



Anlægsplan

2000

2001

2002

2003

2004

2005

2006

2007

2008

2009

2010

2011

2012

2013

2014

2015



eltra



Anlægsplan

2004

for
transmissionssystemet



Anlægsplan 2004 for transmissionssystemet

Dato: 3. november 2004

Sagsnr.: 5373

Dok.nr.: 211284

Reference: JKJ/RIH

Eltra's bestyrelse har godkendt
Anlægsplan 2004 på mødet
den 3. november 2004.

Omslag og illustrationer:

Franck Wagnersen

Fotografer:

Michael Bo Rasmusen, Baghuset

Joan Kjærsgaard, NV Net

Henrik Lund

De fleste af billederne er taget ved indvielsen
af Nordjyllandsledningen lørdag den 18. sep-
tember ved et stort åbent hus arrangement på
station Gistrup ved Aalborg.

Layout og opsætning:

Eltra's informationsafdeling

Repro og tryk:

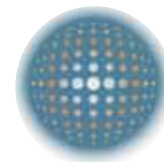
Kerteminde Tryk

ISSN 1600-9754

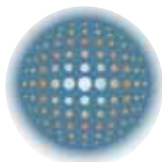
December 2004



Indholdsfortegnelse



Resume og konklusion	5
Rammer for Anlægsplanen	13
Samarbejdet med regionale selskaber	14
Plangrundlag	15
Dimensioneringsgrundlag	16
Transmissionsnettets tilstand indtil 2012	18
National handlingsplan frem til 2010	20
Kapacitet til nabo-områder	21
Eliminering af interne flaskehalse	23
Hvor er flaskehalsene i det interne net?	23
Muligheder for effektivisering	24
Saneringsplanlægningen	27
Saneringspolitik	27
Anlæg, der forventes bortsaneret	28
Længden af luftledningsnettet	29
Afsluttede projekter, 2004	31
400 kV Vendsysselværket-Trige	31
Reaktorkapacitet	32
Kabellægning af 150 kV Ådalen-Gistrup	33
Telekommunikation	33
Planlagte ny- og ombygninger, 2005-2008	35
150 kV-saneringer	35
150/60 kV-stationer og -transformere, 2005-2008	36
Telekommunikation, 2005-2008	36
Sanering Vejle-Horsens, 2005	38
Opgradering af 150 kV Tange-Trige, 2005	39
Systemværn	40
Renoveret Konti-Skan 1, 2005	41
150/60 kV-station i Kærbybro, 2006	42
Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing, 2008	43
Tilslutning af havmøllepark Horns Rev B, 2008	45
Sanering af nettet i Aalborg, 2006-2008	47
Demonstrationsprojekt, 1 MW ellager, 2006	48
Planlagte ny- og ombygninger, 2009-2012	49
Nettet på Vestkysten, 2009-2010	49
Skagerrak 4 til Norge, 2008-2010	51
Storebæltsforbindelsen, 2009-2012	51



Renoveringsprojekter, 2005-2012	53
HVDC-luftledningen, Skagerrak 3, 2006-2008	53
HVDC-luftledningen, Konti-Skan 1 og 2, 2006-2007	53
Opgradering af Landerupgård-Hatting-Malling, 2005-2006	53
Renovering af 400 kV-anlæg, 2005-2012	53
Renovering af 150 kV-anlæg	54
Mulige ny- og ombygninger i perioden indtil 2012	55
400/150 kV-transformer i Landerupgård	55
Saneringer i nettet omkring Trige	55
Reaktiv effekt	55
Forøgelse af overføringskapaciteten på Tysklandsgrænsen	57
Opsamlingsnet for havmøller	58
Yderligere saneringer i Aalborgområdet	59
150/60 kV-stationer	60
Økonomi	61
Samlet investeringsbehov	61
Afsluttede projekter	63
Investeringsbehov, 2005-2008	63
Investeringsbehov, 2009-2012	64
Referencer	65
Bilag 1: Data for 150/60 kV-stationer	66
Bilag 2: Renoveringsbehov indtil 2012	68
Bilag 3: Transmissionsnettet, planlagt netudvikling til og med 2012 ..	69
Bilag 4: Eltra's tele- og infrastrukturer forventet restrukturering frem til 2008	70
Bilag 5: Investeringsbehov til ny- og ombygninger, 2005-2012	71
Bilag 6: Gældende netdimensioneringskriterier fra 1995	74

Resume og konklusion

Anlægsplanen er den overordnede ramme for de transmissionsanlæg, der skal bygges i Jylland og på Fyn. Planen er godkendt i Eltra's bestyrelse som en samlet plan.

Anlægsplan 2004 medtager anlæg i perioden indtil 2012. Tidshorisonten er dermed udvidet, og planen tager hul på perioden 2009 til 2012.

Planen opdeler ny- og ombygningerne i de anlæg, der er planlagt idriftsat i 2005-2008, og de anlæg, der er planlagt idriftsat i 2009-2012. Dertil kommer anlæg, der kan blive aktuelle i planperioden indtil 2012. Sidstnævnte opfattes i denne sammenhæng som perspektivprojekter.

Planen fastlægger, hvem der er bygherre på de enkelte ny- og ombygninger. De enkelte projekter godkendes i bygherrens bestyrelse forud for realisering, selv om de er en del af Eltra's Anlægsplan. For planlagte projekter, hvor Eltra er bygherre, fremsendes disse til Eltra's bestyrelse for separat godkendelse sammen med et detaljeret anlægsbudget forud for realisering.

For anlæg, der ikke bygges af Eltra, indgås en skriftlig aftale om projektets gennemførelse. Aftaler indgås for ny- og ombygninger og saneringer, da disse betales af Eltra via det pågældende selskabs indtægtsramme.

Ved saneringer på 60 kV og lavere spændinger i forbindelse med et 400 kV-projekt indgås også en skriftlig aftale, da 400 kV-projektet skal betale meromkostningen.

Energiforligets rammer

Energiforliget af 29. marts 2004 udgør en vigtig ramme for ny- og ombygninger i 400-

150 kV-transmissionsnettet. Forliget vil føre til en betydelig forøgelse af vindkraften i Vestdanmark – forventelig 400-500 MW.

Der er en tæt sammenhæng mellem tilgangen af vindkraft, dens placering og udbygningen af transmissionsnettet. Udbygningen med en havmøllepark på 200 MW på Horns Rev i 2008 fører til udbygning af opsamlingsnettet på havet og til forstærkning af transmissionsnettet på land.

Udskiftningsordningen for vindmøller med effekt op til 450 kW forventes at føre til en væsentlig udbygning af vindkraften på land i Vestdanmark. Der er regnet med en forøgelse i Vestjylland alene på 200-300 MW på grund af vindressourcerne her. Denne ordning øger behovet for netforstærkninger.

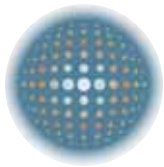
Overgangen af decentrale værker til drift på markedsvilkår har ikke på nuværende tidspunkt ført til forslag om ændringer i transmissionsnettet.

National handlingsplan for infrastrukturen

Som et led i energiforliget skal økonomi- og erhvervsministeren fremlægge en national handlingsplan for infrastrukturen senest den 1. marts 2005. Handlingsplanen omfatter nye, større transmissionsforbindelser i Danmark og forstærkning og nyanlæg af udlandsforbindelser.

Handlingsplanen skal omfatte følgende hovedelementer: 1) Fremtidig infrastrukturudbygning frem mod 2010, 2) Dansk energipolitik frem mod 2025. De to delpunkter skal sikre, at der på det korte sigt bygges en infrastruktur, der kan bane vejen for samspillet og integration af forskellige teknologier. Eltra forventer, at vindkraft bliver en væsentlig del heraf.

Anlægsplan 2004 giver især input til myndighedernes arbejde med udbygningen frem mod 2010. Målet er blandt andet at sikre en tilpas rummelig infrastruktur.



Infrastrukturbegrebet omfatter både en del, der handler om anlæg, og en del, der handler om ordninger og organisation. På anlægssiden skal infrastrukturselskaberne (Eltra og transmissions- og netselskaberne) sikre såvel transmissionsnet som distributionsnet og et omfattende kommunikationssystem. Eltra skal ifølge loven sikre tilvejebringelse af tilstrækkelig regulerkapacitet, men ikke bygge anlæg til at yde regulerkraft. Infrastrukturselskaberne skal i fællesskab sikre den nødvendige transportkapacitet for denne tjeneste. De skal i en vis udstrækning også bygge anlæg til at sikre spændings- og Mvar-regulering.

I Nordel-sammenhæng er der gennemført en samfundsøkonomisk analyse af udbygning af de transportkanaler, der har flaskehalse for det samlede nordiske elmarked. Analyser har sammen med bilaterale studier og driftsmæssige og strategiske hensyn haft til formål at udpege de steder, hvor transmissionsnettet bør forstærkes. De vestdanske forbindelser, der er kandidater til forstærkning, er:

- En udbygning på Skagerrakforbindelsen
- En Storebæltsforbindelse mellem Fyn og Sjælland
- En forøgelse af overføringskapaciteten på forbindelsen til Tyskland.

Anlægsplanen medtager planer for disse forbindelser. Det forventes, at disse udbygninger også indgår i infrastrukturhandlingsplanen.

Stationsreserver eller netreserver

De regionale transmissionsselskaber i Jylland og på Fyn stiller det samlede 150 kV-net til rådighed for systemansvaret – inklusive 150/60 kV-transformerne.

Spørgsmål om stationsreserver i 150/60 kV-transformeringen som alternativ til 60 kV-netreserver er dermed blevet mere synligt i den systemansvarlige virksomheds planlægning. Spørgsmålet er også blevet mere aktuelt som følge af, at 60 kV-nettene i nogle områder skifter ejere i disse år. Ten-

densen i de områder er, at netreserverne på 60 kV mindskes.

Der sker en koordinering mellem planlægningen på 150 kV- og 60 kV-nettene. Praksis er, at der laves en teknisk økonomisk afvejning af, om der bør udbygges på 60 kV eller på 150 kV. Ved valget tages der hensyn til sandsynlige langsigtede forudsætninger. Denne praksis fortsættes.

Der forventes bygget to-tre nye 150/60 kV-stationer i perioden til 2012 – primært af hensyn til udbygningen af den decentrale produktion. Anlægsplanen medtager en 150/60 kV-station i Kærbybro i 2010 og en i Ramme vest for Lemvig i 2006-2008.

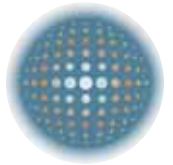
Eliminering af flaskehalse i det interne net

Det net, der er stillet til rådighed for Eltra, er 150 kV- og 400 kV-luftledninger og -kabler, som pr. 1. januar 2004 tilsammen udgør 2.539 tracé-km-ledning med i alt 3.260 system-km. Alderen for transmissionsnettet er stigende. Den ældste 150 kV-ledning er fra 1952. Nettet er løbende blevet renoveret og vedligeholdt.

I 2004 er 400 kV Vendsysselværket-Trige med tilhørende 150 kV-anlæg idriftsat i to etaper. Det betyder, at en stor del af flaskehalsene mod Norden er elimineret. Kapaciteten mod Norge og Sverige vil dermed være over 1.700 MW efter renoveringen af Konti-Skan 1 er færdig i 2005. Der må dog påregnes flaskehalse i det svenske net i en årrække.

Der er stadig flaskehalse i den sydlige del af Eltra's område. Der opstår flaskehalse i 150 kV-nettet på Vestkysten og i 400 kV-nettet i Midtjylland. Det skyldes primært indpasningen af vindkraften og markedstransporter. Disse flaskehalse søges elimineret i planperioden.

Der er allerede i Anlægsplan 2003 medtaget afhjælpning af flaskehalse i det interne net. Det har blandt andet medført en plan om opgradering af 150 kV Tange-Trige, opskrivning af kapaciteten på kablerne i



Kolding Fjord og i Lillebælt og af 400/150 kV-transformerne. På den måde er flaskehalsene i 2005 væsentligt reduceret.

De 150 kV-flaskehalse, der er planlagt aktiviteter for i Anlægsplan 2004, er 150 kV Lykkegård-Karlsgårde-Stovstrup og Lykkegård-Sdr. Felding-Herning. Størrelsen af flaskehalse og midler til afhjælpning afhænger blandt andet af, hvor store mængder vindkraft der skal kunne håndteres på kort sigt, og af, om der udbygges mod Tyskland og mod Norden. Flaskehalsene opstår primært omkring 2008.

Planlagte udbygninger af forbindelser til nabo-områderne

Statnett og Eltra har i 2003 gennemført et forstudium for at afklare, om bygning af en Skagerrak 4-forbindelse mellem Norge og Vestdanmark er samfundsøkonomisk fordelagtigt. Hvis der ikke udbygges mellem Norge og Kontinentet, vil det umiddelbart være samfundsøkonomisk lønsomt at udbygge Skagerrakforbindelsen med 600 MW.

Hvis der udbygges fra Norge til Kontinentet, skal der udføres en nærmere analyse af konsekvenserne. En Skagerrak 4-forbindelse bør medtages i infrastrukturhandlingsplanen.

Eltra har forudset, at der skal ske en udbygning med Skagerrak 4 på 600 MW. HVDC-forbindelsen forventes tilsluttet i Tjele. Idriftsættelse kan være 2008-2010.

Storebæltsforbindelsen kan afhængig af forudsætningerne spille en væsentlig rolle såvel i den nationale danske infrastruktur som til at øge udvekslingsmulighederne i et nordisk perspektiv.

Det forventes, at der af nationale og nordiske hensyn bygges en HVDC-forbindelse over Storebælt i perioden 2009-2012. En forbindelse bør derfor medtages i infrastrukturhandlingsplanen.

Der er ikke aktuelle planer om at udbygge Konti-Skan-forbindelsen til Sverige ud over den opgradering, der sker i 2005.





Ny- og ombygninger i det interne 400-150 kV-net

Det er tidligere besluttet, at Midtjyske Net (N1) opgraderer 150 kV Tange-Trige ved anvendelse af højtemperaturledere. Det forventes at ske i 2005. Ledningen har også et renoveringsbehov. Erfaringerne med anvendelse af højtemperaturledere i Europa er begrænsede. Opgraderingen har derfor også til formål at skaffe erfaringer herunder om driftsmæssige og korrosionsmæssige forhold.

Opgraderingen giver mulighed for at udskyde forstærkning med en 400 kV-forbindelse mellem Trige og Tjele i en årrække.

Eltra arbejder frem mod målet "at etablere et sammenhængende telekommunikations-system, som er fælles for elforsyningen i Vestdanmark, og som kan fungere under alle driftsforhold". Der forventes i perioden til 2008 tilsluttet en række nye brugere til Eltra's og transmissionselskabernes telekommunikationsnet. Det er decentrale kraftvarmeværker, vindmøller og netselskabers kontrolrum.

I forbindelse med renovering af Konti-Skan 1 tilsluttes den ombyggede pol på en 400 kV-ringforbindelse Vester Hassing-Vendsysselværket-Ferslev. Det sker i 2005 ved, at Eltra sætter top på den eksisterende 400 kV-masterække Vendsysselværket-Vester Hassing (2,8 km) og hænger 400 kV-system 2 op på masterækken. Dermed øges tilgængeligheden på effekten fra de to poler på Konti-Skan-forbindelsen.

Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing til to systemer er besluttet gennem tidligere anlægsplaner. Projektet er yderligere forsinket. Der er aftalt en tidsplan med Sønderjyllands Amt for arbejdet med VVM og regionplantillæg, så denne kan være endelig godkendt med udgangen af 2005. 400 kV-luftledningsanlægget forventes idriftsat i 2008. Dermed afvikles T-afgreningen i Revsing.

Den største del af udbygningen af transmissionsnettet skyldes tilgangen af produk-

tionskapacitet og markedstransporter og ikke stigningen i elforbruget.

Midtjyske Net bygger i 2006 en ny 150/60 kV-station i Kærbybro. Der er valgt en 150 kV-løsning frem for en udbygning i 60 kV-nettet. Stationen forbindes til 150 kV-systemet Tinghøj-Hornbæk med et 150 kV-kabel på ca. 10 km. Der etableres en midlertidig T-afgrening.

I 2008 idriftsættes næste sektion af havmøller på Horns Rev (Horns Rev B). Den er i øjeblikket i statsligt udbud og bliver på 200 MW. På det tidspunkt udbygger Eltra 150 kV-offshorenettet ved Horns Rev. Der etableres et 150 kV-kabelringnet ved at lægge et ekstra 150 kV-kabel fra Karlsgårde til Horns Rev B og et kabel herfra videre til Horns Rev A. Der bygges en transformerplatform ved Horns Rev B til opsamling af de nye møllers effekt.

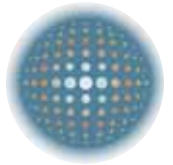
Vestjyske Net 150 kV bygger samtidig et 150 kV-felt i Karlsgårde for tilslutning af kablet fra mølleparken.

Når Horns Rev B idriftsættes, bliver der behov for at forstærke transmissionsnettet i Vestjylland. Der er valgt en løsning, der er så rummelig, at både Horns Rev B og udskiftningsordningens ekstra vindkraft på land kan rummes. Det er desuden antaget, at der skal kunne sikres plads til udbygning med mindst en Horns Rev C eller udbygges kapacitet mod Tyskland/Norge inden for en kort årrække derefter.

Eltra bygger en kombineret 400/150 kV-luftledningsforbindelse mellem Endrup og Idomlund. Den bygges på en stor del af strækningen i det gamle 150 kV-tracé til Herning. 150 kV-ledningen fra 1952 fjernes fra Esbjerg til øst for Struer.

Den nye ledning forventes idriftsat i 2009-2010. Der må derfor påregnes visse begrænsninger i mølleparkernes produktion i de første par år.

Med udbygning af 400 kV-nettet med to systemer på Kassø-Revsing og med 400 kV mellem Endrup og Idomlund vil flaskehal-



sene i det interne net elimineres, og kapaciteten mod Tyskland/Norge kan forøges.

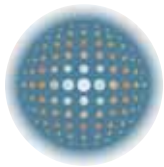
Der er aftalt en praksis, der fører til en øget udnyttelse af PEX-kabler bygget fra 2003 og frem og af de gamle oliefladkabler. Anlægsplan 2004 indeholder en aftalt praksis for indregning af PEX-kablers korttidsbelastningsevne, så kabler kan udnyttes bedre. Der er aftalt en ansvarsfordeling mellem systemansvaret og bygherren ved fastlæggelse af kablers overføringsevne.

Saneringer

Med den politiske accept af notatet "Principper for kabellægning af eksisterende højspændingsledninger" har Energistyrelsen nu et grundlag for at godkende saneringer i 150 kV-nettet efter den politik, der blev opstillet i Systemplan 2003.

Justeringen af saneringspolitikken bevirker, at en række saneringsprojekter sættes i gang senere end først planlagt. Særligt vurderingen af, om en 150 kV-luftledningsstrækning er tjenlig til en større renovering, har medført, at projekter udskydes. Saneringsplanen prioriterer fortsat boligområder før naturområder. Med de nuværende planer fjernes der i alt 19,5 km 150 kV-luftledning, der berører boligområder inden 2012. Dertil kommer allerede gennemførte projekter. Tilsvarende forventes der fjernet ca. 10 km luftledning i naturområder og øvrige områder inden 2012.

I saneringsplanlægningen har det hidtil været en hensigt, at luftledningsnettet skal blive kortere. Hensynet til landskabet har ført til øget anvendelse af kombinerede 400/150 kV-forbindelser. Dette kan være i konflikt med kommende hensyn til beredskab.



Sanering af 150 kV-nettet ved Vejle sker ved, at 150/60 kV-station Knabberup sløj-fes ind på 400/150 kV-kombiledningen Landerupgård-Hatting-Malling i 2005. Dermed kan der fjernes 38 km 150 kV-ledninger fra 1957.

I forbindelse med ombygning af 400 kV Kassø-Revsing fjernes der ca. 175 km luftledning i Sønderjylland inden for tre år efter, at 400 kV-luftledningen er idriftsat. Der er aftalt bortsanering af 17 km luftledning i Aalborg frem mod 2009.

Omfanget af de saneringer omkring station Trige, der skal gennemføres som følge af 400 kV Vendsysselværket-Trige, indgår for øjeblikket i forhandlinger med Århus Amt.

Renoveringer i transmissionsnettet

Det er en vigtig forudsætning for Eltra's og transmissionsselskabernes beslutninger om etablering af nyanlæg, opgraderingen af eksisterende anlæg, renovering eller skrotning, at nettets tilstand er kendt og kortlagt. Der er derfor taget hul på en kortlægning af renoveringsbehovet på 400 kV- og 150 kV-nettet frem til 2012.

Der forestår en række renoveringer i perioden indtil 2012. Det mest konkrete skal gennemføres frem mod 2008.

Det er renoveringsarbejder på HVDC-luftledningerne til Skagerrak og Konti-Skan i 2006-2008. Arbejderne gennemføres i forbindelse med de ordinære revisioner. For Skagerrakledningen bliver der dog tale om ekstra udetider.

Der skal ske en opgradering af 400/150 kV-kombistrækningen Landerupgård-Hatting-Malling, så 150 kV-systemet kan bære en højere strøm. Det sker ved at udskifte i alt 11 master i 2005.

Der skal ske renovering af en række 150 kV- og 400 kV-masterækker. Disse arbejder søges så vidt muligt indpasset i de ordinære revisioner.

Perspektivprojekter

Ud over de planlagte projekter medtager Anlægsplan 2004 en række perspektivprojekter i perioden indtil 2012.

Eltra har to synkronkompensatorer til spændings- og Mvar-regulering installeret i Tjele og Vester Hassing i forbindelse med jævnstrømsforbindelserne til Norge og Sverige. De er fra 1965 og 1975.

Af hensyn til behovet for reaktiv effekt og kortslutningseffekt er det aktuelt at installere endnu en synkronkompensator i 2006-2008. Dermed øges uafhængigheden af markedsaktørernes planer samtidig med, at driftsikkerheden for decentral kraftvarme øges, og mulighederne for mere vindkraft forbedres.

Det forventes, at der skal ske en forøgelse af kapaciteten mod Tyskland. Det kan ske ved at installere en tværspændingstransformer. Der er ikke en konkret plan for denne grænse, idet E.ON Netz ikke viser en positiv interesse for at øge kapaciteten mod Jylland.

Der kan blive behov for en ekstra 400/150 kV-transformer i Landerupgård i perioden.

Der skal ske yderligere saneringer i nettet i Aalborg. Hvis der ikke kan påvises et behov for tre 400 kV-systemer mellem Gistrup og Limfjorden, skal den gamle 400 kV-masterække nedtages i 2010.

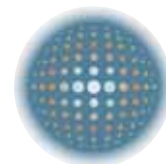
Afhængig af tilgangen af vindkraft skal der ske yderligere udbygning af offshorenettet – eventuelt i et internationalt samarbejde.

Årstallene for disse perspektivprojekter er ikke fastlagt.

Investeringer i Jylland og på Fyn

Anlægsplan 2004 indeholder en detaljeret liste over nyanlæg, saneringer og renoveringer med tilhørende investeringsplan.

Anlægsplan 2004 medtager investeringer for 2005-2012. Omkostningerne forventes



Tabel 1 Forventet investeringsbehov i transmissionssystemet for perioderne 2005-2008 og 2009-2012, inklusive perspektivprojekter.

Total 1.000 kr.	2005	2006	2007	2008	Sum 2005-2008	2009	2010	2011	2012
Eltra	39.352	212.124	491.000	965.000	1.707.476	662.000	724.000	394.000	394.000
FynsNet	7.000	-	-	-	7.000	-	-	-	-
Midtjyske Net	63.400	40.400	42.000	44.600	190.400	32.000	100.900	32.000	32.000
NV Net	24.762	41.546	37.971	43.512	147.791	850	-	-	-
Sydøstjyske Net	48.700	32.600	14.100	7.700	103.100	6.000	6.000	6.000	6.000
Syd Net	16.300	-	27.800	47.400	91.500	23.000	23.000	23.000	23.000
Vestjyske Net 150 kV	8.707	9.000	64.600	124.125	206.432	110.925	15.000	5.200	26.000
Sum	208.221	335.670	677.471	1.232.337	2.453.699	834.775	868.900	460.200	481.000

gennemført inden for såvel Eltra's som de regionale transmissionsselskabers indtægtsrammer.

Planen medtager det samlede investeringsbehov for området – både de investeringer, Eltra skal gøre, og de investeringer, de regionale selskaber har i perioden.

Det samlede investeringsbehov til ny- og ombygninger til renoveringer og til saneringer i Jylland og på Fyn er opgjort til omkring 2.163 mio. kr. frem til og med 2008. Dertil kommer perspektivprojekter, der ikke er besluttet endnu på op til 290 mio. kr. Investeringsbehovet for 2009-2012 er 2.645 mio. kr., inklusive perspektivprojekter.

Tabel 1 viser investeringsbehovet for Eltra og de regionale transmissionsselskaber i perioden 2005-2008 og for perioden 2009-2012.

I perioden fra 2009-2012 får Eltra et anslået årligt investeringsbehov på 400-800 mio. kr.

I perioden 2005-2008 er der et renoveringsbehov på 400-150 kV-luftledninger, stationer og udlandsforbindelser. Det udgør 371 mio. kr. og for perioden 2009-2012 424 mio. kr. af de samlede omkostninger. Omkostningerne til renoveringer gælder for Eltra og de regionale transmissionsselskaber.

Beredskab

Der er aftalt en række politikker mellem Eltra og de regionale transmissionsselskaber.

Der forventes en ny bekendtgørelse om beredskab. Ifølge denne skal den systemansvarlige hvert 5. år udføre en sårbarhedsanalyse for elsystemet i området. Den skal føre til en beredskabsplan med udpegning af nøglepunkter m.v. Det er endnu ikke fastlagt, hvordan sårbarhedsanalyserne skal gennemføres og heller ikke, om dette skal føre til ny- og ombygning af netanlæg.

Eltra's hidtidige beredskabspolitik i forbindelse med kriser har været baseret på, at alt materiel er indbygget i elsystemet i form af de koncepter, der er valgt. Det er f.eks. tobryderarrangementer i stationer, flere mindre, men ens 400/150 kV-transformere og standard tværsnit på luftledninger. Det betyder, at der er gode muligheder for at flytte materiel i krisesituationer. Eltra holder derfor ikke egentlige beredskabslagre.

Den aftalte overordnede reparationspolitik er, at transmissionsselskaberne i Jylland og på Fyn hver især eller tilsammen skal holde tilstrækkeligt reservemateriel til, at reparation og vedligeholdelse på de anlæg, der stilles til rådighed for systemansvaret, kan klares med et minimum af udetid for de enkelte transmissionsanlæg.



Traditionelt har det været praksis at have reservedele til reparation af kabelfejl. Selskaberne skal derfor altid opretholde et reservedelslager for kabler og muffe, der svarer til mindst en kabelfejl for de kabeltypen, der er i drift.

Det er aftalt, at de transmissionsselskaber, der har oliefladkabler, holder en reservepulje af 150 kV-kabel, så reparationer af oliefladkabelstrækninger kan gennemføres uden unødige begrænsninger for forsyningssikkerheden og markedet. Der skal være reservekabler og muffe til reparation/udskiftning af kabler i Abildskov-

Sønderborg, Bedsted-Struer og Frøstrup-Vilsted.

Der har ikke hidtil været behov for at holde reserve af transformere på 400/150 kV. Fejlfrekvensen på transformere er lav, men reparation af disse kan være langvarige.

Behovet for reservetransformere på 150/60 kV har hidtil været håndteret af den enkelte anlægsejer. Fælles reservetransformere er i øjeblikket under overvejelse blandt andet som følge af de eksisterende transformeres alder.

Rammer for Anlægsplanen

Ifølge elforsyningsloven og systemansvarsbekendtgørelsen [Ref. 1] skal der foretages en samlet planlægning af 400 kV- og 150 kV-nettet og forbindelser til nabo-områder. Den rapporteres gennem Eltra's årlige anlægsplan.

Anlægsplanen er godkendt i Eltra's bestyrelse som den overordnede ramme for de transmissionsanlæg, der skal bygges i Jylland og på Fyn. Planen medtager det samlede investeringsbehov for området, ligesom planen fastlægger, hvem der er bygherre på de enkelte ny- og ombygninger.

De enkelte projekter godkendes separat i de respektive bygherrers bestyrelser i forbindelse med realisering af dem.

Politiske rammer

Energiforliget af 29. marts 2004 udgør en vigtig ramme for ny- og ombygninger i 400-150 kV-transmissionsnettet. Forliget vil føre til en betydelig udbygning af vindkraften i Vestdanmark. Der er en tæt sammenhæng mellem tilgangen af ny vindmølleeffekt, dens placering og udbygningsbehovet i transmissionsnettet.

Økonomi- og erhvervsministeren skal senest den 1. marts 2005 fremlægge en national handlingsplan for infrastrukturen frem mod 2010. Anlægsplan 2004 giver en række input til handlingsplanen. Utilstrækkelige politiske mål om den langsigtede vindkraftudbygning medfører i øjeblikket en usikkerhed i fastlæggelse af transmissionssystemet.

De vigtigste forudsætninger for ny- og ombygning af transmissionssystemet er elmarkedets funktion og de store mængder

miljøvenlig energi, der skal indpasses i elsystemet samtidig med, at systemsikkerheden og forsyningsikkerheden opretholdes.

Med den politiske aftale og den lovændring, som Folketinget har besluttet, er det nu blevet muligt at udbygge transmissionsnettet af andre hensyn end tidligere, hvor det alene var den interne forsyningsikkerhed i området, der var grundlaget.

Lovformuleringen er herefter:

§ 21, stk. 1, 2. pkt.

"Meddelelse af tilladelse er betinget af, at ansøgeren kan dokumentere, at der er tilstrækkeligt behov for udbygningen, herunder at udbygningen sker med sigte på øget forsyningsikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, skabelsen af vel fungerende konkurrencemarkeder og vedvarende energi, eller hvis det ansøgte projekt er en udmøntning af et pålæg 8 i medfør af § 21, stk. 3 eller stk. 4."

Ifølge elforsyningslovens § 85b og den forventede nye bekendtgørelse om beredskab for elsektoren [Ref. 2] skal de systemansvarlige virksomheder også udarbejde beredskabsplaner baseret på sårbarhedsanalyser.

Hidtidige systemplaner

Systemplan 2004 og tidligere planer udgør en vigtig ramme for Anlægsplanen. Transportkapaciteten til markedet har i en årække været utilstrækkelig. Derfor søges flaskehalse i det interne net i Jylland og på Fyn elimineret. Det er især de 150 kV-flaskehalse, der begrænser udnyttelsen af 400 kV-nettets overføringskapacitet, der skal elimineres. En væsentlig del af flaskehalse er forsvundet i 2004 ved idriftsættelse af 400 kV Vendsysselværket-Trige med tilhørende 150 kV-anlæg.

Systemplan 2003 udtrykker også hensigten om, at handelskapaciteten på Tysklandsgrænsen bør øges, så kapaciteten bedre matcher handelskapaciteten mod Norden. Det er en vigtig ramme for eliminering af de interne flaskehalse i området.



