne nødvendiggør også, at det interne transmissionsnet er dimensioneret med en nordeuropæisk sammenhæng for øje. For nærværende er dette ikke muligt på grund af flaskehalse og stabilitetshensyn, jf. afsnit 2.3.

Behovet for udbygning af forbindelserne til naboområder afhænger af flere faktorer. Rapporten "Analyser af den langsigtede struktur for eltransmissionsnettet" [ref. 5] peger på, at **internationalisering** er nødvendig af hensyn til integration af store mængder vindmøller.

Der er et stigende behov for kapacitet til naboområderne blandt andet fordi, den bundne elproduktion giver anledning til et eloverskud. Hvis det samlede overskud skal kunne afsættes på forbindelserne til Norge og Sverige, er der frem til år 2010 et udbygningsbehov på ca. 700 MW på forbindelserne og frem til år 2020 yderligere ca. 900 MW. Sådanne udbygninger kan desuden kræve udbygning af de interne net i naboområderne.

Konti-Skan-forbindelserne

Overføringskapaciteten på Konti-Skan-forbindelserne KS1 og KS2 er i alt 630 MW. KS1 er bygget i 1965 og har et stort renoveringsbehov især på ventiliden. Der pågår teknisk-økonomiske analyser mellem Eltra og Svenska Kraftnät for at afgøre, om KS1 på kort sigt skal ombygges til en ny pol svarende til KS2. Det vil give en samlet overføringskapacitet på ca. 720 MW, det vil sige en forøgelse på 90 MW, jf. side 33.

Beregninger af energiudvekslinger for år 2005 har for det samkørende system vist en samfundsmæssig gevinst ved fortsat at have to forbindelser (KS2 og KS3) på ca. 25 mio. kr./år. Den kan forrente en investering på ca. 385 mio. kr. Resultatet inkluderer ikke værdien af effektudveksling.

Konti-Skan-forbindelserne er eneste forbindelse mellem spotområdet Jylland-Fyn og det øvrige nordiske elmarked, da Skagerrakforbindelsen ikke er til rådighed for Nord Pool, men belagt med aftaler mellem aktører. En skrotning af KS1 uden etablering af erstatningskapacitet ville have en række uheldige markedspåvirkninger, herunder:

- Hyppigere flaskehalse med børspriser i Danmark, der ikke følger prisen i det øvrige Nord Pool-område.
- Risiko for at det finansielle elmarked forsvinder.
- Ustabile priser i forhold til det øvrige børsområde og dermed en økonomisk risiko for aktørerne.
- Omsætningen på spotmarkedet vil nærme sig en kritisk nedre værdi.
- Dominerende aktører på handelspladsen.

Derudover har Eltra aftaler om køb og salg af regulerkraft med Svenska Kraftnät, PreussenElektra Netz og Elsam. En reduktion af kapaciteten på Konti-Skan-forbindelsen ville reducere mulighederne for et effektivt marked for regulerkraft i Jylland og på Fyn.

Analyser, jf. afsnit 3.2, har også bekræftet, at der er behov for at opretholde en kapacitet på mindst 630 MW. En reduktion af kapaciteten på Konti-Skan ville reducere mulighederne for optimal samfundsmæssig udnyttelse af vindkraft og kraftvarme. På længere sigt er der behov for en endnu større udbygning.

Den elektriske Storebæltsforbindelse

Storebæltsforbindelsen bliver et vigtigt led i at åbne markedet i Danmark, fordi den vil påvirke konkurrencen og markedets prisdannelse. Eltra's bestyrelse har derfor besluttet, at en Storebæltsforbindelse skal bygges snarest, mest sandsynligt i år 2001.

Det har tidligere været forudsat, at forbindelsen bygges som en konventionel HVDC-forbindelse på 600 MW. I 1999 har Eltra sammen med Nordvestsjællandss Energiforsyning gennemført en teknisk-økonomisk redegørelse [ref. 6] med henblik på at afgøre, om de nyeste jævnstrømsteknikker HVDC VSC (Voltage Source Converter) kan blive aktuelle til Storebæltsforbindelsen. En sådan forbindelse kan udbygges i etaper, f.eks. a 200 MW, hvorved anlægsinvesteringen mindskes.

HVDC VSC har flere tekniske fordele i forhold til konventionel HVDC. Af systemmæssig betydning er, at:

- Kommuteringsfejl ikke spredes over Storebælt.
- Aktiv og reaktiv effekt kan reguleres uafhængigt af hinanden.
- En HVDC VSC-forbindelse kan spændingssætte et dødt net.

Ved HVDC VSC kan der i modsætning til konventionel HVDC anvendes polymerkabler, fordi man vender effektretningen ved at vende strømretningen. Derved udsættes kablet ikke for hurtige skift i spændingspolaritet.

En ulempe ved HVDC VSC er, at tabene er noget større end i en traditionel HVDC-forbindelse.

Undersøgelsen viser, at en HVDC VSC-forbindelse er et teknisk-økonomisk interessant alternativ. Teknikken afprøves i et F&U-projekt i Tjæreborg, hvor tre vindmøller tilsluttes med HVDC VSC i år 2000.

Der pågår systemtekniske udredninger mellem Elkraft System og Eltra. De indeholder valg af størrelse, samfundsøkonomiske hensyn, forsyningssikkerhed og markedspåvirkning.

Tysklandsforbindelsen

220 kV-nettet er bygget i 1961 som sammenkobling af det danske og det tyske system. På længere sigt påregnes 220 kV-forbindelserne erstattet af en 400 kV-forbindelse. Der er ikke taget stilling til, om der på denne er behov for et eller to 400 kV-systemer.

Af hensyn til driftsikkerheden er der også på langt sigt behov for at opretholde flere separate forbindelser over grænsen. Der gennemføres for tiden mellem PreussenElektra og Eltra en analyse af overføringsforholdene i grænseområdet med henblik på at fastlægge udbygningsbehovene i perioden 2005-2015. Analysen omhandler behovet og muligheden for at øge kapaciteten på kort og på langt sigt.

For at sikre markedet en rimelig overføringskapacitet indtil år 2003 accepteres overføringsevnen ved eksport forøget til 1.400 MW, hvis der samtidig sker en hurtig automatisk nedregulering af jævnstrømsforbindelserne til Norge og Sverige ved visse fejl. Dette indgår også i analysen.

3. Dimensionering

Elproduktionen følger ikke længere det samme mønster som elforbruget. Det betyder ændrede transportmønstre og stigende transportbehov. Grundlaget for dimensioneringen har ændret sig så meget, at planlægningspraksis må justeres og videreudvikles.

En vigtig del af dimensioneringen af transmissionsnet er formulerede netdimensioneringskriterier. Forsynings- og systemsikkerheden har hidtil været varetaget gennem et sæt **netdimensioneringsregler** A, B, C og D [ref. 4], der fastlægger en nødvendig og tilstrækkelig styrke i nettet. Disse regler er stadig gældende, men kan efterhånden få et ændret indhold.

Analyser har vist, at netdimensioneringskriterierne skal videreudvikles, så de indeholder 1) Tekniske og økonomiske hensyn, 2) Hensyn til bunden produktion, 3) Hensyn til markedets behov og transit. Her er der behov for økonomiske analyser af grundlaget.

I EU-sammenhæng er der ikke taget stilling til, hvilken systemsikkerhed der skal regnes med, når der udveksles og transiteres oven i de normale effekttransporter. Det er dog givet, at de af Nordel og UCTE opstillede dimensioneringsregler for planlægning og drift af nettene skal overholdes.

En vigtig parameter er også nettets stigende alder og renoveringsbehov. Rådighedsstatistikker viser, at de planlagte udetider allerede er stigende [ref. 4] som følge af revisioner

og renoveringer. Set i lyset af markedet, bliver omkostninger til udetider synlige, og der må udarbejdes metoder til at opgøre dem, ligesom udetiderne skal afspejles i fremtidige ændringer i kriterierne.

Udetider til omgalvanisering af 400 kV-masterne mellem Vejen og Tjele udgør et stigende problem, blandt andet fordi der fra de centrale myndigheder ikke er taget stilling til, om den overordnede netstruktur skal indeholde en ny tosystemsforbindelse mellem Kassø og Tjele, jf. afsnit 3.4.

3.1 Dimensionering i markedet

Transmissionsnettet er en del af den infrastruktur, der stilles til rådighed for markedet, der ikke er begrænset til et dansk elmarked, men kan være et nordisk marked i Nord Pool, eller et europæisk marked. Netplanen beskriver de flaskehalse, der er, jf. afsnit 2.3.

En af systemansvarets vigtigste opgaver er at sikre **tilstrækkelig netkapacitet** til, at markedet kan fungere uden hyppig dannelse af separat prisområde for Jylland og Fyn. Hvis nettet dimensioneres, så alle transportbehov opfyldes, kan der være tale om en overinvestering. Hvis nettet kun dimensioneres, så "trafikulykker" undgås, vil markedsaktørerne opleve mange driftsmæssige begrænsninger og finde betjeningen utilfredsstillende. Kunsten er at finde den gyldne middelvej.

Der er ikke fastsat kriterier for leverancesikkerhed i markedet. Hensyn til transportbehov må tilpasses, efterhånden som markedet udvikler sig, og sikres gennem kriterier, der både tager samfunds- og selskabsøkonomiske hensyn.

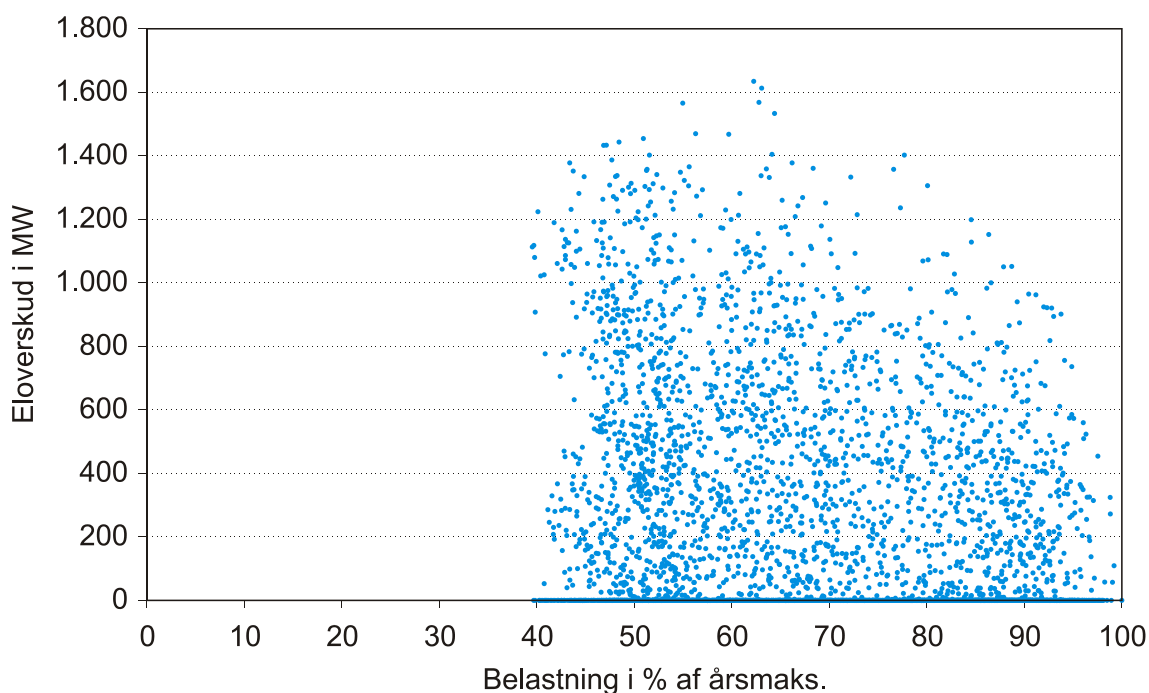
Af hensyn til systemsikkerheden må det overordnede net forventes udbygget efter gældende netdimensioneringskriterier. Et fornuftigt dimensioneringskriterium i markedet er det eksisterende **kriterium A** [ref. 4], der handler om udnyttelse af produktionsapparat og udlandsforbindelser ved mangel af en netkomponent. Kriteriet er anvendeligt både til at sikre plads til bunden elproduktion og til kommerciel udnyttelse af kraftværker.

Et af markedets signaler til netdimensioneringen er prissignaler i form af forventede områdepriser. Prisforskelle kan anvendes til at forudsige transportbehov og indgå i markedsanalyser.

3.2 Dimensionerende lavlastsituationer

Det har vist sig, at lavlastsituationerne med stor bunden produktion og eloverskud til følge stiller store krav til det interne transmissionsnet og til forbindelserne til naboområderne, idet eloverskuddet skal transporteres bort eksempelvis som eksport.

Det potentielt **største eloverskud** som følge af den varmebundne produktion findes på tidspunkter, hvor der er stort varmebehov og lavt elforbrug. Analyser viser, at de dimensionerende situationer findes en vinternat eller -weekend. Eloverskuddet forøges i situationer, hvor også vindmøllerne producerer el. I **Figur 2** ses et eksempel på et beregnet eloverskud for vinterhalvåret i år 2005 baseret på en forbrugsprognose og en økonomisk lastfordeling. Figuren viser eloverskuddet, det vil sige den totale bundne elproduktion, der overskrider forbruget. Den største sandsynlighed for overskud er beregnet ved et belastningsinterval om vinteren på mellem 50 % og 55 %. Ved 50 % belastning er der i eksemplet et eloverskud på op til ca. 1.500 MW.



Figur Fejl! Ukendt argument for parameter. Beregnede timeværdier for eloverskuddet i forhold til belastningen i % i vinterhalvåret for år 2005.

Analyser af målinger af produktionen på decentrale kraftvarmeværker og vindmøller og af forventninger til produktionsmønstret på havmøllerne viser et eloverskud under lavlast, der mindst er 800 MW for år 2005, når elproduktionen fra vindmøller ikke medregnes. Vindens stokastiske natur betyder, at eloverskuddet kan øges med vindmøllernes maksimale produktion i enhver driftssituation – også i lavlast, hvor der i forvejen kan være et stort overskud. Medregnes produktionen på vindmøllerne, kan eloverskuddet være op til ca. 2.600 MW, når der forudsættes 1.900 MW landvind og 300 MW havvind.

Den **dimensionerende faktor** under lavlast er det eloverskud, hvor elproduktionen fra vindmøllerne er inkluderet. Efter år 2005 og i takt med en udbygning af vindmøller forøges eloverskuddet og kravene til nettet. Det stigende overskud og ubalancer er en vigtig forudsætning for dimensionering.

Ifølge Elforsyningslovens §§ 28 og 57 er systemansvar og netvirksomheder pligtige til at aftage den decentrale produktion til en nærmere angivet pris. Eloverskuddet består af en del, der kan sælges på markedet med fortjeneste, og en del, der må afsættes uden fortjeneste eller med tab.

Analyser af markedets afsætningsmuligheder og af overskuddet er nødvendige i forbindelse med videreudviklingen af planlægningspraksis, så det kan fastlægges, hvor stor en del af eloverskuddet, der skal sikres net til – skal hele eloverskuddet kunne afsættes eller eventuelt kun en mindre del. Omkostningerne ved at nedlukke produktion fra vindmøller og eventuelt decentrale kraftvarmewærker i overløbssituationer skal vurderes som alternativ til at gennemføre netforstærkninger til overholdelse af kriterium A i lavlast. Det gælder ikke kun for transmissionsnettet, men også de lokale net, jf. afsnit 1.2.

Det er **nødvendigt** at inddrage lavlastsituationer i dimensionering af nettet. Igangværende lavlastdimensionering efter kriterium A har vist behov for 400 kV-transmissionskapacitet [ref. 5]. Det underbygges også af, at der allerede nu forekommer driftssituationer med eloverskud.

Behovet for 400 kV-anlæg afhænger af, hvor eloverskuddet kan afsættes. Skal der kunne udveksles fuldt ud og samtidigt både på Norges- og Sverigesforbindelserne i år 2005, er det nødvendigt at bygge 400 kV Endrup-Idomlund eller ombygge til to 400 kV-systemer i Midtjylland, jf. **Figur 3**. På lidt længere sigt (år 2015) er det nødvendigt med én af disse 400 kV-løsninger for blot at kunne udnytte den eksisterende Skagerrakforbindelse fuldt ud.

Jo mere effekt, der er i overskud, des større krav sættes der til udlandsforbindelser og de interne transmissionsmuligheder. Der er således ikke taget endelig stilling til, hvordan lavlast skal indgå i dimensionering af nettet. Det vil afhænge af udviklingen. En mulighed på længere sigt for at reducere overskuddet er indpasning af energilagring, der dog endnu er på udviklingsstadiet.

3.3 Anvendelse af billeder i netdimensioneringen

Netplanerne har tidligere været baseret på, at den væsentligste del af produktionsapparatet var regulerbare kraftværker. Dermed var planlægningen baseret på en enkelt optimeret grundsituation.

Da produktionen ikke længere følger det mønster, elforbruget har, er der mange situationer, hvor elsystemet i Jylland og på Fyn ikke er i balance. F.eks. kan ubalancen mellem bunden produktion og elforbrug under højlast svinge mellem ca. 500 MW underskud og 500 MW overskud. Under lavlast er der altid et overskud, jf. afsnit 3.2.

Nettet skal udbygges, så den store prioriterede produktion på decentrale kraftvarmeværker og vindmøller kan udnyttes, men ligeså vigtigt er det, at elsystemet kan fungere på tidspunkter, hvor disse anlæg bidrager minimalt. I Netplan 1999 er beskrevet statistiske produktionsværdier for decentrale kraftvarmeværker og landmøller. De få erfaringer, der findes med havmøller, peger på store benyttelsestider for disse.

Det er altså ikke længere tilstrækkeligt, at dimensionere ud fra en enkelt optimeret situation. I stedet er det nødvendigt at opstille en række repræsentative situationer – såkaldte **billeder**. De skal være baggrund for analyser af forsyningssikkerhed og af transportbehov, og det er dem, dimensioneringskriterierne "afprøves" på.

En af de vigtigste parametre i billederne er vinden. Typisk opstilles et dimensionerende billede med maksimal vind og et billede med minimal vind. En anden vigtig parameter er, om der er tale om højlast eller lavlast. Der er således også behov for et lavlastbillede. Disse billeder [ref. 4] er anvendt til at fastlægge behov for netudbygning i planperioden frem til år 2010.

En anden vigtig parameter for billederne er, at elsystemet i Eltra's område traditionelt har været dimensioneret til sydgående transporter. Overskudssituationer af VE og et forventeligt effektunderskud i de skandinaviske lande vil efterhånden føre til nordgående transporter.

Overskuds- eller underskudssituationer vil desuden stille krav om dimensioneringsregler for antallet af forbindelser til naboområder. Et naturligt dimensioneringskrav er, at elsystemet i Eltra's område skal være i balance ved mangel af (en pol på) en forbindelse.

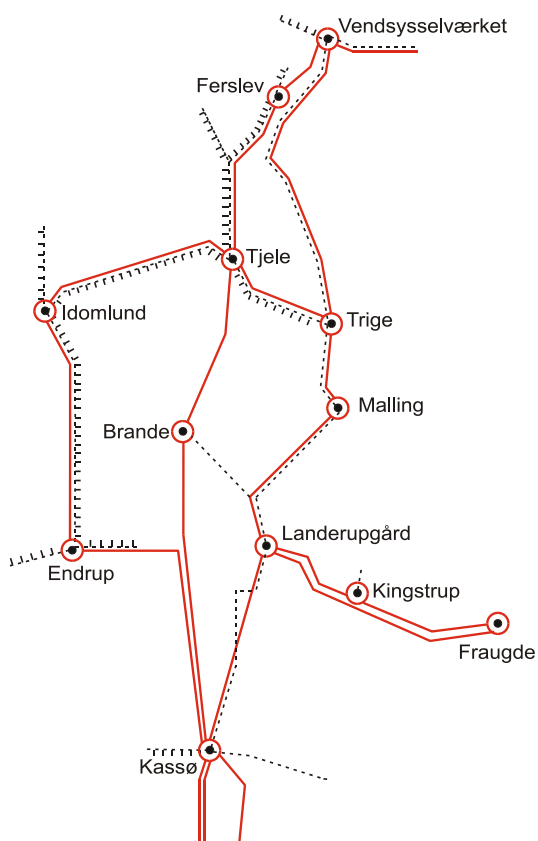
Billedteknikken tænkes videreudviklet og vil også blive berørt i forbindelse med temaet forsyningssikkerhed i IRP99.

3.4 Perspektiver i netudbygningen

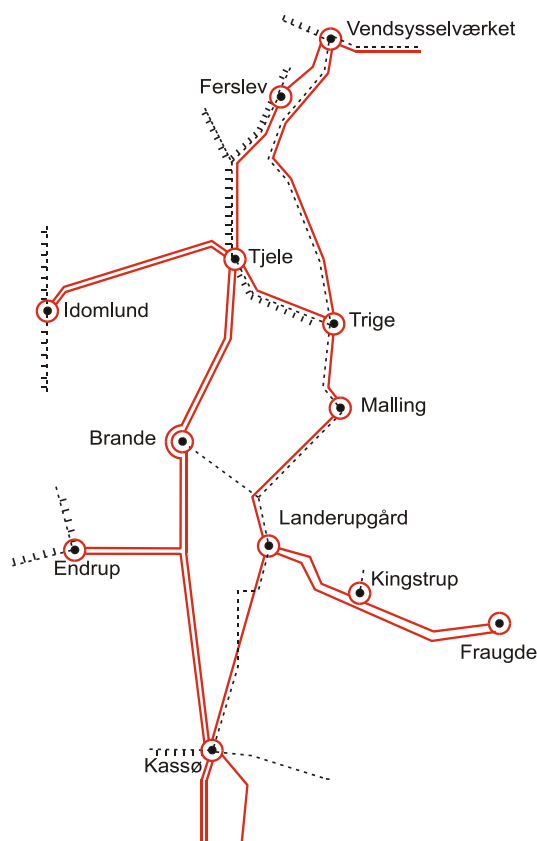
Transmissionnettet i Jylland og på Fyn består p.t. af et samkørende 400 kV- og 150 kV-vekselstrømsnet med tilhørende forbindelser til naboområderne. Netstrukturen er overvejende baseret på luftledninger og en optimal udnyttelse af de eksisterende tracéer til flersystemsledninger ved ombygning og restrukturering, jf. afsnit 5.2.

Fleksibilitet, effektivitet og fremtidssikring er vigtige elementer i den langsigtede netstruktur, der skal kunne tilfredsstille forskellige overføringsbehov. I rapporten "Analyser af den langsigtede struktur for eltransmissionsnettet" [ref. 5] fra januar 1999 er den **langsigtede netstruktur** og netbehovet vurderet på baggrund af tre alternative udviklinger, der ser på årene 2005, 2015 og 2030.

Et robust og fleksibelt transmissionsnet er nødvendigt, uanset om verdensbilledet er Energi 21 eller andre udviklinger og overføringsbehov. Netstrukturen skal være planlagt, så de enkelte strækninger kan bygges, efterhånden som behovet opstår. **Figur 3** viser to langsigtede 400 kV-netstrukturer, der kan tilgodese transportbehovet i de undersøgte alternativer. Den ene mulighed regner med et separat 400 kV-system Endrup-Idomlund, der kombineres med saneringer på 150 kV, **Figur 3a**. Den anden regner med udnyttelse af eksisterende 400 kV-tracéer til 400 kV, **Figur 3b**.



Figur 3a



Figur 3b

Figur Fejl! Ukendt argument for parameter.
400 kV-netstrukturer.

To mulige langsigtede, robuste

I forbindelse med rapporten blev der foretaget en række sandsynlighedsbaserede netberegninger, der viser, at elsystemet for år 2015 har behov for dublering af transformere i en del 400 kV-stationer, jf. side 39. Beregningerne viste også en række potentielle flaskehalse i 150 kV-nettet, der skal afhjælpes i forbindelse med restruktureringer og valg mellem netstrukturen 3a eller 3b eller i forbindelse med tilslutning af vindmøllerne på havet. Hvis 400 kV-ledningerne Tjele-Trige og/eller Endrup-Idomlund er bygget på dette tidspunkt, afhjælpes en række af flaskehalsene i 150 kV-nettet.

Der er ikke taget stilling til, hvilken af de to langsigtede netstrukturer der bør vælges. Der udestår en afvejning af økonomi og landskabelige fordele op mod forsyningssik-

kerheden ud fra detaljerede netanalyser. Drifts- og forsyningssikkerhedsmæssigt vil netstruktur 3a være at foretrække. Den vil desuden have restruktureringsfordele. Landskabeligt har 3b nogle fordele.

Hensynet til transit har ikke hidtil været en del af dimensioneringsgrundlaget. Det bør dog sikres, at de netløsninger, der vælges, indeholder muligheder både for udveksling med naboområder og for transit i henhold til EU-direktiverne. Med netstrukturene i **Figur 3** kan dette tilgodeses.