De systemansvarlige virksomheder fastlægger handelskapaciteterne mellem markedets Elspot-områder. Forudsigeligheden af denne handelskapacitet kan forbedres for markedsaktørerne ved, at handelskapacitetens sandsynlige fremtidige størrelse fremgår af anlægsplanerne i form af varighedskurver over kapaciteten.

Samarbejdet med regionale selskaber

Det er de regionale transmissionsselskaber, der ejer størstedelen af 150 kV-nettet i Jylland og på Fyn. Som følge af elforsyningsloven har Eltra anmodet selskaberne om at stille det samlede 150 kV-net til rådighed for systemansvaret inklusive 150/60 kV-transformerne.

Figur 1 Den geografiske ejerstruktur for 150 kV-nettet i Jylland og på Fyn.



Eltra ejer 400 kV-transmissionsnettet og alle 400 kV-, 220 kV- og 150 kV-vekselstrømsforbindelser til nabo-områderne og alle forbindelser for jævnstrøm. Eltra ejer 150 kV-ilandføringsanlæggene for havmøllerne ved Horns Rev og alle kobbelbare anlæg til regulering af den reaktive effektbalance på 400 kV- og 150 kV-niveau.

De seks regionale 150 kV-transmissionsselskaber i Jylland og på Fyn er FynsNet A.m.b.a., Midtjyske Net A/S, NV Net Amba, Sydøstjyske Net A/S, Syd Net A/S og Vestjyske Net 150 kV A/S, se **Figur 1**. Ejerstrukturen er under forandring. For Midtjyske Net, Sydøstjyske Net og Syd Net er der oprettet et fælles operatørselskab – N1 – der varetager alle opgaver for de tre selskaber.

Samarbejdet om udbygning af transmissionsnettet, jf. elforsyningslovens § 28, stk. 3, numrene 7 og 8, sker gennem Eltra's Transmissionsudvalg.

Det daglige samarbejde mellem Eltra og 150 kV-transmissionsselskaberne reguleres af samarbejdsaftaler.

Anlægsaftaler

For de anlæg, Eltra er bygherre på, udarbejdes et anlægsbudget, som godkendes i Eltra's bestyrelse. Ved væsentlige ændringer som følge af myndighedsbehandling kan der være behov for, at bestyrelsen godkender et revideret anlægsbudget umiddelbart før udførelsesfasen. Projektet afsluttes med et anlægsregnskab.

For anlæg, som ikke bygges og ejes af Eltra, indgås en skriftlig aftale om projektets gennemførelse, herunder myndighedsbehandlingen. Der indgås aftale imellem systemansvaret og bygherren for alle nye 150 kV-anlæg. Dermed er både ny- og ombygninger og saneringsprojekter omfattet af aftaleindgåelse.

Aftalerne dækker perioden fra beslutning om anlægget til idriftsættelse. Herefter er anlæggene omfattet af samarbejdsaftalerne.



Aftalerne har et gensidigt formål. De er en garanti for 150 kV-selskabet om, at systemansvaret anmoder om at få stillet det pågældende anlæg til rådighed over en længere periode. De omsætter desuden forudsætningerne fra Anlægsplanen og fastlægger anlæggenes hoveddata.

Der er i 2004 forhandlet fire aftaler på 150 kV-anlæg, der sættes i drift i 2004 og 2005. De dækker:

- 150 kV-kabelforbindelsen Ådalen-Gistrup ved Aalborg, hvor NV Net er bygherre.
- 150 kV-kabelindsløjfningen ved Vejle (Knabberup), hvor Sydøstjyske Net er bygherre.
- Opgradering af 150 kV-forbindelsen Tange-Trige, hvor Midtjyske Net er bygherre.
- 150 kV-kabellægning ved Frederikshavn (Ravnshøj), hvor NV Net er bygherre.

Ordnningen med anlægsaftaler har været praktiseret siden 2003.

Hvis der i forbindelse med bygning af 400 kV-anlæg bliver tale om saneringer på 60 kV og lavere spændinger, vil der blive indgået skriftlige aftaler med de pågældende anlægsejere. Dette er f.eks. aktuelt ved ombygning af 400 kV Kassø-Revsing, se afsnittet "Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing, 2008", side 43.

Plangrundlag

I den udstrækning, det har været muligt, er tidshorizonten for Anlægsplan 2004 forlænget til 2012. Der er dermed taget fat på ny- og ombygninger i perioden efter 2008. Usikkerheden for perioden 2009-2012 er dog større end for perioden indtil 2008.

Plangrundlag 2004 [Ref. 3] redegør for forudsætningerne til brug for Eltra's Systemplan 2004, Anlægsplan 2004 og Miljøplan 2004. Formålet med plangrundlaget er at formidle de rammebetingelser og det grundlag, som disse planer bygger på.

Tabel 2 Installeret produktionskapacitet pr. januar 2004.

Type	MW
Kraftværker tilsluttet nettet over 100 kV	3.107
Kraftværker tilsluttet nettet under 100 kV	1.656
Vindmøller, land- og kystnært placerede	2.214
Vindmøller, havplacerede	160
Samlet installeret effekt	7.137

Plangrundlaget dækker perioden frem til 2013, så Kyoto-aftalernes 1. periode indgår. For transmissionsdelen er hovedvægten lagt på perioden frem til 2012. Perioden forventes at være præget af yderligere vindkraft, restrukturering af nettet og opgradering.

Siden plangrundlaget er udarbejdet, er der indgået energiforlig af 29. marts med yderligere vindkraft.

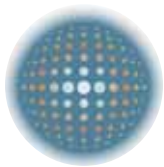
Produktionsapparatet

I Eltra's område var der den 1. januar 2004 en samlet produktionskapacitet på 7.137 MW, **Tabel 2**. Der er i alt 3.107 MW kraftværker tilsluttet nettet over 100 kV. I perioden frem til 2012 er der ikke indberettet planer om skrotning af kraftværker.

Den decentrale kraftvarme tilsluttet net under 100 kV var den 1. januar 2004 på 1.656 MW. Plangrundlaget forudsiger kun en svag stigning i den installerede effekt. Frem mod 2012 forudsiger plangrundlaget yderligere 30 MW decentral kraftvarme, så vi i alt kommer op på 1.686 MW.

Der var den 1. januar 2004 installeret vindkraft på 2.214 MW på land og 160 MW på havet. I planperioden frem til 2008 forventes vindkraften på land (med de kommende udskiftninger til større møller) at nå op på 2.350 MW og 2.400 MW frem til 2012. Her til kommer vindkraft på havet.

Næste havmøllepark på Horns Rev skal idriftsættes i 2008. Dens effekt forventes



ifølge energiforliget at være 200 MW. Den samlede vindkraft i Eltra's område forventes i 2008 at blive 2.660 MW og 3.010 MW i 2012.

Elforbruget i Eltra's område er fremskrevet både for energi og effekt. Det maksimale effektforsøg i 2003 er målt til 3.870 MW og forventes at stige til 4.068 MW i 2008 og til 4.315 MW i 2012. Fremskrivningerne af effekt er gjort på basis af et normalt år. I netberegninger må man derfor tage højde for ekstraordinære kolde vintre. Ved at øge effekten med 5 % som temperaturkorrektions svarer det til en vinterdag, hvor der er 5-6 °C koldere end normalt.

Den geografiske fordeling af produktionskapacitet og forbrug fremgår af **Bilag 1**.

Transformerkapaciteten i de enkelte 150/60 kV-stationer fremgår også af **Bilag 1**. For at få en indikation af, om en station har behov for udvidelse af kapaciteten, er der opstillet tre kriterier, der alle kan sætte en station på en observationsliste:

1. Den decentrale produktion er større end stationens samlede transformerkapacitet.
2. Den decentrale produktion fratrukket stationens minimumforbrug er større end den største transformere på stationen.
3. Maksimalforbruget for stationen er større end den største transformere.

Observationslisten er senest opgjort pr. 1. august 2004 og peger på, at der i planperioden kan være behov for udbygning af transformerkapaciteten på stationerne Stovstrup, Struer, Ådalen, Bredkær, Fynsværket og Enstedværket.

Dimensioneringsgrundlag

Når behovet for netudbygning vurderes, tages der hensyn til forsyningssikkerhed, beredskab, velfungerende konkurrencemarkeder og indpasning af vedvarende energi.

Eltra udmønter disse hensyn i planlægningen af transmissionsnettet gennem Netdimen-

sioneringskriterierne A, B, C og D, **Bilag 6**, og ved analyser på forskellige situationer, der sikrer, at markedet, forsyningssikkerheden og miljøet kan tilgodeses ligeværdigt. De gældende kriterier er baseret på mange års driftserfaringer og er senest opdateret i 1995.

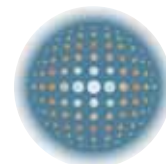
Det er kriterierne A og C, som ved hyppigt forekommende hændelser stiller krav til udbygning af det interne 400 kV- og 150 kV-net. Kriterium B er tænkt til dimensionering af den nødvendige beskyttelse, og kriterium D opgør konsekvenserne af en katastrofelignende hændelse.

Eltra's Netdimensioneringskriterier bygger på n-1 princippet. Der er grundlæggende defineret:

- En *udgangssituation* for systemets tilstand før en hændelse. Den dækker skæve produktionsfordelinger, udvekslinger med udlandet og revisioner i net og produktionsapparat.
- En *hændelse*, der skal kunne klares, hvis den indtræffer. Den er altid enten udfald af en blok, et ledningssystem, en 400/150 kV-transformer eller en fejl i en station.
- *Konsekvenser* af hændelsen, der kan accepteres. Det er krav til den minimale og den maksimale stationære spænding og til nettets belastning efter en hændelse. Det er også krav til kontrolleret overgangsforløb fra en udgangssituation til en ny tilstand.

Kriteriernes nuværende formulering adskiller ikke de tre begreber så tydeligt, som det er sat op her, men tredelingen er alligevel dækket. Kriterierne er udbygningsbestemende for det interne 400 kV- og 150 kV-net i området.

Kriterierne afprøves i planlægningen på et antal repræsentative udgangssituationer. Der er dog ofte flere samtidige netmangler i selve driftsfasen som følge af vedligeholdelsesopgaver, end det er tilfældet i planlægningsfasen. Manglerne bliver tilrettelagt, så n-1 kriteriet kan opfyldes i driftssituationen.



Det kan indebære begrænsninger for elmarkedet.

Forskellige hensyn

Ved fastlæggelse af udbygningsbehovene i transmissionsnettet er der flere hensyn, der bestemmer behovet. Hensynene i netplanlægningen er udmøntet gennem de billeder, der dimensioneres efter. Der skal ske en samlet afvejning af hensynene til forsyningssikkerhed, miljø og marked – og nu også beredskab. Grundlæggende er hensynene ligestillet på planlægningsstadiet.

I Eltra's område er det en forudsætning i planlægningen, at centrale kraftværker er tilsluttet med n-1 sikkerhed, og at udvekslinger med udlandet i et vist omfang gennemføres med n-1 sikkerhed (kriterium A). Det tages der højde for i valg af den optimale netudbygning. Der er heller ikke et aftalegrundlag eller et afprøvet system, der kan reducere produktion fra vindmøller. Det tages der højde for i dimensioneringen. Der sker derfor ikke en forskelsbehandling af de forskellige brugere i planlægningen.

Hensynet til elforbrugerne har dog, ifølge elforsyningslovens § 27c, første prioritet i den *daglige drift*. De skal dermed have samme sikkerhed for levering, uanset om de forsynes via et net, hvor der er decentral produktion tilsluttet eller ej. Prioriteringen i loven er 1) elforbrug, 2) decentral produktion inklusive land- og havmøller og 3) central produktion og forbindelser til nabo-områder. Både den centrale og decentrale produktion og udvekslinger med udlandet kan reduceres ved netbegrænsninger.

Udgangssituationerne beskrives gennem forsyningssikkerheds-, miljø- eller markedsbilleder. Disse billeder skal sikre, at der kan indbygges varierende hensyn i netdimensioneringen. Ved anvendelse af et eller flere af de tre billeder efter behov kan forskellige hensyn tilgodeses.

Forsyningssikkerhedsbillederne repræsenterer situationer med stort forbrug og store interne transporter i transmissionsnettet med henblik på at sikre forsyningen. De dimensionerende forsyningssikkerhedsbil-

leder er højlastsituationer med og uden produktion fra vindmøller.

Forsyningssikkerhedsbillederne testes med kriterium C. Kriteriet er opdelt i forsyningskriterium C2, der gælder for vinterhalvåret, og C1, der gælder for sommerhalvåret, hvor de fleste revisioner gennemføres. Kriteriet skal sikre tilstrækkelig overføringskapacitet i transmissionsnettet ved udfald af en ledning eller en transformer, så forsyningen af områder med produktionsmangel er sikret.

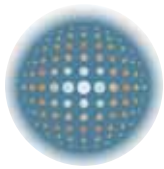
Der er ikke formuleret et særligt billede, der repræsenterer beredskabshensyn.

Miljøbillederne repræsenterer de situationer, hvor den bundne produktion på de decentrale kraftvarmeværker og på vindmøllerne er stor i forhold til forbruget. Miljøbillederne er derfor situationer med stor bunden produktion og eloverskud lokalt eller i det samlede system. Der er to dimensionerende miljøbilleder, nemlig en "højproduktionsituation" og en lavlastsituation, som begge repræsenterer eloverløbsituationer.

Miljøbillederne testes med kriterium A, som blandt andet skal sikre tilstrækkelig overføringskapacitet i transmissionsnettet til udnyttelse af den miljøvenlige produktion efter et udfald af en ledning eller en transformer.

Markedsbillederne tager udgangspunkt i eksport- og importsituationer, bestemt af priserne i de omkringliggende områder og behovet for udveksling set i forhold til markedet. Gennem markedsbilleder skal udnyttelsen af naboforbindelserne og produktionen på de anlæg, der er en del af konkurrencen, sikres.

Markedsbillederne testes med Netdimensioneringskriterium A, som skal sikre tilstrækkelig overføringskapacitet i det interne transmissionsnet til udnyttelse af både produktionsapparat og udlandsforbindelser efter et udfald af en ledning eller en transformer. I disse situationer kan der forudsættes højt eller lavt forbrug.



Stationsreserver eller netreserver

De regionale transmissionsselskaber i Jylland og på Fyn stiller det samlede 150 kV-net til rådighed for systemansvaret – inklusive 150/60 kV-transformerne.

Der er forskellig praksis i regionerne for dimensionering af 150/60 kV-transformer-kapacitet. Kapaciteten i de enkelte 150/60 kV-stationer fremgår af **Bilag 1**. Nogle transmissionsselskaber har få store transformere – andre har to eller flere mindre transformere.

Spørgsmål om stationsreserver i 150/60 kV-transformeringen som alternativ til 60 kV-netreserver er dermed blevet mere synligt i den systemansvarlige virksomheds planlægning. Spørgsmålet er også blevet mere aktuelt som følge af, at 60 kV-nettene i nogle områder skifter ejere i disse år.

Politikken for drift af transformere er også forskellig. Nogle selskaber har alle transformere i drift – andre har en transformer i drift og en reservetransformer. Praksis i de enkelte områder er bestemt af historiske forhold.

Ved oprettelse af en ny 150/60 kV-station med en enkelt transformer forudsættes der netreserve på 60 kV.

Opbygningen af 60 kV-nettene og reserverne i disse net er forskellige. Store 60 kV-reserver (netreserver) hænger ofte sammen med små stationsreserver (Fynsværket, Vestjyske Net 150 kV) og omvendt (NV Net).

Der sker en koordinering mellem planlægningen på 150 kV- og 60 kV-nettene. Praksis er, at der laves en *teknisk økonomisk afvejning* af, om der bør udbygges på 60 kV eller på 150 kV. Ved valget tages der hensyn til sandsynlige langsigtede forudsætninger. Denne praksis fortsættes.

Tendensen er, at netreserverne på 60 kV mindskes. Det betyder, at der må forventes øget behov for stationsreserver (150/60 kV-transformere).

Dette behov skal også ses i sammenhæng med Eltra's hensigt om at udvikle celleprincippet over en årrække. En celle kan f.eks. være en 150/60 kV-stations område. Det kan også i visse tilfælde være flere 150/60 kV-stationer.

Transmissionnettets tilstand indtil 2012

Transmissionnettets rådighed er opgjort siden 1970. De tvungne udetider som følge af fejl er små. De har varieret omkring en årlig værdi på ca. 0,3 %. De planlagte udetider er derimod stigende som følge af nettets alder og ophobede anlægsarbejder. Transmissionnettets rådighed fremgår af [Ref. 4].

Det net, der er stillet til rådighed for Eltra, er 150 kV- og 400 kV-luftledninger og kabler, som pr. 1. januar 2004 tilsammen udgør 2.539 tracé-km-ledning med i alt 3.260 system-km. Alderen for transmissionsnettet er stigende. Den ældste 150 kV-ledning er fra 1952. Nettet er løbende blevet renoveret og vedligeholdt.

Aldersfordelingen på transmissionsanlæg fremgår af **Tabel 3**, hvor det ses, at der bygges færre anlæg. Udbygningerne i 1990'erne er de mindste nogensinde, mens udbygningerne toppede i 1960'erne. Det betyder, at en stor del af nettet er gammelt og har et stort renoveringsbehov. Dette må forventes at lede til store udetider frem til 2008.

Tabel 3 *Transmissionsledninger og stationer fordelt på spændingsniveau og årti, hvor de er bygget.*

Årti	Ledninger i tracé-km			Antal stationer	
	150 kV	Kombineret 400/150 kV	400 kV og 220 kV	150 kV	400 kV og 220 kV
1950'erne	256	0	0	6	0
1960'erne	576	0	233	21	1
1970'erne	306	89	144	19	3
1980'erne	281	77	68	14	7
1990'erne	103	15	87	6	5



Det er en vigtig forudsætning for Eltra's og transmissionsselskabernes beslutninger om etablering af nyanlæg, opgraderingen af eksisterende anlæg, renovering eller skrotning, at nettets tilstand er kendt og kortlagt. Der er derfor taget hul på en kortlægning af renoveringsbehovet på 400 kV- og 150 kV-nettet frem til 2012.

Transformernes tilstand

Nogle af de gamle 150/60 kV-transformere er udskiftet, efterhånden som de er blevet for små. De ældste idriftværende 150/60 kV-transformere i Jylland og på Fyn er fra 1950'erne. Deres alder betinger, at transmissionsselskaberne har startet en særlig vurdering af deres tilstand og restlevetid. Det vil være et vigtigt tema de nærmeste år og kan give anledning til levetidsundersøgelser og til nyanlæg i planperioden.

Den ældste idriftværende 220/150 kV-transformer er fra 1965 og står i Kassø. 220/150 kV-transformeren i Enstedværket er tidligere udskiftet i 1988.

400/150 kV-transformernes tilstand er tilfredsstillende. De to ældste transformere er sat i drift i 1978.

Synkronkompensatorernes tilstand

Eltra har to synkronkompensatorer til spændings- og Mvar-regulering installeret i Tjele og Vester Hassing i forbindelse med jævnstrømsforbindelserne til Norge og Sverige.

Synkronkompensatoren i Tjele er fra 1975. Et stort eftersyn for ca. 5 år siden viste, at både rotor- og statorviklinger samt lejer er i god stand. Der har i nogle år været problemer med, at slæberingskullene slides for hurtigt og giver for meget kulstøv inde i maskinen. Flere forskellige fabrikater og typer af kul er blevet afprøvet, og det problem forventes nu at være løst.

Synkronkompensatoren i Vester Hassing er fra 1965. I løbet af sommeren 2004 er der gennemført et stort eftersyn, og selve maskinen er i god stand. Den har kørt uden væsentlige problemer i mange år, men der vil inden for en kort årrække være behov

for at udskifte beskyttelsesudrustningen og dele af startudrustningen. Synkronkompensatoren er tilsluttet tertiærviklingen på den ene af de 40 år gamle poltransformere til Konti-Skan 1. Når renoveringen af Konti-Skan 1 er færdig i 2005, skal denne transformer udelukkende holdes i drift af hensyn til synkronkompensatoren.

Beredskab i forbindelse med kriser

Der forventes en bekendtgørelse om beredskab, hvor den systemansvarlige hvert 5. år skal udføre en sårbarhedsanalyse for elsystemet i området. Den skal føre til en beredskabsplan med udpegning af nøglepunkter m.v. Det er endnu ikke lagt fast, hvordan sårbarhedsanalyserne skal gennemføres og heller ikke, om dette skal føre til ny- og ombygning af netanlæg.

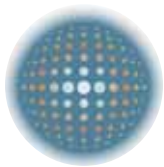
Eltra's hidtidige *beredskabspolitik* i forbindelse med kriser har været baseret på, at alt materiel er indbygget i elsystemet i form af de koncepter, der er valgt – f.eks. tobryderarrangementer i stationer, flere mindre, men ens 400/150 kV-transformere og standard tværsnit på luftledninger. Det betyder, at der er gode muligheder for at flytte materiel i krisesituationer. I Eltra's område er der derfor ikke egentlige beredskabslagre.

Der er i øjeblikket ikke defineret et behov for udbygning af nettet af hensyn til beredskab. En mulighed for at øge hensynet til beredskabet er at intensivere brugen af kriterium D, **Bilag 6**, der handler om indretning af transmissionssystemet og robustheden over for de mere usandsynlige hændelser. Kriteriet er ikke i sig selv udbygningsbestemmende.

Der er heller ikke opstillet kriterier for omfanget af de reserver, der er brug for at have indbygget i systemet.

Reservemateriel til reparation

Med en stigende alder og udnyttelse af de enkelte komponenter bliver det aktuelt at stille krav om tilladelige reparationstider og dermed en politik for reservemateriel.



Den aftalte overordnede *reparationspolitik* er, at transmissionsselskaberne i Jylland og på Fyn hver især eller tilsammen skal holde tilstrækkeligt reservemateriel til, at reparation og vedligeholdelse på de anlæg, der stilles til rådighed for systemansvaret, kan klares med et minimum af udetid for de enkelte transmissionsanlæg.

Udmøntningen af denne politik pågår. Første skridt er, at transmissionsselskaberne sammenstiller en liste over selskabernes reservemateriel.

Traditionelt har det været praksis at have *reservedele til reparation af kabel fejl*. Selskaberne skal altid opretholde et reservedelslager for kabler og muffe, der svarer til mindst en kabel fejl for de kabeltyper, som er i drift.

På nuværende tidspunkt er der 18,1 km oliefladkabel i 150 kV-systemet i Jylland og på Fyn. Efter reparation af Fynshavkablet i 2003 er beholdningen af reservekabel reduceret til ca. 100 m.

Det er ikke muligt at supplere beholdningen af reservekabel for oliefladkabel, da der ikke længere findes kableleverandører, der er i stand til at producere oliefladkabler. Fremtidige fejl på disse 150 kV-kabler kan dermed føre til skrotninger eller installation af PEX-kabler i stedet.

Det er aftalt, at de transmissionsselskaber, der har oliefladkabler, holder en reservepulje af 150 kV-kabel, så reparationer af oliefladkabelstrækninger kan gennemføres uden unødige begrænsninger for forsyningssikkerheden og markedet. Der skal være tilstrækkelige reservekabler og muffe til reparation/udskiftning af kabler i Abildskov-Sønderborg, Bedsted-Struer og Frøstrup-Vilsted.

Der har ikke hidtil været behov for *reserveholdelse af transformere*. Fejlfrekvensen på transformere er lav, men reparation af disse kan være langvarige. Fejl på 400/150 kV-transformeren i Vendsysselværket i 2002 har ført til flytning af den ene transformere

i Kassø til Vendsysselværket. Den reparerede transformere fra Vendsysselværket er efterfølgende monteret i Kassø. Derfor kunne udetiden for transformeren på Vendsysselværket begrænses til 11 uger.

Fejl på poltransformeren i Kristiansand i 2003 betød, at Skagerrak 3 var ude af drift i 22 uger. Brand i den ene poltransformere i Stenkullen (Konti-Skan 1) betyder, at den nu er skrottet. Konsekvensen er, at Konti-Skan 1 drives med halv overføringskapacitet.

Behovet for reservetransformere på 150/60 kV har hidtil været håndteret af den enkelte anlægsejer. Fælles reservetransformere er i øjeblikket under overvejelse.

National handlingsplan frem til 2010

Det indgår i den energipolitiske aftale af 29. marts 2004, at der skal udarbejdes en national handlingsplan for den fremtidige infrastruktur frem mod 2010 med sigte på forøget forsyningssikkerhed, skabelsen af velfungerende konkurrencemarkeder og indpasning af vedvarende energi [Ref. 5].

Handlingsplanen skal færdiggøres inden marts 2005, hvor Økonomi- og erhvervsministeriet skal fremlægge den til politisk debat. Planen omfatter større nye transmissionsforbindelser i Danmark og forstærkning og nyanlæg af udlandsforbindelser.

Handlingsplanen skal endvidere belyse den fremtidige energiforsyning, samspillet og integration af forskellige energiteknologier samt perspektiverne for den fremtidige energiforsyning frem til 2025, herunder anvendelse af nye energiteknologier.

Handlingsplanen skal omfatte følgende hovedelementer: 1) Fremtidig infrastrukturudbygning frem mod 2010, 2) Dansk energipolitik frem mod 2025. De to delpunkter skal sikre, at der på det korte sigt bygges en infrastruktur, der er rummelig og kan bane vejen for samspillet og integration af forskellige teknologier. Målet er at sikre en tilpas rummelig infrastruktur.



Infrastrukturen omfatter både en del, der handler om anlæg, og en del, der handler om ordninger og organisation. Infrastrukturen omfatter:

- Interne transmissions- og distributionsanlæg samt udlandsforbindelser
- Kommunikationsnet, der dækker hele spektret
- Adgang til regulerkraft og systemtjenester
- Organisation, der kan sikre udbygning og drift af systemet
- Markedsordninger og tilslutningsregler.

På anlægssiden skal infrastrukturselskaberne (Eltra og transmissions- og netselskaberne) sikre såvel transmissionsnet som distributionsnet og et omfattende kommunikationssystem. Eltra skal ifølge loven sikre tilvejebringelse af tilstrækkelig regulerkapacitet, men ikke bygge anlæg til at yde regulerkraft. Infrastrukturselskaberne skal i fællesskab sikre den nødvendige transportkapacitet for denne tjeneste. De skal i en vis udstrækning også bygge anlæg til at sikre spændings- og Mvar-regulering.

Eltra's Anlægsplan 2004 giver input til handlingsplanen, der udarbejdes af Økonomi- og erhvervsministeriet med støtte fra de systemansvarlige virksomheder.

Infrastrukturplanen forventes at stå på en række tidligere rapporter, herunder "Havmøllehandlingsplan for de danske farvande" fra 1997, "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995 og "Analyser af den langsigtede netstruktur for eltransmissionssystemet" fra 1999.

Kapacitet til nabo-områder

Transmissionsnettet i Jylland og på Fyn er vigtig for handelskapaciteten mellem Norden og Europa. Nettene i de nordiske lande har hidtil været udbygget af hensyn til de enkelte landes behov. I Nordel-sammenhæng er der gennemført en samfundsøkonomisk analyse af udbygning af de transportkanaler, der har vist sig at have flaskehalse for det samlede nordiske elmarked [Ref. 6].



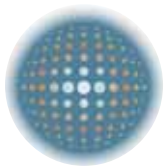
For at sikre markedsbetjeningen i det nordiske elmarked skal der ske en udbygning af produktionskapaciteten såvel som transmissionsnettet i de nordiske lande.

Analysen har sammen med bilaterale studier og strategiske og driftsmæssige hensyn haft til formål at udpege de steder, hvor der bør forstærkes. De vestdanske transmissionsforbindelser, der i særlig grad er kandidater til forstærkning, er:

- En udbygning med 600 MW på Skagerakforbindelsen
- En Storebæltsforbindelse mellem Fyn og Sjælland
- En forøgelse af kapaciteten på forbindelsen til Tyskland.

Kapacitet mod Norge og Sverige

Da 400 kV Trige-Vendsysselværket er gået i drift i 2004, er overføringskapaciteten mellem Jylland og Norden øget. Når ombygningen af Konti-Skan 1 er gennemført, er kapaciteten over 1.700 MW. Handelskapaciteten på Konti-Skan-forbindelsen vil dog



ofte være begrænset af interne forbindelser i Sverige (Vestkystsnittet). I 2006-2007 er der planlagt udbygning af 400 kV-nettet omkring Gøteborg, hvormed de nuværende begrænsninger flyttes nord for Gøteborg. Samtidig etableres et 400 MW naturgasfyret kraftværk i nærheden af Gøteborg, der vil medføre, at handelskapaciteten på Konti-Skan-forbindelsen reduceres yderligere.

Statnett og Eltra har gennemført et forstudium for at afklare, om bygning af en Skagerrak 4-forbindelse mellem Norge og Vestdanmark er samfundsøkonomisk fordelagtig. Der er undersøgt udbygning med 600 MW henholdsvis 1.200 MW, se afsnittet "Skagerrak 4 til Norge 2008-2010", side 51.

Der er ikke aktuelle planer om at udbygge Konti-Skan-forbindelsen til Sverige ud over den opgradering, der sker i 2005.

Kapacitet på Tysklandsgrænsen

Handelskapaciteten på Tysklandsgrænsen er fastlagt til 1.200 MW i sydgående retning. Flaskehalsen ligger primært i det tyske net ved Elben. I nordgående retning er handelskapaciteten fastsat til 800 MW. Den er begrænset af nettet i Tyskland og i Jylland-Fyn.

Efter idriftsættelse af 400 kV Vendsysselværket-Trige vil markedet have fordel af, at handelskapaciteterne mod Norden og mod Tyskland er af nogenlunde samme størrelse. Handelskapaciteten på Tysklandsgrænsen bør derfor øges til omkring 1.500 MW i begge retninger, se afsnittet "Forøgelse af overføringskapaciteten på Tysklandsgrænsen", side 57.

En Storebæltsforbindelse

Økonomi- og erhvervsministeren kan ifølge elforsyningsloven pålægge Eltra og Elkraft System at bygge en elektrisk Storebæltsforbindelse til at forbinde transmissionsnettene på Sjælland og Fyn.

Hvis det nordiske elmarked fungerer optimalt, vil "udlandstransporterne" fra Eltra's systemområde ifølge Systemplan 2003 foregå på forbindelserne til Norge og Sverige.

En udbygning af disse forbindelser vil være mere naturligt end bygning af en Storebæltsforbindelse.

På baggrund af et politisk ønske er der gennemført en udredning om nytte og omkostninger ved at bygge en Storebæltsforbindelse [Ref. 7]. Det er sket i et samarbejde mellem de systemansvarlige og Energistyrelsen som en del af samarbejdet om forsyningssikkerheden. Rapporten er nu sat til offentlig debat.

Storebæltsforbindelsen kan afhængig af forudsætningerne spille en væsentlig rolle til at øge udvekslingsmulighederne i et dansk og et nordisk perspektiv, se afsnittet "Storebæltsforbindelsen 2009-2012", side 51.

Finansiering af forbindelser

Når der opstår flaskehalse på forbindelserne til nabo-områderne, opnår netejeren/den systemansvarlige flaskehalsindtægter. Flaskehalsindtægterne kan – ifølge EU-forordning fra juni 2003 om betingelser for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende eludveksling – anvendes til

- at sikre, at den tildelte kapacitet står til rådighed,
- netinvesteringer, der bevarer eller forøger samkøringens kapacitet,
- at nedsætte nettariffrerne.

EU har ikke prioriteret anvendelsen af flaskehalsindtægterne. Flaskehalsindtægten er et direkte udtryk for markedsaktørernes behov for udvekslingskapacitet. Fra starten af 2002 til den 1. oktober 2004 er der genereret 754 mio. kr. på Skagerrakforbindelsen, 301 mio. kr. på Konti-Skanforbindelsen og 920 mio. kr. på Tysklandsforbindelsen til deling mellem de berørte parter.

De store indtægter fra flaskehalsene understreger betydningen af en forøgelse af handelskapaciteten på disse forbindelser.

Eltra's opfattelse er, at flaskehalsindtægterne skal anvendes til at vedligeholde og udbygge infrastrukturen, der hvor flaskehalsindtægten opstår.

Eliminering af interne flaskehalse

Anlægsplanens tidshorisont går til 2012.

Hensigten er ifølge Systemplan 2003 at søge at eliminere de interne flaskehalse, der begrænser handelskapaciteten.

Dette skal ske under hensyntagen til, at Tysklandsgrænsen også bør opgraderes til ca. 1.500 MW i begge retninger.

Hvor er flaskehalsene i det interne net?

Idriftsættelse af 400 kV Vendsysselværket-Trige i 2004 har fjernet en væsentlig del af de flaskehalse, der begrænser udnyttelsen af forbindelserne mod nord. Herefter flytter flaskehalsene mod syd i systemet.

Ved nordgående transporter, der forventes at blive hyppigere, opstår der flaskehalse på den dansk-tyske grænse som følge af begrænsninger i det interne net. Det betyder, at der ikke kan opnås en handelskapacitet på 1.500 MW her, medmindre der er en overføringskapacitet på 1.500 MW + momentanreserver.

Begrænsningerne i det jysk-fynske transmissionsnet på det korte sigt fremgår af **Figur 2a**, hvor der er forudsat en udskiftningsordning for vindmøller mindre end 450 kW og en udbygning på Horns Rev på 200 MW. Begrænsningerne er vist i sammenhæng med det eksisterende net.

Af **Figur 2b** fremgår de begrænsninger, der opstår, når kapaciteten mod Tyskland desuden er øget. Her er det forudsat, at 400 kV Kassø-Revsing er ombygget. I sydgående retning er kapaciteten forudsat øget fra 1.200 MW til 1.500 MW. I nordgående ret-

ning er kapaciteten ændret fra 800 MW til 1.500 MW i begge retninger.

Flaskehalsenes størrelse øges, hvis der ud over kapaciteten på 1.500 MW også reserveres kapacitet til momentanreserven.

Der er forudsat en række udbygninger/ændringer af nettet i forhold til den nuværende struktur. 150 kV Tange-Trige er opgraderet, og der er saneret ved Vejle. Desuden er der forudsat opgradering af 150 kV-systemet på Landerupgård-Malling og udbygning af stationsmateriel i de to stationer.

400/150 kV-transformerne er opskrevet, det samme gælder Koldingfjordkablet og kablet på Abildskov-Sønderborg. Det forudsættes også, at kablernes såkaldte korttidsbelastningsevne udnyttes, jf. afsnittet "Muligheder for effektivisering", side 24.

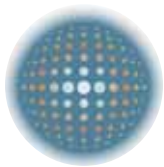
På det korte sigt er det primært flaskehalse i 150 kV-nettet, der skal fjernes. Dertil kommer også overbelastninger på 400 kV – især i Midtjylland.

Handelskapaciteten

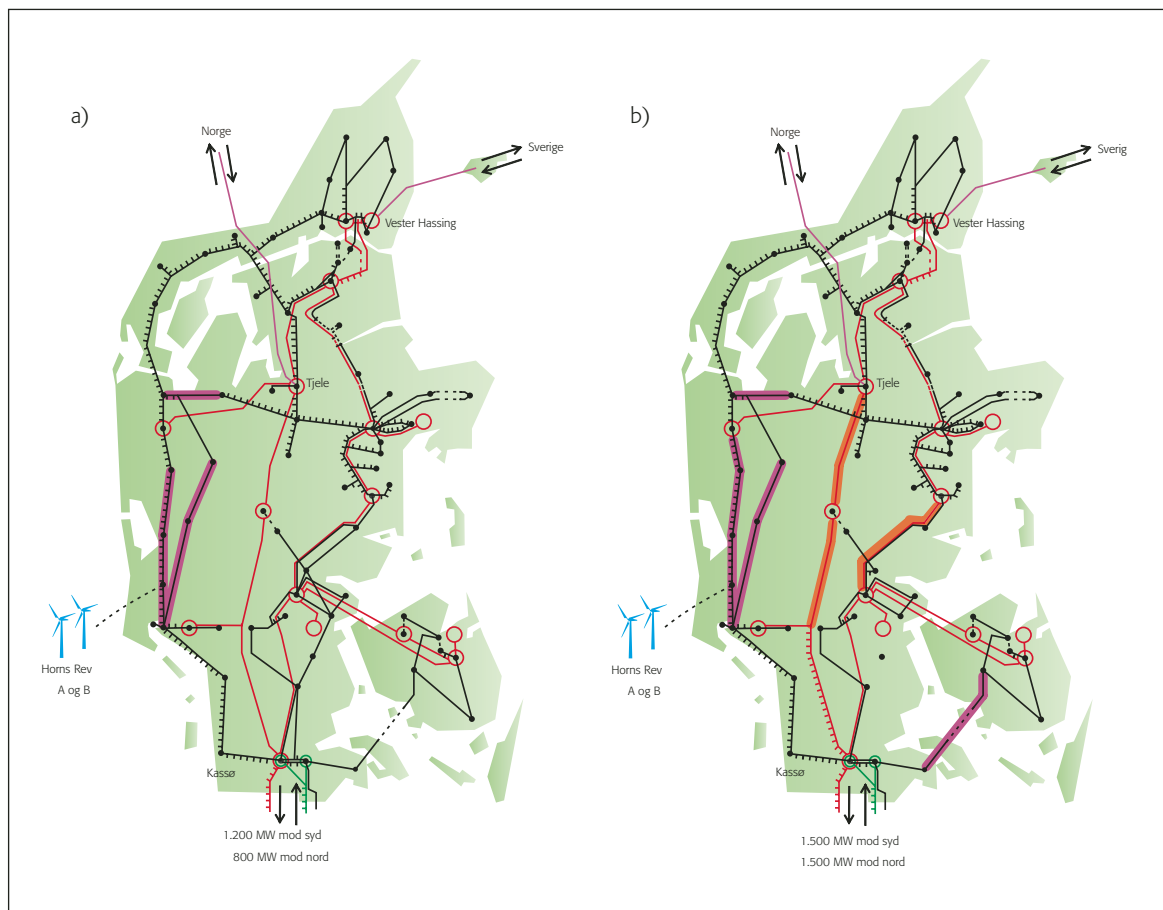
Der er en kompleks sammenhæng mellem revisioner, produktionsfordelinger og handelskapaciteten mod Tyskland og mod Norden.

Handelskapaciteten kan udtrykkes via varighedskurver. Varighedskurven skal helst være flad. Det betyder mindst risiko for nedsat handelskapacitet. Det er intentionen, at transmissionsnettets overføringskapacitet skal udtrykke den handelskapacitet, som er til rådighed i 75-90 % af tiden. Handelskapaciteten anvendes som en målestok til vurdering af nettets tilstrækkelighed i relation til markedet.

Et værktøj til beregning af varighedskurverne for den fremtidige handelskapacitet er under udvikling.



Figur 2 Flaskehalse, a) når Horns Rev B er bygget, og b) når kapaciteten mod Tyskland desuden er øget.



Med udbygning af 400 kV-nettet med to systemer på Kassø-Revsing og med 400 kV mellem Endrup og Idomlund vil flaskehalsene i det interne net være elimineret, og kapaciteten mod Tyskland/Norge kan forøges.

Muligheder for effektivisering

Eltra og de regionale transmissionsselskaber arbejder løbende med muligheden for at øge belastbarheden af nettets komponenter.

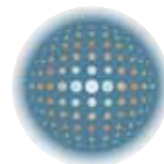
Ny dimensioneringspraksis for PEX-kabler

Eltra har sammen med transmissionsselskaberne i området udarbejdet en rapport om PEX-kabelanlæg [Ref. 8]. Et vigtigt resultat er den revurderede belastbarhed

for kabler. Der er indført begrebet korttidsbelastbarhed for alle PEX-kabler, jf. Anlægsplan 2003.

Korttidsbelastningsevnen er muligheden for i et kortere tidsrum at drive kablet med en belastningsstrøm, der er større end den kontinuerte overførselssevne. Størrelsen af korttidsbelastningsevnen afhænger af den belastning, kablet har haft i den forudgående periode.

Under *korttidsbelastning* overstiger ledertemperaturen ikke 90 °C, og der tæres ikke ekstraordinært på kablets levetid. Der optræder heller ikke udtørring af jorden omkring kablet, så anvendelse af korttidsbelastningen forringer ikke omgivelsernes mulighed for at lede varmen væk fra kablet.



Eltra og de regionale transmissionsselskaber har fastlagt, hvordan denne korttidsbelastbarhed kan udnyttes i dimensioneringen af nettet og i den daglige drift. Kabler dimensioneres, så korttidsbelastningsevnen kan udnyttes i 100 timer ved en 50 % forudgående belastning. Dette er først og fremmest nyttigt ved fejl i nettet. Samtidig vil der i driftsfasen være aftalte alarmgrænser af PEX-kablerne, så korttidsbelastningen også kan udnyttes i praksis uden risiko for skader.

Der er udarbejdet en planlægningsmanual [Ref. 9], hvor arbejdsfordelingen ved fastlæggelse af PEX-kabler mellem den systemansvarlige virksomhed og transmissionsselskabet er fastlagt. Af manualen fremgår det, at:

Den systemansvarlige udfører analyser af overføringsbehovet for det planlagte kabelanlæg. Der etableres en dialog med bygherren omkring forudsætninger for selve analyserne, herunder anvendte data for det planlagte kabel.

Den systemansvarlige udarbejder et dimensioneringsgrundlag til bygherren, der indeholder følgende oplysninger:

- *Det maksimale overføringsbehov ved intakt net (modsvares kablets kontinuerte overføringsevne).*
- *Det maksimale overføringsbehov ved værste netmangel.*
- *Den sandsynlige belastningsprofil (varighedskurve) for belastningen af det aktuelle kabelanlæg ved intakt net og ved værste netmangel.*
- *Krav til fasttilsluttet reaktiv kompensering af kabelanlægget.*

Bygherren foretager dimensioneringen af det aktuelle kabelanlæg på baggrund af den systemansvarliges krav. Valg af løsning kan ske i samråd med denne.

Bygherren dokumenterer, at den valgte løsning overholder det aftalte dimensionerings-

grundlag for det pågældende kabelanlæg og indsender relevante data for kabelanlægget til den systemansvarlige efter idriftsættelsen.

Bygherren sørger for, at det aftalte beredskab for det aktuelle kabelanlæg etableres i forbindelse med idriftsættelse af kabelanlægget.

Gamle oliefyldte 150 kV-fladkabler

For de ældre fladkabler med papir/olie som isolationsmateriale er der også mulighed for en vis korttidsbelastning. Det er især de gamle oliefyldte 150 kV-fladkabler, der udgør en begrænsning i transmissionsnettet. De to aktuelle strækninger, hvor kablet udgør en flaskehals, er 150 kV Abildskov-Sønderborg og 150 kV Skærbækværket-Tyrstrup, se afsnittet "Hvor er flaskehalsene i det interne net?", side 23.

Det er aftalt med FynsNet og Syd Net, at overføringsevnen for Abildskov-Sønderborgkablet skrives op, så det får en korttidsbelastbarhed, der svarer til luftledningens i begge ender. Den kontinuerte overføringsevne er herefter 550 A, og korttidsbelastbarheden er 620 A i 50 timer.

150 kV Skærbækværket-Tyrstrup forventes skrottet i 2008, se afsnittet "Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing, 2008", side 43. Det er samtidig aftalt med Sydøstjyske Net og Syd Net, at kablet i denne strækning opskrives tilsvarende i resten af dets levetid.

Opgradering af luftledninger

Der skal fortsat bygges nye luftledninger. Der indgår også opgradering af visse eksisterende luftledninger i planlægningen.

Opgraderinger kan ske ved forøgelse af eksisterende luftledningers maksimale driftstemperatur enten ved forbedret datagrundlag, ved indskydelse af skamler under masterne eller ved udskiftning af faselederne til særlige højtemperaturledere. De fysiske muligheder er dog meget afhængige af den konkrete forbindelse, da den oprindelige dimensionering af fundamenter og master kan udelukke opgradering.



Der har ikke tidligere været anvendt højtemperaturledere i transmissionsnettet i Jylland og på Fyn. Højtemperaturledere har den særlige egenskab, at de kan drives ved ledertemperaturer, der er højere end 80 °C uden at give væsentlig større nedhæng.

Det er besluttet at opgradere 150 kV Tange-Trige ved hjælp af nye højtemperaturledere. Opgraderingen er således et pilotprojekt, der skal give erfaringer, se afsnittet "Opgradering af 150 kV Tange-Trige, 2005", side 39. På nuværende tidspunkt undersøges, om andre 150 kV-strækninger med fordel kan opgraderes.

Fordelen ved opgraderinger er, at de medfører mindre anlægsomkostninger sammenlignet med nyanlæg. Omvendt forbedrer de ikke nettets fleksibilitet og driftsikkerhed, men kræver en vis udetid under etablering.

Ved opgradering af f.eks. en 150 kV-ledning til at kunne føre en større strøm vil tabene i

nettet forøges markant. Opgradering skal derfor vælges med omhu. Alternativet til opgradering vil være udbygning af 400 kV-nettet, hvor tabene samtidig reduceres.

En række forbindelser er allerede opgraderet i 1980'erne ved hjælp af blandt andet skamler og opstramning af tråd. Det var især 150 kV-luftledningerne. Der er fortsat et potentiale for denne relativt enkle opgraderingsmetode på 150 kV- og på 400 kV-luftledninger.

På nogle strækninger er det nok at forhøje enkelte master, hvorefter hele strækningen kan drives ved en ledertemperatur på 80 °C, uden at nedhængen kommer for tæt på jordoverfladen. På strækningen Landerupgård-Knabberup-Hatting-Malling er dette tilfældet, og her vil opgraderingen blive gennemført i 2005.

Sanerings- planlægningen

Saneringer i el-nettet er ikke reguleret ved lov. Saneringspolitikken følger "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995 [Ref. 10].

Energistyrelsen har med brev af 8. maj 2003 opfordret Eltra til at revidere saneringspolitikken, hvilket er gjort i Systemplan 2003.

Afsnittet giver en status for igangværende og kommende saneringsaktiviteter.

Saneringspolitik

Energistyrelsen har efterfølgende med notatet "Principper for kabellægning af eksisterende højspændingsluftledninger" fra den 4. juni 2004 lagt grundlaget for økonomi- og erhvervsministerens redegørelse til Folketinget den 10. juni 2004. Her sker en generel stadfæstelse af den saneringspolitik, Eltra lagde frem i Systemplan 2003. Der overlades dermed et større ansvar til elsektoren i saneringssager [Ref. 11].

Eltra og de regionale transmissionsselskaber i Vestdanmark følger nedenstående retningslinjer ved spørgsmål om saneringer:

- Færdiggørelsen af saneringerne i boligområder (punkt 3) gøres over en længere tidshorisont end tidligere forudset.
- Ved bygning af nye 400 kV-anlæg forventes sanering i 150 kV- og 60 kV-nettene kun gennemført, hvis de er tæt knyttet til 400 kV-projektet.
- Når 150 kV-luftledninger er tjenlige til en større renovering, kan der overvejes sane-

ring, hvor ledningerne er i konflikt med væsentlige naturinteresser (punkt 4).

- Der gennemføres kun saneringer i særlige tilfælde i øvrige byområder (punkt 5).
- Eltra anbefaler, at planlagte saneringer af 60 kV-luftledninger aftales med de implicerede amter, når anlæggene er tjenlige til en større renovering.
- Mere konkrete planer for 150 kV-anlæg udarbejdes i samarbejde med berørte net- og transmissionsselskaber og fremlægges i Eltra's anlægsplaner.

De regionale transmissionsselskaber i Vestdanmark har taget den nye saneringspolitik op til behandling i deres respektive bestyrelser. Midtjyske Net, Syd Net, FynsNet, NV Net og Vestjyske Net 150 kV har tiltrådt saneringspolitikken. Sydøstjyske Net har ikke tiltrådt den.

Justeringen af saneringspolitikken bevirker, at en række projekter sættes i gang senere end tidligere planlagt. Særligt vurderingen af, om en 150 kV-luftledningsstrækning er tjenlig til en større renovering, har medført, at en række projekter udskydes.

Ny bekendtgørelse på vej

Energistyrelsen har udsendt forslag til "Bekendtgørelse om vilkår for etablering eller væsentlig ændring af 400 kV-transmissionsnettet" [Ref. 12]. Energistyrelsen får hermed hjemmel til at stille saneringer og kabellægninger som vilkår ved godkendelse af nye 400 kV-projekter.

Bekendtgørelsen er endnu ikke sat i kraft. Bekendtgørelsen er nødvendig for, at Eltra kan betale meromkostninger til 60 kV-saneringer.

De meromkostninger, som 60 kV-saneringer udløser i relation til 400 kV-projekter, skal Eltra afholde til de involverede net- eller transmissionsselskaber. Meromkostninger-



ne skal godkendes af Energitilsynet og medgår ikke i opgørelsen af indtægtsrammens effektiviseringskrav.

150 kV-saneringer, der ikke har relation til et 400 kV-projekt, betales af 400 kV- og 150 kV-nettariffen, da Eltra opkræver de regionale transmissionsselskabers indtægtsramme. 60 kV-saneringer kan tilsvarende ikke betales via en pulje, men indgår i de lokale selskabers tarif.

Anlæg, der forventes bortsaneret

Saneringsplanen prioriterer fortsat boligområder før naturområder. Med den opda-

terede saneringspolitik fjernes der i alt 19,5 km 150 kV-luftledning, der berører boligområder inden 2012. Dertil kommer en række allerede gennemførte projekter.

Ombygningen af 400 kV-strækningen Kassø-Revsing vil medføre fjernelse af 175 km-luftledning inden for ca. 3 år, efter 400 kV-ledningen er sat i drift, se nærmere i afsnittet "Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing, 2008", side 43.

Øvrige områder

Luftledninger i særlige naturområder og øvrige områder overvejes som hovedregel først fjernet, når 150 kV-strækningen alligevel skal gennemgå en større renovering.

Tablet 4 Saneringer af 150 kV-luftledninger, der berører boligområder. Projekter markeret med grønt er perspektivprojekter, der forventes gennemført senere end 2008.

Selskab	År	Projekt	Antal km	Mio. kr.	Status
Syd Net	2005	Gredstedbro (Lykkegård-Ribe)	2,4	12,0	Anlægskontrakt, se afsnit 150 kV-saneringer
NV Net	2005	Ravnshøj, Frederikshavn (Jerslev-Starbakke)	4,0	5,3	Anlægskontrakt, se afsnit 150 kV-saneringer
NV Net	2005	Nørresundby (Hvorupgård-Skanssen)	1,2	4,1	Se afsnit 150 kV-saneringer
FynsNet	2005	Stige (Fynsværket-Graderup)	2,0	7,0	Anlægskontrakt, se afsnit 150 kV-saneringer
Midtjyske Net	2005	Brokbakken, Bjerringbro (Tange-Trige)	1,6	20,4	Anlægskontrakt, se afsnit 150 kV-saneringer
Vestjyske Net 150 kV	2007	Struer (Struer-Bedsted)	2,5	11,0	Afventer økonomisk afklaring, se afsnit 150 kV-saneringer
Vestjyske Net 150 kV	2006	Struer (Struer-Idomlund)	1,7	9,0	Afventer økonomisk afklaring og nødvendig overføringsevne, se afsnit 150 kV-saneringer
Vestjyske Net 150 kV	2008	Esbjerg (Karlsgårde-Lykkegård)	4,1	18,4	Afventer økonomisk afklaring og nødvendig overføringsevne, se afsnit 150 kV-saneringer
Vestjyske Net 150 kV	Efter 2008	Hurup (Struer-Bedsted)	1,1	5,2	Afventer økonomisk afklaring, se afsnit 150 kV-saneringer
Vestjyske Net 150 kV	Efter 2008	Herning (Herning-Sdr. Felding)	1,5	4,2	Afventer økonomisk afklaring og nødvendig overføringsevne, se afsnit 150 kV-saneringer
Midtjyske Net	2005-2010	Hårup (Trige-Mesballe 1)	1,5	5,8	Udskudt, se afsnit saneringer i nettet omkring Trige
Midtjyske Net	2010	Århus V (Hasle-Hørning)	3,5	63,1	2010 eller senere, usikker
Midtjyske Net	Efter 2008	Skejby (Hasle-Møllerup)	1,0		Kun i forbindelse med renovering
Midtjyske Net	Efter 2008	Hasle (Hasle-Møllerup)	1,0		Kun i forbindelse med renovering
Midtjyske Net	Efter 2008	Viby (Ormslev-Hørskov)	0,5		Kun i forbindelse med renovering

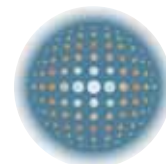


Table 5 Kabellægninger af 150 kV-strækninger i øvrige områder. Projekter markeret med grønt er perspektivprojekter, der forventes gennemført senere end 2008.

Selskab	År	Projekt	Antal km	Mio. kr.	Status
Sydøstjyske Net	2005	Knabberup indsløjfning (Landerupgård-Hatting) - nyt	1,0	20,0	Se afsnit saneringer Vejle-Horsens
Midtjyske Net	2006	Kabel til st. Kærbybro (Tørslev-Kærbybro) - nyt	10,0	15,0	Se afsnit 150/60 kV-station i Kærbybro
Sydøstjyske Net	2007	Fra Skærbækværket til "Mast 9" (Skærbækværket-Ryttergården)	2,5	7,1	Udskudt og kræver ny behandling
Syd Net	2008	Partiel kabel (Endstedværket-Kassø) - nyt	4,9	15,1	Sanering afledt af 400 kV-projekt Kassø-Revsing, se afsnit ombygning af 400 kV Kassø-Revsing
NV Net	2008	Ferslev-Håndværkervej	10,7	19,6	Sanering afledt af 400 kV-projekt NVV-Trige, sanering Aalborg, se afsnit sanering af nettet i Aalborg
NV Net	2008	Ådalen-Håndværkervej	1,8	4,5	Sanering afledt af 400 kV-projekt NVV-Trige, sanering Aalborg, se afsnit sanering af nettet i Aalborg.
NV Net	2008	Ådalen-Ferslev	8,9	17,9	Sanering afledt af 400 kV-projekt NVV-Trige, sanering Aalborg, se afsnit sanering af nettet i Aalborg
Vestjyske Net 150 kV	2011	Esbjerg havn (Esbjergværket B3-Lykkegård-Estrupvej)	1,0	5,2	Afventer økonomisk afklaring, se afsnit 150 kV-saneringer
Vestjyske Net 150 kV	2012	Novrup Enge (Lykkegård-Ribe) - natur	6,0	26,0	Afventer økonomisk afklaring
Midtjyske Net	Efter 2010	Trige (Trige-Mesballe 1)	5,5*	10,4	Udskudt, se afsnit sanering i nettet omkring Trige
Midtjyske Net	Efter 2010	Trige (Trige-Mesballe/Åstrup)	0,9	2,9	Udskudt, se afsnit sanering i nettet omkring Trige
Midtjyske Net	Efter 2010	Trige (Mollerup-Trige)	1,8	9,3	Udskudt, se afsnit sanering i nettet omkring Trige

Note: *Hvis der er sket kabellægning af 1,5 km ved Hårup inden dette projekt, vil der kun blive lagt 4 km kabel.

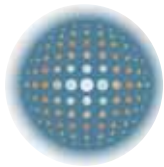
Der forventes fjernet ca. 10 km luftledning i naturområder og øvrige områder inden 2012.

Saneringerne og restruktureringsmulighederne i Esbjergområdet er revurderet, fordi den daværende miljø- og energiminister ved godkendelse af 400 kV-luftledningen Vejen-Endrup har opfordret til yderligere sanering. Ribe Amt og Esbjerg Kommune har især fokus på 150 kV-anlæggene på Esbjerg Havn. Omfanget af disse ekstra saneringer er ikke aftalt, men skal ses i sammenhæng med udbygning på Vestkysten, se afsnittet "Nettet på Vestkysten 2009-2010", side 49.

Saneringer omkring station Trige indgår i forhandlinger med Århus Amt. Se afsnittet "Reaktiv effekt, 2005-2008", side 55. Øvrig sanering på strækningen Trige-Mesballe er udsat, til strækningen i øvrigt trænger til renovering.

Længden af luftledningsnettet

Det er en hensigt i "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg", at længden af luftledningsnettet skal blive kortere over en årrække.



Tabel 6 Længden i trace-km af luftledningsnettet i Eltra's område.

Længde i tracé-km		2002	2005	2008
150 kV	Et system	772	686	626
	To systemer	807	738	737
I alt 150 kV		1.579	1.424	1.363
220 kV	Et system	13	13	13
	To systemer	16	16	16
	Kombineret		13	
I alt 220 kV		39	39	39
400 kV	Et system	527	523	469
	To systemer	22	22	76
	Kombineret	194	288	288
I alt 400 kV		742	833	833
Km i alt		2.360	2.296	2.235

Det samlede ledningsnet på 400-150 kV består af luftledninger og kabellagte strækninger. Luftledningerne kan være ophængt med et system, to systemer eller kombineret 400 kV- og 150 kV-fremføring. Eltra og transmissionsselskaberne har som led i ny- og ombygninger søgt at begrænse antallet af masterækker ved at udnytte dem til flere systemer.

Udviklingen i det samlede luftledningsnet er opgjort for 2002, 2005 og 2008, **Tabel 6**. Opgørelsesårene er valgt for at illustrere ændringer som følge af færdiggørelsen af Vendsysselværket-Trige i 2004 og for at synliggøre de saneringsprojekter, som på nuværende tidspunkt forventes gennemført frem til 2008.

Til brug for opgørelsen er valgt længden i "Tracé-km" – det vil sige længden af de masterækker, man ser i landskabet. Tallet for tracé-km er lavere end det tilsvarende tal for system-km. 220 kV-ledningerne mod Tyskland er medtaget for fuldstændighedens skyld.

Hensynet til landskabet har ført til, at luftledningsnettet gøres kortere ved anvendelse af flersystemsledninger. Dette kan nu blive

bragt i konflikt med hensynene til beredskab. Der skal ske en afvejning af de to hensyn.

Den samlede længde af luftledningsnettet reduceres fra 2.360 km i 2002 til 2.235 km i 2008. I perioden 2002-2008 bliver transmissionsnettet udvidet med ca. 165 km 150 kV-kabler og 14 km 400 kV-kabler.

Saneringsprojektet ved Vejle medfører demontering af 49 km 150 kV-tosystems-luftledning fra 1957, som passerer gennem flere bolig- og naturområder. Dertil kommer 150 kV-luftledningen Hatting-Hørning på 31 km, som allerede er fjernet.

150 kV-ledningen ved Rold Skov og Madum Sø fjernes efter idriftsættelsen af 400 kV Vendsysselværket-Trige, i alt 95 km. Dertil kommer nedtagning af 23 km luftledning i Aalborgområdet, 2005-2008.

Afsluttede projekter, 2004

Afsnittet beskriver de anlæg, der er gjort færdige og idriftsat i 2004.

400 kV Vendsysselværket-Trige

400 kV Vendsysselværket-Trige er idriftsat i 2004.

Første etape fra Trige til Ferslev blev idriftsat den 5. marts 2004.

Anden etape fra Ferslev til Vendsysselværket er idriftsat den 20. august 2004.

Der er foretaget en midlertidig indsløjfning på 400 kV Vendsysselværket, da systemet fra Ferslev forventes ført videre til Vester Hassing i 2005.

400 kV Vendsysselværket-Trige er for en stor dels vedkommende bygget som en kombineret 400/150 kV-ledning, se **Figur 3**.

Mellem Trige og Mariager Fjord og fra Haverslev til Ferslev er der anvendt 58,9 km flersystems Donaumaster. På strækningen Mariager Fjord-Haverslev er der anvendt 25,9 km etsystems 400 kV-mast (designmast) og 150 kV-kabel. 150 kV-kablet mellem Tinghøj og Haverslev forventes i drift april 2005.

Der indgår 7 km 400 kV-kabel i Indkildedalen og 21 km 150 kV-kabel fra Haverslev til Tinghøj og videre til Bramslev. Af hensyn til nationale naturinteresser er der lagt kabler på 400 kV (dobbeltsystem) og 150 kV (enkeltssystem) i Gudenådalen og i Mariager Fjord over en strækning på sammenlagt 7 km.

Fra Ferslev mod nord er der etableret en 400 kV-tosystemsmasterække på 4 km med to 400 kV-systemer på.

Etablering af Vendsysselværket-Trige er foregået i 10 etaper. De første er gennemført i 2002 og 2003, og de sidste fire er gennemført i 2004.

400 kV Vendsysselværket-Trige er sløjftet ind i 400 kV-station Ferslev. Der er bygget 400 kV-tobryderfelter i Trige og Ferslev. Når tosystemsledningen Vester Hassing-Vendsysselværket er færdig i 2005, bygges der et tobryderfelt i Vester Hassing.

Alle de eksisterende 150 kV-strækninger Trige-Hornbæk-Mariager Fjord-Ferslev-Ådalen (fra 1956) på i alt 95 km er fjernet eller bliver det i foråret 2005.

Samtidig med, at 400 kV Trige-Ferslev-Vendsysselværket er sat i drift, er strømtransformerne omkoblet til målinger i området 0-2.400 A, så det nu er luftledningen, der er begrænsende. Det gælder 400 kV-forbindelserne i 400 kV-ringen: Kassø-Askær-Tjele-Ferslev-Trige-Malling-Landerupgård-Kassø.

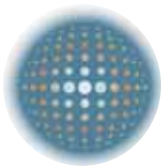
Kabellægninger

I 400 kV-strækningen Vendsysselværket-Trige er der gennemført en række kabellægninger i 2004, se **Figur 3**. Det drejer sig om:

- 400 kV Katbjerg-Bramslev
- 400 kV Skudshale-Gistrup
- 400 kV Tebbestrup-Hornbæk
- 150 kV Tebbestrup-Hornbæk, krydsning af Gudenåen
- 150 kV Haverslev-Tinghøj (fuldføres i 2005)
- 150 kV Tinghøj-Mariager Fjord.