I rapporten blev der også peget på behovet for et tværamtligt samarbejde mellem jyske amter for at afklare de landskabelige fordele ved at flytte de større effekttransporter over på 400 kV og dermed skabe mulighed for at gennemføre væsentlige saneringer i 60 kV- og 150 kV-nettene. Analyser af disse fordele er et vigtigt led i valget af den langsigtede netstruktur i Eltra's område. Arbejdet berører blandt andet saneringsprojektet ved Vejle, jf. side 32, og ombygning af 400 kV-strækningen Kassø-Vejle, jf. side 36.

Udfordringerne i tilpasning af transmissionsnettets udbygning til det **21. århundredes behov** vil afhænge af de transportbehov, der skal dækkes i et øget internationalt samarbejde. Med færdigbygning af 400 kV-nettet vil hele elsystemets overføringsevne være forøget, da de traditionelle flaskehalse er fjernet. På det tidspunkt forventes der ikke at være behov for flere 400 kV-luftledninger.

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.

Med et stærkt luftledningsnet som det centrale vil der være en række teknikker, der derefter vil kunne forbedre sikkerheden, effektiviteten og overføringsforholdene. De mest interessante er:

- Dynamiske kompensatorer for reaktiv effekt.
- Nye HVDC-koncepter.
- 400 kV-kabellægninger.

Som en vigtig del af Eltra's F&U forventes der igangsat et projekt om lagring af energi. Energilageret tænkes opbygget som en "reversibel brændselscelle". En del af projektet er at klarlægge værdien af et energilager af denne art i et elsystem med mange vindmøller. Hvis resultatet af de indledende undersøgelser er positive, kan det blive fulgt op af et demonstrationsanlæg. I givet fald bliver der tale om et energilager med en effektkapacitet på 10 MW og en energikapacitet på 200 MWh. Dette kan blive et første skridt i etablering af større anlæg.

Energilageret skal holdes op mod andre teknikker så som luftmagasiner i salthorste, superledende SMES-anlæg (Superconducting Magnetic Energy Storage) og lagring af energi i vandmagasiner i Norge og Sverige.

4. Opsamlingsnet på havet, offshorenet

Ifølge Energi 21 skal der frem til år 2030 udbygges med ca. 4.000 MW vindmølleeffekt på havet i Danmark. Havmøllehandlingsplanen fra 1997 [ref. 7] udpeger de kystfjerne områder, hvor der forventes placeret havmøller.

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. **Bilag 1** viser de to lokaliteter i forhold til transmissionsnettet. Her er der et potentiale for en endnu større udbygning, hvis man på sigt kan bygge 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 300 MW. En vigtig del af pålægget er at udvikle det **koncept**, der skal til for at opføre store havmølleparker, føre effekten i land og få den ind i elsystemet på den mest effektive måde.

Ved udbygninger på havet gælder der særlige regler i henhold til statens højhedsret over havområderne. I udviklingsfasen foregår der derfor et tæt samarbejde med de centrale myndigheder. Lov 375 definerer havmøllerne som en del af VE-produktionen, og den skal følgelig indpasses i det VE-marked, der skal indføres i Danmark.

Eltra har vurderet, at der er store fordele i, at ilandføring fra demonstrationsanlæg og de efterfølgende anlæg udføres som en del af et større opsamlingsnet på havet for hver lokalitet. Dermed bliver offshorenettene en del af transmissionsnettet. Det er i overensstemmelse med ordlyden i Lov 375, idet demonstrationsanlæggene skal endeligt godkendes efter § 16 for produktionsdelen med internt net. Ilandføringen skal derimod godkendes efter § 21 som øvrige transmissionsanlæg.

Elsam og Eltra opfylder lovens bestemmelser om produktion og transmission og er i øvrigt de eneste elskaber, der p.t. har tilladelse til aktiviteter i de eksklusive, økonomiske zoner på havet.

4.1 Indpasning i transmissionssystemet

En af de store udfordringer er at opbygge offshorenettene til opsamling af effekten på en effektiv og økonomisk fornuftig måde. Havmølleparkerne vil være placeret 50-80 km fra transmissionssystemet, og der er flere muligheder for at føre effekten i land. Valget

afhænger blandt andet af, hvilken udbygningsgrad og udbygningstakt der skal regnes med.

Der er undersøgt en række principielt forskellige langsigtede løsninger. Det forudses, at offshorenettene skal udnytte ny teknik, efterhånden som den udvikles, idet der bliver tale om blandede net med 150 kV, 400 kV, HVDC VSC og effektelektronik.

For at muliggøre en storskala-udbygning på de forskellige pladser forudses det, at der gradvist bliver etableret et opsamlingsnet bestående af et kabelnet og offshoretransformeringsstationer. På den måde kan der byggemodnes, så der bliver en række "offshore-stik", hvor fremtidige havmølleparker kan tilsluttes.

Store havmølleparker betragtes som **produktionsanlæg** med de særlige krav, det stiller. Derfor tilsluttes parkerne transmissionsnettet på 400-150 kV. Som en del af demonstrationsfasen er der opstillet et sæt tekniske tilslutningsbetingelser [ref. 8]. De gælder både for vindmølleparker offshore og onshore og indeholder krav til frekvensforhold, spændingsforhold, kompensering med reaktiv effekt, reguleringsforhold m.v.

Formålet med tilslutningsbetingelserne er både at sikre producenter lige vilkår og at sikre, at mølleparkerne så vidt muligt kan fungere som "vindkraftværker". Tilslutningsbetingelserne vil blive videreudviklet på baggrund af erfaringer og tekniske muligheder.

Udbygning med vindkraft stiller krav om **regulerkraft** til udligning af effektvariationer. Den nødvendige regulerkapacitet, der skal være tilgængelig, er skønsmæssigt $\pm 0,5$ MW pr. MW installeret havmølleeffekt. En væsentlig del af denne skal findes på kraftværker i området. Resten af regulerkraften kan købes på det nordiske regulermarked. Det stiller krav om ledig kapacitet til at transportere den.

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, men indeholder stor usikkerhed. Derfor skal vindmåleprogrammer medvirke til at forbedre dette grundlag.

4.2 Demonstrationsanlæggene, årene 2002-2003

Den første del af udbygningen bliver de to demonstrationsanlæg, der etableres på Horns Rev i år 2002 og ved Læsø Syd i år 2003. Demonstrationsfasen strækker sig til ultimo år 2005 og indeholder også opsamling af driftserfaringer.

Elsam og Eltra har modtaget principgodkendelse [ref. 9] af hvert af demonstrationsprojekterne. Den indeholder en række vilkår, herunder deltagelse i myndighedsgrupper, undersøgelsesprogrammer og tilvejebringelse af en VVM-redegørelse for hvert anlæg.

Et centralt formål med udviklingsfasen er at få klarlagt, om det er miljømæssigt forsvarligt at udnytte havområderne på denne måde. Et af formålene er også 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 på land. Økonomien ventes at blive en vigtig parameter for beslutning om yderligere udbygning.

De mest robuste generatorer er asynkrongeneratorer, som ikke bidrager til kortslutningseffekten og styrken i nettet. Derfor tilsluttes demonstrationsanlæggene til et stærkt transmissionsnet, hvor der er 400 kV i nærheden.

Grænsefladen mellem produktionsanlægget og transmissionsnettet ligger på offshorestationen. Den indrettes, så producenter afleverer effekten på lavspændingssiden af transformeren. Der er ikke opstillet standarder for dette, men ved Horns Rev har Elsam besluttet, at det interne net i parken bliver et 24 kV-net.

En økonomisk analyse viser, at tilslutning af demonstrationsanlægget på **Horns Rev** bør ske på 150 kV vekselstrøm, jf. side 32. Dette er i overensstemmelse med, at 400 kV til lange søkabler på nuværende tidspunkt vurderes at være for usikkert og vil kræve udviklingsindsats af blandt andet samlemuffer.

For at mølleparken på Horns Rev kan idriftsættes i efteråret år 2002, kan det blive nødvendigt, at søkablet udlægges i år 2001. Offshorestationen skal spændingssættes den 1. maj 2002, så Elsam kan idriftsætte møller i sommeren år 2002. Det er således søkablet, der sætter tidsplanen for ilandføringen, da dette skal ordres i april år 2000.

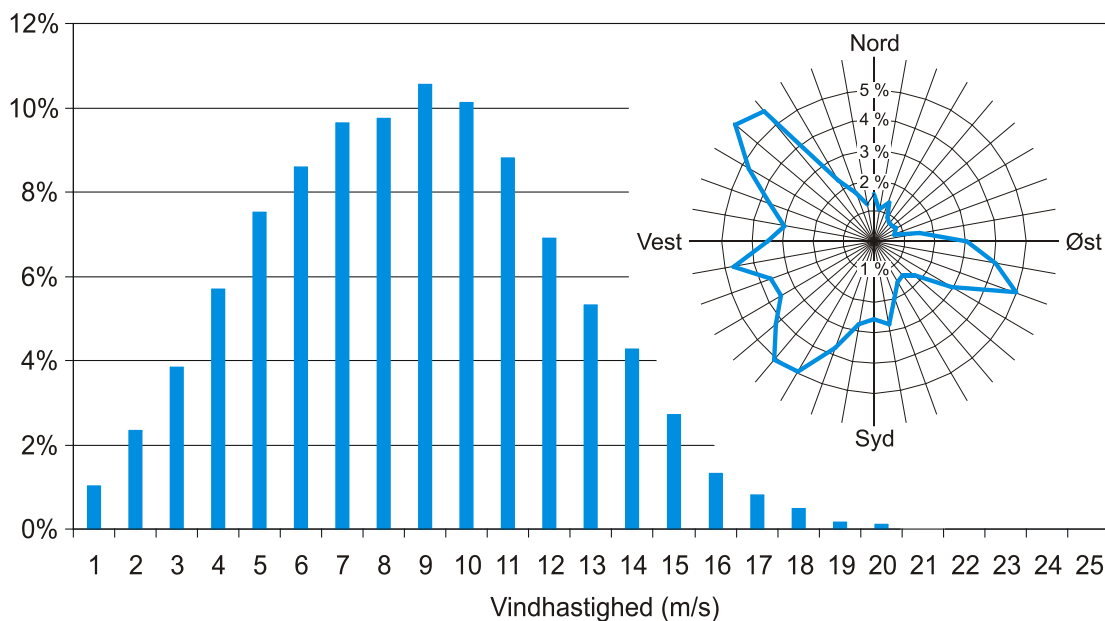
Der er ikke taget stilling til, om der til demonstrationsanlægget skal tages særlige hensyn til rådigheden, det vil sige, om der skal lægges et eller to 150 kV-kabelsystemer. Dette afklares af detailanalyser og i forbindelse med udbudsrunder.

Tilslutning af demonstrationsanlægget ved **Læsø** rummer en række komplekse problemstillinger. Den store afstand til transmissionsnettet betyder, at det økonomisk set ikke er attraktivt at tilslutte demonstrationsanlægget ved 150 kV-vekselstrøm. Derimod vil HVDC VSC eller 400 kV-vekselstrøm være mere nærliggende. Igangværende F&U-projekt med HVDC VSC for tilslutning af vindmøller ved Tjæreborg skal bidrage til at afklare dette. Derfor vil beslutning først blive truffet i år 2000.

Det første synlige tegn på aktiviteter i områderne er de meteorologimaster, der i foråret 1999 er opstillet til vindmålinger. Masterne på Horns Rev og syd for Læsø er 62 meter høje svarende til navhøjden på de kommende havmøller. De har måleudstyr, der kontinuerligt registrerer vind-, vejr- og bølgeforhold på de kommende byggepladser. Disse data er vigtige i designfasen af møller og fundamenter, men er også nøglen til at forstå,

hvordan fluktuerende elproduktion fra havmøller bedst muligt kan indpasses i elsystemet.

Fordeling



Figur Fejl! Ukendt argument for parameter. Fordelingen af vindhastigheder og vindretninger i 62 meters højde på Horns Rev i perioden maj-oktober 1999.

Figur 4 viser et udsnit af de data, der er opsamlet på målemasten på Horns Rev. Analyser peger i retning af en benyttelsestid på ikke under 3.500 timer for den kommende havmøllepark. Sammenlignet med den gennemsnitlige benyttelsestid for landmøller på ca. 2.300 timer er der således tale om en produktionsstigning på godt 50 %, når møllerne flyttes til havs. Målingerne viser også de hyppigst forekommende vindretninger i perioden.

4.3 Havmølleudbygning efter år 2005

Den største del af havmølleudbygningen i Vestdanmark skal ske efter år 2005. På det tidspunkt forventes der at være flere **uafhængige producenter**, der føder effekt ind i offshorenettet. Det er derfor vigtigt, at indpasningen af vindkraften i elsystemet sker på lige vilkår.