Stationsarbejder

Samtidig med bygningen af 400/150 kV Vendsysselværket-Trige har Midtjyske Net foretaget en totalrenovering af 150 kV-delen af 150/60 kV-station Hornbæk i 2003-2004. Der er desuden etableret kabelovergangstationer i Gistrup, Skudshale, Bramslev, Katbjerg, Hornbæk og Tebbestrup.

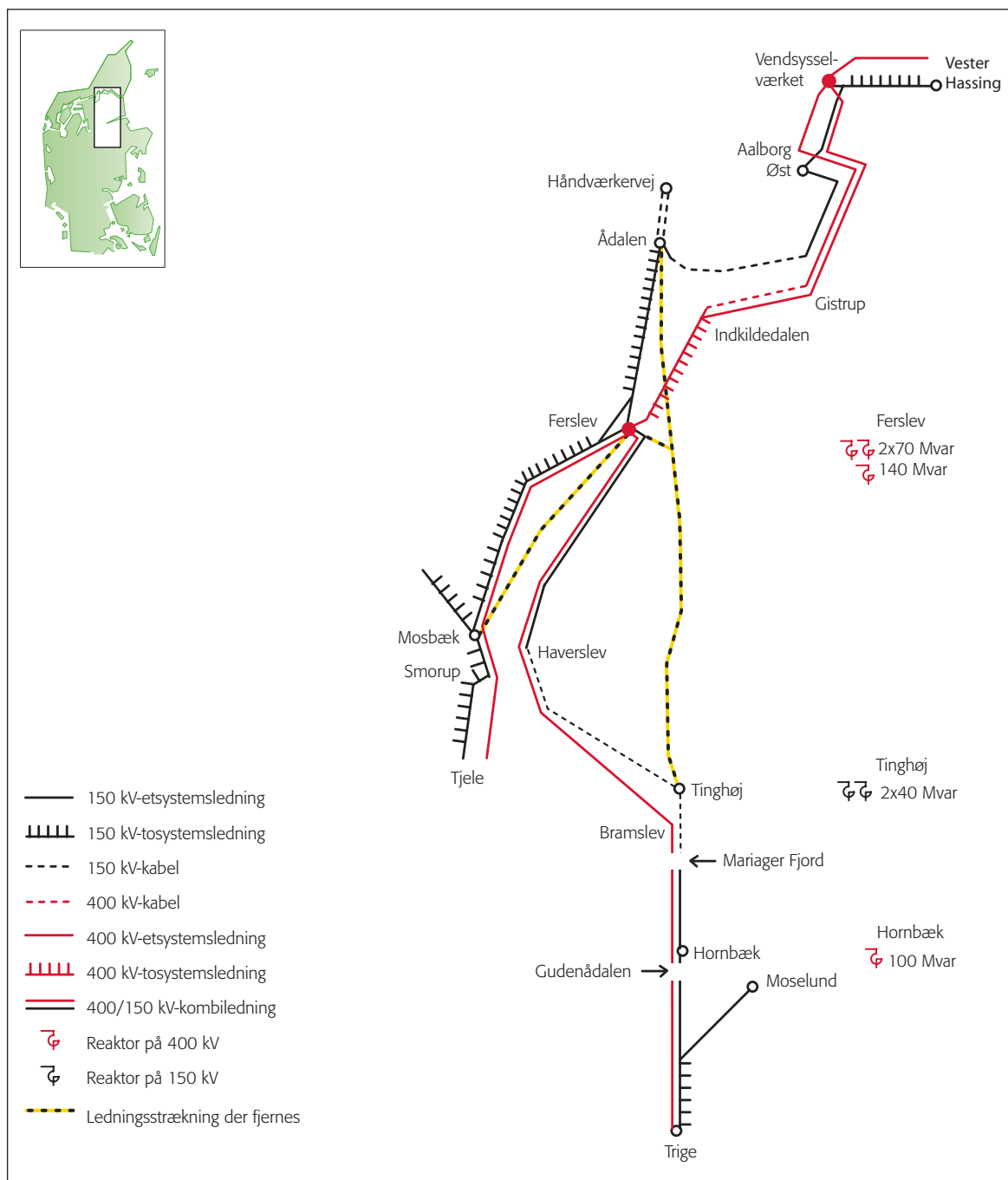


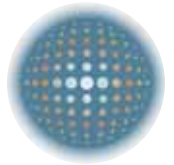
Reaktorkapacitet

I forbindelse med bygning af Vendsysselværket-Trige er der etableret 400 kV-reaktorkapacitet på 380 Mvar og 150 kV-reaktorkapacitet på 80 Mvar, **Figur 3**.

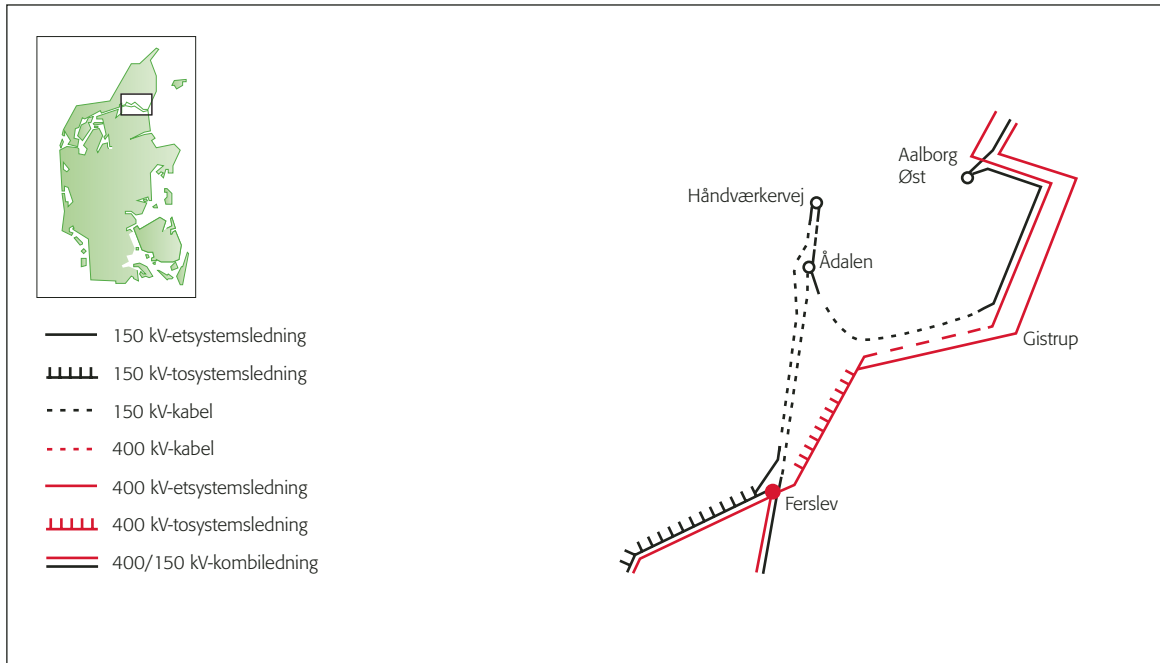
Der er etableret en fast tilkoblet 400 kV-reaktor på 100 Mvar i station Hornbæk til kompensering af kablerne i Gudenådalen og krydsning af Mariager Fjord. Kablerne i Indkilledalen er kompenseret med en fast tilkoblet 400 kV-reaktor på 140 Mvar i sta-

Figur 3 Linjeføring for 400 kV Vendsysselværket-Trige 2004. Det involverer nedtagning af ca. 140 km 150 kV-luftledninger.





Figur 4 Der er kabellagt 8,1 km 150 kV-ledning som led i saneringerne i Aalborg.



tion Ferslev. Denne reaktor er fremskaffet ved at flytte den reaktor, der blev sat i drift i 1993 fra Tjele til Ferslev.

I Tjele og i Ferslev er der installeret i alt fire nye 400 kV-kobbelbare reaktorer på 70 Mvar for at undgå spændingsproblemer i 400 kV-nettet i det nordlige Jylland under lavlastsituationer. For at undgå store spændingsspring ved kobling med reaktorerne er disse etableret som relativt små enheder og fordelt med to reaktorer i Tjele og to reaktorer i Ferslev.

Af hensyn til genereringen i 150 kV-kablet er der installeret to fast tilkoblede 150 kV-reaktorer på hver 40 Mvar i station Tinghøj. Der er ikke installeret kobbelbare 150 kV-reaktorer.

Kabellægning af 150 kV Ådalen-Gistrup

Som en del af saneringstilsagnet for 400 kV Vendsysselværket-Trige har NV Net i 2004 kabellagt 8,1 km af 150 kV Ådalen-Aalborg Øst. Det er strækningen fra Ådalen til

Gistrup. Den idriftsættes den 1. november 2004.

Umiddelbart efter fjernes den tilsvarende 150 kV-luftledningsstrækning.

Fra Gistrup til Ådalen har Eltra ophængt et system på 400 kV-masterækken. Dette system drives ved 150 kV i en årrække, **Figur 4**.

Telekommunikation

I 2004 etablerede Eltra en lyslederforbindelse fra 400 kV-station Askær til Tjele i forbindelse med udskiftning af jordtråd. Desuden er der nu i forbindelse med bygningen af 400 kV Vendsysselværket-Trige etableret en lyslederforbindelse mellem Trige, Ferslev og 400 kV-station Vendsysselværket, **Bilag 4**.

Eltra's SDH-kommunikationsnet (Synkront Digitalt Hierarki) er blevet opdateret, så der nu kan fremføres højhastighedsnetværksforbindelser. Disse nye muligheder skal blandt andet benyttes i forbindelse



med opgraderingen af jævnstrømsforbindelsen Konti-Skan 1 i Vester Hassing i 2005.

Udfasningen af gamle fjernkontrol understationer fortsatte i 2004. Eltra påregner at have udskiftet de fleste enheder med udgangen af 2005. Det materiel, der installeres, er forberedt for IEC-normeret (International norm) kommunikation via netværk og tillader desuden, at transmissions-selskabernes reservestyring kan ske via en ekstra kommunikationslinje frem for via separate understationer.

Som forsøg er der etableret udstyr til formidling af "Frigive signal til frekvensaflastning". Signaler fremføres fra to af Eltra's 400 kV-stationer til udvalgte stationer hos transmissions-selskaberne. Signalerne skal hindre utilsigtede udkoblinger som følge af fejl i 150 kV- og 60 kV-nettet eller i forbindelse med frekvensaflastning.

Planlagte ny- og ombygninger, 2005-2008

Afsnittet beskriver den samlede plan for ny- og ombygninger i perioden 2005-2008. De enkelte projekter godkendes separat i bygherrens bestyrelse med et konkret anlægsbudget.

De planlagte anlæg fremgår af **Bilag 3**.

150 kV-saneringer

I 2005 vil FynsNet kabellægge 2,5 km af 150 kV-luftledningen Fynsværket-Graderup i et boligområde ved Stige. Anlægget er godkendt af Energistyrelsen og forventes i drift i oktober 2005.

I 2005 vil Midtjyske Net kabellægge 1,6 km af 150 kV-luftledningen Trige-Tange i nærheden af boligområdet Brobakken i Bjer-

ringbro. Lodsejerforhandlingerne er afsluttet. Anlægget er godkendt af Energistyrelsen og forventes i drift i oktober 2005.

I 2005 vil NV Net kabellægge 3,0 km af 150 kV-luftledningen Vendsysselværket-Starbakke i nærheden af boligområdet Ravnsbjerg ved Frederikshavn. Anlægget er godkendt af Energistyrelsen og forventes i drift i 2005.

Af hensyn til et boligområde i Gredstedbro kabellægger Syd Net en 150 kV-luftledningsdelstrækning på i alt 2,4 km i 2005. Anlægget har været drøftet med amt og kommune, og det er godkendt af Energistyrelsen den 12. oktober 2004.

Af hensyn til boligområde i Nørresundby kabellægger NV Net 1,2 km af 150 kV-strækningen Hvorupgård-Skansen i 2005.

Af hensyn til boligområder ved Struer kabellægger Vestjyske Net 150 kV i 2006 1,7 km tosystemsluftledning på ledningen Struer-Idomlund.

En af NV Nets 150 kV-master i Østerådalen ved Aalborg bliver skåret i småstykker og derefter solgt som gammelt jern.





I 2007 kabellægger Vestjyske Net 2,5 km 150 kV-tosystemsluftledning Struer-Bedsted af hensyn til boligområder/natur.

I 2008 kabellægger Vestjyske Net 4,1 km af tosystemsledningen Lykkegård-Karlsgårde, der føres tæt på boligområde i Esbjerg.

Efter 2008 kabellægges 150 kV-luftledninger ved Herning på ledningen Herning-Sdr. Felding, 1,5 km ved Hurup på ledningen Struer-Bedsted, 1,1 km i Esbjerg på Esbjerg Havn, 1 km ved Esbjerg på ledningen Lykkegård-Estrupvej og 6 km luftledning ved Novrup Enge på Lykkegård-Ribe.

Saneringerne udføres i henhold til den fastlagte politik, se afsnittet "Saneringspolitik", side 27.

150/60 kV-stationer og -transformere, 2005-2008

Der er forskellig produktions- og forbrugsstruktur under hver 150/60 kV-stations forsyningsområde, se **Bilag 1**. Behovet for udbygning med transformerkapacitet vurderes derfor individuelt.

Behovet for 150/60 kV-transformerkapacitet har tidligere været bestemt af forbrugets udvikling i de lokale områder. Med de store mængder decentral produktion er det i stedet blevet aktuelt at installere nye og større 150/60 kV-transformere af hensyn til at udnytte den decentrale produktion.

Forbindelsen mellem Askær og Thyregod har medført tosidig forsyning af 150/60 kV-station Thyregod. I 2006 installerer Sydøstjyske Net en 150/60 kV-transformer i station Thyregod. Transformeren bliver på 125 MVA.

I 2006 installerer Sydøstjyske Net en ekstra transformereffekt på 160 MVA i station Hatting, fordi 60 kV-reserven fra henholdsvis station Knabberup og station Hatting ikke længere er tilstrækkelig. I samme forbindelse ombygges og renoveres 150 kV-afsnittet i station Hatting, som er bygget i 1962.

Den installerede vindmølleeffekt vest for Holstebro og Struer er så stor, at det nuværende 60 kV-net ikke kan overføre eventuel yderligere effekt fra vindmølletilslutninger. Der er i forbindelse med regionplanarbejdet i Ringkjøbing Amt arbejder i gang med at udlægge yderligere områder til vindmøller.

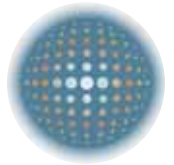
Der forventes derfor behov for at placere en ny 150/60 kV-station vest for Lemvig (Ramme) til aflastning af både 60 kV-nettet og 150/60 kV-station Struer. Den nye station, der forventes idriftsat i 2007, vil kunne overtage opsamlingen af effekten fra de i området i dag installerede 50 MW vindmøller og 21 MW decentral kraftvarme samt den tilvækst, der forventes af nye vindmøller, der må forventes i Lemvig og området vest og nordvest herfor i de kommende år.

Telekommunikation, 2005-2008

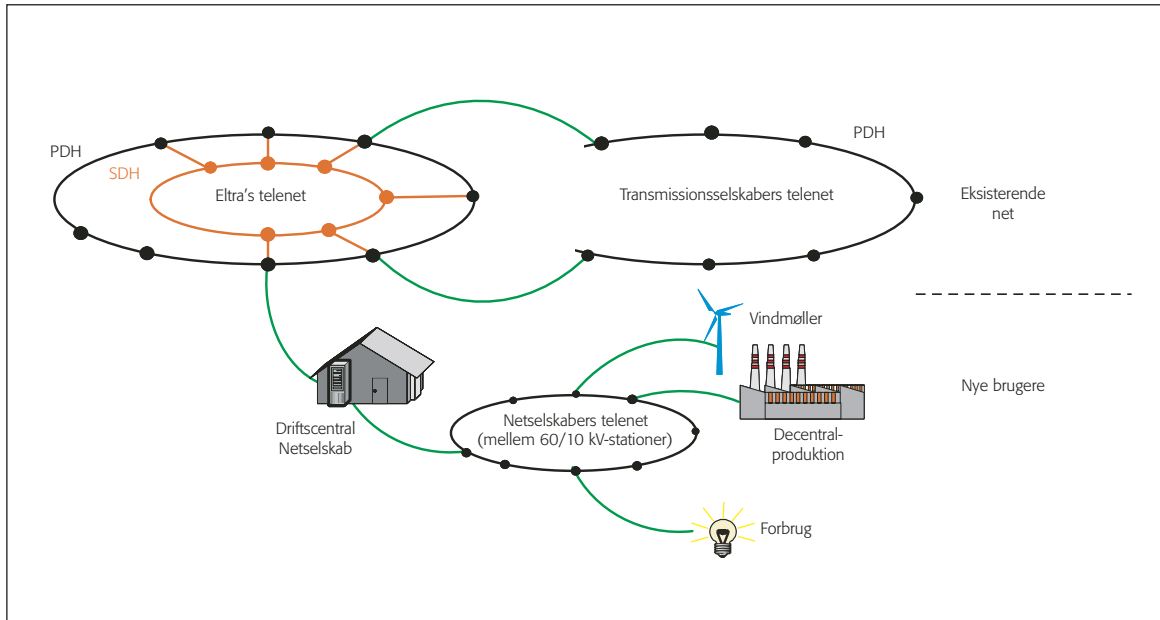
Eltra arbejder videre frem mod målet: *"At etablere et telekommunikationssystem, som er fælles for elforsyningen i Vestdanmark, og som kan fungere under alle driftsforhold"*. Systemet skal udgøre et sammenhængende net, der dels kan overføre data mellem Eltra's kontrolrum og andre parter og dels kan overføre information "på tværs", det vil sige mellem netselskaber indbyrdes og mellem net- og transmissions-selskaber. Blandt de mulige kommunikationstjenester er overførsel af onlineproduktions- og netdata samt netdata til analyseformål, fjernkontrol, driftstelefon, sikker e-mail, information om beredskabstilstande etc.

I praksis betyder det, at det tekniske samarbejde med transmissions- og netselskaber omkring telekommunikation skal videreføres og udbygges.

Store dele af backbonenet findes allerede, og transmissions-selskaberne har allerede nu mulighed for at tilslutte deres tele-net, **Figur 5**. Det, der mangler, er forbindelserne til "nye brugere". Det er relevant at tilslutte netselskabernes driftscentraler og videre til alle decentrale produktionsen-



Figur 5 Det sammenhængende telekommunikationsnet, som det forventes i perioden indtil 2008, med de nye brugere tilsluttet (nederst).



heder, herunder vindmøller. Også elforbrugere med særlige aftaler kan komme på tale. Men det er ikke enkelt at etablere et så vidt forgrenet net. Mens mange netselskaber forholdsvist let kan skabe kommunikation til en 150 kV-station, hvor Eltra har et knudepunkt, forholder det sig anderledes med decentrale enheder og vindmølleparker. Derfor er det nødvendigt at prioritere.

Udgangspunktet er Eltra's lysledernet med eksisterende telekommunikationssystemer SDH (Synkront Digitalt Hierarki) og PDH (Plesiokront Digitalt Hierarki), som i nogen udstrækning allerede er forbundet med transmissionsselskabernes telesystemer.

Første trin mod målet indebærer, at netselskabernes driftscentraler bliver tilsluttet dette telekommunikationsnet. Andet trin inkluderer en forbindelse, formentlig via 60/10 kV-stationer til decentrale produktionsenheder.

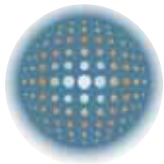
Den valgte infrastruktur (lysledere på højspændingslinjer) gør telekommunikationen ufølsom over for udfald af offentlig tele-

kommunikation, men følgelig sårbar over for skader på egne anlæg. Eltra forventer derfor at etablere reserveveje via offentlig telekommunikation på udvalgte steder. Via Eltra's pilotprojekt for decentral kraftvarme, PUDDEL-projektet, indsamles erfaring med anvendelse af et lukket MPLS-net (MultiProtocol Label Switching) til dette formål.

Driftstelefonssystemet er også fremover et vigtigt element i en "sikker kommunikation", og det er under overvejelse, om systemet skal udvides. Eltra påregner i perioden at skifte til IP-telefoni (Internet Protocol) på en del af stationerne.

SDH-systemet bliver yderligere opgraderet og udbygget til at dække flere lokaliteter.

Der sker i øjeblikket en kortlægning af, hvilken kommunikationsinfrastruktur netselskaberne råder over. Hensigten er at kunne vurdere mulighederne for etableringen af et fælles telekommunikationsnet til driftsformål. Undervejs har der vist sig konkrete muligheder for at etablere telekommunikation med meget lave direkte



omkostninger, alene ved at kombinere Eltra's og det enkelte netselskabs infrastruktur. På projektbasis har vi derfor lavet aftaler om etablering af telekommunikation til i alt syv netselskaber.

Eltra's teleinfrastruktur til og med 2008 fremgår af **Bilag 4**. Transmissionsselskabernes telenet og øvrige telenet Eltra har adgang til, men som Eltra ikke ejer, fremgår ikke af kortet.

Strækningen Revsing-Askær, Kassø-Revsing og Tjele-Mosbæk får udskiftet jordtråd til en ny med optiske fibre i 2005. Der planlægges lyslederforbindelser på strækningerne; Endrup-Karlsgårde, Karlsgårde-Horns Rev B i 2008. På strækningen Idomlund-Videbæk etableres en ny lyslederstrækning i samarbejde med Vestjyske Net 150 kV.

Desuden er der planlagt samarbejde med FynsNet om strækningen Fraugde-Svend-

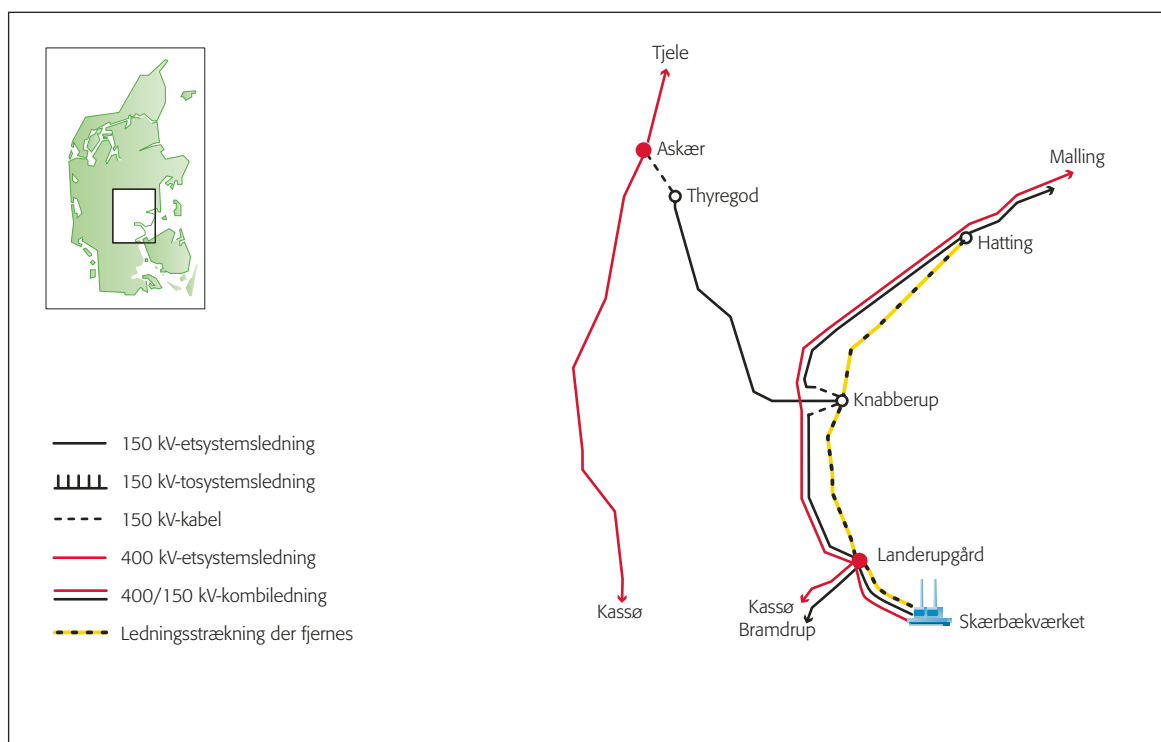
borg. Mulighederne for en lyslederforbindelse fra Enstedværket til Abildskov er fortsat åben.

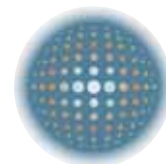
Sanering Vejle-Horsens, 2005

Det har ifølge Anlægsplan 2003 været vurderet, om 150 kV-strækningen Skærbækværket-Knabberup-Hatting skal bortsaneres eller renoveres. Det er vurderet, at der ikke er en væsentlig forskel på de to løsninger efter, at 400/150 kV Askær og 150 kV Askær-Thyregod er etableret. Prisen for at renovere 150 kV-strækningen er høj, og den mest hensigtsmæssige løsning er fortsat en bortsanering.

Saneringsprojektet omfatter indsløjfning af 150 kV-station Knabberup på kombimaster-rækken Landerupgård-Malling, **Figur 6**. Indsløjfningen af station Knabberup på Landerupgård-Hatting sker ved, at Sydøstjyske Net lægger to 1,3 km 150 kV-kabler fra Knabberup til kombiledningen.

Figur 6 Indsløjfning af station Knabberup sker med 150 kV-kabler fra Knabberup til 400/150 kV-kombimasterækken.





Under byggeriet af 400 kV Vendsysseværket-Trige foregik der mange arkæologiske udgravninger, her ved Mariager Fjord.

Hvert kabel består af to parallelle systemer på grund af det store behov for overføringskapacitet på dette sted i nettet. 150 kV-kablernes overføringsevne tilpasses den tilsvarende for 150 kV-luftledningen efter opgraderingen af denne, se afsnittet "Opgradering af Landerupgård-Hatting-Malling, 2005-2006", side 53.

Saneringen muliggør demontering af 49 km 150 kV-tosystemsluftledning fra 1957. 150 kV Skærbækværket-Knabberup-Hatting vil blive fjernet i løbet af 2005, hvis de nødvendige tilladelser foreligger.

Sydøstjyske Net har ansøgt Energistyrelsen om tilladelse til sanering. Den forligger i øjeblikket ikke.

Der vil være behov for omgalvanisering af master på kombiledningen Hatting-Landerupgård inden for en årrække. Masterne er meget individuelt konstrueret, og den billigste løsning er at udskifte individuelle

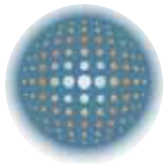
master med nye, efterhånden som der bliver brug for det.

Samtidig med saneringen skal der ske en opgradering af kombimasterækken fra Hatting til Landerupgård, se afsnittet "Opgradering af Landerupgård-Hatting-Malling, 2005-2006", side 53.

Opgradering af 150 kV Tange-Trige, 2005

I Anlægsplan 2002 har Eltra medtaget en 400/150 kV-kombiledning mellem Tjele og Trige som perspektivprojekt i 2008. Komende udbygninger af udlandsforbindelser og produktion kan udløse behovet for denne.

Analysen til Systemplan 2003 og Anlægsplan 2003 for perioden 2005-2020 har vist, at 150 kV-forbindelsen Tange-Trige ofte er fuldladet eller overbelastet. Der er fundet belastninger i området på 100-120 %. 150



kV-forbindelsen Tange-Trige fra 1965 har også et renoveringsbehov i planperioden.

150 kV Tange-Trige kan med fordel opgraderes ved anvendelse af højtemperaturledere. Med opgraderingen kan overføringsevnen øges til ca. 1.500 A pr. system. Til sammenligning er overføringsevnen i dag på 980 A.

Midtjyske Net (N1) opgraderer og renoverer 150 kV-ledningen Tange-Trige. Energistyrelsens tilladelse til opgraderingen foreligger. Arbejdet vil formentlig blive gennemført i sommeren 2005.

Den anvendte mastetype på strækningen mellem Tange og Trige tillader ikke forøgelse af lastpåvirkningerne fra faselederne, hvorfor den nødvendige opgradering ikke kan realiseres ved anvendelse af ledertyper med et større ledertværsnit. Anvendelse af højtemperaturledere er i denne sammenhæng det eneste realistiske alternativ.

Opgraderingen af luftledningen sker primært ved udskiftning af de konventionelle faseledere med højtemperaturledere. For at opfylde stærkstrømbekendtgørelsens krav til maksimalt nedhæng er der behov for at hæve enkelte master. For at kunne udnytte luftledningens forøgede overføringsevne kræves, at der samtidig skal ske udskiftning af adskillere og strømtransformere i stationerne Tange og Trige.

Opgraderingen giver mulighed for at udskyde forstærkning med 400 kV på strækningen Tange-Trige i en årrække.

Ved kabellægningen af 150 kV-forbindelsen Tange-Trige i et boligområde ved Bjerringbro etableres et kabelanlæg med en overføringsevne, der svarer til luftledningen efter opgradering af denne, se afsnittet "150 kV-saneringer", side 35.

Erfaringer med anvendelse af højtemperaturledere i Europa er begrænset. I erkendelse af dette blev der i sommeren 2004 etableret et samarbejde mellem Ørsted•DTU, N1 A/S og Eltra med henblik på at opnå mere viden omkring anvendelsen af høj-

temperaturledere [Ref. 13]. Resultatet tyder på, at der kun findes få egnede ledertyper, der opfylder de opstillede mekaniske og elektriske krav.

Opgraderingen af luftledningen på strækningen mellem Tange og Trige er et pilotprojekt, der skal give erfaringer omkring anvendelsen af højtemperaturledere, herunder driftsmæssige og korrosionsmæssige forhold. Efter idriftsættelsen af den opgraderede luftledning vil der blive foretaget en løbende vurdering af faseledernes tilstand.

Når 150 kV Tange-Trige belastes med en højere strøm, vil der være større tab. Ved 2 x 1.000 A udgør de reaktive tab ca. 76 Mvar. Ved en belastningsstrøm ud over dette vil især de reaktive tab stige. Ved fuld udnyttelse af ledningens overføringsevne (2 x 1.500 A) udgør de reaktive tab ca. 179 Mvar. Det sidstnævnte vil typisk kun opstå i særlige og kortvarige driftssituationer og er ikke et normalt arbejds punkt for ledningen.

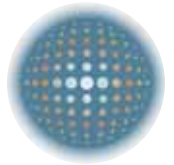
De maksimale belastningsstrømme er fundet i driftssituationer med store sydgående transporter på dagtid. Af hensyn til de øgede reaktive tab i 150 kV-forbindelsen Tange-Trige skal det undersøges, om der bør etableres reaktiv effektkompensering i form af kondensatorbatterier.

Disse overvejelser indgår i den samlede vurdering af behovet for reaktiv effekt i transmissionsnettet.