Udbygningen forudsættes på dette sigt at ske på markedsvilkår, så strømmen fra havmølleparkerne ikke skal betragtes som prioriteret produktion, men indgå naturligt i et europæisk VE-marked. Der kan tænkes flere modeller for indpasning af havmølleeffekt i markedet. Lov 375 lægger op til, at udbygningen med havmøller i Danmark skal styres via forskellige virkemidler. Det ene af disse vil være, at havmøllerne skal indgå i det kommende marked for VE-beviser. Det andet kan være udbudsrunder.

Der skal udarbejdes en langsigtet plan for, i hvilken rækkefølge delområderne på havet skal åbnes, samt en plan for, hvordan ilandføringen og nettilslutningen løbende kan etableres. Elementerne i en langsigtet plan bliver fleksibilitet, udbygningsgrad og udbygningstakt på de aktuelle pladser. Planen vil afhænge af en målrettet udviklingsindsats på ny teknik, mulighed for energilagring, regulerkraft, økonomi og elsystemets øvrige udvikling.

Der forudses også i denne fase behov for et tæt samarbejde mellem Energistyrelsen og den systemansvarlige virksomhed om successiv åbning af pladserne på havet. En af den systemansvarliges roller bliver at sikre regler for VE-markedets aktører på en sådan måde, at forsyningssikkerheden i elsystemet samtidig er tilstrækkelig høj.

5. Saneringsplanlægning

Handlingsplanen for kabel/luftledning [ref. 10] dækker en 20-års periode. Den del af planen, der involverer samarbejdet med myndighederne, er baseret på "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" [ref. 11]. Af rapporten fremgår det:

"... at elskaberne 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 pakkeløsninger, hvor 400 kV-projekterne og restrukturering ved anvendelse af luftledninger er en forudsætning ved sanering.

Ifølge rapporten "Analyser af den langsigtede struktur for eltransmissionsnettet" har Eltra forpligtet sig til at rapportere status for saneringerne i Jylland og på Fyn. Pr. 1. juli 1999 er der demonteret i alt 250 km 60 kV-luftledning og 110 km 150 kV-luftledning som følge af saneringsplanerne. Frem til år 2005 vil yderligere 250 km 150 kV-luftledning forsvinde fra landskabet. I samme periode vil der blive etableret 110 km ny luftledning hovedsagelig som kombineret fremføring af 400 kV og 150 kV. Betragtes perioden 1995-2005 bliver der tale om en reduktion af luftledningsnettet over 100 kV på mere end 250 km svarende til godt 10 %.

Der er ikke indgået saneringsaftaler i alle amter. Status for samarbejdet kan ses af Netplan 1999. Det vurderes, at der resterer et potentiale for at bortsanere endnu ca. 600 km.

5.1 Saneringsaftaler

Saneringsforpligtigelsen dækker spændingsniveauerne 60-150 kV og kræver altså samlede løsninger og koordinering blandt netejerne.

I forbindelse med bygning af 400 kV-luftledningen Endrup-Vejen er der aftalt en række saneringer med Ribe Amt. Disse er p.t. under revurdering, jf. side 38, idet miljø- og energiministeren har opfordret til flere saneringer i og omkring Esbjerg.

Som et vilkår for bygning af 400 kV-luftledningen Vendsysselværket-Trige, jf. side 35, er der indgået saneringsaftaler med Århus Amt og Nordjyllands Amt. Hovedtrækkene er:

- Eltra har accepteret, at 150 kV-forbindelsen Mesballe-Åstrup skal udføres som kabel i stedet for luftledning.
- 400 kV- og 150 kV-krydsning af Mariager Fjord sker med kabel.
- 400 kV- og 150 kV-krydsning af Gudenådalen står åbent og kan ske med luftledning.
- 150 kV- og 60 kV-luftledninger syd ud af Aalborg fjernes.
- Den eksisterende 400 kV-luftledning fra Ferslev til Gistrup fjernes.

Der kan blive behov for at revurdere hele saneringsplanlægningen i henhold til de erfaringer, der er gjort, i samarbejdet med amterne. Det skal ses i sammenhæng med strukturerændringer i netselskaberne og indtægtsrammereguleringen.

5.2 Restrukturering

Restruktureringerne er forudsat gennemført frem til år 2010. Forsinkelser i nyanlæg betyder, at restruktureringen, jf. afsnit 6, ikke kan nås, da den er meget afhængig af tildelelser til nyanlæg. Et mere realistisk tidspunkt for gennemførelsen er således år 2015.

Det er forudsat, at 400 kV-nettet primært 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. En sådan byggeproces kræver, at der stadig er tilstrækkelige driftsreserver i systemet, når den gennemføres.

Restruktureringer afhænger også af renoveringsbehov, jf. Netplan 1999. Med forsinkelse af 400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige er det først muligt at gennemføre den store del af renoveringerne efter år 2003. Restruktureringsprojekterne vil nedsætte renoveringsbehovet afgørende.

Renoveringsbehovet på 400 kV-ledningen Kassø-Vejen-Tjele-Års fra 1965 udgør et særligt problem, fordi ledningen er lang. Der er behov for renovering af masterne på hele strækningen i perioden 1999-2004. Renovering kræver en række udetider over en årrække. Der er derfor opstillet en særskilt plan for ombygning henholdsvis masterrenovering af denne 400 kV-strækning, jf. side 40.

5.3 Sanering i boligområder

Saneringsplanen fra 1995 prioriterer boligområder højt, så 60 kV-luftledninger søges fjernet år 2000 og 150 kV-luftledninger senest år 2005. Hensigten er fortsat at overholde denne tidsfrist.

Ved udgangen af 1999 vil der være kabellagt knap 175 km 60 kV-luftledning i boligområder. Der findes endnu et potentiale på ca. 40 km luftledning, som vil blive fjernet i løbet af år 2000. Dermed er Handlingsplanens punkt om 60 kV i boligområder afsluttet.

Ved udgangen af 1999 er der kabellagt 18,5 km 150 kV-luftledning i boligområder, og flere steder er 150 kV fjernet som følge af restruktureringer. Desuden er det hensigten at kabellægge ca. 32 km 150 kV-luftledning fordelt på 12 delstrækninger frem mod år 2005. Sammen med restruktureringer i 150 kV-nettet forventes det dermed, at de fleste 150 kV-luftledninger i boligområder er fjernet ved udgangen af år 2005. Dog resterer der ca. 4 km, der vil afhænge af valg af netstruktur, jf. afsnit 3.4.

5.4 Sanering i andre områder

Saneringsplanen prioriterer naturområder efter boligområder. Luftledninger i særlige naturområder tilstræbes derfor fjernet senest år 2010. Denne tidsplan kan næppe overholdes, da en del af saneringerne hænger sammen med godkendelser af nye 400 kV-anlæg.

Ved udgangen af 1999 er der kabellagt ca. 40 km 60 kV-luftledning i særlige naturområder. Det vurderes, at potentialet for at fjerne luftledninger udgør omkring 250 km på 60 kV og ca. 60 km på 150 kV.

Handlingsplanen er allerede fuldført, hvad angår 60 kV-luftledningsudføringer fra kraftværker. Her er 10 km luftledning fjernet.

I øvrige byområder er der ved udgangen af 1999 kabellagt ca. 20 km 60 kV-luftledning. Potentialet vurderes til ca. 120 km 60 kV-luftledning og ca. 35 km 150 kV-luftledning. Disse delstrækninger forventes i henhold til Handlingsplanen kabellagt/fjernet senest år 2015, men også dette vil afhænge af tilladelser til 400 kV-nyanlæg.

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**). Der indgår 400 kV-ministationer, hvor det er attraktivt for at kunne fjerne gamle 150 kV-luftledninger eller begrænse udbygningen af 150 kV-nettet, jf. Netplan 1999.

6.1 Gennemførte projekter

Enkelte projekter er gennemført siden Netplan 1999.

Østkysten, Hørning-Århus, 1998-1999

Restrukturering mellem Trige og Malling er gennemført i 1998. 150 kV-luftledningen Hasle-Trige i tæt bebygget område i Århus er skrottet i 1999. Samtidig er 150 kV-strækningen gennem Hørning by skrottet. Strækningen er fjernet helt frem til Årslev, hvor ledningen på en delstrækning var parallelført med 400 kV-masterækken. 150 kV-ledningen Hatting-Hørning, der går over Stilling Sø og et boligområde ved Gedved, er fjernet i 1999. 54 km ledning er således fjernet.

Kabler i Odense, 1998-2000

Sanering af nettet på Fyn indebærer, at der som følge af handlingsplanen er lagt et 150 kV-kabel mellem Fynsværket og Odense sydøst i 1998. Dermed er 150 kV-luftledningen Fynsværket-Odense sydøst, i alt 6 km, fjernet. I år 2000 lægges yderligere et kabel mellem Fynsværket og Odense sydøst.

6.2 Netudbygning indtil år 2003

Opfølgningsperioden frem til år 2003 indeholder først og fremmest anlæg, der er indstillet til bygning i tidligere netplaner. **Bilag 2** viser idriftsættelsestidspunkt for anlæggene, idet tidsplanerne er revideret i forhold til myndighedssamarbejdet og ændrede planer for produktionsapparatet.

Perioden indeholder desuden nye anlæg, der indstilles til bygning i denne netplan eller er godkendt separat af Eltra's bestyrelse.

150 kV Enstedværket-Kliplev, år 2000

SH Energi omlægger driften af 60 kV-forbindelsen mellem Enstedværket og Stadtwerke Flensburg til 150 kV-drift. Dette gøres ved at omlægge det eksisterende 150 kV-system (der i dag drives ved 60 kV) på 220 kV-masterækken fra Enstedværket mod Kliplev til 150 kV. Derfra fortsættes på en separat eksisterende 150 kV-masterække, som er forlænget med 1,2 km og afsluttet i 2,1 km 150 kV-kabel til Grænsen. Arbejdet er i gang.

Projektet var planlagt i drift ved 150 kV i 1999, men er udsat til år 2000. Projektet indgår ikke i investeringsplanen, da omkostningen dækkes af Stadtwerke Flensburg.

150 kV Mesballe-Åstrup, år 2000

Midtjyske Net har tidligere besluttet at bygge en 30 km tosystems 150 kV-luftledning fra Mesballe til Grenå og oprette en 150/60 kV-station til forsyning af området. Energistyrelsens tilladelse til at bygge anlæggene foreligger.

På møde med miljø- og energiministeren den 26. april 1999 er det aftalt, at forbindelsen i stedet skal udføres med kabel. Forbindelsen bygges med to 150 kV-kabelsystemer a 27 km og med tværsnit på 800 mm². Idriftsættelsestidspunktet er planlagt til ultimo 2000. Energistyrelsens godkendelse af projektændringen foreligger med brev af 12. oktober 1999. Arbejdet er i gang.

Fyn, år 2000

Restrukturering af nettet på Fyn indebærer oprettelse af en 400/150 kV-ministation Kingstrup, jf. Netplan 1999, med en transformer på ca. 200 MVA og en ny 8 km 150 kV-forbindelse til Graderup i år 2000. Det er aftalt med Fyns Amt, at forbindelsen etableres som et kabel.

De nødvendige tilladelser foreligger, og anlægsarbejdet er i gang. Dermed fjernes luftledningen mellem Fynsværket og Fraugde, i alt 13 km, i år 2000.

150 kV-forbindelsen Kingstrup-Graderup-Fynsværket vil fungere som bagindføding til Odense og er en forudsætning for oprydningen. 150 kV Fynsværket-Graderup kan ikke fjernes på kort sigt.

220 kV-ledningen ved Bov, år 2000

Ifølge Netplan 97/98 flyttes 220 kV-luftledningen gennem erhvervsområdet ved Bov ud til motorvejen på en strækning på 6 km. Flytningen forventes gennemført i år 2000. Ledningen har flere gange været forhøjet af hensyn til at overholde højderne for byggerier 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 41.

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. Med flytningen sikres der et

fornuftigt placeret, fremtidigt luftledningstracé for en 400 kV-ledning Kassø-Flensborg i erhvervsområdet.

Elektrisk Storebæltsforbindelse, år 2001

Eltra's bestyrelse har den 24. august 1999 besluttet, at den elektriske Storebæltsforbindelse skal bygges snarest muligt og idriftsættes i første halvår af år 2001. Forbindelsen forventes bygget i samarbejde med Elkraft System som en 200 MW-jævnstrøms-VSC-forbindelse, jf. side 14. Der pågår udredningsarbejde med henblik på at fastlægge den endelige størrelse og tekniske løsning.

Den elektriske Storebæltsforbindelse tilsluttes vekselstrømsnettet på Fyn på 400 kV-niveau i station Fraugde. Nettet på Fyn vil være restruktureret allerede i år 2000, jf. side 30. I almindelig drift vil nettet ikke give anledning til begrænsninger på udnyttelse af en Storebæltsforbindelse.