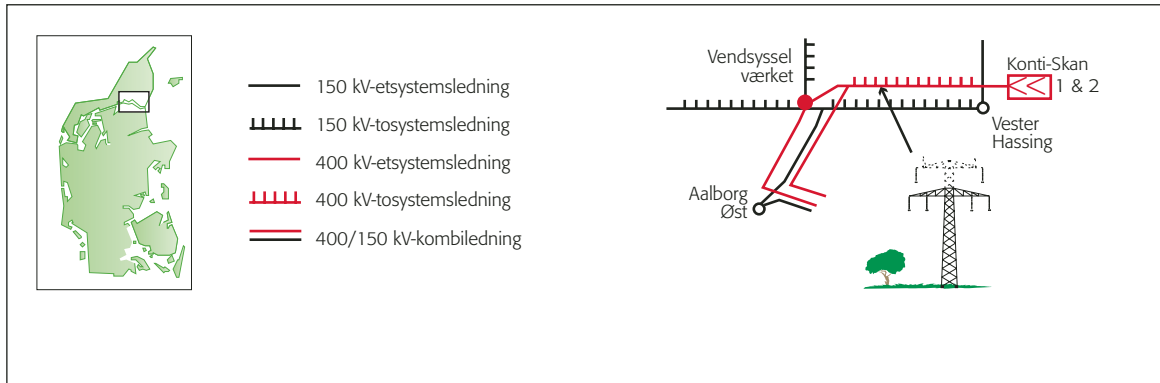
Systemværn

Fra oktober 2004 er udfald af en af 400 kV-forbindelserne i ringen Kassø-Tjele-Ferslev-Trige-Kassø dimensionerende hændelser i systemet. Det er dog især udfald af T-afgreningen Askær-Kassø-Revsing-Endrup, der giver store belastninger i 150 kV-nettet.

Af hensyn til kompleksiteten begrænses antallet af aktive systemværn. Hensigten er at sikre, at det værste udfald kan klares via systemværn, så der ikke skal planlægges med fuld n-1 sikkerhed i den daglige drift. Eltra har i 2004 installeret overstrømsbe-



Figur 7 Der sættes top på masterne mellem Vester Hassing og Nordjyllandsværket i 2005 samtidig med, at Konti-Skan 1 renoveres.



skyttelse til udkobling af 150 kV-forbindelsen Skærbækværket-Knabberup ved overbelastning. Det vil især være udfald af T-afgreningen Askær-Kassø-Revsing-Endrup, der aktiverer dette systemværn. Den skal fungere indtil udgangen af 2005.

Med de planlagte saneringer af 150 kV-nettet omkring Vejle og Horsens fjernes 150 kV-forbindelsen Skærbækværket-Knabberup i løbet af 2005, og dermed er behovet for systemværn til beskyttelse af svage 150 kV-forbindelser på Østkysten også væk.

Udbygning af det eksisterende systemværn til automatisk nedregulering af Konti-Skan 1-forbindelsen ved overbelastning af 150 kV T-afgreningen Vendsysselværket-Vester Hassing-Aalborg Øst har været analyseret, jf. Anlægsplan 2003. Systemværnet udbygges ikke, da overføringskapaciteten på Konti-Skan 1 er reduceret til 125 MW indtil 2005 (resten af den gamle forbindelses levetid).

Men færdiggørelse af 400 kV-nettet i Nordjylland og 400 kV-tilslutningen af den ombyggede Konti-Skan 1-forbindelse fjernes behovet for systemværn til beskyttelse af 150 kV-nettet i Nordjylland med udgangen af 2005.

Renoveret Konti-Skan 1, 2005

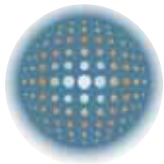
Eltra og Svenska Kraftnät er i gang med en ombygning af Konti-Skan 1-forbindelsen mellem Jylland og Sverige, der er fra 1965. Ved ombygning genbruges luftledninger, søkabler, elektrostationer og elektrokabler fra den eksisterende pol, Konti-Skan 1.

Dette begrænser størrelsen til 380 MW, og det betyder samtidig en forøgelse af kapaciteten på 110 MW. Ombygningen betyder, at Konti-Skan 1 genbygges med konventionel HVDC-teknik. Idriftsættelsestidspunkt for det ombyggede anlæg er oktober 2005.

Ved ombygningen udbygges 400 kV-stationen i Vester Hassing, så både Konti-Skan 1 og Konti-Skan 2 bliver tilsluttet nettet via en 400 kV-ringforbindelse, **Figur 7**. Det er derfor planlagt at sætte top på den 2,8 km lange, eksisterende 400 kV-Donaumaster-række mellem Vendsysselværket og Vester Hassing. Dermed kan der ophænges et ekstra 400 kV-system i 2005.

Ved at tilslutte Konti-Skan 1 og Konti-Skan 2 til en 400 kV-tosystemforbindelse i stedet for en etsystemsledning øges rådigheden væsentlig.

Det nye 400 kV-system vil blive udført med triplex-ledere i stedet for duplex. Formålet



er at afprøve, hvor meget dette reducerer den akustiske støj.

Når 400 kV-forbindelsen Vendsysselværket-Vester Hassing-Ferslev er etableret som en 400 kV-ring, øges overføringskapaciteten på strækningerne. Der vil dog være en begrænsning på 1.382 A fra Limfjordskrydsningen fra 1973.

Sagsbehandlingen

Der er indsendt ansøgning til Energistyrelsen om tilladelse ifølge § 21, stk. 1, til at etablere den beskrevne netudbygning. Godkendelse foreligger ikke, da Nordjyllands Amt har valgt at lade projektet omfatte af en VVM-redegørelse. Udarbejdelsen afsluttes den 1. november 2004, og planen behandles i amtets udvalg og amtsråd frem til den 2. offentlighedsfase. Denne forløber i perioden fra den 8. januar til den 9. marts 2005, hvorefter den endelige politiske behandling finder sted. Amtet annoncerer resultatet af behandlingen i maj 2005.

Hensyn til forsyningsikkerheden

En del af den ledige kapacitet har Eltra stillet til rådighed til Læsø Kommunale Elforsyning i tilfælde af, at deres normale 20 kV-kabelforbindelse til Jylland måtte havarere. Med udvidelsen af kapaciteten på Konti-Skan-forbindelsen til 740 MW er der fortsat mulighed for reserveforsyning af Læsø ved havari af 20 kV-kabelforbindelsen.

Det forventes, at Eltra overtager 20 kV-søledningen til Læsø med tilbagevirkende kraft fra den 1. oktober 2004 i henhold til Elforsyningslovens § 21a.

Jævnstrømsforbindelsen til Sverige blev oprindeligt bygget med kun en pol og dermed ét kabel fra Jylland til Læsø. Dette kabel blev fejlramt på grund af en produktionsfejl, så kablet måtte erstattes af et nyt kabel. Eltra købte det fejlramte kabel og har siden drevet kablet med en reduceret belastning. Efter udbygningen med pol 2 ligger der derfor tre kabler mellem Læsø og Jylland.

Ved tilslutning af Konti-Skan 1 på 400 kV-nettet vil det fremtidige behov for 150 kV-

station Vester Hassing afhænge af forsyningen af Østvendssyssel, tilslutningspunkt for en eventuel vindmøllepark ved Læsø og behov for opretholdelse af synkronkompensator i Vester Hassing.

Synkronkompensatoren i Vester Hassing fra 1965 har spillet en væsentlig rolle for spændingen og kortslutningseffekten i Nordjylland. Det er besluttet ikke at flytte den over på 400 kV-nettet. Indtil videre forbliver synkronkompensatoren i drift på 150 kV-station Vester Hassing, se afsnittet "Transmissionsnettets tilstand indtil 2012", side 18.

150/60 kV-station i Kærbybro, 2006

Der er behov for forstærkning af nettet i Kærbybro-området, der dækker området mellem Hornbæk (Randers) og Mariager Fjord.

Der er stor decentral produktion i området. Der er i øjeblikket installeret ca. 35 MW decentral kraftvarme og ca. 69 MW vindkraft. Inden for de nærmeste år forventes den samlede decentrale produktion at stige til 134 MW. Det maksimale forbrug i området er beskedent – årsmaksimum 27 MW.

Ved stor decentral produktion skal en væsentlig del heraf transporteres til Hornbæk og op i transmissionsnettet her. Omvendt, når der er lille decentral produktion (ingen vindkraft), bliver 60 kV-nettet overbelastet. Det drejer sig især om Nørbæk-Hornbæk og Hornbæk-Spentrup, **Figur 8**.

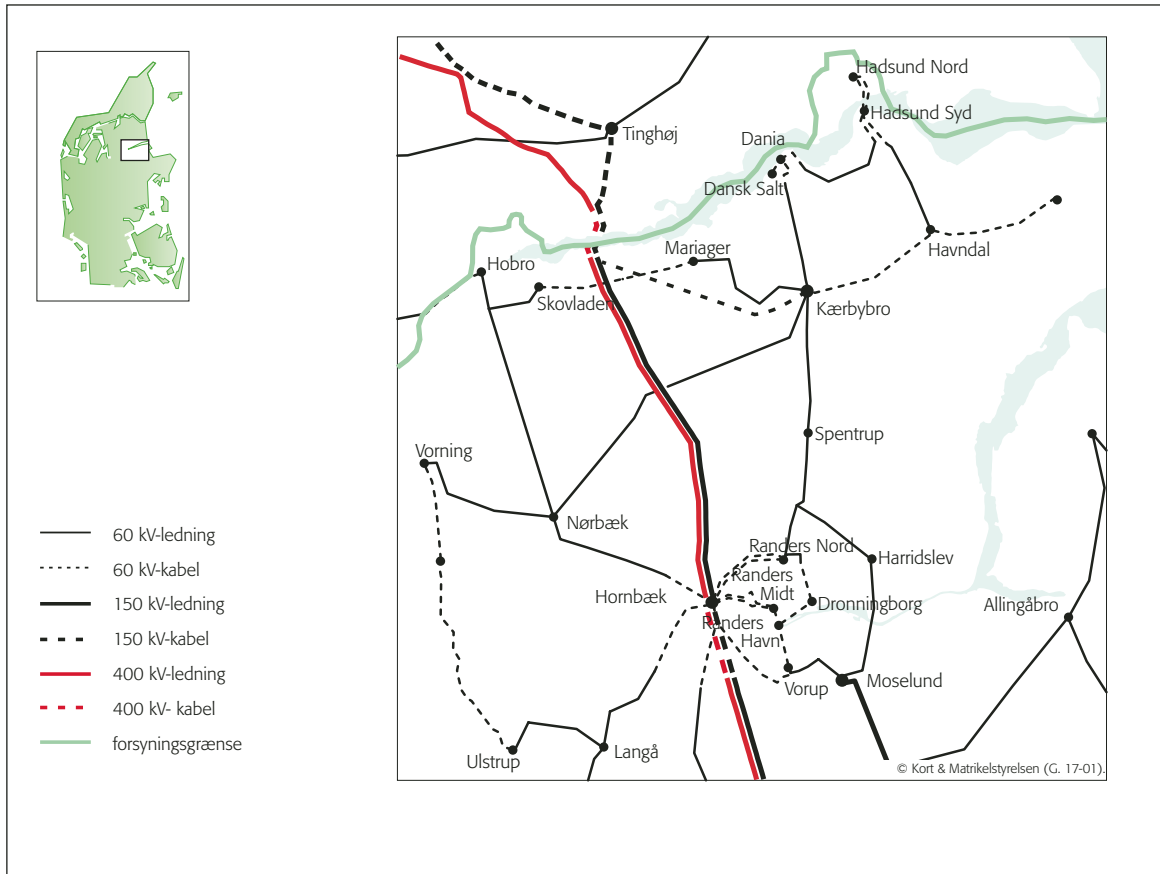
Udbygninger på 60 kV-nettet fravælges, fordi de i lyset af den decentrale produktion er for kortsigtede. De medfører endvidere u hensigtsmæssig drift.

60 kV-nettet i området drives i dag sammenmasket og ikke efter det traditionelle radialnetprincip. En 150/60 kV-løsning vil gøre det muligt at genetablere radialnetdriften.

I 2006 bygger Midtjyske Net derfor en 150/60 kV-station i Kærbybro med en 125



Figur 8 Midtjyske Net bygger en 150/60 kV-station i Kærbybro i 2006.



MVA transformere. Desuden bygges der et ca. 10 km 150 kV-kabel fra Kærbybro til et afgreningspunkt ved 400/150 kV-ledningen Hornbæk-Tinghøj. Her etableres der en avanceret T-afgrening med afbrydere i afgreningen mod Kærbybro. Denne T-afgrening er midlertidig og revurderes senest 5 år efter idriftsættelsen.

Placering af afgreningspunktet afklares i forbindelse med projekteringen af anlægget. Det kan være i et punkt, der giver den korteste kabelstrækning eller i kabelstationen ved Mariager Fjord.

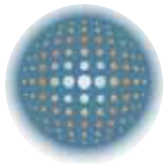
Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing, 2008

400 kV-ledningen Kassø-Tjele-Års blev bygget i 1965. Delstrækningen Vejen-Tjele-Års er delvis renoveret, idet master er om-

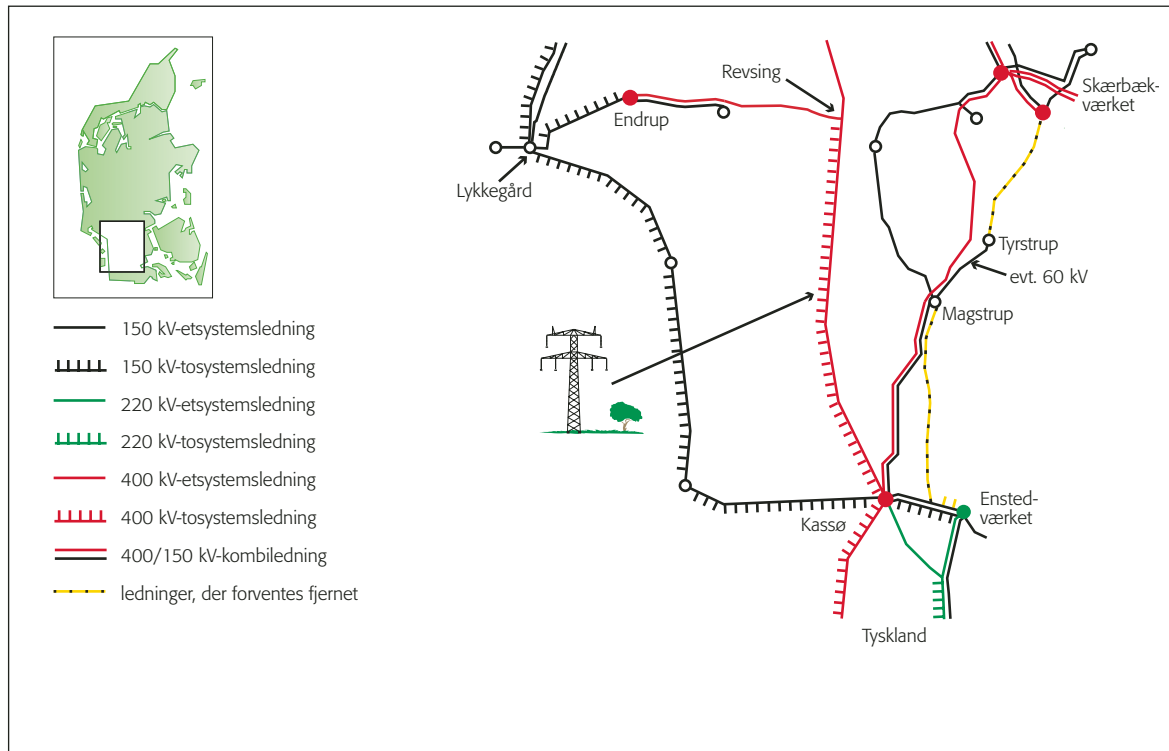
galvaniseret, og isolatorerne er udskiftet. Ombygges strækningen mellem Kassø og Revsing til to systemer, bliver en del af det resterende renoveringsbehov overflødig. Det drejer sig om omgalvanisering af master og udskiftning af jord- og fase-trådene på 400 kV Kassø-Revsing.

Med den eksisterende 400 kV-etsystemsledning mellem Kassø og Revsing er der situationer, hvor denne strækning kan blive overbelastet sammen med flere 150 kV-ledninger, se afsnittet "Hvor er flaskehalsene i det interne net?", side 23. Størrelsen af disse flaskehalse afhænger blandt andet af den handelskapacitet, der forudsættes på Tysklandsforbindelsen.

Ombygningen til to 400 kV-systemer er en del af en langsigtet struktur af 400 kV-nettet i Jylland og på Fyn, **Figur 9**, og en del



Figur 9 Ombygning af 400 kV-forbindelsen mellem Kassø og Revsing til to systemer og sanering af 150 kV-forbindelsen mellem Skærbækværket og Enstedværket.



af en kommende 400 kV-ring fra Kassø over Esbjerg, Idomlund, Tjele og tilbage til Kassø. Den skal derfor ses i sammenhæng med en senere forstærkning af forbindelsen mellem Endrup og Idomlund. Et opdateret beslutningsgrundlag fremgår af [Ref. 14].

Ombygningen af 400 kV-etsystemsledningen Kassø-Revsing til to 400 kV-systemer var oprindeligt planlagt gennemført i 1998. Ombygningen er imidlertid forsinket og kan tidligst være gennemført 2008. Forsinkelsen har ført til, at det ved idriftsættelsen af 400 kV-forbindelsen mellem Revsing og Endrup i 2001 blev nødvendigt at tilslutte denne i Revsing med en midlertidig T-afgrening.

T-afgreningen i Revsing har været medvirkende årsag til driftsforstyrrelsen den 28. december 2003. Der skal hurtigst muligt ske en afvikling af denne T-afgrening.

Samtidig med ombygning af ledningen bygges der et 400 kV-tobryderfelt i Kassø,

da det ene 400 kV-system på Kassø-Revsing skal føres mod vest til Esbjerg. Herefter kan T-afgreningen afvikles.

Med to 400 kV-systemer mellem Kassø og Revsing øges udvekslingsmulighederne med Eltra's nabo-områder væsentligt, udnyttelsen af den nuværende vindkraft i Vestjylland forbedres, og der er bedre mulighed for indpasning af mere vind ved Horns Rev. Endvidere vil løsningen betyde en forbedring af forsynings- og driftsikkerheden og reduktion af nettab gennem færdiggørelse af 400 kV-ringstrukturen, når også Endrup-Idomlund etableres.

Ved valg af tosystems-løsningen, **Figur 9**, kan der spares en 400 kV-station i Revsing. Desuden kan man undlade at bygge 400 kV Revsing-Landerupgård, ligesom en ekstra 400/150 kV-transformer i Landerupgård kan udskydes i en årrække.



Saneringer

Energistyrelsen har udtalt sig om, hvilket niveau af saneringer der er rimeligt i forbindelse med ombygning af det eksisterende 400 kV-system fra en etsystemsledning til tosystemsledning imellem Kassø og Revsing.

Energistyrelsen udtaler, at "... saneringer og kabellægninger i forbindelse med ombygning af eksisterende 400 kV-forbindelser såvel som udbygning af nye 400 kV-forbindelser som hovedregel fordrer, at saneringen og/eller kabellægningen har en naturlig sammenhæng til det overordnede projekt."

Udtalelsen er dels baseret på "Principperne" fra 1995 og dels på regeringens generelle bestræbelser på at holde elprisen så langt nede som muligt.

Der er besluttet en saneringsaftale mellem Eltra og Sønderjyllands Amt, der iværksættes, efter tosystemsledningen er idriftsat. Saneringsaftalen omfatter en række 150 kV-, 60 kV- og 15 kV-ledninger inden for amtet og forudsætter, at den nye 400 kV-ledning bygges med luftledning hele vejen fra Kassø til Revsing.

Inden for ca. 3 år efter, at den nye 400 kV-ledning er sat i drift, fjernes i størrelsesordenen 175 km luftledning. Heraf er der 12-15 km 60 kV-luftledning og 80-90 km 15 kV-luftledning i og omkring 400 kV-ledningstracéet. Derudover fjernes de gamle 150 kV-luftledningsstrækninger fra 1959 fra Enstedværket vest til Magstrup og fra Tyrstrup til Skærbækværket. Det er en strækning på 54 km. Med denne omlægning vil 150/10 kV-station Tyrstrup blive ombygget til en 60 kV-station, og strækningen Magstrup-Tyrstrup vil enten overgå til 60 kV-driftspænding eller blive skrottet.

Sagsbehandlingen

Ansøgning til Energistyrelsen om ombygning af 400 kV Kassø-Revsing til to systemer blev indsendt den 3. juli 1995. Sagsbehandlingen og udarbejdelse af VVM-redegørelsen førte i 1997 til en henvendelse fra Sønderjyllands Amt til den daværende miljø- og energiminister. Sagsbehandlingen

i Sønderjyllands Amt har ligget stille, men er genoptaget i 2000.

Foroffentlighedsfasen for projektet blev afsluttet i januar 2004, og i øjeblikket udarbejdes VVM-redegørelse. Tidsplanen peger på en høringsperiode for regionplantillæg med tilhørende VVM-vurdering for 400 kV-ledningen i perioden marts-april 2005. Regionplanen forventes offentliggjort i september 2005. Med denne tidsplan kan den ombyggede ledning sættes i drift i 2008.

Hvis ombygning til en tosystemsledning mod forventning ikke kan gennemføres, skal der bygges en 400 kV-station i Revsing. Desuden skal 150 kV-strækningen opretholdes med deraf følgende renoveringsbehov. Det kan desuden blive nødvendigt at forstærke kablet i Kolding Fjord. Desuden skal der foretages kabellægning på en strækning af 1,5 km gennem et boligområde i Tyrstrup.

Tilslutning af havmøllepark Horns Rev B, 2008

Energiforliget af 29. marts 2004 indebærer, at der skal bygges endnu en havmøllepark ved Horns Rev (Horns Rev B). Størrelsen bliver på 200 MW.

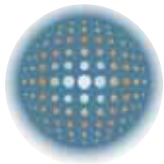
Parken er forudsat placeret 5-7 km nord-vest for den eksisterende park Horns Rev A på 160 MW, **Figur 10**. Der er fire prækvalificerede selskaber, der har mulighed for at indgive tilbud til Energistyrelsen på at bygge parken.

Forhandling og indgåelse af aftale med en producent forventes afsluttet i slutningen af december 2004. Den nye havmøllepark skal efter planen sættes i drift i 2008.

Eltra etablerer ilandføringsanlæggene til Horns Rev B. Ilandføringen af effekten fra Horns Rev B sker ved at etablere en ringforbindelse Karlsgårde-Horns Rev A-Horns Rev B-Karlsgårde, hvor effekten fra begge parker opsamles.

Den tekniske løsning

Der lægges en ca. 60 km 150 kV-kabelfor-



bindelse "magen" til den eksisterende fra Karlsgårde til Horns Rev B og et 5 km 150 kV-treledersøkabel videre til Horns Rev A, **Figur 10**.

Et sådant 150 kV-treledersøkabel er det største, man hidtil har kunnet få. Det har en referenceoverføringsevne på ca. 190 MVA og er ikke stort nok til at overføre 200 MW og den tilhørende mængde reaktive effekt.

Med ringforbindelsen fordeler effekten fra den nye park sig, og noget af den transporteres til land via det gamle kabel. Med den valgte løsning udnyttes de to kabler fuldt ud. Medregnes korttidsbelastbarheden i 100 timer og det forventede driftsmønster for parkerne, er det vurderet, at løsningen er tilstrækkelig. Det sikres yderligere ved at etablere temperaturmåling på kablerne.

Ved den nye park etableres der en platform med mindst tre 150 kV-koblingsfelter, en transformering fra 150 kV til mellemspænding og et antal mellemspændingsfelter. Platformen Horns Rev A udbygges med et 150 kV-felt. Vestjyske Net 150 kV bygger

desuden et 150 kV-felt i station Karlsgårde for tilslutningen af kablet.

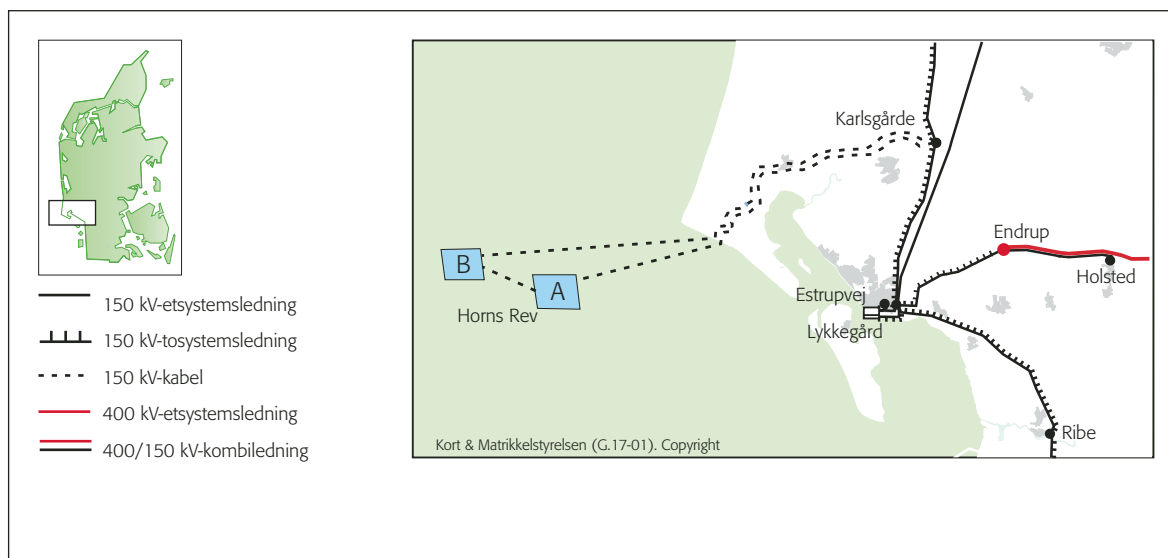
Med denne løsning er der taget endnu et skridt mod etablering af et egentligt off-shorenet ved Horns Rev.

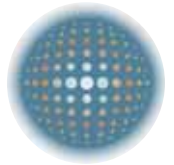
Der skal ske en kompensering af den reaktive effekt, der genereres i 150 kV-kablerne til Horns Rev B. Den fasttilsluttede reaktorkapacitet bliver ca. 80 Mvar. Desuden kan der blive tale om kobbelbare reaktorer i land af størrelsesordenen 60 Mvar. Placeringen af reaktoreffekten er endnu ikke fastlagt.

Hvis placeringen af parken vælges væsentlig anderledes, skal tilslutningsløsningen revurderes. Væsentlig længere kabler kan umuliggøre en 150 kV-vekselstrømsløsning.

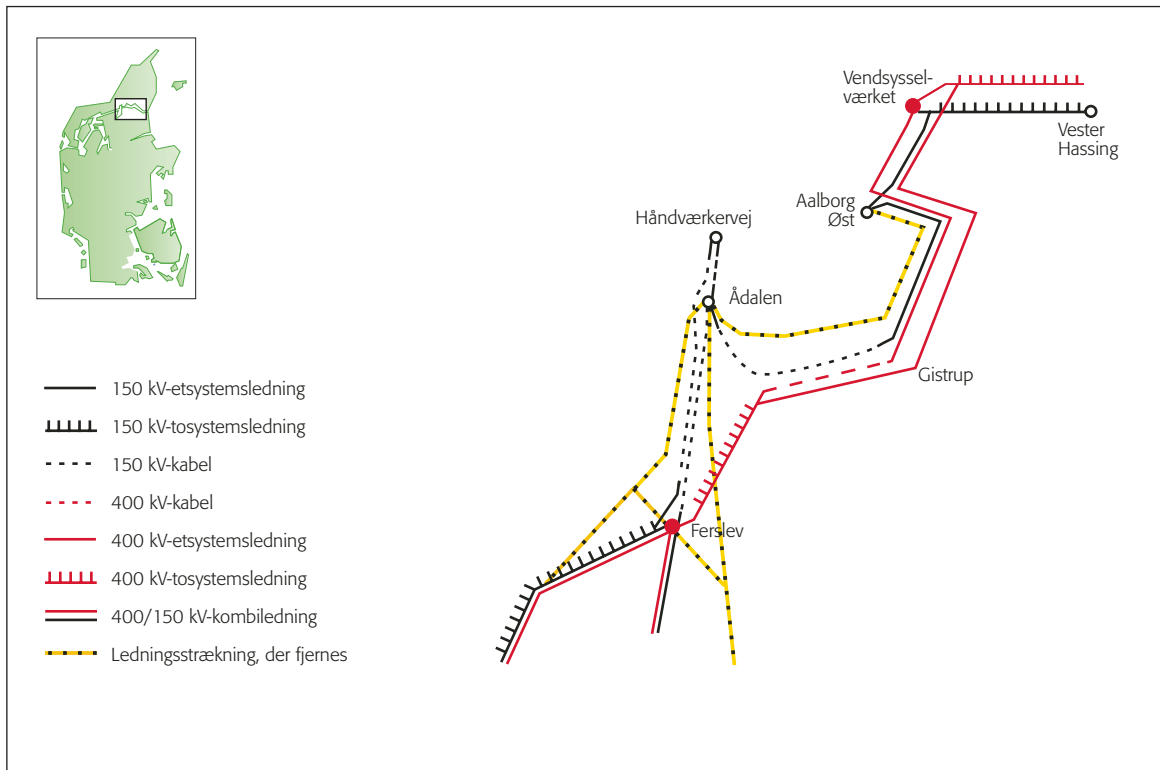
Hvis der forudses store mængder vindkraft ved Horns Rev inden for en rimelig tids-horisont, kan kablet mellem Horns Rev B og Karlsgårde etableres for 400 kV eller HVDC og drives ved 150 kV i en årrække, se afsnittet "Opsamlingsnet for havmøller", side 58.

Figur 10 Ringforbindelse for ilandføring af 160 MW fra Horns Rev A og 200 MW fra Horns Rev B.





Figur 11 Nettet i Aalborg omkring 2010, hvis der ikke er behov for tre 400 kV-forbindelser.



Tidsplaner

Tidsplanen for ilandføringen til Horns Rev B afhænger af, hvornår der træffes beslutning om parkens fysiske placering. Tidsplanen har følgende hovedelementer:

- Myndighedsbehandling og forprojekt for ilandføringen gennemføres frem til den 1. februar 2006.
- Udbud af komponenter og anlægsarbejde sker fra den 1. februar 2005.
- Energistyrelsens tilladelse til etablering af ilandføringsanlæggene og endelig godkendelse af parkens placering skal foreligge den 1. februar 2006.

Med denne tidsplan kan ilandføringen være i drift den 1. september 2008. Der skal således startes kontakter med planmyndighederne (amtet og Landsplanafdelingen) i efteråret 2004.

Samtidig med, at Horns Rev B idriftsættes, er der behov for, at nettet på Vestkysten forstærkes, se afsnittet "Nettet på Vestkysten 2009-2010", side 49.

Sanering af nettet i Aalborg, 2006-2008

I forbindelse med bygning af 400 kV-forbindelsen Vendsysselværket-Trige er der givet tilsagn om saneringer i 150 kV-nettet ved Aalborg i perioden 2004-2009 [Ref. 15]. En del af 150 kV-luftledningen Aalborg Øst-Ådalen er fjernet i 2004, se afsnittet "400 kV Vendsysselværket-Trige", side 31.