150 kV Vendsysselværket-Vester Hassing, år 2001

Udnyttelse af Konti-Skan-forbindelserne til Sverige er begrænset af nettet i Aalborgområdet 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 400 kV-system, der i en kort årrække drives ved 150 kV. Dermed øges overføringsevnen på strækningen. Projektet var planlagt udført i 1999, men er udsat til år 2001. Det kan blive aktuelt at udnytte 400 kV-systemet for tilslutning af havmøller ved Læsø eller Konti-Skan 3 fra ca. år 2003.

Forsyningen af Vestjylland, år 2001

For at forbedre spændingsforholdene i Esbjergområdet og aflaste 150 kV-ledningsstrækninger, bygges der en 400 kV-ledning Vejen-Esbjerg med 400/150 kV-transformering i Endrup ved Esbjerg. Energistyrelsens tilladelse til at etablere anlæggene foreligger. Projektet er forsinket to år og forventes i drift i år 2001.

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 station Endrup, jf. Netplan 1999. 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. Samtidig hænges 150 kV-system nummer to op på den eksisterende 150 kV-masterække Endrup-Lykkegård.

Vestkrafts blok 2 er udgået af driftsdisponeringen og skrotes pr. 1. januar 2000. I perioden indtil år 2001 er der nedsat forsyningssikkerhed og dermed større risiko for driftsforstyrrelser i området. En række afværgeforanstaltninger er undersøgt. Blandt andet er

der etableret automatisk spændingsregulering på 400/150 kV-transformeren i Idomlund, hvorved risikoen for spændingskollaps reduceres.

400 kV-ledningen sluttes til det ene system på 400 kV Kassø-Vejen, så den fremtidige 400 kV-station i Vejen kun etableres som et afgreningspunkt. Indtil tosystemsforbindelsen Kassø-Vejen (jf. side 36) er etableret, tilsluttes 400 kV Vejen-Endrup som en T-afgrening med mulighed for adskillelse i Vejen. Derefter tilsluttes 400 kV-ledningen det ene system til Kassø.

400 kV-reaktor i Landerupgård, år 2001

Den 150 kV-reaktor, der findes i 400/150 kV-station Landerupgård, flyttes til 400/150 kV-station Endrup, når denne er oprettet i år 2001.

Udbygningsgraden af 400 kV-nettet i Landerupgårdområdet medfører, at kompenseringen med reaktiv effekt nu gøres mere optimal direkte på 400 kV-niveau, og der installeres i stedet en 140 Mvar 400 kV-reaktor her. En detaljeret analyse skal vise, om denne reaktor i stedet skal være et SVC-anlæg (Static Var Compensator).

Tilslutning af demonstrationsanlægget ved Horns Rev, år 2002

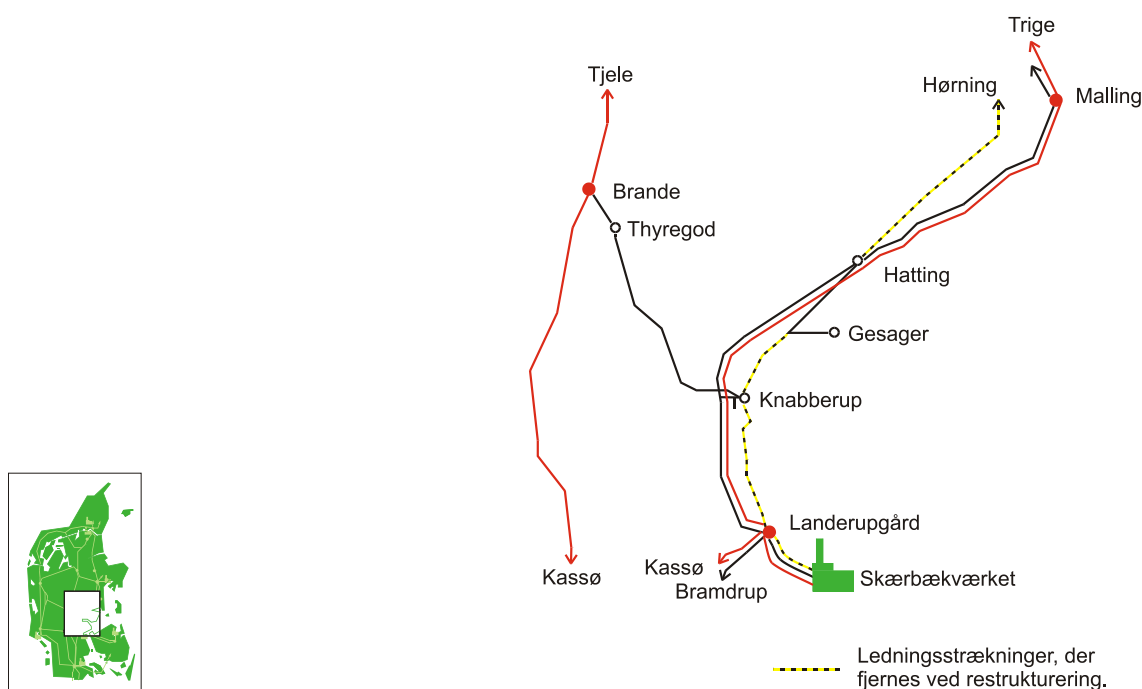
Elsam bygger en 150 MW havmøllepark ved Horns Rev i år 2002. Anlægget er det første af en række demonstrationsanlæg, se side 23.

Demonstrationsanlægget tilsluttes på vekselstrøm på 150 kV. Der bygges en 150/24 kV-opsamlingsstation på havet i det nordøstlige hjørne af parken. Der installeres en 160 MVA-transformer. Der lægges et 150 kV-kabel fra parken helt ind til tilslutningsstationen i land.

Detaljerede analyser skal vise, om tilslutningen i land skal ske i 150 kV-station Karlsgårde eller i Endrup. 150 kV-kablet bliver 53-69 km. Analyser af den reaktive effekt skal klarlægge kompenseringen af kablet og behovet for reaktoreffekt henholdsvis SVC-anlæg i området.

Sanering Vejle-Horsens, årene 2002-2003

Saneringer i Vejle-Horsensområdet er forsinkede og forventes nu gennemført i årene 2002-2003. Saneringsprojektet omfatter indsløjfning af 150 kV-station Knabberup på kombimasterækken Landerupgård-Malling. Tidligere var indsløjfningen besluttet gjort via en ny 150 kV-tosystemsluftledning på 1 km, jf. **Figur 5**. Projektet muliggør demontering af 38 km 150 kV-tosystemsluftledning fra 1957, som passerer gennem flere bolig- og naturområder.



Figur Fejl! Ukendt argument for parameter. Sanering af nettet i Vejle-Horsensområdet.

Vejle Amt har regionplangodkendt en sanering af en del af den eksisterende 150 kV-ledning Knabberup-Høgsholt (mod Thyregod) til en firesystemsledning. Energistyrelsen har dog udsat godkendelsen af saneringen, indtil 400 kV Kassø-Vejle og tilslutningen i Brande er afklaret. Andre luftlednings- og kabelløsninger har været drøftet, men det er ikke fastlagt, hvordan saneringen skal ske.

Elsam har besluttet at skrotte blok 2 på Skærbækværket og lægge blok 1 i langtidsreserve, derfor er der behov for at etablere en 400/150 kV-ministation i Brande og en ca. 6 km lang 150 kV-forbindelse mellem Brande og Thyregod. Der er behov for disse anlæg allerede ultimo 1999, hvis saneringerne gennemføres. Anlæggene kan dog næppe være i drift før i årene 2001-2002.

Saneringsprojektet forudsætter endvidere, at der kan etableres en 150/60 kV-station i Gesager i år 2003. Den sløjfes ind på kombimasterækken via en ny 150 kV-tosystems-luftledning på 5,5 km eller tilsluttes via 150 kV-kabel på den eksisterende ledning fra Kragelund til Hatting.

Konti-Skan 3, år 2003

Ved bygning af Konti-Skan 3 forventes kabler, luftledninger og elektrostationer fra KS1 genbrugt. Forbindelsen kan genbruge anlæg i Vester Hassing, men det mest sandsynlige er, at den videreføres og tilsluttes til Vendsysselværket på 400 kV ligesom KS2.

Det er sandsynligt, at KS3 skal bygges med konventionel HVDC-teknik, og størrelsen er følgelig begrænset til 360 MW. Der er ikke taget stilling til idriftsættelsestidspunkt for KS3, men det forventes tidligst at være år 2003.

400 kV Vendsysselværket-Trige, år 2003

400 kV Vendsysselværket-Trige bygges af hensyn til systemsikkerheden i Eltra's område. Ledningen er på nuværende tidspunkt otte år forsinket og kan tidligst stå færdig til idriftsættelse i begyndelsen af år 2003.

Nordjyllandsværkets blok 3 er gået i kommerciel drift i 1998. Denne blok kan ikke udnyttes fuldt ud på grund af flaskehalse i nettet. Planer om at lægge Vendsysselværkets blok 2 i mølpose ændrer ikke planerne for Vendsysselværket-Trige, idet den decentrale produktion i Nordjylland er øget mere end den effekt, der er mølposelagt.

Importer fra Norge og Sverige er med markedsåbningen centrale, men mulighederne er begrænsede af nettet i Nordjylland, jf. afsnit 2.3, indtil Vendsysselværket-Trige er idriftsat. På kort sigt er der især begrænsninger for udnyttelsen af forbindelserne til Sverige. Eltra har derfor set sig nødsaget til at begrænse den effekt, der stilles til rådighed for Nord Pool i de nærmeste år.

Energistyrelsen har udtalt [ref. 12], at der er behov for 400 kV Vendsysselværket-Trige. Udtalelsen behandler også andre alternative udbygninger.

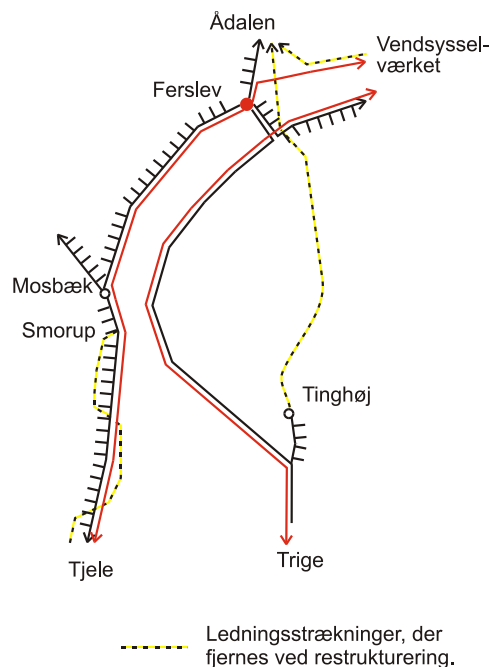
Vendsysselværket-Trige bygges som en kombineret 400/150 kV-ledning på hele strækningen. Linieføringen forventes fastlagt i foråret år 2000 med igangværende VVM-redegørelse. Ifølge **alternativ D** i regionplanforslaget forventes linieføringen i Århus Amt at følge den eksisterende 150 kV-ledning fra Trige til Mariager Fjord (**Figur 6**). 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-masterække mod Ferslev til kombineret ledning ved, at der sættes top på.

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. VVM-redegørelsen peger dog på, at krydsning af Gudenåen kan ske med luftledning.

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.

I forbindelse med bygning af 400 kV Vendsysselværket-Trige som luftledning er der aftalt saneringer med Nordjyllands Amt og Århus Amt, jf. afsnit 5. Denne sanering for-

udsætter, at der mellem Ferslev og Gistrup føres en ny 400 kV-tosystemsluftledning syd om Lundby Krat.



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

Systemsikkerheden vil være reduceret under byggearbejderne, da de gamle ledninger skal afbrydes i perioder, mens den nye bygges i eksisterende spor. Analyse af byggeperioden for 400 kV Vendsysselværket-Trige har vist, at der vil være betydelige udetider. Der vil især være begrænsninger for adgangen til produktionsapparatet i Nordjylland og på Konti-Skan-forbindelserne i år 2002. Forsyning af Nordjylland kan klares i ombygningsperioden. I situationer, hvor der transporteres effekt fra Nordjylland, er forsyningsikkerheden nedsat.

Det stiller krav om, at delstrækningerne bygges i en bestemt rækkefølge. Således skal ombygningen mellem Mosbæk og Ferslev ske først for dermed at sikre 400 kV-spændingen. Desuden skal 150 kV-forsyningen i Aalborg sikres i forbindelse med saneringer.

400 kV Ferslev- Smorup, år 2001

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 6**. Ledningen bliver så en del af 400 kV Tjele-Ferslev.