Når 150 kV-ledningen mellem Ferslev og Ådalen skal fjernes (ca. 2009), erstattes forbindelsen af to 150 kV-kabelsystemer. Af hensyn til forsyningssikkerheden i Aalborg sløjfes det ene kabel uden om Ådalen og videre til station Håndværkervej. Håndværkervej udbygges til en fuldt bestyktet



station. For perioden efter 2009, se afsnittet "Yderligere saneringer i Aalborgområdet", side 59.

Energistyrelsens tilladelse til at etablere saneringsplanens 150 kV-anlæg foreligger.

NV Net foretager en totalrenovering af station Ådalen i 2006. Den gamle udendørsstation, der er placeret i kanten af den fredede Østerådal, erstattes af en ny indendørs GIS-station (GIS = Gas Insulated Switchgear). Stationen udstyres med to nye 160 MVA 150/60 kV-transformere. Station Ådalen får som et led i saneringerne i Aalborgområdet en anden rolle, da Ferslev bliver hovedstation for området.

Som et led i restruktureringen i Aalborg vil 150 kV-station Håndværkervej blive udbygget. I dag består stationen af to transformere, hvis felter er placeret i Ådalen. Ombygningen omfatter samleskinner, linje- og transformarfelter samt kontroludrustning. Anlæggene udføres som GIS-anlæg i 2008.

På de 1,6 km mellem stationerne Håndværkervej og Ådalen forudses de to eksisterende oliefladkabler udskiftet i 2008.

Demonstrationsprojekt, 1 MW ellager, 2006

Eltra etablerer et 1 MW ellager som demonstrationsprojekt. Ellageret etableres som et stort batteri på HVDC-station Tjele i 2005 og forventes at gå i drift i 2006.

Ellageret kan betragtes som en buffer i elsystemet, der optager effekt, når der er produktionsoverskud, og afgiver effekt, når der er produktionsunderskud.

Eltra ønsker med ellageret at demonstrere anvendelsesmuligheder ved at tilslutte batterier i højspændingssystemet. Følgende anvendelser vil blive afprøvet:

- Primær effektreserve
- Automatisk, sekundær effektreserve
- Start af synkronmaskinen i Tjele fra dødt net
- Nødforsyning af HVDC-stationen i Tjele
- Frekvens- og spændingsregulering af net i ø-drift.

Det forventes, at et ellager kan forbedre systemsikkerheden, og at et eller flere ellagre kan supplere reguleringsreserverne i elsystemet.

Ved at starte synkronmaskinen i Tjele med ellageret vil det være muligt at starte HVDC-forbindelserne mod Norge. Ellageret og HVDC-forbindelserne vil således kunne bidrage til en hurtig retablering af elforsyningen i Eltra's område efter systemblack-outs.

Batteriet til ellagret købes ved et åbent EU-udbud efter tekniske specifikationer fra Eltra. Batteritype og leverandør er således ikke valgt endnu.

Planlagte ny- og ombygninger, 2009-2012

Afsnittet beskriver de anlæg, der er planlagt idriftsat i perioden 2009-2012. De enkelte projekter godkendes separat med konkret anlægsbudget i bygherrens bestyrelse.

De planlagte anlæg fremgår af **Bilag 3**.

Nettet på Vestkysten, 2009-2010

Ifølge energiforliget af 29. marts 2004 skal næste parksektion på Horns Rev idriftsættes i 2008. Tilslutningen sker på 150 kV-niveau i Karlsgårde, se afsnittet "Tilslutning af Havmøllepark Horns Rev B, 2008", side 45.

Parken på Horns Rev B øger belastningen i 150 kV-nettet og medfører et forstærkningsbehov i 2008.

Forøgelsen af belastningen fører til, at 150 kV-forbindelserne Lykkegård-Karlsgårde-Videbæk-Stovstrup og Lykkegård-Sdr. Felding-Herning overbelastes, jf. **Figur 2a**, side 24. Lykkegård-Karlsgårde belastes med op til 161 % – især ved sydgående transport. Alle øvrige overbelastninger er størst ved nordgående transport.

Udskiftningsordningen for vindmøller mindre end eller lig med 450 kW forventes desuden at give anledning til øget mængde vindkraft i Vestjylland. Der er 109 MW møller, der potentielt kan skiftes ud til 218 MW. Dertil kan komme ekstra møller som erstatning for dem, der skrottes i andre områder. Den samlede mængde ekstra vindkraft på land i Vestjylland forventes derfor at øges med 200-300 MW.

Den installerede vindkraft giver allerede i dag anledning til, at der ofte fødes effekt

fra 60 kV og op i 150 kV-nettet. Ekstra vindkraft fra udskiftningsordningen vil medføre en forøgelse af denne tilbageføding. Transporterne på 150 kV-nettet øges med 5-8 %.

Udbygningen af kraftvarmekapaciteten i Vestjylland forventes at være marginal.

Netudbygningsbehovet i Vestjylland er primært bestemt af tilgangen af produktion og markedsbestemte transport og ikke af stigningen i elforbruget.

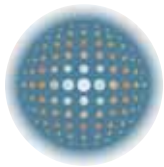
Den tekniske løsning

Det er ikke muligt at opgradere 150 kV Lykkegård-Karlsgårde tilstrækkeligt til at undgå overbelastningerne. Det samme gælder Karlsgårde-Stovstrup. Opgraderinger løser derfor ikke problemer med store belastninger af nettet. Derfor skal der ske en udbygning af nettet.

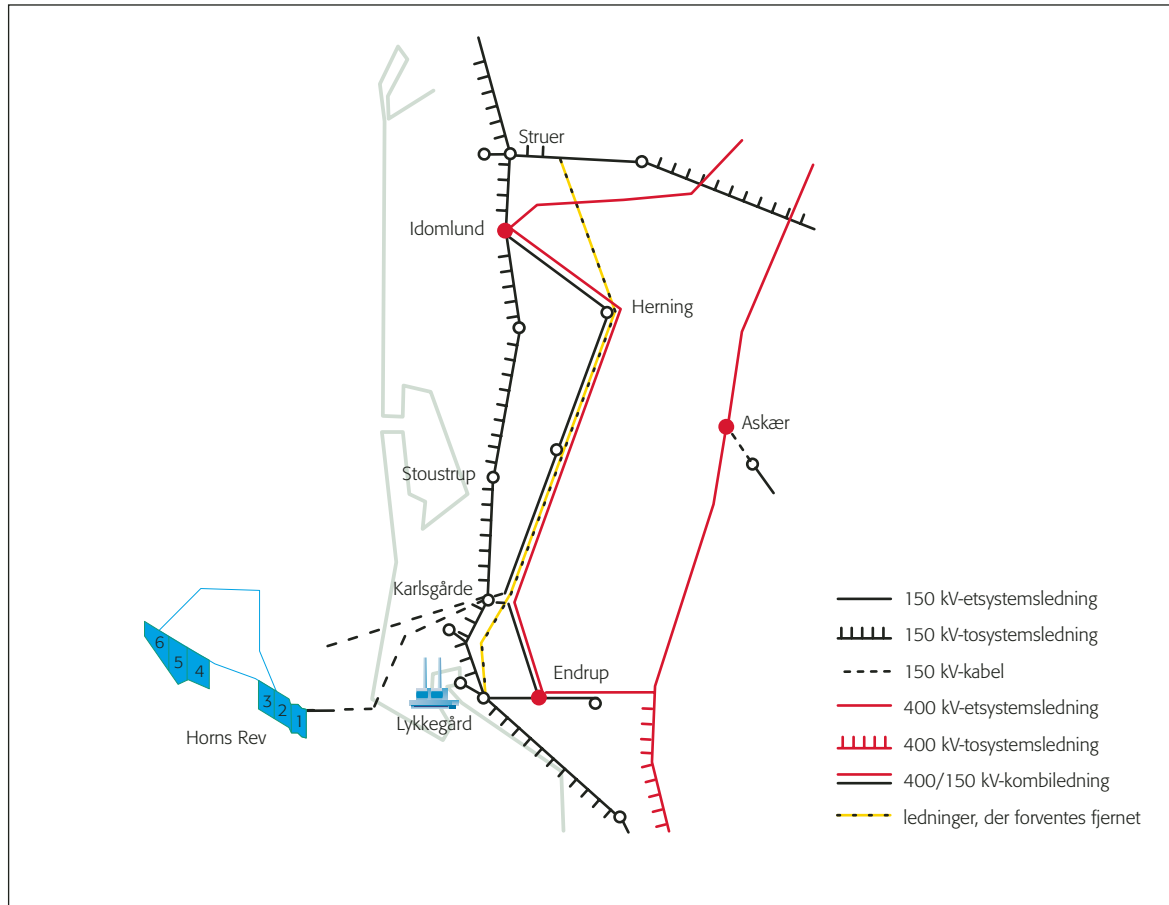
Den netudbygning, der vælges på Vestkysten, skal være rummelig. Den skal mindst kunne rumme Horns Rev B og udskiftningsordningen for landmøller. Den bør desuden kunne rumme en Horns Rev C-sektion eller en opgradering af Tysklandsgrænsen til 1.500 MW i begge retninger eller en Skagerak 4-forbindelse – eller eventuelt en kombination af disse forudsætninger.

Forstærkningen skal sammenkæde de to eksisterende 400/150 kV-indfødningspunkter Endrup i det sydlige område og Idomlund i det nordlige område. Forstærkningen skal ske som en nord-sydgående 400 kV-forbindelse. Dermed kan en større andel af systemets transport lægges op på 400 kV-nettet, og 150 kV-nettet aflastes.

En 400 kV-forbindelse på Vestkysten fjerner både 150 kV-overbelastningerne i Vestjylland og de overbelastninger i 400 kV-nettet i Midtjylland, som fremgår af **Figur 2b**, side 24.



Figur 12 Det planlagte net, der er optaget i regionplanen for Ringkjøbing Amt og Ribe Amt.



Der bygges en 400/150 kV-forbindelse fra Endrup over Herning til Idomlund, jf. **Figur 12**. 150 kV-systemet sløjfes ind i Karlsgårde med to korte 150 kV-kabler. Ledningen bygges i et nyt tracé fra Endrup til øst for Karlsgårde i det eksisterende spor herfra til Herning og i et nyt spor fra Herning til Idomlund.

Dermed kan den gamle 150 kV-ledning fra Lykkegård til et punkt øst for Karlsgårde bortsaneres. Den går gennem et boligområde i Esbjerg. Resten af den gamle 150 kV-ledning til Herning fjernes for at give plads til det nye anlæg, og strækningen fra Herning til Struer fjernes helt, se **Figur 12**.

Linjeføringen for denne kombinerede 400/150 kV-ledning er tidligere optaget i

regionplanerne for Ringkjøbing Amt og Ribe Amt.

Der er brug for en forstærkning i den sydlige del allerede i 2008, når Horns Rev B idriftsættes. Det kunne eventuelt føre til, at delstrækningen mellem Endrup og Karlsgårde bygges først, og 150 kV-systemet idriftsættes af hensyn til havmølleparkerne.

Med en 400 kV-forbindelse på Vestkysten kan der formodentlig sikres plads til indføding af f.eks. 1.200 MW fra Horns Rev. Der kan formodentlig også sikres plads til opgradering/udbygning mod Norge og Tyskland.

Det samlede 400/150 kV-anlæg kan tidligst stå færdig i 2009-2010. Der kan således



blive en kort årrække, hvor der vil være begrænsninger på udnyttelsen af effekten fra Horns Rev B, da fremrykning af ovennævnte delstrækning ikke fjerner alle flaskehalsene på Vestkysten.

Samtidig med 400/150 kV-ledningen fra Endrup til Idomlund installeres der ca. 65 Mvar reaktorkapacitet. Placeringen skal ses i sammenhæng med det øvrige behov for reaktiv effekt, se afsnittet "Reaktiv effekt", side 55.

Valg af løsning på Vestkysten forudsætter via den nationale infrastrukturhandlingsplan en politisk accept af, at der fortsat kan bygges luftledninger i Danmark på 400 kV [Ref. 10].

Skagerrak 4 til Norge, 2008-2010

En udbygning med en ekstra pol til Norge forventes at blive aktuel inden for planperioden. Forstudiet mellem Eltra og Statnett fra 2003 peger på, at de samfundsmæssige fordele ved udbygning med en ny pol på Skagerrakforbindelsen vil være tilstrækkelige til at begrunde, at der udarbejdes et beslutningsgrundlag.

En forbindelse på 600 MW vil være umiddelbart samfundsøkonomisk lønsom, hvis der ikke samtidig bygges ud til Storbritannien eller Holland. Det gælder især, hvis der ikke bygges ud med væsentlige mængder af gaskraft i Norge. I denne vurdering indgår beregning af driftsnytte, mindre risiko for tørårsrationering og handel med regulerkraft. Resultaterne er dog følsomme over for ændringer i forudsætninger. Med en forbedret energibalance i Norge og Sverige vil driftsnytte være væsentlig mindre, jf. Nordels Prioriterede Snit [Ref. 6].

Hvis der bygges en forbindelse mellem Norge og Holland, vil den samfundsøkonomiske nytte påvirkes. Eltra og Statnett har påbegyndt en revurdering af studiet fra 2003.

Forbindelsen vil i givet fald blive tilsluttet på 400 kV i Tjele og Kristiansand og kan

tidligst være i drift i 2008-2010. Der er ikke truffet aftaler med Statnett om at udbygge Skagerrakforbindelsen.

Ved tilslutning i Tjele og Kristiansand opnås den fordel, at Skagerrak 1 og 2 kan drives som en bipol. Det samme gælder Skagerrak 3 og 4. Overføringskapaciteten på Skagerrak 4 kan blive 600-690 MW.

Den norske interesse for en ny forbindelse på Skagerrak kan afhænge af muligheden for at etablere en forbindelse mellem Norge og Holland. Statnett og Tennet har ansøgt deres energimyndigheder om tilladelse til at etablere forbindelsen.

Der er ikke planer om at skrotte Skagerrak, pol 1 og pol 2. Eltra og Statnett har igangsat et projekt, som i 2007-2008 vil resultere i udskiftning af kontrolanlægget til Skagerrak, pol 1 og pol 2. Kontrolanlægget er moden til udskiftning, da det er besværligt at få reservedele og kvalificerede teknikere til det ca. 30 år gamle udstyr. Der foreligger tekniske anbefalinger af projektet fra Eltra og Statnett. Den endelige beslutning forventes at blive truffet inden udgangen af 2004.

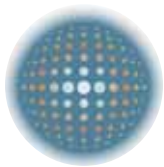
Storebæltsforbindelsen, 2009-2012

Der er for nærværende ikke nogen elektrisk transmissionsforbindelse over Storebælt. Det skyldes blandt andet, at Vestdanmark er synkront med resten af Europa i UCTE, og at Østdanmark er synkront med resten af Nordel-området.

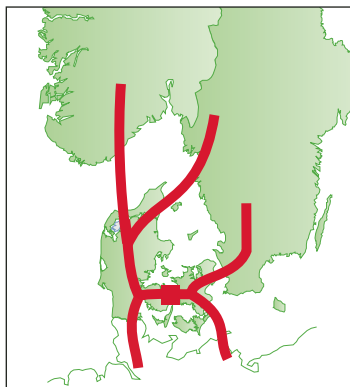
Det må dog forventes, at arbejdet på sigt skal planlægges efter et samlet dansk net.

Det er planlagt at bygge en HVDC-forbindelse over Storebælt inden for planperioden. Tidspunktet er ikke fastlagt, men det forventes at ligge i 2009-2012. Der er ikke indgået aftale med Elkraft om etablering.

Tilslutningen skal ske i et stærkt netpunkt på begge sider af bæltet. Det er forudsat, at forbindelsen tilsluttes i Vestdanmark på 400 kV i station Fraugde, der er forberedt



Figur 13
Storebæltsforbindelsen kommer til at fungere som samleskinne for de nordiske nord-syd transportkanaler.



til dette. Der er mulighed for på sigt at føre den næste forbindelse ind i Vestdanmark samme sted eller i Trige- eller Mallingområdet. Valget afhænger af, hvilke transportforbindelser skal føre. Valg af tilslutning afhænger af, om der på sigt skal planlægges for mere end en forbindelse.

Hidtidige undersøgelser har ikke gjort det muligt at finde samfundsøkonomisk lønsomhed i en forbindelse over Storebælt. Senest er der i december 2003 gennemført studiet "Notat om elektrisk Storebæltsforbindelse" [Ref. 7]. Det er lavet på baggrund af et politisk ønske efter driftsforstyrrelsen den 23. september 2003 i Sydsverige og på Sjælland.

En Storebæltsforbindelse har både en nordisk vinkel og en national dansk vinkel.

Det nordiske elmarked

Set fra det nordiske elmarked vil forbindelsen medvirke til at øge fleksibiliteten, fordi den kan fungere som en slags "samleskinne" for de nordiske nord-syd transportkanaler.

Den såkaldte samfundsøkonomiske driftsnytte af en Storebæltsforbindelse afhænger af energi- og effektbalancen i Norden – især i Norge og Sverige. Forbindelsen er ikke lønsom, når man alene ser på denne driftsnytte i et nordisk perspektiv. Nyttens vurderes at kunne betale ca. 45 % af omkostningerne, hvis energibalancen er som nu, og ca. 65 %, hvis den forværres. Andre nordiske nytteværdier som tørårssikring i Norge kan eventuelt medtages i vurderingen.

Transporterne på Storebælt ser ud til primært at foregå fra vest mod øst og videre mod Sverige. Nyttewærdien af en Storebæltsforbindelse forringes, hvis det svenske Snit 4 er forstærket væsentligt i forhold til den nuværende kapacitet.

På nordisk plan fører en Storebæltsforbindelse til, at elforbrugerne samlet set tjener penge gennem lavere elpriser. Producenterne taber tilsvarende penge.

En national dansk vinkel

En Storebæltsforbindelse vil medføre store omfordelinger mellem producenter og forbrugere.

En Storebæltsforbindelse er et nationalt anliggende. Den må derfor betragtes som en intern dansk transmissionsforbindelse.

En Storebæltsforbindelse vil medvirke til, at der ofte vil være samme pris i det vest- og østdanske prisområde i modsætning til den nuværende situation, hvor der ofte er forskellige priser i de to prisområder. Effektbalancen er positiv for både Vest- og Østdanmark. Balancen på Sjælland er dog bekymrende, blandt andet fordi Sjælland er meget afhængig af en vigende balance i Sydsverige. En Storebæltsforbindelse kan mindske afhængigheden af Sverige.

En Storebæltsforbindelse kan desuden give mulighed for, at producenter får tilladelse til at skrotte miljøbelastende og utidssvarende produktionskapacitet. Det vil især være aktuelt i Københavnsområdet.

En Storebæltsforbindelse kan stabilisere den samlede danske effektbalance. Den kan også medvirke til et bedre fungerende marked for indkøb af systemtjenester og reguleringstjenester.

Gevinsterne her til kan være større end de markedsmæssige gevinster.

En Storebæltsforbindelse på f.eks. 600 MW bør af hensyn til den nationale helhed medtages i den nationale infrastrukturhandlingsplan.

Renoveringsprojekter, 2005-2012

Der er en række, større renoveringsprojekter, der skal gennemføres frem mod 2012 uafhængig af ny- og ombygningerne.

Renoveringsprojekterne fremgår af **Bilag 2**.

Renoveringsarbejderne opfattes som en del af selskabernes drift og vedligeholdelse.

HVDC-luftledning- en, Skagerrak 3, 2006-2008

Der skal ske omgalvanisering af masterne på Tjele-Bulbjerg (Norgesforbindelsen) og eventuelt en udskiftning af pollederne på delstrækninger. Omfang og tidspunkt afventer afgørelse om bygning af pol 4.

Pollederne for pol 1, 2 og 3 forventes udskiftet på strækningen Tjele-Bulbjerg i 2006-2007. Udskiftning af isolationen for pol 1 og 2 forventes i 2007 eller 2008.

Udetiden vil sammenlagt være i størrelsesordenen 4x3 uger. Denne kan kombineres med de ordinære udetider på HVDC-stationerne, så den ekstra udetid begrænses.

HVDC-luftledningen, Konti- Skan 1 og 2, 2006-2007

Udskiftning af isolation på luftledningen Vester Hassing-Stensnæs og Læsø forventes i 2006 eller 2007. Udskiftningen sker i forbindelse med de ordinære revisioner på HVDC-stationen.

Opgradering af Landerupgård- Hatting-Malling, 2005-2006

Der er behov for at øge kapaciteten på 150 kV-systemet på kombistrækningen Landerupgård-Hatting-Malling.

Kombistrækningen Landerupgård-Hatting-Malling er bygget, så 400 kV-systemet hænger øverst, og 150 kV-systemet hænger nedenunder.

Strækningerne er oprindeligt udført med dupleks 454 mm² for 50 °C ledertemperatur. Det giver en overføringskapacitet på 1.300 A. Der er behov for at drive 150 kV-systemet ved 80 °C, så den kontinuerede overføringsevne skal øges til 1.900 A.

På delstrækningen Landerupgård til Knabberup er der højde nok til at øge temperaturen. Den bliver skrevet op i 2005 samtidig med, at Skærbækværket-Knabberup-Hatting fra 1957 fjernes.

På delstrækningen fra Knabberup til Hatting er der tre spænd, hvor masterne skal forhøjes/flyttes. Opgraderingen udføres i 2005. På delstrækningen Hatting-Malling skal masterne ved otte spænd forhøjes/flyttes. Dette forventes også udført i 2005.

Renovering af 400 kV-anlæg, 2005-2012

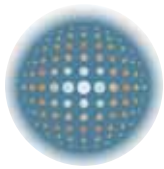
På 400 kV-nettet forestår følgende renoveringsopgaver frem mod 2012, se **Bilag 2**.

På den ældste Limfjordskrydsning males masterne, og adgangsveje samt platforme udskiftes i 2005 og 2006 med én mast hvert år.

På 400 kV Askær-Tjele-Ferslev (delstrækning Tange-Års) og på 400 kV Kassø-Landerupgård (delstrækning Kassø-Magstrup) renoveres fundamenterne i 2005.

På Askær-Revsing, Tjele-Års og Klipleve-Kassø udskiftes jordtrådene i 2005.

På Fynsledningerne forberedes en senere omgalvanisering af masterne ved et pilotprojekt i 2005 til afklaring af såvel tilstanden af master og armaturdele som metoden ved en kommende omgalvanisering. Masterne forventes at skulle omgalvaniseres, og armaturdelene udskiftes omkring 2008.



Ved Suldrup i Nordjylland fik Jægerkorpset fra Aalborg en realistisk mulighed for at sprænge en stålkonstruktion bort. Knæk-masten lagde sig perfekt til hvile på marken.

På de ældste 400 kV (og 220 kV)-ledninger forventes et behov for udskiftning af fase-tråde i perioden 2008-2012. Det gælder følgende strækninger: 220 kV Ensted-Grænsen, 220 kV Kliplev-Kassø, 400 kV (Kassø-Revsing) Tjele-Års og eventuelt Års-Ferslev.

Renovering af 150 kV-anlæg

I NV Nets område forestår der en del faselederudskiftninger. Der skal renoveres eller udskiftes komponenter på følgende 150 kV-strækninger inden for de nærmeste 5 år. Det er: Jerslev-Starbakke/Bredkær, Vendsysselværket-Hvorupgård, Vendsysselvær-

ket-Vester Hassing, Frøstrup-Nors-Bedsted, Hvorupgård-Nibstrup, Hvorupgård-Skansen.

Midtjyske Net forventer i perioden 2007-2012 at skulle renovere blandt andet 150 kV-luftledningsstrækningerne Trige-Mesballe, Trige-Mesballe (-Åstrup), Tange-Bilstrup, Bilstrup-Struer og Tange-Bjørnholt. Desuden renoveres 150 kV-stationsanlæg i Mesballe, Bilstrup, Hasle, Tange, Tjele og Trige.

Sydøstjyske Net forventer i perioden 2007-2012 at skulle renovere blandt andet: 150 kV-luftledningsstrækningerne Landerupgård-Skærbækværket og Ryttergård-Skærbækværket. Desuden renoveres 150 kV-stationsanlæg i Skærbækværket og Bramdrup.

Syd Net forventer i perioden 2007-2012 at skulle renovere blandt andet: 150 kV-luftledningstrækningerne Kassø-Bredebro, Bredebro-Ribe og Ribe-Lykkegård. Desuden renoveres 150 kV-stationsanlæg i Enstedværket, Magstrup, Sønderborg, Bredebro og Kassø.

Vestjyske Net 150 kV har planlagt at foretage renoveringer af 150 kV-luftledningen Videbæk-Idomlund, idet der i 2005 sker en omgalvanisering. Jordtråd med lysleder forventes samtidig monteret. Der forventes renovering af 150 kV-ledningen Herning-Struer i planperioden. Endelig stillingtagen afventer udfaldet af den langsigtede plan for Vestkysten.

FynsNet har ikke planer om at renovere luftledningsnettet på Fyn inden for planperioden.

Renoveringsprojekternes tidsmæssige gennemførelse i 150 kV-nettet fremgår af **Bilag 2**.

Mulige ny- og ombygninger i perioden indtil 2012

Ud over de planlagte og tidssatte anlæg er der en række perspektivprojekter, der kan blive aktuelle i perioden frem til 2012.

400/150 kV-transformer i Landerupgård

Med udsigten til, at 400 kV- og 150 kV-nettet skal fungere som et fuldt integreret transmissionsnet og med de stigende transporter på 400 kV-niveau som følge af saneringer og større handel over landegrænser, kan der i perioden indtil 2012 blive behov for forøget 400/150 kV-transformerkapacitet.

Der kan forekomme lave spændinger i Landerupgårdområdet ved mangel af den eksisterende Landerupgårdtransformer. Det kan derfor blive aktuelt at installere en ekstra 400/150 kV-transformer på 400 MVA. Dermed reduceres også afhængigheden af markedsaktørens planer.

Ombygning af Kassø-Revsing til to systemer medvirker til at udskyde behovet for den ekstra transformer.

Saneringer i nettet omkring Trige

I forbindelse med bygning af 400 kV-strækningen Vendsysselværket-Trige har Århus Amt medtaget en række 150 kV- og 60 kV-saneringer ved station Trige, som vilkår i deres regionplantillæg. Det gælder:

- 60 kV Søften-Trige (1,1 km er kabellagt) 4,5 km
- 60 kV Trige-Hadsten Syd (1,0 km er kabellagt) 5,1 km
- 150/60 kV Mollerup-Trige 1,8 km

- 150 kV Trige-Studstrupværket (et system) 13,4 km
- 150 kV Trige-Mesballe 4,0 km
- 150 kV Trige-Mesballe (-Åstrup) 0,9 km

Den eneste strækning, der er med i Midtjyske Nets oprindelige kabelhandlingsplan, er 150 kV Trige-Mesballe, hvor der er skitseret en partiel kabellægning omkring Hårup på 1,5 km, **Figur 14**. Der kan vælges en samlet løsning fra Trige forbi Hårup.

Af **Figur 14** fremgår en oversigt over den samlede mængde af kabellægninger og saneringer i området.

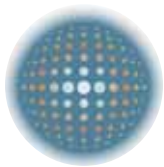
Der er ikke indgået yderligere aftale mellem amtet og elselskaberne, og det er på nuværende tidspunkt uafklaret, hvor mange af de nævnte strækninger der skal gennemføres sanering af og hvornår. Der henstår desuden også en afklaring af økonomien omkring saneringerne, eftersom mange ejere komplicerer sagen.

Reaktiv effekt

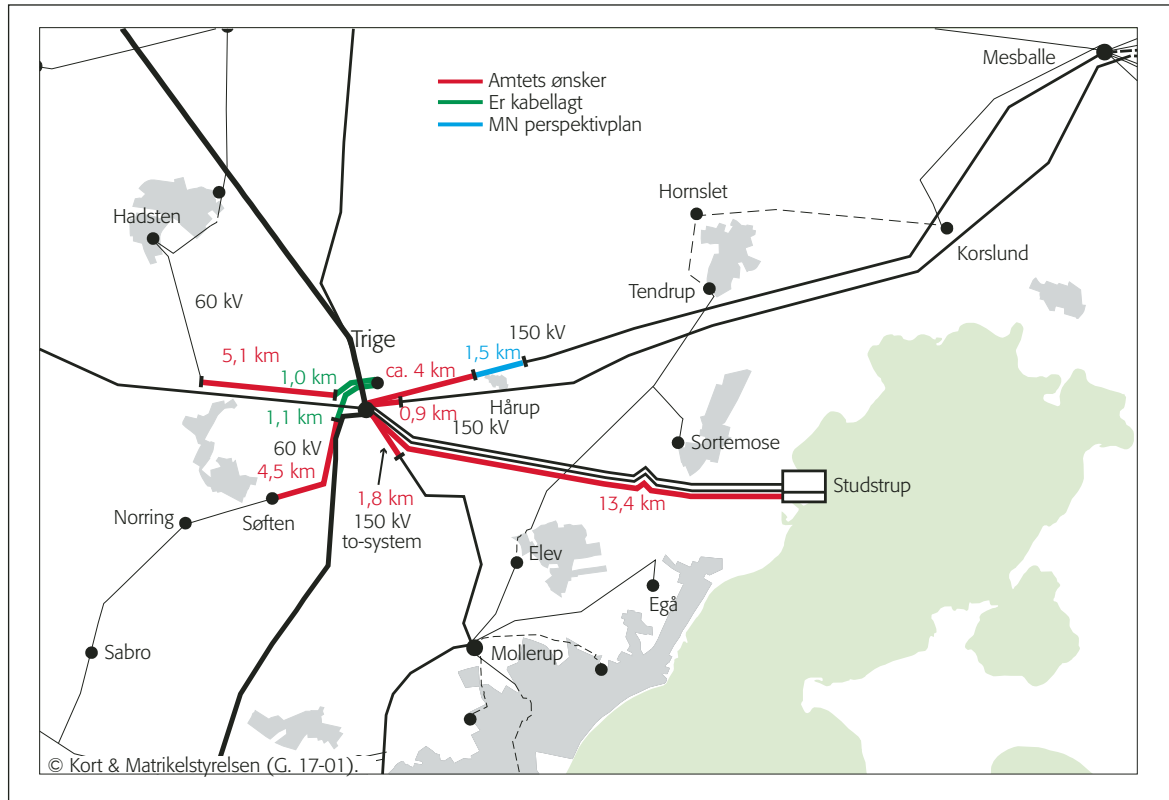
Reaktiv effekt har stor betydning for spændingerne i nettet og for spændingsreguleringen. Dermed bliver tilstedeværelsen af reaktiv effekt også afgørende for driftssikkerheden.

For at sikre et effektivt marked for aktiv effekt indbygges den nødvendige mængde af reaktiv effekt i infrastrukturen. Der forudses ikke en samtidig markedsordning for reaktiv effekt.

Hensigten med den nye Mvar-ordning er blandt andet at minimere transporterne af reaktiv effekt. Den systemansvarlige virksomhed foretager en samlet dimensionering og drift af den reaktive effekt på 400-150 kV-nettet under hensyntagen til 1) forskellige driftsmønstre i markedet og 2) de bånd, der er givet i 150/60 kV-grænsefladen.



Figur 14 Samlet oversigt over mulige saneringer omkring station Trige.



Det er hensigten, at de underliggende net fra 2006 højst må trække 500 Mvar fra transmissionsnettet og højst levere 200 Mvar op i transmissionsnettet. Det forventes ikke, at der skal installeres reaktiv effekt på transmissionsnettet af hensyn til balancen i distributionsnettene.

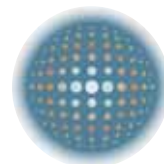
Behovet for reaktiv effekt på transmissionsnettet afhænger af 1) udbygningen af transmissionsnettet, 2) den spændingsprofil, der bør lægges ved henholdsvis sydgående og nordgående transport, og af 3) den spænding, der er på den dansk-tyske grænse.

Der skal normalt kunne etableres en spændingsforskel på ca. 3-5 kV mellem Nordjylland og Sydjylland. Det kræver formodentlig ekstra reaktiv effekt snarest. Med udbygninger i transmissionsnettet (400 kV Kassø-Revsing, Idomlund-Endrup 150 kV-

kabler) er der derudover behov for ca. 100 Mvar reaktorkapacitet inden for perioden til 2009.

Der er situationer, hvor der forekommer lave kortslutningseffekter især i Nord- og Vestjylland. De forekommer, hvis der er få, centrale kraftværker på nettet. På 150 kV-nettet forventes de laveste kortslutningseffekter at være af størrelsesordenen 600-800 MVA. I flere tilfælde har lave kortslutningseffekter været med til at øge udfaldet af de decentrale værker.

I sommeren 2004 er der foretaget måling i området omkring Bedsted af, hvordan spændingsspring udbredes ned gennem nettene, når der kobles med reaktive komponenter på transmissionsnettet. Resultatet af målingerne viser, at der sker en dæmpning af spændingsspringene ned gennem spændingsniveauerne på ca. 40 %, når der



er decentral kraftvarme i drift [Ref. 16]. Når der ikke er decentral kraftvarme i drift, er der stort set ingen dæmpning af spændingsspringene. Det tyder på, at forbrugerne ikke har væsentlige konsekvenser af koblinger med reaktiv effekt på transmissionsnettet.

Det hænger også sammen med, at den decentrale produktion er med til at øge kortslutningseffekten på distributionsnettene.

Med de stigende mængder af vindkraft vil der blive et øget behov for spændingsstabilisering. Samlet set er der behov for både spændingsregulering, reaktiv effekt og kortslutningseffekt.

De to eksisterende synkronkompensatorer har været en stor hjælp ved driften af elsystemet. De har givet kortslutningseffekt og gør systemet mindre afhængigt af roterende værker.

For at reducere systemets afhængighed af markedsaktørernes planer forventes der installeret en synkronkompensator i det område af Jylland, hvor kortslutningseffekten er lavest. Placeringen er mest naturlig i Idomlund, og tidspunktet kan være 2006-2008. Størrelsen forventes at være 100-200 Mvar.

En synkronkompensator tilgodeser behov for at sikre spændingsreguleringen og forøge kortslutningseffekten. Som alternativ kan det komme på tale at vælge et SVC-anlæg eller et STATCOM-anlæg. En nærmere vurdering skal afgøre størrelse og placering. Vælges et STATCOM-anlæg, kan placeringen et andet sted end Idomlund være aktuel.

Forøgelse af overføringskapaciteten på Tysklandsgrænsen

Opgradering af Tysklandsgrænsen skal ske under hensyntagen til de begrænsninger, der er i nettet i Nordtyskland. Her spiller den installerede vindkraft en vigtig rolle. Den forventes fremover at kunne begrænse handelskapaciteten til nogle få hundrede MW.

I 2002 har E.ON Netz og Eltra afsluttet en analyse af overføringsforholdene i grænseområdet med henblik på at fastlægge udbygningsbehovene i grænseregionen. Analysen omhandlede behov og mulighed for at øge kapaciteten på kort og på langt sigt.

Begrænsningerne ved store, sydgående transporter ligger først og fremmest i det tyske net – ved Elben. Begrænsninger ved store nordgående transporter ligger både i Tyskland og i Jylland.

Resultatet var, at forøgelse af overføringskapaciteten kan blive aktuel på kort sigt ved anvendelse af tværspændingstransformere f.eks. i Kassø og Flensborg. En ny 400 kV-luftledning til erstatning af 220 kV-forbindelserne forventes først at kunne være i drift i perioden 2010-2015.

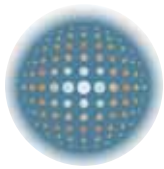
Nordels analyser om prioriterede snit tyder på, at der er langt større marginale nytteværdier ved at forstærke nettet ud af Nordel-området end inden for området. Det skyldes adgangen til andre markeder, se afsnittet "Kapacitet til nabo-områder", side 21.

Forstærkninger af grænsen Jylland-Tyskland vil derfor være samfundsøkonomisk lønsom, blandt andet fordi der er tale om en forstærkning på vekselstrøm, som er billigere end forstærkning på jævnstrøm.

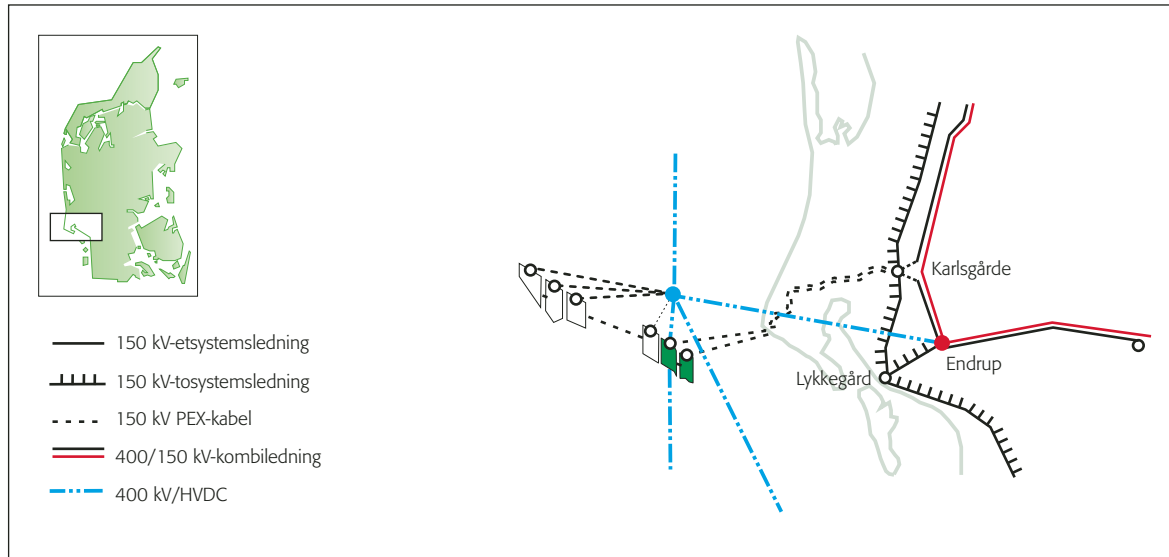
EU har gennem TEN udpeget den dansk-tyske grænse til at være et af de mest betydningsfulde steder med flaskehalse i Europa. Eltra finder det bekymrende, at der fra E.ON Netz' side ikke er en positiv interesse for at øge kapaciteten eller for at vedligeholde den nuværende kapacitet på den dansk-tyske grænse.

Eltra har taget initiativ til at fortsætte samarbejdet fra 2002 med E.ON Netz om kapaciteten på Tysklandsgrænsen. Den manglende udvikling af det tyske energimarked har hidtil været en barriere for fremdriften [Ref. 17].

I øjeblikket anvendes der ikke tværspændingstransformere i Eltra's område. Ved f.eks. at anvende tværspændingstransfor-



Figur 15 Muligt opsamlingsnet for havmøller ved Horns Rev.



mere i 220 kV-systemerne vil overføringskapaciteten på grænsen kunne udnyttes bedre. Effekten kan styres over på 400 kV-forbindelserne, så 220 kV-forbindelserne aflastes. Dermed kan kapaciteten øges flere hundrede MW.

Stabilitetsanalyser har vist, at det er muligt at øge kapaciteten i sydgående retning uden væsentlig udbygning af nettet i Jylland.

Hensynet til momentanreserven fra UCTE skal dog stadig tilgodeses.

Opsamlingsnet for havmøller

I forbindelse med bygning af Horns Rev B etableres der en 150 kV-ringforbindelse til opsamling af effekten fra Horns Rev A og Horns Rev B. Transportkapaciteten i denne ringforbindelse er dermed fuldt udnyttet.

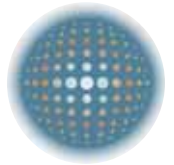
Hvis der skal ske en fortsat udbygning af vindkraften på Horns Rev, forudsættes det at ske i større afstand fra kysten. Der skal derfor ske en yderligere udbygning af offshorenettet. Der er derfor brug for en overordnet plan for udbygning af området. Den forventes udarbejdet som en del af den nationale infrastrukturhandlingsplan.

Afhængig af den langsigtede mængde vindkraft i området skal der vælges andre løsninger med 150 kV. Det kan være 400 kV eller HVDC eller en kombination. En mulighed er at trække et stærkt punkt ud på havet og etablere et antal ringforbindelser herudfra. Hvis ring 1 etableres omkring Karlsgårde, kan ring 2 og ring 3 etableres omkring offshorepunktet.

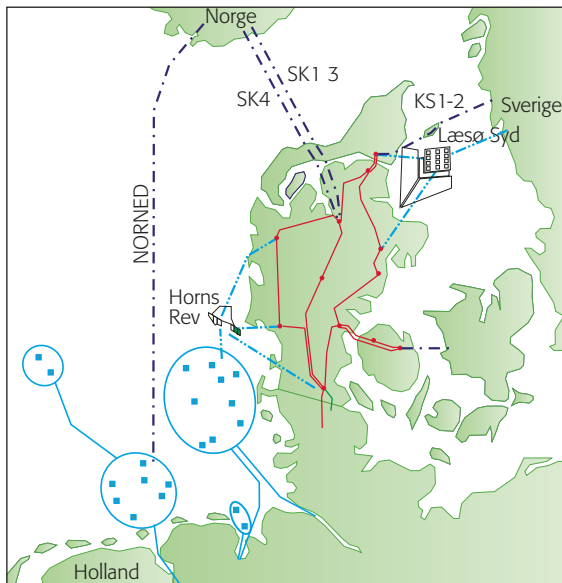
Et opsamlingsnet på havet vil være med til at aflaste transmissionsnettene på land, hvis den har forbindelse til flere punkter på land. Offshorenettet er et supplement til transmissionsnettet – det er ikke et alternativ.

De 400 kV-indføringsprodukter, der på sigt vil være aktuelle for tilslutning af yderligere vindkraft ud over Horns Rev B, er Kassø, Endrup og Idomlund afhængig af de enkelte parkers placering, **Figur 15**.

Med store mængder vindkraft i Nordsøen vil det være en naturlig international opgave at sikre en opsamling af effekten. Det vestdanske offshorenæt skal derfor koordineres med tyske og eventuelt hollandske planer, jf. Systemplan 2004. Det kan føre til et internationalt Nordsønet, **Figur 16**.



Figur 16 Struktur af et muligt offshoret net i Nordsøen.



Et opsamlingsnet på havet – eller dele af det – kan blive aktuelt inden 2012. Det bør indgå i den nationale handlingsplan for infrastrukturen.

Koncentrationerne af vindkraft i Nordsøen kan periodevis medføre problemer med at balancere produktionen. Det kan blive aktuelt at åbne pladser syd for Læsø inden for planperioden, **Figur 16**. Her er der i mindre grad basis for et internationalt samarbejde.

Yderligere saneringer i Aalborgområdet

Eltra har i marts 2001 givet tilsagn om saneringer i nettet frem til omkring 2014 under forudsætning af, at myndighederne godkender relevante erstatningsanlæg [Ref. 15]. Af aftalen fremgår det:

Senest 4 år efter idriftsættelse af den nye 400 kV-forbindelse igangsættes en vurdering af behovet for yderligere elmæssige 400 kV-forstærkninger mellem Ferslev og Vendsysselværket (anslået 2008).

Resultatet af denne vurdering skal blandt andet sikre, at strækningen mellem Ferslev

og Vendsysselværket ikke belastes yderligere med luftledninger.

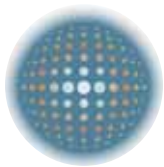
I drøftelserne mellem Eltra, Energistyrelsen og amtet skal indgå muligheden for at have i alt to masterækker til 400 kV i Romdrup Ådal mellem Gistrup og Limfjorden for at forkorte et eventuelt nødvendigt, fremtidigt 400 kV-kabel i eksisterende tracé mellem Vendsysselværket og Ferslev.

Senest 6 år efter idriftsættelsen af den nye 400 kV-forbindelse nedtages den eksisterende 400 kV-forbindelse mellem Gistrup og Limfjorden (anslået 2010), se afsnittet "Saneringsplanlægningen" side 27. Senest efter yderligere 5 år (i alt 11 år) nedtages den eksisterende forbindelse gennem Indkildedalen (fra Kongshøj/Skudshale til Gistrup). (Anslået 2015).

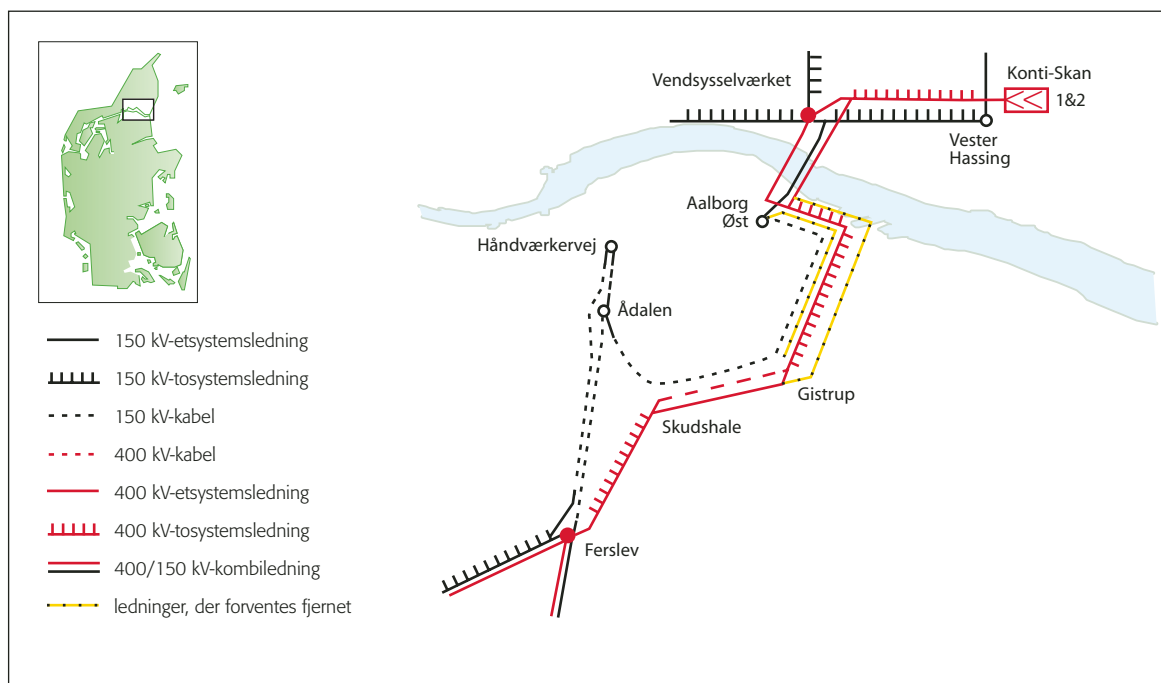
Eltra's nuværende formulering af Netdimensioneringskriterierne ligestiller ikke to luftledningssystemer på en tosystems-masterække med to separate luftledninger. Behovet for yderligere elmæssige 400 kV-forbindelser beror derfor på en revurdering af netudbygningskriterierne. Det beror også på udviklingen i overførselsbehov, renoveringsbehov på eksisterende anlæg og myndighedernes godkendelse af anlægsprojekterne.

Det er forudsat, at der også på længere sigt kan blive behov for at bibeholde de to 400 kV-masterækker mellem Gistrup og Limfjorden. Den ene masterække nedtages derfor kun, hvis der ikke er brug for den.

Nogle væsentlige forudsætninger for udbygningsbehovet er kapaciteten mellem Jylland og Sverige og indpasning af eventuelle havmøller ved Læsø. Ifølge aftalen er samtlige 150 kV-luftledninger syd for Limfjorden fjernet i 2010 på nær strækningen Aalborg Øst-Vendsysselværket. Desuden er den østlige 400 kV-forbindelse fra 1973 fjernet mellem Gistrup og Limfjorden. Det sker, hvis der ikke er behov for tre 400 kV-forbindelser mellem Ferslev og Limfjorden, se **Figur 17**.



Figur 17 Forventet net i Aalborgområdet omkring 2010, hvis der ikke er behov for tre 400 kV-forbindelser.



Senest i 2015 nedtages også 400 kV-maste-rækken fra Skudshale til Gistrup – hvis der ikke er brug for tre 400 kV-forbindelser.

150/60 kV-stationer

Der må påregnes enkelte nye 150/60 kV-stationer i perioden 2009 til 2012.

Den store vindkraftudbygning i Thy, Mors og Salling har medført behovet for ekstra 150/60 kV-transformere i Bilstrup og i Bedsted. I de nærmeste år forventes udbygningerne på Mors at ske på 60 kV. En ny

150/60 kV-station i enten Nykøbing eller Roslev forventes at blive nødvendig omkring 2009.

Transformerne på 150/60 kV-station Lykkegård (2 x 75 MVA) har en høj alder. De er fra 1962 henholdsvis 1968. Disse transformere forventer Vestjyske Net 150 kV udskiftet omkring 2009. Som alternativ til dette kan det blive aktuelt at oprette 150/60 kV-station Jegsmark i den nordlige del af Esbjerg, da forbrugsstigningerne forventes at være større her.

Økonomi

Alle indberettede investeringer i ny- og ombygninger af 400 kV- og 150 kV-transmissionsnettet for perioden 2005-2012 er medtaget.

Der er dog en forskellig tids-/planlægningshorisont i de enkelte selskaber. FynsNet har på nuværende tidspunkt ingen investeringer i perioden. NV Net og Midtjyske Net har medtaget investeringer for en horisont på ca. 5 år. Vestjyske Nets investeringsplan er tæt sammenkædet med Eltra's investeringer på Vestkysten.

De enkelte projekter for Eltra og de regionale transmissionselskaber præsenteres med budgettal. Anlægsprojekter og tilhørende budgettal for hvert enkelt projekt er præsenteret i tabellerne i **Bilag 5**.

Perioden 2005-2012 er opdelt i to delperioder, 2005-2008 og 2009-2012. Investeringer i perioden 2005-2008 er de mest konkrete. Der er enkelte perspektivprojekter, som ikke er besluttet endnu.

For anlæg, som ikke ejes af Eltra, laves en skriftlig aftale mellem anlægsejeren og Eltra om projektets gennemførelse og betalingsfordeling. Økonomioplysninger i dette afsnit er fortrinsvis budgettal. Først når anlægsregnskab foreligger, og forhandlinger om endelig betalingsfordeling er afsluttet, kendes et projekts præcise omkostninger.

Investeringer i transmissionsnettet skal som hovedregel finansieres inden for de indtægtsrammer, som Energitilsynet udmelder. Tidligere tiders henlæggelser til investeringer er afløst af finansiering ved låneoptag eller egne midler i selskaberne.

Samlet investeringsbehov

Eltra's samlede investeringsbehov for perioden 2005-2008 er på 1.707 mio. kr., **Tabel 7**. Perspektivprojekter, der ikke er besluttet endnu, indgår heri med 290 mio. kr. For de regionale transmissionselskaber er der i perioden budgetteret med en samlet investering på ca. 746 mio. kr.

Eltra og de regionale transmissionselskaber har forventninger om lidt lavere investeringer i 2005 end i henholdsvis 2004 og 2006. Det skyldes, at 2004 var et meget aktivt år som følge af færdiggørelsen af 400 kV-strækningen Vendsysselværket-Trige. I 2006 forventer Eltra at gå i gang med investeringer, der angår 400 kV-strækningen Kassø-Revsing.

Saneringer

Kabellægningsprojekter og saneringer planlagt af de regionale transmissionselskaber bliver udskudt, når man betragter investeringsplanen over tid. Det skyldes, at saneringspolitikken er ændret, se afsnittet "Saneringspolitik", side 27, og at besluttede projekter har lang myndighedsbehandling.

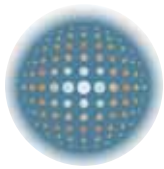
Eltra's samlede investeringsbehov i perioden 2009-2012 er på 2.174 mio. kr.

Det er planlagt at bygge 400/150 kV-ledningen Idomlund-Endrup til 560 mio. kr., hvoraf Vestjyske Net 150 kV A/S står for 150 kV-anlæg til 190 mio. kr.

En HVDC-Storebæltsforbindelse til 600 mio. kr. og en Skagerrak 4-forbindelse til ca. 1.000 mio. kr. For perioden 2009-2012 er der afsat midler til planlagte projekter og til perspektivprojekter uden beslutning.

De årlige investeringer for Eltra ligger på omkring 400-800 mio. kr. om året frem til 2012. For de regionale transmissionselskaber er perioden 2009-2012 mere usikker, eftersom ikke alle selskaber har perspektivprojekter med i deres planlægning.

Tabel 7 er opdelt på regionale transmissionselskaber og Eltra. Til sammenligning er 2004 taget med. Der er foretaget en sum-



Tablet 7 Det forventede investeringsbehov i transmissionssystemet for 2005-2012 inklusive perspektivprojekter.

Total 1.000 kr.	2004	2005	2006	2007	2008	Sum 2005-2008	2009	2010	2011	2012
Eltra	357.752	39.352	212.124	491.000	965.000	1.707.476	662.000	724.000	394.000	394.000
FynsNet	-	7.000	-	-	-	7.000				
Midtjyske Net	3.400	63.400	40.400	42.000	44.600	190.400	32.000	100.900	32.000	32.000
NV Net	79.146	24.762	41.546	37.971	43.512	147.791	850	-	-	-
Sydøstjyske Net	-	48.700	32.600	14.100	7.700	103.100	6.000	6.000	6.000	6.000
Syd Net	-	16.300	-	27.800	47.400	91.500	23.000	23.000	23.000	23.000
Vestjyske Net 150 kV	-	8.707	9.000	64.600	124.125	206.432	110.925	15.000	5.200	26.000
Sum	440.298	208.221	335.670	677.471	1.232.337	2.453.699	834.775	868.900	460.200	481.000

mering af investeringerne for 2005-2008, da de for størstedelen repræsenterer besluttede projekter.

Renoveringer

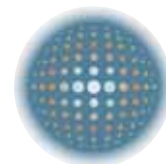
Renoveringer af højspændingsnettet og sta-

tionerne på 400 kV-, 220 kV- og 150 kV-systemerne vil blive øget i perioden frem mod 2012 både for Eltra og for de regionale transmissionsselskaber. Det skyldes, at meget materiel er ved at nå den nominelle levetid på 30-40 år. Sammenlagt for Eltra

Tablet 8 Investeringerne i gennemførte projekter 2003 og 2004.

Hovedprojekt Delprojekt - 1.000 kr.	Eltra	FN	MN	NV	SJN	SN	VN
400 kV Vendsysselværket-Trige*							
400 kV Bramslev-Haverslev, del 4	134.300						
400 kV Katbjerg-Bramslev, del 2	37.700						
400 kV Tebbestrup-Hornbæk, del 2	53.500						
400 kV Skudshale-Gistrup, del 2	72.900						
400 kV Ferslev-Vendsysselværket, del 6	57.000						
400/150 kV Tebbestrup kabelst., del 2	15.000						
400/150 kV Hornbæk-Katbjerg, del 1	83.000						
400/150 kV Katbjerg kabelstation, del 2	15.000						
400/150 kV Trige-Tebbestrup, del 5	97.300						
400/150 kV st. Trige, felt Ferslev, del 5	10.200						
400/150 kV Hornbæk kabelstation, del 2	15.600						
400/150 kV Skudshale kabelstation, del 2	8.300						
400/150 kV Gistrup kabelstation, del 2	7.900						
400/150 kV st. Vendsysselværket, felt Ferslev, del 6	3.600						
400/150 kV st. Ferslev felter mm., del 3	54.900						
150 kV Trige-Hornbæk, demontage			2.500				
150 kV Tebbestrup-Hornbæk, Gudenåen			9.000				
150 kV Haverslev-Ferslev, del 7	29.300						
150 kV Haverslev-Ferslev, inkl. kabel				19.972			
150 kV Haverslev-Tinghøj, inkl. kabel				32.000			
150 kV ombygning Ferslev-Mosbæk-Smorup				18.671			
150 kV Tinghøj-Mariager Fjord inkl. fjordkabel og reaktor				17.768			
400 kV-projekter							
Askær-Tjele, udskiftning jordtråd	10.900						
150 kV-projekter							
150 kV st. Hornbæk, ombygning			16.100				
150 kV stationssanering			1.600				
150 kV renovering Mosbæk-Frøstrup v/Vejlerne				1.874			
150 kV Ådalen-Gistrup-Aalborg Øst				17.593			
Øvrige projekter							
Landerupgård-Hatting, fundament renovering	1.500						

Note: Projekter med * markering har ikke afsluttet aftale om betalingsfordeling. Tal i denne tabel kan ikke sammenlignes med 2004-tal i **Tablet 7**.



Tabel 9 Oversigt over det forventede investeringsbehov i perioden 2005-2012 for Eltra. Perspektivprojekter er projekter, som ikke er besluttet endnu.

Eltra's projektstatus 1.000 kr.	2005	2006	2007	2008	I alt	2009	2010	2011	2012
Igangværende projekter	(52.560)				(52.560)				
Kommende projekter	78.912	182.124	327.000	882.000	1.470.036	608.000	570.000	240.000	240.000
Perspektivprojekter	13.000	30.000	164.000	83.000	290.000	54.000	154.000	154.000	154.000
Samlede investeringer	39.352	212.124	491.000	965.000	1.707.476	662.000	724.000	394.000	394.000

Note: Igangværende projekter er opført med negativ værdi. Det skyldes uafsluttede regnskaber vedrørende 400 kV-projektet Vendsysselsværket-Trige, herunder betalingsaftaler med transmissionsselskaber og salg af opkøbte ejendomme.

og transmissionsselskaberne er der i perioden 2005-2008 budgetteret med at anvende 371 mio. kr. på renoveringer. Og i perioden 2009-2012 er der budgetteret med samlet at anvende 424 mio. kr.

Afsluttede projekter

I perioden 2003-2004 har Eltra og de regionale transmissionsselskaber afsluttet en række anlægsprojekter. **Tabel 8** indeholder alle 400-150 kV-projekter, der er gået i drift siden Anlægsplan 2003. De oplyste beløb er budgettal for hele projektet. De fleste projekter er gennemført over flere år med løbende udgifter. Udgifterne er ikke alle afholdt i 2003-2004. Først når der foreligger anlægsregnskaber, kendes de præcise omkostninger.

Betalingsordninger

Der er i 2004 aftalt principper for betalingsfordeling. Ved anlæg af nye fællesledninger fordeles betalingen mellem Eltra og det regionale transmissionsselskab normalt efter en 70/30-fordeling. Omkostninger til vedligehold af fælles højspændingsanlæg fordeles normalt mellem Eltra og det regionale transmissionsselskab i forholdet 60/40. En del af udligningen sker endvidere over indtægtsrammereguleringen.

Investeringsbehov, 2005-2008

I perioden 2005-2008 forventer Eltra at skulle investere ca. 1.470 mio. kr. i igangværende og kommende projekter med ny-

og ombygning af transmissionsnettet. Dertil kommer perspektivprojekter, der ikke er besluttet endnu. Perspektivprojekterne vil kræve investeringer på ca. 290 mio. kr. Det samlede investeringsbehov vil være omkring 1.707 mio. kr., hvis alle perspektivprojekter gennemføres.

Det forventede forløb over 2005-2008 fremgår af **Tabel 9**. Der er i de forventede investeringer budgetteret med udgifter til konkrete, besluttede projekter såvel som en række rammer til f.eks. 400 kV-renoveringer, net- og transmissionsanlæg m.v.

Der er budgetteret med 350 mio. kr. for tilslutningen af Horns Rev B havmølleparken. Myndighedsbehandling afgør, om projektet bliver gennemført i 2006-2008.

Der er budgetteret med en 400 MVA-transformer i Landerupgård i planperioden. Som det fremgår i afsnittet "400/150 kV-transformer i Landerupgård", er der ikke truffet beslutning om, hvornår denne transformer eventuelt skal installeres.

Der er ligeledes budgetteret med tilslutning af en synkronkompensator i Idomlund i planperioden på 400/150 kV-nettet. Der er ikke truffet beslutning om, hvornår en synkronkompensator skal tilsluttes, da projektet har status som perspektivprojekt.

Ud over de investeringer, Eltra skal foretage i perioden 2005-2008, skal de seks regionale transmissionsselskaber ligeledes fore-



tage investeringer i ny- og ombygninger i 150 kV-nettet.

En samlet oversigt over anlægsprojekter for perioden fremgår af **Bilag 5**.

De samlede investeringer til og med 2008 er på 2.453 mio. kr. fordelt med 1.707 mio. kr. for Eltra's anlægsprojekter og 746 mio. kr. til anlæg, der etableres af de regionale transmissionsselskaber. Der er tale om en 70/30-fordeling.

Blandt de regionale transmissionsselskaber er der betydelig forskel i tidshorizonten for planlagte anlægsinvesteringer. Vestjyske Net 150 kV og Midtjyske Net tegner sig for ca. 50 % af de regionale investeringer.

Investeringsbehov, 2009-2012

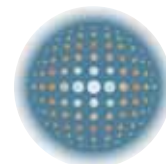
Perioden 2009-2012 er præget af to forhold. Dels er der store planlagte anlæg, og dels er der et betydeligt behov for at få foretaget renoveringer af ledningsstrækning-

ger og stationer i højspændingsnettet. Det er planlagt at bygge en 400/150 kV-kombiledning fra Idomlund til Endrup. Det samlede budget ventes at blive på 560 mio. kr., hvoraf Vestjyske net 150 kV A/S står for 190 mio. kr. til 150 kV-anlæggene.

Det er planlagt at bygge en HVDC-Storebæltsforbindelse på 600 MW til ca. 1.200 mio. kr., hvoraf Eltra budgetterer med at skulle betale halvdelen, fordelt som 200 mio. kr. i hvert af årene 2010-2012. Det vides endnu ikke, om der bliver truffet beslutning om en sådan forbindelse.