Bygning af den vestlige, kombinerede strækning i det gamle 150 kV-tracé Ferslev-Mosbæk-Smorup er en vigtig etape for forsyningssikkerheden i byggefasen og forventes gennemført i år 2001. Af hensyn til de øvrige arbejder skal denne ombygning ligge mindst et år tidligere end hovedstrækningerne for Vendsysselværket-Trige.

Ombygning af 400 kV Kassø-Vejen, år 2003

Ombygningen af Kassø-Vejen fra 1965 til to 400 kV-systemer var oprindeligt planlagt gennemført i 1998. Ombygningen er imidlertid forsinket og kan tidligst være gennemført år 2003. Af hensyn til masterenoveringsbehovet skal ombygningen være gennemført senest år 2004.

Forsinkelsen betyder, at der er begrænsninger på udnyttelsen af Tysklandsforbindelsen.

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 2004. Med denne omlægning vil station Tyrstrup blive ombygget til 60 kV-station og dermed nedlagt som 150 kV-station.

Der bygges samtidig et 400 kV-tobryderfelt i Kassø i år 2003, idet det ene 400 kV-system på Kassø-Vejen så skal føres mod vest til Esbjerg, jf. side 32.

Sagsbehandlingen og udarbejdelse af VVM-redegørelsen for ombygningen til 400 kV-tosystemsledning førte i 1997 til en henvendelse fra Sønderjyllands Amt til miljø- og energiministeren. Sagsbehandlingen i Sønderjyllands Amt har ligget stille siden.

Med ombygningen til 400 kV-tosystemsledning vil der ikke blive behov for at bygge den 400 kV-luftledning fra Vejen til Landerupgård, der indgår i regionplanerne.

6.3 Netudbygning årene 2004-2010

Planperioden for Netplan 2000 går frem til år 2010. I perioden må det forventes, at nogle kraftværker vil blive ombygget med ny kapacitet, og andre vil få reduceret effekt. Det vil afhænge af markedsudviklingen og af miljøhensyn.

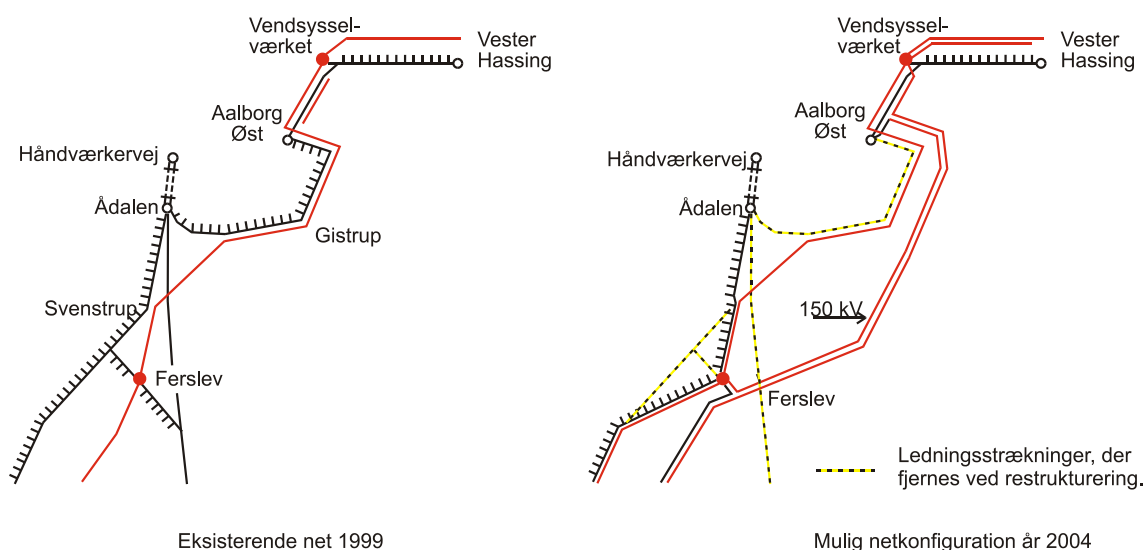
Ifølge Energi 21 er der stadig centrale kulfyrede kraftvarmeværker i systemet til efter år 2010. Samtidig forudsætter handlingsplanen for havmøller [ref. 7], at der er etableret fem havmølleparker inden år 2010. Kapaciteten for landmøller på ca. 1.900 MW for Eltra's område fastholdes for planperioden.

400 kV-nettet forventes videreudbygget med luftledninger i planperioden afhængig af blandt andet myndighedsarbejdet og saneringer. Der er ikke taget stilling til, hvilken netstruktur der skal vælges. Det betyder, at den i **bilag 1** viste langsigtede netstruktur fra 1995 indtil videre fastholdes som en mulighed.

Tidspunktet for nedennævnte anlæg vil blandt andet være afhængigt af valg af netstruktur, markedets behov, det centrale produktionsapparats udvikling, mængden af bunden produktion og ikke mindst af renoveringsbehovene. **Bilag 3** viser idriftsættelsestidspunkter for netanlæggene.

Saneringer i Aalborg, årene 2004-2009

Når 400 kV Vendsysselværket-Trige er bygget, er der muligheder for at sanere i 150 kV-nettet i Aalborg. Saneringerne er en del af en samlet aftale, jf. afsnit 5. **Figur 7** viser et muligt net i år 2004.



Figur Fejl! Ukendt argument for parameter.
det.

Sanering i nettet i Aalborgområdet.

Den nye kombinerede ledning fra Tjele til Ferslev muliggør nedrivning af 150 kV-luftledningen ved Svenstrup, som 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 mod nord i en kort årrække, indtil denne skal kabellægges (år 2009).

Som et led i aftalen om, at 400 kV-ledningen Trige-Vendsysselværket bygges som luftledning, skal eksisterende 150 kV-luftledninger fjernes i Aalborgområdet. Til erstatning etableres et 150 kV-kabel i Aalborg. Der er ikke taget stilling til, om dette kabel skal føres fra Håndværkervej til Aalborg Øst eller til Skansen.

150 kV-station Håndværkervej vil i den forbindelse blive udbygget af hensyn til forsyningssikkerheden i Aalborg (år 2004). Desuden skal 150 kV-station Ådalen renoveres og ombygges. Af hensyn til sanering i 60 kV-nettet i år 2005 installeres en ekstra 150/60 kV-transformer i Ferslev.

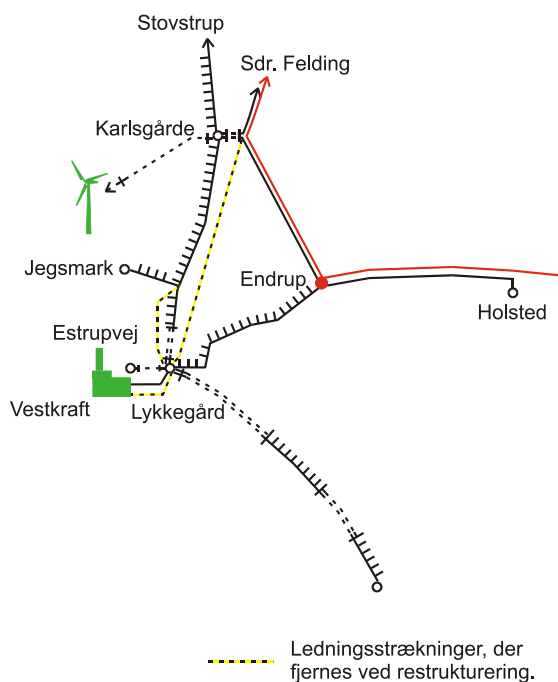
Som en del af aftalen forventes den eksisterende 400 kV-ledning fra Ferslev gennem Indkildedalen til Gistrup fjernet seks år efter idriftsættelsen af 400 kV Vendsysselværket-Trige, det vil sige i år 2009. Der er ikke taget stilling til, om denne forbindelse på en delstrækning skal erstattes af et 400 kV-kabel.

Sanering af nettet i Esbjergområdet, årene 2004-2010

Saneringerne og restruktureringsmulighederne for Ribe Amt er revurderet, idet miljø- og energiministeren har opfordret til yderligere sanering. Restruktureringerne i Esbjerg afhænger af flere faktorer. De forventes dog at kunne ske i perioden 2004-2010.

Samtidig med skrotning af Vestkrafts blok 2 i år 2000 forventes generatorfødeledningen på Esbjerg havn fjernet, jf. **Figur 8**.

150 kV-station Jegsmark forventes oprettet i år 2002, hvorefter en 150 kV-luftledningsstrækning på 4 km nord ud af byen fjernes, samtidig med at den anden luftledning kabellægges i boligområdet i år 2004.



Figur Fejl! Ukendt argument for parameter.
området.

Muligt langsigtet net for Esbjerg-

Af hensyn til boligområde i Gredstedbro og naturområdet i Novrup Enge kabellægges to 150 kV-delstrækninger på i alt 8 km i år 2005 henholdsvis år 2010.

I forbindelse med eventuel etablering af 400/150 kV-ledningen Endrup-Idomlund, jf. side 39, kan 150 kV-ledningen Lykkegård mod Herning fjernes til Karlsgårde. Det for-

ventes at ske i perioden 2008-2010, selv om ledningen går gennem et boligområde i Esbjerg.

Med de nyeste forudsætninger om vindmøller på land og havmøller ved Horns Rev i år 2002 kan der blive behov for ekstra anlæg i området og for koordinering, jf. afsnit 4.

Transformerkapacitet, årene 2004-2010

Med markedsåbningen og de stigende transporter på 400 kV-niveau som følge af saneringer vil der i perioden 2004-2010 blive behov for forøget transformerkapacitet i flere 400 kV-stationer. Behovet peger på blandt andet Trige, Landerupgård, Vendsysselsværket, Ferslev, Kingstrup og Tjele. Årstallene vil afhænge af blandt andet restruktureringer og havmølleudbygningen.

Udlandsforbindelser, årene 2005-2010

Der er et stigende behov for overføringskapacitet til naboområderne. Det skyldes først og fremmest de store mængder bunden produktion.

Der er behov for udbygning på 500-1.000 MW. Udbygning med 200 MW på Storebælt og erstatning af Konti-Skan 1 med den planlagte Konti-Skan 3-forbindelse, der giver en forøgelse på 90 MW, reducerer behovet. Der er ikke taget stilling til, hvilke andre forbindelser der bør udbygges i planperioden.

Der er ikke taget stilling til, hvilke forbindelser der skal bygges efter år 2003.

Offshorenettene, årene 2005-2010

Det forventes, at der etableres tre havmølleparker i perioden 2005-2010. Placeringer og udbygningstakt vil være afgørende for udbygningen af offshorenettene.

Desuden vil mulighederne for at koordinere disse net med udlandsforbindelser blive undersøgt.

Endrup-Idomlund, årene 2008-2010

400 kV-strækningen Endrup-Idomlund forventes inden for planperioden at lukke den vestlige 400 kV-ring. Der er to muligheder for at oprette denne 400 kV-strækning, jf. afsnit 3.4. Den ene mulighed er, at ledningen bygges som en separat, kombineret 400/150 kV-luftledning fra Endrup til Herning i det gamle 150 kV-tracé. Videre fra Herning til Idomlund forventes det allerede reservede 150 kV-tracé anvendt (jf. bilag 1). Den gamle 150 kV-ledning fra Esbjerg over Herning til Struer kan så fjernes.

Den anden mulighed for at etablere strækningen er at anvende 400 kV-tosystemsmasterrækkerne på Endrup-Vejen-Tjele-Idomlund, jf. **Figur 3**.

Tidspunktet for etablering af Endrup-Idomlund forventes at være årene 2008-2010. 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 4.2.

Vejen-Tjele, årene 2008-2010

400 kV Kassø-Tjele-Smorup er bygget i 1965 efter det daværende Stærkstrømsreglement. Ledningen har et stort masterenoveringsbehov inden år 2004. Den sydlige strækning af Kassø-Vejen er besluttet ombygget, jf. side 36. Dermed undgås renoveringer på denne delstrækning.

Som en overordnet masterplan er det besluttet, jf. Netplan 97/98, at også 400 kV Vejen-Tjele-Smorup ombygges til tosystems 400 kV-ledning i perioden frem til år 2010. Dermed sikres en optimal udnyttelse af tracéet. Om strækningen skal ombygges afhænger blandt andet af, hvilken overordnet netstruktur der vælges, jf. afsnit 3.4.

Med de store transporter, der forventes på kort sigt, kan ombygning af strækningerne Tjele-Brande og Brande-Vejen først gennemføres i år 2008 og år 2010, samtidig med der er behov for renovering af jord- og faseledere. Det er derfor nødvendigt at foretage en delvis renovering af strækningen. Dette forventes gennemført i årene 2000-2001, så den er færdig, inden anlægsarbejderne for 400 kV Vendsysselværket-Trige påbegyndes.