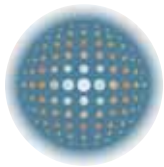
Der er ligeledes budgetteret med en pol 4 på Skagerrak HVDC-forbindelsen mod Norge. Dette projekt er også planlagt. Der er ikke aftalt betalingsfordeling mellem Eltra og Statnett i Norge.

Som et perspektivprojekt uden beslutning er der budgetteret med endnu en havmøllepark i Vestdanmark inden 2012.



Referencer

- Ref. 1 Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af transmissionsnettet m.v., BEK nr. 444 af 11. juni 2002
- Ref. 2 Bekendtgørelse om beredskab for elsektoren (udkast af 19. september 2004)
- Ref. 3 Plangrundlag 2004, dok.nr. 189996
- Ref. 4 Transmissionsnettets rådighedsstatistik 2003, dok.nr. 202889 og Transmissionsnettets rådighedsrapport 2003, dok.nr. 202244
- Ref. 5 Kommissorium for "Handlingsplan for den fremtidige energiinfrastruktur frem mod 2010" af 23. juni 2004
- Ref. 6 Fælles nordiske analyser af vigtige snit i Nordel-systemet
- Ref. 7 Notat om elektrisk Storebæltsforbindelse
- Ref. 8 Kabelrapporten, 150 kV og 400 kV PEX-kabelanlæg, dok.nr 165970
- Ref. 9 Planlægningsmanual for 400 kV og 150 kV PEX-kabelanlæg, dok.nr. 202282
- Ref. 10 Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg fra 1995
- Ref. 11 Økonomi- og erhvervsministerens brev af den 10. juni 2004 til Folketinget, Bilag 409 – 2003-04 med bilag
- Ref. 12 Bekendtgørelse om vilkår for etablering eller væsentlig ændring af 400 kV-transmissionsnettet (udkast af 7. juli 2003)
- Ref. 13 Anvendelse af højtemperaturledere på udvalgte transmissionsstrækninger i Eltra's forsyningsområde, dok.nr. 202909
- Ref. 14 Ombygning af 400 kV Kassø-Revsing til to systemer – opdateret beslutningsgrundlag 2004, dok.nr. 191559 v2
- Ref. 15 Saneringer i 150 kV-nettet ved Aalborg i perioden 2004-2009, dok.nr. 97245
- Ref. 16 Forplantning af hurtige spændingsændringer i nettet, DEFU-rapport 509
- Ref. 17 Amb. Berlin 573 – Aktuelle energipolitiske spørgsmål i Tyskland



Bilag 1

Data for 150/60 kV-stationer

Data for 150/60 kV-stationer er opgjort pr. 1. august 2004. Baggrunden for tallene er "Plangrundlag 2004", "Datagrundlag for elsystemet i Jylland og på Fyn 2004" og data fra Eltra's PANDA-database.

Afsnit 1 indeholder navnene på de i alt 64 stationer. I forhold til tidligere er en ny station ved Kærbybro og ved Ramme taget med. N1 har vurderet forbruget på Kærbybro til 46 MW for 2005. Forbruget på station Tinghøj og station Hornbæk er tilsvarende reduceret. Station Ramme vest for Lemvig er vurderet til at aftage 20 MW decentral kraftvarme og 23 MW vindkraft fra station Struer.

Afsnit 2 viser mængden af decentral produktion. Den første kolonne indeholder mængden af vindkraft under den enkelte 150/60 kV-station. I forhold til opgørelsen i Plangrundlag 2004 er der yderligere tilsluttet 10 MW i station Struer og 4 MW mere i Hornbæk. Under station Thyregod er der blevet 2 MW mindre end pr. 1. januar 2004. I kolonne 2 er angivet den mængde vindmøller, som amternes godkendte regionplaner giver mulighed for at rejse. Den største andel af landmøller er tilsluttet i Vestjylland, her er der tilsluttet 26 % af al vindkraft i Jylland og på Fyn. Bliver havmøllerne på Horns Rev regnet med, stiger andelen til 31 %.

I forbindelse med energiforliget er der skabt mulighed for, at nye møller under 450 kW bliver skrottet med skrotningsbeviser. Med disse skrotningsbeviser er det muligt at rejse nye møller med tilskud. Denne skrotningsordning har betydet, at amter og kommuner i stor udstrækning har revurderet eksisterende mølleområder og set på nye mølleområder. I kolonnen er angivet områder, der pr. 1. august 2004 er godkendt til rejsning af nye møller. Flere amter er stadig i gang med dette arbejde og i takt med, at dette arbejde bliver færdigt, vil tallene i denne kolonne enten stige eller falde. Tallet kan falde, hvis eksempelvis en skrottet

møllepark med gamle 10 MW-møller kun må genrejses med nye 5 MW-møller.

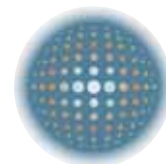
Den tredje kolonne viser mængden af decentral kraftvarme, tilsluttet nettet under 100 kV. I forhold til plangrundlaget er her medtaget Herningværket. De største øvrige ændringer er 4 MW yderligere under station Nibstrup og 2 MW under Hornbæk. De største reduktioner er 5 MW i station Ryttergården og 3 MW i Lykkegård.

Yderst i afsnittet er en kolonne med summen af den installerede decentrale produktion og den vindkraft, som besluttede regionplaner giver mulighed for. Det udgør ca. 4.000 MW for Vestdanmark.

Afsnit 3 indeholder størrelsen af de enkelte stationers 150/60 kV-transformere. To transformere er vist i parentes med et plus. Det betyder, at det er besluttet at indkøbe og opstille en ekstra transformer på den pågældende station. Et minus ville betyde, at der nedtages/skrotes en transformer.

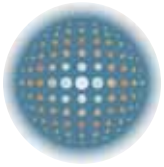
I **afsnit 4** er vist de enkelte 150/60 kV-stationers forventede maksimale forbrug i MW i 2005 og 2012. Forbruget på den enkelte station er beregnet på baggrund af udviklingen i de forskellige forbrugskategorier under stationen. Forbruget under hver station er delt op i bolig, landbrug, industri og handel/service. Elforbrugets udvikling inden for de enkelte kategorier bliver løbende fulgt af ca. 800 målesteder rundt i hele landet.

Den årlige stigning i elforbruget er ca. 1,5 % frem til 2012.



Data for 150/60 kV-stationer

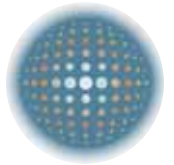
Afsnit 1 150/60 kV-stationer Navn	Afsnit 2				Afsnit 3			Afsnit 4	
	Vind MW	Godkendt vindudbyg MW	Dec. kraftvarme MW	Sum MW	Transformer installeret MVA			Maksimalt forbrug 2005 2012 MW	
Abildskov	30		35	66	125			73	80
Ådalen	1		6	7	75	75		80	90
Andst	10		5	15		160		60	68
Bredebro	126		32	158	75	125		77	85
Bredkær	52		94	146	100	100		79	87
Bramdrup	32		11	43	125	160		97	107
Bredsted	134	16	18	168	100	160		64	69
Bilstrup	107	20	37	163	75	75	160	103	114
Bjørnholt	27	6	115	148	125	160		115	126
Dybvad	14		21	35	100			33	37
Estrupvej	0		0	0	160			70	79
Ferslev	25		10	35	80			28	29
Fraugde	37		52	89	125			93	105
Fredensdal	33		11	44	85			35	37
Frøstrup	20		4	24	63			24	27
Fynsværket	28		71	99	150	150	180	204	224
Graderup	35		23	58	125	75		85	92
Hasle	10		13	23	125	125		128	145
Hatting	26		57	83	160	120	(+160)	163	180
Herning	57	3	121	181	100	160		152	173
Hornbæk	80		42	122	125	125		33	36
Holsted	39		37	76	100			61	67
Høskov			1	1	160			76	82
Hvorupgård	63	6	13	82	100			18	19
Håndværkervej			2	2	80	80		52	59
Hørning	11		4	15	125			53	57
Idomlund	153	9	34	197	100	160		122	130
Kærbybro									50
Karlsgårde	70	14	46	131	45	100		97	107
Klim Fjordholme	44		0	44	45			8	9
Knabberup	31		16	47	120	160		114	126
Loldrup	3		67	70	75	75		50	55
Lykkegård	43		21	64	75	75		57	65
Magstrup	41		23	64	80	125		69	75
Malling	6		4	10	125			68	72
Mesballe	94		8	102	125	125		77	86
Møllerup	23		16	39	160			92	98
Moselund	27		53	80	160			76	84
Mosbæk	17	3	18	38	75	75		51	57
Mårslet				0	125				
Nors	23		15	39	63			33	38
Nibstrup	29	14	45	88	100	100		54	60
Vendsysselværket	12			12	28				
Odense SØ				0	125			63	71
Ramme									26
Ribe	30		18	48	75			41	44
Ryttergård	3		42	45	160	160		107	121
Starbakke	30		46	76	100	100		68	75
Sdr. Felding	3			3	13	13		7	8
Enstedværket	100		33	133	160	160		229	263
Skansen				0	100	100		44	48
Struer	40	12	29	81	45	45		63	50
Stovstrup	69	12	28	108	100			72	81
Svendborg	70		29	99	125	125		81	87
Skærbækværket				0	75				
Sønderborg	15		63	78	75	125		63	68
Tange	35		24	59	160			62	72
Thyregod	42	3	13	58	75	(+125)		50	55
Tinghøj	39		15	55	80			38	41
Tyrstrup	2		3	5	10			7	8
Videbæk	41	9	44	94	75	45		64	71
Vilsted	71		19	90	80	80		46	50
Aalborg Øst			6	6	80	80		77	87
Åstrup	16		28	44	160			59	66
Sum	2.218	126	1.642	3.986	6.137	3.878	340	4.265	4.778



Bilag 2

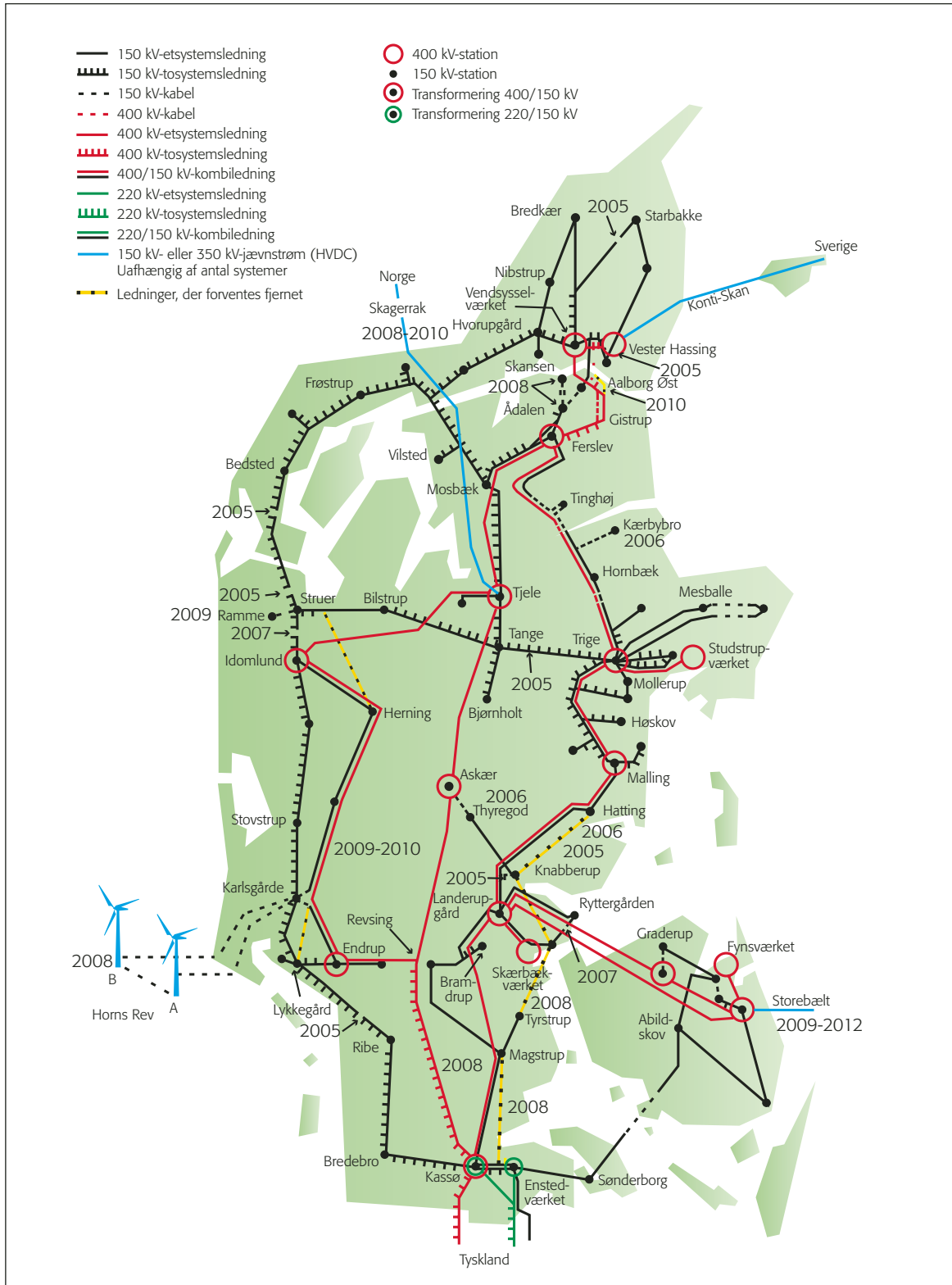
Renoveringsbehov indtil 2012





Bilag 3

Transmissionsnettet, planlagt netudvikling til og med 2012

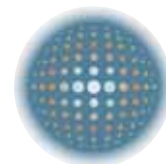




Bilag 4

Eltra's tele- og infrastrukturer, forventet restrukturering frem til 2008





Bilag 5

Investeringsbehov til ny- og ombygninger, 2005-2012

Oversigt over Eltra's og de regionale transmissionsselskabers besluttede, planlagte og perspektivprojekter i planperioden 2005-2012.

Tabellerne er opdelt i to perioder. Perioden 2005-2008 og perioden 2009-2012. For perioden 2005-2008 gælder, at projekter er besluttet og planlagt til gennemførelse.

I perioden 2009-2012 er alle projekter som udgangspunkt perspektivprojekter uden formel beslutning. Dog er der anført investeringsbehov til renoveringer, som må betragtes som en nødvendig budgetramme for de betydelige renoveringer, elsystemet vil få brug for frem mod 2012. I takt med, at konkrete renoveringsprojekter bliver planlagt, vil der træffes beslutninger om anlæg.

Eltra's projekter 1.000 kr.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Forv. i drift	Projekt status
Udlandsforbindelser										
Konti-Skan 1, Strømret.anlg., ventilbygn., inkl. 400 kV st.	31.749								2005	AB
Konti-Skan 1, skrotning gl. strømretteranlæg	100	4.700							2006	AB
Skagerrak, Bulbjerg-Tjele, udskifte tråd		10.000	13.000						2007	PL
Skagerrak, Bulbjerg-Tjele, omgalvanisering		15.000	20.000	10.000					2008	PL
Skagerrak, kontrolanlæg				45.000					2008	PL
Skagerrak, forbindelse 4				330.000	340.000	330.000			2010	PL
400/150 kV-projekter										
Vendssylsværket-Trige	(95.909)								2004	IG
Vendssylsværket-Vester Hassing	14.909								2005	PL
Kassø-Revsing, ombygning af masterække	3.000	45.000	153.000	46.000	8.000				2008	PL
Kassø-Revsing, st. Kassø		11.424							2006	PL
Idomlund-Endrup ny ledning				170.000	200.000				2009	PL
Ellager på st. Tjele	27.000	4.000							2006	AB
Tilslutning af vindpark Horns Rev B		50.000	100.000	200.000					2008	PL
Havmølleprojekt						100.000	100.000	100.000		PE
Net- og transmissionsanlæg			50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000		PE
HVDC-forbindelse (Storebælt)						200.000	200.000	200.000	2012	PL
400/150 kV-stationsanlæg										
400/150 kV-transformere				25.000						PE
400/150 kV-synkronkompensator			100.000						2007-08	PE
Renoveringer										
Maling af master v/Limfjorden	6.000	6.000							2006	DU
400 kV Fynsledningerne, omgalvanisering	2.000	10.000	10.000	10.000	10.000				2009	DU
400 kV-renoveringer	6.000	20.000	20.000	20.000					2008	DU
400/150 kV Kasø-Magstrup fundamenter	1.200								2005	DU
400 kV Askær-Revsing jordtråd	7.500								2005	DU
150 kV Tjele-Års jordtråd	4.375								2005	DU
220 kV Klipleve-Kassø	1.628								2005	DU
Udskiftning af fasetråde				40.000	40.000	40.000	40.000	40.000		DU
Opgraderinger										
400/150 kV Landerupgård-Malling	4.200								2005	PL
400/150 kV Opgraderinger i nettet	5.000	5.000	10.000	10.000	10.000				2009	PL
Kabellægninger og saneringer										
Sanering Vejle-Horsens	2.000								2005	PL
Lysleder- og teleprojekter										
Lyslederprojekter	5.600	1.000	1.000	1.000					2008	DU
Teleprojekter	13.000	30.000	14.000	8.000	4.000	4.000	4.000	4.000		PE
Samlede investeringer	39.352	212.124	491.000	965.000	662.000	724.000	394.000	394.000		
Heraf perspektivprojekter	13.000	30.000	164.000	83.000	54.000	154.000	154.000	154.000		

Note: Alle projekter er tildelt en aktuel status. IG = Igangværende; DU = Driftsudgift, til løbende afholdelse; AB = Anlægsbudget, der er godkendt; PL = Planlagte projekter, men uden anlægsbudget; PE = Perspektivprojekter uden beslutning.

Eltra har ændret princip angående budgettering af lyslederprojekter, jf. Anlægsplan 2003. Lyslederprojekter indgår nu i budgetterne for hovedprojekter. De anførte beløb er derfor primært til vedligeholdelse.



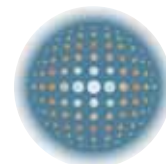
Eltra . Anlægsplan 2004

Fyns Nets projekter 1.000 kr.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Forv. i drift	Projekt status
150 kV-kabellægninger										
150 kV Fynsværket-Graderup	7.000								2005	PL
Samlede investeringer	7.000									

Midtjyske Nets projekter 1.000 kr.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Forv. i drift	Projekt status
150 kV-kabellægninger										
150 kV Tørslev-Kærbybro	5.000	10.000							2006	PL
150 kV Tange-Trige, Bjerringbro		20.400							2006	AB
150 kV Trige-Mesballe 1, Hårup						5.800			2010	PE
150 kV Hasle-Hørning, Århus V						63.100			2010	PE
150 kV Saneringer ved st. Trige			10.000	12.600					2008	PE
Øvrige 150 kV-projekter:										
150 kV-renovering Tange-Trige	52.000								2005	AB
150 kV-reinvesteringer – stationer	1.700								2005	PL
150 kV supplerende hjælppeudstyr	1.700								2005	AB
150/60 kV-station Kærbybro	3.000	10.000							2006	PL
150 kV-renoveringer			32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	2007-12	PE
Samlede investeringer	63.400	40.400	42.000	44.600	32.000	100.900	32.000	32.000		

Noter: Midtjyske Net har som perspektivprojekt angivet et samlet renoveringsbehov i perioden 2007-2012. Den lineære fordeling af investeringerne over perioden er budgetteknisk. I praksis vil konkrete projekter blive gennemført i årene med det resultat, at udgifterne fordeler sig asymmetrisk. Investeringen i henhold til Kabelhandlingsplanen i 2010 repræsenterer flere projekter, som kan blive aktuelle i perioden, se afsnittet ”150 kV-saneringer”, side 35.

NV Nets projekter 1.000 kr.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Forv. i drift	Projekt status
150 kV Kabellægninger:										
150 kV Jerslev-Starbakke, Ravnshøj	5.300								2005	PL
150 kV Hvorupgård-Skansen, Nørresundby	4.080								2005	PL
Vendsysselværket-Trige-projektet:										
150 kV Tinghøj-Haverslev	2.000								2005	PL
150 kV Ferslev-Ådalen			2.000	15.955					2008	PL
150 kV Ferslev-Håndværkervej			2.000	17.547					2008	PL
150 kV Ådalen-Håndværkervej			1.000	3.484					2008	PL
Demontager	1.633			640	850				2009	IG
Øvrige 150 kV-projekter:										
150/60 kV-ombygning st. Ådalen	7.000	33.860							2006	PL
150/60 kV-udbygning st. Håndværkervej		2.000	14.000	5.886					2008	PL
150/60 kV-transformer til beredskab			6.000						2007	PL
150 kV-renovering Jerslev-Bredkær		5.039							2006	PL
150 kV to-sys., renovering Vendsysselværket-Hvorupgård	3.340								2005	PL
150 kV-renovering Vendsysselværket-Vester Hassing		647							2006	PL
150 kV-fasetråd Frøstrup-Nors-Bedsted			9.065						2007	PL
150 kV-fasetråd Hvorupgård-Nibstrup			3.906						2007	PL
150 kV-renovering Hvorupgård-Skansen	1.409								2005	PL
Samlede investeringer	24.762	41.546	37.971	43.512	850	-	-	-		



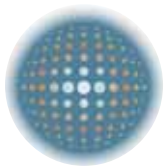
Sydøstjyske Nets projekter 1.000 kr.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Forv. i drift	Projekt status
150 kV-kabellægninger:										
150 kV Knabberup indsløjfningen	20.000								2005	PL
150 kV Ryttergården-Skærbækværket, partiel			7.100						2007	PE
Øvrige 150 kV-anlæg:										
400/150 kV-trf. 2 st. Landerupgård, tilslutning		2.600							2006	PL
150/60 kV-trf. 2 i st. Thyregod		10.000							2006	PL
150 kV Skærbækværket-Hatting, demontage	4.000								2005	PL
150 kV st. Knabberup, ombygning	6.500								2005	PL
150 kV Landerupgård-Malling, opgradering	7.000								2005	PL
150 kV, udskiftning af understationer	1.200								2005	PL
150/60 kV-trf. 3 i st. Hatting		10.000							2006	PL
150/60 kV st. Hatting, ombygning, etape 2	10.000	10.000							2006	PL
150 kV Skærbækværket-Tyrstrup, demontage				1.700					2008	PE
150 kV-renoveringer			7.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	2007-12	PE
Samlede investeringer	48.700	32.600	14.100	7.700	6.000	6.000	6.000	6.000		

Noter: Sydøstjyske Net har som perspektivprojekt angivet et samlet renoveringsbehov i perioden 2007-2012. Den lineære fordeling af investeringerne over perioden er budgetteknisk. I praksis vil konkrete projekter blive gennemført i årene med det resultat, at udgifterne fordeler sig asymmetrisk.

Syd Nets projekter 1.000 kr.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Forv. i drift	Projekt status
150 kV-kabellægninger:										
150 kV Lykkegård-Ribe, Gredstedbro	12.000								2005	PL
150 kV Enstedværket-Kassø, partiel				15.100					2008	PE
Øvrige 150 kV-anlæg:										
150 kV afbryder, Enstedværket udskiftes	3.500								2005	PL
150 kV, Kassø-Vejen, fundament renovering	800								2005	PL
150 kV Sønderborg-Abildskov, omgalvanisering			4.800						2007	PE
150 kV Enstedværket-Skærbækværket, demontage				8.000					2008	PE
150 kV Endstedværket-Kassø, ny jordtråd				1.300					2008	PE
150 kV renoveringer			23.000	23.000	23.000	23.000	23.000	23.000	2007-12	PE
Samlede investeringer	16.300	-	27.800	47.400	23.000	23.000	23.000	23.000		

Noter: Syd Net har som perspektivprojekt angivet et samlet renoveringsbehov i perioden 2007-2012. Den lineære fordeling af investeringerne over perioden er budgetteknisk. I praksis vil konkrete projekter blive gennemført i årene med det resultat, at udgifterne fordeler sig asymmetrisk.

Vestjyske Net 150 kV's projekter 1.000 kr.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Forv. i drift	Projekt status
150 kV-kabellægninger:										
150 kV Struer-Bedsted, Hurup					5.200				2009	PE
150 kV Struer-Bedsted, Struer			11.000						2007	PE
150 kV Karlsgårde-Lykkegård, Esbjerg				18.400					2008	PE
150 kV Esbjergværket blok 3-Estrupvej + felter							5.200		2011	PE
150 kV Idomlund-Struer, Struer		9.000							2006	PE
150 kV Idomlund-Tjele og Bilstrup-Struer						15.000			2010	PE
150 kV Lykkegård-Ribe, Novrup Enge								26.000	2012	PE
Øvrige 150 kV-anlæg:										
150 kV-felt blok 3-Estrupvej			3.600						2007	PL
150 kV-system på 400 kV-kombiledning Endrup-Idomlund				72.500	72.500				2009	PL
150 kV-felter Idomlund og Endrup				3.380	3.380				2009	PL
150 kV-indsløjfning, Idomlund-Endrup v. Herning				14.920	14.920				2009	PL
150 kV, demontage af Lykkegård-Herning-Struer				4.925	4.925				2009	PL
150/60 kV-station Lemvig/Ramme, inkl. kabel			50.000						2007	PL
150 kV-renoveringer	8.707			10.000	10.000				2009	PL
Samlede investeringer	8.707	9.000	64.600	124.125	110.925	15.000	5.200	26.000		



Bilag 6

Gældende netdimensioneringskriterier fra 1995

A. Udnyttelse af produktionsapparatet

Under normale omstændigheder bør netbegrænsninger ikke føre til væsentlige begrænsninger i udnyttelse af produktionsapparatet.

Produktionsapparat og udlandsforbindelser skal under rimelig tænkelige driftsforhold kunne udnyttes ved mangel af ét vilkårligt ledningssystem eller én vilkårlig transformer.

B. Transiente forhold

Systemets dynamiske stabilitet under og efter dimensionerende hændelser skal være sikret ved tilstrækkelig overføringsevne, effektivt beskyttelsesudstyr og korrekt reguleringsudstyr.

Kriteriet skal sikre, at nettets stivhed og formaskning er tilstrækkeligt til, at de dimensionerende hændelser højst får lokale konsekvenser. Bliver konsekvenserne værre, må der tages stilling til, hvilke midler – herunder driftsrestriktioner eller udbygning – der skal tages i anvendelse for at opnå tilfredsstillende stabilitetsforhold.

Begyndelsestilstanden er enhver rimelig driftssituation. En sådan indebærer mangel af ledninger og maskiner og kan desuden indebære driftsmæssige restriktioner.

De dimensionerende hændelser forudsættes at kunne optræde under hvilken som helst tid på året og under **rimeligt tænkelige driftsforhold**. De forekommer med så høj hyppighed, at det er fundet rimeligt at begrænse konsekvenserne. Dimensionerende hændelser:

- B1 - Bortkobling af en vilkårlig maskinenhed eller maskintransformer.
- B2 - Trefaset fejl på en vilkårlig ledning eller transformer med definitiv udkobling uden forsøg på genindkobling.
- B3 - Tofaset bestående fejl på et vilkårligt ledningssystem med trefaset udkobling, genindkobling og definitiv udkobling (mislykket genindkobling).

B4 - Trefaset samleskinnekortslutning.

Ved hændelser af mere alvorlig karakter (f.eks. trefaset fejl med mislykket genindkobling) skal beskyttelsesudstyr sikre, at systemet længst muligt er under kontrol, så en hurtig retablering af al forsyning bliver mulig.

C. Normalt forekommende mangler

Der er i praksis registreret så store mangler af såvel maskinenheder som ledningssystemer hele året rundt, at det er fundet rimeligt at sikre sig hele året. De samtidige mangler er en kombination af planlagte mangler som reparation, ombygning og revision og tilfældige mangler som havarier. Ved opdeling af kriteriet i et C1 og et C2 kan man skelne mellem manglernes karakter.

De mangler, der omfattes af **kriterium C1**, forekommer i det væsentligste i den egentlige revisionsperiode og sigter på, at revision skal kunne foretages i den periode. De dominerende mangler vil være planlagte. Da der også forekommer revision og ombygning uden for den egentlige revisionsperiode som følge af forsinkelse i den øvrige revision eller materialeleverancer, kan det strække sig ind i den periode, der omfattes af **kriterium C2**. Den periode vil dog i det væsentlige omfatte tilfældige mangler og havarier.

Andelen af flersystemsledninger forventes øget kraftigt. Det stiller særlige krav til planlægning af revisioner, reparations- og ombygningsarbejder.

Kriterium C tager i modsætning til kriterium B sigte på statiske forhold. Det vil sige, at forsyningen skal kunne **opretholdes** og **retableres** med de nævnte mangler, men ikke nødvendigvis opretholdes, hvis der f.eks. opstår en yderligere mangel ud over C1 som følge af et ekstra havari.



Begyndelsestilstanden indebærer mangel af ledninger/maskiner, hvorefter der opstår en dimensionerende hændelse.

I ethvert område skal forsyningen kunne klares efter følgende hændelser:

C1 - Belastning indtil 90 % af årsmaksimum ved følgende mangler, enten:

- To vilkårlige maskinenheder og
- Et vilkårligt ledningssystem eller en vilkårlig transformer.

Eller

- En vilkårlig maskinenhed og
- To vilkårlige systemer på en flersystemsledning.

C2 - Belastning **indtil 100 %** af årsmaksimum ved følgende mangler:

- En vilkårlig maskinenhed og
- Et vilkårligt ledningssystem eller en vilkårlig transformer.

Kvalitetskravet "skal kunne klares" betyder dels, at termiske overbelastninger ikke må finde sted, dels at spændingen på 150/60 kV-stationerne skal være tilfredsstillende.

D. Mere sjældne forekommende mangler

Konsekvensen af mere sjældne, forekommende hændelser vurderes. Omfattende konsekvenser bør føre til udbygning. Ved mindre omfattende konsekvenser tages andre midler i brug.

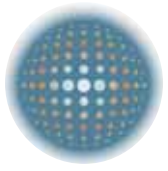
Forsyningen skal kunne opretholdes – under rimeligt tænkelige driftsforhold – med et **helt centralt kraftværk ude** af drift og alle ledninger intakte. I modsat fald bedømmes det, om omfanget af en nødvendig rationering kan accepteres.

Der er her tænkt på muligheden for brand, oversvømmelser, eksplosioner og lignende. Sådanne hændelser betegnes som katastro-

fer, og en vis rationering af forbruget accepteres.

Forsyningen skal kunne opretholdes under rimeligt tænkelige driftsforhold med al **decentral produktion** i et område ude. Der er her tænkt på katastrofeligende hændelser som f.eks. mangel på gasforsyning.

Forsyningen skal kunne opretholdes under rimeligt tænkelige driftsforhold med **flere ledningssystemer** ude. Dette kan forekomme i forbindelse med større havarier, renoverings- eller ombygningsarbejder.





Fjordvejen 1-11 · 7000 Fredericia

Telefon: 76 22 40 00 · Fax: 76 24 51 80 · E-mail: eltra@eltra.dk

Internet: www.eltra.dk

ISSN 1600-9754