Tjele-Smorup, år 2010

På strækningen Tjele-Smorup forventes der som en del af saneringen bygget en ny kombineret 400/150 kV-luftledning på 400 kV-master omkring år 2010 som erstatning for de to separate masterækker i området.

6.4 Netudbygning 2011-2020

Perioden fra år 2011 til år 2020 er perspektivperioden for Netplan 2000. I perioden forudsætter Energi 21, at kulfyrede kraftværker er erstattet af gasfyrede. Desuden forventes der yderligere udbygget med havmøller.

I periodens første halvdel forventes 400 kV-luftledningsnettet færdigbygget, samtidig med at restruktureringer gennemføres. I perioden forventes HVDC VSC og energilagring at spille en rolle.

Viborg-Holstebro, årene 2011-2015

Som et restruktureringsforslag i kabelhandlingsplanen indgår ombygning af 400 kV-ledningen Idomlund-Tjele fra 1989 til kombineret 400/150 kV-ledning, ved montage af en topsektion på masterne. Samtidig kan 150 kV-ledningsstrækningerne Tange-Lånrum

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 vil ombygningen tidligst ske i år 2011.

Ombygningen til kombineret 400/150 kV-ledning er set som et led i opbygningen af det kombinerede basisnet og i en langsigtet, optimal udnyttelse af tracéet. Om projektet gennemføres i den forudsatte form, eller ved at den ombygges til to 400 kV-systemer, afhænger blandt andet af, hvilken overordnet netstruktur der vælges, jf. afsnit 3.4.

Tjele-Trige, årene 2011-2015

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.

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 til en kombineret 400/150 kV-forbindelse.

Tysklandsforbindelsen, årene 2011-2015

Afvikling af 220 kV-nettet forventes at ske samtidig med, at der bygges en ny 400 kV-forbindelse til Tyskland. Tidspunktet er ikke fastlagt, men afhænger af en restlevetidsvurdering, af produktionsapparat, af PreussenElektras planer og af transitforhold. Tidspunktet kan være år 2005, men mest sandsynligt i perioden 2011-2015 (**bilag 1**).

Restruktureringsmulighederne i grænseområdet afhænger af, hvornår 220 kV-ledningerne skal erstattes af 400 kV. En 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.

7. Økonomi

Netadgangen i Eltra's område reguleres via offentlige nettariffer og vilkår for brugen af transmissionsnettet. Tariffen har hidtil været opdelt i en systemtarif og to nettariffer. Nettariffen for 400 kV-nettet dækkede omkostninger til anlæg, drift og vedligehold af 400 kV-nettet samt de samlede nettab i 400 kV- og 150 kV-nettet. Tariffen betales af alt forbrug, produktion og import/eksport. Nettariffen for 150 kV-nettet dækkede omkostninger i 150 kV-nettene og har været fastlagt af det enkelte 150 kV-netselskab.

Ifølge Lov 375 skal ejere af 150 kV-net stille dem til rådighed for den systemansvarlige mod rimelig betaling. Eltra har derfor anmodet 150 kV-netejerne om, at det samlede

nuværende 150 kV-net stilles til rådighed for Eltra. Begrebet "rimelig betaling" opfattes som de indtægtsrammer, Energitilsynet godkender.

Fra den 1. januar 2000 er der kun én samlet **transmissionstarif**, der dækker omkostninger til systemet, til 400 kV- og til 150 kV-nettet. Betalinger for 150 kV-nettet indgår i enhedstariffen og opkræves ikke via separate tariffer. Det betyder, at 150 kV-omkostningerne fremover fordeles ligeligt på forbrugerne i Eltra's område. Nettariffen betales af alle brugerne af nettet.

Tariffer fastlægges normalt for et år ad gangen eller efter behov. Aktuelle satser findes på Eltra's hjemmeside: www.eltra.dk.

7.1 Investeringer

Regnskabet for to anlægsprojekter er opgjort i 1999. 400 kV-station Ferslev inklusive transformer kostede i alt 39,7 mio. kr. Eltra's andel udgjorde 37,7 mio. kr. Ophængning af to 150 kV-systemer på strækningen Malling-Trige kostede i alt 56,5 mio. kr. Eltra's andel udgjorde 29,0 mio. kr.

De fremtidige investeringer i transmissionsnettet udgør 3.144 mio. kr. fra år 2000-2003, jf. **bilag 4**. For perioden 2004-2010 udgør de tilsvarende omkostninger 5.000 mio. kr. Investeringsbehovet i perioden 2000-2010 er gennemsnitligt på 750 mio. kr. pr. år.

Af de samlede investeringer i Eltra's område i perioden 2000-2010 på 8.135 mio. kr. udgør investeringer i forbindelser til naboområder 2.500 mio. kr. og investeringer i off-shorenettene 1.900 mio. kr.

Omkostningerne til sanering på 150 kV og 60 kV har været ca. 350 mio. kr. i perioden 1995-1999. Det har været relativt dyrere at bortsanere 60 kV end 150 kV, fordi 60 kV-luftledninger er kabellagt, mens 150 kV-ledninger er overflødiggjort ved restrukturering med flere systemer på eksisterende masterækker.

Det vurderes, at den resterende del af kabelhandlingsplanen vil koste ca. 1.100 mio. kr. i perioden 2000-2015. Da der ikke er indgået saneringsaftaler i alle amter, kan beløbet blive større. Dertil kommer kabelprojekter, som er affødt af saneringsaftaler i forbindelse med fremføring af 400 kV-luftledninger. Disse projekter forventes alene at koste ca. 300 mio. kr. i perioden 2000-2005.

En aftale mellem Elsam's og Eltra's bestyrelser om deling af havmøllepålæggets forpligtelser mellem de to selskaber er under udarbejdelse. Den skal sikre, at Elsam har ansvar for produktionsanlægget og Eltra for ilandføringen. Samtidig fastlægges de økonomiske betingelser for at blive tilsluttet transmissionsnettet.

Med Lov 375's ikrafttræden og overgang til markedsvilkår forventes omkostningerne for havmølleparkerne i demonstrationsfasen betalt af producenterne. En del af omkostningerne til blandt andet F&U kan blive betalt af alle elforbrugere over elprisen (PSO).

Omkostningerne til ilandføringerne er derimod medtaget i Netplanen. Der er ikke taget endelig stilling til, om omkostningerne skal indgå i nettariffen, eller om der eventuelt skal være en særtarif på havet.

Meromkostninger ved tilslutning af vindmøller og decentrale kraftvarmeværker i 10-60 kV-nettene er fra 1992-1999 blevet udlignet mellem alle distributionselskaber i Eltra's område. Ved udgangen af 1999 er der opgjort en samlet meromkostning på ca. 500 mio. kr. til netforstærkninger, som ikke har værdi i forbindelse med distribution af elektricitet. De er opdelt på 157 mio. kr. for kraftvarmeværker og 311 mio. kr. for vindmøller. Beløbet er foranlediget af omkring 650 decentrale kraftvarmeværker på tilsammen ca. 1.100 MW og godt 4.000 vindmøller på tilsammen ca. 1.300 MW. Meromkostningen svarer til den kapital, alle elforbrugere er pålagt at betale. Desuden betaler egenproducenterne ca. 10 % af de nødvendige omkostninger til tilslutning.

De decentrale kraftvarmeværker har været med til at udskyde anlægsinvesteringer i 150 kV- og 400 kV-nettet, men besparelsen på transmissionsniveau er betydeligt mindre end meromkostningen på distributionsniveau. Vindmøller medfører generelt større omkostninger (ca. 250.000 kr./MW) end decentrale kraftvarmeværker (150-200.000 kr./MW) betragtet som gennemsnitsværdi i perioden. Vindmøller har ikke været med til at udskyde anlægsinvesteringer på transmissionsniveau.

Investeringen pr. MW er stigende, da den decentrale produktion udbygges i lokalområder, hvor der i forvejen er overskud af produktion i forhold til forbruget. Samtidig er den decentrale produktion nu med til at øge omkostningerne på transmissionsnettet.

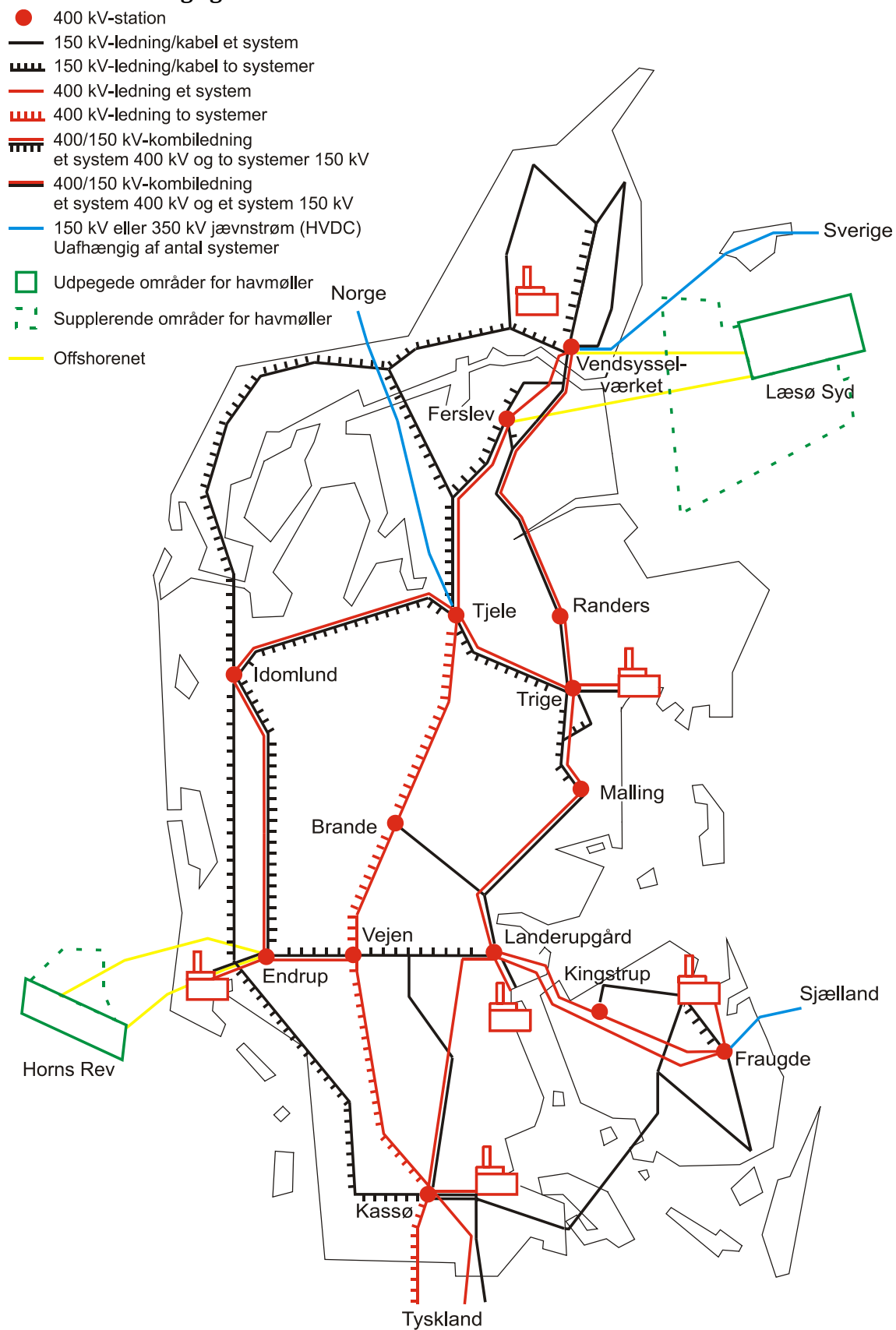
7.2 Betalingsfordelinger

Betalingerne til netanlæg har hidtil været reguleret af et sæt netbetalingsregler, der fastlægger betalinger for kombineret fremføring og tilskud til de regionale 150 kV-netanlæg. Reglerne fastlægger samtidig ejerskaber til de enkelte netanlæg.

Disse regler er fortsat gældende, da de er en del af den samarbejdsaftale, der blev indgået med 150 kV-nettejerne ved oprettelsen af Eltra. Med Lov 375 og regulering via indtægtsrammer kan der blive behov for at ændre disse betalingsregler.

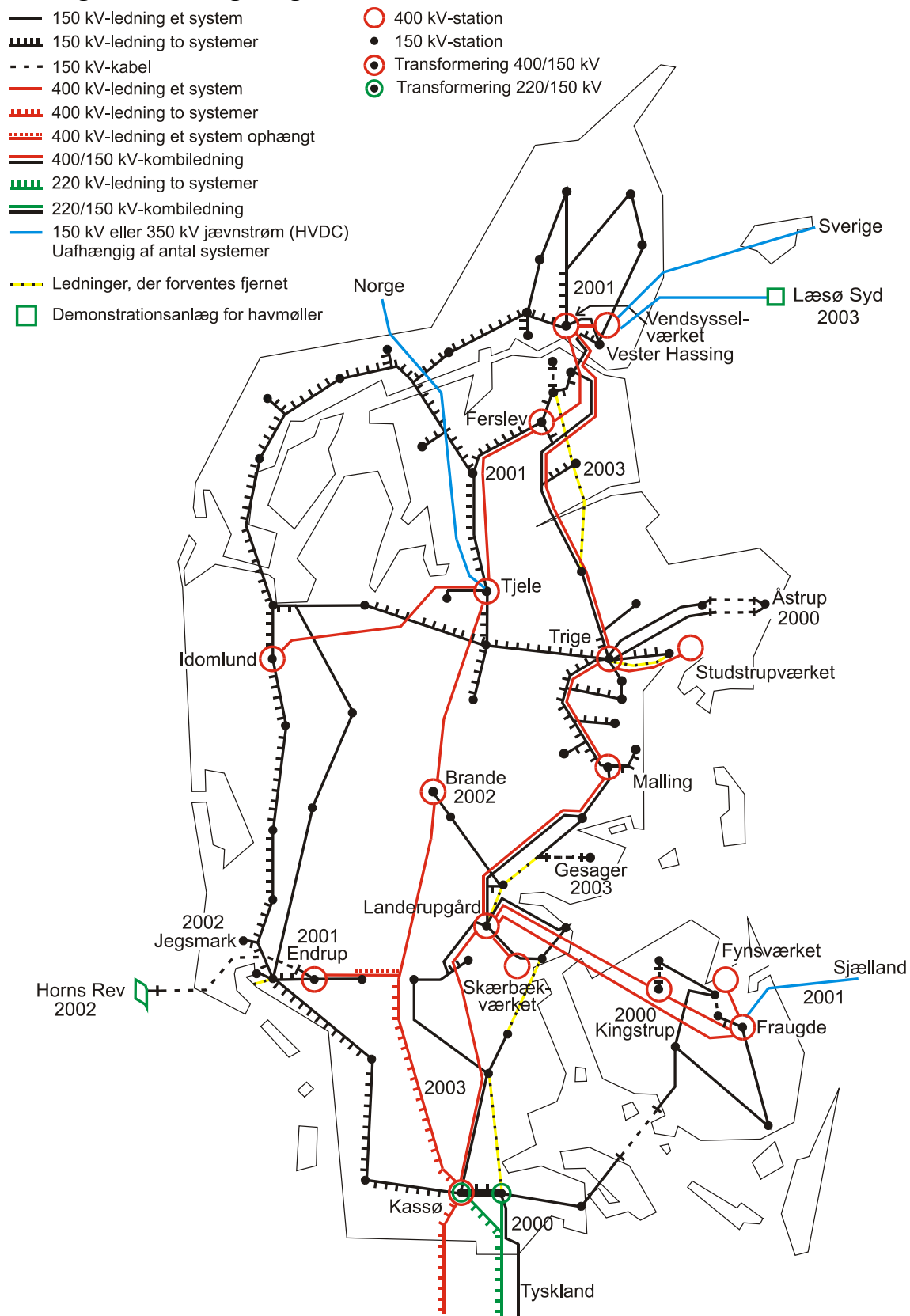
Af **bilag 4** fremgår Eltra's betalinger i henhold til Netbetalingsreglerne for de anlæg, der ventes i drift til og med år 2003. Der kan således blive behov for en overgangsordning, men det forudsættes under alle omstændigheder, at anlæg, der idriftsættes i år 2000, følger de gamle betalingsregler, idet der er henlagt til disse anlæg.

Struktur for langsigtet kombineret basisnet

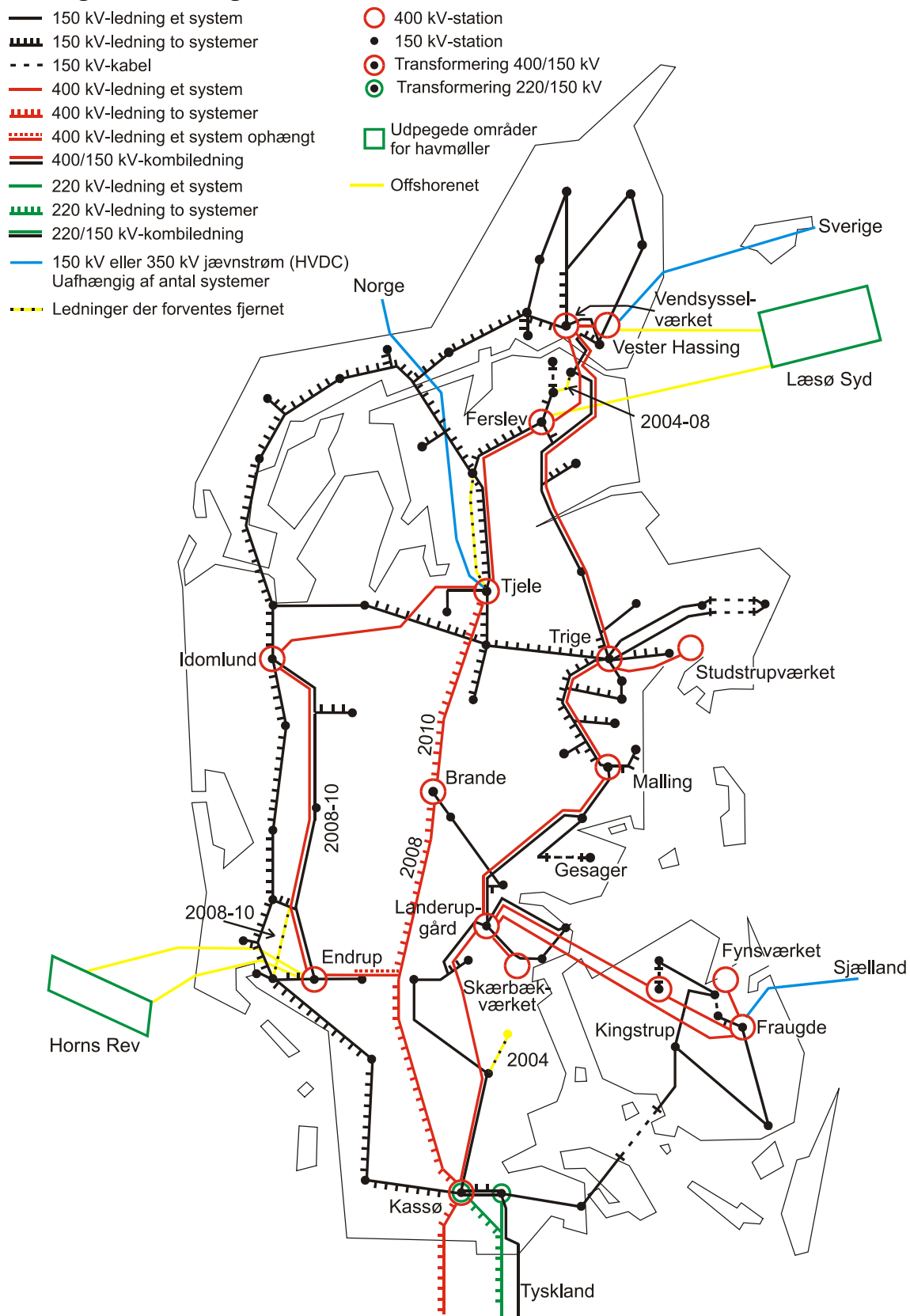


Det langsigtede kombinerede vekselstrømsbasisnet fra 1995.

Planlagt netudvikling til og med år 2003



Planlagt netudvikling fra år 2004 til år 2010



Samlede investeringer i opfølgningsperioden 2000-2003

	Godkendt netplan	Total omkost.	Eltra's andel	Forventes idriftsat
400 kV-station Kingstrup				
400/150 kV-station Kingstrup ^{1) 2)}	1995	43.000	36.200	2000-10-01
150 kV Graderup-Kingstrup	1995	20.400	14.300	2000-10-01
Storebælt, 200 MW-forbindelse²⁾				
Kabel	Separat	50.000	50.000	2001-01-01
Strømretterstationer	Separat	380.000	380.000	2001-01-01
Forsyningen af Vestjylland				
400 kV Endrup-Vejlen ¹⁾	1995	106.700	106.700	2001-10-01
400/150 kV-station Endrup	1995	38.000	38.000	2001-10-01
150 kV-reaktor, station Endrup	1997/1998	3.000	3.000	2001-12-01
Tilknyttede projekter ²⁾	-	25.500	5.600	2001-10-01
400 kV-station Brande				
400/150 kV-station Brande ²⁾	1997/1998	41.000	34.200	2002-10-01
150 kV Brande-Thyregod	1997/1998	8.600	6.000	2002-10-01
Tilknyttede projekter ²⁾	-	22.100	0	2002-10-01
Tilslutning af demonstrationsanlæg				
Mølleparken på Horns Rev ³⁾	Pålæg	324.000	324.000	2002-05-01
Mølleparken ved Læsø Syd ³⁾	Pålæg	395.000	395.000	2003-05-01
400 kV Vendsysselværket-Trige				
400 kV Ferslev-Smorup	1997/1998	93.400	76.600	2001-10-01
400/150 kV Trige-Vendsysselværket ¹⁾	Separat	342.700	289.500	2003-04-01
400/150 kV-krydsning Mariager fjord	Separat	114.100	111.100	2003-04-01
400 kV-felt i Trige	Separat	8.600	8.600	2003-04-01
400 kV-felt på Vendsysselværket	Separat	8.100	8.100	2003-04-01
150 kV-indsløjfning af Tinghøj	1995	7.800	5.500	2003-04-01
Tilknyttede projekter ²⁾	-	8.700	7.700	2003-04-01
Ombygning af 400 kV Kassø-Vejlen				
400 kV Kassø-Vejlen, ombygning ¹⁾	1992	206.500	206.500	2003-10-01
400 kV-felt i Kassø	1995	8.000	8.000	2003-10-01
Sanering Vejle-Horsens				
150 kV-indsløjfning af station Knabberup	Separat	14.500	2.000	2003-10-01
150 kV-station Gesager ²⁾	-	29.500	0	2003-10-01
Øvrige projekter				
Lyslederprojekt	Separat	53.000	53.000	2000-2001
150 kV Mesballe-Åstrup år 2000 ¹⁾	Separat	167.900	89.000	2000-12-01
220 kV-ledningen ved Bov ¹⁾	1997/1998	17.200	14.200	2000-10-01
400 kV Vendsysselværket-Vester Hassing ²⁾	1997/1998	14.800	14.800	2001-10-01
400 kV-reaktor Landerupgård	1997/1998	15.000	15.000	2001-12-01
Konti-Skan 3	-	430.000	430.000	2003-10-01
150 kV-projekter				
Diverse ¹⁾	-	93.800	0	2000-2003
Kabellægninger	-	52.800	0	2000-2003
I alt for perioden 2000-2003		3.143.700	2.732.600	

¹⁾ Mindre del af omkostningen er afholdt før år 2000.

²⁾ Betalingsfordelingen/anlægstilskuddet er ikke endeligt fastlagt.

³⁾ Omkostningen dækker nettilslutningen. Mølleparker betales separat.

Referenceliste

1. Lov om elforsyning, Lov 375.
2. Notat S97-001e "Retningslinier for Systemansvaret i det jysk-fynske område".
3. Energistyrelsens opfølgning på Energi 21.
4. Notat ELT1999-244d "Plangrundlag til Netplan 2000".
5. Energistyrelsen, "Analyser af den langsigtede struktur for eltransmissionsnettet".
6. Notat ELT1999-226d "Eltra/NVE Teknisk og økonomisk redegørelse vedrørende en HVDC-Storebæltsforbindelse med Voltage Source Converters (HVDC VSC)".
7. Miljø- og Energiministeriet, "Havmøllehandlingsplan".
8. Notat TP98-328a "Tilslutningsbetingelser for vindmølleparker tilsluttet transmissionsnettet".
9. Energistyrelsen, "Principgodkendelse af demonstrations-vindmøllepark syd for Læsø" og "Principgodkendelse af demonstrations-vindmøllepark på Horns Rev".
10. Notat NP94-640d "Handlingsplan for kabel/luftledning".
11. Miljø- og Energiministeriet, "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg".
12. Energistyrelsen, "Udtalelse om behovet for 400 kV-forbindelsen Vendsysselværket-Trige".